



## UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE EXPEDITA DA MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA POR GERADOR DISTRIBUÍDO

Roberto Cunha de Carvalho

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro

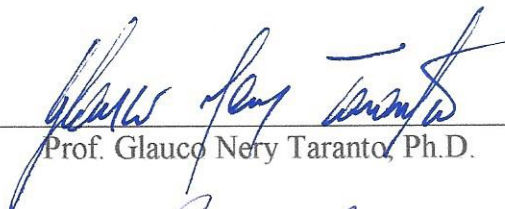
Junho de 2015

UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE EXPEDITA DA MÁXIMA INJEÇÃO DE  
POTÊNCIA ATIVA POR GERADOR DISTRIBUÍDO

Roberto Cunha de Carvalho

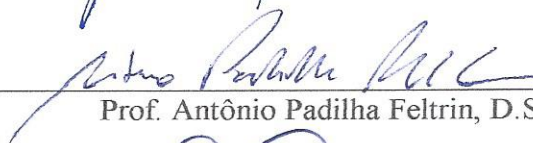
TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:



---

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



---

Prof. Antônio Padilha Feltrin, D.Sc.



---

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.



---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



---

Prof. Walmir de Freitas Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2015

Carvalho, Roberto Cunha de

Uma Metodologia Para Análise Expedita da Máxima Injeção de Potência Ativa Por Gerador Distribuído / Roberto Cunha de Carvalho. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XXII, 174 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 124-134.

1. Geração distribuída. 2. Redes de distribuição. 3. Controle de tensão. 4. Curva PV. I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*À minha família,  
pelo carinho e compreensão, dedico  
este trabalho.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Benedito e Iraci, pelo afeto e pelos ensinamentos de toda a vida. E aos meus irmãos Olímpia, Benedito e Franklin, pela convivência sempre carinhosa e pelo permanente encorajamento.

Agradeço à minha esposa, Ana Lúcia, pelo amor e estímulo, e aos meus filhos, Guilherme e Sofia, que cederam o tempo para que eu percorresse o longo caminho da pós-graduação.

Agradeço ao meu orientador e amigo, Glauco, que desde o Mestrado me instigou a enfrentar estes desafios e tanto tem me ajudado a enfrentá-los, especialmente na concepção inicial e nos desdobramentos das várias questões abordadas neste trabalho.

Agradeço aos professores Djalma e Tatiana, que muito contribuíram para a formulação e desenvolvimento da metodologia apresentada neste trabalho. Em especial agradeço à professora Tatiana, que muito colaborou nos códigos dos programas para geração dos gráficos usados na metodologia.

Agradeço àqueles professores da COPPE que combinaram o ensinar com o estímulo para o progresso, os verdadeiros mestres, que muito contribuíram para que eu me torne um profissional melhor.

Agradeço aos colegas de trabalho Fabio, Simone e Sebastião, pela compreensão e pelo apoio durante todo o Curso.

Agradeço ao engenheiro Marcelo José Leal, da concessionária de distribuição de energia elétrica AMPLA, pelas discussões e contribuições, essenciais para a viabilização deste trabalho.

Agradeço, por fim, a todos aqueles que de uma forma ou de outra contribuíram para viabilizar mais este importante passo na minha vida.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

## UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE EXPEDITA DA MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA POR GERADOR DISTRIBUÍDO

Roberto Cunha de Carvalho

Junho/2015

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta uma metodologia para avaliação expedita da máxima injeção de potência ativa em uma rede de distribuição por um gerador distribuído, considerando as restrições impostas pela capacidade de condução de corrente do cabo utilizado entre o gerador e a subestação distribuidora e pelos limites aceitáveis de variação da tensão no ponto de conexão. A metodologia possibilita também a estimativa das perdas elétricas no alimentador. Resultados obtidos por uma técnica de otimização para a máxima injeção de potência por geradores distribuídos foram comparados com resultados iniciais obtidos pela metodologia e as diferenças encontradas foram avaliadas e discutidas, possibilitando a melhoria da metodologia. A metodologia foi por fim testada por meio de um sistema de distribuição típico, comparando seus resultados com aqueles obtidos por um programa comercial de fluxo de potência.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

A METHODOLOGY FOR EXPEDITIOUS EVALUATION OF THE MAXIMUM  
ACTIVE POWER INJECTION FROM DISTRIBUTED GENERATORS

Roberto Cunha de Carvalho

June/2015

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work presents a methodology for a swift evaluation of the maximum active power that can be injected by distributed generators in a power distribution network, and how it will impact on the network active losses, considering the constraints by the cable ampacity and by the allowable voltage range at the point of interconnection. Results obtained by an optimization technic for the maximum power injection from distributed generators were compared to those obtained by the methodology and differences were evaluated and discussed. The methodology was tested in a typical distribution network and the results were validated against a commercial power flow program.

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.2. A IMPORTÂNCIA DA METODOLOGIA EXPEDITA PARA A MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA.....	3
1.3. OBJETIVO .....	7
1.4. ESTRUTURA DA TESE .....	8
<b>2. RESTRIÇÕES PARA A MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA PELO GERADOR DISTRIBUÍDO.....</b>	<b>11</b>
2.1. LIMITAÇÕES IMPOSTAS PELO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	11
2.2. PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO.....	15
2.3. NORMAS TÉCNICAS E PADRÕES DAS CONCESSIONÁRIAS .....	18
<b>3. METODOLOGIA PARA A AVALIAÇÃO DA MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA.....</b>	<b>25</b>
3.1. METODOLOGIA BÁSICA .....	25
3.1.1. FORMULAÇÃO INICIAL DA METODOLOGIA .....	25
3.1.2. VARIAÇÃO DA TENSÃO NA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA.....	29
3.1.3. INFLUÊNCIA DA CARGA AO LONGO DO ALIMENTADOR .....	29
3.1.4. CONTROLE AUTOMÁTICO DA POTÊNCIA REATIVA PARA OTIMIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA.....	31
3.1.5. VERSÃO FINAL DA METODOLOGIA .....	33
3.2. TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PARA A MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA.....	36
3.2.1. FORMULAÇÃO DA TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO .....	37
3.2.2. UTILIZAÇÃO DA FÓRMULA SIMPLIFICADA PARA CÁLCULOS DAS TENSÕES .....	42
3.2.3. RESTRIÇÕES DE OPERAÇÃO DE ACORDO COM A CURVA PV.....	45
3.2.4. EXISTÊNCIA DE TRAJETÓRIA VIÁVEL ATÉ O PONTO DE OPERAÇÃO ÓTIMO .....	49
3.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	50
<b>4. RESULTADOS E TESTES INICIAIS DA METODOLOGIA .....</b>	<b>52</b>
4.1. APLICAÇÃO PARA CABOS TÍPICOS DE CONCESSIONÁRIAS NO BRASIL.....	53
4.1.1. REDE AÉREA DE 13,8 kV COM CABO CA 1/0 AWG.....	53
4.1.2. REDE AÉREA DE 13,8 kV COM CABO CA 4/0 AWG.....	57
4.1.3. REDE AÉREA DE 13,8 kV COM CABO CA 336,4 MCM .....	61
4.1.4. REDE AÉREA DE 13,8 kV COM CABO CA 477 MCM .....	65
4.2. REDES AÉREAS DE 13,8 KV COM VARIAÇÃO DA TENSÃO NA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA .....	69
4.3. REDES AÉREAS DE 13,8 KV COM CARGA AO LONGO DO ALIMENTADOR .....	74



4.3.1. APLICAÇÃO INICIAL PARA CABOS TÍPICOS DE 13,8 KV.....	74
4.3.2. RESULTADOS ATÍPICOS PARA AS INJEÇÕES MÁXIMAS DE POTÊNCIA .....	81
<b>4.4. TESTES INICIAIS COM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>85</b>
4.4.1. TESTES SEM CONSIDERAR A CARGA NO ALIMENTADOR.....	86
4.4.2. TESTES CONSIDERANDO A CARGA NO ALIMENTADOR.....	87
<b>4.5. APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO.....</b>	<b>88</b>
4.5.1. UTILIZAÇÃO DA FÓRMULA SIMPLIFICADA PARA CÁLCULOS DAS TENSÕES .....	88
4.5.2. A CURVA PV E AS POSSIBILIDADES DE OPERAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	93
4.5.3. EXISTÊNCIA DE TRAJETÓRIA VIÁVEL ATÉ O PONTO DE OPERAÇÃO ÓTIMO .....	100
<b>5. TESTE FINAL DA METODOLOGIA COM SISTEMA PADRÃO DE DISTRIBUIÇÃO DO CIGRÉ ...</b>	<b>104</b>
<b>5.1. MODELAGEM DA REDE .....</b>	<b>104</b>
<b>5.2. AVALIAÇÕES INICIAIS.....</b>	<b>106</b>
5.2.1. RESULTADOS OBTIDOS COM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA .....	106
5.2.2. RESULTADOS OBTIDOS COM A METODOLOGIA.....	108
5.2.3. MARGENS DE SEGURANÇA NA AVALIAÇÃO DA CONEXÃO.....	112
<b>5.3. AVALIAÇÕES ADICIONAIS .....</b>	<b>114</b>
5.3.1. RESULTADOS OBTIDOS COM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA .....	114
5.3.2. RESULTADOS OBTIDOS COM A METODOLOGIA.....	116
5.3.3. MARGENS DE SEGURANÇA NA AVALIAÇÃO DA CONEXÃO.....	119
<b>6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>121</b>
<b>7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>124</b>
<b>APÊNDICE A - CURVAS FINAIS PARA CABOS TÍPICOS DAS CONCESSIONÁRIAS NO BRASIL.....</b>	<b>135</b>
<b>APÊNDICE B - EXPRESSÃO PARA PERDAS ELÉTRICAS NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>152</b>
<b>APÊNDICE C - AJUSTE DOS MODELOS DA REDE DE TESTE DO CIGRÉ.....</b>	<b>157</b>
<b>APÊNDICE D - RESULTADOS DETALHADOS PARA REDE PADRÃO DO CIGRÉ .....</b>	<b>161</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. DIAGRAMA P-Q DE UM INVERSOR E SUAS ÁREAS DE TRABALHO DE ACORDO COM OS MODOS DE CONTROLE.....	13
FIGURA 2. CURVA TÍPICA DE CONTROLE VOLT/VAR DE UM INVERSOR DE FREQUÊNCIA .....	13
FIGURA 3. CURVA DO FATOR DE POTÊNCIA EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA DO INVERSOR FOTOVOLTAICO COM POTÊNCIA NOMINAL MAIOR QUE 3 kW E MENOR OU IGUAL A 6 kW .....	19
FIGURA 4. CURVA DO FATOR DE POTÊNCIA EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA ATIVA DO INVERSOR FOTOVOLTAICO COM POTÊNCIA NOMINAL MAIOR QUE 6 kW .....	20
FIGURA 5. LIMITES OPERACIONAIS PARA SISTEMAS COM POTÊNCIA NOMINAL SUPERIOR A 6 kW .....	21
FIGURA 6. SISTEMA SIMPLIFICADO PARA A AVALIAÇÃO DA INJEÇÃO MÁXIMA DE POTÊNCIA E DAS PERDAS ELÉTRICAS .....	26
FIGURA 7. CARGA CONCENTRADA EQUIVALENTE PARA REPRESENTAÇÃO DE CARGA DISTRIBUÍDA AO LONGO DO ALIMENTADOR .....	30
FIGURA 8. SISTEMA SIMPLIFICADO PARA A AVALIAÇÃO DA INJEÇÃO DE POTÊNCIA E DAS PERDAS ELÉTRICAS CONSIDERANDO A PRESENÇA DE CARGA NO ALIMENTADOR.....	30
FIGURA 9. CURVA TÍPICA DA POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA PELO GERADOR DISTRIBUÍDO DE ACORDO COM O COMPRIMENTO DO ALIMENTADOR .....	35
FIGURA 10. CURVA TÍPICA DAS PERDAS ELÉTRICAS NA POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA PELO GERADOR DISTRIBUÍDO DE ACORDO COM O COMPRIMENTO DO ALIMENTADOR.....	36
FIGURA 11. DIAGRAMA FASORIAL COM AS RELAÇÕES DE TENSÃO EM CÁLCULOS DE QUEDA DE TENSÃO .....	43
FIGURA 12. CURVA PV PARA UM CABO DE COMPRIMENTO MÉDIO CONECTANDO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO COM FATOR DE POTÊNCIA LIGEIRAMENTE CAPACITIVO .....	46
FIGURA 13. CURVA PV PARA UM CABO DE COMPRIMENTO LONGO CONECTANDO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO COM FATOR DE POTÊNCIA INDUTIVO .....	47

<b>FIGURA 14. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 1/0 AWG .....</b>	<b>54</b>
<b>FIGURA 15. PERDAS ELÉTRICAS DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 1/0 AWG .....</b>	<b>55</b>
<b>FIGURA 16. PERDAS REATIVAS DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 1/0 AWG .....</b>	<b>56</b>
<b>FIGURA 17. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 4/0 AWG .....</b>	<b>57</b>
<b>FIGURA 18. PERDAS ELÉTRICAS DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 4/0 AWG .....</b>	<b>59</b>
<b>FIGURA 19. PERDAS REATIVAS DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 4/0 AWG .....</b>	<b>60</b>
<b>FIGURA 20. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 336,4 MCM.....</b>	<b>61</b>
<b>FIGURA 21. PERDAS ELÉTRICAS DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 336,4 MCM.....</b>	<b>63</b>
<b>FIGURA 22. PERDAS REATIVAS DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 336,4 MCM.....</b>	<b>64</b>
<b>FIGURA 23. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 477 MCM .....</b>	<b>65</b>
<b>FIGURA 24. PERDAS ELÉTRICAS DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8kV AÉREO E CABO CA 477 MCM .....</b>	<b>67</b>
<b>FIGURA 25. PERDAS REATIVAS DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8kV AÉREO E CABO CA 477 MCM .....</b>	<b>68</b>
<b>FIGURA 26. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 1/0 AWG CONSIDERANDO A TENSÃO DE 1,03 P.U. NA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA ....</b>	<b>70</b>
<b>FIGURA 27. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 4/0 AWG CONSIDERANDO A TENSÃO DE 1,03 P.U. NA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA ....</b>	<b>71</b>

<b>FIGURA 28. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 336,4 MCM CONSIDERANDO A TENSÃO DE 1,03 P.U. NA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA .</b>	<b>72</b>
<b>FIGURA 29. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 477 MCM CONSIDERANDO A TENSÃO DE 1,03 P.U. NA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA....</b>	<b>73</b>
<b>FIGURA 30. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 1/0 AWG CONSIDERANDO CARGA PRÉVIA DE 2,0 MW COM FATOR DE POTÊNCIA 0,90 INDUTIVO .....</b>	<b>75</b>
<b>FIGURA 31. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 4/0 AWG CONSIDERANDO CARGA PRÉVIA DE 3,0 MW COM FATOR DE POTÊNCIA 0,90 INDUTIVO .....</b>	<b>76</b>
<b>FIGURA 32. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 336,4 MCM CONSIDERANDO CARGA PRÉVIA DE 4,0 MW COM FATOR DE POTÊNCIA 0,90 INDUTIVO.....</b>	<b>78</b>
<b>FIGURA 33. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 477 MCM CONSIDERANDO CARGA PRÉVIA DE 5,0 MW COM FATOR DE POTÊNCIA 0,90 INDUTIVO.....</b>	<b>80</b>
<b>FIGURA 34. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 4/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO DE 1,03 P.U. NA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA E CARGA DE 1,5 MW NO ALIMENTADOR COM FATOR DE POTÊNCIA 0,90 INDUTIVO.....</b>	<b>82</b>
<b>FIGURA 35. SISTEMA SIMPLIFICADO PARA A AVALIAÇÃO DA INJEÇÃO DE POTÊNCIA E DAS PERDAS ELÉTRICAS CONSIDERANDO A PRESENÇA DE CARGA NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>83</b>
<b>FIGURA 36. CURVAS PV PARA GERADOR DISTRIBUÍDO COM FATOR DE POTÊNCIA 0,95 CAPACITIVO CONECTADO COM CABO CA 4/0 AWG, TENSÃO DE 1,03 P.U. NA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA E CARGA DE 1,5 MW NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>85</b>
<b>FIGURA 37. TENSÃO PARA O CABO CA 1/0 AWG EM 13,8 kV DE 10 KM E FATOR DE POTÊNCIA 0,90 CAPACITIVO COM APLICAÇÃO DAS FÓRMULAS SIMPLIFICADA E EXATA.....</b>	<b>89</b>
<b>FIGURA 38. TENSÃO PARA O CABO CA 477 MCM EM 13,8 kV DE 20 KM E FATOR DE POTÊNCIA 0,90 CAPACITIVO COM APLICAÇÃO DAS FÓRMULAS SIMPLIFICADA E EXATA.....</b>	<b>90</b>
<b>FIGURA 39. POTÊNCIA MÁXIMA PARA O CABO CA 336,4 MCM EM 13,8 kV E FATOR DE POTÊNCIA 0,95 CAPACITIVO COM APLICAÇÃO DAS FÓRMULAS SIMPLIFICADA E EXATA NA METODOLOGIA.....</b>	<b>91</b>
<b>FIGURA 40. TENSÃO PARA O CABO CA 336,4 MCM EM 13,8 kV E FATOR DE POTÊNCIA 0,95 CAPACITIVO COM APLICAÇÃO DAS FÓRMULAS SIMPLIFICADA E EXATA NA METODOLOGIA.....</b>	<b>92</b>

<b>FIGURA 41. CURVA PV PARA O CABO CA 336,4 MCM EM 13,8 kV E COM COMPRIMENTO DE 15 KM CONECTANDO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO COM FATOR DE POTÊNCIA 0,9908 CAPACITIVO.....</b>	<b>94</b>
<b>FIGURA 42. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 336,4 MCM CONSIDERANDO A VARIAÇÃO DA INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA .....</b>	<b>96</b>
<b>FIGURA 43. POTÊNCIA REATIVA NA POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA DE ACORDO COM O COMPRIMENTO PARA SISTEMA DE 13,8 kV AÉREO E CABO CA 336,4 MCM CONSIDERANDO A VARIAÇÃO DA INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA .....</b>	<b>97</b>
<b>FIGURA 44. CURVA PV PARA O CABO CA 336,4 MCM EM 13,8 kV E COM COMPRIMENTO DE 45 KM CONECTANDO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO COM FATOR DE POTÊNCIA 0,9733 INDUTIVO .....</b>	<b>98</b>
<b>FIGURA 45. CURVA PV PARA O CABO CA 336,4 MCM EM 13,8 kV E COM COMPRIMENTO DE 45 KM CONECTANDO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO COM FATOR DE POTÊNCIA 0,9927 INDUTIVO, CONSIDERANDO RESTRIÇÃO ADICIONAL NA OTIMIZAÇÃO .....</b>	<b>99</b>
<b>FIGURA 46. TRAJETÓRIA DA POTÊNCIA REATIVA PARA O CABO CA 336,4 MCM EM 13,8 kV E COM COMPRIMENTO DE 15 KM CONECTANDO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO COM FATOR DE POTÊNCIA 0,9908 CAPACITIVO .....</b>	<b>100</b>
<b>FIGURA 47. TRAJETÓRIA DA TENSÃO NO PONTO DE CONEXÃO PARA O CABO CA 336,4 MCM EM 13,8 kV E COM COMPRIMENTO DE 15 KM CONECTANDO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO COM FATOR DE POTÊNCIA 0,9908 CAPACITIVO .....</b>	<b>101</b>
<b>FIGURA 48. TRAJETÓRIA DA CORRENTE INJETADA PARA O CABO CA 336,4 MCM EM 13,8 kV E COM COMPRIMENTO DE 15 KM CONECTANDO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO COM FATOR DE POTÊNCIA 0,9908 CAPACITIVO .....</b>	<b>102</b>
<b>FIGURA 49. SISTEMA PADRÃO DO CIGRÉ PARA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO .....</b>	<b>105</b>
<b>FIGURA A.1. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 1/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E SEM CARGA NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>136</b>
<b>FIGURA A.2. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 1/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 1,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>136</b>
<b>FIGURA A.3. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 1/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 2,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>137</b>
<b>FIGURA A.4. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 1/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 3,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>137</b>

<b>FIGURA A.5. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 4/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E SEM CARGA NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>138</b>
<b>FIGURA A.6. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 4/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 1,5 MW NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>138</b>
<b>FIGURA A.7. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 4/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 3,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>139</b>
<b>FIGURA A.8. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 4/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 4,5 MW NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>139</b>
<b>FIGURA A.9. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 336,4 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E SEM CARGA NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>140</b>
<b>FIGURA A.10. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 336,4 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 2,0 MW NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>140</b>
<b>FIGURA A.11. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 336,4 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 4,0 MW NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>141</b>
<b>FIGURA A.12. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 336,4 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 6,0 MW NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>141</b>
<b>FIGURA A.13. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 477 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E SEM CARGA NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>142</b>
<b>FIGURA A.14. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 477 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 2,5 MW NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>142</b>
<b>FIGURA A.15. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 477 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 5,0 MW NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>143</b>
<b>FIGURA A.16. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 477 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,0 P.U. NA SED E CARGA DE 7,5 MW NO ALIMENTADOR.....</b>	<b>143</b>
<b>FIGURA A.17. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 1/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E SEM CARGA NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>144</b>
<b>FIGURA A.18. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 1/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 1,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>144</b>

<b>FIGURA A.19. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 1/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 2,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>145</b>
<b>FIGURA A.20. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 1/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 3,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>145</b>
<b>FIGURA A.21. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 4/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E SEM CARGA NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>146</b>
<b>FIGURA A.22. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 4/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 1,5 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>146</b>
<b>FIGURA A.23. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 4/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 3,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>147</b>
<b>FIGURA A.24. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 4/0 AWG, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 4,5 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>147</b>
<b>FIGURA A.25. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 336,4 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E SEM CARGA NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>148</b>
<b>FIGURA A.26. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 336,4 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 2,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>148</b>
<b>FIGURA A.27. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 336,4 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 4,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>149</b>
<b>FIGURA A.28. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 336,4 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 6,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>149</b>
<b>FIGURA A.29. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 477 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E SEM CARGA NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>150</b>
<b>FIGURA A.30. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 477 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 2,5 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>150</b>
<b>FIGURA A.31. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 477 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 5,0 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>151</b>
<b>FIGURA A.32. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA E PERDAS ELÉTRICAS PARA CABO CA 477 MCM, 13,8 kV AÉREO, TENSÃO 1,03 P.U. NA SED E CARGA DE 7,5 MW NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>151</b>

**FIGURA B.1. SISTEMA SIMPLIFICADO PARA DEMONSTRAÇÃO DAS RELAÇÕES DE PROPORCIONALIDADE DA INJEÇÃO MÁXIMA DE POTÊNCIA E DAS PERDAS ELÉTRICAS ..... 152**

**FIGURA D.1. DIAGRAMA UNIFILAR COM TRECHO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO VISTO DO GERADOR DISTRIBUÍDO CONECTADO NA BARRA 006 ATÉ A SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA ..... 166**

**FIGURA D.2. DIAGRAMA UNIFILAR COM TRECHO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO VISTO DO GERADOR DISTRIBUÍDO CONECTADO NA BARRA 007 ATÉ A SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA ..... 167**

**FIGURA D.3. DIAGRAMA UNIFILAR COM TRECHO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO VISTO DO GERADOR DISTRIBUÍDO CONECTADO NA BARRA 011 ATÉ A SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA ..... 168**

**FIGURA D.4. DIAGRAMA UNIFILAR COM TRECHO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO VISTO DO GERADOR DISTRIBUÍDO CONECTADO NA BARRA 014 ATÉ A SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA ..... 168**



## ÍNDICE DE TABELAS

<b>TABELA 1. LIMITES TÉRMICOS DOS CABOS USADOS NA TESE .....</b>	<b>14</b>
<b>TABELA 2. LIMITES DE VARIAÇÃO DA TENSÃO DE REGIME PERMANENTE NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO SEGUNDO OS PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>17</b>
<b>TABELA 3. TENSÕES NO PONTO DE CONEXÃO DO GERADOR DISTRIBUÍDO CALCULADAS COM PROGRAMA COMERCIAL DE FLUXO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>86</b>
<b>TABELA 4. TENSÕES NO PONTO DE CONEXÃO DO GERADOR DISTRIBUÍDO CALCULADAS COM PROGRAMA COMERCIAL DE FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO CARGA DISTRIBUÍDA NO ALIMENTADOR .....</b>	<b>87</b>
<b>TABELA 5. DIFERENÇAS PARA APLICAÇÃO DA FORMULAÇÃO SIMPLIFICADA E EXATA NA METODOLOGIA PARA CABO CA 336,4 MCM EM 13,8 KV .....</b>	<b>93</b>
<b>TABELA 6. VIABILIDADE DO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO DURANTE CONDIÇÃO DE CARGA PESADA DO SISTEMA DE ACORDO COM AS SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>106</b>
<b>TABELA 7. VIABILIDADE DO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO DURANTE CONDIÇÃO DE CARGA LEVE DO SISTEMA DE ACORDO COM AS SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>107</b>
<b>TABELA 8. VIABILIDADE DO GERADOR DISTRIBUÍDO DE ACORDO COM A METODOLOGIA SEM CONSIDERAR AS CARGAS .....</b>	<b>108</b>
<b>TABELA 9. VIABILIDADE DO GERADOR DISTRIBUÍDO DE ACORDO COM A METODOLOGIA PARA CONDIÇÃO DE CARGA PESADA NO SISTEMA CONSIDERANDO AS CARGAS .....</b>	<b>110</b>
<b>TABELA 10. VIABILIDADE DO GERADOR DISTRIBUÍDO DE ACORDO COM A METODOLOGIA PARA CONDIÇÃO DE CARGA LEVE NO SISTEMA CONSIDERANDO AS CARGAS .....</b>	<b>111</b>
<b>TABELA 11. MARGENS DE SEGURANÇA PARA CONEXÃO DO GERADOR DISTRIBUÍDO PARA CONDIÇÃO DE CARGA PESADA NO SISTEMA CONSIDERANDO AS CARGAS .....</b>	<b>112</b>
<b>TABELA 12. MARGENS DE SEGURANÇA PARA CONEXÃO DO GERADOR DISTRIBUÍDO PARA CONDIÇÃO DE CARGA LEVE NO SISTEMA CONSIDERANDO AS CARGAS .....</b>	<b>113</b>

<b>TABELA 13. VIABILIDADE DO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO DURANTE CONDIÇÃO DE CARGA PESADA DO SISTEMA MODIFICADO DE ACORDO COM AS SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>115</b>
<b>TABELA 14. VIABILIDADE DO GERADOR DISTRIBUÍDO OPERANDO DURANTE CONDIÇÃO DE CARGA LEVE DO SISTEMA MODIFICADO DE ACORDO COM AS SIMULAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>116</b>
<b>TABELA 15. VIABILIDADE DO GERADOR DISTRIBUÍDO DE ACORDO COM A METODOLOGIA PARA CONDIÇÃO DE CARGA PESADA NO SISTEMA MODIFICADO CONSIDERANDO AS CARGAS.....</b>	<b>117</b>
<b>TABELA 16. VIABILIDADE DO GERADOR DISTRIBUÍDO DE ACORDO COM A METODOLOGIA PARA CONDIÇÃO DE CARGA LEVE NO SISTEMA MODIFICADO CONSIDERANDO AS CARGAS.....</b>	<b>118</b>
<b>TABELA 17. MARGENS DE SEGURANÇA PARA CONEXÃO DO GERADOR DISTRIBUÍDO PARA CONDIÇÃO DE CARGA PESADA NO SISTEMA MODIFICADO CONSIDERANDO AS CARGAS .....</b>	<b>119</b>
<b>TABELA 18. MARGENS DE SEGURANÇA PARA CONEXÃO DO GERADOR DISTRIBUÍDO PARA CONDIÇÃO DE CARGA LEVE NO SISTEMA MODIFICADO CONSIDERANDO AS CARGAS .....</b>	<b>120</b>
<b>TABELA C.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS TRANSFORMADORES .....</b>	<b>158</b>
<b>TABELA C.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS COMUTADORES DE TAPS DOS TRANSFORMADORES.....</b>	<b>159</b>
<b>TABELA C.3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS ALIMENTADORES .....</b>	<b>159</b>
<b>TABELA C.4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DAS CARGAS .....</b>	<b>160</b>
<b>TABELA D.1. RESULTADOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA PADRÃO DO CIGRÉ EM REGIME DE CARGA PESADA E COM A PRESENÇA DO GERADOR DISTRIBUÍDO – PARTE 1 .....</b>	<b>162</b>
<b>TABELA D.2. RESULTADOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA PADRÃO DO CIGRÉ EM REGIME DE CARGA PESADA E COM A PRESENÇA DO GERADOR DISTRIBUÍDO – PARTE 2 .....</b>	<b>163</b>
<b>TABELA D.3. RESULTADOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA PADRÃO DO CIGRÉ EM REGIME DE CARGA LEVE E COM A PRESENÇA DO GERADOR DISTRIBUÍDO – PARTE 1 .....</b>	<b>164</b>
<b>TABELA D.4. RESULTADOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA PADRÃO DO CIGRÉ EM REGIME DE CARGA LEVE E COM A PRESENÇA DO GERADOR DISTRIBUÍDO – PARTE 2 .....</b>	<b>165</b>
<b>TABELA D.5. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA SEGUNDO A METODOLOGIA PARA O SISTEMA PADRÃO DO CIGRÉ DE ACORDO COM A BARRA CONECTADA E O REGIME DE CARGA .....</b>	<b>169</b>

<b>TABELA D.6. RESULTADOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA MODIFICADO EM REGIME DE CARGA PESADA E COM A PRESENÇA DO GERADOR DISTRIBUÍDO – PARTE 1.....</b>	<b>170</b>
<b>TABELA D.7. RESULTADOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA MODIFICADO EM REGIME DE CARGA PESADA E COM A PRESENÇA DO GERADOR DISTRIBUÍDO – PARTE 2.....</b>	<b>171</b>
<b>TABELA D.8. RESULTADOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA MODIFICADO EM REGIME DE CARGA LEVE E COM A PRESENÇA DO GERADOR DISTRIBUÍDO – PARTE 1.....</b>	<b>172</b>
<b>TABELA D.9. RESULTADOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA MODIFICADO EM REGIME DE CARGA LEVE E COM A PRESENÇA DO GERADOR DISTRIBUÍDO – PARTE 2.....</b>	<b>173</b>
<b>TABELA D.10. POTÊNCIA INJETADA MÁXIMA SEGUNDO A METODOLOGIA PARA O SISTEMA MODIFICADO DE ACORDO COM A BARRA CONECTADA E O REGIME DE CARGA .....</b>	<b>174</b>

## PRINCIPAIS SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

- ANEEL* - Agência Nacional de Energia Elétrica
- ANSI* - American National Standards Institute
- AWG* - American Wire Gage, padrão americano de bitolas para fios e cabos elétricos
- CA* - cabo de alumínio sem alma
- CIGRÉ* - International Council on Large Electric Systems
- Curva PV* - curva de potência versus tensão, da expressão “power versus voltage” em inglês
- $\Delta V$  - variação aceitável de tensão no ponto de conexão do gerador distribuído
- FP* - fator de potência do gerador distribuído
- FP<sub>cap</sub>* - fator de potência capacitivo do gerador distribuído, considerado absorvendo potência reativa
- FP<sub>cap min</sub>* - fator de potência capacitivo mínimo aceitável do gerador distribuído
- FP<sub>ind</sub>* - fator de potência indutivo do gerador distribuído, considerado gerando potência reativa
- FP<sub>ind min</sub>* - fator de potência indutivo mínimo aceitável do gerador distribuído
- FP<sub>min</sub>* - fator de potência mínimo aceitável do gerador distribuído na Otimização
- GD* - gerador distribuído
- I* - corrente injetada pelo gerador distribuído
- I<sub>1</sub>* - corrente no alimentador entre o ponto onde conectado o gerador distribuído e a carga equivalente concentrada
- I<sub>2</sub>* - corrente no alimentador entre a carga equivalente concentrada e a subestação distribuidora
- I<sub>T</sub>* - corrente total da carga ao longo do alimentador
- IEEE* - Institute of Electrical and Electronics Engineers
- I<sub>max</sub>* - capacidade de condução de corrente do alimentador de distribuição
- L* - comprimento do alimentador entre o gerador e a subestação distribuidora
- L<sub>max</sub>* - comprimento máximo adotado na Metodologia para o alimentador entre o gerador e a subestação distribuidora
- MCM* - mil circular mil, unidade americana de bitolas para fios e cabos elétricos
- MME* - Ministério de Minas e Energia

*MPPT* - rastreamento do ponto de máxima potência, da expressão “maximum power point tracking” em inglês

$P$  - potência ativa injetada pelo gerador distribuído

$P_{aux}$  - potência ativa do gerador distribuído limitada na ferramenta de otimização

$P_C$  - potência ativa da carga ao longo do alimentador

*PCC* - ponto de conexão do gerador distribuído, da expressão “point of common coupling” em inglês

*PCH* - pequena central hidrelétrica

$P_d$  - perdas elétricas ativas no alimentador de distribuição

$P_{max}$  - potência ativa máxima do gerador distribuído obtida na Otimização

*PRODIST* - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

*PROINFA* - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

*p.u.* - quantidade em valores por unidade

$Q$  - potência reativa injetada pelo gerador distribuído

$Q_C$  - potência reativa da carga ao longo do alimentador

$Q_d$  - perdas elétricas reativas no alimentador de distribuição

$R$  - resistência do cabo utilizado no alimentador de distribuição

$R'$  - resistência por unidade de comprimento do cabo utilizado no alimentador de distribuição

$S$  - potência aparente injetada pelo gerador distribuído

*SED* - subestação distribuidora

$\theta_2$  - ângulo da tensão na barra da subestação distribuidora

$\theta_S$  - ângulo da potência aparente injetada pelo gerador distribuído

$\theta_Z$  - ângulo da impedância do cabo utilizado no alimentador de distribuição

$V_1$  - tensão no ponto de conexão do gerador distribuído

$V_2$  - tensão na barra da subestação distribuidora

$V_{2,fix}$  - valor fixado na formulação da otimização para a tensão na barra da subestação distribuidora

$V_C$  - tensão teórica no ponto carga concentrada equivalente

$V_{max}$  - limite superior aceitável de tensão no ponto de conexão do gerador distribuído

$V_{min}$  - limite inferior aceitável de tensão no ponto de conexão do gerador distribuído

- $V_n$  - tensão nominal do sistema de distribuição
- $V_o$  - tensão de operação na subestação distribuidora
- $X$  - reatância indutiva do cabo utilizado no alimentador de distribuição
- $X'$  - reatância indutiva por unidade de comprimento do cabo utilizado no alimentador de distribuição
- $Z$  - impedância do cabo utilizado no alimentador de distribuição
- $Z_C$  - impedância equivalente da carga ao longo do alimentador

# **1. INTRODUÇÃO**

## **1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

A crescente presença de geradores distribuídos nos sistemas elétricos das concessionárias de distribuição de energia elétrica tem imposto a necessidade de mudança de paradigmas culturais consolidados no setor elétrico.

Metodologias e ferramentas de análise consagradas para estudos de planejamento e operação das redes de distribuição estão precisando ser revistas, novas técnicas e novas ferramentas deverão ser desenvolvidas.

O crescimento da geração distribuída vem se observando de forma consistente já há alguns anos. Na verdade, de certa forma esta situação consiste numa volta ao passado dos sistemas elétricos, porque no início da indústria de energia elétrica os sistemas eram isolados e a geração era sempre localizada próxima da carga [1].

A utilização de sistemas de cogeração na indústria e posteriormente sua expansão para os prédios comerciais no último quarto do século passado recolocou a geração distribuída na pauta, puxada pelas vantagens econômicas para o custo da energia e pela mudança regulatória dos sistemas de energia nos países em geral [2].

Na sequência, a preocupação com a questão ambiental e com o problema das mudanças climáticas introduziu a prioridade para fontes renováveis, com forte influência nas fontes eólica e solar [3].

No Brasil, desde a segunda metade do século passado tem havido um forte crescimento da presença de geradores distribuídos do tipo cogeração de biomassa com bagaço de cana. Do fim do século passado para cá cresceu também a presença da geração eólica e de PCHs, pequenas centrais hidrelétricas, na matriz energética nacional, estimuladas pelo PROINFA, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica [4].

Tal crescimento se intensificou em todo o mundo nos anos recentes, principalmente com a proliferação da geração de base fotovoltaica [5].

Na Alemanha, por exemplo, a geração fotovoltaica tem crescido fortemente e vem atingindo patamares impressionantes, tendo registrado em setembro/2012 40 % da demanda total da carga, sendo cerca de 95% desta geração conectada ao sistema de distribuição de média e baixa tensão e cerca de 70% conectada ao sistema de distribuição de baixa tensão [6].

Embora reduzindo o ritmo de crescimento nos últimos dois anos, os sistemas fotovoltaicos na Alemanha atingiram em 2014 a marca de 38.000 MWp de potência instalada, tornando-se a fonte com maior participação individual em termos de capacidade instalada, 37% [7].

Na Itália, outro exemplo de crescimento rápido da penetração da geração fotovoltaica, no ano de 2012 foi registrado o maior crescimento na capacidade instalada de geração fotovoltaica no mundo, de 9 GW, correspondendo a 32 % do total [8].

Uma vez que as redes de distribuição de energia elétrica destes países não foram originalmente projetadas para este propósito, não estavam preparadas para hospedar percentual tão elevado de geração distribuída, e então vários desafios técnicos tem sido enfrentados.

Esta tendência também começa se observar no Brasil com a recente publicação pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica das resoluções nº 482/2012 [9] e nº 517/2012 [10], que estabelecem condições mais favoráveis para a conexão à rede de distribuição de microgeração, unidades com potência instalada menor ou igual a 100 kW, e minigeração, unidades com potência instalada maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW.



Segundo estas resoluções da ANEEL, as unidades de microgeração e minigeração, típicas para aplicações de geração fotovoltaica, microturbinas e células a combustível, por exemplo, poderão compensar os excedentes gerados em um mês nos meses subsequentes, limitados a um período de 36 meses.

A expectativa geral é que, considerando a farta oferta da energia solar no Brasil, com a difusão da tecnologia e o conseqüente aumento da escala dos fabricantes e a maior disponibilidade de empresas instaladoras, a geração fotovoltaica vai proliferar nos sistemas de distribuição de energia elétrica, especialmente no caso de autoprodução na baixa tensão, onde a viabilidade econômica é maior por causa das tarifas mais elevadas.

A viabilidade econômica da geração fotovoltaica também será favorecida pelo ciclo de forte elevação das tarifas de energia elétrica iniciado recentemente no Brasil, inclusive com a instituição das chamadas bandeiras tarifárias pela resolução ANEEL nº 547/2013 [11], cenário que provavelmente se estenderá ainda por alguns anos.

Um fato também relevante no cenário nacional é a recente decisão do Governo Federal de estimular a aquisição de energia elétrica de consumidores autoprodutores para contribuir no esforço de reduzir o risco de racionamento.

Tal decisão foi instituída pela Portaria do MME – Ministério de Minas e Energia nº 044/2015 [12] e levará à proliferação de geradores diesel elétricos conectados em paralelo permanente com os sistemas de distribuição das concessionárias.

## **1.2. A IMPORTÂNCIA DA METODOLOGIA EXPEDITA PARA A MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA**

Inicialmente, a presença da geração distribuída sinaliza para uma condição mais favorável para a expansão e operação dos sistemas de distribuição, disponibilizando energia mais próxima da carga e, conseqüentemente, melhorando os níveis de tensão do sistema e reduzindo perdas [13].

Todavia, na medida em que aumentam progressivamente suas potências, passando a superar em muitos casos as demandas das cargas instaladas nos alimentadores onde

estão conectadas, as gerações distribuídas introduzem novos paradigmas no planejamento e na operação dos sistemas elétricos [14].

A injeção de potência em um sistema elétrico sem a contrapartida de cargas locais para consumo desta energia provoca a elevação da tensão no ponto de conexão, especialmente no caso dos sistemas de distribuição, onde os níveis de curto-circuito são mais baixos [15].

Adicionalmente, o baixo valor da relação  $X/R$  associado a estes níveis de curto-circuito implicam num acoplamento maior entre a tensão e a injeção de potência ativa, diferentemente do que ocorre nas conexões convencionais de geração nos sistemas de transmissão, com elevados valores de  $X/R$  e onde a tensão é mais influenciada pela injeção de potência reativa.

A característica básica dos sistemas de geração distribuída é a utilização de estratégias para maximização da potência ativa gerada a partir dos recursos disponíveis, independente da carga local, especialmente quando empregados inversores eletrônicos [16], e quando esta geração atinge valores proporcionalmente elevados, significativas sobretensões podem ocorrer no sistema.

Esta maximização da potência é implementada por meio de controles de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, da expressão “maximum power point tracking” em inglês) [17][18].

Tomando como exemplo a geração fotovoltaica, a presença do conversor eletrônico para interligação com a rede de distribuição permite o controle da geração de potência reativa de forma a maximizar a injeção de potência ativa, com impacto adicional no nível de tensão no ponto de conexão, o que requer uma avaliação mais cuidadosa dos limites de operação do gerador distribuído [19].

A avaliação da máxima injeção de potência por um gerador distribuído em uma rede de distribuição e das tensões e perdas elétricas associadas é um problema complexo.

Diversas referências apresentam técnicas e metodologias adotando formulações exatas e representação completa da rede para tratamento destes problemas, como por exemplo, estas listadas a seguir.

A referência [20] apresenta conceitos aplicáveis aos sistemas de energia elétrica incluindo fontes renováveis e microrredes, compilando técnicas para modelagem e análise destes sistemas.

A referência [21] apresenta uma metodologia baseada na matriz de sensibilidade de tensão do sistema para determinação da máxima injeção de potência por geradores distribuídos.

A referência [22] apresenta uma metodologia para estabelecer índices de avaliação e quantificar os benefícios decorrentes da conexão de geradores distribuídos, tais como, perfil de tensão, perdas elétricas e impacto ambiental.

A referência [23] apresenta uma metodologia baseada em heurísticas e simulações de fluxo de potência para avaliação em regime permanente do desempenho de redes de distribuição com presença de geradores distribuídos.

A referência [24] apresenta a modelagem e análise com programa de fluxo de potência de uma rede de distribuição típica de baixa tensão, discutindo os resultados e implicações.

A referência [25] apresenta um balanço dos impactos decorrentes da conexão de geradores distribuídos, abordando aspectos tais como, perfil de tensão e interação com outros dispositivos de controle de tensão, proteção, operação e ilhamento.

As referências [26] e [27] apresentam metodologias baseadas em técnicas de otimização para planejamento de sistemas de distribuição considerando a presença de geração distribuída.

As referências, [28], [29] e [30] apresentam metodologias e avaliações do impacto da conexão de geradores fotovoltaicos nas perdas no sistema de distribuição de energia elétrica.

A referência [31] apresenta metodologia baseada nas matrizes de sensibilidade para determinação das perdas elétricas no sistema de distribuição com a presença de geradores distribuídos.

As referências [32], [33] e [34] apresentam metodologias para otimização da localização da geração distribuída no sistema de distribuição de forma a maximizar os benefícios correspondentes, tais como redução de perdas, melhoria do perfil de tensão, aumento de confiabilidade e postergação de investimentos para expansão.

A referência [35] apresenta uma metodologia para simulação do comportamento de redes de distribuição de energia elétrica, com a presença de fontes intermitentes de energia, baseada na aplicação de simulação estática e dinâmica.

No entanto, a aplicação de técnicas de análise baseadas na modelagem detalhada da rede de distribuição, além do elevado tempo de trabalho das equipes, requerem dados detalhados sobre a configuração da rede e sobre as cargas que nem sempre estão disponíveis.

Esta dificuldade ficou evidenciada durante a realização de Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento sobre geração distribuída e microrredes realizado para a concessionária Ampla citado na referência [36]. A forma como o problema da conexão da geração distribuída se apresenta para as concessionárias é em geral mais simples e direta.

De fato, o cenário de crescente proliferação de geradores distribuídos impõe às concessionárias de distribuição de energia elétrica a necessidade de avaliar e decidir rapidamente sobre um crescente número de pedidos para conexão em suas redes de produtores independentes e/ou autoprodutores, considerando os aspectos tais como limites máximos de injeção de potência ativa e reativa, limites de variação de tensão nos pontos de conexão, capacidade de condução de corrente dos cabos e equipamentos associados, perdas elétricas, etc.

Além dos pedidos para conexão, típicos dos setores de planejamento da distribuição das concessionárias, avaliações e decisões ainda mais rápidas precisam muitas vezes ser tomadas pelos setores de operação da distribuição no caso de manobras nas redes de distribuição com presença de geradores distribuídos.

Neste sentido torna-se fundamental o desenvolvimento de ferramentas que possam agilizar estas avaliações, preferencialmente evitando a modelagem completa da rede

local de distribuição, o que demanda tempo para levantamento de dados precisos sobre a configuração da rede e das características e localização das cargas nelas presentes.

A referência [37] apresenta uma metodologia simplificada para avaliação da máxima injeção de geradores fotovoltaicos baseada em um sistema de duas barras, considerando as restrições impostas pelo carregamento do alimentador e pelo controle da tensão e a influência da carga presente no ponto de conexão.

Nesta referência foi considerado um cabo típico com 2,85 km de comprimento, com a subestação distribuidora numa extremidade e uma carga ligada juntamente com o gerador na outra extremidade. Foram desenvolvidas uma série de avaliações variando a tensão na subestação distribuidora e potência e o fator de potência da carga.

Nesta Tese foi agregada a preocupação com as perdas elétricas na rede de distribuição e adotada uma abordagem mais generalista, no sentido de produzir um conjunto de curvas representativas das condições de injeção líquida de potência ativa e reativa para os cabos mais frequentemente empregados por uma determinada concessionária de distribuição, de forma que esta possa fazer avaliações expeditas dos requisitos para acesso e/ou operação dos geradores distribuídos no sistema de distribuição.

### **1.3. OBJETIVO**

Esta Tese apresenta e discute uma metodologia expedita para a avaliação da máxima potência ativa líquida, descontada a carga eventualmente presente no ponto de conexão, que pode ser injetada por um gerador distribuído em um ponto da rede de distribuição de média tensão e dos níveis associados de perdas elétricas.

A Metodologia considera também a potência reativa injetada ou absorvida pelo gerador distribuído e a distância entre o ponto de conexão e a subestação distribuidora.

Considera ainda que a máxima potência injetada é limitada pela capacidade de condução de corrente dos cabos empregados no alimentador local e pelos limites máximo e mínimo aceitáveis para a tensão no ponto de conexão.

A Metodologia considera também uma modelagem simplificada da rede e de suas cargas, não contemplando equipamentos de controle de tensão, tais como bancos de capacitores ou reguladores de tensão.

As premissas assumidas nesta metodologia foram motivadas pela experiência prática das concessionárias de distribuição de energia elétrica, que precisam dar respostas rápidas aos geradores distribuídos sobre a possibilidade da sua conexão em uma determinada localização da rede e sobre a possibilidade de injetarem a totalidade da sua potência máxima prevista.

Outra situação a requerer resposta ainda mais rápida das concessionárias são as decisões nos setores de operação sobre manobras que alteram as condições operacionais previamente consideradas para um determinado gerador distribuído.

A opção por uma modelagem simplificada foi também motivada por possibilitar a compreensão mais clara deste problema relativo às baixas relações X/R das redes de distribuição, onde os resultados podem ser surpreendentemente diferentes daqueles esperados em redes de transmissão, onde as relações X/R são bem maiores.

A formulação apresentada nesta Tese se aplica mais diretamente aos sistemas de distribuição de média tensão, que são o caso dos exemplos e resultados aqui tratados.

Teoricamente poderia, por aproximação e após ajustadas as características técnicas e operacionais correspondentes, ser aplicada também aos sistemas de baixa tensão, apesar da perda da premissa da tensão regulada na barra do transformador à montante.

## **1.4. ESTRUTURA DA TESE**

Uma Metodologia foi inicialmente desenvolvida para avaliação expedita da máxima potência ativa líquida que o gerador distribuído pode injetar em determinado ponto da rede, considerando os parâmetros elétricos, a ampacidade e o comprimento do cabo entre o ponto de conexão do gerador distribuído e a subestação distribuidora, o fator de potência da energia gerada, os limites aceitáveis para variação de tensão no ponto de conexão e as perdas elétricas.

Uma técnica de otimização foi empregada para determinação dos valores máximos de injeção de potência ativa, também considerando os parâmetros elétricos, a ampacidade e o comprimento do cabo entre o ponto de conexão do gerador distribuído e a subestação distribuidora e os limites aceitáveis para variação de tensão no ponto de conexão.

Os resultados da Otimização foram então comparados com aqueles obtidos com a Metodologia anteriormente mencionada e discutidas as limitações e implicações correspondentes.

O restante da Tese está organizado conforme a seguir:

No Capítulo 2 são discutidas as restrições para a injeção máxima de potência, incluindo a regulamentação da ANEEL e as exigências tipicamente fixadas nas normas e padrões técnicos.

No Capítulo 3 é apresentada a Metodologia em geral adotada na Tese, incluindo a Metodologia na sua versão inicial e as opções para variação da tensão na barra da subestação distribuidora, para considerar a influência da carga no alimentador entre o gerador distribuído e a subestação distribuidora e para considerar gerador distribuído equipado com controle automático da potência reativa para otimização da injeção de potência ativa.

O Capítulo 3 inclui também a ferramenta de otimização empregada e as opções com o uso das fórmulas exata e simplificada para cálculos de tensão e as implicações dos pontos de operação à luz da Curva PV (curva potência x tensão, da expressão “power versus voltage” do inglês).

No Capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados iniciais e testes da Metodologia, incluindo exemplos de aplicação com cabos típicos empregados por concessionárias brasileiras com opções para variação da tensão na barra da subestação distribuidora e para considerar a influência da carga no alimentador entre o gerador distribuído e a subestação distribuidora, bem como testes iniciais desenvolvidos com programa comercial de fluxo de potência.

O Capítulo 4 inclui também a comparação e discussão dos resultados obtidos com a ferramenta de otimização, incluindo os efeitos da utilização da fórmula simplificada

para cálculos de tensão e das restrições operacionais de acordo com a resposta da tensão em função da potência, conforme descrito nas curvas PV.

No Capítulo 5 são comparados e discutidos resultados obtidos pela Metodologia e por programa comercial de fluxo de potência para um sistema de distribuição padrão do CIGRÉ em regimes de carga leve e de carga pesada.

No Capítulo 6 são sintetizados os elementos abordados no trabalho e apresentadas as conclusões finais, bem como, as sugestões de temas para trabalhos futuros.



## **2. RESTRIÇÕES PARA A MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA PELO GERADOR DISTRIBUÍDO**

### **2.1. LIMITAÇÕES IMPOSTAS PELO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

Conforme anteriormente mencionado, em princípio, a conexão da geração junto à carga é positiva, uma vez que tende a melhorar os níveis de tensão e minimizar as perdas.

Quando esta injeção de potência ocorre sem contrapartida de cargas locais, todavia, a rede de distribuição pode ficar submetida a condições de operação desfavoráveis, quais sejam o carregamento elevado dos alimentadores e/ou a elevação da tensão no ponto de conexão do gerador distribuído.

Esta situação é especialmente crítica para o caso de geradores fotovoltaicos, cuja curva diária da potência gerada, que é dependente da insolação [38], muitas vezes é desencontrada da curva diária da carga, o que é o caso, por exemplo, de áreas residenciais, onde os níveis de carga mais elevados ocorrem no início da noite enquanto a geração solar é mais intensa no meio do dia, quando o consumo de energia médio nas residências é mais baixo.

Na condição mais crítica, o sistema local de distribuição precisa absorver a injeção máxima de potência com baixa ou inexistente contrapartida de carga local, garantidos níveis adequados de carregamento, tensão e perdas, de forma a não comprometer as condições adequadas de funcionamento do sistema, bem como garantir aos

consumidores locais os níveis requeridos de qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica.

Limites térmicos, regulação de tensão, nível de curto-circuito, fluxo de potência reverso, ilhamento e qualidade de energia são importantes questões que podem limitar a capacidade de hospedagem do gerador distribuído pelas concessionárias nos sistemas de distribuição [39].

Na verdade, estes aspectos técnicos são diferentemente afetados de acordo com o tipo de gerador distribuído. Geradores distribuídos conectados por meio de inversores eletrônicos ou aqueles equipados com máquinas rotativas convencionais impactam de forma diferente os sistemas onde conectados [40].

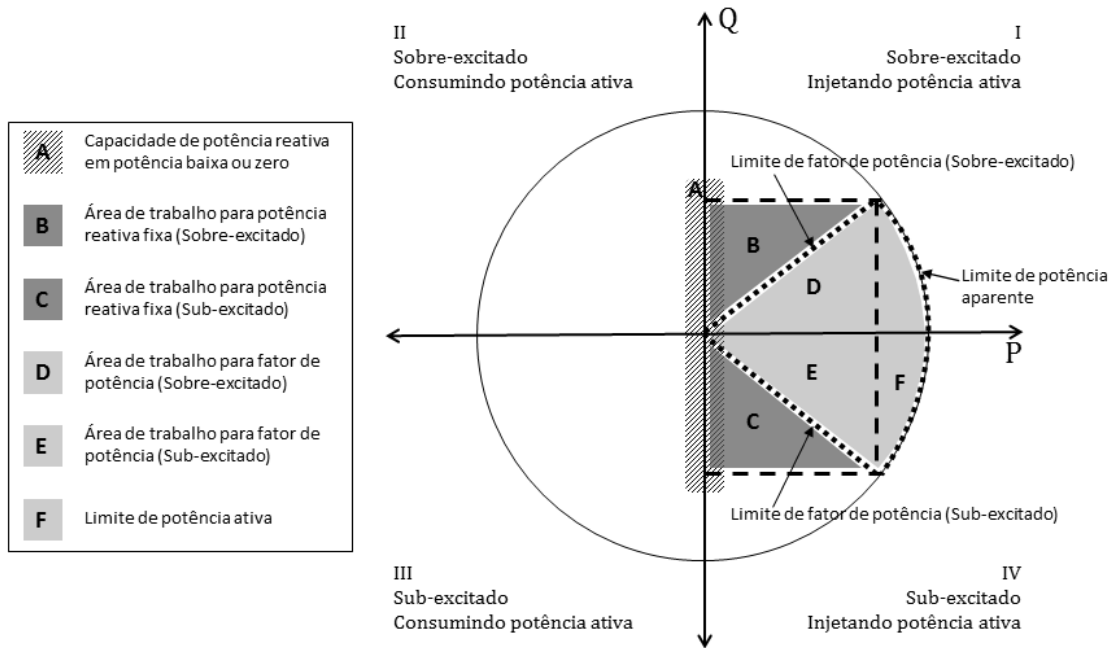
O conversor eletrônico, muitas vezes usado para interligação dos geradores distribuídos com a rede de distribuição, agrega diversos recursos de controle e permite o controle da geração de potência reativa de forma a maximizar a injeção de potência ativa [41]. Sua aplicação nos sistemas fotovoltaicos, onde são essenciais, permite a implementação de diversos recursos de controle [42][43].

Acrescente-se que, com a presença dos conversores eletrônicos e a possibilidade de operação do gerador distribuído com fator de potência diferente do unitário, o problema do controle da tensão torna-se ainda mais complicado e exige uma avaliação um pouco mais cuidadosa.

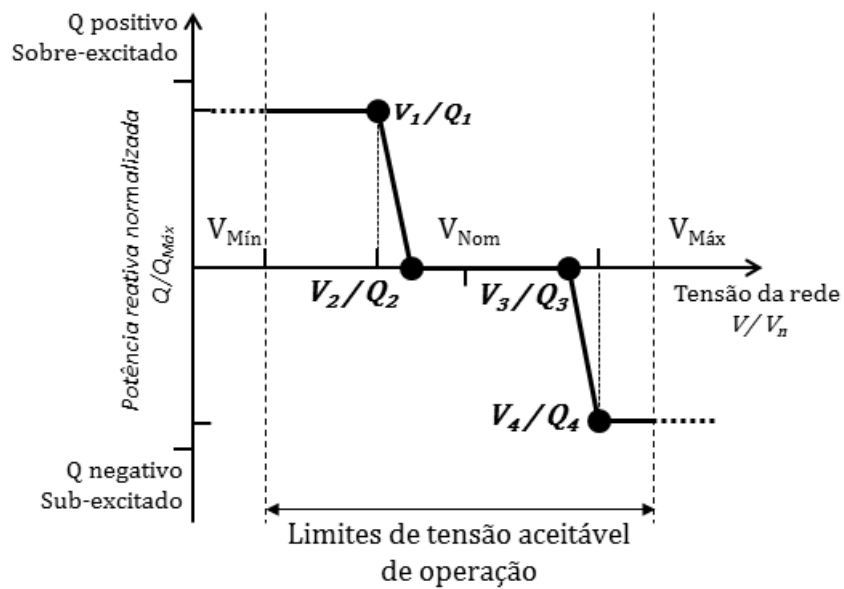
Os inversores podem modificar suas características por meio de controles via software, parametrização de funções avançadas e medição local, de forma a ajustar suas saídas de potência ativa e reativa. Na Figura 1 é mostrado o diagrama P-Q típico de um inversor [44].

As características de controle volt/var definindo a resposta do inversor são parametrizadas durante a instalação, ou remotamente configuradas e habilitadas via comunicação ou programação horária. Na Figura 2 é mostrada uma curva típica de controle volt/var de um inversor de frequência [44].

Nesta Tese estão sendo focados os aspectos mais essenciais do problema da conexão do gerador distribuído, que precisam ser equacionados numa abordagem expedita.



**Figura 1.** Diagrama P-Q de um inversor e suas áreas de trabalho de acordo com os modos de controle



**Figura 2.** Curva típica de controle volt/var de um inversor de frequência

Outros problemas tais como níveis de curto-circuito, coordenação e seletividade da proteção, inversão de fluxo em equipamentos de controle de tensão, harmônicos, etc., deverão ser objeto de avaliações complementares mais detalhadas.

Do ponto de vista do carregamento dos alimentadores, devem ser observados os limites térmicos correspondentes, ou seja, os valores de corrente calculados para as condições de funcionamento mais severas do sistema, com máxima injeção de potência e mínima carga local, devem ser compatíveis com as capacidades de condução de corrente dos cabos empregados, consideradas as condições específicas de instalação e temperatura.

Nesta Tese, por exemplo, são considerados os limites térmicos dos cabos conforme indicado na Tabela 1.

**Tabela 1.** Limites térmicos dos cabos usados na Tese

<b>Cabo</b>	<b>Limite térmico (A)</b>
Cabo CA 13,8 kV aéreo 1/0 AWG	242
Cabo CA 13,8 kV aéreo 4/0 AWG	380
Cabo CA 13,8 kV aéreo 336,4 MCM	514
Cabo CA 13,8 kV aéreo 477 MCM	646
Cabo CA 12,47 kV aéreo 336,4 MCM Padrão CIGRÉ	514

Do ponto de vista do controle da tensão, devem ser observados os limites de máxima e mínima variação da tensão no ponto de conexão da geração distribuída, ou seja, os valores de tensão calculados para as condições de funcionamento mais severas do sistema devem ser compatíveis com os valores máximos e mínimos aceitáveis para as tensões de fornecimento de energia elétrica na rede de distribuição em questão.

Nesta Tese foram usados em todas as aplicações o limite máximo de 105 % da tensão nominal do sistema de distribuição e o limite mínimo de 93 % da tensão nominal,

definidos pela ANEEL para os sistemas de distribuição de média tensão conforme descrito no subitem 2.2.

Considerando apenas os aspectos estáticos, ou seja, não considerando os aspectos dinâmicos envolvidos, para o controle da tensão no ponto de conexão do gerador distribuído a potência ativa máxima despachável em um ponto de conexão depende do fator de potência associado e do nível de curto-circuito no ponto de conexão, que por sua vez depende da bitola do alimentador e do comprimento até o transformador à montante.

Do ponto de vista das perdas no sistema de distribuição, devem ser observadas as metas de eficiência estabelecidas pelas concessionárias, ou seja, os valores das perdas Joule nos cabos da rede de distribuição calculados para as condições médias de funcionamento do sistema, com perfil médio de injeção de potência e de carga local, devem ser compatíveis com os objetivos de minimização das perdas técnicas estabelecidos pelas concessionárias e acordados com a ANEEL.

Valores típicos da ordem de 5 % a 10 % da potência aparente injetada pelo gerador distribuído são usualmente adotados como aceitáveis pelas concessionárias de distribuição no Brasil.

## **2.2. PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO**

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Os principais objetivos do PRODIST, conforme definido no Módulo 1 [45], são:

- garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;

- propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;
- disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
- estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;
- assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;
- disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

No Módulo 3 [46] são definidos os requisitos de projeto de instalações de conexão, que devem ser projetadas observando as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da acessada. Dentre outros estabelece que:

- o nível de tensão na conexão dever ser de baixa ou média tensão para potência instalada entre 151 kW e 500 kW, de média ou alta tensão para potência instalada entre 501 kW e 30 MW e de alta tensão para potência instalada maior que 30 MW;
- centrais geradoras com potência instalada acima de 300 kW devem possuir sistemas de controle automático de tensão e de frequência;
- a acessada deve implementar medidas preventivas que impeçam a ocorrência de sobretensões e subtensões sustentadas em seu sistema de distribuição, decorrentes da inserção e retirada de centrais geradoras, até a atuação dos reguladores de tensão em operação.

No Módulo 8 [47] são estabelecidos os critérios e procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, dentre os quais destacam-se os listados a seguir.

- o conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deverá compreender o registro de leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente sejam expurgadas no caso de ocorrência de interrupções de energia, quando as leituras devem ser expurgadas e substituídas por igual número de leituras válidas;
- após a obtenção do conjunto de leituras válidas, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica, que não devem exceder respectivamente 3 % e 0,5 %;
- as tensões de regime permanente para os pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV devem observar as faixas de variação da tensão medida em relação à tensão contratada indicadas na Tabela 2.

**Tabela 2.** Limites de variação da tensão de regime permanente nos sistemas de distribuição segundo os Procedimentos de Distribuição

<b>Tensão de suprimento</b>	<b>Normal</b>	<b>Precário</b>	<b>Crítico</b>
Média tensão (1 kV > V <sub>n</sub> > 69 kV)	0,93 p.u. ≤ V ≤ 1,05 p.u.	0,90 p.u. ≤ V < 0,93 p.u.	V < 0,90 p.u. ou V > 1,05 p.u.
Baixa tensão - I (V <sub>n</sub> = 380/220 V)	0,92 p.u. ≤ V ≤ 1,05 p.u.	0,87 p.u. ≤ V < 0,92 p.u. ou 1,05 p.u. < V ≤ 1,06 p.u.	V < 0,87 p.u. ou V > 1,06 p.u.
Baixa tensão - II (V <sub>n</sub> = 220/127 V)	0,92 p.u. ≤ V ≤ 1,05 p.u.	0,87 p.u. ≤ V < 0,92 p.u. ou 1,05 p.u. < V ≤ 1,06 p.u.	V < 0,87 p.u. ou V > 1,06 p.u.

### **2.3. NORMAS TÉCNICAS E PADRÕES DAS CONCESSIONÁRIAS**

O Guia IEEE 1547/2003 [48] estabelece que o gerador distribuído não deverá atuar para regular a tensão no ponto de conexão e que não poderá provocar variação desta tensão superior aos limites padronizados nas normas ANSI - American National Standards Institute.

Estabelece também que o gerador distribuído deverá desconectar-se da rede local para tensão inferior a 88 % da tensão nominal ou tensão superior a 110 % da tensão nominal, fixando os tempos máximos para abertura da interligação.

O Guia IEEE 1547a/2014 [49], emenda ao Guia IEEE 1547/2003, estabelece que mediante acordo com a concessionária o gerador distribuído poderá participar ativamente do controle da tensão local por meio da alteração de potência ativa e reativa, bem como, poderão ser adotados diferentes faixas de tensão e de tempos de abertura para condições anormais da rede.

O Guia IEEE 929/2000 [50] define que sistemas fotovoltaicos não regulam tensão, mas sim injetam corrente na rede e que, portanto, a faixa de tensão do inversor do gerador fotovoltaico é ajustada como uma função de proteção para resposta em face de anormalidade na rede da concessionária e não uma função de controle da tensão.

O Guia indica que injeções elevadas de corrente podem impactar na tensão no ponto de conexão. Acrescenta que caso a carga na rede local seja menor que a potência injetada, ações corretivas são necessárias porque de um modo geral os dispositivos de controle de tensão não tem sensor de direção de fluxo.

O Guia estabelece também que o gerador fotovoltaico deverá deixar de fornecer energia à rede local para tensão inferior a 88% da tensão nominal ou tensão superior a 110% da tensão nominal, fixando os tempos máximos para esta atuação.

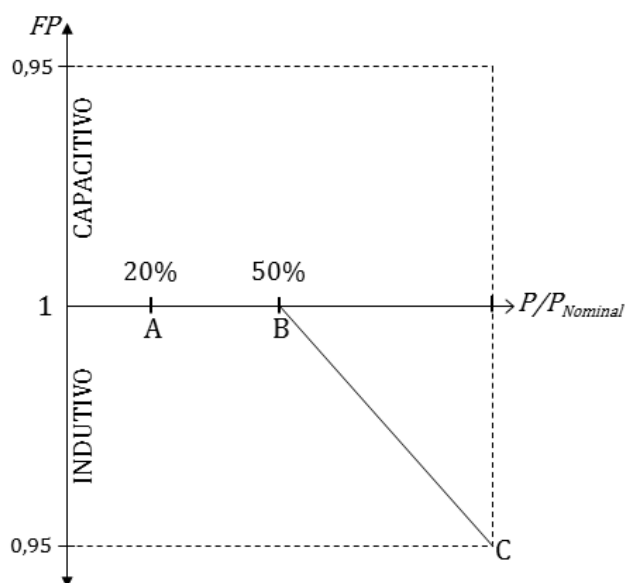
A Norma Técnica ABNT NBR 16149 [51] estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos.



Com relação à faixa de operação normal de tensão, estabelece que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede normalmente não regulam tensão e sim a corrente injetada na rede. Portanto, a faixa operacional normal de tensão do sistema fotovoltaico é selecionada como uma função de proteção, que responde às condições anormais da rede. Define que quando a tensão da rede sai da faixa compreendida entre 80 % e 110 % da tensão nominal, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede.

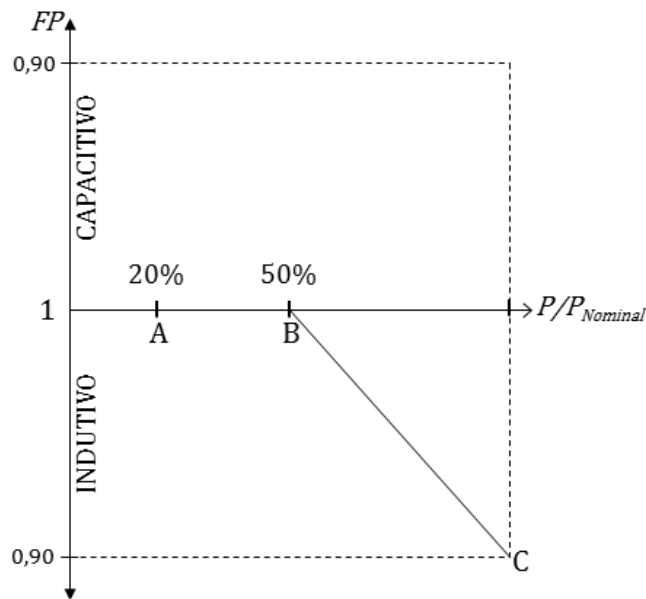
Com relação ao fator de potência estabelece que quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve operar dentro das faixas indicadas conforme a seguir descrito.

- Para os sistemas fotovoltaicos com potência nominal menor ou igual a 3 kW, FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de 0,98 capacitivo a 0,98 indutivo.
- Para os sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW, FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de 0,98 capacitivo a 0,98 indutivo, com opção de operar com fator de potência ajustável de 0,95 capacitivo a 0,95 indutivo conforme indicado na Figura 3, reproduzida da Norma NBR 16149.



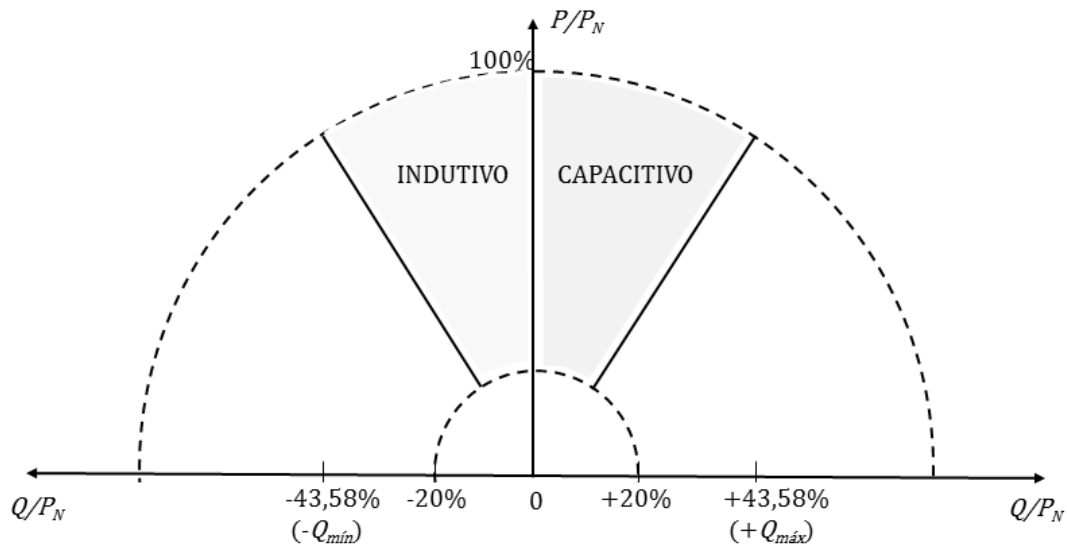
**Figura 3.** Curva do fator de potência em função da potência ativa do inversor fotovoltaico com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW

- Para os sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 6 kW, duas possibilidades de operação devem ser possíveis:
  - FP igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de 0,98 capacitivo a 0,98 indutivo, com opção de operar com fator de potência ajustável de 0,90 capacitivo a 0,90 indutivo conforme indicado na Figura 4, reproduzida da Norma NBR 16149;



**Figura 4.** Curva do fator de potência em função da potência ativa do inversor fotovoltaico com potência nominal maior que 6 kW

- Controle de potência reativa conforme indicado na Figura 5, reproduzida da Norma NBR 16149, sendo que os ajustes do controle do fator de potência devem ser definidos pela concessionária.



**Figura 5.** Limites operacionais para sistemas com potência nominal superior a 6 kW

Na área da Light a conexão de autoprodutores em geral é tratada no documento “Interligação de Autoprodutores de Energia Elétrica em Paralelo com o Sistema da LIGHT SESA, em Baixa e Média Tensão” [52]. Neste Padrão técnico, dentre outras, são fixadas as seguintes regras:

- A Light só permite o paralelismo do autoprodutor com o seu sistema, caso a interligação não resulte em problemas técnicos ou de segurança para outros consumidores, para o próprio sistema em geral ou para o pessoal de operação e manutenção;
- A Light não permite o paralelismo de autoprodutores em regime permanente em suas redes do sistema reticulado;
- O Autoprodutor deverá disponibilizar as proteções necessárias que promovam o imediato desacoplamento do seu grupo gerador do sistema da Light, quando da desenergização ou qualquer anomalia no sistema da Light, evitando a alimentação isolada de circuitos da Light por sua geração própria (ilhamento);

- Para sistema com tensão nominal de 13,8 kV, a proteção da interligação deverá desconectar o autoprodutor caso a tensão no ponto de conexão seja menor do que 13,2 kV ou maior do 13,8 kV.

Ainda na área da Light a conexão de micro e minigeradores é tratada no documento “*Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT – Até 34,5 kV*” [53]. Neste Padrão técnico, dentre outras, são fixadas as seguintes regras:

- Define Microgeração distribuída como a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Define Minigeração distribuída como a central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW, que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- A conexão da Microgeração ou Minigeração distribuída não poderá acarretar prejuízos ao desempenho e aos níveis de qualidade da Rede de Distribuição ou de qualquer consumidor a ela conectado, conforme os critérios neste documento e demais Resoluções da ANEEL;
- Para geradores sem interface inversora, a proteção da interligação deverá desconectar o autoprodutor caso a tensão no ponto de conexão seja menor do que 60 % da tensão nominal;
- Para o caso de Microgeração com inversores, quando a tensão da rede sai da faixa de 80 % a 110 % da tensão nominal, o sistema de geração distribuída deve interromper o fornecimento de energia à rede. Isto se aplica a qualquer sistema, seja ele mono ou polifásico;

- O sistema de geração distribuída deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência a seguir indicadas quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do gerador;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal menor ou igual a 3 kW: FP igual a 1 com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW: FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 6 kW: FP ajustável de 0,92 indutivo até 0,92 capacitivo.

Na área da Ampla, outra concessionária de distribuição no Estado do Rio de Janeiro, a conexão de autoprodutores em geral é tratada no documento “Consumidor Autoprodutor de Energia (Paralelismo entre sistemas)” [54].

Neste Padrão técnico, dentre outras, é definido que o paralelismo não deverá causar problemas técnicos ou de segurança para outros consumidores, à Ampla, ao próprio sistema elétrico e ao pessoal de operação e manutenção.

Ainda na área da Ampla, a conexão de micro e minigeradores é tratada no documento “Conexão de Acessante a Rede de Distribuição com Sistema de Compensação de Energia - Geração Distribuída” [55]. Neste Padrão técnico, dentre outras, são fixadas as seguintes regras:

- Define Microgeração distribuída como a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Define Minigeração distribuída como a central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada,

conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

- A conexão de Acessantes não será realizada em instalações de caráter provisório, a não ser que as alterações futuras possam ser efetuadas sem a necessidade de mudanças nas instalações de conexão;
- A conexão não poderá acarretar prejuízos ao desempenho e aos níveis de qualidade dos serviços públicos de energia elétrica a qualquer consumidor, conforme os critérios estabelecidos pelo Poder Concedente;
- Para geradores sem interface inversora, a proteção da interligação deverá desconectar o autoprodutor caso a tensão no ponto de conexão seja menor do que 80 % da tensão nominal ou maior do que 110% da tensão nominal, ambos com temporização de 5 s;
- Para o caso de geração com inversores, quando a tensão da rede sai da faixa de 80 % (em até 0,4 s) a 110 % (em até 0,2 s) da tensão nominal, o sistema de geração distribuída deve interromper o fornecimento de energia à rede, porém permanecendo conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas;
- O sistema de geração distribuída deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência a seguir indicadas quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do gerador;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal menor ou igual a 3 kW: FP igual a 1 com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo;
- Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW: FP ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo;

Sistemas de geração distribuída com potência nominal maior que 6 kW: FP ajustável de 0,92 indutivo até 0,92 capacitivo.

### **3. METODOLOGIA PARA A AVALIAÇÃO DA MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA**

#### **3.1. METODOLOGIA BÁSICA**

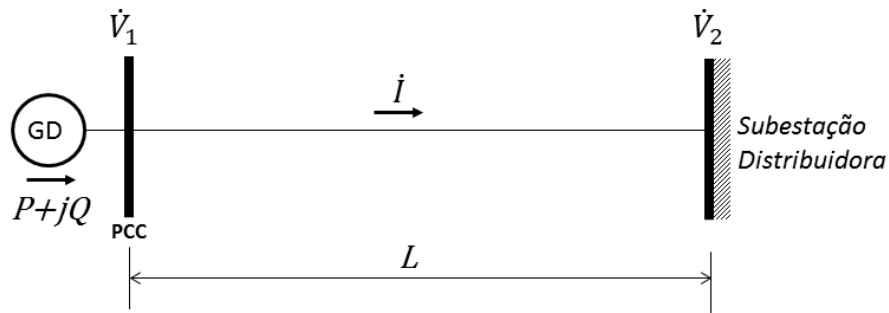
##### **3.1.1. Formulação Inicial da Metodologia**

Uma vez que o objetivo da metodologia tratada nesta Tese, que daqui em diante será designada Metodologia, é prover avaliações expeditas para os novos pedidos de acesso de geradores distribuídos e/ou para manobras envolvendo redes com presença de geradores distribuídos existentes, a abordagem simplificada é a mais adequada, por evitar a modelagem completa da rede local.

Os resultados obtidos por esta Metodologia são exatos para sistemas com apenas um gerador distribuído, com ou sem a presença de carga no ponto de conexão, e sem carga entre o gerador e a subestação distribuidora.

Para os casos onde estas premissas não se aplicam, os resultados são aproximados e em geral conservadores, e ainda bastante úteis para muitas das necessidades das concessionárias.

Observando o sistema simplificado indicado na Figura 6, podemos calcular a injeção líquida máxima de potência ativa no ponto de conexão do gerador distribuído, de forma que a tensão no ponto de conexão permaneça dentro de limites especificados e que a corrente no alimentador seja igual ou inferior à sua capacidade nominal.



**Figura 6.** Sistema simplificado para a avaliação da injeção máxima de potência e das perdas elétricas

A tensão na barra da subestação distribuidora será considerada regulada em 1,0 p.u., o que é razoável uma vez que as subestações distribuidoras normalmente são equipadas com transformadores com comutadores sob carga.

Não foi considerada carga ao longo do alimentador, porque esta é a condição operacional normalmente considerada como mais desfavorável [56].

O seguinte modelo matemático define as condições de máxima injeção líquida de potência no ponto de conexão para um determinado gerador distribuído:

$$V_{min} < V_1 < V_{max} \quad (1)$$

$$I < I_{max} \quad (2)$$

$V_{min}$  e  $V_{max}$  são os limites fixados para a tensão no ponto de conexão e  $I_{max}$  é o limite de capacidade de condução de corrente do alimentador.  $V_1$  e  $I$  podem ser determinados conforme a seguir:

$$Q = P \times \tan(\text{acos}(FP)) \quad (3)$$



$$\dot{I} = \frac{P - jQ}{\dot{V}_1^*} \quad (4)$$

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 + \bar{Z} \times \dot{I} \quad (5)$$

$$\bar{Z} = (R' + jX') \times L \quad (6)$$

$P$  e  $Q$  são as potências ativas e reativas líquidas injetadas no ponto de conexão.  $FP$  é o fator de potência com o qual o gerador distribuído está operando.  $R'$  e  $X'$  são os parâmetros elétricos do alimentador e  $L$  é o comprimento do alimentador do ponto de conexão do gerador distribuído até a subestação distribuidora.

As correntes e tensões indicadas anteriormente são interdependentes, porque a tensão no ponto de conexão depende da corrente injetada no alimentador, que por sua vez depende da potência líquida e da tensão no ponto de conexão. O método iterativo de *Gauss Seidel* [57] foi utilizado para resolver o sistema representado pelas equações (4) a (6).

Os cálculos são iniciados para  $L = 0$  e são continuados até um valor máximo pré-estabelecido, que neste trabalho foi adotado como 30 km. Para cada novo valor de comprimento  $L$  a potência ativa injetada ( $P$ ) é variada iniciando com zero e sendo aumentada até que seja atingido o limite térmico do cabo ou violados os limites de tensão.

Uma vez conhecida a solução para a potência injetada máxima para cada valor de comprimento do cabo, as perdas elétricas no alimentador são calculadas conforme as equações (7) e (8) a seguir.

$$P_d = 3 \times R' \times L \times I^2 \quad (7)$$

$$P_d(p. u.) = \frac{P_d}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (8)$$

Naturalmente que é importante conhecer a perda em valores relativos, por unidade ou proporcionais, porque dão uma ideia mais clara sobre a eficiência da conexão em

questão, já que as perdas em valores absolutos podem variar bastante de acordo com o valor total da potência injetada em estudo.

O algoritmo a seguir mostra a implementação da Metodologia, sendo  $V_n$  o valor da tensão nominal da subestação distribuidora.

```
Dados  $V_n, FP, R'$  e  $X'$ 
 $V_2 = V_n$ .
Varia  $L$  de 0 até  $L_{max}$ 
   $P = 0$ 
  Enquanto  $V_{min} < V_1 < V_{max}$  faça
    Aumenta  $P$ 
    Calcula  $V_1$  e  $I$ 
    Se  $I > I_{max}$ 
       $P(L) = P$ 
      para
        Senão
          Continua
    Fim
   $P(L) = P$ 
  Calcula  $P_d(L)$ 
Traça  $P(L) \times L$ 
Traça  $P_d(L) \times L$ 
```

Nas equações (1) a (8) e no algoritmo anterior foram considerados os valores das tensões fase-neutro em volts. Como resultado são obtidas potências em watts e correntes em amperes.

Para o fator de potência do gerador distribuído foi considerada a convenção a seguir descrita, conforme adotado na referência [58]:

- Fator de potência capacitivo – gerador absorvendo potência reativa da rede de distribuição (funcionando como reator).
- Fator de potência indutivo – gerador injetando potência reativa da rede de distribuição (funcionando como capacitor).

Usando o algoritmo anteriormente descrito, variando o comprimento desde zero até um comprimento máximo típico, podemos determinar para cada alimentador que conhecemos os parâmetros elétricos, as curvas com as máximas injeções de potência ativa e as perdas percentuais de acordo com o comprimento.

### **3.1.2. Variação da Tensão na Subestação Distribuidora**

Muitas vezes as concessionárias de distribuição, objetivando melhorar os níveis de tensão nos pontos mais remotos da rede, costumam operar com a tensão na barra da subestação distribuidora ajustada para um valor ligeiramente superior a 1,0 p.u.

Para implementar esta opção, basta fazer na Metodologia inicialmente descrita no subitem anterior a tensão na barra da subestação distribuidora,  $V_2$ , igual ao novo valor desejado.

Automaticamente o algoritmo gerará as curvas corrigidas para a condição operacional desejada.

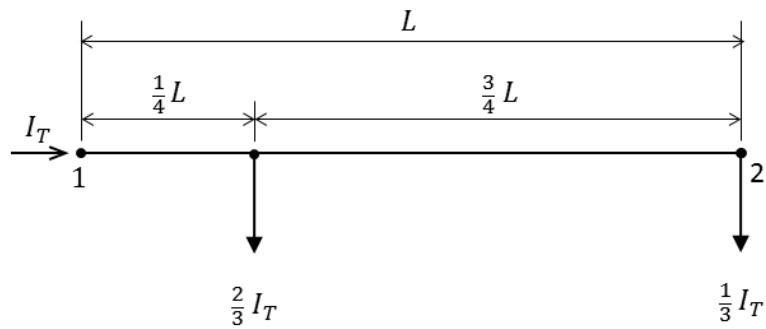
Esta opção naturalmente alterará os limites disponíveis para injeção de potência dos geradores distribuídos.

### **3.1.3. Influência da Carga ao Longo do Alimentador**

A Metodologia foi inicialmente desenvolvida para a condição usualmente considerada como a mais conservadora, sem qualquer carga no alimentador. A presença de carga no sistema local possibilitaria então a injeção de valores maiores de potência ativa pelo gerador distribuído.

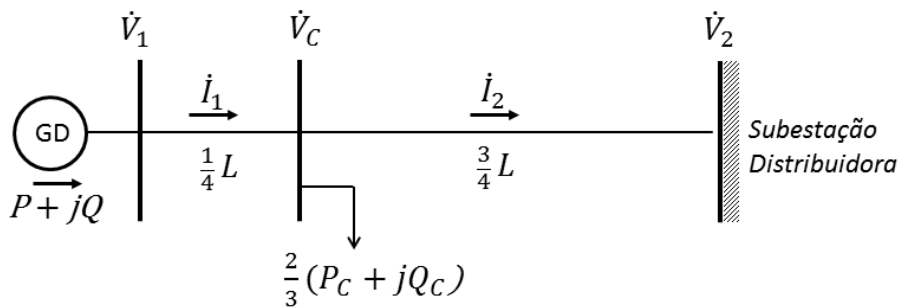
A Metodologia foi modificada de forma a considerar a influência de um certo montante de carga pré-existente no sistema antes da conexão do gerador distribuído. A carga foi considerada uniformemente distribuída ao longo do alimentador e modelada como cargas equivalentes concentradas conforme descrito na referência [59].

Na Figura 7 é mostrado de forma gráfica o modelo utilizado.



**Figura 7.** Carga concentrada equivalente para representação de carga distribuída ao longo do alimentador

Considerando a carga equivalente incluída no ponto intermediário do alimentador, o sistema simplificado passa a ter a composição indicada na Figura 8, onde  $P_C$  e  $Q_C$  são as potências ativa e reativa da carga presente no alimentador entre o gerador distribuído e a subestação distribuidora.



**Figura 8.** Sistema simplificado para a avaliação da injeção de potência e das perdas elétricas considerando a presença de carga no alimentador

A parcela de carga equivalente no extremo oposto do gerador distribuído naturalmente não precisa ser incluída, porque para fins da formulação adotada nesta Tese, a barra da subestação distribuidora comporta-se como barra infinita.

Como a solução das equações da rede na formulação original da Metodologia foi implementada utilizando o método iterativo de *Gauss Seidel*, para considerar o efeito da carga bastou reescrever as equações conforme a seguir e aplicar o mesmo algoritmo usado anteriormente.

$$\dot{I}_1 = \frac{P - jQ}{\dot{V}_1^*} \quad (9)$$

$$\dot{I}_c = \frac{2}{3} \times \frac{P_c - jQ_c}{\dot{V}_c^*} \quad (10)$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \dot{I}_c \quad (11)$$

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_c + \frac{\bar{Z}}{4} \times \dot{I}_1 \quad (12)$$

$$\dot{V}_c = \dot{V}_2 + \frac{3 \times \bar{Z}}{4} \times \dot{I}_2 \quad (13)$$

$$\bar{Z} = (R' + jX') \times L \quad (14)$$

Da mesma forma que foi feito para a Metodologia original, uma vez conhecida a solução para a potência injetada máxima para cada novo valor de comprimento do cabo, as perdas elétricas no alimentador são calculadas conforme a equação (15) a seguir.

$$P_d = \frac{3}{4} \times R' \times L \times (I_1^2 + 3 \times I_2^2) \quad (15)$$

### **3.1.4. Controle Automático da Potência Reativa para Otimização da Injeção de Potência Ativa**

Na forma que a Metodologia foi inicialmente implementada, conforme descrito no subitem 3.1.1, a injeção de potência é aumentada progressivamente com fator de potência constante até atingir um limite de tensão ou o limite térmico do cabo, o que

emula um controle usual de tomada de carga em um sistema de geração fotovoltaica, por exemplo.

Neste caso, atingindo o limite na fase inicial de crescimento da tensão, este limite seria considerado determinante e a injeção de potência ficaria então limitada a este valor.

Para contornar este problema, a Metodologia, emulando um sistema de controle de geração mais sofisticado, foi modificada de modo a permitir a variação do fator de potência dentro de limites pré-estabelecidos e possibilitar a variação da potência reativa para controlar a tensão e desta forma otimizar os limites de injeção de potência ativa.

O algoritmo a seguir mostra a modificação introduzida.

```
P = 0  
FP = 1,0  
Aumenta P  
Se  $V_1 > V_{max}$   
    absorve Q  
    Se  $I > I_{max}$  ou  $FP < FP_{cap\ min}$   
        para  
Senão  
    Se  $V_1 < V_{min}$   
        Injeta Q  
        Se  $I > I_{max}$  ou  $FP < FP_{ind\ min}$   
            para  
Senão  
        continua
```

$P$  and  $Q$  são as potências ativas e reativas líquidas injetadas no ponto de conexão,  $V_1$  é o módulo da tensão no ponto de conexão,  $V_{min}$  e  $V_{max}$  são os limites aceitáveis de tensão inferior e superior, respectivamente,  $I$  e  $I_{max}$  são a corrente injetada no ponto de conexão e a ampacidade do alimentador, respectivamente, e  $FP_{cap\ min}$  e  $FP_{ind\ min}$  são os limites mínimos aceitáveis de fator de potência capacitivo e indutivo, respectivamente.

### 3.1.5. Versão Final da Metodologia

Na sua versão final a Metodologia incorporou as opções para considerar a variação da tensão na subestação distribuidora, conforme descrito no subitem 3.1.2, e para considerar a influência da carga ao longo do alimentador, conforme descrito no subitem 3.1.3.

A Metodologia não incorporou *a priori* a opção para considerar o ajuste automático da injeção de potência reativa conforme descrito no subitem 3.1.4, porque este é um recurso tecnológico cuja existência nos geradores distribuídos nem sempre é conhecida.

Desta forma, o seguinte modelo matemático consolidado foi considerado na versão final da Metodologia:

$$V_{min} < V_1 < V_{max} \quad (16)$$

$$I < I_{max} \quad (17)$$

$$Q = P \times \tan(\text{acos}(FP)) \quad (18)$$

$$\dot{I}_1 = \frac{P - jQ}{\dot{V}_1^*} \quad (19)$$

$$\dot{I}_C = \frac{2}{3} \times \frac{P_C - jQ_C}{\dot{V}_C^*} \quad (20)$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \dot{I}_C \quad (21)$$

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_C + \frac{\bar{Z}}{4} \times \dot{I}_1 \quad (22)$$

$$\dot{V}_C = \dot{V}_2 + \frac{3 \times \bar{Z}}{4} \times \dot{I}_2 \quad (23)$$

$$\bar{Z} = (R' + jX') \times L \quad (24)$$

$$P_d = \frac{3}{4} \times R' \times L \times (I_1^2 + 3 \times I_2^2) \quad (25)$$

$$P_d(p.u.) = \frac{P_d}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (26)$$

O algoritmo a seguir mostra a implementação da Metodologia na versão final, sendo  $V_o$  o valor da tensão de operação da subestação distribuidora.

*Dados  $V_o$ ,  $FP$ ,  $P_c$ ,  $Q_c$ ,  $R'$  e  $X'$*

*$V_2 = V_o$*

*Varia  $L$  de 0 até  $L_{max}$*

*$P = 0$*

*Enquanto  $V_{min} < V_1 < V_{max}$  faça*

*Aumenta  $P$*

*Calcula  $V_1$  e  $I$*

*Se  $I > I_{max}$*

*$P(L) = P$*

*para*

*Senão*

*Continua*

*Fim*

*$P(L) = P$*

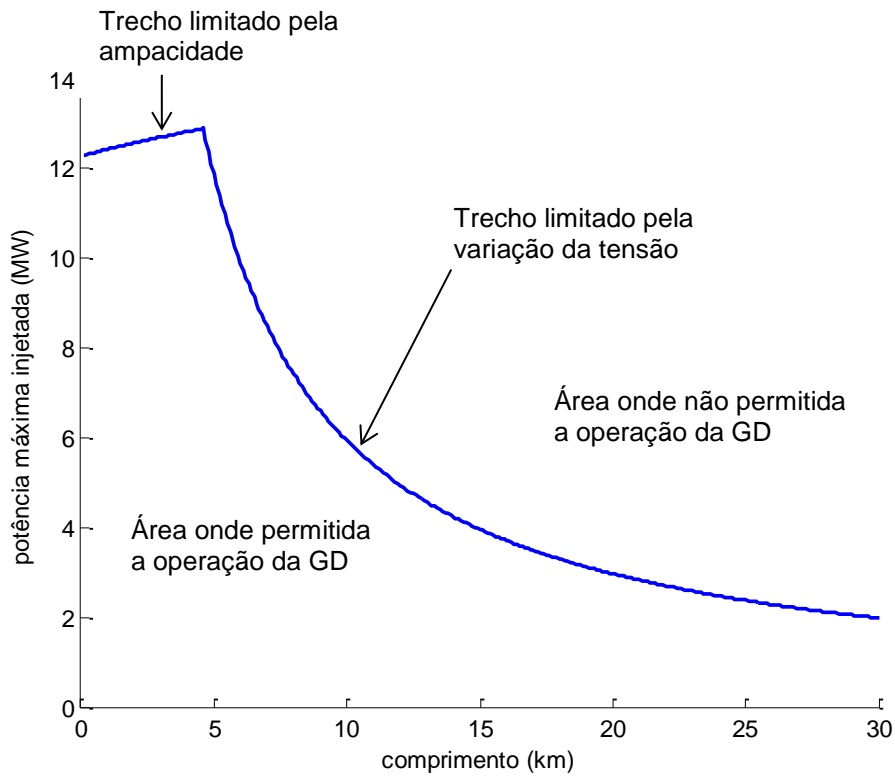
*Calcula  $P_d(L)$*

*Traça  $P(L) \times L$*

*Traça  $P_d(L) \times L$*

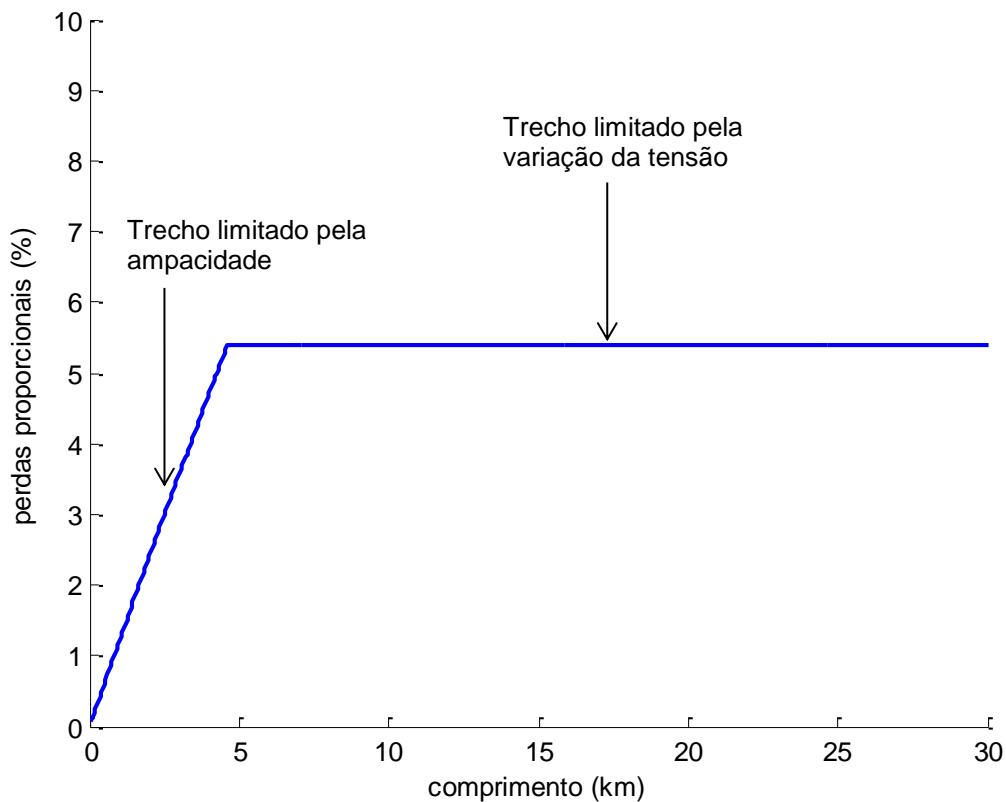
A Figura 9 e a Figura 10 apresentam de forma ilustrativa o formato das curvas geradas pela Metodologia.





**Figura 9.** Curva típica da potência injetada máxima pelo gerador distribuído de acordo com o comprimento do alimentador

De posse de curvas como estas, as concessionárias podem rapidamente ter uma boa avaliação se a injeção de potência de um determinado gerador distribuído em um ponto da sua rede de distribuição pode ser implementada com confortável margem de segurança ou se estudos mais detalhados serão necessários.



**Figura 10.** Curva típica das perdas elétricas na potência injetada máxima pelo gerador distribuído de acordo com o comprimento do alimentador

### 3.2. TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO PARA A MÁXIMA INJEÇÃO DE POTÊNCIA

A Metodologia expedita proposta no subitem 3.1 é simples e, apesar de ser útil, ela não garante que a potência máxima injetada por ela determinada seja de fato a máxima.

Esta limitação decorre do mecanismo do algoritmo proposto, que, conforme será discutido mais adiante, considera a variação da potência injetada de zero até o valor em que a primeira restrição (ampacidade ou tensão) é atingida.

Para investigar estas limitações buscou-se uma ferramenta alternativa, via um problema de otimização com a utilização do método de pontos interiores.

A técnica de otimização foi escolhida ao invés do fluxo de potência porque, com a rede simplificada adotada na Metodologia, os resultados obtidos com a Metodologia ou com o fluxo de potência seriam idênticos.

Esta coincidência de resultados decorre do fato de que na formulação da Metodologia a rede está simplificada, mas o modelo matemático é exato.

### 3.2.1. Formulação da Técnica de Otimização

Usando a função “fmincon” da ToolBox de Otimização do MATLAB com aplicação do algoritmo dos pontos interiores [60] foi desenvolvida uma ferramenta para determinação da potência máxima a ser injetada em um ponto da rede.

O método de otimização dos pontos interiores tem sido utilizado na área de sistemas elétricos de potência para solução de diversos problemas envolvendo aplicações de fluxo de potência ótimo [61][62][63].

A função “fmincon” do MATLAB permite a solução de problemas de minimização para encontrar um vetor  $x$  que seja mínimo local da função  $f(x)$  sujeita a restrições. As referências [64] a [72], citadas no manual do MATLAB [60], apresentam maiores detalhes sobre as técnicas empregadas.

Na sua formulação geral a função “fmincon” tem a seguinte descrição:

$$\min_x f(x) \tag{27}$$

$$s. a \quad c(x) \leq 0 \tag{28}$$

$$ceq(x) = 0 \tag{29}$$

$$A \cdot x \leq b \tag{30}$$

$$Aeq \cdot x = beq \tag{31}$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (32)$$

$x$ ,  $b$ ,  $beq$ ,  $lb$  e  $ub$  são vetores,  $A$  e  $Aeq$  são matrizes,  $c(x)$  e  $ceq(x)$  são funções cujos resultados são vetores e  $f(x)$  é uma função cujo resultado é um escalar.  $f(x)$ ,  $c(x)$  e  $ceq(x)$  podem ser funções não lineares.

Na opção da solução da função “fmincon” por meio de algoritmo dos pontos interiores a solução do problema de minimização consiste em resolver uma sequência de problemas aproximados de otimização.

O problema original é formulado conforme a seguir:

$$\min_{x,s} f_{\mu}(x,s) = \min_{x,s} f(x) - \mu \sum_i \ln(s_i) \quad (33)$$

$$s.a \quad h(x) = 0 \quad (34)$$

$$g(x) + s = 0 \quad (35)$$

Para resolver o problema, dois tipos de passos são usados em cada iteração, o “Direct Step”, também chamado de passo de Newton, e o “Conjugate Gradient Step”, que usa uma técnica tipo “trust region”.

Na nossa aplicação a técnica de otimização foi formulada conforme a seguir descrito.

Maximizar P

Sujeito a

$$\cos(\text{atan}\left(\frac{Q}{P}\right)) \geq FP_{min} \quad (36)$$

$$V_1^2 - V_1 \times V_2 - R \times P - X \times Q = 0 \quad (37)$$

$$P^2 + Q^2 = (V_1 \times I)^2 \quad (38)$$

$$V_2 = V_{2\text{ fix}} \quad (39)$$

$$V_{\min} < V_1 < V_{\max} \quad (40)$$

$$0 < I < I_{\max} \quad (41)$$

$$0 < P \quad (42)$$

Onde  $V_1$  é o módulo da tensão no ponto de conexão e  $V_2$  é o módulo da tensão na subestação distribuidora,  $V_{2\text{ fix}}$  é o valor fixado para a tensão na barra da subestação distribuidora,  $V_{\min}$  e  $V_{\max}$  são os limites aceitáveis inferior e superior para a tensão no ponto de conexão,  $P$  e  $Q$  são as injeções de potência ativa e reativa no ponto de conexão,  $I_{\max}$  é a ampacidade do cabo e  $FP_{\min}$  é o limite mínimo aceitável para o fator de potência capacitivo ou indutivo.

$R$  e  $X$  são a resistência e a reatância do cabo utilizado em valores absolutos. Não são usados valores por unidade de comprimento porque o problema de otimização é formulado para um valor definido de comprimento  $L$ .

Para os limites de tensão  $V_{\min}$  e  $V_{\max}$  e para a capacidade de condução de corrente dos cabos  $I_{\max}$  foram adotados os mesmos valores utilizados para a Metodologia, descrita no subitem 3.1. Para a tensão na barra da subestação distribuidora  $V_{2\text{ fix}}$ , foi adotado o valor de 1,0 p.u com ângulo igual a zero. Para o limites mínimo de fator de potência  $FP_{\min}$ , capacitivo ou indutivo, foi adotado o valores de 0,90.

Todos os valores indicados nas equações (36) a (42) estão em p.u.

Destaque-se que na formulação do problema de otimização o comprimento do alimentador é sempre fixo. As variáveis de decisão são as injeções de potência ativa e reativa.

A equação (37) é derivada conforme a seguir descrito de uma fórmula simplificada análoga baseada em corrente e que tem uso consagrado para cálculos de tensão nos sistemas de distribuição de energia elétrica [59].

$$V_1 - V_2 \cong R \times I \times \cos \theta + X \times I \times \sin \theta \quad (43)$$

Multiplicando por  $V_1$  ambos os lados da equação (43) temos:

$$V_1^2 - V_2 \times V_1 \cong R \times V_1 \times I \times \cos \theta + X \times V_1 \times I \times \sin \theta \quad (44)$$

Sabendo que:

$$V_1 \times I \times \cos \theta = P \quad (45)$$

$$V_1 \times I \times \sin \theta = Q \quad (46)$$

Podemos reescrever a equação (44):

$$V_1^2 - V_1 \times V_2 \cong R \times P + X \times Q \quad (47)$$

O rearranjo dos termos da equação anterior e a adoção da aproximação como igualdade resultam na equação (37), usada na formulação da técnica de otimização.

A equação (37) tem sido usada com frequência para avaliações de controle de tensão no ponto de conexão de geradores distribuídos, como por exemplo, nas referências listadas a seguir.

- Na referência [15], que trata do problema da tensão nas redes de distribuição com presença de geração distribuída.
- Na referência [56], que trata da operação da geração distribuída e seus impactos na tensão, discutindo estratégias de controle da tensão.

- Na referência [73], que trata da avaliação da influência da geração distribuída equipada com máquinas síncronas sobre o controle da tensão do sistema de distribuição.
- Na referência [74], que é um livro consagrado que trata da geração distribuída, abordando aspectos diversos tais como fluxo de potência, cálculos de curto-circuito, estabilidade, qualidade de energia, proteção, confiabilidade e análise econômica.

A exemplo do que foi adotado na Metodologia descrita no subitem 3.1.1, não foi considerada carga no alimentador entre o gerador distribuído e a subestação distribuidora, o que intuitivamente seria esperado como a condição mais crítica a ser atendida, especialmente nas condições de carga mais leve no sistema.

Um ponto importante a destacar é que a restrição para o limite de carregamento dos cabos foi formulada em termos de corrente. De fato, a corrente é a variável que efetivamente estabelece o carregamento do cabo e que, comparada com o respectivo limite térmico, determina a viabilidade da condição operacional em questão.

Alguns autores usam a restrição baseada em potência aparente, fixando os limites térmicos dos ramos da rede com base na combinação direta das potências ativas e reativas neles injetadas, como por exemplo, nas referências listadas a seguir.

- Na referência [75], que trata da aplicação do fluxo de potência ótimo para otimização da capacidade de hospedagem de geradores distribuídos por um sistema de distribuição.
- Na referência [76], que trata de técnica para otimização da capacidade de hospedagem de geradores distribuídos por um sistema de distribuição por meio de controle da tensão, do fator de potência e da potência injetada pelo gerador distribuído.
- Na referência [77], que trata da avaliação do desempenho de uma rede de distribuição com elevado grau de penetração de geração fotovoltaica, considerando a variação da tensão, o carregamento dos cabos e da subestação e as perdas elétricas.

Esta formulação baseada em potência aparente pode introduzir erros expressivos na avaliação efetiva do carregamento do alimentador, em função das elevadas variações da tensão no ponto de conexão consideradas nas condições limite avaliadas nestas metodologias.

Para evitar estes erros, a formulação baseada em corrente deve ser utilizada, conforme, por exemplo, adotado na referência [78], que trata de técnica para otimização da capacidade de hospedagem de geradores distribuídos por um sistema de distribuição por meio da reconfiguração estática e dinâmica da rede.

### **3.2.2. Utilização da Fórmula Simplificada para Cálculos das Tensões**

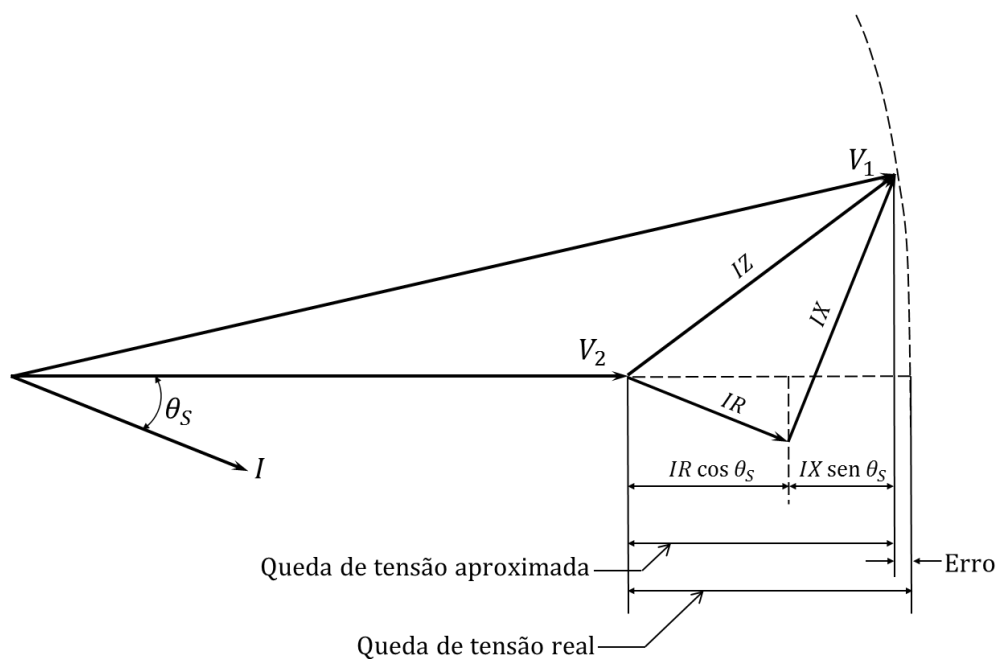
Constatou-se que algumas diferenças encontradas na comparação entre os resultados obtidos pela Metodologia e pela técnica de otimização, conforme descrito no subitem 4.5.1, eram decorrentes do emprego da fórmula simplificada (37).

A formulação simplificada para cálculo da tensão no ponto de conexão de uma carga ou de um gerador no sistema de distribuição, conforme a equação (37) no subitem anterior, é usada há bastante tempo nas aplicações em sistemas elétricos de distribuição, conforme indicado nas referências [59] e [79], e também nas aplicações em sistemas elétricos industriais, conforme indicado na referência [80].

Esta aproximação decorre da usualmente pequena diferença angular entre as tensões nas barras nos sistemas de distribuição, o que faz com que a queda de tensão no cabo possa ser considerada aproximadamente igual à parte real da queda de tensão na impedância do cabo.

A Figura 11 mostra de forma gráfica que nestas condições o erro decorrente é desprezível.





**Figura 11.** Diagrama fasorial com as relações de tensão em cálculos de queda de tensão

Na Referência [81] é apresentada uma avaliação da fórmula simplificada para cálculos de tensão em sistemas de distribuição em face do surgimento da geração distribuída.

Neste trabalho é demonstrado que, para os valores de potência e de impedância dos cabos normalmente empregados nos sistemas de distribuição, esta aproximação sempre foi considerada aceitável.

É comentado, no entanto, que esta fórmula pode gerar erros mais elevados com aplicações envolvendo correntes elevadas e fatores de potência capacitivos, mais prováveis de ocorrer com a proliferação da geração distribuída.

Para avaliação da influência da utilização da fórmula simplificada, a Metodologia foi alterada de forma a considerar a possibilidade de utilizar esta fórmula simplificada ao invés da formulação exata descrita no subitem 3.1.1.

Diversas avaliações comparativas foram feitas com a Metodologia assim modificada e os resultados obtidos estão mostrados no subitem 4.5.1. Estes resultados mostraram que, dependendo da condição operacional, erros elevados podem ser provocados.

Constatado que eventualmente pode introduzir erros significativos nos cálculos, a fórmula simplificada foi então abandonada e a fórmula exata indicada na equação (48) a seguir passou a ser usada na ferramenta de otimização, substituindo a equação (37).

$$V_1^2 - R \times P - X \times Q - \sqrt{V_1^2 \times V_2^2 - (R \times Q - X \times P)^2} = 0 \quad (48)$$

A fórmula exata indicada na equação (48) é derivada de uma fórmula baseada em corrente indicada na referência [80], reproduzida a seguir:

$$V_2 - V_1 = V_2 + R \times I \times \cos \theta + X \times I \times \sin \theta - \sqrt{V_2^2 - (X \times I \times \cos \theta - R \times I \times \sin \theta)^2} \quad (49)$$

A fórmula foi desenvolvida para carga ligada na barra remota (corrente de  $V_2$  para  $V_1$ ). Com o gerador distribuído ligado na barra remota precisamos inverter o sentido da corrente, o que equivale a trocar o sinal de  $I$  na equação (49), o que resulta em:

$$V_2 - V_1 = V_2 - R \times I \times \cos \theta - X \times I \times \sin \theta - \sqrt{V_2^2 - (R \times I \times \sin \theta - X \times I \times \cos \theta)^2} \quad (50)$$

Multiplicando por  $V_1$  ambos os lados da equação (50) temos:

$$V_1 \times V_2 - V_1^2 = V_1 \times V_2 - R \times V_1 \times I \times \cos \theta - X \times V_1 \times I \times \sin \theta - \sqrt{V_1^2 \times V_2^2 - (R \times V_1 \times I \times \sin \theta - X \times V_1 \times I \times \cos \theta)^2} \quad (51)$$

Sabendo que:

$$V_1 \times I \times \cos \theta = P \quad (52)$$

$$V_1 \times I \times \sin \theta = Q \quad (53)$$

Podemos reescrever a equação (51):

$$-V_1^2 = -R \times P - X \times Q - \sqrt{V_1^2 \times V_2^2 - (R \times Q - X \times P)^2} \quad (54)$$

O rearranjo dos termos da equação anterior resulta na equação (48), que passou a ser usada na formulação da técnica de otimização.

### 3.2.3. Restrições de Operação de Acordo com a Curva PV

Comparando outros resultados obtidos pela Metodologia e pela Otimização alguns novos tipos de discrepância foram encontrados, todos relacionados com o perfil de variação da tensão no ponto de conexão de acordo com a potência, conforme usualmente visualizado por meio de curvas PV (potência versus tensão).

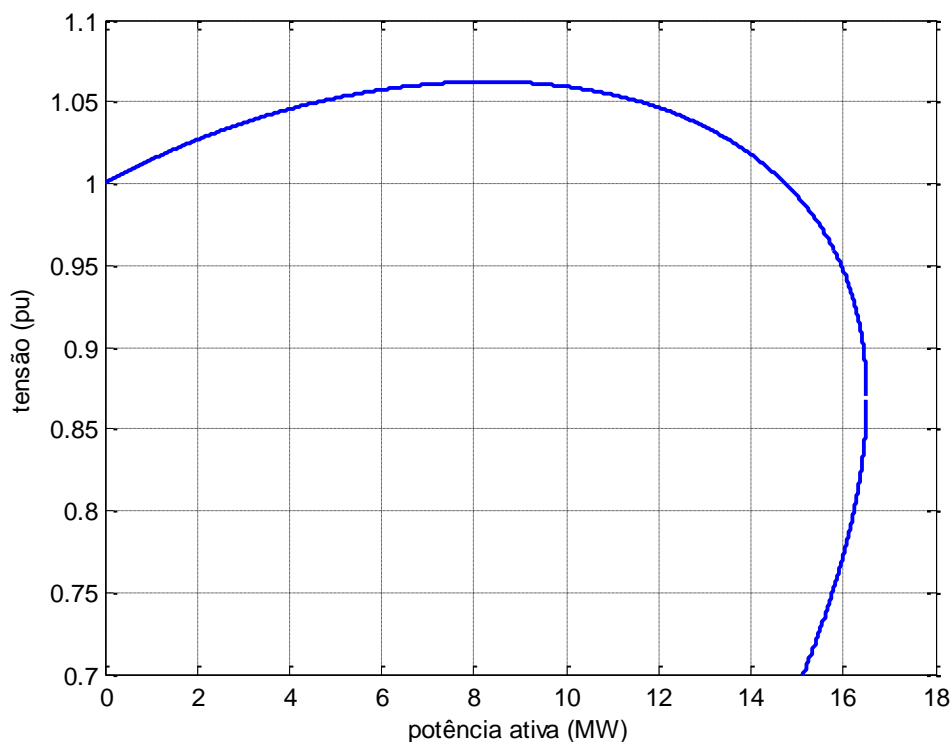
Neste caso, no entanto, P corresponde à potência ativa injetada pelo gerador distribuído e não à carga, como usualmente apresentado.

Traçando a Curva PV para um determinado alimentador conectando um gerador com uma subestação distribuidora, temos a curva representada na Figura 12.

Observamos que o formato peculiar da Figura 12 apresenta dois valores de potência ativa para tensão no ponto de conexão do gerador distribuído igual a 1,05 p.u. ( $V_{max}$ ) O primeiro corresponde ao indicado pela Metodologia ( $\approx 4,5$  MW) e o segundo corresponde ao que poderia ser indicado pela Otimização ( $\approx 11,5$  MW).

O comportamento da tensão no ponto de conexão de acordo com a potência injetada pelo gerador distribuído tem grande influência na avaliação da máxima injeção de potência. A forma da Curva PV apresenta algumas questões que precisam ser corretamente avaliadas e equacionadas.

A primeira questão é que a tensão inicialmente aumenta com o aumento da potência ativa e depois tende a reduzir com a continuação do aumento da potência, conforme ilustrado na Figura 12, onde o gerador distribuído opera com fator de potência ligeiramente capacitivo (0,9976).



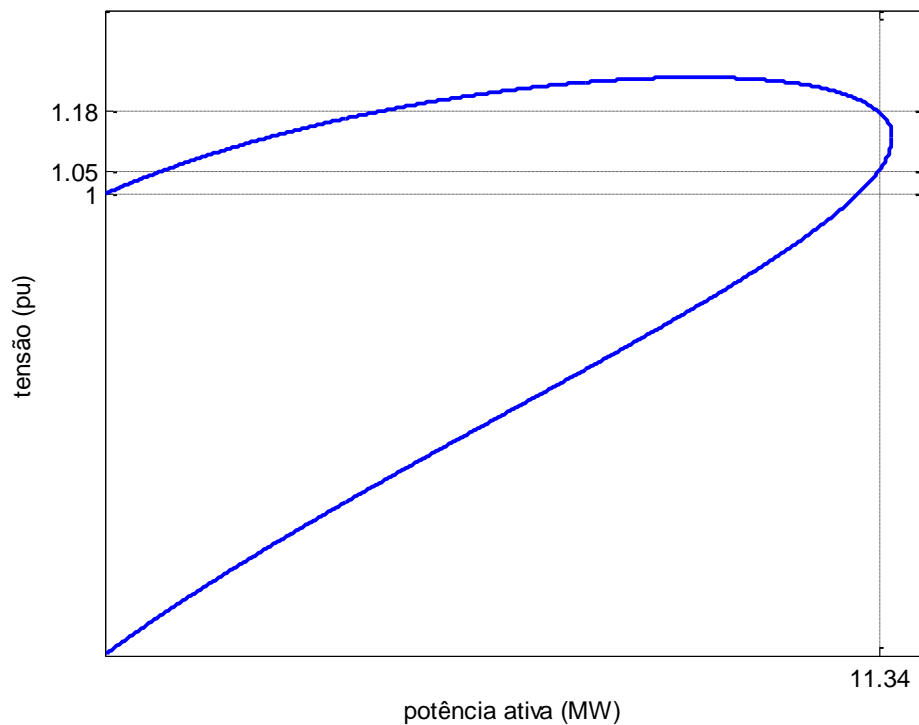
**Figura 12.** Curva PV para um cabo de comprimento médio conectando gerador distribuído operando com fator de potência ligeiramente capacitivo

Na fase de aumento da tensão, o limite superior pode ser violado, o que dependendo do modo de controle da tensão do gerador distribuído pode inviabilizar a busca por injeções maiores na fase posterior, quando a tensão retornaria a patamares inferiores ao limite superior.

A formulação matemática adotada para a Metodologia descrita no subitem 3.1.1 não permite seguir além do primeiro ponto de operação indicado na curva. Na forma que a Metodologia foi implementada, conforme descrito no subitem 3.1.1, a injeção de potência é aumentada progressivamente com fator de potência constante, até atingir um limite de tensão ou o limite térmico do cabo.

Para contornar esta limitação haveria necessidade de variar de forma automática a injeção de potência reativa ao longo da tomada de carga para possibilitar a injeção de valores mais elevados de potência ativa, conforme descrito no subitem 3.1.4.

Traçando a Curva PV para um segundo alimentador conectando um gerador com uma subestação distribuidora, temos a curva representada na Figura 13.



**Figura 13.** Curva PV para um cabo de comprimento longo conectando gerador distribuído operando com fator de potência indutivo

Observamos que a curva mostrada na Figura 13 apresenta dois valores de tensão para a potência ativa de 11,34 MW, sendo um deles localizado na parte inferior da Curva PV, ponto de operação não viável na prática.

Teoricamente, se o gerador distribuído não tivesse qualquer controle automático de potência gerada, o ponto de equilíbrio poderia se encontrar na parte inferior da Curva PV [82][83].

No entanto, a operação na parte inferior da Curva PV não é desejável porque nesta região qualquer controle de injeção de potência seria instável, uma vez que um aumento na corrente provocaria redução da potência ativa injetada [82][83].

A formulação da técnica de otimização apresentada no subitem 3.2.1 e no subitem 3.2.2 não possui restrição para que a Otimização escolha pontos de operação localizados na

parte inferior da Curva PV, que na prática não são viáveis e, na verdade, precisam ser descartados.

Para contornar este problema, a formulação da técnica de otimização passou a considerar a condição adicional descrita na equação (55) a seguir. Com esta restrição não mais serão escolhidos pontos na parte inferior da Curva PV.

$$V_1 \geq \sqrt{\frac{V_2^2}{2} + R \times P + X \times Q} \quad (55)$$

A fórmula indicada na equação (55) é derivada da fórmula para cálculo de tensão apresentada na referência [83], reproduzida a seguir:

$$V_1 = \sqrt{\frac{V_2^2}{2} - X \times Q \pm \sqrt{\frac{V_2^4}{4} - V_2^2 \times (X \times Q) - (X \times P)^2}} \quad (56)$$

A fórmula foi desenvolvida para carga ligada na barra remota (corrente de  $V_2$  para  $V_1$ ) e desprezando a resistência do cabo.

Com o gerador distribuído ligado na barra remota precisamos inverter o sentido do fluxo de potência, o que equivale a trocar o sinal de  $P$  e  $Q$  na equação (56), e acrescentando as parcelas referentes à resistência do cabo, resulta:

$$V_1 = \left\{ \frac{V_2^2}{2} + (R \times P + X \times Q) \pm \left[ \frac{V_2^4}{4} + V_2^2 \times (R \times P + X \times Q) - (R \times Q - X \times P)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (57)$$

Considerando que a raiz existe e fazendo:

$$\sqrt{\frac{V_2^4}{4} + V_2^2 \times (R \times P + X \times Q) - (R \times Q - X \times P)^2} = A \quad (58)$$

Teremos então que:

$$V_1 = \sqrt{\left(\frac{V_2^2}{2} + R \times P + X \times Q\right) \pm A} \quad (59)$$

Naturalmente, como  $A$  é um número positivo, o ponto superior da Curva PV corresponderá àquele ao qual foi acrescentada a parcela  $A$  na equação (59). Então, para todos estes pontos, o valor de  $V_1$  precisa ser maior ou igual à parcela inicial dentro do radical da equação (59).

### 3.2.4. Existência de Trajetória Viável Até o Ponto de Operação Ótimo

Tomando como exemplo a Curva PV mostrada na Figura 12, percebe-se que no valor da tensão máxima de 1,05 p.u. há solução para gerador distribuído gerando cerca de 4,5 MW, mas também há solução com geração mais elevada, de cerca de 11,5 MW.

Levando o problema para o lado prático, onde um gerador distribuído ao se conectar no alimentador teria sua potência ativa suavemente aumentada, do valor zero até um valor máximo, a solução correta seria o valor de cerca de 4,5 MW.

Para se atingir a solução de cerca de 11,5 MW definida pela Otimização, o gerador distribuído precisa ser dotado de um modo de controle que faça com que a trajetória até o ponto de 11,5 MW seja possível sem qualquer violação das restrições.

Para verificar a existência desta trajetória foi utilizado um pequeno programa com a ferramenta de otimização modificada, com a potência ativa máxima limitada a um valor auxiliar pré-definido, que chamaremos  $P_{aux}$ .

Partindo da potência ativa máxima do ponto de operação a ser verificado, que chamaremos de  $P_{max}$ , utilizamos o seguinte algoritmo:

$$P_{aux} = 0$$

$$k = 0$$

Enquanto  $P_{aux} \leq P_{max}$  faça

Aumenta  $P_{aux}$

$k = k + 1$

roda otimização limitada a  $P_{aux}$

$P(k)$  = resultado da otimização para potência ativa

$Q(k)$  = resultado da otimização para potência reativa

$V_1(k)$  = resultado da otimização para tensão no ponto de conexão

Fim

Traça  $Q(k) \times P(k)$

Traça  $V_1(k) \times P(k)$

Caso a trajetória exista, existirão resultados da Otimização para a potência reativa e para a tensão no ponto de conexão ao longo da variação da potência ativa desde zero até o valor do ponto máximo de operação escolhido.

Adicionalmente, caso exista a trajetória, as curvas traçadas da potência reativa e da tensão mostrarão o comportamento destas variáveis ao longo da variação da potência ativa.

### **3.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Neste capítulo foi apresentada a Metodologia para determinação expedita da máxima injeção de potência ativa por um gerador distribuído em uma rede de distribuição.

A Metodologia permite determinar para um cabo cuja resistência e reatância por unidade de comprimento sejam conhecidas, a máxima injeção de potência ativa de acordo com o comprimento do cabo até a subestação distribuidora, limitada pela capacidade de condução de corrente do cabo e pela variação aceitável da tensão no ponto de conexão.

A Metodologia considera na sua formulação inicial a tensão na subestação distribuidora igual a 1,0 p.u e não contempla a presença de carga na rede entre o ponto de conexão e a subestação distribuidora.

Foram incorporadas as opções para considerar a tensão na subestação distribuidora diferente de 1,0 p.u. e para considerar a presença de carga distribuída no alimentador entre o ponto de conexão e a subestação distribuidora.



Foi discutida a opção para considerar presença no gerador distribuído de controle automático da potência reativa para aumentar a injeção de potência ativa, mas esta opção não foi incorporada na versão final da Metodologia, por se tratar de recurso de controle que muitas vezes não está disponível nos geradores distribuídos.

Foi formulado um problema de otimização para a determinação de forma alternativa da potência ativa máxima que pode ser injetada pelo gerador distribuído na rede de distribuição. Os resultados obtidos pela Otimização foram comparados com aqueles obtidos pela Metodologia e discutidas as diferenças.

Foram discutidas as implicações da utilização da fórmula simplificada para cálculo das tensões e, uma vez que ela pode introduzir erros elevados nas avaliações de máxima injeção de potência, foi substituída pela fórmula exata.

Foram também discutidas as implicações da operação do gerador distribuído à luz da Curva PV, ou seja, considerando a resposta da tensão no ponto de conexão de acordo com a potência injetada.

No Capítulo 4 serão apresentados e analisados resultados da aplicação da Metodologia para diversos casos exemplo. Serão também feitas avaliações comparativas preliminares com resultados obtidos com programa de fluxo de potência.

No Capítulo 4 serão também apresentados e comparados resultados obtidos pela Metodologia e pela Otimização, discutindo as implicações decorrentes da utilização da fórmula simplificada para cálculo das tensões e as restrições operacionais do gerador distribuído à luz da Curva PV, incluindo a verificação da indicação para operação na parte inferior da Curva PV e a avaliação da existência de trajetória viável até o ponto de operação de injeção máxima identificado pela Otimização.

No Capítulo 5 a Metodologia será validada utilizando um sistema padrão de distribuição do CIGRÉ. Os resultados obtidos pela Metodologia para as barras mais críticas do sistema serão confrontados com resultados obtidos por um programa comercial de fluxo de potência.

## **4. RESULTADOS E TESTES INICIAIS DA METODOLOGIA**

Neste Capítulo resultados obtidos pela Metodologia para algumas aplicações com cabos típicos de concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil serão analisados e discutidos.

No Apêndice A são mostradas curvas típicas para um conjunto mais amplo de variações nas aplicações com cabos de concessionárias, elaboradas usando a Metodologia na sua versão final, conforme descrito no subitem 0.

As curvas do Apêndice A foram elaboradas considerando rede aérea com tensão nominal de 13,8 kV e os cabos típicos CA 1/0 AWG, CA 4/0 AWG, CA 336,4 MCM e CA 477 MCM, bem como, tensões na subestação distribuidora de 1,0 p.u. e 1,03 p.u. e diferentes condições de carga distribuída no alimentador.

Convém reiterar aqui a convenção adotada para o fator de potência do gerador distribuído, conforme descrito no subitem 3.1.1. Esta convenção será adotada em todas as análises de resultados nesta Tese.

- Fator de potência capacitivo – gerador absorvendo potência reativa da rede de distribuição (funcionando como reator).
- Fator de potência indutivo – gerador injetando potência reativa da rede de distribuição (funcionando como capacitor).

## **4.1. APLICAÇÃO PARA CABOS TÍPICOS DE CONCESSIONÁRIAS NO BRASIL**

A Metodologia foi aplicada para alguns cabos bastante utilizados pelas concessionárias de distribuição no Brasil para as redes aéreas, de forma a possibilitar a discussão dos resultados.

A Metodologia foi inicialmente aplicada na sua forma mais básica, descrita no subitem 3.1.1, ou seja, com tensão igual a 1,0 p.u. na subestação distribuidora e sem considerar carga no alimentador entre o ponto de conexão e a subestação distribuidora.

O primeiro caso, com cabos CA 1/0 AWG, que, dada a sua menor bitola, são normalmente empregados nas áreas com menor densidade de carga, especialmente áreas rurais.

O quarto caso, com cabos CA 477 MCM, que, dada a sua maior bitola, são normalmente empregados apenas nas áreas com maior densidade de carga, especialmente nas regiões urbanas mais concentradas e/ou distritos industriais.

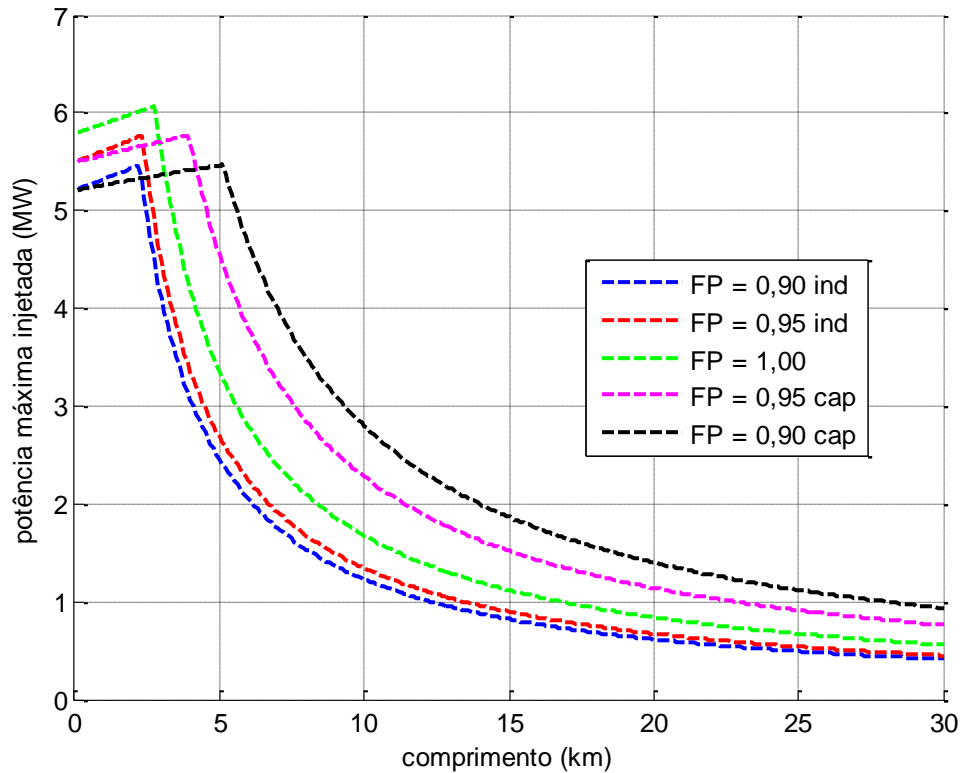
Para todos os casos foram consideradas redes com tensão nominal de 13,8 kV e os limites aceitáveis de variação de tensão no ponto de conexão como +5,0 % / -7,0 %.

### **4.1.1. Rede Aérea de 13,8 kV com Cabo CA 1/0 AWG**

Considerado um alimentador aéreo de distribuição típico, em cabo de alumínio com bitola 1/0 AWG, tensão nominal de 13,8 kV, capacidade de condução de corrente de 242 A, resistência de 0,6047  $\Omega$ /km e reatância de 0,4338  $\Omega$ /km. Os resultados estão mostrados na Figura 14 e na Figura 15.

Da análise da Figura 14 observamos que a injeção de potência é fortemente limitada para valores de comprimento do alimentador superiores a cerca de 3 a 5 km, dependendo do fator de potência.

Para comprimentos reduzidos, inferiores aos 3 a 5 km, a injeção máxima de potência é definida pelo limite térmico do cabo e após, passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão.



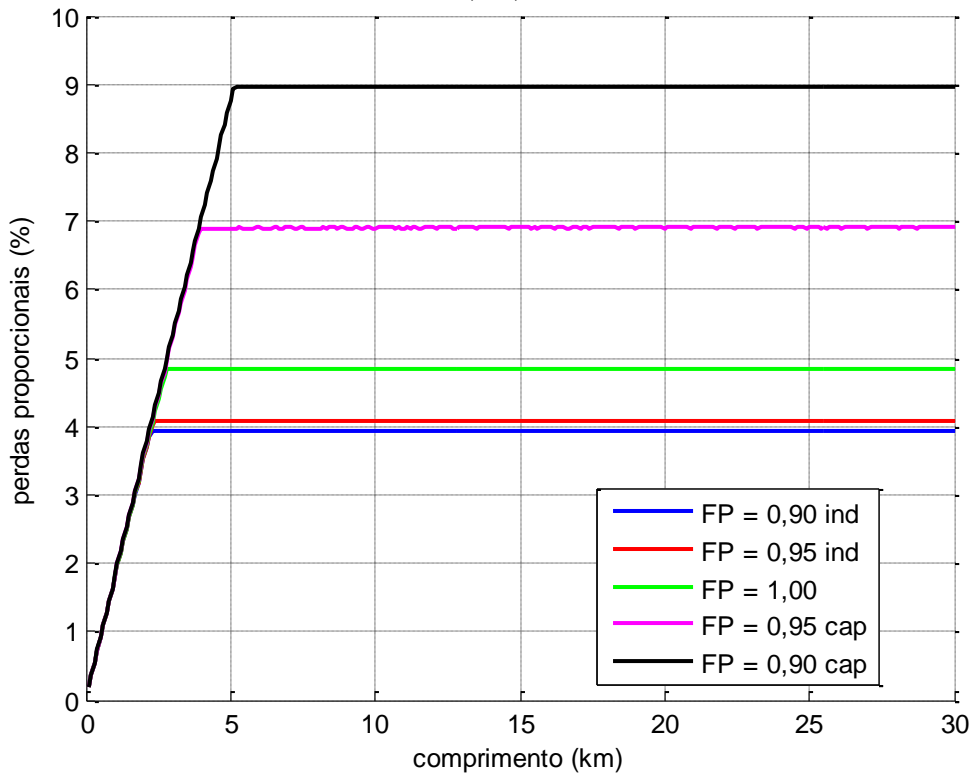
Nota: Para todas as curvas a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite superior.

**Figura 14.** Potência injetada máxima de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 1/0 AWG

Nesta faixa inicial de comprimento, onde a potência injetada é definida pelo limite térmico do cabo, os valores de potência não são exatamente constantes porque a elevação da tensão no ponto de conexão à medida que aumenta o comprimento implica em injeções de potência maiores com menores correntes.

A operação com controle de potência reativa no ponto de conexão permite aumentar a injeção de potência. Na faixa inicial das curvas, onde a injeção de potência é definida pelo limite térmico do cabo, a operação com fator de potência unitário permite a injeção de maior potência ativa.

Já na faixa seguinte, onde a injeção de potência é definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, a operação com menor fator de potência capacitivo, e, portanto, maior absorção de potência reativa, permite a injeção de maior potência ativa.

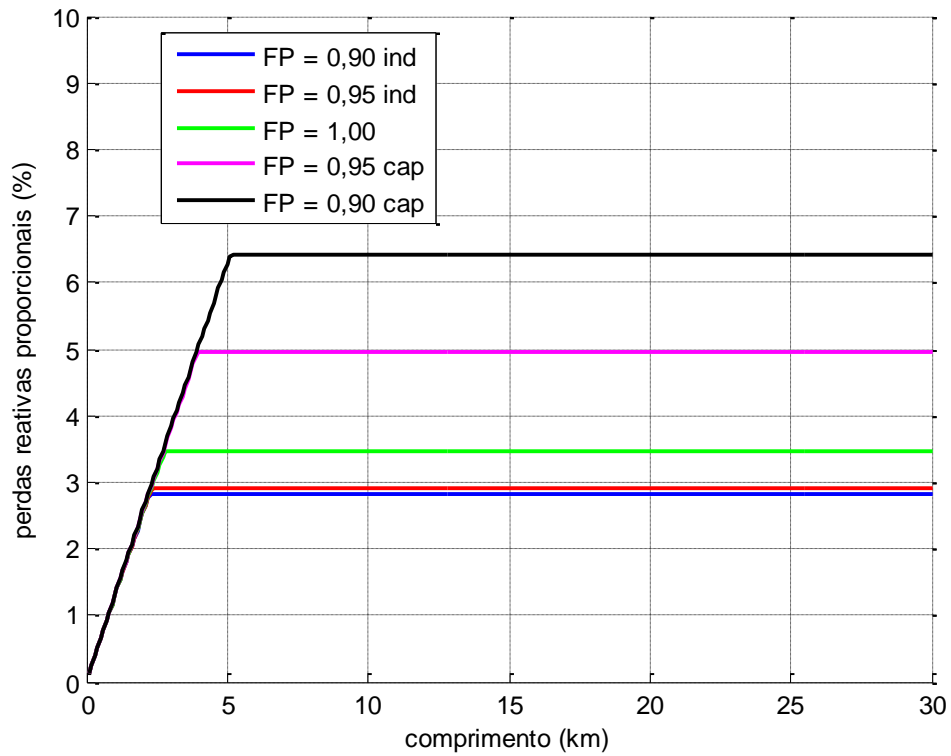


**Figura 15.** Perdas elétricas de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 1/0 AWG

As perdas elétricas no sistema de distribuição são bastante elevadas para valores mais significativos de injeção de potência, comprovando a necessidade da sua avaliação como critério importante para decisão sobre a viabilidade da conexão do gerador distribuído no ponto.

Observamos também que a partir do ponto onde a potência injetada máxima passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão há proporcionalidade da potência máxima injetável com o inverso do comprimento do alimentador e que há invariância da perda elétrica proporcional para a injeção de potência máxima, apesar do crescimento das perdas em valores absolutos. Estas relações estão demonstradas no Apêndice B.

A Figura 16 mostra as perdas reativas proporcionais no alimentador para a potência injetada máxima, de acordo com o comprimento do alimentador e com o fator de potência do gerador distribuído.

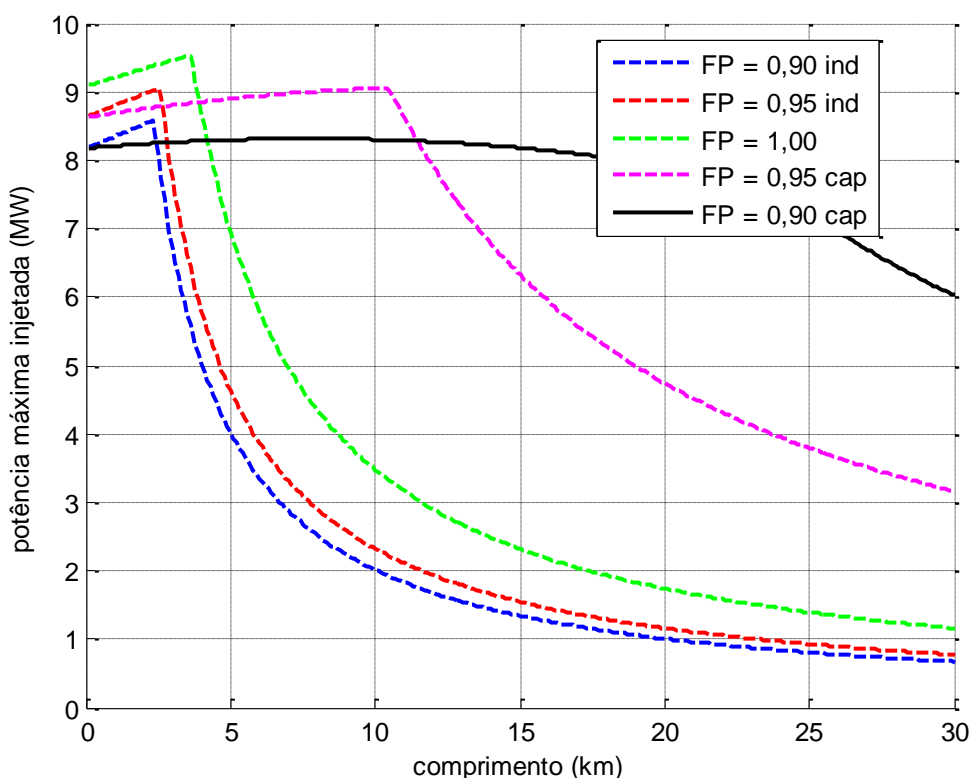


**Figura 16.** Perdas reativas de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 1/0 AWG

Da análise da Figura 16, constatamos que, analogamente às perdas ativas, a partir do ponto onde a potência injetada máxima passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, há invariância da perda reativa proporcional para a injeção de potência máxima. Esta relação também está demonstrada no Apêndice B.

## 4.1.2. Rede Aérea de 13,8 kV com Cabo CA 4/0 AWG

Considerado um alimentador aéreo de distribuição típico, em cabo de alumínio com bitola 4/0 AWG, tensão nominal de 13,8 kV, capacidade de condução de corrente de 380 A, resistência de  $0,3021 \Omega/\text{km}$  e reatância de  $0,4091 \Omega/\text{km}$ . Os resultados estão mostrados na Figura 17 e na Figura 18.



Nota: Para a curva em traço contínuo a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite inferior e para as demais, pelo limite superior.

**Figura 17.** Potência injetada máxima de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 4/0 AWG

Da análise da Figura 17 observamos que para fatores de potência indutivo ou unitário, de forma análoga ao que foi observado para o cabo CA 1/0, a injeção de potência é fortemente limitada para valores de comprimento do alimentador superiores a cerca de 3 a 4 km.

Para fatores de potência capacitivos, porém, estes valores resultaram bastante diferentes. Para fator de potência 0,95 capacitivo a queda se dá a partir de cerca de 10 km e para fator de potência 0,90 capacitivo a queda se dá a partir de cerca de 25 km.

Para comprimentos reduzidos, conforme cada caso, a injeção máxima de potência é definida pelo limite térmico do cabo e após, passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão.

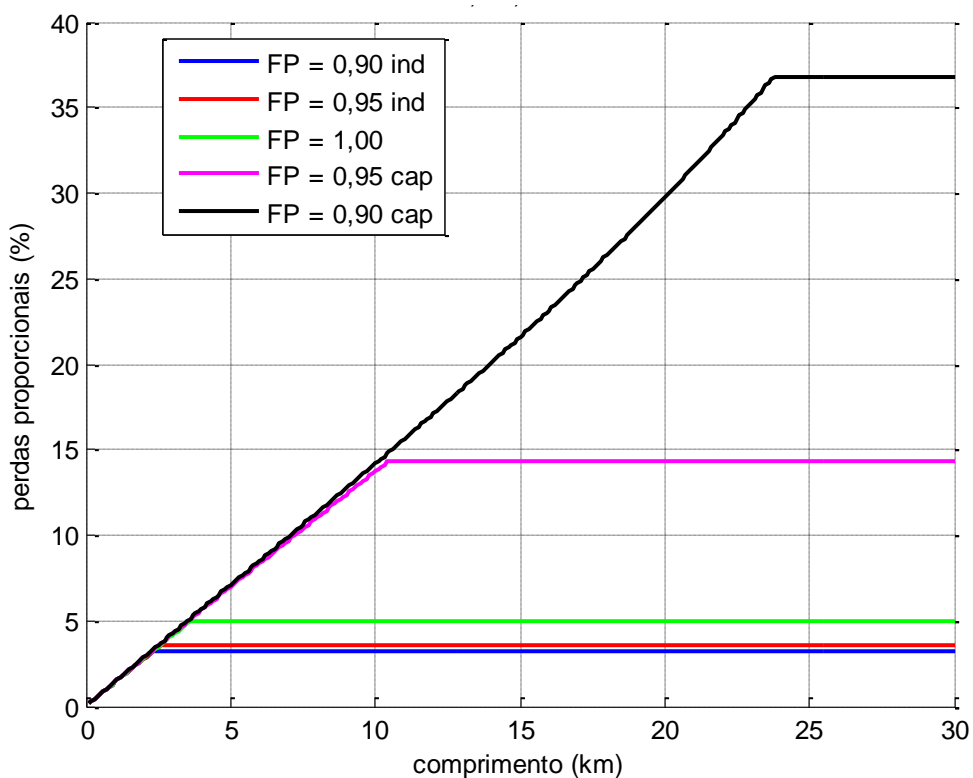
Nesta faixa inicial de comprimento, onde a potência injetada é definida pelo limite térmico, analogamente ao que foi observado para o cabo CA 1/0, os valores de potência não são exatamente constantes porque a elevação da tensão no ponto de conexão à medida que aumenta o comprimento implica em injeções de potência maiores com menores correntes.

No trecho onde a injeção máxima de potência é definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, para fator de potência 0,90 capacitivo o limite inferior foi determinante. Para as demais condições operacionais o limite superior foi determinante.

A operação com controle de potência reativa no ponto de conexão permite aumentar a injeção de potência. Na faixa inicial das curvas, onde a injeção de potência é definida pelo limite térmico do cabo, a operação com fator de potência unitário permite a injeção de maior potência ativa.

Já na faixa seguinte, onde a injeção de potência é definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, a operação com menor fator de potência capacitivo, e portanto maior absorção de potência reativa, permite a injeção de potência ativa bastante superior, especialmente no caso do fator de potência 0,90 capacitivo.



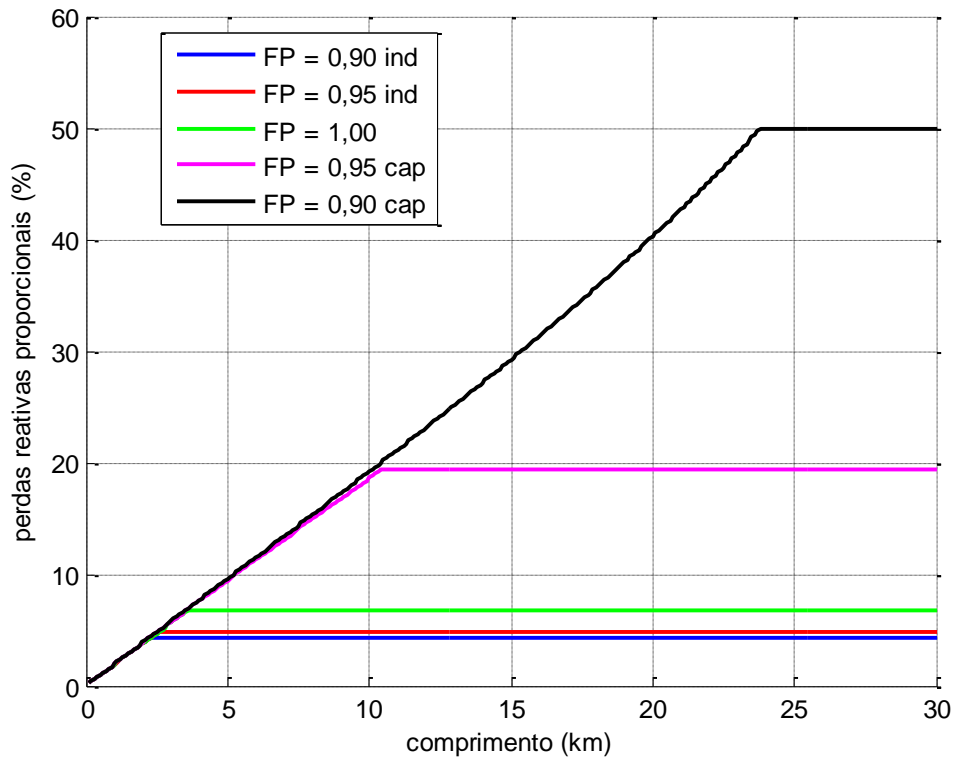


**Figura 18.** Perdas elétricas de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 4/0 AWG

As perdas no sistema de distribuição são bastante elevadas uma vez que envolvidos valores maiores de injeção de potência, atingindo valores bastante superiores àqueles obtidos para o cabo CA 1/0, confirmando a necessidade da sua avaliação como critério importante para decisão sobre a viabilidade da conexão do gerador distribuído no ponto.

Observamos novamente que a partir do ponto onde a potência injetada máxima passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão há proporcionalidade da potência máxima injetável no ponto de conexão com o inverso do comprimento do alimentador e há invariância da perda elétrica proporcional para a injeção de potência máxima, apesar do crescimento das perdas em valores absolutos. Estas relações estão demonstradas no Apêndice B.

A Figura 19 mostra as perdas reativas proporcionais no alimentador para a potência injetada máxima, de acordo com o comprimento do alimentador e com o fator de potência do gerador distribuído.



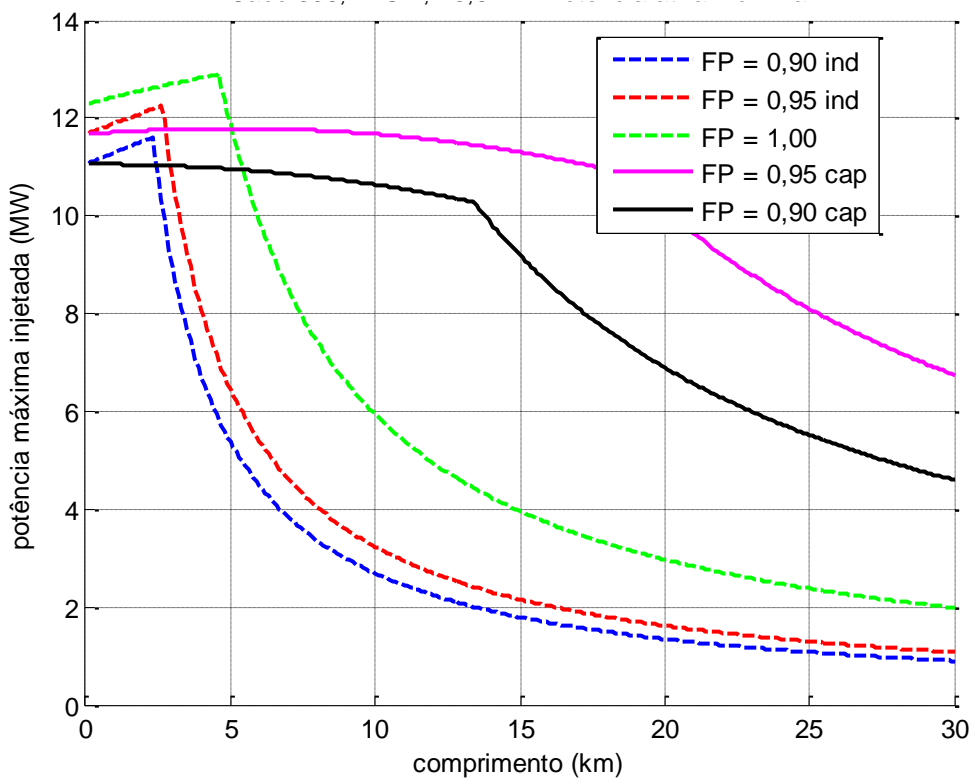
**Figura 19.** Perdas reativas de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 4/0 AWG

Da análise da Figura 19, constatamos que, analogamente às perdas ativas, a partir do ponto onde a potência injetada máxima passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, há invariância da perda reativa proporcional para a injeção de potência máxima. Esta relação também está demonstrada no Apêndice B.

Como a relação X/R do cabo CA 4/0 é maior do que para o cabo CA 1/0, as perdas reativas proporcionais resultam bastante superiores.

### 4.1.3. Rede Aérea de 13,8 kV com Cabo CA 336,4 MCM

Considerado um alimentador aéreo de distribuição típico, em cabo de alumínio com bitola 336,4 MCM, tensão nominal de 13,8 kV, capacidade de condução de corrente de 514 A, resistência de 0,1908  $\Omega/\text{km}$ , reatância de 0,3875  $\Omega/\text{km}$ . Os resultados estão mostrados na Figura 20 e na Figura 21.



Nota: Para as curvas em traço contínuo a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite inferior e para as demais, pelo limite superior.

**Figura 20.** Potência injetada máxima de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 336,4 MCM

Da análise da Figura 20 observamos que para fatores de potência indutivo ou unitário, de forma análoga ao que foi observado para os cabos CA 1/0 e CA 4/0, a injeção de potência é fortemente limitada para valores de comprimento do alimentador superiores a cerca de 3 a 5 km.

Para fatores de potência capacitivos, porém, estes valores resultaram bastante diferentes. Para fator de potência 0,90 capacitivo a queda se dá a partir de cerca de 13 km e para fator de potência 0,95 capacitivo a queda se dá a partir de cerca de 20 km.

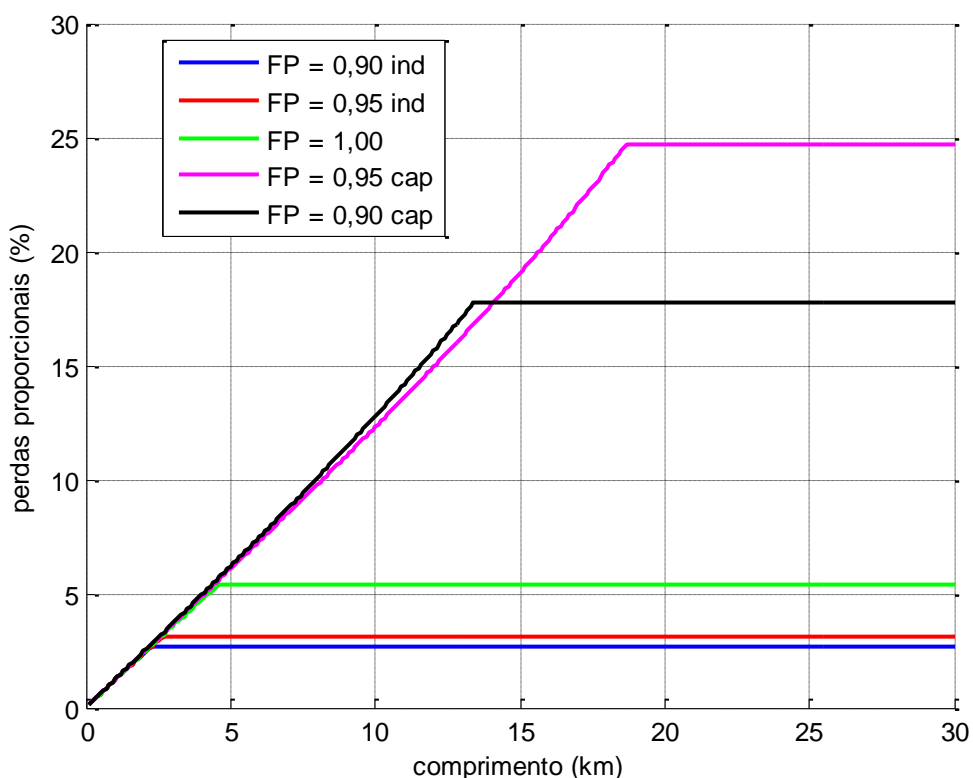
Desta vez, porém, diferente do que foi observado para o cabo CA 4/0, para distâncias mais longas o fator de potência 0,95 capacitivo possibilitou a injeção de valores mais elevados de potência. Para comprimentos reduzidos, conforme cada caso, a injeção máxima de potência é definida pelo limite térmico do cabo e após, passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão.

Nesta faixa inicial de comprimento, onde a potência injetada é definida pelo limite térmico, analogamente ao que foi observado para os cabos CA 1/0 e CA 4/0, os valores de potência não são exatamente constantes porque a elevação da tensão no ponto de conexão à medida que aumenta o comprimento implica em injeções de potência maiores com menores correntes.

No trecho onde a injeção máxima de potência é definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, para fator de potência 0,90 capacitivo ou 0,95 capacitivo o limite inferior foi determinante. Para as demais condições operacionais o limite superior foi determinante.

A operação com controle de potência reativa no ponto de conexão permite aumentar a injeção de potência. Na faixa inicial das curvas, onde a injeção de potência é definida pelo limite térmico do cabo, a operação com fator de potência unitário permite a injeção de maior potência ativa.

Já na faixa seguinte, onde a injeção de potência é definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, a operação com menor fator de potência capacitivo, e portanto maior absorção de potência reativa, permite a injeção de potência ativa superior.

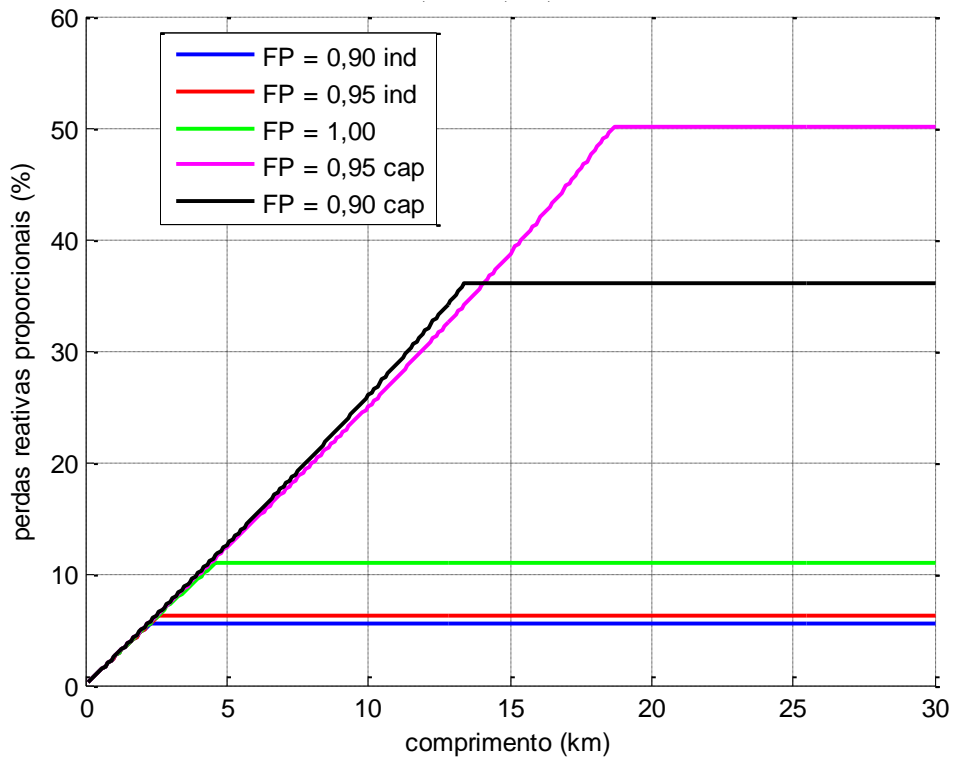


**Figura 21.** Perdas elétricas de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 336,4 MCM

As perdas elétricas no sistema de distribuição são bastante elevadas para valores mais significativos de injeção de potência, novamente atingindo valores bastante superiores àqueles obtidos para o cabo CA 1/0 e confirmando a necessidade da sua avaliação como critério importante para decisão sobre a viabilidade da conexão do gerador distribuído no ponto.

Observamos novamente que a partir do ponto onde a potência injetada máxima passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão há proporcionalidade da potência máxima injetável no ponto de conexão com o inverso do comprimento do alimentador e há invariância da perda elétrica proporcional para a injeção de potência máxima, apesar do crescimento das perdas em valores absolutos. Estas relações estão demonstradas no Apêndice B.

A Figura 22 mostra as perdas reativas proporcionais no alimentador para a potência injetada máxima, de acordo com o comprimento do alimentador e com o fator de potência do gerador distribuído.



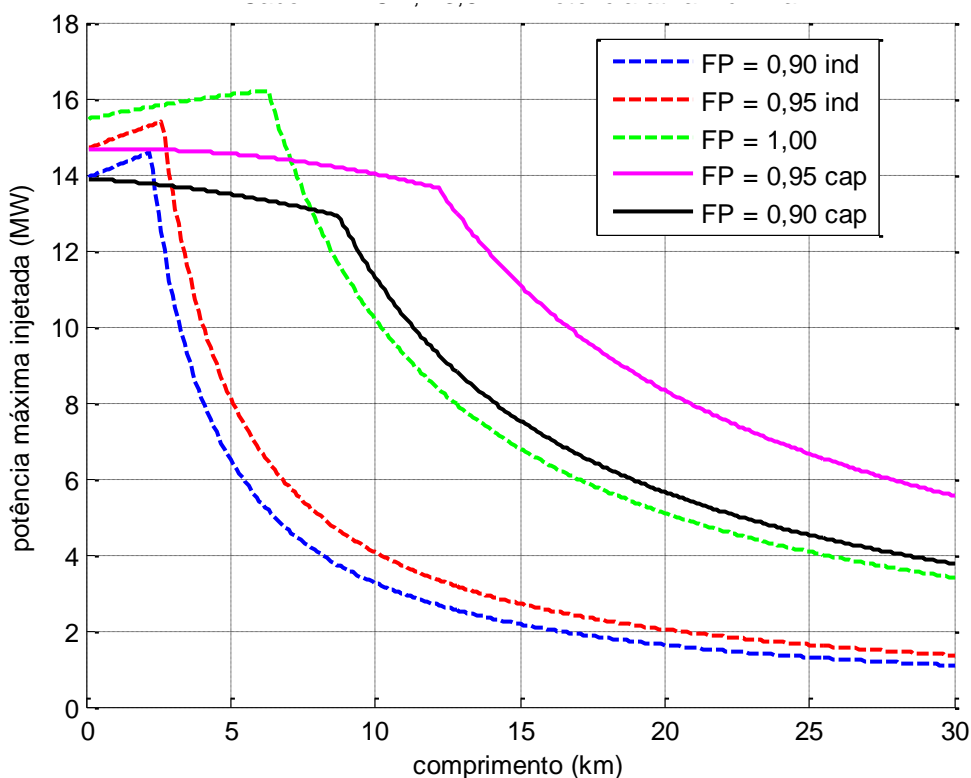
**Figura 22.** Perdas reativas de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 336,4 MCM

Da análise da Figura 22, constatamos que, analogamente às perdas ativas, a partir do ponto onde a potência injetada máxima passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, há invariância da perda reativa proporcional para a injeção de potência máxima. Esta relação também está demonstrada no Apêndice B.

Como a relação X/R do cabo CA 336,4 MCM é ainda maior do que para o cabo CA 1/0, as perdas reativas proporcionais resultam bastante superiores.

#### 4.1.4. Rede Aérea de 13,8 kV com Cabo CA 477 MCM

Considerado um alimentador aéreo de distribuição típico em cabo de alumínio com bitola 477 MCM, tensão nominal de 13,8 kV, capacidade de condução de corrente de 646 A, resistência de 0,1342  $\Omega$ /km e reatância de 0,3743  $\Omega$ /km. Os resultados estão mostrados na Figura 23 e na Figura 24.



Nota: Para as curvas em traço contínuo a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite inferior e para as demais, pelo limite superior.

**Figura 23.** Potência injetada máxima de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 477 MCM

Da análise da Figura 23 observamos que para fatores de potência indutivo ou unitário, de forma análoga ao que foi observado para os cabos anteriores, a injeção de potência é fortemente limitada para valores de comprimento do alimentador superiores a cerca de 3 a 7 km.

Para fatores de potência capacitivos, porém, estes valores resultaram ligeiramente diferentes. Para fator de potência 0,90 capacitivo a queda se dá a partir de cerca de 9 km e para fator de potência 0,95 capacitivo a queda se dá a partir de cerca de 12 km.

Da mesma forma que foi observada para o cabo CA 336,4 MCM, para distâncias mais longas o fator de potência 0,95 capacitivo possibilitou a injeção de valores mais elevados de potência.

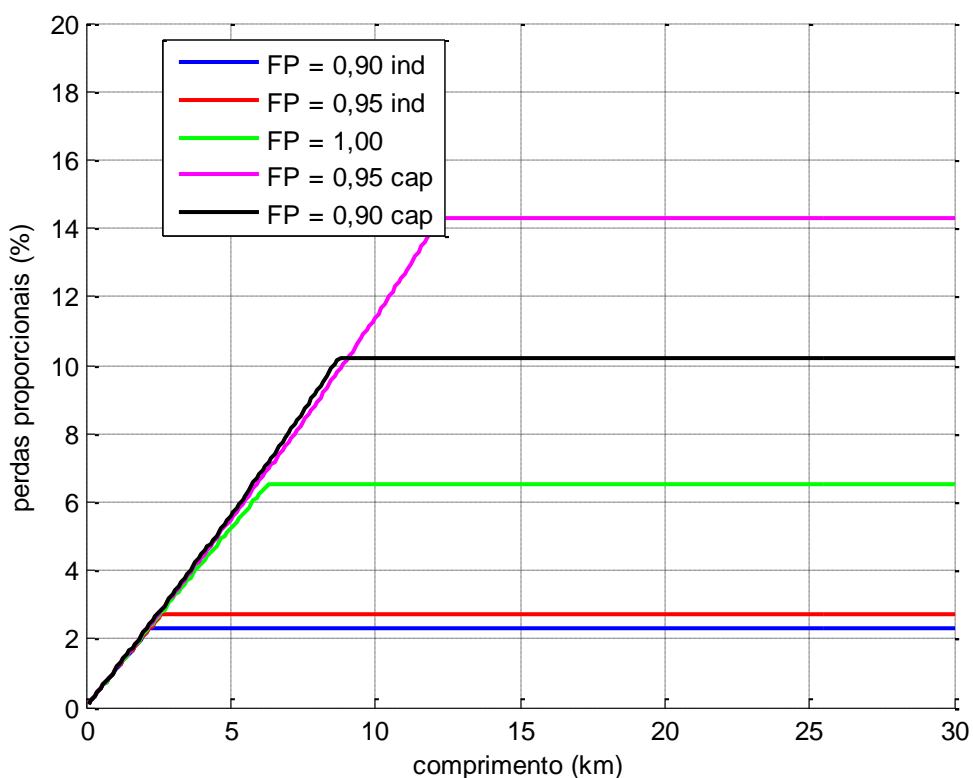
Para comprimentos reduzidos, conforme cada caso, a injeção máxima de potência é definida pelo limite térmico do cabo e após, passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão.

Nesta faixa inicial de comprimento, onde a potência injetada é definida pelo limite térmico, analogamente ao que foi observado para os cabos anteriores, os valores de potência não são exatamente constantes porque a elevação da tensão no ponto de conexão à medida que aumenta o comprimento implica em injeções de potência maiores com menores correntes. No trecho onde a injeção máxima de potência é definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, para fator de potência 0,90 capacitivo ou 0,95 capacitivo, o limite inferior foi determinante. Para as demais condições operacionais o limite superior foi determinante.

A operação com controle de potência reativa no ponto de conexão permite maximizar a injeção de potência. Na faixa inicial das curvas, onde a injeção de potência é definida pelo limite térmico do cabo, a operação com fator de potência unitário permite a injeção de maior potência ativa.

Já na faixa seguinte, onde a injeção de potência é definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, a operação com menor fator de potência capacitivo, e portanto maior absorção de potência reativa, permite a injeção de potência ativa superior.



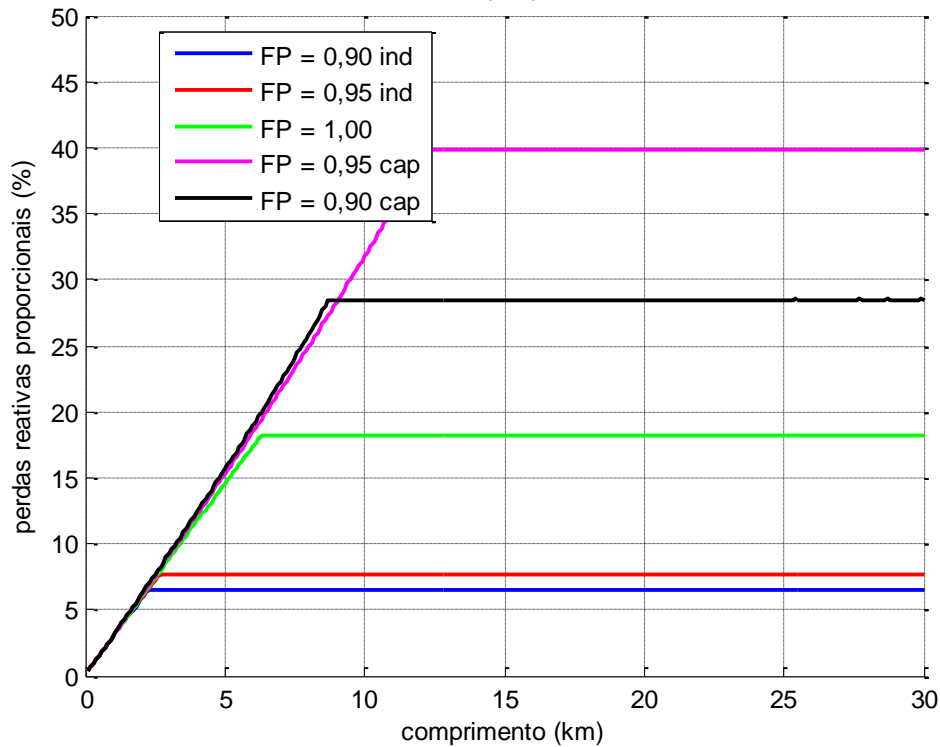


**Figura 24.** Perdas elétricas de acordo com o comprimento para sistema de 13,8kV aéreo e cabo CA 477 MCM

As perdas elétricas no sistema de distribuição são bastante elevadas para valores mais significativos de injeção de potência, novamente atingindo valores bastante superiores àqueles obtidos para o cabo CA 1/0, mas inferiores àquelas obtidas para o cabo CA 336,4 MCM. Novamente foi confirmada a necessidade da sua avaliação como critério importante para decisão sobre a viabilidade da conexão do gerador distribuído no ponto.

Observamos novamente que a partir do ponto onde a potência injetada máxima passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão há proporcionalidade da potência máxima injetável no ponto de conexão com o inverso do comprimento do alimentador e há invariância da perda elétrica proporcional para a injeção de potência máxima, apesar do crescimento das perdas em valores absolutos. Estas relações estão demonstradas no Apêndice B.

A Figura 25 mostra as perdas reativas proporcionais no alimentador para a potência injetada máxima, de acordo com o comprimento do alimentador e com o fator de potência do gerador distribuído.



**Figura 25.** Perdas reativas de acordo com o comprimento para sistema de 13,8kV aéreo e cabo CA 477 MCM

Da análise da Figura 25, constatamos que, analogamente às perdas ativas, a partir do ponto onde a potência injetada máxima passa a ser definida pelo limite de variação da tensão no ponto de conexão, há invariância da perda reativa proporcional para a injeção de potência máxima. Esta relação também está demonstrada no Apêndice B.

Como a relação X/R do cabo CA 477 MCM é ainda maior do que para o cabo CA 1/0, as perdas reativas proporcionais resultam bastante superiores.

## **4.2. REDES AÉREAS DE 13,8 KV COM VARIAÇÃO DA TENSÃO NA SUBESTAÇÃO DISTRIBUIDORA**

Muitas vezes as concessionárias de distribuição, objetivando melhorar os níveis de tensão nos pontos mais remotos da rede, costumam operar com a tensão na barra da subestação distribuidora ajustada para um valor ligeiramente superior a 1,0 p.u.

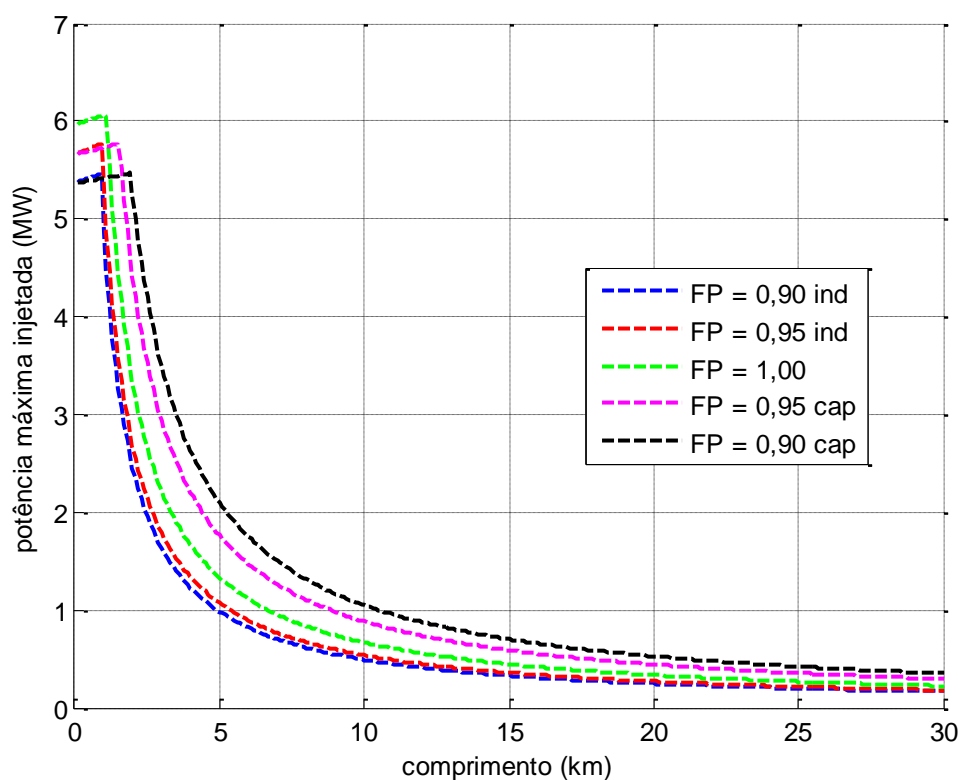
Esta opção naturalmente altera os limites disponíveis para injeção de potência dos geradores distribuídos.

Nos casos onde os limites de potência estavam sendo determinados pela subtensão mínima aceitável no ponto de conexão, a elevação da tensão permite elevar os valores de injeção de potência.

Da forma inversa, nos casos onde os limites de potência estavam sendo determinados pela sobretensão máxima aceitável no ponto de conexão, a elevação da tensão implica em reduzir os valores de injeção de potência.

Na Figura 26 são mostrados os limites de injeção de potência para o alimentador típico de distribuição com cabo de alumínio 1/0 AWG discutido no subitem 4.1.1, desta vez com a tensão na subestação distribuidora ajustada para 1,03 p.u.

Como neste caso do alimentador com cabo de alumínio 1/0 AWG os limites de injeção de potência para tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora estavam todos sendo determinados pelas sobretensões máximas aceitáveis no ponto de conexão, a opção pelo ajuste da tensão na subestação distribuidora em 1,03 p.u. restringiu mais os limites de injeção de potência para o gerador distribuído.

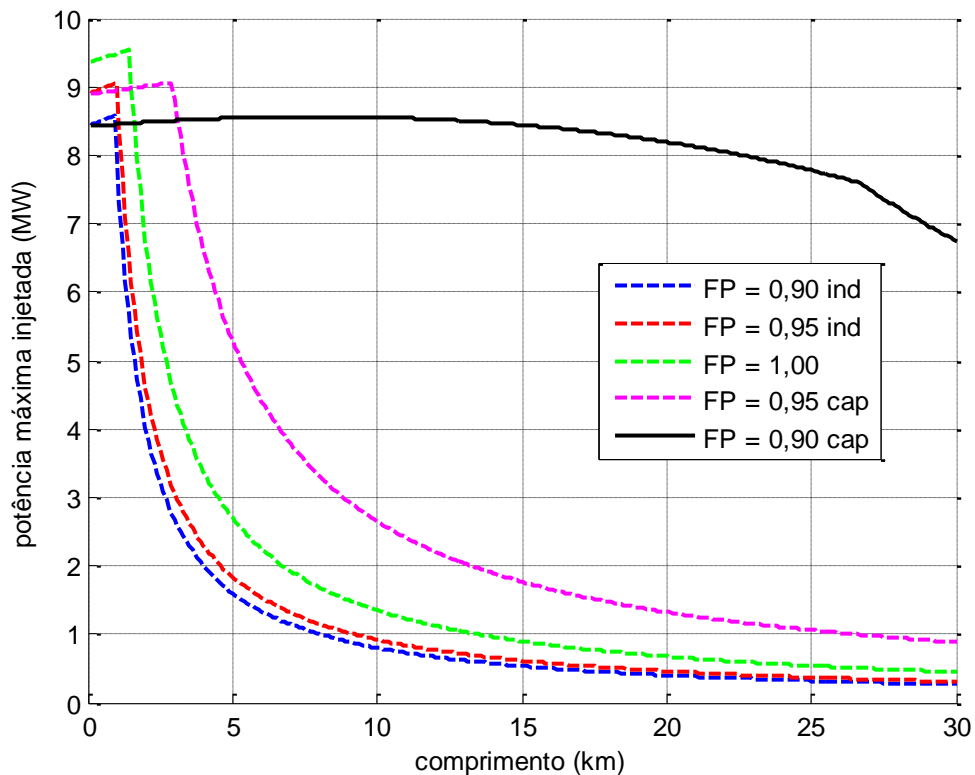


Nota: Para todas as curvas a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite superior.

**Figura 26.** Potência injetada máxima de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 1/0 AWG considerando a tensão de 1,03 p.u. na subestação distribuidora

Na Figura 27 são mostrados os limites de injeção de potência para o alimentador típico de distribuição com cabo de alumínio 4/0 AWG discutido no subitem 0, desta vez com a tensão na subestação distribuidora ajustada para 1,03 p.u.

É interessante observar que para o caso com fator de potência 0,90 capacitivo, como os limites de injeção de potência para tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora sendo determinados pelas subtensões mínimas aceitáveis no ponto de conexão, a opção pelo ajuste da tensão na subestação distribuidora em 1,03 p.u. elevou os limites de injeção de potência para o gerador distribuído.

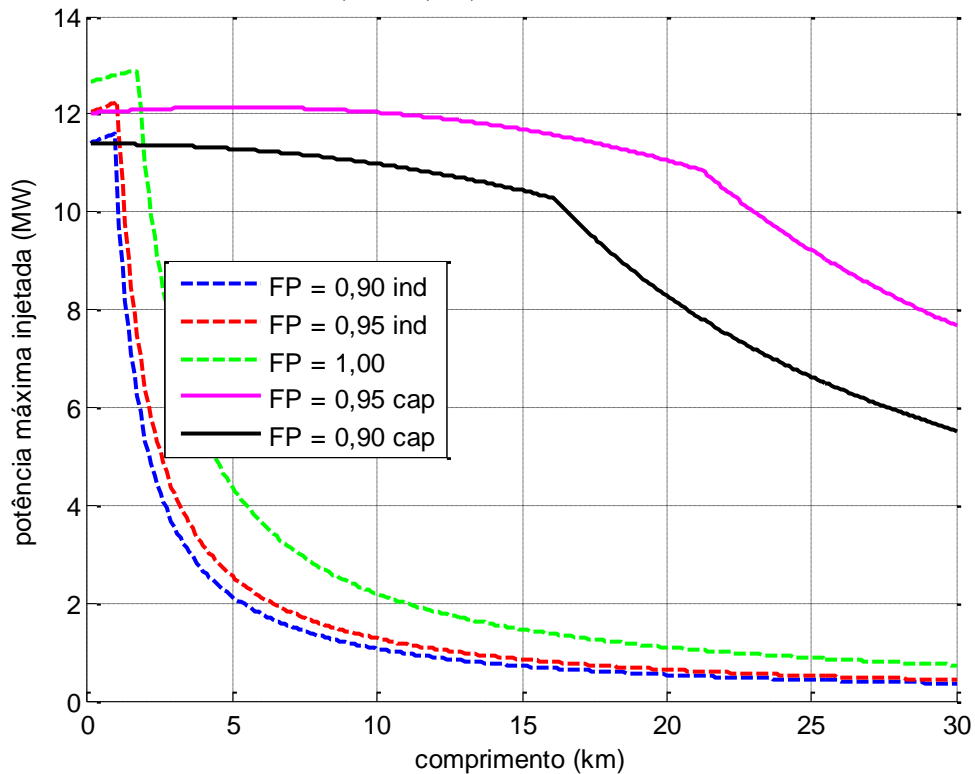


Nota: Para a curva em traço contínuo a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite inferior e para as demais, pelo limite superior.

**Figura 27.** Potência injetada máxima de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 4/0 AWG considerando a tensão de 1,03 p.u. na subestação distribuidora

Do contrário, para os demais casos, como os limites de injeção de potência para tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora estavam sendo determinados pelas sobretensões máximas aceitáveis no ponto de conexão, a opção pelo ajuste da tensão na subestação distribuidora em 1,03 p.u. restringiu os limites de injeção de potência para o gerador distribuído.

Na Figura 28 são mostrados os limites de injeção de potência para o alimentador típico de distribuição com cabo de alumínio 336,4 MCM discutido no subitem 4.1.3, desta vez com a tensão na subestação distribuidora ajustada para 1,03 p.u.



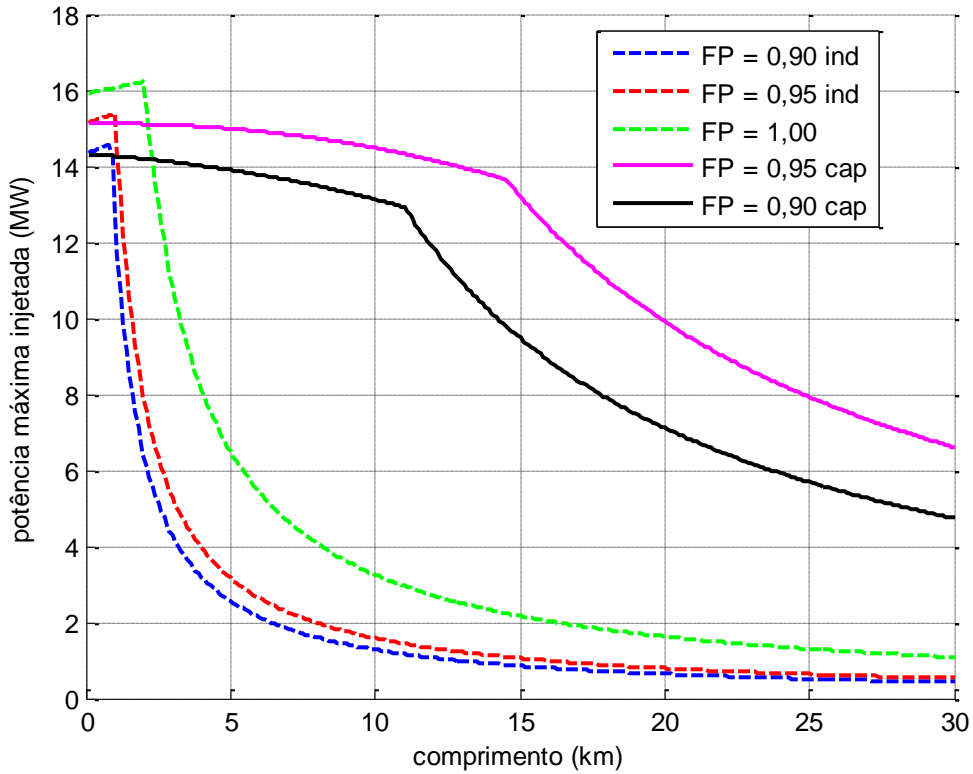
Nota: Para as curvas em traço contínuo a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite inferior e para as demais, pelo limite superior.

**Figura 28.** Potência injetada máxima de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 336,4 MCM considerando a tensão de 1,03 p.u. na subestação distribuidora

Para os casos com fator de potência 0,90 capacitivo e 0,95 capacitivo, como os limites de injeção de potência para tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora sendo determinados pelas subtensões mínimas aceitáveis no ponto de conexão, a opção pelo ajuste da tensão na subestação distribuidora em 1,03 p.u. elevou os limites de injeção de potência para o gerador distribuído.

Do contrário, para os demais casos, como os limites de injeção de potência para tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora estavam sendo determinados pelas sobretensões máximas aceitáveis no ponto de conexão, a opção pelo ajuste da tensão na subestação distribuidora em 1,03 p.u. restringiu os limites de injeção de potência para o gerador distribuído.

Na Figura 29 são mostrados os limites de injeção de potência para o alimentador típico de distribuição com cabo de alumínio 477 MCM discutido no subitem 4.1.4, desta vez com a tensão na subestação distribuidora ajustada para 1,03 p.u.



Nota: Para as curvas em traço contínuo a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite inferior e para as demais, pelo limite superior.

**Figura 29.** Potência injetada máxima de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 477 MCM considerando a tensão de 1,03 p.u. na subestação distribuidora

Para os casos com fator de potência 0,90 capacitivo e 0,95 capacitivo, como os limites de injeção de potência para tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora sendo determinados pelas subtensões mínimas aceitáveis no ponto de conexão, a opção pelo ajuste da tensão na subestação distribuidora em 1,03 p.u. elevou os limites de injeção de potência para o gerador distribuído.

Do contrário, para os demais casos, como os limites de injeção de potência para tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora estavam sendo determinados pelas sobretensões máximas aceitáveis no ponto de conexão, a opção pelo ajuste da tensão na subestação distribuidora em 1,03 p.u. restringiu os limites de injeção de potência para o gerador distribuído.

### **4.3. REDES AÉREAS DE 13,8 KV COM CARGA AO LONGO DO ALIMENTADOR**

#### **4.3.1. Aplicação Inicial para Cabos Típicos de 13,8 kV**

Para avaliar o efeito da presença da carga em alimentadores com os cabos discutidos no subitem 4.1, a Metodologia, na forma descrita no subitem 3.1.3, foi utilizada desta vez considerando montantes típicos de carga.

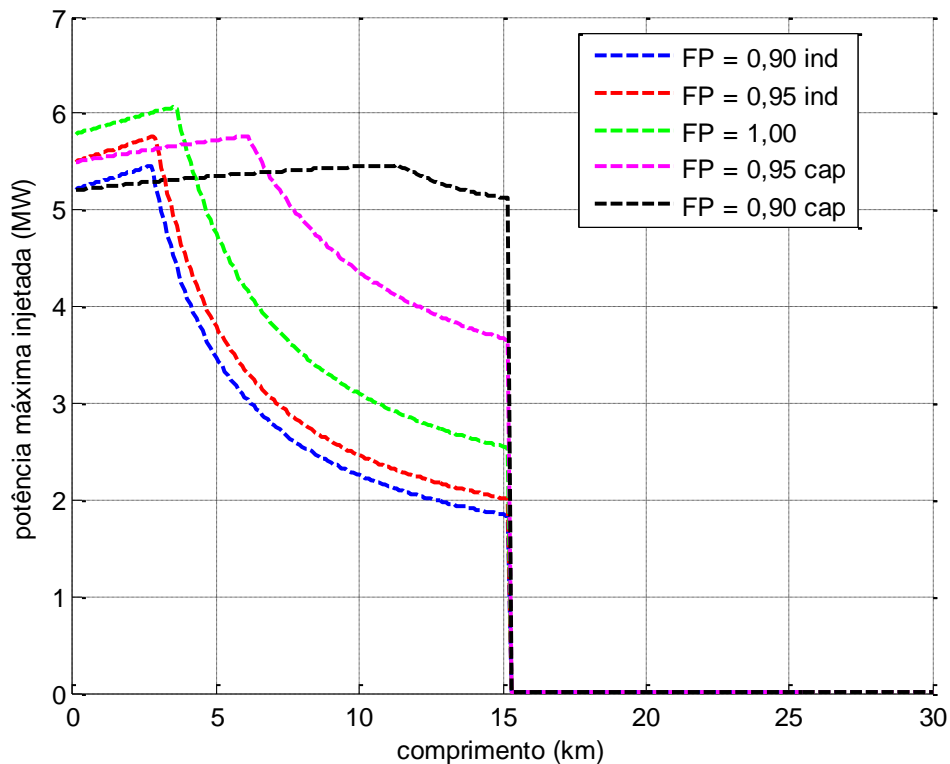
A Figura 30 apresenta os resultados obtidos pela Metodologia para o cabo CA 1/0 AWG em 13,8 kV, tensão na subestação distribuidora regulada em 1,0 p.u. e considerando a existência no alimentador de carga distribuída prévia de 2,0 MW com fator de potência 0,90 indutivo.

Na Figura 30 não são apresentados resultados para comprimento de cabo superior a cerca de 15 km, porque nestes casos a presença da carga antes da conexão do gerador distribuído não seria viável, uma vez que seria violado o limite de queda de tensão fixado.

Estes são casos de necessidade de equipamentos de controle de tensão ao longo do alimentador, como reguladores de tensão ou bancos capacitores.

Da análise da Figura 30 constatamos que para o gerador distribuído funcionando com fator de potência unitário, capacitivo ou indutivo, a presença de carga entre ele e a subestação distribuidora possibilitou aumentar a injeção de potência ativa (comparar com a Figura 14).





Nota: Para todas as curvas a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite superior.

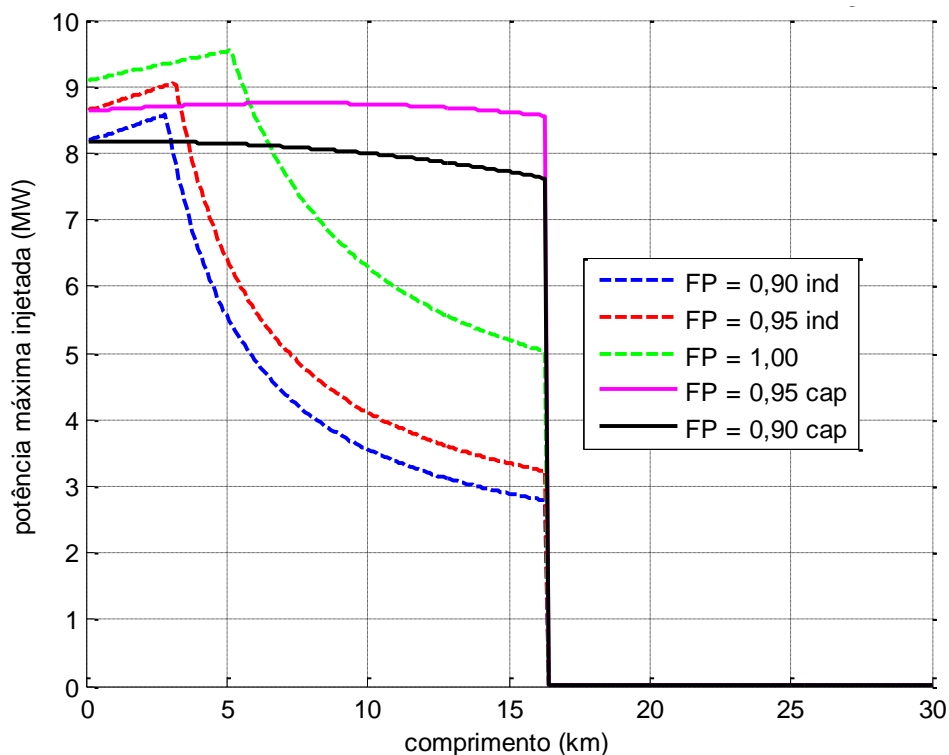
**Figura 30.** Potência injetada máxima para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 1/0 AWG considerando carga prévia de 2,0 MW com fator de potência 0,90 indutivo

A restrição da injeção de potência para todos os fatores de potência era pelo limite superior de tensão. Então, reportando-nos ao modelo da Figura 8, observamos que este aumento da injeção de potência ativa decorre da redução da corrente no trecho entre a carga equivalente e a subestação distribuidora.

Desconsiderar a carga para o gerador distribuído nestes casos, portanto, de fato conduz a resultados mais conservadores, ou seja, a favor da segurança.

Com base nestes casos, poderíamos supor que a carga poderia ser desconsiderada nos cálculos para avaliação de injeção máxima de potência pelos geradores distribuídos nas redes de distribuição.

A Figura 31 apresenta os resultados obtidos pela Metodologia modificada para o cabo CA 4/0 AWG em 13,8 kV, considerando a existência no alimentador de carga prévia de 3,0 MW com fator de potência 0,90 indutivo.



Nota: Para as curvas em traço contínuo a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite inferior e para as demais, pelo limite superior.

**Figura 31.** Potência injetada máxima para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 4/0 AWG considerando carga prévia de 3,0 MW com fator de potência 0,90 indutivo

Na Figura 31 não são apresentados resultados para comprimento de cabo superior a cerca de 17 km, porque nestes casos a presença da carga antes da conexão do gerador distribuído não seria viável, uma vez que seria violado o limite de queda de tensão fixado.

Da análise da Figura 31 constatamos que, para o gerador distribuído funcionando com fator de potência unitário ou indutivo, a presença de carga entre ele e a subestação

distribuidora possibilitou aumentar a injeção de potência ativa (comparar com a Figura 17).

No entanto, para o gerador distribuído funcionando com fator de potência capacitivo, a presença desta carga fez reduzir ligeiramente a injeção de potência ativa.

A restrição da injeção de potência para os casos de fator de potência indutivo ou unitário era pelo limite superior de tensão. Então, reportando-nos ao modelo da Figura 8, observamos que este aumento da injeção de potência ativa decorre da redução da corrente no trecho entre a carga equivalente e a subestação distribuidora.

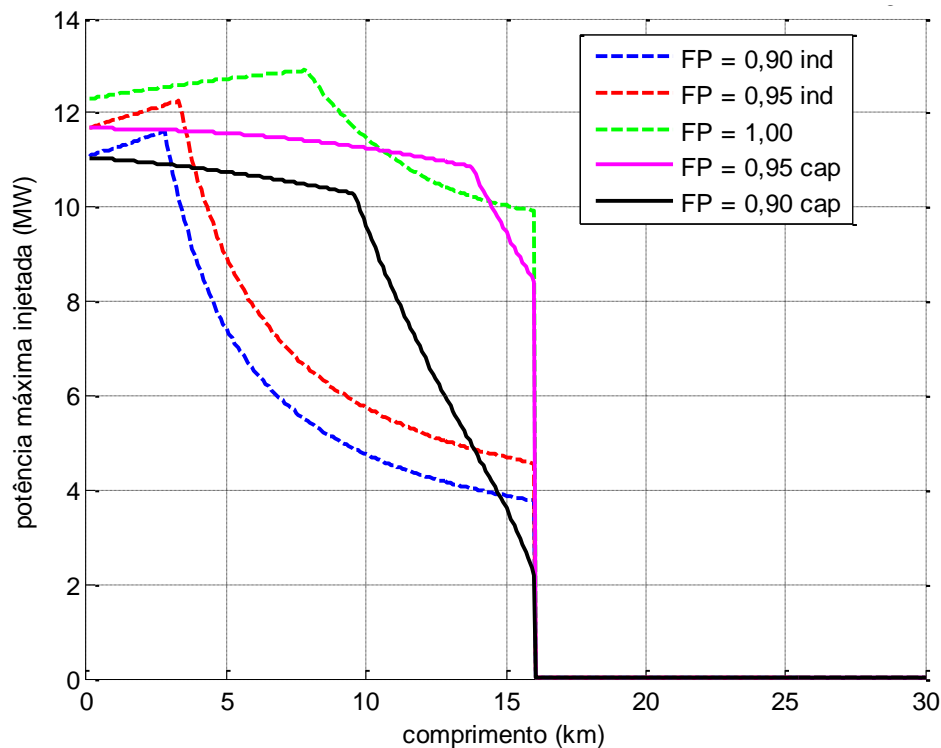
A restrição da injeção de potência para os casos de fator de potência capacitivo era pelo limite inferior de tensão. Então, reportando-nos ao modelo da Figura 8, observamos que esta restrição da injeção de potência ativa decorre da forte queda de tensão no trecho entre a carga equivalente e a subestação provocada pelo aumento do fluxo de potência reativa neste trecho.

Desconsiderar a carga para o gerador distribuído funcionando com fator de potência indutivo ou unitário, portanto, de fato conduz a resultados mais conservadores, ou seja a favor da segurança. Para o gerador distribuído funcionando com fator de potência capacitivo, todavia, desconsiderar a carga conduz a resultados superiores aos reais, ou seja, inviáveis tecnicamente.

Desta forma constatamos que a carga sempre deve ser considerada nos cálculos para avaliação de injeção máxima de potência pelos geradores distribuídos nas redes de distribuição.

A Figura 32 apresenta os resultados obtidos pela Metodologia modificada para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV, considerando a existência no alimentador de carga prévia de 4,0 MW com fator de potência 0,90 indutivo.

Na Figura 32 não são apresentados resultados para comprimento de cabo superior a cerca de 16 km, porque nestes casos a presença da carga antes da conexão do gerador distribuído não seria viável, uma vez que seria violado o limite de queda de tensão fixado.



Nota: Para as curvas em traço contínuo a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite inferior e para as demais, pelo limite superior.

**Figura 32.** Potência injetada máxima para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 336,4 MCM considerando carga prévia de 4,0 MW com fator de potência 0,90 indutivo

Da análise da Figura 32 constatamos que, para o gerador distribuído funcionando com fator de potência unitário ou indutivo, a presença de carga entre ele e a subestação distribuidora possibilitou aumentar a injeção de potência ativa (comparar com a Figura 20).

No entanto, para o gerador distribuído funcionando com fator de potência capacitivo, a presença desta carga fez reduzir drasticamente a injeção de potência ativa, especialmente no caso do fator de potência 0,90 capacitivo.

A restrição da injeção de potência para os casos de fator de potência indutivo ou unitário era pelo limite superior de tensão. Então, reportando-nos ao modelo da Figura

8, observamos que este aumento da injeção de potência ativa decorre da redução da corrente no trecho entre a carga equivalente e a subestação distribuidora.

A restrição da injeção de potência para os casos de fator de potência capacitivo era pelo limite inferior de tensão. Então, reportando-nos ao modelo da Figura 8, observamos que esta restrição da injeção de potência ativa decorre da forte queda de tensão no trecho entre a carga equivalente e a subestação provocada pelo aumento do fluxo de potência reativa neste trecho.

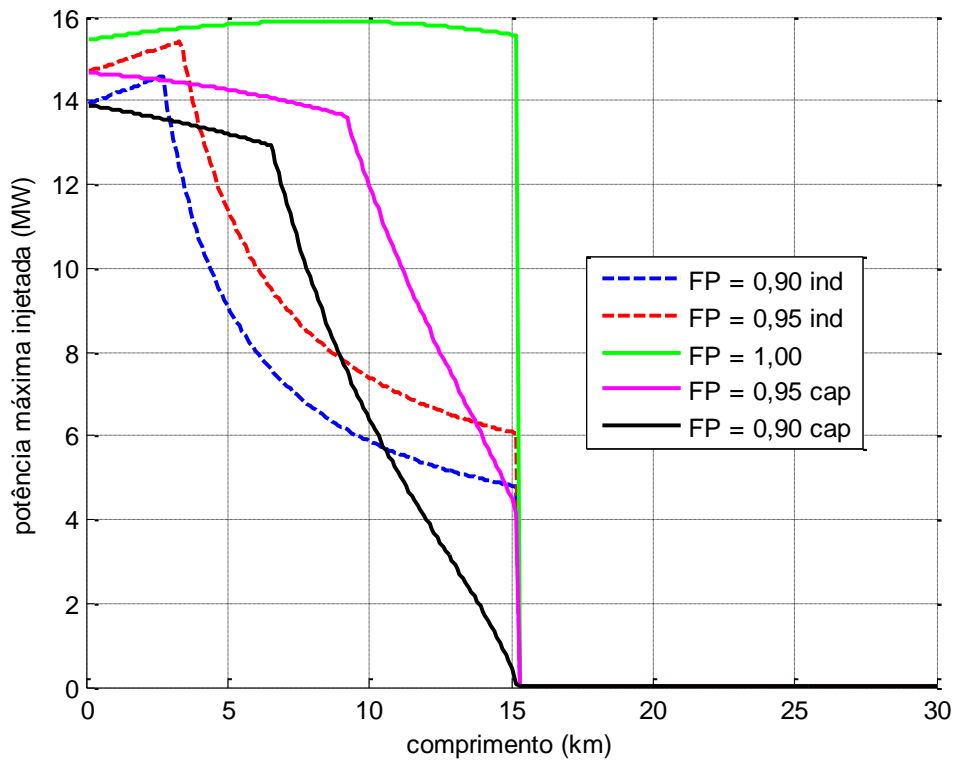
Desconsiderar a carga para o gerador distribuído funcionando com fator de potência indutivo ou unitário, portanto, de fato conduz a resultados mais conservadores, ou seja a favor da segurança. Para o gerador distribuído funcionando com fator de potência capacitivo, todavia, desconsiderar a carga conduz a resultados superiores aos reais, ou seja, inviáveis tecnicamente.

Desta forma, novamente constatamos que a carga sempre deve ser considerada nos cálculos para avaliação de injeção máxima de potência pelos geradores distribuídos nas redes de distribuição.

A Figura 33 apresenta os resultados obtidos pela Metodologia modificada para o cabo CA 477 MCM em 13,8 kV, considerando a existência no alimentador de carga prévia de 5,0 MW com fator de potência 0,90 indutivo.

Na Figura 33 não são apresentados resultados para comprimento de cabo superior a cerca de 15 km, porque nestes casos a presença da carga antes da conexão do gerador distribuído não seria viável, uma vez que seria violado o limite de queda de tensão fixado.

Da análise da Figura 33 constatamos que, para o gerador distribuído funcionando com fator de potência unitário ou indutivo, a presença de carga entre ele e a subestação distribuidora possibilitou aumentar a injeção de potência ativa (comparar com a Figura 23).



Nota: Para as curvas em traço contínuo a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite inferior e para as demais, pelo limite superior. A exceção é a curva para fator de potência unitário, que em toda sua extensão foi limitada pela capacidade do cabo.

**Figura 33.** Potência injetada máxima para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 477 MCM considerando carga prévia de 5,0 MW com fator de potência 0,90 indutivo

No entanto, para o gerador distribuído funcionando com fator de potência capacitivo, a presença desta carga fez reduzir drasticamente a injeção de potência ativa, especialmente no caso do fator de potência 0,90 capacitivo.

A restrição da injeção de potência para os casos de fator de potência indutivo ou unitário era pelo limite superior de tensão. Então, reportando-nos ao modelo mostrado na Figura 8, observamos que este aumento da injeção de potência ativa decorre da redução da corrente no trecho entre a carga equivalente e a subestação distribuidora.

A restrição da injeção de potência para os casos de fator de potência capacitivo era pelo limite inferior de tensão. Então, reportando-nos ao modelo da Figura 8, observamos que

esta restrição da injeção de potência ativa decorre da forte queda de tensão no trecho entre a carga equivalente e a subestação provocada pelo aumento do fluxo de potência reativa neste trecho.

No caso com fator de potência unitário, durante toda a extensão da Figura 33, a injeção máxima de potência foi limitada pela capacidade de condução de corrente do cabo. Neste caso, como as tensões no ponto de conexão se elevaram menos para o limite do cabo, as injeções resultaram ligeiramente menores.

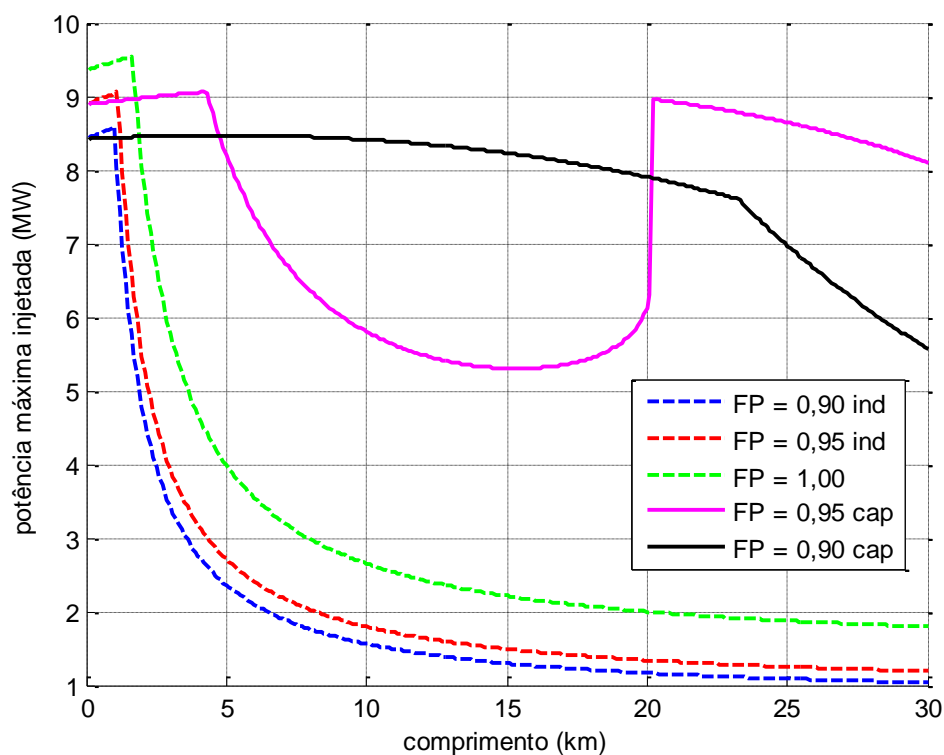
Desconsiderar a carga para o gerador distribuído funcionando com fator de potência indutivo ou unitário, portanto, de fato conduz a resultados mais conservadores, ou seja, a favor da segurança. Para o gerador distribuído funcionando com fator de potência capacitivo, todavia, desconsiderar a carga conduz a resultados superiores aos reais, ou seja, inviáveis tecnicamente.

Desta forma, novamente constatamos que a carga sempre deve ser considerada nos cálculos para avaliação de injeção máxima de potência pelos geradores distribuídos nas redes de distribuição.

### **4.3.2. Resultados Atípicos para as Injeções Máximas de Potência**

No Apêndice A foram apresentadas algumas curvas para potência injetada máxima cujos formatos resultaram bastante diferentes dos formatos tipicamente apresentados até aqui neste capítulo, com reflexo nas curvas de perdas elétricas correspondentes. Este foi o caso das Figuras A.22, A.30 e A.31.

A Figura 34 reproduz os resultados mostrados na Figura A.22, correspondentes ao cabo CA 4/0 AWG em 13,8 kV, considerando a tensão na subestação distribuidora fixada em 1,03 p.u. e a existência no alimentador de carga prévia de 1,50 MW com fator de potência 0,90 indutivo.



Nota: Para as curvas tracejadas e para a curva com fator de potência 0,95 capacitivo, a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite superior. Para a curva contínua com fator de potência 0,90 capacitivo, pelo limite superior.

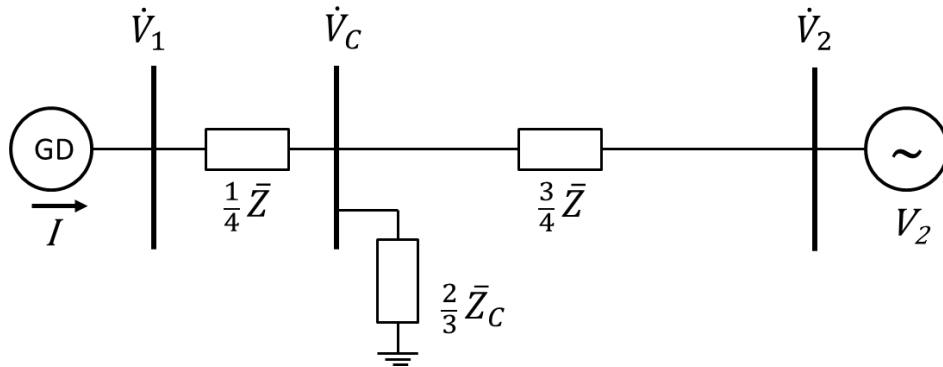
**Figura 34.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão de 1,03 p.u. na subestação distribuidora e carga de 1,5 MW no alimentador com fator de potência 0,90 indutivo

Da análise da Figura 34 observamos que para o caso do gerador distribuído operando com fator de potência 0,95 capacitivo a curva de potência injetada máxima tem uma forte inflexão a partir do comprimento de 20 km, mudando do formato limitado pela tensão, limite superior no caso, para o formato limitado pela capacidade de condução de corrente do cabo.

Para compreender este efeito devemos nos reportar ao modelo mostrado na Figura 8, que mostra a forma como foi considerada na Metodologia a influência da carga presente no alimentador entre o gerador distribuído e a subestação distribuidora.



Considerando que a subestação distribuidora pode ser modelada como uma fonte de tensão constante e adotando, por simplificação, o gerador distribuído como uma fonte de corrente e substituindo a carga por uma impedância equivalente,  $Z_C$ , temos o circuito mostrado na Figura 35.



**Figura 35.** Sistema simplificado para a avaliação da injeção de potência e das perdas elétricas considerando a presença de carga no alimentador

Usando o teorema da superposição [85], podemos considerar que a tensão no ponto de conexão do gerador distribuído é a soma das tensões decorrentes da aplicação em separado da fonte de tensão e da fonte de corrente.

Resolvendo desta forma o circuito, obtemos a equação (60) a seguir.

$$\dot{V}_1 = i \times \frac{9\bar{Z}^2 + 32\bar{Z} \times \bar{Z}_C}{36\bar{Z} + 32\bar{Z}_C} + \dot{V}_2 \times \frac{8\bar{Z}_C}{9\bar{Z} + 8\bar{Z}_C} \quad (60)$$

Da análise da equação (60), confirmamos que tensão decorrente da contribuição da fonte de tensão, ou seja, da subestação distribuidora, depende apenas da característica do cabo e da carga. Se a carga aumentar, diminuição de sua impedância equivalente, a contribuição da fonte de tensão resultante no ponto de conexão diminui e se o comprimento do cabo aumentar, da mesma forma esta tensão também diminui.

Analogamente, a influência da fonte de corrente na tensão no ponto de conexão pode ser tratada de forma desacoplada da subestação distribuidora. Se a carga aumentar,

diminuição de sua impedância equivalente, a contribuição da fonte de corrente resultante no ponto de conexão diminui e se o comprimento do cabo aumentar, esta tensão também aumenta.

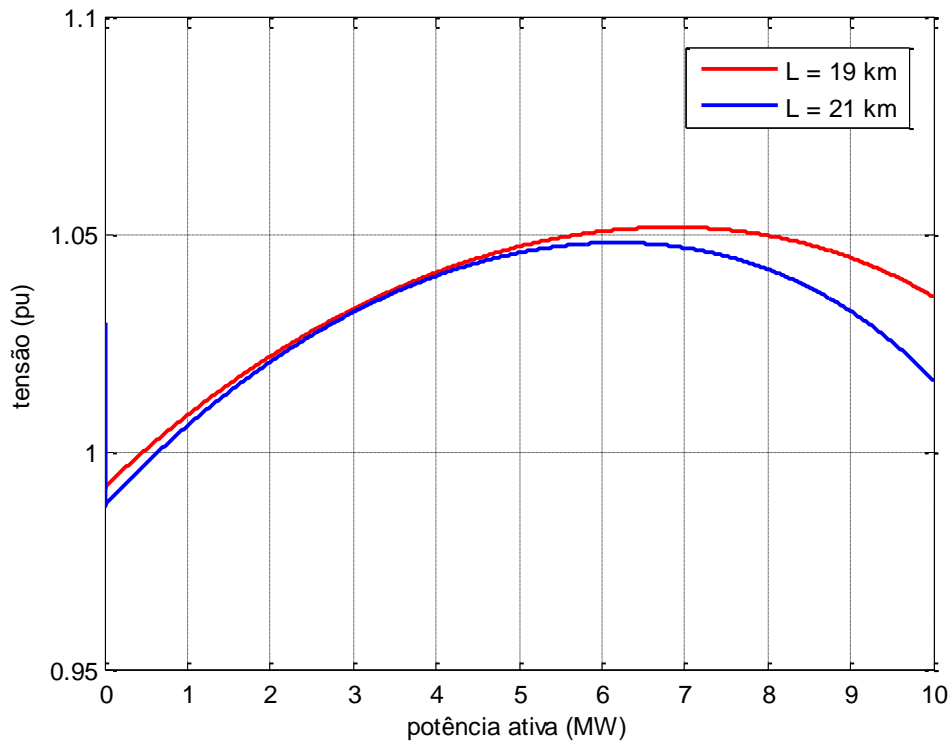
A combinação destes efeitos faz com que a curva de variação da tensão de acordo com a potência no ponto de conexão, tipicamente visualizada por meio das curvas PV, se desloque no sentido vertical de acordo com a carga no alimentador.

Como há fluxo de potência reativa da subestação para o ponto de conexão do gerador distribuído, a tensão cai no ponto de conexão. A presença da carga aumenta este fluxo e faz a tensão cair ainda mais.

A partir de um determinado comprimento do alimentador esta curva deixa de atingir o limite superior de tensão, o que faz com que a injeção passe a ser limitada pela capacidade de condução de corrente do cabo.

Na Figura 36 estão mostradas as curvas PV para o gerador distribuído operando com fator de potência 0,95 capacitivo, conectado por meio de cabo CA 4/0 AWG em 13,8 kV, considerando a tensão na subestação distribuidora fixada em 1,03 p.u. e a existência no alimentador de carga prévia de 1,50 MW com fator de potência 0,90 indutivo.

Da análise da Figura 36, constatamos que para o cabo com comprimento de dezenove quilômetros é atingido o limite superior de tensão de 1,05 p.u., restringindo a potência injetada em cerca de 5,6 MW, enquanto que para o cabo com comprimento de vinte e um quilômetros não mais é atingido o limite superior de tensão de 1,05 p.u., ficando livre a injeção de potência, que no caso será limitada apenas pela capacidade de condução de corrente do cabo.



**Figura 36.** Curvas PV para gerador distribuído com fator de potência 0,95 capacitivo conectado com cabo CA 4/0 AWG, tensão de 1,03 p.u. na subestação distribuidora e carga de 1,5 MW no alimentador

#### 4.4. TESTES INICIAIS COM PROGRAMA DE FLUXO DE POTÊNCIA

Para verificação dos resultados anteriores obtidos com a Metodologia, foram feitas diversas simulações usando um programa comercial de fluxo de potência com método de solução Newton Raphson [84].

#### 4.4.1. Testes sem considerar a carga no alimentador

Para alguns casos avaliados no subitem 4.1 foram simuladas condições típicas com cabos CA 1/0 AWG e CA 477 MCM com tensão nominal de 13,8 kV e comprimento de 20 km. Os resultados estão mostrados na Tabela 3.

As simulações propositalmente consideraram injeções de potência ligeiramente superiores aos valores indicados no subitem anterior para ambos os cabos.

Confirmando os limites anteriormente indicados com base na Metodologia Inicial no subitem anterior, para todos os casos simulados foram excedidos os limites de variação da tensão especificados, de +5 % / -7 %.

**Tabela 3.** Tensões no ponto de conexão do gerador distribuído calculadas com programa comercial de fluxo de potência

Condição de operação	Potência injetada (MW)	Tensão na conexão (p.u.)
Alimentador com cabo 1/0 AWG		
FP = 0,90ind	0,8	1,064
FP = 0,95ind	0,9	1,066
FP = 1,00	1,0	1,059
FP = 0,95cap	1,5	1,064
FP = 0,90cap	1,7	1,064
Alimentador com cabo 477 MCM		
FP = 0,90ind	2,0	1,061
FP = 0,95ind	2,5	1,060
FP = 1,00	6,0	1,055
FP = 0,95cap	9,0	0,913
FP = 0,90cap	6,0	0,922

Nota: Todas as simulações consideram rede de 13,8kV com comprimento de 20 km.

#### 4.4.2. Testes considerando a carga no alimentador

Foi considerado um sistema de distribuição típico com tensão nominal de 13,8 kV, o alimentador com cabo CA 1/0 AWG, comprimento de 7 km, e o gerador distribuído despachando potência de 3,0 MW com fator de potência unitário. A carga foi considerada uniformemente distribuída ao longo do alimentador. Os resultados estão mostrados na Tabela 4.

Da análise da Tabela 4 constatamos que para carga distribuída no alimentador em questão a partir de valores da ordem de 30 % da potência injetada de 3 MW, estariam garantidos os níveis adequados de tensão no ponto de conexão.

**Tabela 4.** Tensões no ponto de conexão do gerador distribuído calculadas com programa comercial de fluxo de potência considerando carga distribuída no alimentador

Carga conectada e percentual da potência injetada	Tensão na conexão (p.u.)
carga conectada = 0,0 MW	1,062
carga conectada = 0,3 MW (10 %)	1,057
carga conectada = 0,6 MW (20 %)	1,053
carga conectada = 0,9 MW (30 %)	1,048
carga conectada = 1,2 MW (40 %)	1,044
carga conectada = 1,5 MW (50 %)	1,039

Nota: Todas as simulações consideram:

-o gerador distribuído injetando 3 MW com fator de potência unitário.

-rede de 13,8kV com alimentador do tipo CA 1/0 AWG e comprimento de 7 km.

-carga com fator de potência 0,9 indutivo e distribuída ao longo de 10 posições equidistantes.

Todavia, caso não se possa confirmar estes valores de carga como mínimos garantidos do alimentador, deveria ser considerada a potência indicada com base na Metodologia e mostrada no subitem 4.1.1, que seria de cerca de 2 MW.

## **4.5. APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO**

### **4.5.1. Utilização da Fórmula Simplificada para Cálculos das Tensões**

Comparando os resultados obtidos pela Otimização na forma final, descrita no subitem 3.2.3, com os resultados indicados pela Metodologia na forma também final, descrita no subitem 0, foram observadas algumas discrepâncias.

Por exemplo, para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV tratado no subitem 4.1.3, para 10 km de comprimento a Otimização encontrou o ponto de operação com 12,41 MW e -3,53 Mvar (fator de potência igual a 0,9618 capacitivo) enquanto a Metodologia indicou potência máxima de 11,67 MW para fator de potência similar de 0,95 capacitivo. Mesmo fixando o fator de potência na Metodologia igual a 0,9618 capacitivo a divergência persistiu.

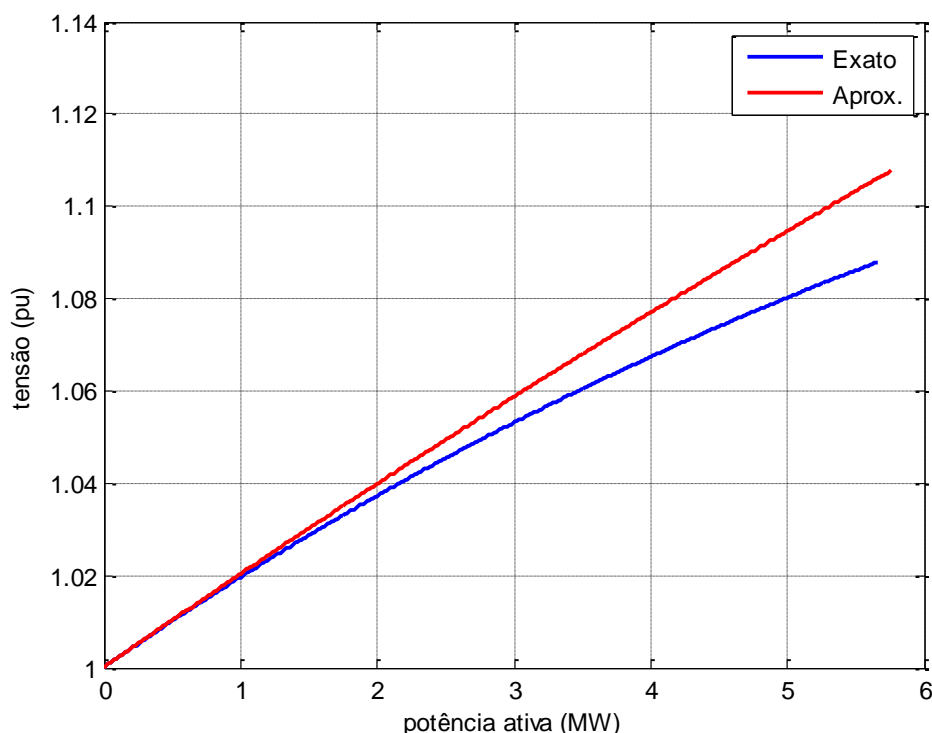
A diferença era decorrente da simplificação existente na fórmula adotada para cálculo das tensões na Otimização, conforme explicado no subitem 3.2.2. A fórmula simplificada foi então abandonada e a fórmula exata passou a ser usada na ferramenta de otimização.

Com esta nova formulação, o resultado obtido pela Otimização para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV de 10 km foi 12,77 MW e -1,86 Mvar (fator de potência igual a 0,9896 capacitivo), resultado agora idêntico ao valor calculado pela Metodologia para o mesmo fator de potência 0,9896 capacitivo.

Para visualizar o efeito da utilização da fórmula simplificada e da fórmula exata nos cálculos das tensões foram traçadas as curvas de variação da tensão com a potência para dois cabos típicos.

Na Figura 37 são mostradas as curvas de variação da tensão no ponto de conexão para gerador distribuído com fator de potência 0,90 capacitivo e cabo CA 1/0 AWG com comprimento de 10 km, considerando a aplicação das fórmulas simplificada e exata. As curvas foram calculadas até o ponto onde foi atingido o limite térmico do cabo.

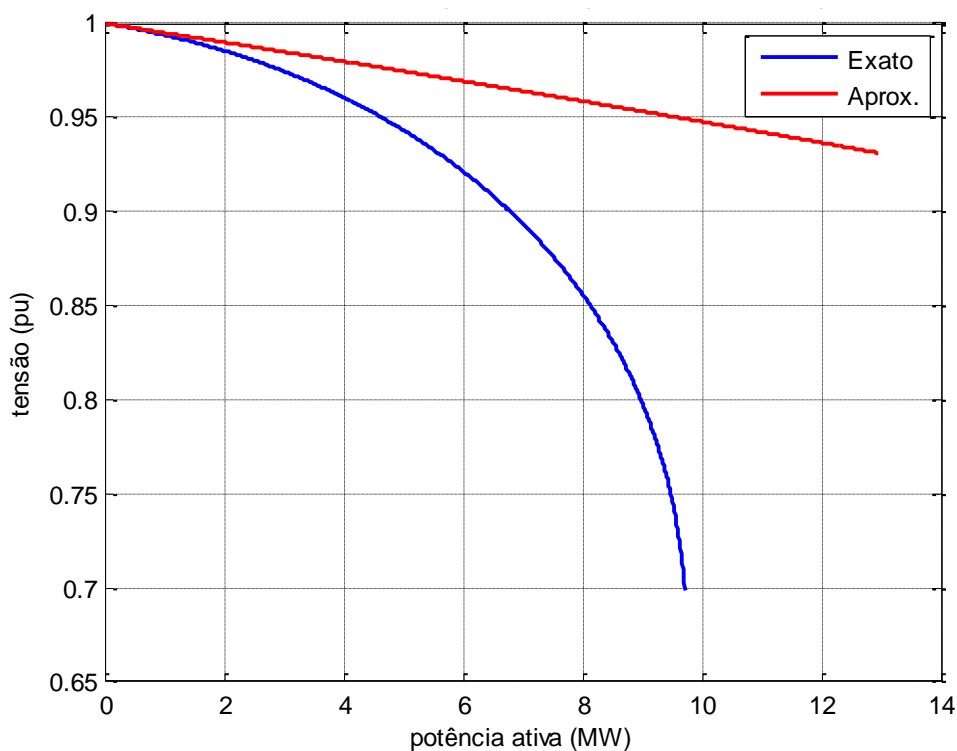
Da análise das curvas mostradas na Figura 37 constatamos que as curvas têm perfis semelhantes e que o erro máximo resultou em cerca de 2 % da tensão nominal.



**Figura 37.** Tensão para o cabo CA 1/0 AWG em 13,8 kV de 10 km e fator de potência 0,90 capacitivo com aplicação das fórmulas simplificada e exata

Na Figura 38 são mostradas as curvas de variação da tensão no ponto de conexão para gerador distribuído com fator de potência 0,90 capacitivo e cabo CA 477 MCM com comprimento de 20 km, considerando a aplicação das fórmulas simplificada e exata. As curvas foram calculadas até o ponto onde foi atingido o limite térmico do cabo.

Da análise das curvas mostradas na Figura 38 constatamos que as curvas têm perfis bastante diferentes e que o erro máximo resultou em cerca de 25 % da tensão nominal.

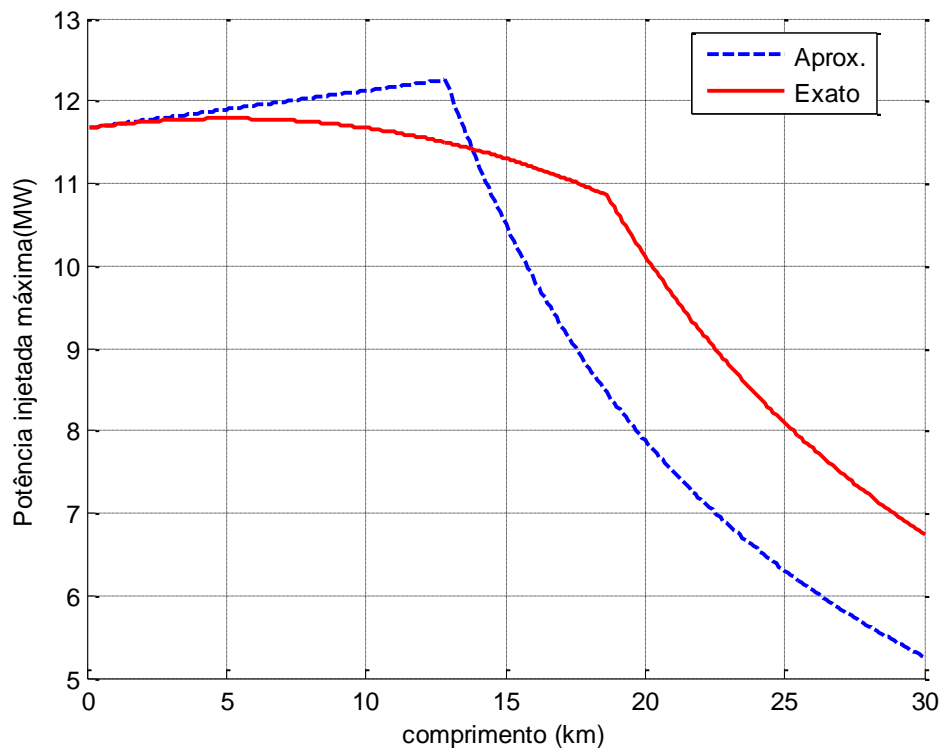


**Figura 38.** Tensão para o cabo CA 477 MCM em 13,8 kV de 20 km e fator de potência 0,90 capacitivo com aplicação das fórmulas simplificada e exata

Para avaliar comparativamente o efeito da aplicação da fórmula simplificada e da fórmula exata, uma versão da Metodologia foi modificada de forma a considerar a formulação simplificada, conforme descrito no subitem 3.2.2.

A Figura 39 e a Figura 40 apresentam os resultados obtidos pela Metodologia com o método modificado (fórmula simplificada) e com o método original (fórmula exata) para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV conectando geração com fator de potência igual a 0,95 capacitivo.

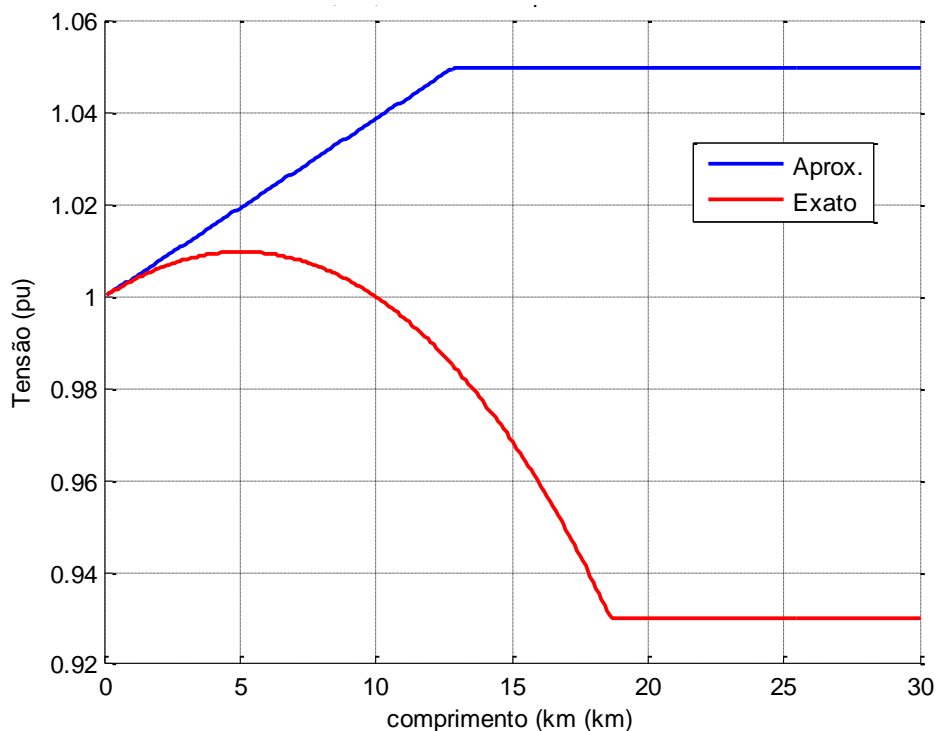




Nota: Para a curva em traço contínuo a limitação pela variação da tensão se deu pelo limite inferior e para a curva tracejada, pelo limite superior.

**Figura 39.** Potência máxima para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e fator de potência 0,95 capacitivo com aplicação das fórmulas simplificada e exata na Metodologia

Da análise da Figura 39 e da Figura 40 constatamos que a utilização das formulações diferentes na Metodologia conduziu a erros muito grandes. Enquanto a formulação simplificada indica a limitação da injeção de potência pelo limite superior de tensão, a formulação exata indica a limitação pelo limite inferior.



**Figura 40.** Tensão para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e fator de potência 0,95 capacitivo com aplicação das fórmulas simplificada e exata na Metodologia

Adicionalmente, foram simuladas diversas condições de operação com cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e calculadas para cada caso as diferenças decorrentes da utilização de cada formulação. Os resultados estão mostrados na Tabela 5.

Da análise da Tabela 5 constatamos que a utilização da fórmula simplificada pode introduzir elevados erros nos cálculos. Para os casos de geradores distribuídos operando com fatores de potência da ordem de 0,9 indutivo e 0,95 indutivo não foi observada diferença expressiva.

Ao contrário, no caso de geradores distribuídos conectados por meio de alimentadores mais longos e operando com fator de potência capacitivo, as diferenças aumentam com o comprimento do alimentador, podendo comprometer completamente as avaliações feitas.

**Tabela 5.** Diferenças para aplicação da formulação simplificada e exata na Metodologia para cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV

Fator de potência	Diferença (%)			
	5 km	10 km	15 km	20 km
0,90 indutivo	1,55	1,56	1,51	1,56
0,95 indutivo	2,68	2,66	2,69	2,66
1,00	11,72	11,71	11,72	11,69
0,95 capacitivo	-0,95	-3,88	7,05	22,12
0,90 capacitivo	-0,99	-4,12	-20,59	-60,94

Nota: Valores positivos referem-se a valores exatos superiores aos valores simplificados.

Desta forma, constatamos que a fórmula simplificada apresenta erros reduzidos para algumas aplicações, casos onde sua utilização continua se justificando.

No entanto, considerando a grande variedade de condições de operação e comprimentos de alimentadores envolvidos, a fórmula simplificada não deve ser utilizada nos cálculos para avaliação de injeção máxima de potência pelos geradores distribuídos nas redes de distribuição.

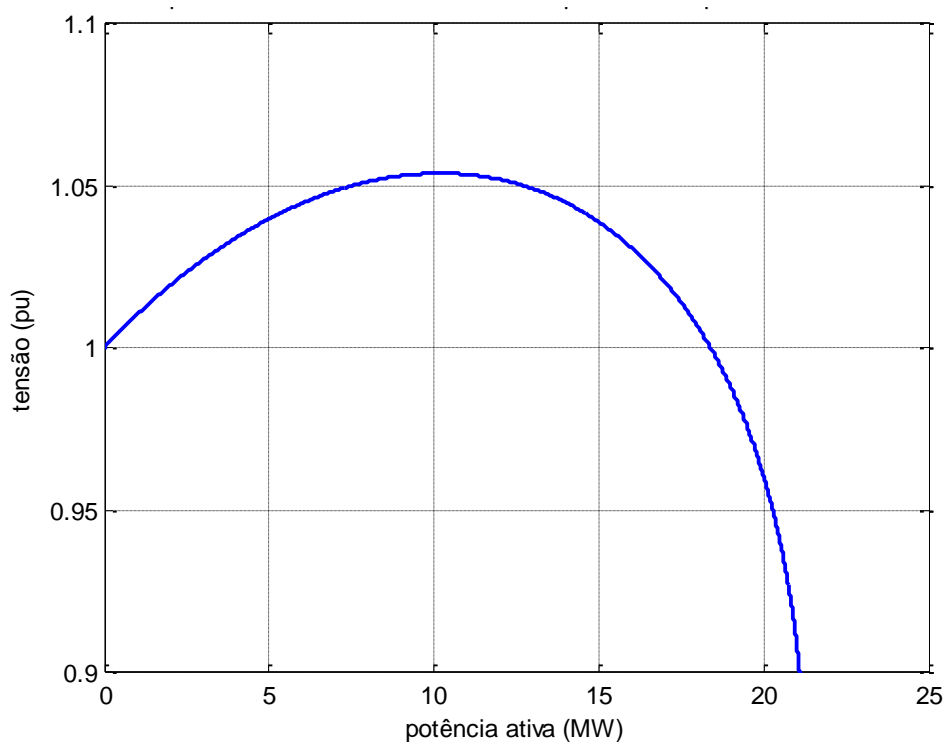
#### **4.5.2. A Curva PV e as Possibilidades de Operação da Geração Distribuída**

Para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV de 15 km a Otimização encontrou um ponto de operação com potência ativa e reativa de 12,78 MW e  $-1,75$  Mvar (fator de potência igual a 0,9908 capacitivo), enquanto a Metodologia indica valor de 11,30 MW para um fator de potência similar de 0,95 capacitivo. Mesmo fixando na Metodologia o fator de potência igual a 0,9908 capacitivo, o valor obtido de 7,49 MW continua discrepante com o valor encontrado pela Otimização.

Traçando a Curva PV para o alimentador conectando geração com fator de potência igual a 0,9908 capacitivo, conforme apresentado na Figura 41, observamos que o seu

formato peculiar apresenta dois valores de potência ativa para tensão no ponto de conexão do gerador distribuído de 1,05 p.u.

O primeiro corresponde ao indicado pela Metodologia e o segundo corresponde ao indicado pela Otimização. A formulação matemática adotada para a Metodologia, descrita no subitem 3.1.2, não permite seguir além do primeiro ponto de operação indicado na curva.



**Figura 41.** Curva PV para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e com comprimento de 15 km conectando gerador distribuído operando com fator de potência 0,9908 capacitivo

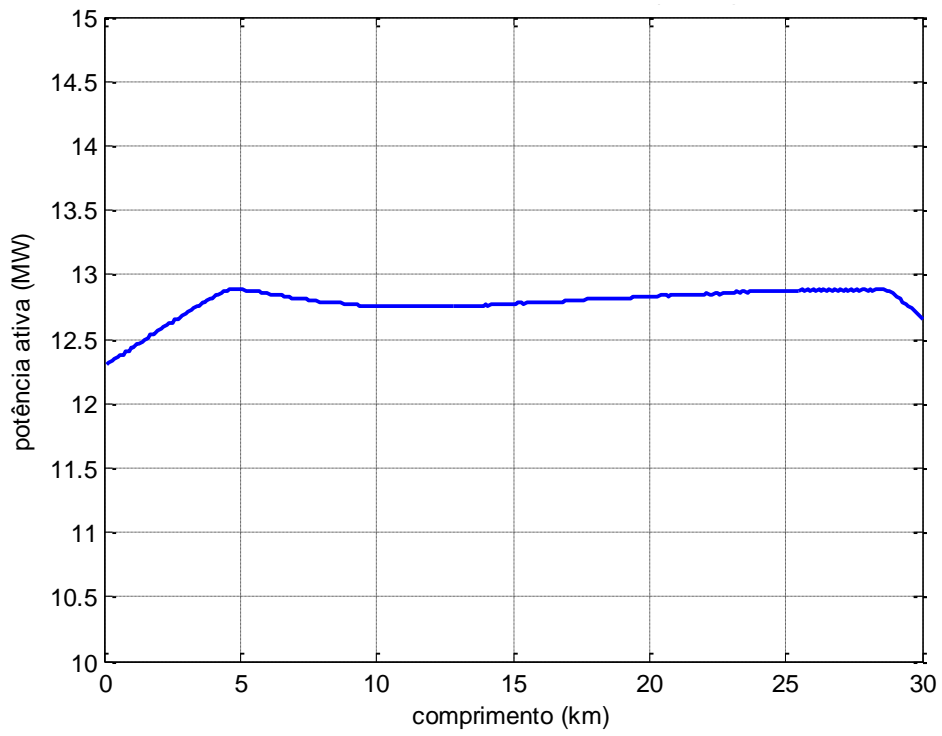
Destaque-se que a Curva PV mostrada na Figura 41 foi traçada sem restrições de tensão ou de capacidade do cabo. Na verdade, o limite térmico do cabo, de 514 A, limita a injeção máxima de potência justamente no ponto com potência de 12,78 MW, conforme calculado a seguir.

$$I = \frac{\sqrt{12,78^2 + 1,75^2}}{\sqrt{3} \times 0,0138 \times 1,05} = 514 \text{ A} \quad (61)$$

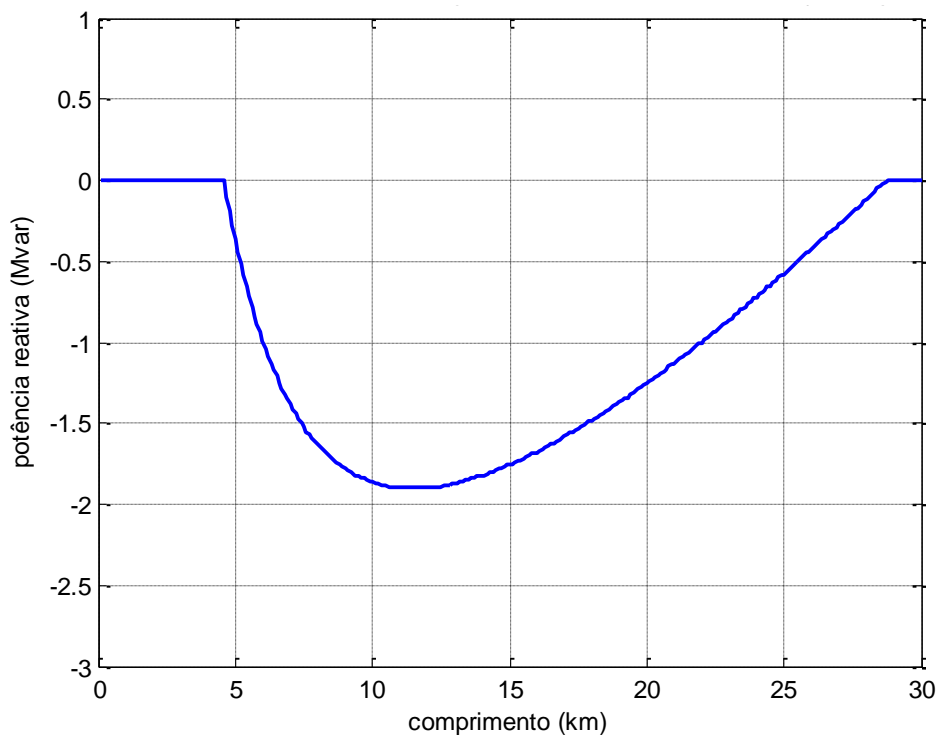
Na forma que a Metodologia foi implementada, conforme descrito no subitem 3.1.1, a injeção de potência é aumentada progressivamente com fator de potência constante até atingir um limite de tensão ou o limite térmico do cabo, emulando um controle simples de tomada de carga em um sistema de geração. Neste caso, atingindo o limite na fase inicial de crescimento da tensão, este limite seria considerado determinante e a injeção de potência ficaria então limitada a este valor.

Para contornar este problema a Metodologia, emulando um sistema de controle de geração mais sofisticado, foi modificada, conforme descrito no subitem 3.1.4, de modo a permitir a variação do fator de potência dentro de limites pré-estabelecidos e possibilitar o uso da injeção ou absorção de potência reativa para controlar a tensão e desta forma aumentar os limites de injeção de potência ativa.

Na Figura 42 e na Figura 43 são mostradas, respectivamente, a máxima injeção de potência ativa e a absorção de potência reativa na potência máxima para um alimentador com cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV, considerando a Metodologia com as modificações anteriormente explicadas.



**Figura 42.** Potência injetada máxima de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 336,4 MCM considerando a variação da injeção de potência reativa



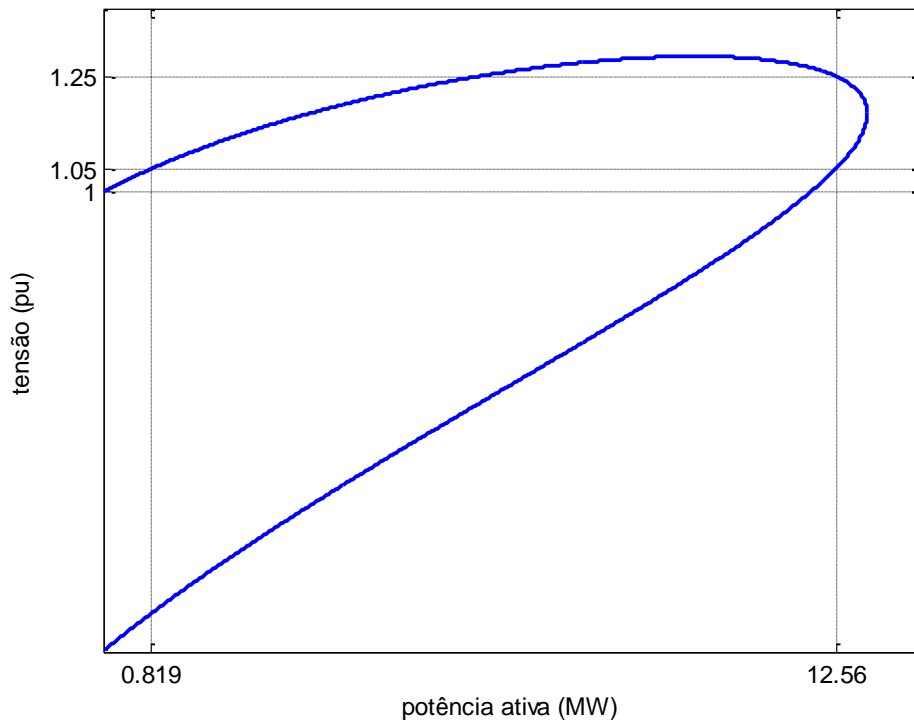
**Figura 43.** Potência reativa na potência injetada máxima de acordo com o comprimento para sistema de 13,8 kV aéreo e cabo CA 336,4 MCM considerando a variação da injeção de potência reativa

É interessante fazer uma comparação entre a Figura 42 e a Figura 20, e observar que com um controle automático de potência reativa no gerador distribuído a potência ativa injetada resulta muito superior, permanecendo acima de 12,5 MW praticamente para qualquer comprimento até 30 km.

Para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e 45 km, a Otimização encontrou um ponto de operação com potência ativa e reativa de 12,56 MW e 2,96 Mvar (fator de potência igual a 0,9733 indutivo), enquanto a Metodologia indica valor de 0,718 MW para um fator de potência similar de 0,95 indutivo. Mesmo fixando na Metodologia Inicial o fator de potência igual a 0,9733 indutivo, o valor obtido de 0,819 MW continua discrepante com o valor encontrado pela Otimização.

Traçando a Curva PV para o alimentador de 45 km conectando geração com fator de potência igual a 0,9733 indutivo, conforme apresentado na Figura 44, observamos que

esta apresenta dois valores de tensão para a potência ativa de 12,56 MW, sendo um deles localizado na parte inferior da Curva PV, ponto de operação não viável na prática conforme discutido no subitem 3.2.3.



**Figura 44.** Curva PV para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e com comprimento de 45 km conectando gerador distribuído operando com fator de potência 0,9733 indutivo

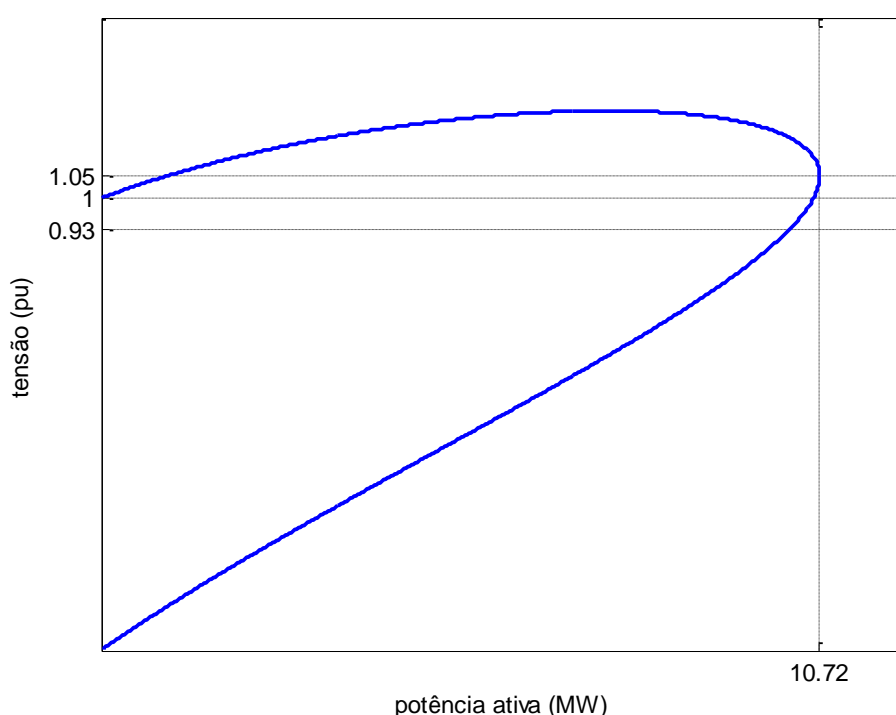
Na formulação inicialmente adotada para a ferramenta de otimização apresentada no subitem 3.2.1, conforme mostrado na Figura 44, não existe restrição para que a Otimização escolha pontos de operação localizados na parte inferior da Curva PV, que na prática não são viáveis e na verdade precisam ser descartados.

Para contornar este problema, a formulação da técnica de otimização passou a considerar a restrição adicional descrita no subitem 3.2.3. Com esta restrição não mais deveriam ser escolhidos pontos na parte inferior da Curva PV, no máximo na extremidade (“ponta do nariz”).



Com a restrição, a Otimização encontrou para o mesmo cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e 45 km um ponto de operação com potência ativa e reativa de 10,72 MW e 1,30 Mvar (fator de potência igual a 0,9927 indutivo).

Traçando a Curva PV para o alimentador com cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV de 45 km conectando geração com fator de potência igual a 0,9927 indutivo, conforme apresentado na Figura 45, observamos que o ponto de operação anteriormente indicado pela Otimização está na extremidade da Curva PV (“ponta do nariz”).



**Figura 45.** Curva PV para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e com comprimento de 45 km conectando gerador distribuído operando com fator de potência 0,9927 indutivo, considerando restrição adicional na Otimização

A restrição que elimina as soluções na parte inferior da curva PV incluída no problema de otimização foi eficaz. Entretanto, a Otimização passa a encontrar como solução a “ponta do nariz” da Curva PV.

Na prática este também é um ponto a ser evitado, pela alta sensibilidade de variação da tensão com a potência gerada.

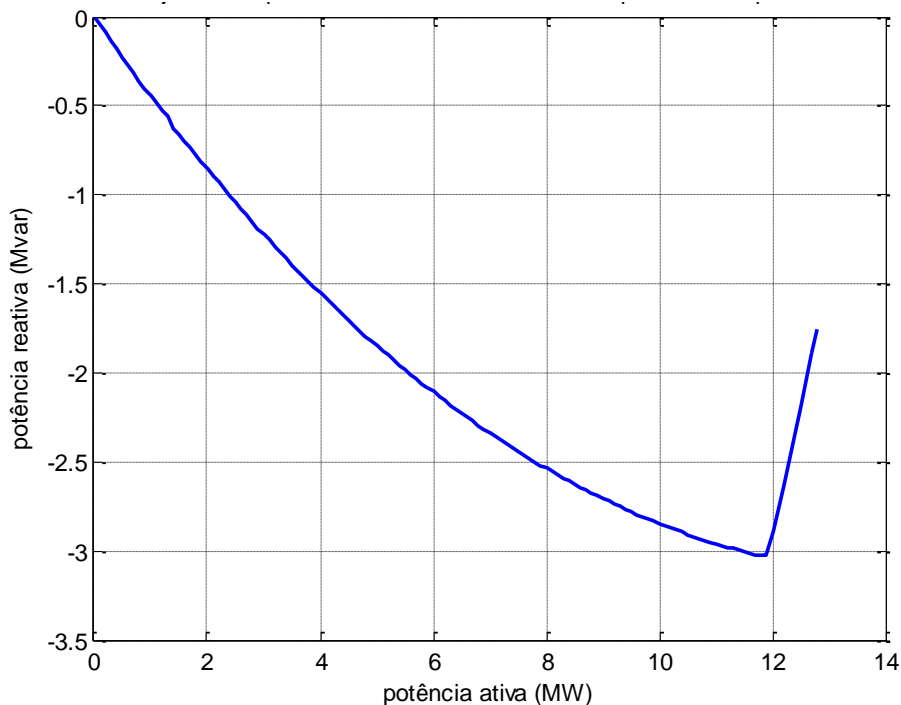
Situações extremas como neste caso requerem a adoção de medidas conservadoras, optando-se por gerações menores do que as indicadas pela Otimização.

### 4.5.3. Existência de Trajetória Viável Até o Ponto de Operação Ótimo

Para confirmar a existência de trajetória contínua desde zero até um dado ponto de operação foi utilizado o algoritmo mostrado no subitem 3.2.4.

O algoritmo foi aplicado ao ponto de operação com potência ativa e reativa de 12,78 MW e  $-1,75$  Mvar (fator de potência igual a 0,9908 capacitivo) encontrado pela Otimização para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV de 15 km.

A curva com a evolução da potência reativa absorvida pelo gerador distribuído de acordo com a potência está mostrada na Figura 46.



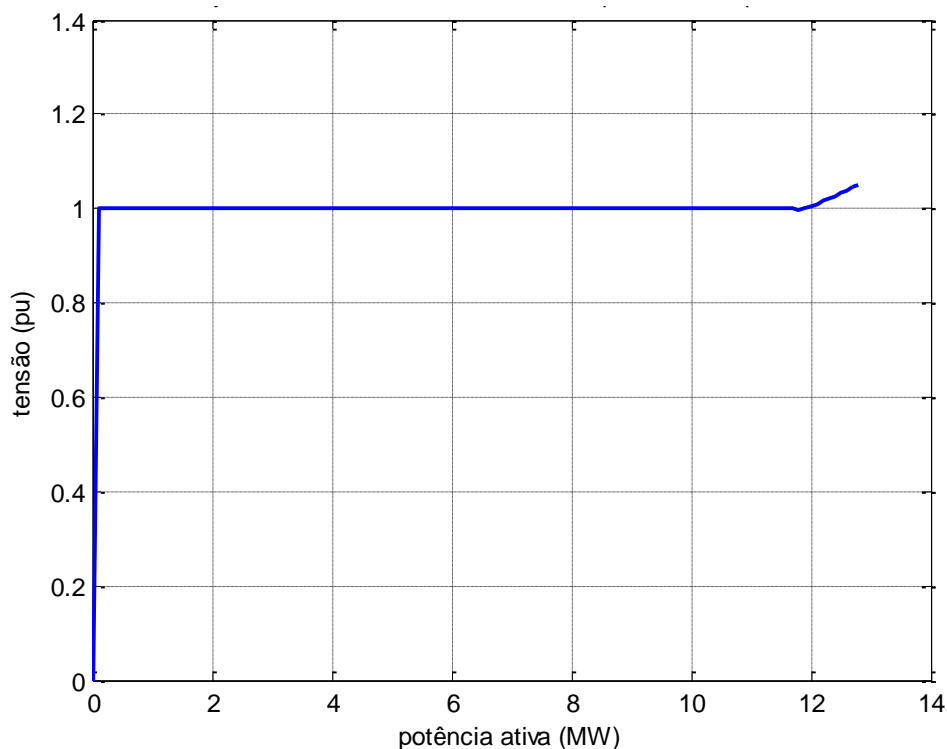
**Figura 46.** Trajetória da potência reativa para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e com comprimento de 15 km conectando gerador distribuído operando com fator de potência 0,9908 capacitivo

Da análise da Figura 46, observamos que o valor da potência reativa variou de forma decrescente até a potência ativa atingir um pouco menos de 12 MW. A partir daí variou de forma crescente, convergindo exatamente para o valor indicado no ponto de operação testado, de -1,75 Mvar.

Na verdade observamos que este crescimento negativo inicial da potência reativa foi um resultado que a Otimização obteve para manter a tensão fixa em praticamente 1,0 p.u. em todo o trecho até a potência ativa atingir um pouco menos de 12 MW.

Deste ponto em diante, a tensão se eleva até atingir 1,05 p.u., que corresponde exatamente ao valor da tensão indicado no ponto de operação em teste.

Na Figura 47 está mostrada a curva com a evolução da tensão no ponto de conexão do gerador distribuído de acordo com a potência.



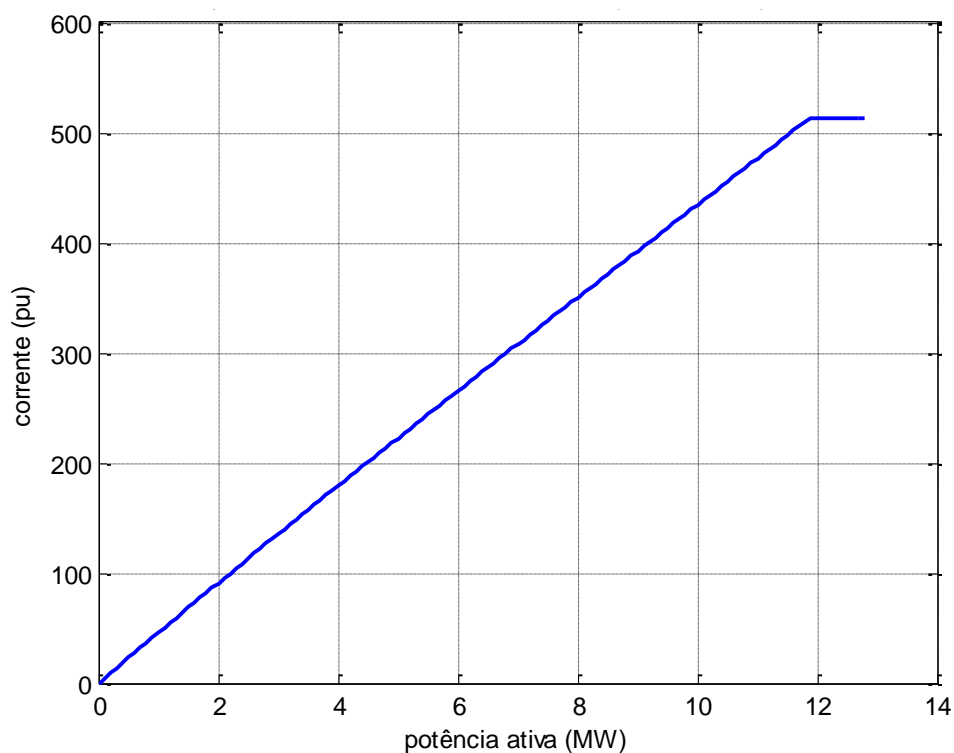
**Figura 47.** Trajetória da tensão no ponto de conexão para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e com comprimento de 15 km conectando gerador distribuído operando com fator de potência 0,9908 capacitivo

Para entender melhor o comportamento destas curvas da potência reativa e da tensão, precisamos entender porque a Otimização mudou o formato dos resultados a partir do ponto de potência ativa um pouco menor que 12 MW.

Analisando os resultados, constatamos que neste ponto de inflexão, a corrente do gerador distribuído atinge o valor do limite térmico do cabo, de 514 A.

Para aumentar a injeção de potência ativa com corrente constante torna-se então necessário aumentar a tensão no ponto de conexão, o que é obtido reduzindo a absorção de potência reativa.

Na Figura 48 está mostrada a curva com a evolução da corrente do gerador distribuído de acordo com a potência.



**Figura 48.** Trajetória da corrente injetada para o cabo CA 336,4 MCM em 13,8 kV e com comprimento de 15 km conectando gerador distribuído operando com fator de potência 0,9908 capacitivo

Desta forma ficou comprovada a existência de trajetória viável até o ponto de operação com potência ativa e reativa de 12,78 MW e  $-1,75$  Mvar (fator de potência igual a 0,9908 capacitivo) encontrado inicialmente pela Otimização.

## **5. TESTE FINAL DA METODOLOGIA COM SISTEMA PADRÃO DE DISTRIBUIÇÃO DO CIGRÉ**

### **5.1. MODELAGEM DA REDE**

Para verificar as avaliações apresentadas nas seções anteriores foi usado o Sistema Padrão do CIGRÉ *Medium Voltage Distribution Network Benchmark, North American*, desenvolvido na referência [86], cujo diagrama unifilar está mostrado na Figura 49. Todos os parâmetros utilizados estão indicados no Apêndice C.

Foi utilizado um programa comercial de fluxo de potência com método de solução Newton Raphson [84] e foram simuladas para as barras mais críticas opções de funcionamento de um gerador distribuído injetando diferentes potências e com diferentes fatores de potência.

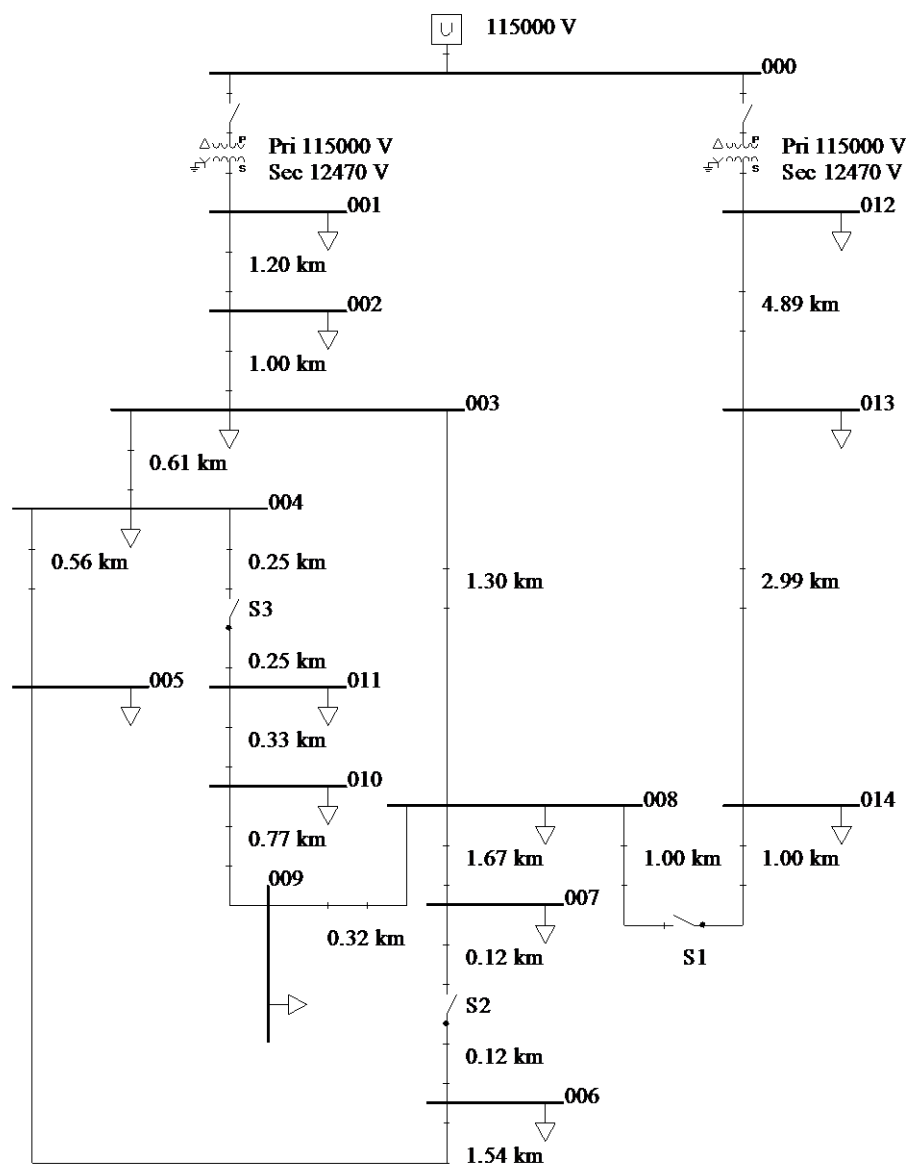
Foram consideradas como barras mais críticas aquelas que se encontram mais distantes da subestação distribuidora.

Foram então determinadas as opções de funcionamento viáveis, considerando a ampacidade de 514 A do cabo e os limites de variação de tensão no ponto de conexão de +5 % / -7 %.

Todas as simulações consideraram as chaves S1, S2 e S3 abertas, uma vez que no Brasil as concessionárias não operam com sistemas de distribuição em anel, apenas com sistemas radiais.

Inicialmente foram desenvolvidas avaliações com o sistema padrão do CIGRÉ exatamente da forma como apresentado no Apêndice C. Posteriormente, objetivando testar de forma mais robusta a Metodologia, o sistema padrão foi modificado para uma condição mais desfavorável para conexão de geradores distribuídos.

Avaliações adicionais foram então desenvolvidas para este sistema piorado, sendo repetidas todas as simulações desenvolvidas nas avaliações iniciais.



**Figura 49.** Sistema padrão do CIGRÉ para rede de distribuição de média tensão

## 5.2. AVALIAÇÕES INICIAIS

Estas avaliações foram desenvolvidas com o sistema de testes padrão CIGRÉ na forma detalhada no Apêndice C.

### 5.2.1. Resultados Obtidos Com Programa de Fluxo de Potência

Na Tabela 6 e na Tabela 7 são apresentados os resultados obtidos com as simulações de fluxo de potência para condições de carga leve e de carga pesada da rede de distribuição, indicando as opções de funcionamento viáveis.

**Tabela 6.** Viabilidade do gerador distribuído operando durante condição de carga pesada do sistema de acordo com as simulações de fluxo de potência

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	sim	não	não
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	sim	sim	sim	sim	não	não
007	sim	sim	sim	sim	não	não
011	sim	sim	sim	sim	não	não
014	sim	sim	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	sim	sim	não



**Tabela 7.** Viabilidade do gerador distribuído operando durante condição de carga leve do sistema de acordo com as simulações de fluxo de potência

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	não	não	não
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	sim	sim	sim	não	não	não
007	sim	sim	sim	não	não	não
011	sim	sim	sim	não	não	não
014	sim	não	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	sim	sim	não

Os resultados detalhados de tensão e corrente no ponto de conexão do gerador distribuído para cada caso estão mostrados no Apêndice D.

As barras 006, 007, 011 e 014 mostradas na Tabela 6 e na Tabela 7 foram as posições de conexão do gerador distribuído por constituírem os extremos dos alimentadores quando as chaves S1, S2 e S3 estão abertas.

Destaque-se que todas as simulações consideram um único gerador distribuído, que em cada caso está ligado em cada barra.

Como esperado um maior número de casos analisados é inviável na condição de carga leve.

## 5.2.2. Resultados Obtidos Com a Metodologia

Usando a Metodologia, descrita no Capítulo 3, foram determinadas as máximas injeções de potência ativa para cada ponto de conexão do gerador distribuído e assim também determinadas as opções de funcionamento viáveis, considerando os mesmos valores de ampacidade e limites de variação de tensão adotados anteriormente.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 8. Os resultados detalhados de máxima injeção de potência no ponto de conexão do gerador distribuído para cada caso estão mostrados no Apêndice D.

**Tabela 8.** Viabilidade do gerador distribuído de acordo com a Metodologia sem considerar as cargas

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	não	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	não	não	não
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	sim	sim	não	não	não	não
007	sim	sim	não	não	não	não
011	sim	sim	não	não	não	não
014	sim	não	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	sim	sim	não

Comparando os resultados obtidos com a Metodologia com aqueles obtidos com as simulações de fluxo de potência, observamos que estes resultados coincidem na imensa maioria dos casos (diferem apenas em quatro casos em um total de 72, se considerada a condição de carga leve).

Adicionalmente, as divergências resultaram a favor da segurança, ou seja, a Metodologia apresentou resultados mais conservadores.

As avaliações com a Metodologia foram refeitas considerando a influência da carga presente previamente no alimentador nas condições de carga leve e carga pesada, usando a abordagem descrita no Capítulo 3.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 9 e na Tabela 10. Os resultados detalhados de tensão e corrente no ponto de conexão do gerador distribuído para cada caso estão mostrados no Apêndice D.

**Tabela 9.** Viabilidade do gerador distribuído de acordo com a Metodologia para condição de carga pesada no sistema considerando as cargas

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	sim	não	não
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	sim	sim	sim	sim	não	não
007	sim	sim	sim	sim	não	não
011	sim	sim	sim	sim	não	não
014	sim	sim	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	sim	sim	não

**Tabela 10.** Viabilidade do gerador distribuído de acordo com a Metodologia para condição de carga leve no sistema considerando as cargas

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	não	não	não
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	sim	sim	sim	não	não	não
007	sim	sim	não	não	não	não
011	sim	sim	sim	não	não	não
014	sim	não	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	sim	sim	não

Comparando os novos resultados obtidos com a Metodologia com compensação da carga pesada e leve presente no alimentador com aqueles obtidos com as simulações de fluxo de potência, observamos que desta vez em apenas um dos casos os resultados foram diferentes (margem de erro de um em cento e quarenta e quatro).

Trata-se do caso do gerador distribuído conectado na barra 007 e injetando 6,0 MW com fator de potência 0,95 indutivo. Segundo a Metodologia esta conexão não seria viável, mas segundo o fluxo de potência seria viável.

### 5.2.3. Margens de segurança na avaliação da conexão

Para avaliar a margem de segurança na tomada de decisão sobre a possibilidade ou não da conexão do gerador distribuído, foi calculada para cada caso a diferença percentual entre a potência máxima calculada com a Metodologia e o valor da injeção de potência avaliado. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 11 e na Tabela 12.

**Tabela 11.** Margens de segurança para conexão do gerador distribuído para condição de carga pesada no sistema considerando as cargas

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	489%	195%	96%	47%	18%	-2%
007	490%	195%	97%	48%	18%	-2%
011	495%	197%	98%	49%	19%	-1%
014	323%	112%	41%	6%	-15%	-29%
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	329%	114%	43%	7%	-14%	-29%
007	316%	108%	39%	4%	-17%	-31%
011	330%	115%	43%	7%	-14%	-28%
014	118%	9%	-27%	-46%	-56%	-64%
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	432%	166%	77%	33%	6%	-11%
007	432%	166%	77%	33%	6%	-11%
011	438%	169%	79%	34%	8%	-10%
014	441%	170%	80%	35%	8%	-10%

**Tabela 12.** Margens de segurança para conexão do gerador distribuído para condição de carga leve no sistema considerando as cargas

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	487%	193%	96%	47%	17%	-2%
007	488%	194%	96%	47%	18%	-2%
011	489%	194%	96%	47%	18%	-2%
014	252%	76%	17%	-12%	-30%	-41%
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	209%	54%	3%	-23%	-38%	-49%
007	196%	48%	-1%	-26%	-41%	-51%
011	209%	55%	3%	-23%	-38%	-48%
014	78%	-11%	-41%	-55%	-64%	-70%
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	430%	165%	77%	32%	6%	-12%
007	429%	165%	76%	32%	6%	-12%
011	431%	166%	77%	33%	6%	-11%
014	428%	164%	76%	32%	6%	-12%

Da análise da Tabela 11 e da Tabela 12 constatamos que em cerca de 60% dos casos a margem de segurança resultou superior a 10%, condição mais confortável para tomada de decisão sobre a conexão do gerador distribuído.

Nos demais casos, considerando as simplificações adotadas na Metodologia, seria conveniente confirmar a avaliação da Metodologia com um estudo de fluxo de potência.

Destaque-se que no caso que houve divergência na avaliação comparativa da Metodologia com o fluxo de potência, a tolerância calculada era de apenas 1%, ou seja, o valor da geração estava praticamente em cima da curva gerada pela Metodologia e neste caso, naturalmente, avaliações mais rigorosas são recomendáveis.

## **5.3. AVALIAÇÕES ADICIONAIS**

Para o desenvolvimento destas avaliações o sistema de testes padrão CIGRÉ foi modificado.

Os comprimentos dos cabos foram majorados de forma que na condição de carga pesada as tensões nas barras mais críticas antes da conexão do gerador distribuído resultassem próximas do limite mínimo de 0,93 p.u.

Os comprimentos dos cabos da rede derivada da barra 001 (transformador do lado esquerdo no diagrama unifilar na Figura 49) foram majorados em 50% e os cabos da rede derivada da barra 012 (transformador do lado direito no diagrama unifilar na Figura 49) foram majorados em 100%.

### **5.3.1. Resultados Obtidos Com Programa de Fluxo de Potência**

Na Tabela 13 e na Tabela 14 são apresentados os resultados obtidos com as simulações de fluxo de potência para condições de carga leve e de carga pesada da rede de distribuição, indicando as opções de funcionamento viáveis.



**Tabela 13.** Viabilidade do gerador distribuído operando durante condição de carga pesada do sistema modificado de acordo com as simulações de fluxo de potência

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	não	não	não
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	sim	sim	sim	não	não	não
007	sim	sim	sim	não	não	não
011	sim	sim	sim	não	não	não
014	sim	não	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	sim	sim	sim	sim	não	não
007	sim	sim	sim	sim	não	não
011	sim	sim	sim	sim	não	não
014	sim	sim	sim	não	não	não

**Tabela 14.** Viabilidade do gerador distribuído operando durante condição de carga leve do sistema modificado de acordo com as simulações de fluxo de potência

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	sim	sim	sim	sim	não	não
007	sim	sim	sim	sim	não	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	não	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	sim	sim	não	não	não	não
007	sim	sim	não	não	não	não
011	sim	sim	não	não	não	não
014	sim	não	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	sim	não	não

Os resultados detalhados de tensão e corrente no ponto de conexão do gerador distribuído para cada caso estão mostrados no Apêndice D.

Novamente, como esperado, um maior número de casos analisados é inviável na condição de carga leve.

### 5.3.2. Resultados Obtidos Com a Metodologia

Usando a Metodologia, descrita no Capítulo 3, foram determinadas as máximas injeções de potência ativa para cada ponto de conexão do gerador distribuído e assim também

determinadas as opções de funcionamento viáveis para as condições de carga pesada e de carga leve, considerando os mesmos valores de ampacidade e limites de variação de tensão adotados anteriormente.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 15 e na Tabela 16. Os resultados detalhados de tensão e corrente no ponto de conexão do gerador distribuído para cada caso estão mostrados no Apêndice D.

**Tabela 15.** Viabilidade do gerador distribuído de acordo com a Metodologia para condição de carga pesada no sistema modificado considerando as cargas

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	sim	sim	sim	não	não	não
007	sim	sim	sim	não	não	não
011	sim	sim	sim	não	não	não
014	sim	não	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	sim	não	não

**Tabela 16.** Viabilidade do gerador distribuído de acordo com a Metodologia para condição de carga leve no sistema modificado considerando as cargas

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	sim	sim	sim	sim	não	não
007	sim	sim	sim	sim	não	não
011	sim	sim	sim	sim	não	não
014	sim	não	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	sim	sim	não	não	não	não
007	sim	sim	não	não	não	não
011	sim	sim	não	não	não	não
014	não	não	não	não	não	não
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	sim	sim	sim	sim	sim	não
007	sim	sim	sim	sim	sim	não
011	sim	sim	sim	sim	sim	não
014	sim	sim	sim	sim	não	não

Comparando os novos resultados obtidos com a Metodologia com compensação da carga pesada e leve presente no alimentador com aqueles obtidos com as simulações de fluxo de potência, observamos que desta vez, mesmo com o sistema piorado, em apenas sete dos casos os resultados foram diferentes (margem de erro de sete em cento e quarenta e quatro, ou seja, cerca de 5% dos casos ). Trata-se dos seguintes casos:

- carga pesada, gerador na barra 014 injetando 6,0 MW e FP unitário;
- carga pesada, gerador na barra 006 injetando 10,0 MW e FP 0,95 capacitivo;
- carga pesada, gerador na barra 007 injetando 10,0 MW e FP 0,95 capacitivo;
- carga pesada, gerador na barra 011 injetando 10,0 MW e FP 0,95 capacitivo;

- carga pesada, gerador na barra 014 injetando 8,0 MW e FP 0,95 capacitivo;
- carga leve, gerador na barra 011 injetando 10,0 MW e FP unitário;
- carga leve, gerador na barra 014 injetando 2,0 MW e FP 0,95 indutivo.

### 5.3.3. Margens de segurança na avaliação da conexão

Foram novamente calculadas para cada caso a diferença percentual entre a potência máxima calculada com a Metodologia e o valor da injeção de potência avaliado. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 17 e na Tabela 18.

**Tabela 17.** Margens de segurança para conexão do gerador distribuído para condição de carga pesada no sistema modificado considerando as cargas

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	493%	197%	98%	48%	19%	-1%
007	494%	197%	98%	48%	19%	-1%
011	499%	199%	100%	50%	20%	-0,2%
014	166%	33%	<b>-7%</b>	-34%	-47%	-56%
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	244%	72%	15%	-14%	-31%	-43%
007	235%	68%	12%	-16%	-33%	-44%
011	245%	73%	15%	-14%	-31%	-42%
014	37%	<b>-31%</b>	<b>-54%</b>	-66%	-73%	-77%
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	421%	160%	74%	30%	<b>4%</b>	-13%
007	419%	159%	73%	30%	<b>4%</b>	-14%
011	426%	163%	75%	32%	<b>5%</b>	-12%
014	315%	107%	38%	<b>4%</b>	<b>-17%</b>	-31%

**Tabela 18.** Margens de segurança para conexão do gerador distribuído para condição de carga leve no sistema modificado considerando as cargas

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
Fator de potência unitário						
006	357%	128%	52%	14%	-9%	-24%
007	340%	120%	47%	10%	-12%	-27%
011	356%	128%	52%	14%	<b>-9%</b>	-24%
014	91%	-4%	-36%	-52%	-62%	-68%
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	123%	11%	-26%	-44%	-55%	-63%
007	114%	7%	-29%	-46%	-57%	-64%
011	123%	12%	-26%	-44%	-55%	-63%
014	<b>-2%</b>	-51%	-67%	-76%	-80%	-84%
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	423%	161%	74%	31%	5%	-13%
007	422%	161%	74%	30%	4%	-13%
011	425%	162%	75%	31%	5%	-13%
014	327%	113%	42%	7%	-15%	-29%

Da análise da Tabela 17 e da Tabela 18 constatamos que em cerca de 50% dos casos a margem de segurança resultou superior a 10%, condição mais confortável para tomada de decisão sobre a conexão do gerador distribuído.

Nos demais casos, considerando as simplificações adotadas na Metodologia, seria conveniente confirmar a avaliação da Metodologia com um estudo de fluxo de potência.

Destaque-se que em todos os casos que houve divergência na avaliação comparativa da Metodologia com o fluxo de potência, a margem de segurança calculada era inferior a 10% (conforme destacado em negrito nas Tabelas 17 e 18), ou seja, o valor da geração estava muito próximo da curva gerada pela Metodologia e nestes casos, naturalmente, avaliações mais rigorosas são recomendáveis.

## 6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A crescente proliferação da geração distribuída tem impactado nos estudos de planejamento e de operação das concessionárias de distribuição, requerendo o desenvolvimento de ferramentas que permitam agilizar a avaliação da máxima injeção de potência ativa pelos geradores distribuídos nas redes de distribuição.

Esta Tese apresentou e discutiu uma metodologia para avaliação expedita da máxima injeção de potência ativa líquida por geradores distribuídos nas redes de distribuição, considerando os limites térmicos dos alimentadores, os limites aceitáveis de tensão no ponto de conexão e as perdas elétricas na rede de distribuição.

A Metodologia incorporou as opções para variação da tensão na subestação distribuidora e para a presença de carga na rede entre o gerador distribuído e a subestação distribuidora.

A Metodologia foi discutida e avaliada a partir dos resultados obtidos por uma técnica de otimização para determinação da máxima potência a ser injetada por um gerador distribuído na rede de distribuição.

Foram discutidas as implicações e restrições à injeção de potência ativa decorrentes da utilização da fórmula simplificada para cálculos de tensão e da resposta da tensão em função da potência conforme mostrado nas curvas PV.

Os resultados da aplicação da Metodologia mostraram uma forte dependência da máxima injeção de potência do comprimento do cabo entre o ponto de conexão do

gerador distribuído e a subestação distribuidora e do fator de potência do gerador distribuído, especialmente com a possibilidade de controlar a injeção de potência reativa.

Os resultados mostraram também a importância do gerador distribuído operar com fator de potência não unitário, de modo a maximizar a injeção de potência ativa.

Adicionalmente, os resultados mostraram a influência da presença de carga no alimentador entre o gerador distribuído e a subestação distribuidora, contrariando algumas vezes o senso comum a respeito.

Os resultados mostraram ainda que para o gerador distribuído operando com fator de potência indutivo ou unitário, desconsiderar a carga conduz a resultados mais conservadores, mas que para o gerador distribuído operando com fator de potência capacitivo, dependendo do cabo empregado, pode ocorrer o contrário.

A comparação dos resultados da Metodologia com aqueles obtidos pela técnica de otimização empregada permitiram a obtenção de importantes conclusões.

A aplicação da fórmula simplificada, bastante usada para cálculos de tensão nas redes de distribuição, pode conduzir a erros elevados, especialmente nos casos de geradores distribuídos conectados em alimentadores longos e operando com fator de potência capacitivo.

A resposta da tensão de acordo com a potência injetada, conforme visualizado por meio das curvas PV, impacta fortemente na determinação das máximas injeções de potência.

Em consequência, a injeção de valores mais elevados de potência ativa pode requerer a utilização de um controle da tensão no ponto de conexão durante a tomada de carga pelo gerador distribuído, variando de forma automática a injeção da potência reativa para maximizar a injeção de potência ativa.

A aplicação da técnica de otimização mostrou também que, no caso de alimentadores mais longos, pontos de operação localizados na parte inferior da Curva PV poderiam ser escolhidos. Como estes pontos na prática não são viáveis, restrição adicional precisa ser utilizada para evitá-los.



A Metodologia foi testada com sucesso para um sistema de distribuição padrão do CIGRÉ em comparação com resultados obtidos por um programa comercial de fluxo de potência com método de solução Newton Raphson.

A aplicação desta Metodologia para todos os cabos e tensões nominais padronizados de uma determinada concessionária para suas redes de distribuição pode dotá-la de uma ferramenta que é fácil de usar e que possibilita uma avaliação preliminar bastante rápida da máxima injeção de potência pelos geradores distribuídos.

O assunto tem espectro bastante amplo de aplicações e de implicações. Avaliações e desenvolvimentos adicionais podem tornar a Metodologia mais robusta e estender sua área de aplicação.

Como sugestão de trabalhos futuros citamos os assuntos a seguir:

- Simulação de outros sistemas de distribuição, com diferentes características técnicas e operacionais, bem como maior quantidade de ramos e barras.
- Avaliações dinâmicas para operação em pontos próximos do limite de estabilidade de tensão.
- Incorporação de equipamentos de controle de tensão presentes na rede de distribuição, como por exemplo, bancos de capacitores e reguladores de tensão.
- Extensão para aplicação em sistemas de distribuição de baixa tensão.
- Extensão para alimentadores com mais de um gerador distribuído.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BORBELY, A. M., KREIDER, J. F., *Distributed Generation – The Power Paradigm for the New Millennium*, Boca Raton, CRC Press, 2001.
- [2] PAYNE, F. W., *Cogeneration Management Reference Guide*, Fairmont Press/Prentice Hall, Londres, 1997.
- [3] LOPEZ, R. A., *Energia Solar Para Produção de Eletricidade*, Editora Artliber, São Paulo, 2012.
- [4] LORA E. E. S., NASCIMENTO, M. A. R., *Geração Termelétrica - Planejamento, Projeto e Operação*, Volume 1, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2004.
- [5] VILLALVA, M. G., GAZOLI, J. R., *Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações*, Editora Érica, São Paulo, 2012.
- [6] APPEN, J., BRAUN, M., STELTZ, T., *et al.*, “Time in the Sun – The Challenge of High Penetration in the German Electric Grid”, *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 11, No. 2, pp. 55-64, 2013.
- [7] STELTZ, T., APPEN, J., NIEDERMEYER, F., *et al.*, “Twilight of the Grids: The Impact of Distributed Solar on Germany’s Energy Transition”, *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 13, No. 2, pp. 50-61, 2015.

- [8] MONETA, D., CARLINI, C., VIGANÒ, G., *et al.*, “Active MV Distribution Networks: Functional Validation of the Advanced Voltage Controller in the Grid4EU Italian Demonstrator”, In: *CIGRÉ Session 2014*, França, Agosto 2014.
- [9] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, *Resolução No. 482, de 17/04/2012*, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>. Acesso em 13 de janeiro de 2015.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, *Resolução No. 517, de 11/12/2012*, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>. Acesso em 13 de janeiro de 2015.
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, *Resolução No. 547, de 16/04/2013*, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>. Acesso em 13 de janeiro de 2015.
- [12] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, *Portaria No. 44, de 10/03/2015*, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>. Acesso em 19 de março de 2015.
- [13] CHOWDHURY, S., CHOWDHURY, S. P., CROSSLEY, P, *Microgrids and Active Distribution Networks*, Londres, IET, 2009.
- [14] KATIRAEI, F., AGÜERO, J. R., “Solar PV Integration Challenges”, *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 9, No. 3, pp. 62-71, 2011.
- [15] MASTERS, C. L., “Voltage Rise the Big Issue When Connecting Embedded Generation to Long 11 kV Overhead Lines”, *Power Engineering Journal*, Vol. 16, pp. 5-12, 2002.
- [16] SMITH, J. W., DUGAN, R., SUNDERMAN, W., “Distribution Modeling and Analysis of High Penetration PV”, In: *Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, Michigan, USA, Julho 2011.

- [17] HUSSEIN, K.H., MUTA, I., HOSHINO, T., *et al.*, “Maximum Photovoltaic Power Tracking: An Algorithm For Rapidly Changing Atmospheric Conditions”, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 142, No. 1, pp. 59-64, 1995.
- [18] DE BRITO, M. A. G., SAMPAIO, L. P., JUNIOR, L.G., *et al.*, “Comparative Analysis of MPPT Techniques for PV Applications”, In: *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Itália, Junho 2011.
- [19] SHIREK, J., LASSITER, B. A., “Photovoltaic Power Generation: Modeling Solar Plants’ Load Levels and Their Effects on the Distribution System”, *IEEE Industry Applications Magazine*, Vol. 19, No. 4, pp. 63-72, 2013.
- [20] KEYHANI, A. *Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems*, Hoboken, Wiley-IEEE, 2011.
- [21] AYRES, H. M., FREITAS, W., DE ALMEIDA, M. C., *et al.*, “Method for Determining the Maximum Allowable Penetration Level of Distributed Generation Without Steady-State Voltage Violations”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 4, No. 4, pp. 495–508, 2010.
- [22] CHIRADEJA, P., RAMAKUMAR, R., “An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 19, No. 4, pp. 764-773, 2004.
- [23] CIRIC, R. M., PADILHA-FELTRIN, A., DENIS, I. F. E. D., “A. Observing the Performance of Distribution Systems With Embedded Generators. *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 14, No. 6, pp. 347-359, 2004.
- [24] THOMSON, M., INFELD, D. G., “Network Power-Flow Analysis for a High Penetration of Distributed Generation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 3, pp. 1157-1162, 2007.

- [25] WALLING, R.A., SAINT, R., DUGAN, R. C., *et al.*, “Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 23, No. 3, pp. 1636-1644, 2008.
- [26] MARTINS, V. F., BORGES, C. L. T., “Active Distribution Network Integrated Planning Incorporating Distributed Generation and Load Response Uncertainties”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 4, pp. 2164-2172, 2011.
- [27] MACIEL, R. S., PADILHA-FELTRIN, A.; ROSA, M. A., *et al.*, “A Multi-Objective Evaluation of the Impact of the Distributed Generation Penetration”. In: *IEEE PES International Smart Grid Technologies*, Manchester, Dezembro 2011.
- [28] MARINOPOULOS, A. G., ALEXIADIS, M. C., DOKOPOULOS, P. S., "A Correlation Index to Evaluate Impact of PV Installation on Joule Losses", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 3, pp. 1564-1572, 2011.
- [29] MARINOPOULOS, A.G., ALEXIADIS, M.C., DOKOPOULOS, P.S., “Energy Losses in a Distribution Line with Distributed Generation Based on Stochastic Power Flow”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 81, No. 10, pp 1986-1994, 2011.
- [30] QUEZADA, V. H. M., ABBAD, J. R., ROMAN, T. G. S., “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”, *Transactions on Power Systems*, Vol.21, p. 533-540, 2006.
- [31] AYRES, H. M., SALLES, D., FREITAS, W., “A Practical Second-Order Based Method for Power Losses Estimation in Distribution Systems With Distributed Generation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 29, No. 2, pp. 666-674, 2014.
- [32] CAISHENG, W., NEHRIR, M. H. “Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 4, pp. 2068-2076, 2004.

- [33] KEANE, A., O'MALLEY, M., "Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 3, pp. 1640-1646, 2005.
- [34] BORGES, C., FALCÃO, D., "Optimal Distributed Generation Allocation for Reliability, Losses, and Voltage Improvement". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 28, No. 6, pp. 413-420, 2006.
- [35] FALCAO, D. M., TARANTO, G. N., HINCAPIE, C. C. O., "Chronological Simulation of the Interaction Between Intermittent Generation and Distribution Network", In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies LATIN AMERICA*, São Paulo, Abril 2013.
- [36] TARANTO, G. N., FALCÃO, D. M., ASSIS, T. M. L., *et al.*, . "Planejamento e Operação de Microrredes Formadas pela Presença de Geração Distribuída", In: *VII CITENEL*, Rio de Janeiro, Agosto 2013.
- [37] SHAYANI, R. A., OLIVEIRA, M. A. G., "Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 3, pp. 1625-1631, 2011.
- [38] DI PIAZZA, M. C., VITALE, G., *Photovoltaic Sources, Modeling and Emulation*, Londres, Springer, 2013.
- [39] CIGRÉ Technical Brochure No. 586, "Capacity of Distribution Feeders for Hosting Distributed Energy Resources (DER)", S. Papathanassiou Convenor, WG C6.24, 2014.
- [40] STEFFEL, S., DINKEL, A., "Absorbing the Rays – Advanced Inverters Help Integrate PV into Electric Utility Distribution Systems", *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 11, No. 2, pp. 45-54, 2013.
- [41] YAZDANI, A., IRAVANI, R., *Voltage-sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*, Hoboken, Wiley–IEEE Press, Inc., 2010.

- [42] YAZDANI, A., DI FAZIO, A. R., GHODDAMI, H., *et al.*, “Modeling Guidelines and a Benchmark for Power System Simulation Studies of Three-Phase Single-Stage Photovoltaic Systems”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.26, No. 2, pp. 1.247-1.264, 2011.
- [43] FONSECA, M. C. P., GOMES, M. C. M., BARRA JR., W., *et al.* “Desenvolvimento de um Simulador para Estudos de Estabilidade Dinâmica de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede Elétrica - Um Estudo de Caso para o Sistema Hidrotérmico do Estado do Amapá”, In: *XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Maio 2012, Rio de Janeiro, Brasil.
- [44] BRUNDLINGER, R., STRASSER, T., LAUSS, G., *et al.*, “Lab Tests: Verifying That Smart Grid Power Converters Are Truly Smart”, *IEEE Power & Energy Magazine*, Vol. 13, No. 2, pp. 30-42, 2015.
- [45] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 1 – Introdução*, Abril 2014, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>. Acesso em 13 de janeiro de 2015.
- [46] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição*, Dezembro 2012, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>. Acesso em 13 de janeiro de 2015.
- [47] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*, Janeiro 2015, disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>. Acesso em 13 de janeiro de 2015.
- [48] IEEE Std. 1547 - *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems*, 2003.

- [49] IEEE Std. 1547a - *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems, Amendment 1*, 2014.
- [50] IEEE Std. 929 - *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*, 2000.
- [51] ABNT NBR 16149 - *Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição*, 2013.
- [52] LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A., *Interligação de Autoprodutores de Energia Elétrica em Paralelo com o Sistema da Light SESA, em Baixa e Média Tensão*, Informação Técnica DAP – 001/04, Junho de 2004.
- [53] LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A., *Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT – Até 34,5kV*, Informação Técnica Informação Técnica DTE/DTP– 01/12, Dezembro de 2012.
- [54] AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A., *Consumidor Autoprodutor de Energia (Paralelismo entre Sistemas)*, ETA-010, Março de 2003.
- [55] AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A., *Conexão de Acessante a Rede de Distribuição com Sistema de Compensação de Energia - Geração Distribuída*, ETA-020, Fevereiro de 2013.
- [56] MCEE/UMIST, 2002, *Integration of Operation of Embedded Generation and Distribution Networks*, Final Report of the project K/EL/00262/REP, Manchester, Inglaterra.
- [57] GRAINGER, J. J, STEVENSON JR, W. D., *Power System Analysis*, New York, McGraw-Hill, 1994.
- [58] FITZGERALD, A. E, KINGSLEY, C., UMANS, S. D., *Máquinas Elétricas – Com Introdução à Eletrônica de Potência*, Porto Alegre, Bookman, 2006.



- [59] KERSTING, W. H., *Distribution System Modeling and Analysis*, Second Edition”, Boca Raton, CRC Press, 2007.
- [60] THE MATHWORKS, INC., Optimization ToolBox Documentation, Function fmincon, available at <http://www.mathworks.com/help/optim/ug/>, Acesso em 10 de janeiro de 2015.
- [61] GRANVILLE, S., “Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, pp. 136-142, 1994.
- [62] MOMOH, J. A., *Electric Power System Applications of Optimization*, Second Edition, Boca Raton, CRC Press, 2009.
- [63] ZHU, J., *Optimization of Power System Operation*, Second Edition, Hoboken, Wiley–IEEE Press, 2009.
- [64] BYRD, R. H., GILBERT, J. C., NOCEDAL, J., “A Trust Region Method Based on Interior Point Techniques for Nonlinear Programming”, *Mathematical Programming*, Vol. 89, No. 1, pp. 149–185, 2000.
- [65] BYRD, R. H., HRIBAR, M. E., NOCEDAL, J., “An Interior Point Algorithm for Large-Scale Nonlinear Programming”, *SIAM Journal on Optimization*, Vol. 9, No. 4, pp. 877–900, 1999.
- [66] COLEMAN, T. F., LI, Y., “An Interior, Trust Region Approach for Nonlinear Minimization Subject to Bounds”, *SIAM Journal on Optimization*, Vol. 6, No. 2, pp. 418–445, 1996.
- [67] COLEMAN, T. F., LI, Y., “On the Convergence of Reflective Newton Methods for Large-Scale Nonlinear Minimization Subject to Bounds”, *Mathematical Programming*, Vol. 67, No. 2, pp. 189–224, 1994.

- [68] GILL, P. E., MURRAY, W., WRIGHT, M. H., *Practical Optimization*, London, Academic Press, 1981.
- [69] HAN, S. P., “A Globally Convergent Method for Nonlinear Programming”, *Journal of Optimization Theory and Applications*, Vol. 22, No. 3, pp. 297-309, 1977.
- [70] POWELL, M. J. D., “A Fast Algorithm for Nonlinearly Constrained Optimization Calculations”, *Numerical Analysis Lecture Notes in Mathematics*, Vol. 630, pp 144-157, 1978.
- [71] POWELL, M. J. D., “The Convergence of Variable Metric Methods For Nonlinearly Constrained Optimization Calculations”, *Nonlinear Programming 3* (O.L. Mangasarian, R.R. Meyer, and S.M. Robinson, eds.), Academic Press, 1978.
- [72] WALTZ, R. A., MORALES, J. L., NOCEDAL, J. , *et al.*, “An Interior Algorithm For Nonlinear Optimization That Combines Line Search And Trust Region Steps”, *Mathematical Programming*, Vol. 107, No. 3, pp. 391–408, 2006.
- [73] VIAWAN, F. A., KARLSSON, D., “Voltage and Reactive Power Control in Systems With Synchronous Machine-Based Distributed Generation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 23, No. 2, pp. 1079-1087, 2008.
- [74] JENKINS, N., ALLAN, R., CROSSLEY, P., *et al.*, *Embedded Generation*, Londres, The Institution of Engineering and Technology, 2000
- [75] HARRISON, G. P., WALLACE, A. R., “Optimal Power Flow Evaluation of Distribution Network Capacity For the Connection of Distributed Generation”, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 152, No. 1, pp. 115-122, 2005.
- [76] OCHOA, L. F., DENT, C. J., HARRISON, G. P., “Distribution Network Capacity Assessment: Variable DG and Active Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 1, pp. 87-95, 2010.

- [77] ALAM, M. J. E., MUTTAQI, K. M., SUTANTO, D, *et al.*, “Performance Analysis of Distribution Networks Under High Penetration of Solar PV”, In: *CIGRÉ Session 2014*, França, Agosto 2014.
- [78] CAPITANESCU, F., OCHOA, L. F., MARGOSSIAN, H., “Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 30, No. 1, pp. 346-356, 2015.
- [79] SHORT, T. A., *Electric Power Distribution Handbook*, Boca Raton, CRC Press, 2004.
- [80] BEEMAN, D., *Industrial Power Systems Handbook*, New York, McGraw-Hill Book Company, Inc., 1955.
- [81] BRICE, C. W., “Comparison of Approximate and Exact Voltage Drop Calculations for Distribution Lines”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 101, No. 11, pp. 4428-4431, 1982.
- [82] KUNDUR, P., *Power System Stability and Control*, New York, McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [83] VAN CUTSEM, T. , VOURNAS, C., *Voltage Stability of Electric Power Systems*, New York, Springer, 2008
- [84] SKM SYSTEM ANALYSIS, INC., *Power\*Tools for Windows, Electrical Engineering Analysis Software for Windows*, DAPPER Reference Manual, 2014.
- [85] CLOSE, C. M., *Circuitos Lineares*, Rio de Janeiro, LTC Livros Técnicos e Científicos Editora, 1975.

[86] CIGRÉ Technical Brochure No. 575, “Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources”, K. Strunz Convenor, WG C6.04, 2014.

## **APÊNDICE A - CURVAS FINAIS PARA CABOS TÍPICOS DAS CONCESSIONÁRIAS NO BRASIL**

Neste apêndice são apresentadas as curvas finais elaboradas conforme a Metodologia descrita no Capítulo 3, considerando rede aérea com tensão nominal de 13,8 kV e os cabos típicos CA 1/0 AWG, CA 4/0 AWG, CA 336,4 MCM e CA 477 MCM.

Consideradas opções com tensão de 1,0 p.u. e 1,03 p.u. na subestação distribuidora e diferentes condições de carga distribuída no alimentador. Para os cabos de maior bitola, uma vez que são usados em regiões com maior densidade de carga, foram consideradas cargas típicas também de valor mais elevado.

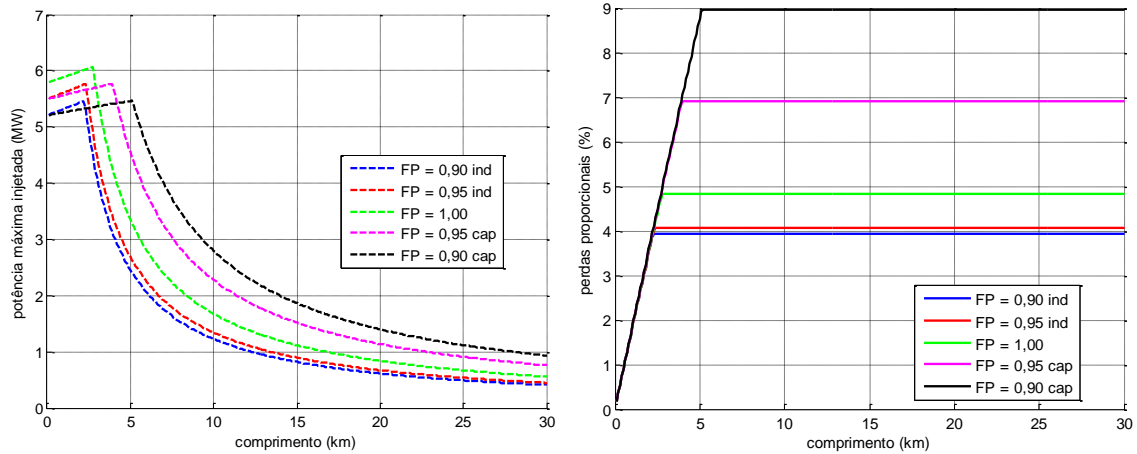
Para todos os casos foi utilizada a Metodologia na sua versão final, na forma descrita no subitem 0.

Nas curvas de potência injetada máxima em traço contínuo a limitação da potência se deu pela capacidade do cabo ou pelo limite inferior de variação da tensão. Nas curvas em tracejado a limitação da potência se deu pelo limite superior de variação da tensão.

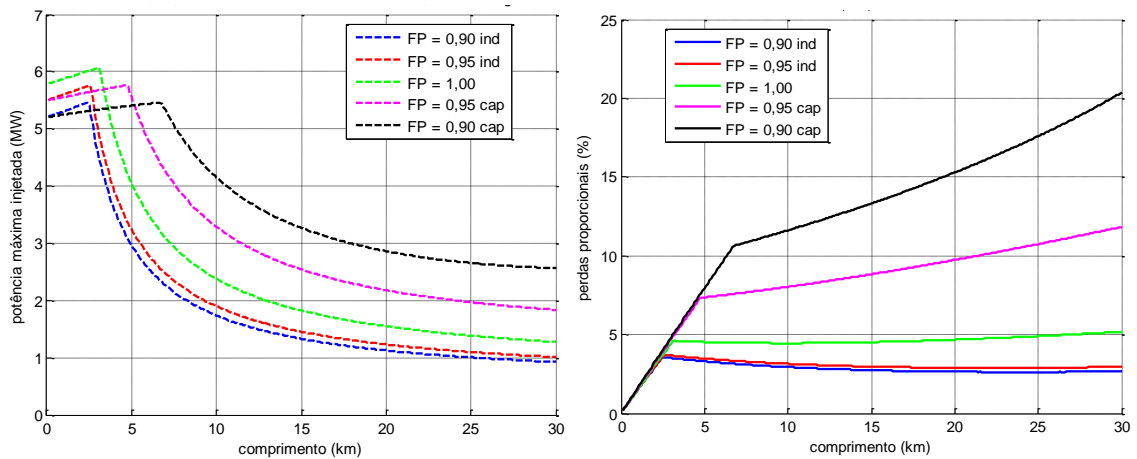
Para elaboração das curvas em geral, as seguintes premissas foram consideradas:

- Limite de variação de tensão no ponto de conexão de +5% e -7%.
- Cabo CA 477 MCM aéreo em 13,8 kV com limite térmico de 646 A, resistência de 0,1342  $\Omega$ /km e reatância de 0,3743  $\Omega$ /km.
- Cabo CA 336,4 MCM aéreo em 13,8 kV com limite térmico de 514 A, resistência de 0,1908  $\Omega$ /km e reatância de 0,3875  $\Omega$ /km.
- Cabo 4/0 CA AWG aéreo em 13,8 kV com limite térmico de 380 A, resistência de 0,3021  $\Omega$ /km e reatância de 0,4091  $\Omega$ /km.
- Cabo 1/0 CA AWG aéreo em 13,8k V com limite térmico de 242 A, resistência de 0,6047  $\Omega$ /km e reatância de 0,4338  $\Omega$ /km.
- Todas as cargas consideradas com fator de potência 0,90 indutivo.

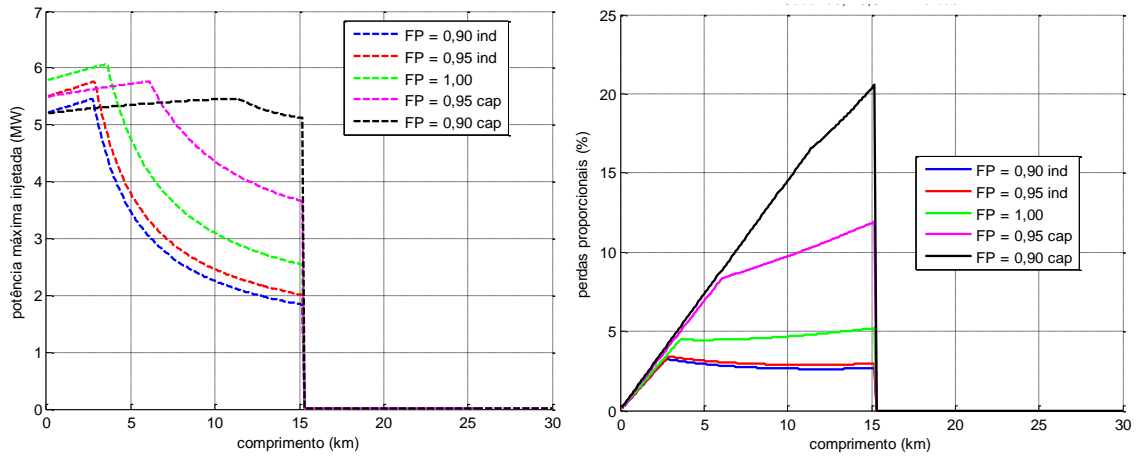
**A.1) Curvas para cabo CA 1/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora**



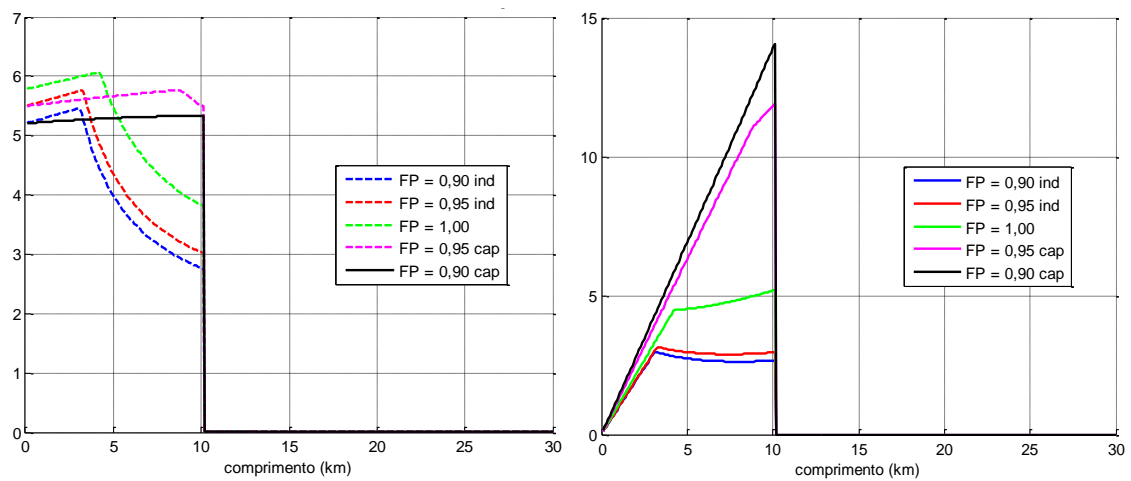
**Figura A.1.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 1/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e sem carga no alimentador



**Figura A.2.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 1/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 1,0 MW no alimentador

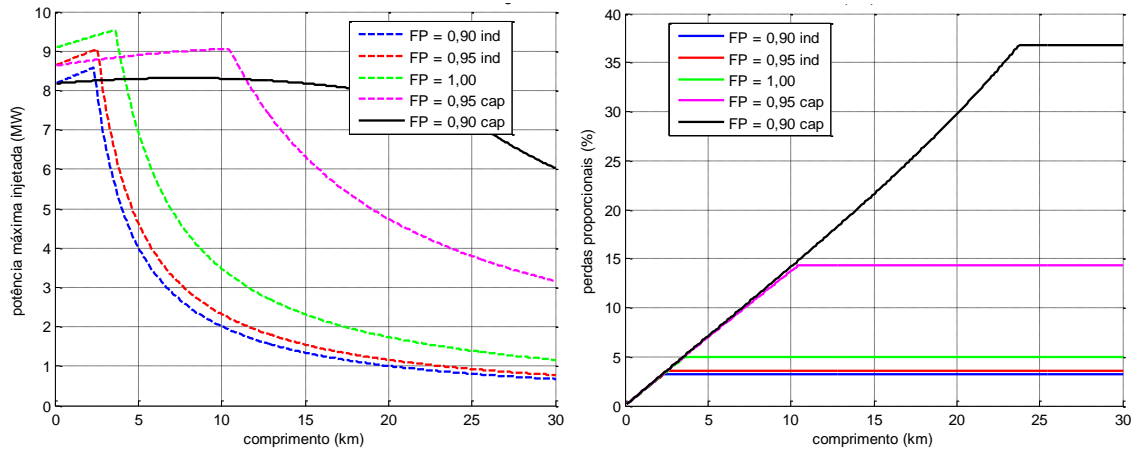


**Figura A.3.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 1/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 2,0 MW no alimentador

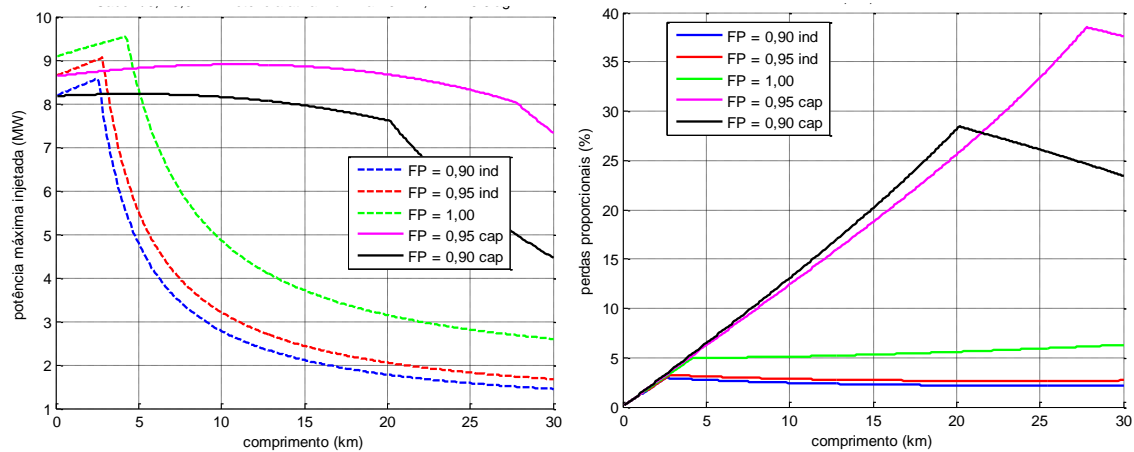


**Figura A.4.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 1/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 3,0 MW no alimentador

**A.2) Curvas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora**

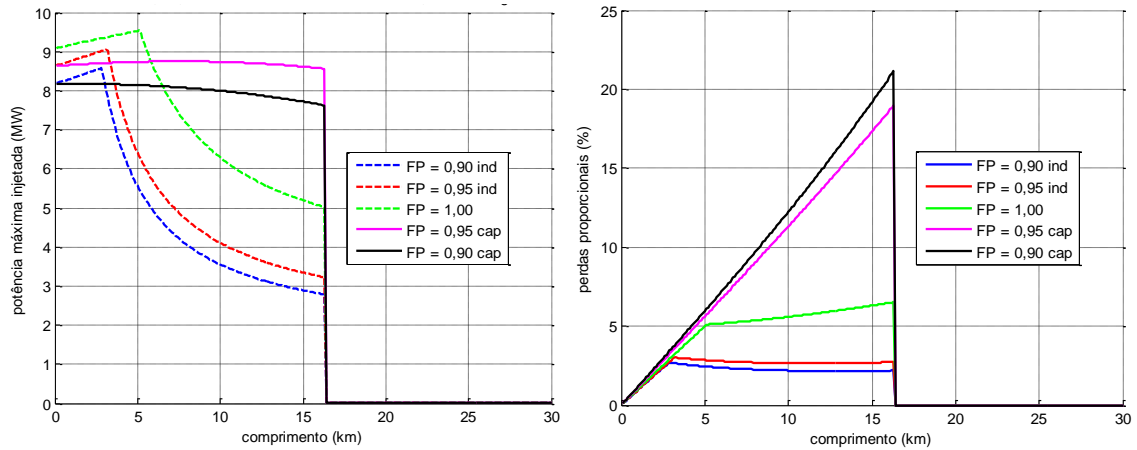


**Figura A.5.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e sem carga no alimentador

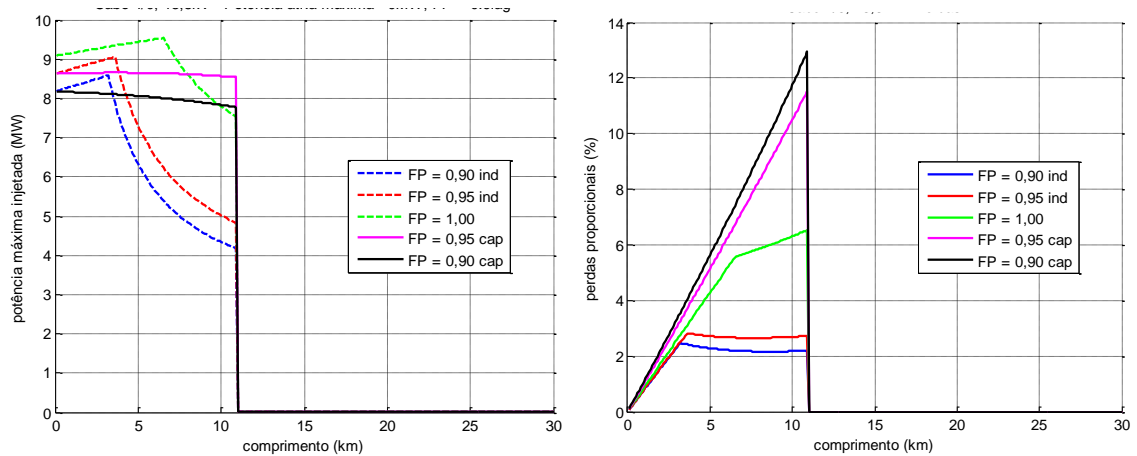


**Figura A.6.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 1,5 MW no alimentador



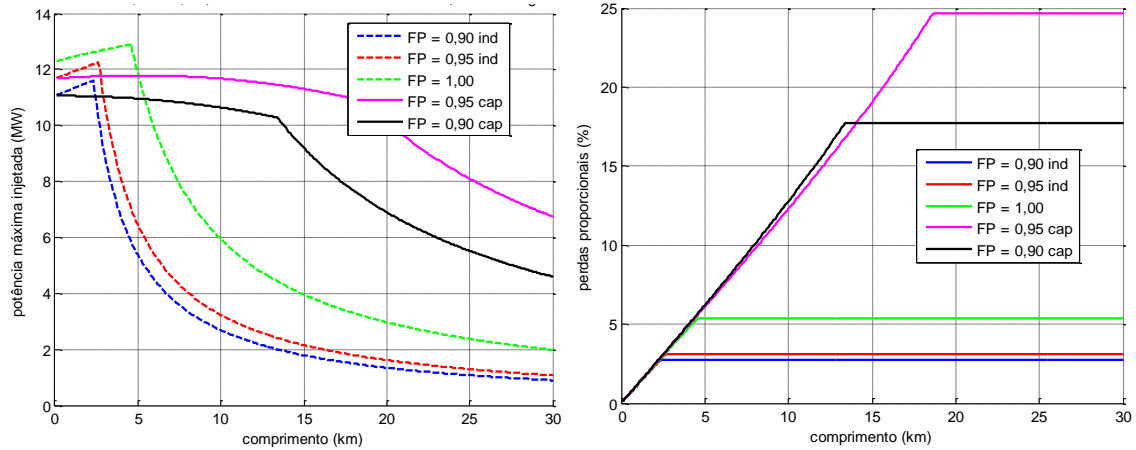


**Figura A.7.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 3,0 MW no alimentador

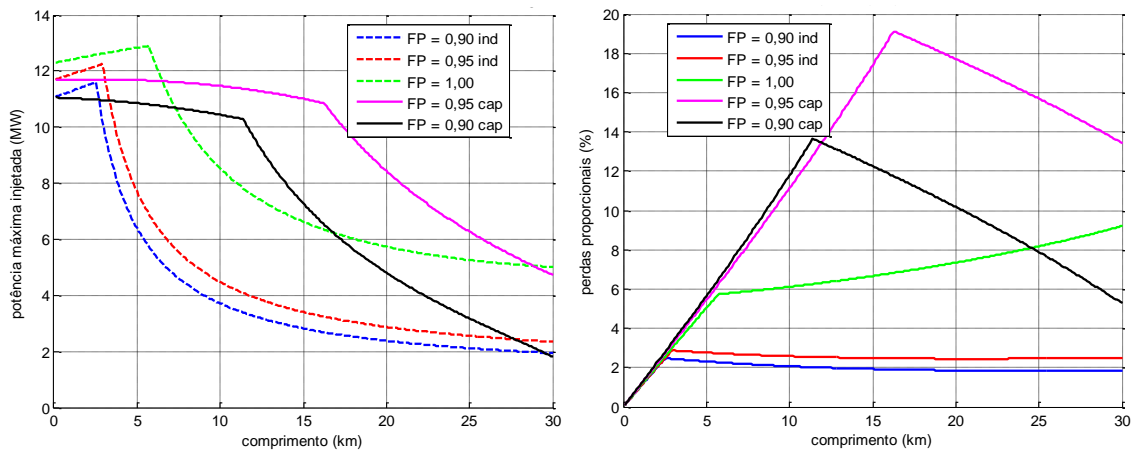


**Figura A.8.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 4,5 MW no alimentador

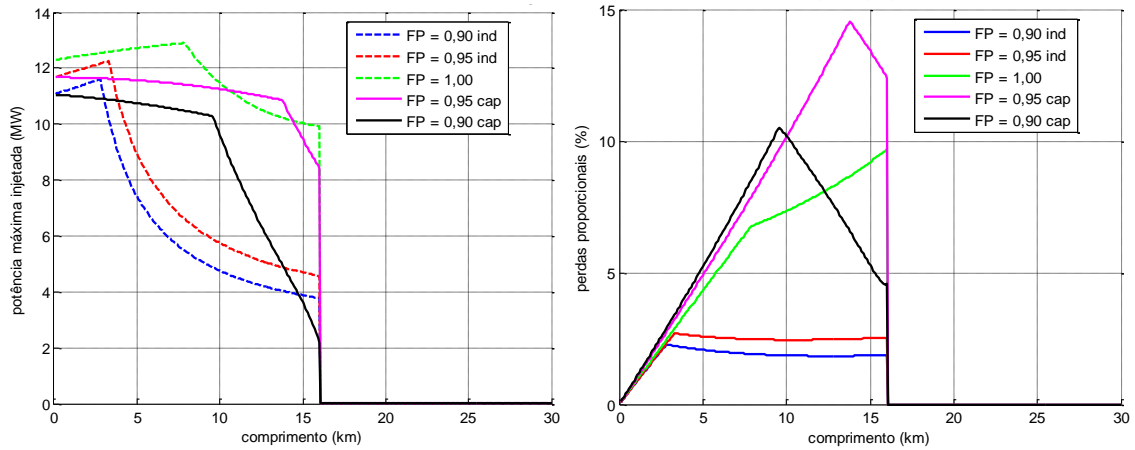
### A.3) Curvas para cabo CA 336,4 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora



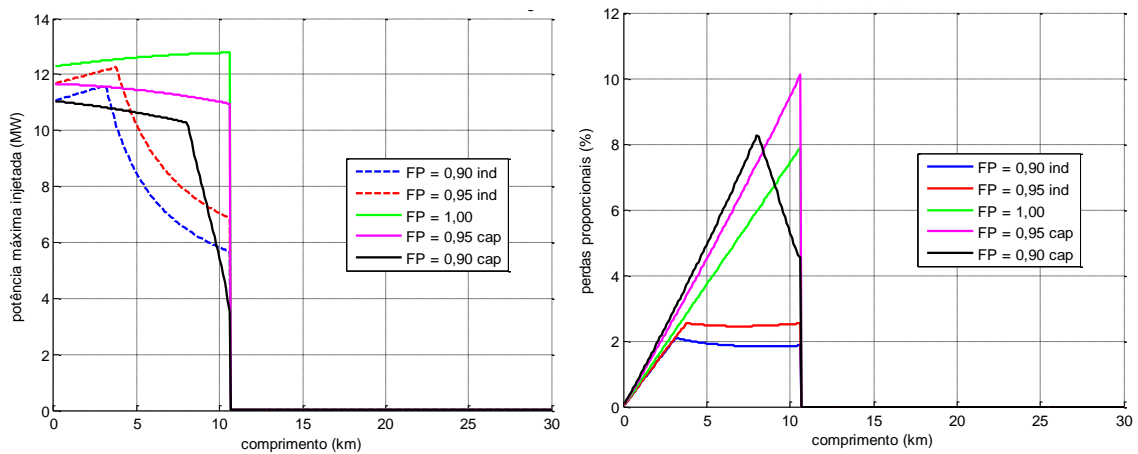
**Figura A.9.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 336,4 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e sem carga no alimentador



**Figura A.10.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 336,4 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 2,0 MW no alimentador

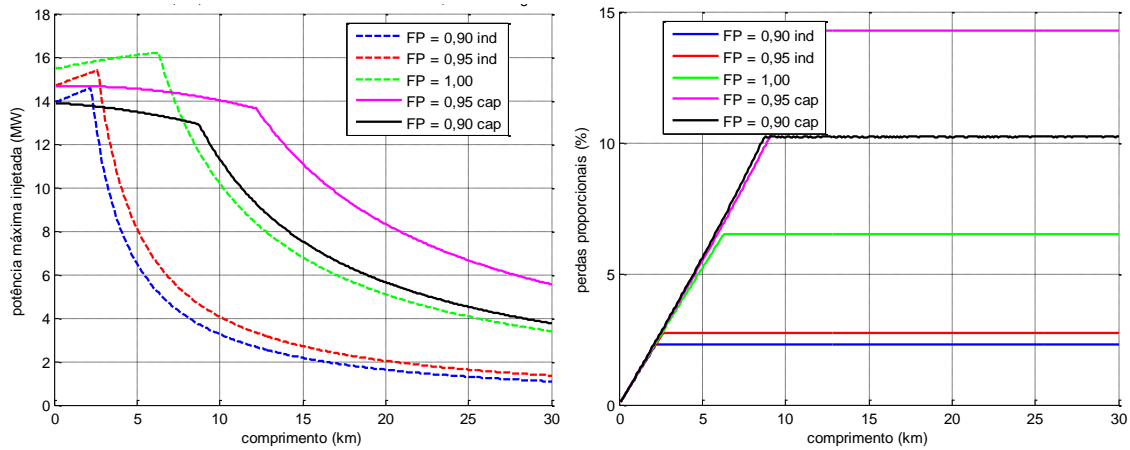


**Figura A.11.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 336,4 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 4,0 MW no alimentador

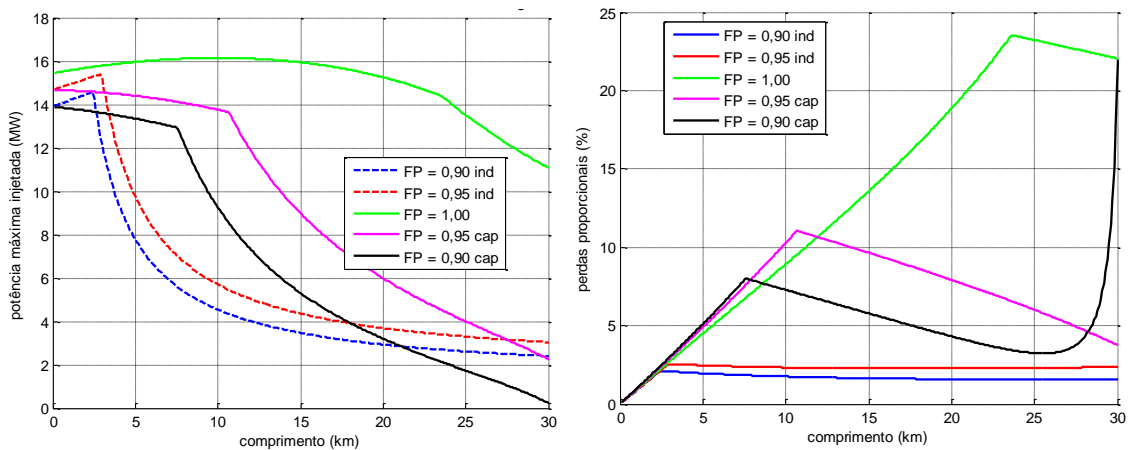


**Figura A.12.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 336,4 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 6,0 MW no alimentador

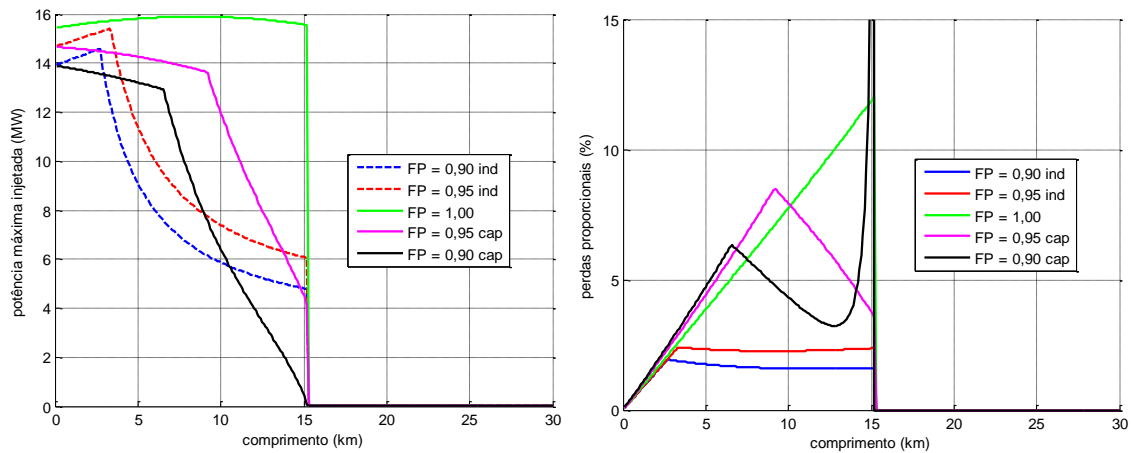
#### A.4) Curvas para cabo CA 477 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão de 1,0 p.u. na subestação distribuidora



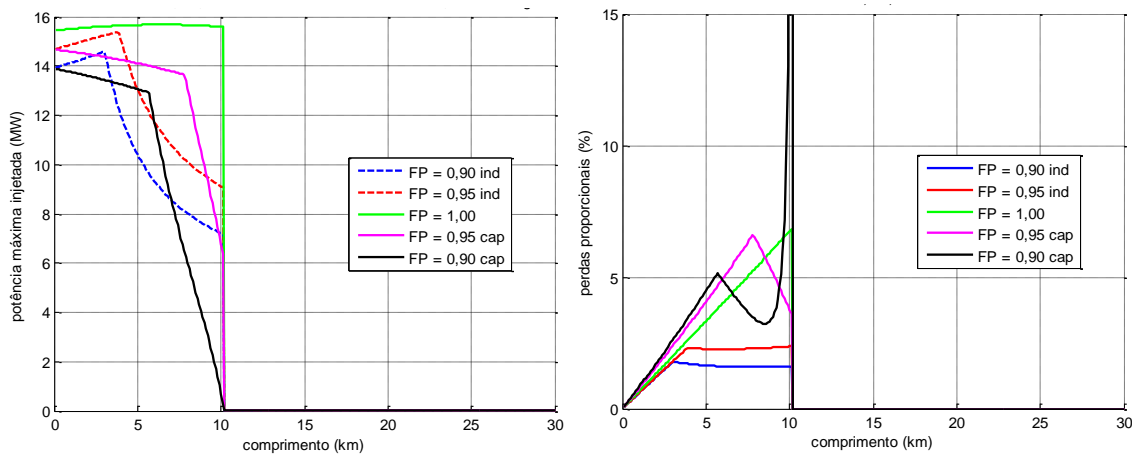
**Figura A.13.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 477 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e sem carga no alimentador



**Figura A.14.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 477 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 2,5 MW no alimentador

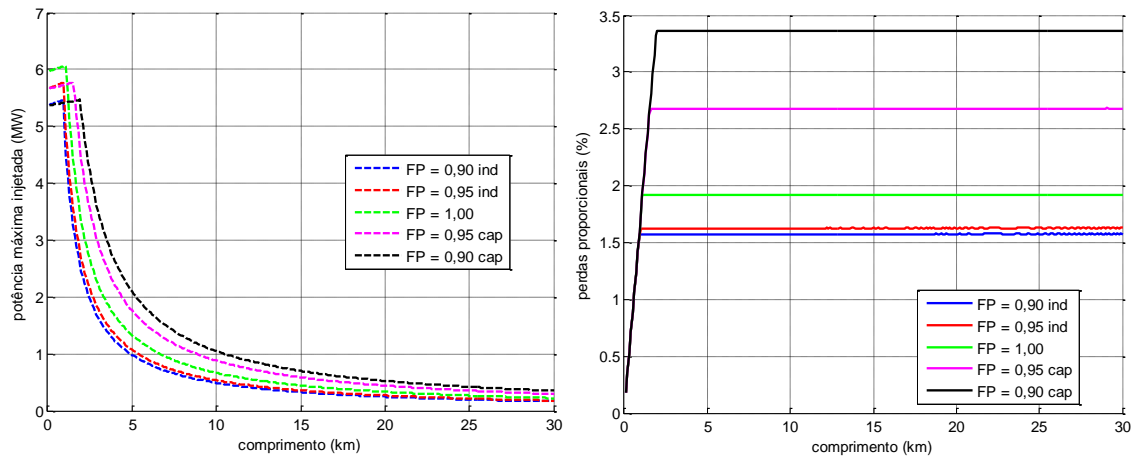


**Figura A.15.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 477 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 5,0 MW no alimentador

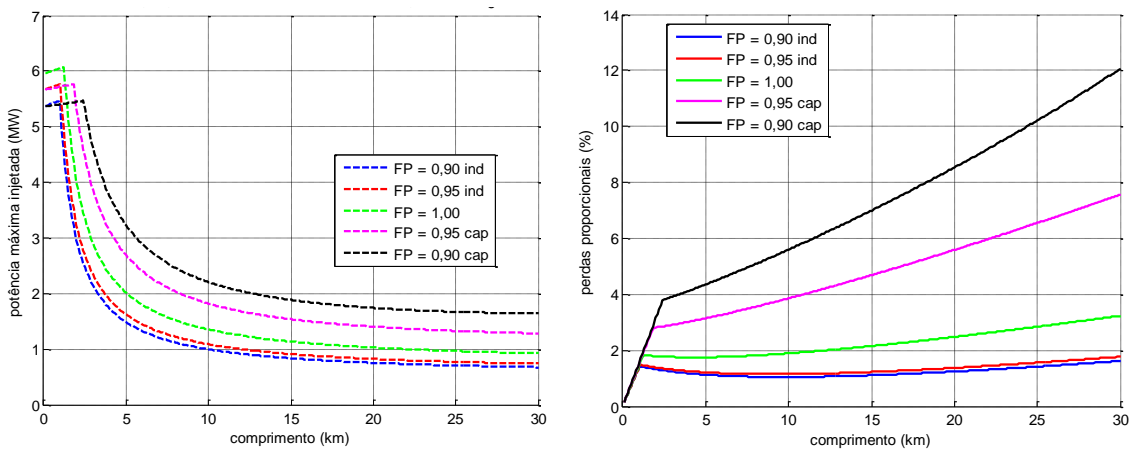


**Figura A.16.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 477 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,0 p.u. na SED e carga de 7,5 MW no alimentador

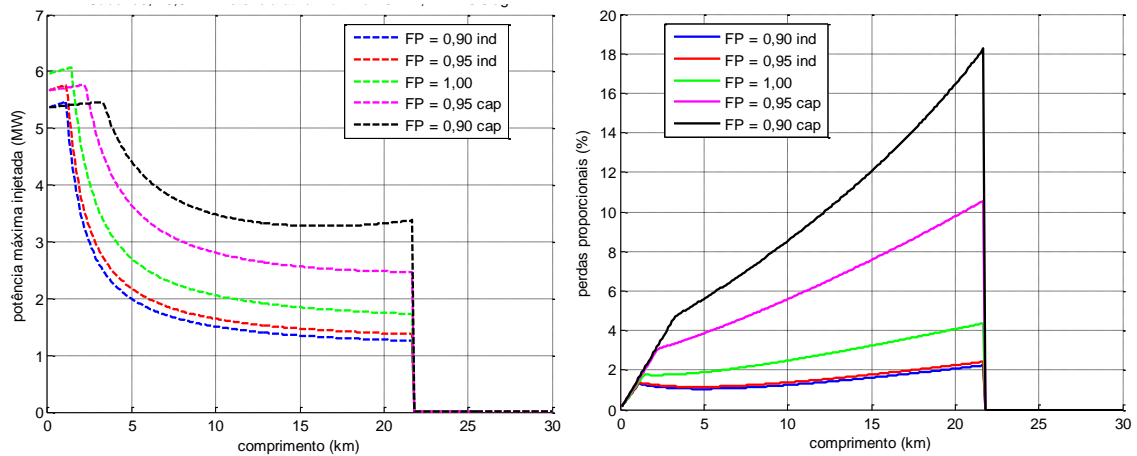
**A.5) Curvas para cabo CA 1/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão de 1,03 p.u. na subestação distribuidora**



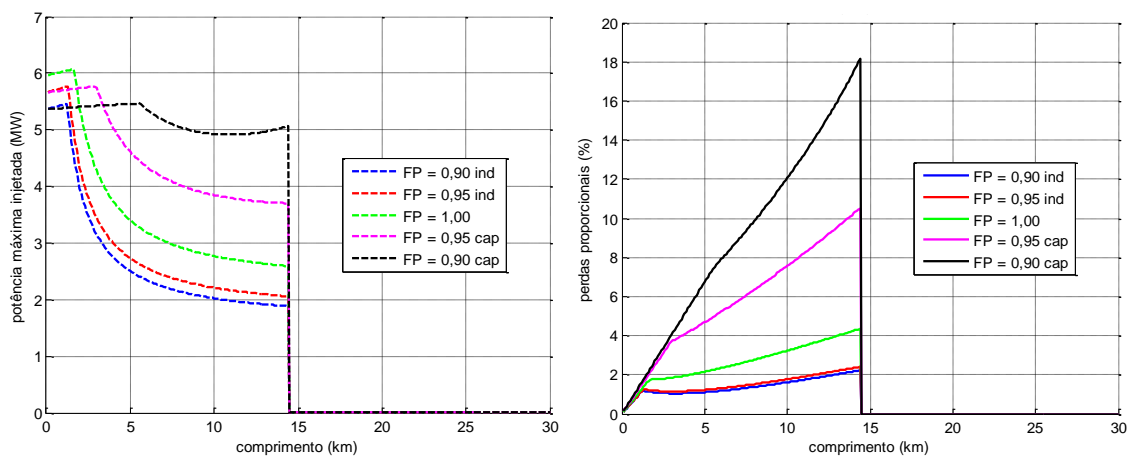
**Figura A.17.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 1/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e sem carga no alimentador



**Figura A.18.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 1/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 1,0 MW no alimentador

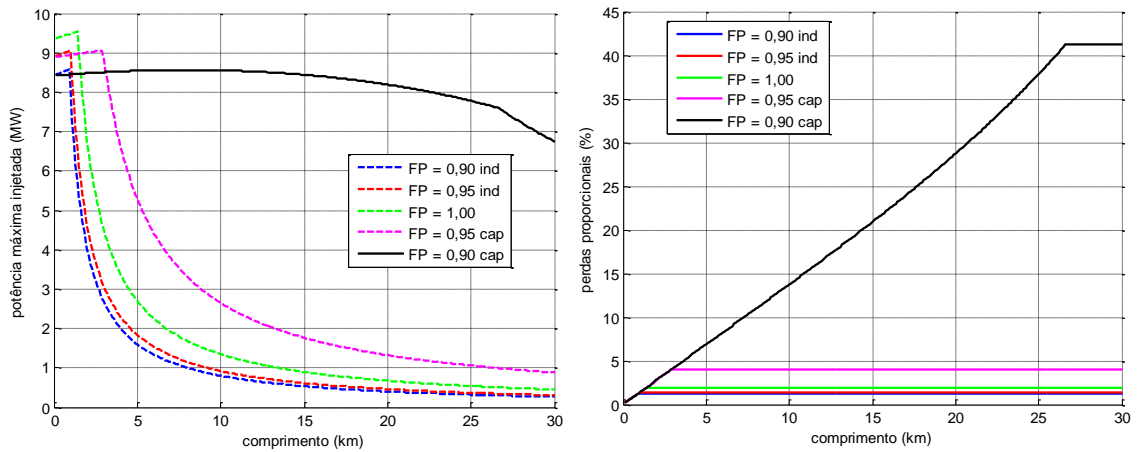


**Figura A.19.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 1/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 2,0 MW no alimentador

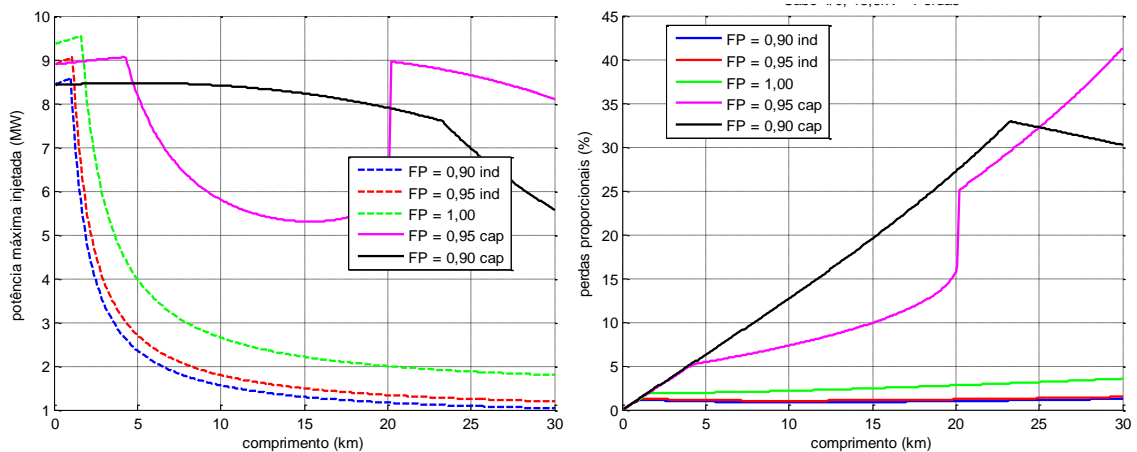


**Figura A.20.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 1/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 3,0 MW no alimentador

**A.6) Curvas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão de 1,03 p.u. na subestação distribuidora**

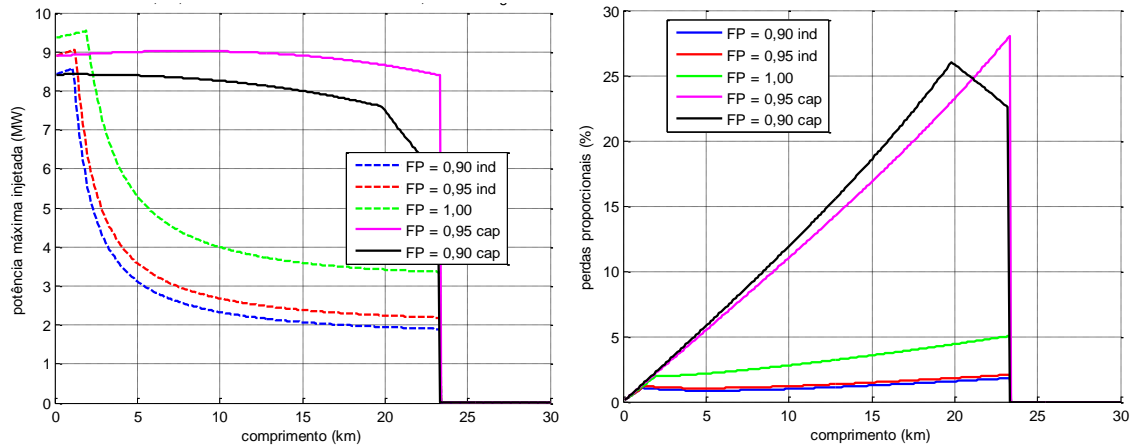


**Figura A.21.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e sem carga no alimentador

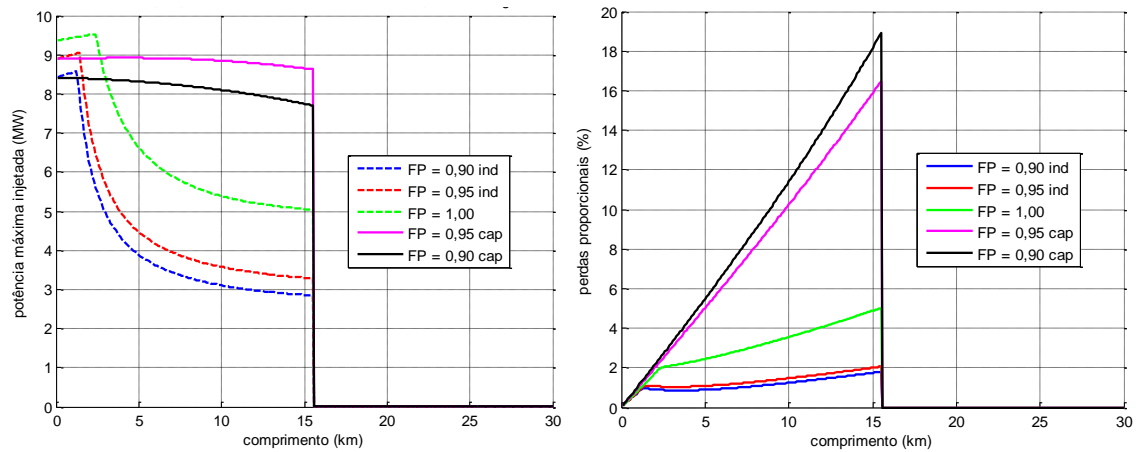


**Figura A.22.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 1,5 MW no alimentador



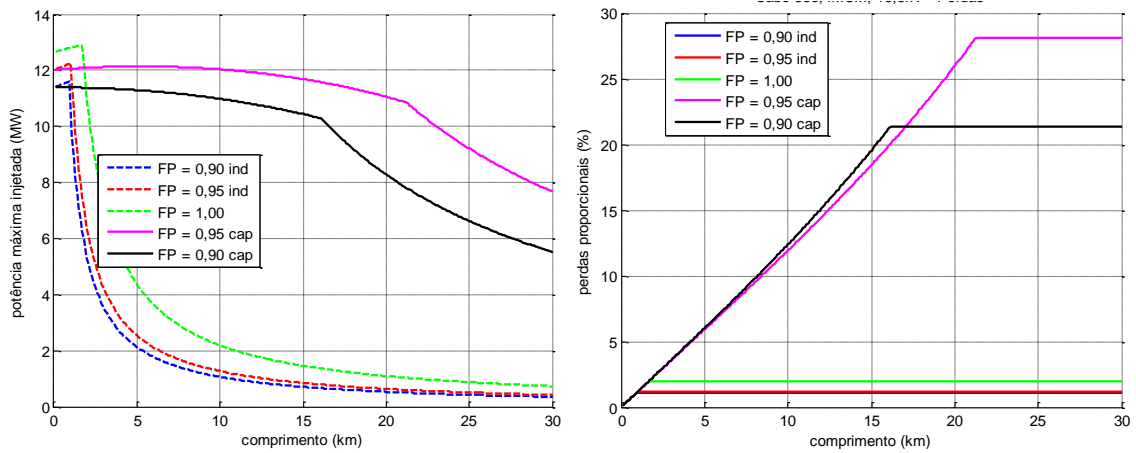


**Figura A.23.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 3,0 MW no alimentador

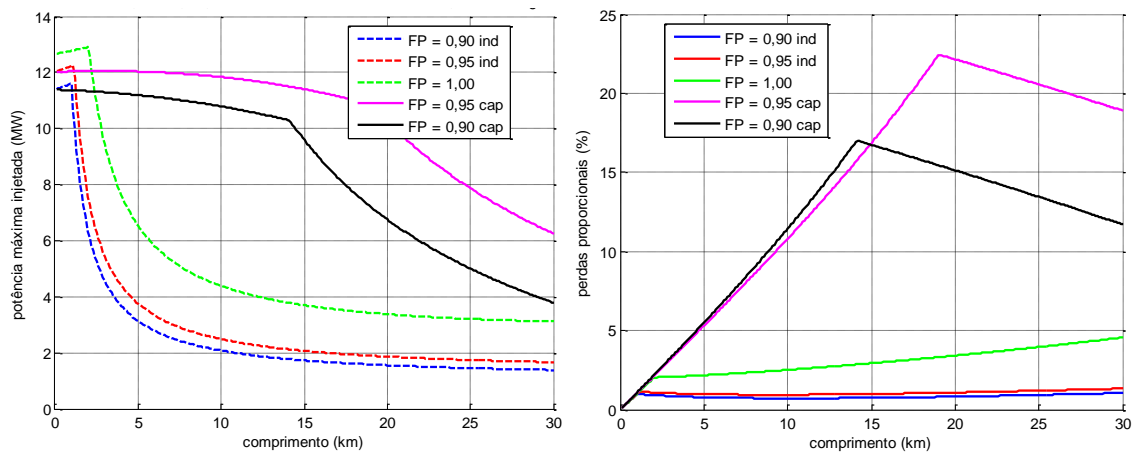


**Figura A.24.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 4/0 AWG, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 4,5 MW no alimentador

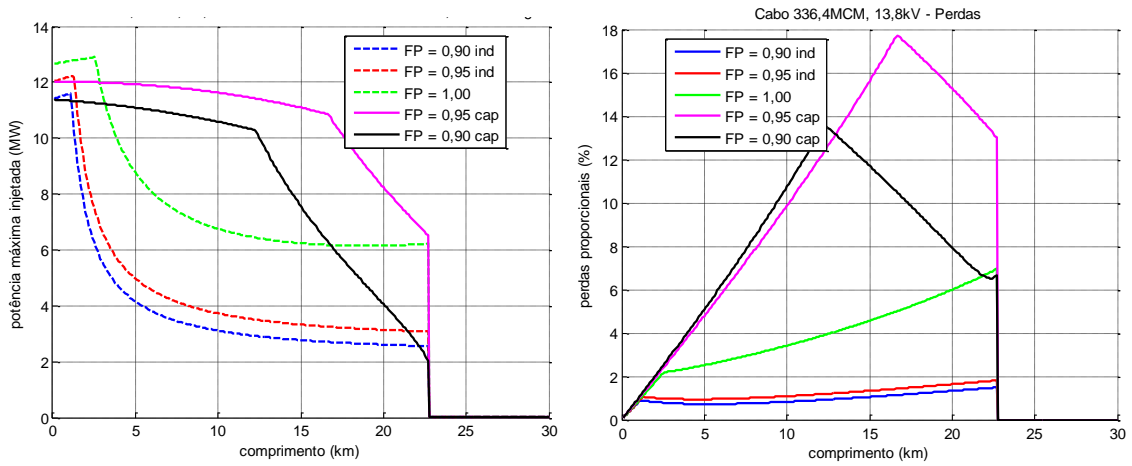
**A.7) Curvas para cabo CA 336,4 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão de 1,03 p.u. na subestação distribuidora**



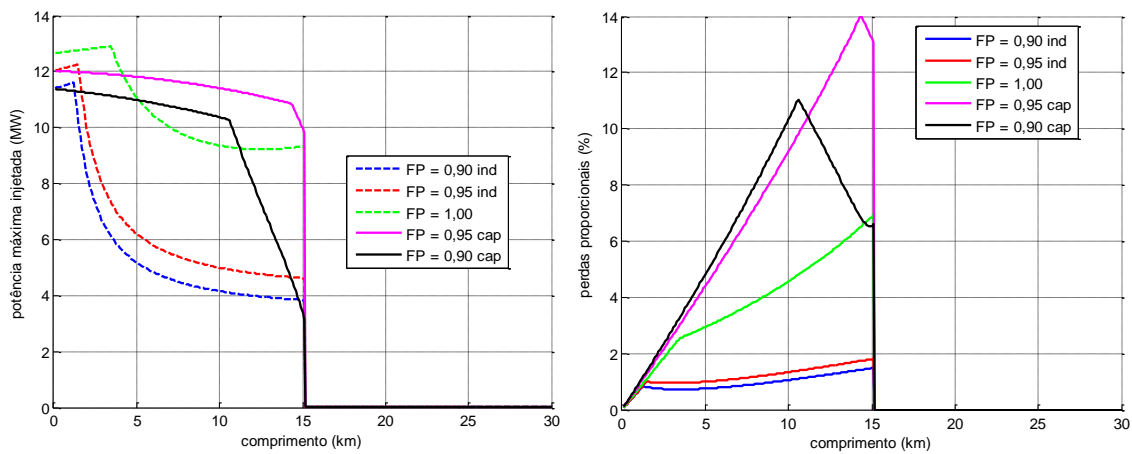
**Figura A.25.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 336,4 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e sem carga no alimentador



**Figura A.26.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 336,4 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 2,0 MW no alimentador

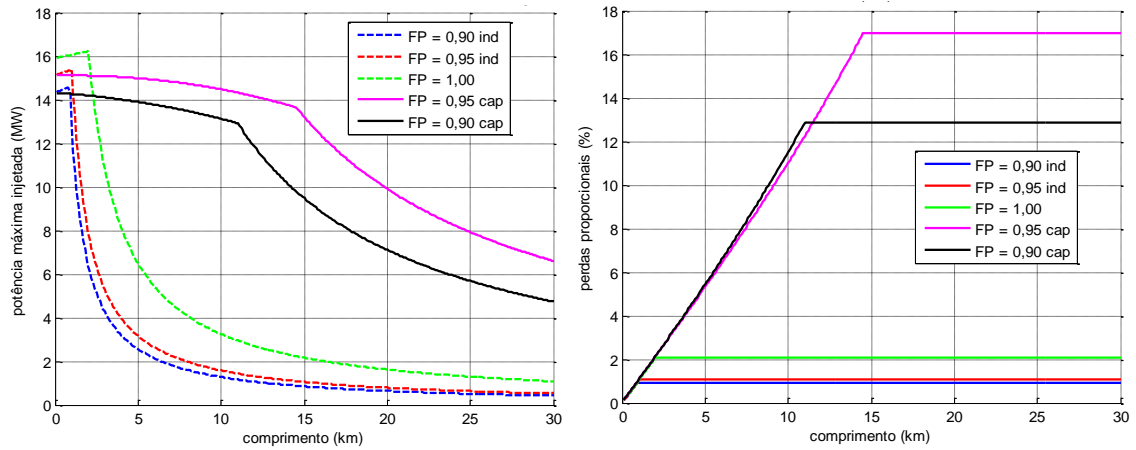


**Figura A.27.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 336,4 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 4,0 MW no alimentador

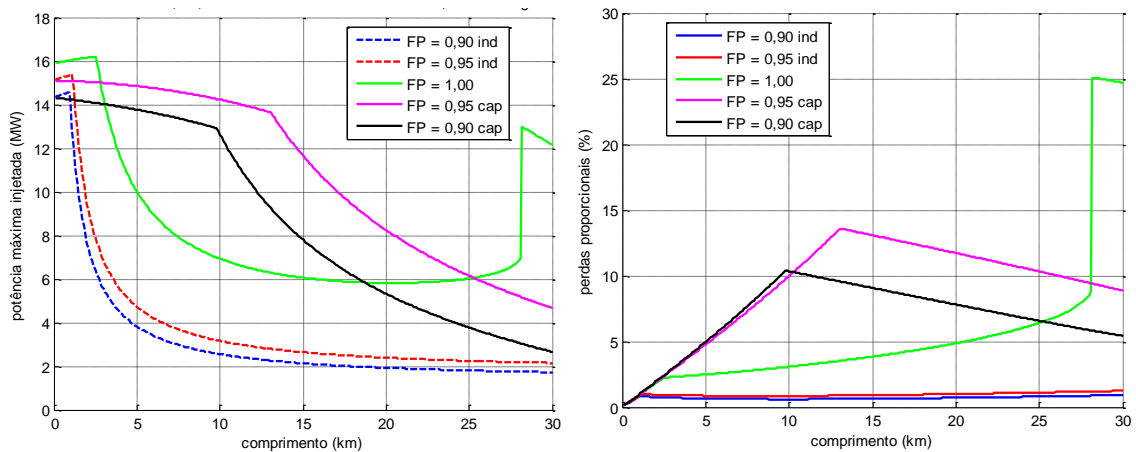


**Figura A.28.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 336,4 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 6,0 MW no alimentador

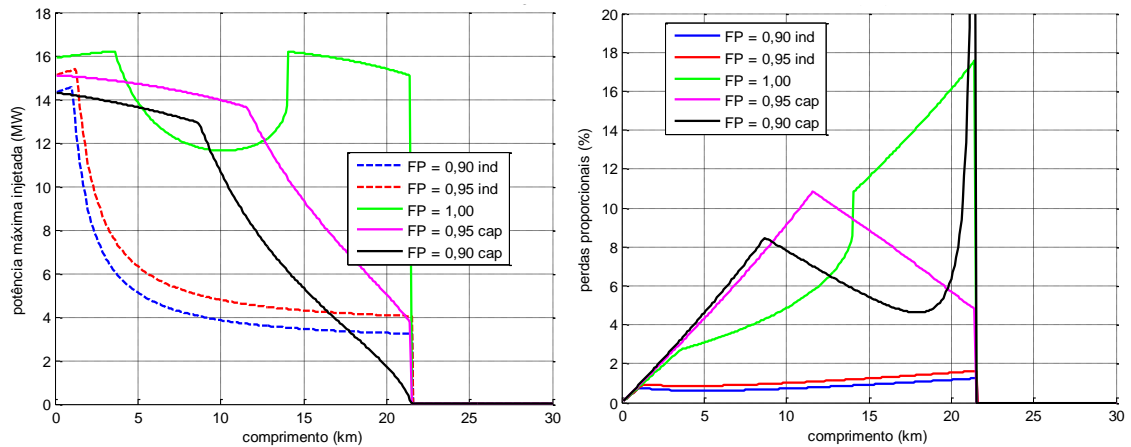
**A.8) Curvas para cabo CA 477 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão de 1,03 p.u. na subestação distribuidora**



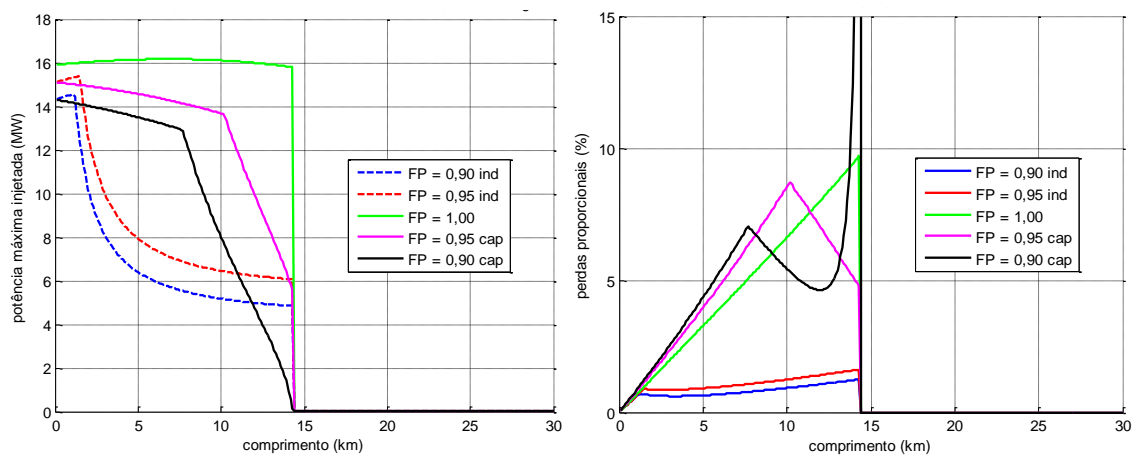
**Figura A.29.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 477 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e sem carga no alimentador



**Figura A.30.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 477 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 2,5 MW no alimentador



**Figura A.31.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 477 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 5,0 MW no alimentador



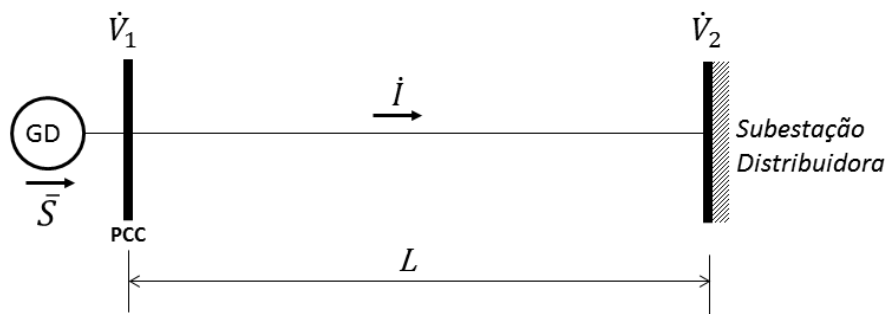
**Figura A.32.** Potência injetada máxima e perdas elétricas para cabo CA 477 MCM, 13,8 kV aéreo, tensão 1,03 p.u. na SED e carga de 7,5 MW no alimentador

## APÊNDICE B - EXPRESSÃO PARA PERDAS ELÉTRICAS NO ALIMENTADOR

Neste Apêndice é demonstrada a proporcionalidade da potência máxima injetada com o inverso do comprimento do alimentador e a invariância da perda percentual para a injeção da potência máxima a partir do ponto onde a restrição à injeção de potência decorre da variação da tensão.

Considerado o alimentador sem cargas ou equipamentos de controle de tensão entre as barras indicadas e desprezada a capacitância em derivação do alimentador.

Na Figura B.1 está mostrado o sistema simplificado considerado.



**Figura B.1.** Sistema simplificado para demonstração das relações de proporcionalidade da injeção máxima de potência e das perdas elétricas

Considerando:

$$\dot{V}_1 = V_1 |0^0 \quad (\text{B.1})$$

$$V_1 = (1 + \Delta V) p. u. \quad (\text{B.2})$$

onde  $\Delta V$  é a variação aceitável de tensão no ponto de conexão do gerador distribuído.

Considerando também:

$$\dot{V}_2 = V_2 \angle \theta_2, \quad (\text{B.3})$$

$$V_2 = 1.0 \text{ p.u.}, \quad (\text{B.4})$$

$$\bar{S} = S \angle \theta_s \text{ e} \quad (\text{B.5})$$

$$\bar{Z} = (R + jX) \times L = Z \angle \theta_z \quad (\text{B.6})$$

onde  $L$  é o comprimento do alimentador entre o ponto de conexão do gerador distribuído e a subestação distribuidora.  $R$  e  $X$  são a resistência e a reatância por unidade de comprimento do cabo.

Podemos escrever as equações (B.7) a (B.8):

$$\bar{S} = \dot{V}_1 \times i^* \quad (\text{B.7})$$

$$i = \frac{S}{(1 + \Delta V)} \angle -\theta_s \quad (\text{B.8})$$

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 - \bar{Z} \times i \quad (\text{B.9})$$

$$V_2 = (1 + \Delta V) - \frac{Z \times S}{(1 + \Delta V)} \angle (\theta_z - \theta_s) \quad (\text{B.10})$$

Rearranjando as equações podemos escrever:

$$\frac{Z \times S}{(1 + \Delta V)} = A \quad (\text{B.11})$$

$$(\theta_z - \theta_s) = \theta \quad (\text{B.12})$$

$$(1 + \Delta V) = B \quad (\text{B.13})$$

$$V_2 = B - A \angle \theta = B - (A \cos \theta + jA \sin \theta) \quad (\text{B.14})$$

$$|V_2|^2 = (B - A \cos \theta)^2 + (A \sin \theta)^2 = 1 \quad (\text{B.15})$$

$$|V_2|^2 = B^2 - 2BA \cos \theta + A^2 \cos^2 \theta + A^2 \sin^2 \theta = 1 \quad (\text{B.16})$$

$$A^2 - 2BA \cos \theta + (B^2 - 1) = 0 \quad (\text{B.17})$$

$$A = \frac{+2B \cos \theta \pm \sqrt{(2B \cos \theta)^2 - 4(B^2 - 1)}}{2} \quad (\text{B.18})$$

Caso exista, a raiz positiva de (B.18) será definida como  $A_0$  e então:

$$\frac{Z \times S}{(1 + \Delta V)} = A_0 \quad (\text{B.19})$$

$$S = \frac{(1 + \Delta V) \times A_0}{Z} = \frac{(1 + \Delta V) \times A_0}{\sqrt{R^2 + X^2} \times L} \quad (\text{B.20})$$

Como  $\Delta V$ ,  $A_0$ ,  $R$  e  $X$  são constantes, resulta:

$$S = \frac{K}{L} \quad (\text{B.21})$$

Ou seja, a máxima injeção de potência é inversamente proporcional ao comprimento do alimentador.



Calculando as perdas ativas no alimentador para a potência ativa máxima temos:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_1} \quad (\text{B.22})$$

$$P_d = 3 \times R \times L \times I^2 = R \times L \times \frac{S^2}{V_1^2} \quad (\text{B.23})$$

$$P_d = \frac{R \times L}{(1 + \Delta V)^2} \times S^2 \quad (\text{B.24})$$

Calculando as perdas ativas proporcionais às máximas injeções de potência ativa temos:

$$P_d(pu) = \frac{P_d}{S} = \frac{R \times L}{(1 + \Delta V)^2} \times \frac{S^2}{S} \quad (\text{B.25})$$

$$P_d(pu) = \frac{R \times L}{(1 + \Delta V)^2} \times S = \frac{R \times L}{(1 + \Delta V)^2} \times \frac{K}{L} \quad (\text{B.26})$$

$$P_d(pu) = \frac{R}{(1 + \Delta V)^2} \times K \quad (\text{B.27})$$

Uma vez que  $R$  e  $\Delta V$  também são constantes, daí resulta que a perda proporcional no alimentador, calculada a partir do ponto que a tensão passa a ser o fator limitante, é constante.

Calculando as perdas reativas no alimentador para a potência ativa máxima temos:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_1} \quad (\text{B.28})$$

$$Q_d = 3 \times X \times L \times I^2 = X \times L \times \frac{S^2}{V_1^2} \quad (\text{B.29})$$

$$Q_d = \frac{X \times L}{(1 + \Delta V)^2} \times S^2 \quad (\text{B.30})$$

Calculando as perdas reativas proporcionais às máximas injeções de potência ativa temos:

$$Q_d(\text{pu}) = \frac{Q_d}{S} = \frac{X \times L}{(1 + \Delta V)^2} \times \frac{S^2}{S} \quad (\text{B.31})$$

$$Q_d(\text{pu}) = \frac{X \times L}{(1 + \Delta V)^2} \times S = \frac{X \times L}{(1 + \Delta V)^2} \times \frac{K}{L} \quad (\text{B.32})$$

$$Q_d(\text{pu}) = \frac{X}{(1 + \Delta V)^2} \times K \quad (\text{B.33})$$

Uma vez que  $X$  e  $\Delta V$  também são constantes, daí resulta que a perda reativa proporcional no alimentador, calculada a partir do ponto que a tensão passa a ser o fator limitante, também é constante.

## APÊNDICE C - AJUSTE DOS MODELOS DA REDE DE TESTE DO CIGRÉ

Neste apêndice são apresentados os parâmetros do sistema elétrico de teste utilizado no Capítulo 5. Foi utilizado o sistema *Medium Voltage Distribution Network Benchmark, North American*, apresentado na referência [86]. Foi adotada modelagem monofásica do sistema e as cargas originalmente indicadas como desequilibradas foram substituídas por equivalentes trifásicos equilibrados.

Antes da utilização do sistema de teste, algumas verificações e ajustes foram feitos.

Não foi informado o modelo considerado para as cargas. Foi então adotado nas simulações o modelo tipo potência constante.

Os parâmetros elétricos dos cabos foram fornecidos em valores por fase, enquanto normalmente são encontrados na literatura e nos padrões técnicos das concessionárias de distribuição no Brasil em valores de sequência positiva e zero.

Os valores de sequência positiva e zero dos parâmetros dos cabos foram então calculados com base nos valores por fase e a reatância indutiva de sequência positiva por unidade de comprimento encontrada, de  $0,433 \text{ } \Omega/\text{km}$ , resultou ligeiramente diferente daquela indicada em tabela típica de uma concessionária de distribuição no Brasil para bitola e tensão similar, de  $0,3875 \text{ } \Omega/\text{km}$ .

Para verificar o valor informado da reatância indutiva por unidade de comprimento do cabo, foi então utilizada a geometria da estrutura da rede e os detalhes sobre o cabo informados na referência e aplicado o módulo de cálculo de parâmetros de linhas do programa comercial usado nesta Tese [84].

Foi usada uma resistividade do solo típica de  $100 \text{ } \Omega.\text{m}$  e o resultado obtido para a reatância de sequência positiva, de  $0,43373 \text{ } \Omega/\text{km}$ , foi praticamente idêntico àquele calculado com base no valor por fase informado na referência, de  $0,433 \text{ } \Omega/\text{km}$ . O valor baseado na referência foi então adotado.

Não foi informada a capacidade de condução de corrente do cabo utilizado no sistema de teste. Foi então adotado nas simulações o valor 514 A, típico de aplicação de uma concessionária de distribuição no Brasil.

Testes iniciais com programa de fluxo de potência [84] feitos com base no modelo da rede apontaram discrepâncias com os resultados apresentados na referência.

Foi observado que a potência do transformador entre as barras 000 e 001, informada na referência como sendo de 15 MVA, era incompatível com o fluxo de cerca de 28,5 MVA também informado.

Adicionalmente, mesmo considerando a presença dos comutadores de tapes no transformador, a tensão secundária resultava inferior ao valor informado.

Foi então testado um transformador com potência de 15/30 MVA, com a mesma impedância originalmente informada, porém desta vez referida à potência com ventilação forçada.

Como os resultados agora mostraram-se coerentes com aqueles apresentados na referência, inclusive quanto às posições dos comutadores de tapes dos transformadores, passaram a ser adotados.

Todas as características técnicas e parâmetros adotados na modelagem final do sistema de teste estão descritos nas tabelas a seguir.

**Tabela C.1.** Características técnicas dos transformadores

<b>Barras De / Para</b>	<b>Ligação</b>	<b>Relação (kV)</b>	<b>Z (%)</b>	<b>R (%)</b>	<b>S (MVA)</b>
000 / 001	Dyn1	115 / 12,47	12,0	0,10	15 / 30
000 / 012	Dyn1	115 / 12,47	12,0	0,10	12

Nota: A impedância do transformador entre as barras 000 e 001 está referida à potência base de 30 MVA.

**Tabela C.2.** Características técnicas dos comutadores de taps dos transformadores

<b>Parâmetro</b>	<b>Transformador 000/001</b>	<b>Transformador 000/012</b>
Taps primários		
Tipo	sem carga	sem carga
Taps	±5,0 %	±5,0 %
Incremento	2,5 %	2,5 %
Ajuste	+2,5 %	0%
Taps secundários		
Tipo	sob carga	sob carga
Taps	±10 %	± 10 %
Incremento	0,625 %	0,625 %
Tolerância	±1,0 %	±1,0 %
Ajuste	automático	automático

**Tabela C.3.** Características técnicas dos alimentadores

<b>Barras De / Para</b>	<b>I max (A)</b>	<b>R (Ω/km)</b>	<b>X (Ω/km)</b>	<b>B (μS/km)</b>	<b>Length (km)</b>
001 / 002	514	0,190	0,433	3,876	1,20
002 / 003	514	0,190	0,443	3,876	1,00
003 / 004	514	0,190	0,443	3,876	0,61
004 / 005	514	0,190	0,443	3,876	0,56
005 / 006	514	0,190	0,443	3,876	1,54
006 / 007	514	0,190	0,443	3,876	0,24
007 / 008	514	0,190	0,443	3,876	1,67
008 / 009	514	0,190	0,443	3,876	0,32
009 / 010	514	0,190	0,443	3,876	0,77
010 / 011	514	0,190	0,443	3,876	0,33
011 / 004	514	0,190	0,443	3,876	0,49
003 / 008	514	0,190	0,443	3,876	1,30
012 / 013	514	0,190	0,443	3,876	4,89
013 / 014	514	0,190	0,443	3,876	2,99
014 / 008	514	0,190	0,433	3,876	2,00

**Tabela C.4.** Características técnicas das cargas

Barra	Carga pesada		Carga leve	
	P (kW)	Fator de potência	P (kW)	Fator de potência
001	20.784,60	0,9082	6.235,38	0,9082
002	1.246,36	0,8966	373,91	0,8966
003	417,00	0,8550	125,10	0,8550
004	360,00	0,9000	108,00	0,9000
005	678,86	0,9120	203,66	0,9120
006	376,36	0,9440	112,91	0,9440
007	380,00	0,9500	114,00	0,9500
008	405,00	0,9000	121,50	0,9000
009	332,50	0,9500	99,75	0,9500
010	450,00	0,9000	135,00	0,9000
011	477,50	0,8718	143,25	0,8718
012	6.150,60	0,8842	1.845,18	0,8842
013	1.041,47	0,8929	312,44	0,8929
014	476,86	0,9205	143,06	0,9205

Notas:

1) Condição de carga leve considerada como 30 % da carga pesada, conforme curva de carga diária apresentada na referência (CIGRÉ TB. 575).

2) Todas as cargas modeladas como potência constante.

## **APÊNDICE D - RESULTADOS DETALHADOS PARA REDE PADRÃO DO CIGRÉ**

Neste apêndice são apresentados os resultados detalhados para o sistema Padrão de Distribuição do CIGRÉ, obtidos por meio de programa de fluxo de potência e com base na Metodologia.

Estes resultados foram apresentados de forma sintetizada no Capítulo 5.

### **D.1) Avaliações Iniciais**

#### **D.1.1) Resultados de Fluxo de Potência**

Para as simulações de fluxo de potência foi utilizado um programa comercial com método de solução Newton Raphson [84].

Foram feitas várias simulações, considerando o gerador distribuído ligado nos pontos mais críticos do sistema (barras 006, 007, 011 e 014, que são as mais distantes da Subestação Distribuidora) e injetando diferentes quantidades de potência ativa e reativa. Todas as simulações foram feitas para a condição de carga leve e de carga pesada no sistema.

Na Tabela D.1 e na Tabela D.2 são apresentados os resultados obtidos com as simulações de fluxo de potência para as condições de carga pesada da rede de distribuição.

**Tabela D.1.** Resultados de fluxo de potência para o sistema padrão do CIGRÉ em regime de carga pesada e com a presença do gerador distribuído – Parte 1

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0		4,0		6,0	
	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)
Fator de potência unitário						
006	97,49	77,36	99,39	187,63	99,39	267,92
007	97,25	77,35	99,22	169,02	99,27	262,17
011	97,00	73,79	97,79	167,26	98,98	258,63
014	99,55	71,45	101,34	161,22	102,66	249,25
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	98,19	80,49	100,16	176,21	102,50	267,30
007	98,00	80,58	100,09	176,28	102,52	267,16
011	97,71	74,47	99,73	170,59	102,11	262,04
014	101,16	72,79	103,84	164,76	106,61	251,90
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	96,18	86,88	96,77	186,66	96,57	287,84
007	95,88	86,85	96,48	186,93	96,28	288,45
011	95,67	86,23	96,29	185,68	96,12	287,05
014	97,85	82,71	97,85	181,45	97,83	280,87



**Tabela D.2.** Resultados de fluxo de potência para o sistema padrão do CIGRÉ em regime de carga pesada e com a presença do gerador distribuído – Parte 2

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	8,0		10,0		12,0	
	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)
Fator de potência unitário						
006	100,39	351,76	101,23	440,20	102,50	525,06
007	100,31	351,77	101,18	440,25	102,47	525,06
011	100,01	348,48	100,88	437,20	101,61	525,16
014	104,15	334,54	105,23	419,10	105,88	503,95
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	104,09	356,86	106,08	442,05	107,37	527,51
007	104,20	356,41	106,27	441,21	107,62	526,21
011	103,74	351,88	105,77	437,29	107,09	522,90
014	109,55	334,13	111,54	415,54	113,80	492,94
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	96,16	390,36	95,53	494,94	94,65	602,53
007	95,84	391,39	95,16	496,58	94,20	605,10
011	95,75	389,82	95,14	494,65	94,28	602,46
014	87,72	380,81	95,42	492,09	90,79	624,47

Na Tabela D.3 e na Tabela D.4 são apresentados os resultados obtidos com as simulações de fluxo de potência para as condições de carga leve.

**Tabela D.3.** Resultados de fluxo de potência para o sistema padrão do CIGRÉ em regime de carga leve e com a presença do gerador distribuído – Parte 1

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0		4,0		6,0	
	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)
Fator de potência unitário						
006	100,29	87,13	101,41	177,48	102,38	266,24
007	100,26	87,11	101,43	177,39	102,44	266,04
011	100,15	85,92	101,28	176,35	102,26	265,20
014	101,11	85,07	102,64	174,00	104,36	259,86
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	100,89	91,15	103,13	183,67	104,63	274,20
007	100,89	91,12	103,34	183,67	104,82	273,67
011	100,74	89,36	103,01	182,01	104,52	272,64
014	101,97	88,59	105,48	178,06	108,54	262,83
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	99,08	93,98	99,58	191,37	99,30	290,05
007	99,00	93,98	99,50	191,44	99,21	290,25
011	98,94	93,50	99,44	190,96	99,17	289,74
014	99,57	92,54	100,08	189,40	99,39	288,75

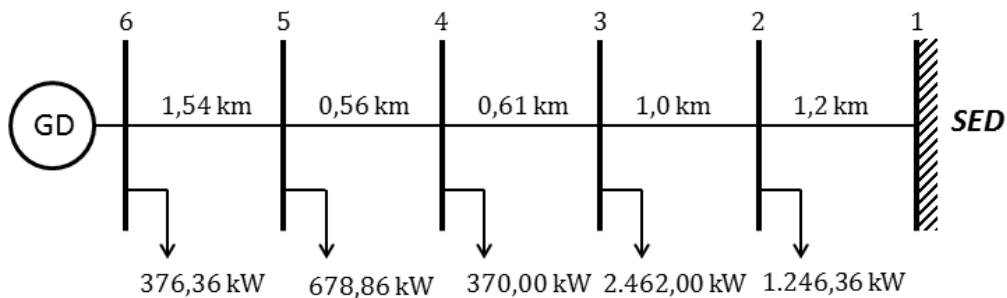
**Tabela D.4.** Resultados de fluxo de potência para o sistema padrão do CIGRÉ em regime de carga leve e com a presença do gerador distribuído – Parte 2

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	8,0		10,0		12,0	
	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)
Fator de potência unitário						
006	103,21	353,79	103,92	440,48	104,51	526,61
007	103,31	353,44	104,03	439,97	104,63	525,97
011	103,11	352,82	103,83	439,56	104,42	525,74
014	105,08	346,19	106,65	427,93	107,21	512,07
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	106,56	360,70	108,36	444,67	110,03	526,49
007	106,83	359,78	108,69	443,31	110,42	524,64
011	106,47	359,21	108,27	443,23	109,96	525,08
014	111,24	344,10	113,61	422,71	115,69	499,34
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	99,45	387,61	99,43	485,75	98,58	588,79
007	99,33	388,02	99,25	486,61	98,97	586,40
011	99,33	387,40	99,31	485,63	98,47	588,76
014	99,32	387,08	98,49	489,31	97,32	595,36

## D1.2) Resultados da aplicação da Metodologia

Na Figura D.1 está mostrado o diagrama unifilar com o trecho da rede entre o ponto 006, onde foi conectado o gerador distribuído, e a subestação distribuidora. As cargas mostradas referem-se à condição de carga pesada. Agrupando os dados no formato que possam ser comparados com a Metodologia temos:

- carga local pesada: 376,36 kW
- carga local leve: 112,91 kW
- carga distribuída pesada: 4.747,22 kW
- carga distribuída leve: 1.424,17 kW
- comprimento do alimentador: 4,91 km

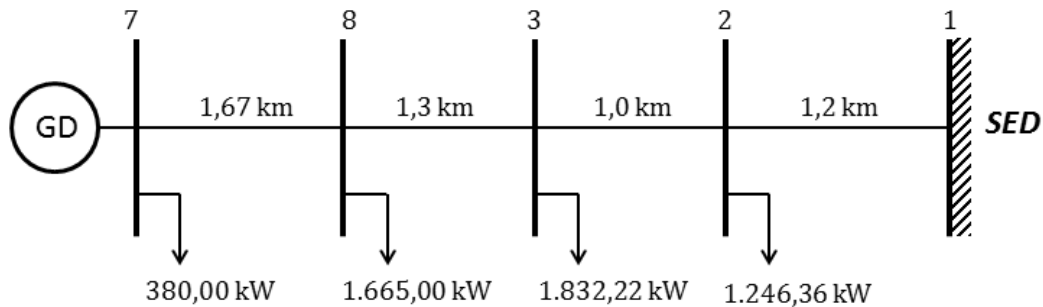


**Figura D.1.** Diagrama unifilar com trecho da rede de distribuição visto do gerador distribuído conectado na barra 006 até a subestação distribuidora

Na Figura D.2 está mostrado o diagrama unifilar com o trecho da rede entre o ponto 007, onde foi conectado o gerador distribuído, e a subestação distribuidora. As cargas mostradas referem-se à condição de carga pesada. Agrupando os dados no formato que possam ser comparados com a Metodologia temos:

- carga local pesada: 380,00 kW
- carga local leve: 114,00 kW

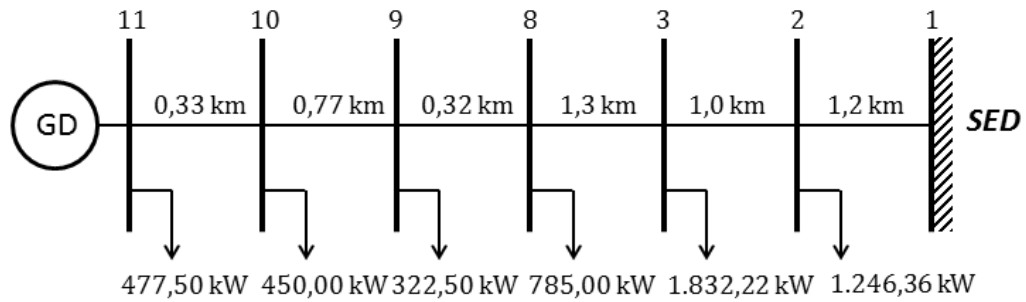
- carga distribuída pesada: 4.743,58 kW
- carga distribuída leve: 1.423,07 kW
- comprimento do alimentador: 5,17 km



**Figura D.2.** Diagrama unifilar com trecho da rede de distribuição visto do gerador distribuído conectado na barra 007 até a subestação distribuidora

Na Figura D.3 está mostrado o diagrama unifilar com o trecho da rede entre o ponto 011, onde foi conectado o gerador distribuído, e a subestação distribuidora. As cargas mostradas referem-se à condição de carga pesada. Agrupando os dados no formato que possam ser comparados com a Metodologia temos:

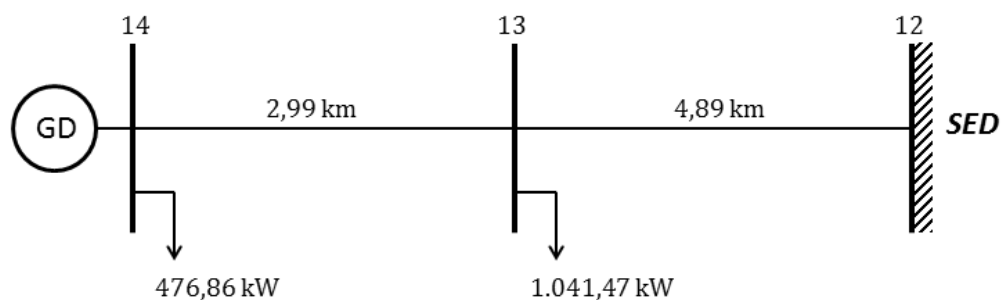
- carga local pesada: 477,50 kW
- carga local leve: 143,25 kW
- carga distribuída pesada: 4.646,08 kW
- carga distribuída leve: 1.393,82 kW
- comprimento do alimentador: 4,92 km



**Figura D.3.** Diagrama unifilar com trecho da rede de distribuição visto do gerador distribuído conectado na barra 011 até a subestação distribuidora

Na Figura D.4 está mostrado o diagrama unifilar com o trecho da rede entre o ponto 011, onde foi conectado o gerador distribuído, e a subestação distribuidora. As cargas mostradas referem-se à condição de carga pesada. Agrupando os dados no formato que possam ser comparados com a Metodologia temos:

- carga local pesada: 476,86 kW
- carga local leve: 143,06 kW
- carga distribuída pesada: 1.041,47 kW
- carga distribuída leve: 312,44 kW
- comprimento do alimentador: 7,88 km



**Figura D.4.** Diagrama unifilar com trecho da rede de distribuição visto do gerador distribuído conectado na barra 014 até a subestação distribuidora

Na Tabela D.5 estão mostrados os resultados obtidos com base na Metodologia para a máxima potência que poderia ser injetada em cada barra estudada do sistema, de acordo com o fator de potência do gerador distribuído e de acordo com a condição de regime de carga no alimentador.

**Tabela D.5.** Potência injetada máxima segundo a Metodologia para o sistema padrão do CIGRÉ de acordo com a barra conectada e o regime de carga

Regime de carga do alimentador	Potência injetada máxima (kW)		
	FP 0,95 indutivo	FP unitário	FP 0,95 capacitivo
Gerador conectado na barra 006			
Sem carga	5.170	10.347	10.569
Carga pesada	8.571	11.787	10.649
Carga leve	6.180	11.737	10.596
Gerador conectado na barra 007			
Sem carga	4.910	9.820	10.562
Carga pesada	8.315	11.802	10.631
Carga leve	5.921	11.759	10.586
Gerador conectado na barra 011			
Sem carga	5.159	10.326	10.569
Carga pesada	8.596	11.895	10.756
Carga leve	6.180	11.770	10.627
Gerador conectado na barra 014			
Sem carga	3.222	6.447	10.438
Carga pesada	4.355	8.461	10.819
Carga leve	3.561	7.038	10.553

Nota: As potências injetadas máximas em cada ponto correspondem à soma da potência injetada pelo gerador distribuído mais a potência da carga local.

## D.2) Avaliações Adicionais

### D.2.1) Resultados de Fluxo de Potência

Na Tabela D.6 e na Tabela D.7 são apresentados os resultados obtidos com as simulações de fluxo de potência para as condições de carga pesada da rede de distribuição modificada.

**Tabela D.6.** Resultados de fluxo de potência para o sistema modificado em regime de carga pesada e com a presença do gerador distribuído – Parte 1

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0		4,0		6,0	
	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)
Fator de potência unitário						
006	96,45	78,19	98,88	169,78	99,24	262,43
007	96,09	78,29	98,62	170,04	99,05	262,75
011	95,72	74,78	98,24	166,50	98,67	259,45
014	99,06	71,79	101,88	160,35	104,06	245,90
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	97,63	80,95	100,57	175,50	103,70	264,21
007	97,35	81,12	100,47	175,62	103,74	264,04
011	96,92	75,07	99,96	170,20	103,17	259,35
014	102,13	72,12	107,70	158,78	112,22	239,33
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	95,21	87,75	95,20	189,72	84,78	293,28
007	94,76	87,87	94,76	190,33	94,30	294,48
011	94,45	87,34	94,51	189,19	94,14	293,09
014	95,70	84,53	95,42	186,04	93,56	293,65



**Tabela D.7.** Resultados de fluxo de potência para o sistema modificado em regime de carga pesada e com a presença do gerador distribuído – Parte 2

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	8,0		10,0		12,0	
	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)
Fator de potência unitário						
006	101,05	349,37	102,00	436,89	102,68	524,18
007	100,91	349,67	101,88	437,22	102,56	524,61
011	99,96	348,65	101,55	434,32	102,29	521,67
014	105,66	329,75	105,96	416,21	105,17	507,35
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	105,96	350,58	108,50	432,19	110,81	511,14
007	106,11	350,00	108,75	431,13	111,14	509,56
011	105,49	346,03	108,10	427,85	110,46	506,93
014	116,33	314,68	120,25	385,47	122,90	456,49
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	93,90	399,75	92,49	511,18	90,38	630,96
007	93,35	401,85	91,78	514,86	89,39	637,65
011	93,33	399,91	91,98	511,62	89,95	631,50
014	92,41	341,13	88,08	409,12	83,44	466,69

Na Tabela D.8 e na Tabela D.9 são apresentados os resultados obtidos com as simulações de fluxo de potência para as condições de carga leve.

**Tabela D.8.** Resultados de fluxo de potência para o sistema modificado em regime de carga leve e com a presença do gerador distribuído – Parte 1

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	2,0		4,0		6,0	
	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)
Fator de potência unitário						
006	100,40	87,04	101,94	176,55	103,22	264,07
007	100,35	87,03	101,97	176,46	103,29	263,84
011	100,19	85,88	101,76	175,52	103,05	263,16
014	102,06	84,28	105,01	170,06	106,87	253,74
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	101,42	90,66	104,52	181,24	106,73	268,82
007	101,45	90,62	104,68	180,95	107,00	268,12
011	101,22	88,93	104,34	179,68	106,57	267,38
014	104,29	86,64	109,91	170,91	114,49	249,22
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	98,72	94,32	99,16	192,16	98,66	291,93
007	98,60	94,35	99,03	192,34	98,48	292,38
011	98,50	93,91	98,96	191,88	98,47	291,79
014	98,98	93,05	98,52	192,36	96,76	296,57

**Tabela D.9.** Resultados de fluxo de potência para o sistema modificado em regime de carga leve e com a presença do gerador distribuído – Parte 2

Barra conectada	Potência ativa injetada (MW)					
	8,0		10,0		12,0	
	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)	V (%)	I (A)
Fator de potência unitário						
006	104,25	350,28	105,05	435,77	106,21	518,16
007	104,35	349,91	105,15	435,30	106,30	517,69
011	104,10	349,45	104,91	435,00	106,09	517,43
014	107,64	337,96	108,52	420,54	106,21	583,84
Fator de potência 0,95 indutivo						
006	109,26	351,81	111,56	431,92	113,66	509,69
007	109,62	350,63	112,00	430,22	114,16	507,44
011	109,12	350,45	111,44	430,62	113,56	508,42
014	118,24	323,74	121,29	395,98	124,91	462,54
Fator de potência 0,95 capacitivo						
006	98,41	391,72	97,76	494,00	97,33	596,34
007	98,15	392,67	97,37	495,89	96,76	598,81
011	98,23	391,71	97,60	494,11	97,18	596,54
014	93,45	411,38	91,88	441,87	87,69	506,64

## D2.2) Resultados da aplicação da Metodologia

Analogamente ao que foi feito no subitem D1.2, foram determinadas as características das redes simplificadas. Foram corrigidos os comprimentos dos cabos entre as barras mais críticas e a subestação. As demais características foram mantidas.

- comprimento do alimentador para barra 006: 7,36 km;
- comprimento do alimentador para barra 007: 7,76 km;
- comprimento do alimentador para barra 011: 7,38 km;

- comprimento do alimentador para barra 014: 15,76 km.

Na Tabela D.10 estão mostrados os resultados obtidos com base na Metodologia para a máxima potência que poderia ser injetada em cada barra estudada do sistema modificado, de acordo com o fator de potência do gerador distribuído e de acordo com a condição de regime de carga no alimentador.

**Tabela D.10.** Potência injetada máxima segundo a Metodologia para o sistema modificado de acordo com a barra conectada e o regime de carga

Regime de carga do alimentador	Potência injetada máxima (kW)		
	FP 0,95 indutivo	FP unitário	FP 0,95 capacitivo
Gerador conectado na barra 006			
Sem carga	3.447,00	6.898,00	10.469,00
Carga pesada	6.874,36	11.863,36	10.411,36
Carga leve	4.458,91	9.139,91	10.457,91
Gerador conectado na barra 007			
Sem carga	3.273,00	6.551,00	10.446,00
Carga pesada	6.706,00	11.874,00	10.370,00
Carga leve	4.286,00	8.799,00	10.430,00
Gerador conectado na barra 011			
Sem carga	3.442,00	6.889,00	10.469,00
Carga pesada	6.904,50	11.974,50	10.521,50
Carga leve	4.465,25	9.112,25	10.490,25
Gerador conectado na barra 014			
Sem carga	1.611,00	3.224,00	8.615,00
Carga pesada	2.747,86	5.315,86	8.290,86
Carga leve	1.951,06	3.820,06	8.538,06

Nota: As potências injetadas máximas em cada ponto correspondem à soma da potência injetada pelo gerador distribuído mais a potência da carga local.