

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RÓGER SAMUEL ZULPO

**ALOCÇÃO OTIMIZADA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Porto Alegre

2014

RÓGER SAMUEL ZULPO

**ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre

2014

RÓGER SAMUEL ZULPO

ALOCAÇÃO OTIMIZADA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University Of Technology – Gothenburg, Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani, UNESP

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Felipe Hernández García, FURG

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella

Porto Alegre, junho de 2014.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, César Antônio Zulpo e Dilse Picolotto Zulpo, que sempre me incentivaram e apoiaram, especialmente nesta caminhada dentro da Engenharia Elétrica.

Dedico também à minha namorada, Karine dos Santos Caetano, pelo seu apoio, paciência e companheirismo.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Roberto Chouhy Leborgne pela presteza, serenidade e assertividade na orientação deste trabalho.

Ao Professor Arturo Suman Bretas pelos conselhos e instrução quanto à vida acadêmica.

Aos colegas do PPGEE pelos ensinamentos, discussões produtivas, camaradagem e momentos de descontração.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

RESUMO

Neste trabalho propõe-se um modelo de otimização que visa alocar a geração distribuída e determinar a injeção de potência ótima neste ponto, considerados três níveis de carga. Com este fim, utiliza-se uma função objetivo onde são mensuradas as perdas de potência ativa no sistema de distribuição, assim como os desvios de tensão em cada barra, sendo estes termos da função objetivo agrupados por meio de uma constante de proporcionalidade. O modelo apresenta ainda uma série de restrições, sendo estas as variáveis de decisão quanto a alocação da GD, fluxo de potência, limite de injeção de potência no sistema, relação entre as potências aparente, ativa e reativa, fator de potência e fluxo reverso de potência na subestação. Neste contexto emprega-se programação não linear com derivadas descontínuas para resolver matematicamente o modelo do sistema elétrico de potência. Quanto aos resultados, o que se observa é a grande capacidade que a GD possui, quando adequadamente ajustada, em melhorar os valores dos principais parâmetros computados neste estudo.

Palavras-chaves: Geração Distribuída. Otimização Matemática. Perdas de Potência Ativa. Nível de Tensão.

ABSTRACT

In this work it is proposed an optimization model that aims to allocate distributed generation and determine the optimum power injection at this point, considering three load levels. For this purpose, it is utilized an objective function which measures active power losses in the distribution system, as well as the voltage deviations at each bus, being these terms of the objective function grouped by a constant of proportionality. The model also presents a series of constraints, which are the decision variables for the allocation of DG, power flow, power injection limit on the system, the relationship between the apparent, active and reactive power, power factor and substation reverse power flow. In this context it is employed a nonlinear with discontinuous derivatives programming to mathematically solve the power system model. As for the results, what is observed is the strong influence that DG has, when properly adjusted, in the improvement of the values of the main parameters computed in this study.

Keywords: Distributed Generation. Mathematical Optimization. Active Power Losses. Voltage Level.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	MOTIVAÇÃO	11
1.2	OBJETIVOS	12
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	12
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	14
2.1	DEFINIÇÃO	14
2.2	VANTAGENS E DESVANTAGENS	15
2.3	TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	16
2.4	REGULAMENTAÇÃO	21
3	PERDAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS	25
3.1	IMPACTO ECONÔMICO	25
3.2	REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA ATRAVÉS DA MATRIZ ADMITÂNCIA DE BARRA	26
3.3	FLUXO DE POTÊNCIA	27
3.4	CÁLCULO DAS PERDAS DE POTÊNCIA	29
3.5	REGULAÇÃO DE TENSÃO	33
4	MODELO DE OTIMIZAÇÃO	35
4.1	FUNÇÃO OBJETIVO	37
4.1.1	Variabilidade da Carga	39
4.2	CONJUNTO DE RESTRIÇÕES	41
4.2.1	Variáveis de Decisão	41
4.2.2	Fluxo de Potência	41
4.2.3	Limite de Injeção de Potência	42
4.2.4	Triângulo de Potência	42
4.2.5	Fator de Potência	43
4.2.6	Fluxo de Potência Reverso na Subestação	43
4.2.7	Corrente Máxima na Linha	44
4.2.8	Limites das Variáveis	44
4.3	RESOLUÇÃO DO PROBLEMA	45
5	ESTUDO DE CASO	48
5.1	SISTEMA UTILIZADO	48
5.2	CURVA DE CARGA	50
5.3	ESTADO DO SISTEMA	50
6	RESULTADOS	53
6.1	AValiação PRELIMINAR	53
6.2	IMPACTO DAS INJEÇÕES ÓTIMAS DE POTÊNCIA	57
6.3	FUNÇÃO OBJETIVO E PENETRAÇÃO ÓTIMA DA GD PARA CADA BARRA DO SISTEMA	66
6.4	ALTERAÇÕES NO FLUXO DE POTÊNCIA PARA A GD ÓTIMA	67
7	CONCLUSÃO	70

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Esquema do processo de cogeração.	17
Figura 2 Evolução do preço do painel solar (Watt instalado por US\$).	18
Figura 3 Evolução do preço da turbina eólica (kW instalado por US\$).	19
Figura 4 Custo da energia elétrica produzida no Brasil por fonte.	20
Figura 5 Representação de um trecho de linha desconsiderada a susceptância shunt.	30
Figura 6 Representação de um trecho de linha considerada a susceptância shunt.	31
Figura 7 Injeções e demandas de potência ativa e reativa.	33
Figura 8 Comparação de nível de tensão com e sem GD.	34
Figura 9 Variação da carga ao longo de um período de 24 horas.	40
Figura 10 Fluxograma para a resolução do problema proposto.	45
Figura 11 Topologia do IEEE 33 barras.	48
Figura 12 Perfil de tensão do alimentador sem GD.	52
Figura 13 Fluxo de potência para três níveis de carga.	52
Figura 14 Comportamento da FO e FP em função da injeção de potência na barra 5.	53
Figura 15 Comportamento da FO e FP em função da injeção de potência na barra 7.	54
Figura 16 Comportamento da FO e FP em função da injeção de potência na barra 15.	55
Figura 17 Comportamento da FO e FP em função da injeção de potência na barra 20.	55
Figura 18 Comportamento da FO e FP em função da injeção de potência na barra 27.	56
Figura 19 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 2.	58
Figura 20 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 5.	60
Figura 21 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 7.	61
Figura 22 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 15.	62
Figura 23 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 20.	63
Figura 24 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 27.	65
Figura 25 Valor da FO para a injeção ótima de potência em cada barra.	66
Figura 26 Potência aparente ótima injetada em cada barra.	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Geração através de energias não renováveis.	17
Tabela 2 Geração através de energias renováveis.	18
Tabela 3 Evolução da matriz de energia elétrica brasileira (potência instalada).....	20
Tabela 4 Limites de potência.	23
Tabela 5 Composição das perdas técnicas.....	25
Tabela 6 Perdas financeiras associadas a perdas na rede primária.....	26
Tabela 7 Dimensões do problema de fluxo de potência.....	28
Tabela 8 Classificação da TL em função da TR.....	34
Tabela 9 Valores de referência da constante de proporcionalidade μ	38
Tabela 10 Potência média e número de horas para cada nível de carga.....	40
Tabela 11 Limites para cada variável.	44
Tabela 12 Relação de linhas e cargas referente ao sistema IEEE 33 barras.....	49
Tabela 13 Potência média injetada pela subestação para cada nível de carga.	50
Tabela 14 Perda de potência ativa e desvio de tensão no alimentador sem GD.....	51
Tabela 15 Comparação entre os pontos ótimos obtidos.	57
Tabela 16 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 2.....	59
Tabela 17 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 5.....	59
Tabela 18 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 7.....	61
Tabela 19 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 15.....	62
Tabela 20 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 20.....	64
Tabela 21 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 27.....	64
Tabela 22 Fluxo de potência para carga leve na seção 1-18.	68
Tabela 23 Fluxo de potência para carga leve nas seções 2-22, 3-25 e 6-33.....	69

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

APE: Autoprodutores de Energia Elétrica

CCEI: Contrato de Compra de Energia Incentivada

CGH: Centrais Geradoras Hidrelétricas

CNPJ: Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica

CPF: Cadastro de Pessoa Física

FO: Função Objetivo

FP: Fator de Potência

GAMS: General Algebraic Modeling System

GD: Geração Distribuída

IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers

MATLAB: Matrix Laboratory

MT: Média Tensão

NEOS: Network Enabled Optimization System

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PIE: Produtores Independentes de Energia Elétrica

PSAT: Power System Analysis Toolbox

SEP: Sistema Elétrico de Potência

SIN: Sistema Interligado Nacional

TL: Tensão Lida

TR: Tensão de Referência

UC: Unidade Consumidora

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Com o aumento significativo do uso da geração distribuída (GD), caracterizada por pequenas gerações próximas as cargas no sistema elétrico de potência, devido, entre outros, a diminuição dos custos associados, o desenvolvimento de novas regulamentações e o maior apreço por fontes de energia renováveis (TAÚTIVA e CADENA, 2008), muitos estudos têm sido realizados com o intuito de alocar e dimensionar este recente tipo de geração. Os objetivos e as abordagens são para o uso da GD são variados, assim como as questões técnicas que podem ser examinadas; sendo alguns dos aspectos relacionados com o perfil de tensão, perdas de potência ativa e reativa, proteção, aspectos de qualidade de energia elétrica e estabilidade. Neste contexto, verifica-se a utilização da otimização matemática, através da formulação de modelos e soluções por meio de algoritmos genéticos, enxame de partículas e otimização clássica com o intuito de encontrar as melhores soluções para planejar a operação de um determinado sistema em conjunto com a GD (HIEN, MITHULANANTHAN e BANSAL, 2013). Além destas ferramentas de otimização, têm-se ainda a utilização da análise de sensibilidades e o estudo de casos como forma de ajustar o melhor uso desta geração.

A GD apresenta ainda diversas vantagens potenciais, entre estas o retardo em investimentos para ampliação de gerações centralizadas, assim como a construção de novas unidades, além de adiar a necessidade de redimensionamento de linhas de transmissão e seus equipamentos associados devido o atendimento da carga localmente. observa-se também o reduzido tempo de implantação da geração distribuída quando comparado com o tempo necessário para a construção e entrada em funcionamento de grandes projetos de geração (GUEDES, SANTOS, *et al.*, 2009). No entanto, existem desvantagens quando a GD é mal alocada ou dimensionada, pode-se transformar potenciais benefícios em problemas como o

aumento de perdas no sistema, piora do perfil de tensão, violações de parâmetros de qualidade, problemas de coordenação e seletividade da proteção nos alimentadores, entre outros.

1.2 OBJETIVOS

Consideradas estas questões, propõe-se neste trabalho um modelo de otimização matemática que tem por objetivo determinar quais as injeções ótimas de potência ativa e reativa, para cada uma das barras de um sistema de distribuição, e por conseguinte quais as barras mais adequadas para a alocação da GD, as pouco adequadas, além da localização ótima. Para modelar este problema, emprega-se programação não-linear com derivadas descontínuas onde, além da função objetivo que visa a minimização das perdas de potência ativa em conjunto com o desvio de tensão, tem-se o uso de uma série de restrições de igualdade e desigualdade, assim como a limitação de variáveis, que tem por finalidade restringir o espaço de busca do algoritmo utilizado no processo.

Verifica-se também a variabilidade da carga de um sistema de distribuição de energia elétrica, e como esta característica influi na estimação das perdas de potência ativa e nível de tensão. Neste sentido, propõe-se a divisão da carga, que é mensurada na subestação, em três níveis (carga pesada, média e leve) com potências médias que representam cada um dos patamares.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Quanto a organização do trabalho, este é dividido em sete capítulos. No segundo são apresentadas as definições de geração distribuída, algumas vantagens e desvantagens, tecnologias utilizadas na geração e aspectos regulatórios pertinentes. Durante o terceiro capítulo realiza-se uma revisão quanto às perdas de potência em sistemas elétricos, impactos

financeiros, método de cálculo de fluxo de potência e de perdas, além de regulação de tensão. No quarto capítulo apresenta-se o modelo de otimização, a função objetivo, o conjunto de restrições e limites de variáveis, o método de análise quanto a variabilidade da carga e as considerações sobre a resolução do problema. No quinto capítulo é apresentado o sistema utilizado para testes, sua topologia e características; também são examinadas as condições iniciais no que tange ao nível de tensão e perdas de potência ativa para três níveis de carregamento. No capítulo 6 são expostos os resultados, em um primeiro momento realiza-se uma avaliação preliminar para verificar se os resultados obtidos são os ótimos locais, em seguida são apresentadas as injeções ótimas de potência e seus efeitos no sistema. No último capítulo do texto são apresentadas as conclusões obtidas por meio dos resultados e as possibilidades de trabalhos futuros.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 DEFINIÇÃO

Ainda não existe uma definição de geração distribuída que seja universalmente aceita entre os pesquisadores. De acordo com (TAÚTIVA e CADENA, 2008), algumas definições podem ser utilizadas para caracterizar a GD:

- Geração elétrica de pequeno porte em relação a grandes centrais de geração, de forma que a GD possa se conectar em praticamente qualquer ponto do sistema elétrico.
- Geração ou armazenamento de energia em micro escala, instalada próxima a carga, existindo a possibilidade de compra ou venda de energia no sistema elétrico de potência (SEP), onde em alguns casos a máxima eficiência energética é atingida.
- Geração que corresponde a pequenas unidades produtoras, com potência ativa menor que 5 MW, conectada em baixa tensão e alocada no ponto de consumo.
- Geração conectada ao sistema de distribuição local, não possuindo conexão direta com o sistema de transmissão e de acordo com os requerimentos de conexão.

Nota-se que todas estas definições, de um modo geral, possuem alguns fatores preponderantes como o limite superior de potência gerada, razoavelmente abaixo daquelas praticadas pelos grandes sistemas de geração (centenas ou mais de MW) e a preferência pela conexão no SEP em tensões menos elevadas, como a média tensão (MT), característica do sistema de distribuição. Neste sentido (PEPERMANS, DRIESEN, *et al.*, 2003) cita que a GD pode ser definida como aquela cuja potência não ultrapassa 50-100 MW, sendo geralmente conectada ao sistema de distribuição.

Legalmente, no Brasil, a geração distribuída é definida através do Decreto nº 5163/04 no seu artigo 14º onde lê-se:

[...] considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei no 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador [...] (BRASIL, 2004).

Excetuam-se deste contexto geradores hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétricos com eficiência energética inferior a 75%. No entanto, unidades termelétricas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não precisam atender este percentual de eficiência para serem considerados GD.

2.2 VANTAGENS E DESVANTAGENS

A GD apresenta inúmeras vantagens e benefícios, assim como desvantagens e custos (RAWSON, 2004). Sendo que estes elementos podem ter razoável variabilidade conforme as características do SEP, ponto de conexão, potência gerada, além do tipo de tecnologia utilizada.

Vantagens e benefícios:

- Redução de perdas nas linhas de transmissão e distribuição, pois as cargas podem ser alimentadas, ao menos parcialmente, de forma local.
- Postergação do investimento em infra-estrutura pois o crescimento da carga poderia ser acompanhada, até certo ponto, pelo aumento de potência sob responsabilidade da GD.
- Melhora na segurança do sistema, uma vez que a dependência da geração centralizada diminui.
- Aumento da confiabilidade e qualidade de energia elétrica no caso de proprietários de GD com cargas sensíveis.

- Mitigação do poder de mercado de grandes geradores, forçando unidades mais custosas a se adequarem a nova realidade e possivelmente diminuindo preços.
- Possibilidade de maior inserção de fontes renováveis de energia e redução de emissões de gases poluentes como o SO₂ e o NO_x.
- Controle de tensão por meio de injeção de potência reativa.
- Aumento da eficiência energética com o uso do calor fornecido durante a geração.
- Controle da fonte de energia por parte do consumidor.
- Menor custo da eletricidade devido a geração no local de consumo.

Desvantagens e custos:

- Diminuição da receita da concessionária devido à autogeração de eletricidade.
- Custos relacionados a incentivos dados a produtores de energias limpas.
- Custo de estudo e manutenção da conexão com o SEP.
- Emissão local de gases poluentes no caso de GD que não utiliza combustível limpo, sendo possível a cobrança de taxas neste caso.
- Desafios referentes ao fornecimento de combustível.
- Custo dos equipamentos necessários à geração local e de sua manutenção associada.

2.3 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Existem diversas tecnologias que podem ser empregadas como fonte de energia na geração distribuída. Pode-se utilizar turbina ou motor a combustão, célula de combustível, biomassa, energia eólica, energia hidráulica, além do uso de energia solar por meio de células fotovoltaicas ou termoacumuladores, entre outros, conforme Tabela 1 e Tabela 2. Sendo as energias renováveis definidas como aquelas que, de um modo geral, não estão sujeitas a esgotamento, como o calor e luz proveniente do sol, a força do vento, matéria orgânica

(biomassa), quedas d'água, energia dos oceanos e calor geotérmico (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2012).

Destaca-se também a cogeração, onde utiliza-se além da energia elétrica produzida, a energia calorífica, que de outro modo seria perdida, desta forma alcançando níveis de eficiência de até cerca de 90%. Além disto, a cogeração (Figura 1) apresenta um baixo tempo de retorno de investimento e a possibilidade de emissões reduzidas de poluentes ao utilizar gás natural como combustível (DEEC, 2005).

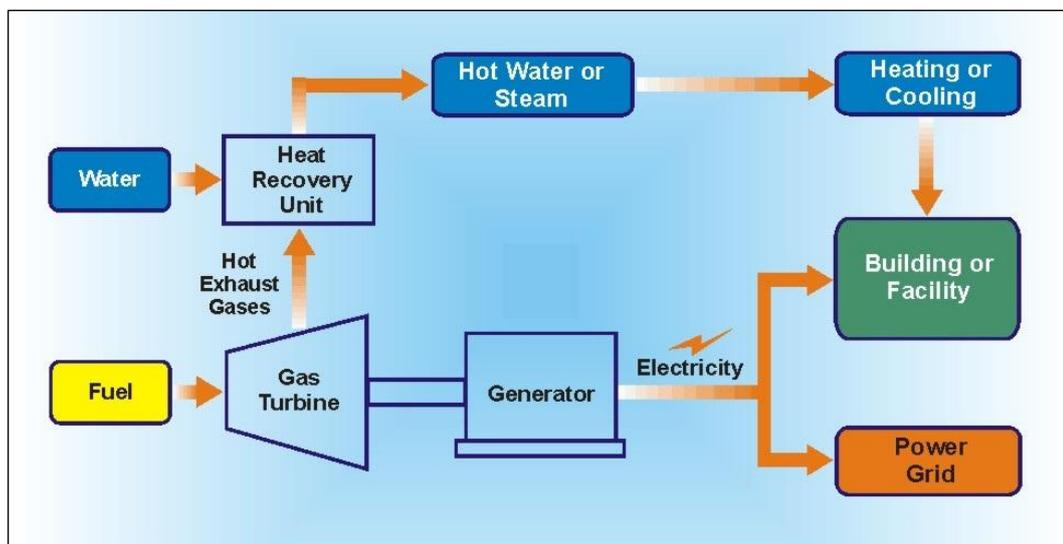


Figura 1 Esquema do processo de cogeração.

Fonte: (CENTRAX GAS TURBINES, 2013).

Tabela 1 Geração através de energias não renováveis.

Tecnologia	Potência Típica do Módulo
Turbina a gás de ciclo combinado	35 - 400 MW
Motor a combustão interna	5 kW - 10 MW
Turbina a combustão	1 - 250 MW
Micro-turbina	35 kW - 1 MW

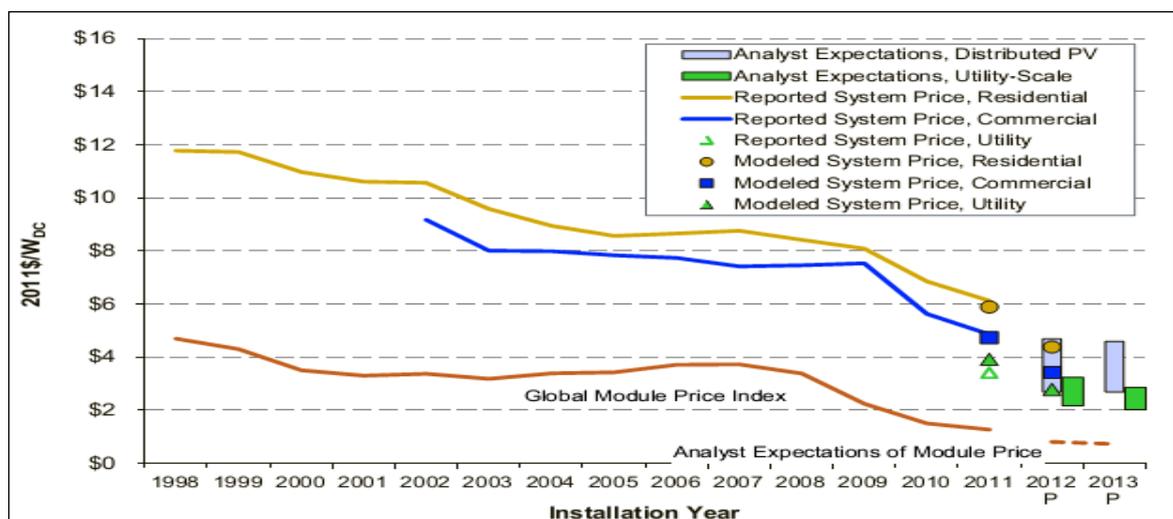
Fonte: (ACKERMANN, ANDERSSON e SODER, 2001) modificado.

Tabela 2 Geração através de energias renováveis.

Tecnologia	Potência Típica do Módulo
Micro hidrelétrica	25 kW - 1 MW
Pequena hidrelétrica	1 MW - 100 MW
Turbina eólica	200 W - 3 MW
Célula fotovoltaica	20 W - 100 kW
Solar com coletor central	1 - 10 MW
Solar com sistema Lutz	10 - 80 MW
Biomassa	100 kW - 20 MW
Célula combustível - PAFC	200 kW - 2 MW
Célula combustível - MCFC	250 kW - 2 MW
Célula combustível - PEMFC	1 - 250 kW
Célula combustível - SOFC	250 kW - 5 MW
Geotérmica	5 - 100 MW
Energia do oceano	100 kW - 1 MW
Máquina de Stirling	2 - 10 kW
Armazenamento em bateria	500 kW - 5 MW

Fonte: (ACKERMANN, ANDERSSON e SODER, 2001) modificado.

Em suma, observa-se que cada um destas formas de produção possui determinadas características quanto a emissão de gases poluentes, renovabilidade, custos de instalação, manutenção e compra de combustível, existindo também a questão da legislação que pode privilegiar algum destes meios de geração.

**Figura 2 Evolução do preço do painel solar (Watt instalado por US\$).**

Fonte: (FELDMAN, BARBOSE, *et al.*, 2012).

Referente às energias renováveis no Brasil segundo (BURDA, BALTAZAR e BERNARDO, 2011), existem diversos projetos em andamento que utilizam energia solar, soma-se a isso a tendência de queda de preços (Figura 2) que hoje estão entre 3000 e 7000 US\$ por kW instalado e 200 a 300 US\$ por MWh produzido, o que se espera é um aumento da presença deste tipo de energia na matriz nacional no futuro. Com relação à energia eólica, inúmeros estudos quanto a implantação deste tipo de geração estão sendo realizados, especialmente no nordeste brasileiro, pois estima-se que no Brasil exista um potencial eólico de 60 GW a ser explorado. Além de que previsões indicam que no ano de 2020 exista uma potência instalada de 1200 GW no mundo, o que corresponderia a 12% da energia gerada. Quanto aos custos associados a este tipo de fonte de energia, em alguns projetos chegou-se a valores na faixa de US\$1100 por kW instalado (Figura 3) e US\$53 por MWh.

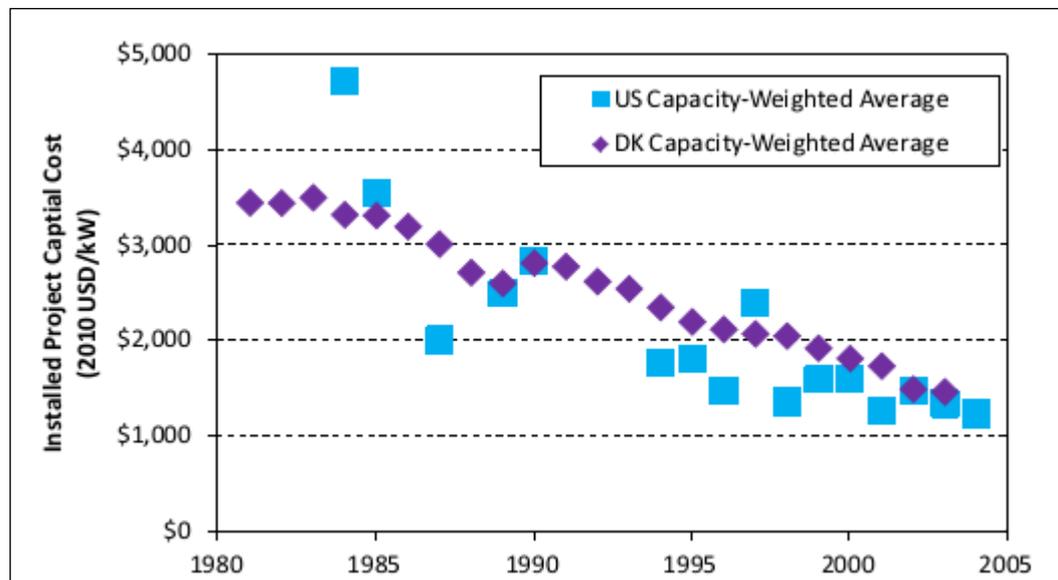


Figura 3 Evolução do preço da turbina eólica (kW instalado por US\$).

Fonte: (LANTZ, HAND e WISER, 2012).

Quanto ao uso de biomassa como fonte de energia, projeções da Agência Internacional de Energia estimam um aumento de 10 TWh (1995) para 27 TWh (2020), sendo que no Brasil foram inseridos cerca de 180 MW de capacidade instalada somente no ano de 2003, onde parte deste sucesso pode ser atribuído ao baixo custo de geração de energia elétrica que esta

fonte possui, conforme pode ser observado na Figura 4. No entanto este tipo de tecnologia trás consigo alguns fatores negativos como a instituição da monocultura, perda de biodiversidade e extenso uso de agrotóxicos.

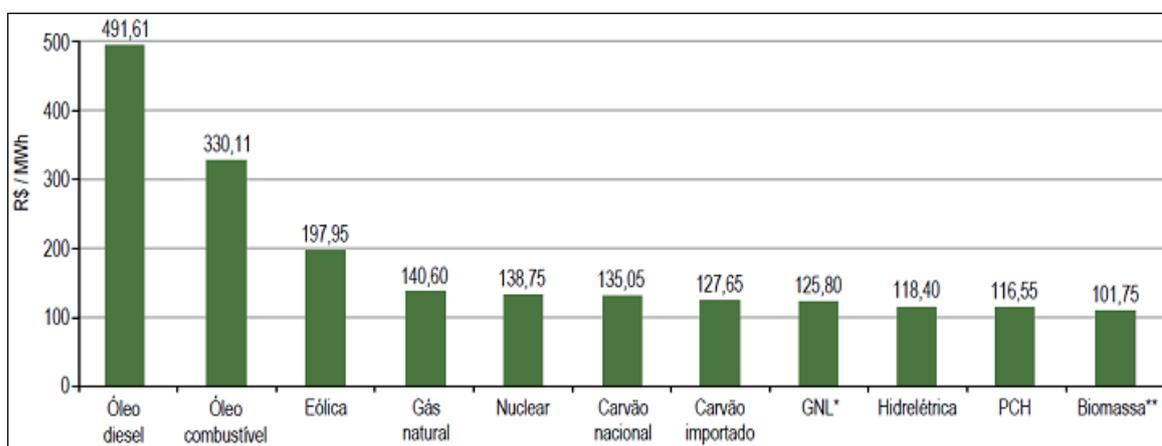


Figura 4 Custo da energia elétrica produzida no Brasil por fonte.

*Gás Natural Liquefeito - **Bagaço de Cana-de-açúcar.

Fonte: (ANEEL, 2008).

No que consta o uso de fontes hidráulicas dentro do escopo da GD e de energias renováveis, pode-se citar as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) com até 1 MW de potência instalada e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) com até 30 MW. Na Tabela 3 tem-se a representatividade de cada tipo de geração e o crescimento previsto até 2017.

Tabela 3 Evolução da matriz de energia elétrica brasileira (potência instalada).

Tipo	2012		2017		Crescimento 2012-2017	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	89.521	77,9	107.495	73,3	17.974	20,1
Nuclear	1.990	1,7	3.395	2,3	1.405	70,6
Gás/GNL	9.808	8,5	12.706	8,7	2.898	29,5
Carvão	2.125	1,9	3.205	2,2	1.080	50,8
Biomassa	4.948	4,3	5.875	4	927	18,7
Outros	749	0,7	749	0,5	0	0
Óleo Combustível/Diesel	4.048	3,5	4.672	3,2	624	15,4
Eólica	1.762	1,5	8.477	5,8	6.715	381,1
Total	114.951	100	146.574	100	31.623	27,5

Fonte: (ONS, 2013).

Deste modo, nota-se um fortíssimo aumento (381%) na potência instalada de geradores eólicos durante o período analisado, passando de 1762 para 8477 MW e compondo quase 6% da matriz energética brasileira. Também verifica-se um aumento modesto no uso da biomassa, cerca de 927 MW no período, quando comparado ao crescimento percentual no uso do carvão como fonte primária de energia. No entanto, apesar da diminuição no percentual do uso da energia hidráulica em relação ao todo, tem-se o maior aumento absoluto, com quase 18 GW.

Além disto, usinas de menor porte costumam ser instaladas em pequenas quedas d'água e próximas aos centros de consumo como no caso de conexão com o sistema de distribuição. Ainda, observa-se que no Brasil o aproveitamento hídrico é de cerca de 30% (ANEEL, 2008), o que deixa elevada margem para crescimento deste tipo de fonte de energia.

2.4 REGULAMENTAÇÃO

Dentro do âmbito legal brasileiro, a geração distribuída pode ser realizada por autoprodutores (APE), produtores independentes de energia elétrica (PIE) e Agentes Geradores. De acordo com o Decreto 2003 de 1996, o APE é um ente tal que possui autorização ou concessão para produzir sua própria energia elétrica, no entanto pode comercializar o excedente mediante autorização da ANEEL, já o PIE possui autorização ou concessão para produzir energia elétrica com fins comerciais. No caso dos Agentes Geradores, estes são titulares dos serviços públicos delegados e podem, por meio de licitação, explorar e prestar serviços de energia elétrica (MENDES e PINTO, 2011).

Ainda conforme o Decreto 2003, o aproveitamento de potencial hidráulico depende de licitação e concessão quando ultrapassar 1 MW explorado por PIE e 10 MW explorado APE. Já no caso de usina termelétrica com potência superior a 5 MW destinadas a APE e PIE, assim como no caso de usina hidrelétrica entre 1 e 10 MW destinada a APE, faz-se necessária

apenas autorização. Além disso, fica garantido o acesso à rede de distribuição da concessionária ou permissionária mediante o ressarcimento do custo de transporte de energia elétrica envolvido, conforme artigo 13 da Seção III. Sendo também definidas nas seções seguintes aspectos relativos a modalidade da operação energética (integrada ou não integrada), encargos financeiros da exploração de energia elétrica, assim como a fiscalização técnica e penalidades.

A atuação dos APE e PIE é limitada por um conjunto de regulamentos. Entre eles está a Lei nº 9074 de 1995 que dispõe sobre as normas de outorga, concessão e permissão de serviços públicos, sendo o seu Capítulo II referente aos serviços de energia elétrica. Destaca-se o artigo 8º onde se afirma que no aproveitamento de potenciais hidráulicos até 1 MW e de implantação de usinas termoeletricas até 5 MW não se faz necessária a concessão, permissão ou autorização, devendo-se apenas comunicar o poder concedente; no entanto, a utilização de potencial hidráulico para fins de produção independente necessita de contrato de concessão de uso de bem público. A Seção II deste capítulo trata do PIE, no artigo 11 este é definido e no artigo 12 trata-se das condições de venda de energia elétrica por parte do produtor que pode ser feita para:

- Concessionária.
- Consumidores com carga superior a 3 MW (sob condições específicas dos art. 15 e 16).
- Consumidores industriais ou comerciais que também recebam vapor oriundo de cogeração do mesmo produtor.
- Qualquer consumidor, desde que previamente acordado com a concessionária de distribuição.
- Qualquer consumidor, desde que não tenha sido atendido, quanto ao fornecimento de energia elétrica pela concessionária observado um prazo de 180 dias.

A resolução normativa 247 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2006) versa sobre a comercialização de energia elétrica a partir de fontes de geração primária incentivadas para cargas do tipo consumidor especial, com este definido como unidade consumidora (UC) ou conjunto de UCs do grupo “A”, integrantes do mesmo submercado do Sistema Interligado Nacional (SIN), com carga maior ou igual a 500 kW. Sendo os agentes geradores incentivados delimitados como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) até 1 MW ou aqueles cuja fonte primária seja biomassa, energia eólica ou solar até 30 MW.

No caso da geração distribuída, de acordo com o artigo 3º, é prevista a redução de no mínimo 50% nas tarifas de uso do sistema elétrico quando celebrado o contrato com consumidor especial; havendo também penalidades associadas à ultrapassagem (5%) dos montantes contratados. No artigo 4º desta resolução, defini-se as disposições mínimas que devem estar presentes no Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI) celebrado entre as partes, sendo os elementos: energia elétrica contratada, período de suprimento, critérios de rescisão e submercados de entrega e de consumo.

A resolução normativa 482 (ANEEL, 2012a) estabelece os limites de potência ativa para Geração Distribuída (GD) do tipo micro e mini, conforme Tabela 4. Sendo que as fontes de energia devem ser hidráulica, solar, eólica, biomassa ou, no caso de cogeração qualificada, sendo este atributo definido de acordo com critérios de racionalidade energética e resolução específica.

Tabela 4 Limites de potência.

Tipo de GD	Potência Máxima (kW)
Micro	100
Mini	1000

Quanto à remuneração, o modelo legal permite a utilização do sistema de compensação de energia elétrica no caso de micro e minigeração. A energia cedida ao sistema de distribuição pode ser utilizada para compensar o uso em um ou mais locais, desde que estes estejam atrelados ao Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) do produtor. Além disso, os custos de reformas ou reforços decorrentes da instalação deste tipo de geração distribuída são arcados exclusivamente pela distribuidora, não sendo repassados para o acessante.

3 PERDAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS

3.1 IMPACTO ECONÔMICO

Um dos grandes motivadores no estudo e na tentativa de se mitigar as perdas em sistemas elétricos de potência (SEP) é a diminuição das perdas financeiras associadas. Neste aspecto, algumas das partes do SEP que mais contribuem para o total de energia desperdiçada são o transformador de distribuição e a rede primária, conforme Tabela 5. Sendo componentes do segmento outros os ramais de ligação, medidores de energia, capacitores, reguladores de tensão, corrente de fuga em isolares e pára-raios, além de eventuais conexões.

Tabela 5 Composição das perdas técnicas.

Segmento	Percentual de Perdas Técnicas	Percentual do Total de Energia
Sistema de Alta Tensão	16 - 25	1,5 - 2
Subestação de Distribuição	9 - 17	0,5 - 1,0
Rede Primária	15 - 30	0,5 - 2,5
Transformador de Distribuição	15 - 55	1 - 2
Rede Secundária	3 - 30	0,1 - 2
Outros	8,5 - 23	0,45 - 1,4

Fonte: (MÉFFE, 2001).

Sabe-se que em 2010 o consumo de energia elétrica situava-se em cerca de 450 TWh e que para 2020 temos uma previsão de consumo de 730 TWh (TOLMASQUIM, 2011). Com isso e observando os dados referentes ao percentual de energia perdida em redes primárias, entre 0,5 e 2,5%, pode-se estimar os custos financeiros associados dado um preço de 115 R\$/MWh (SALUSTIANO, FARIA, *et al.*, 2013). Desta forma obtém-se a Tabela 6, onde destaca-se que no primeiro ano (2010), as perdas financeiras foram da ordem de 260 (melhor caso) a 1300 (pior caso) milhões de Reais somente consideradas as perdas de potência ativa

em redes primárias. Já no segundo ano, projeta-se que estas perdas aumentem 61%, atingindo mais de 2 bilhões de Reais no pior caso.

Tabela 6 Perdas financeiras associadas a perdas na rede primária.

ANO	Energia Elétrica Gerada (TWh)	Perdas (Milhões de R\$)	
		0,50%	2,50%
2010	450	258,75	1293,75
2020	730	419,75	2098,75

3.2 REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA ATRAVÉS DA MATRIZ ADMITÂNCIA DE BARRA

Uma das formas largamente utilizadas para representar a topologia do sistema, tanto quanto as conexões elétricas existentes entre barras e barra-terra se faz através do uso da matriz admitância de barra. Define-se esta matriz por meio da relação do vetor corrente injetada (dimensão n) e o vetor de tensão complexa (dimensão n), conforme Equações 3.1 e 3.2 e possui dimensão $n \times n$, sendo n o número de barras.

Além disso, verifica-se que os elementos que possuem simetria em relação a diagonal principal são iguais ($Y_{km} = Y_{mk}$). Também tem-se uma vantagem no uso deste formato; esta reside na facilidade com que se pode atualizar a representação do sistema frente a uma modificação do mesmo. Neste caso, utiliza-se a matriz ΔY que representa as admitâncias que devem ser somadas ou subtraídas da matriz admitância original (STEVENSON JR. e GRAINGER, 1994).

$$I = YE \quad (3.1)$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \vdots \\ E_n \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

De acordo com (GÓMEZ-EXPÓSITO, CONEJO e CAÑIZARES, 2009), os elementos que compõem a matriz admitância de barra são obtidos através de duas leis de formação. A primeira serve para os elementos da diagonal principal (Equação 3.3), onde ocorre a soma de todas as admitâncias ligadas a esta barra, inclusive admitância “shunt”. Já a segunda lei de formação é utilizada para compor os elementos fora da diagonal principal onde se computa o negativo da admitância entre as barras k e m , conforme a Equação 3.4. Em virtude destas características, espera-se que em um sistema de distribuição radial, a maior parte dos elementos fora da diagonal da matriz sejam nulos, uma vez que as barras tendem a possuir um pequeno número de conexões entre si, geralmente uma ou duas.

$$Y_{kk} = \sum_{k \in m} y_{km} \quad (3.3)$$

$$Y_{km} = -y_{km} \quad (3.4)$$

3.3 FLUXO DE POTÊNCIA

Para se resolver o problema de fluxo de potência, faz-se necessário determinar quais equações e quais barras serão utilizadas na formulação do mesmo. Neste sentido, o primeiro passo é identificar os tipos de barra do sistema, que podem ser $V\theta$, PV ou PQ (STEVENSON JR. e GRAINGER, 1994).

A barra $V\theta$, também conhecida como “slack bus”, serve como referência angular no sistema analisado e em sistemas de distribuição geralmente é designada como a barra da subestação. Este tipo de barra não contribui com equações de potência ativa e reativa na formulação do problema de fluxo de potência. As barras PV são típicas de geração, possuem potência ativa definida através do controle do torque aplicado no rotor e o módulo da tensão através do controle de excitação do gerador. Cada uma destas barras contribui com uma equação de potência ativa. Já as barras PQ, que são definidas como barras de carga,

contribuem com duas equações cada, onde se têm especificadas as demandas de potência ativa (P_{DI}) e reativa (Q_{DI}).

No entanto, considerado o caso particular da GD, pode-se tanto modelar sua participação no sistema através de uma barra PQ (carga negativa) ou mesmo através de uma barra PV, caso exista o objetivo de se ajustar uma tensão em específico para este nó (QUEZADA, ABBAD e ROMÁN, 2006). Em suma, verifica-se que a dimensão deste problema para um sistema de n barras é de $(npv + 2npq)$ equações com o mesmo número de incógnitas, conforme Tabela 7.

Tabela 7 Dimensões do problema de fluxo de potência.

Tipo	Número de Barras	Número de Equações	Incógnitas
V θ	1	0	-
PV	npv	npv	θ
PQ	npq	2npq	V e θ
Total	n	npv + 2npq	npv + 2npq

Com o objetivo de se obter os fluxos de potência em cada trecho do sistema analisado, faz-se necessário estimar as magnitudes e ângulos das tensões de cada barra. Para isto, utiliza-se a ideia de que tanto as potências ativas como reativas de uma determinada barra do sistema devem perfazer um somatório nulo, ou seja, a potência gerada subtraída da potência demandada (especificada) e da potência transmitida (calculada) é zero, conforme as Equações 3.5 e 3.6. As potências especificadas são conhecidas e as potências calculadas obedecem às relações dispostas nas Equações 3.7 e 3.8 (MONTICELLI, 1983).

$$\Delta P_k = (P_{gk} - P_{dk}) - P_k^{calc} = P_k^{esp} - P_k^{calc} \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_k = (Q_{gk} - Q_{dk}) - Q_k^{calc} = Q_k^{esp} - Q_k^{calc} \quad (3.6)$$

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.7)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.8)$$

Onde:

V_k e V_m : módulo da tensão das barras k e m , respectivamente.

θ_{km} : diferença angular entre as barras k e m , $(\theta_k - \theta_m)$ em radianos.

G_{km} e B_{km} : elementos das submatrizes G e B , onde $Y = G + jB$.

O problema é resolvido quando o erro associado à diferença entre os valores especificados e calculados para todas as potências de todas as barras é menor que uma determinada tolerância (Equação 3.9). Sendo que para este fim, podem-se utilizar diversas técnicas iterativas que visam a solução de problemas não lineares como o método de Gauss-Siedel, Newton-Raphson e demais métodos derivados deste (GÓMEZ-EXPÓSITO, CONEJO e CAÑIZARES, 2009).

$$\begin{cases} |\Delta P_k| \leq \varepsilon \\ |\Delta Q_k| \leq \varepsilon \end{cases} \quad (3.9)$$

3.4 CÁLCULO DAS PERDAS DE POTÊNCIA

As perdas de potência em linhas de distribuição são determinadas pela corrente e a impedância de cada ramo do sistema segundo (BO e KA, 2011). De forma que com o intuito de mitigar as perdas de potência pode-se tanto diminuir o módulo da corrente como a impedância da linha.

Assim é possível expressar as perdas de potência ativa e reativa de todo o sistema por meio das Equações 3.10 e 3.11 respectivamente (KASHEM, LE, *et al.*, 2006), dado que S é o conjunto de todos os ramos. Nota-se ainda que as perdas de potência ativa estão vinculadas com a resistência do trecho e as perdas de potência reativa com a reatância do mesmo.

$$P_{loss} = \sum_S |I_{km}|^2 R_{km} \quad (3.10)$$

$$Q_{loss} = \sum_S |I_{km}|^2 X_{km} \quad (3.11)$$

Onde:

P_{loss} e Q_{loss} : perda de potência ativa e reativa, respectivamente.

R_{km} , X_{km} e I_{km} : resistência, reatância e corrente, respectivamente, da seção.

Caso a seção de linha seja representada por meio de sua admitância (Figura 5), pode-se obter a corrente neste trecho conforme Equação 3.12. Deste modo têm-se as Equações 3.13 e 3.14 que representam as perdas por meio das tensões dos terminais e dos parâmetros da linha.

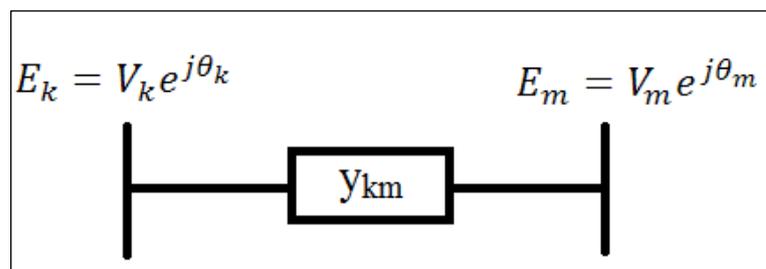


Figura 5 Representação de um trecho de linha desconsiderada a susceptância shunt.

$$|(E_k - E_m)y_{km}| = |I_{km}| \quad (3.12)$$

$$P_{loss} = \sum_S |(E_k - E_m)y_{km}|^2 R_{km} \quad (3.13)$$

$$Q_{loss} = \sum_S |(E_k - E_m)y_{km}|^2 X_{km} \quad (3.14)$$

Onde:

E_k e E_m : tensões complexas nos terminais do ramo.

y_{km} : admitância complexa do ramo.

Outra forma de cálculo das perdas é apresentada em (MONTICELLI, 1983). As perdas de potência ativa e reativa são calculadas como a soma das potências da barra k para m e da barra m para a k conforme o modelo pi-equivalente da Figura 6. Desta forma uma das parcelas deve possuir valor negativo já que o fluxo de potência tem um sentido que é da fonte para a carga.

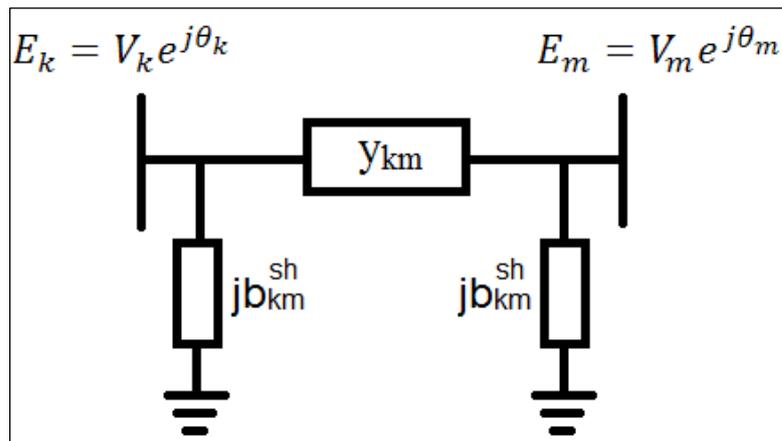


Figura 6 Representação de um trecho de linha considerada a susceptância shunt.

De acordo com a Equação 3.15, as perdas de potência ativa são iguais à soma das potências ativas injetadas na linha, sendo obtidas através da condutância entre as barras e a diferença de tensão das mesmas. As perdas de potência reativa (Equação 3.16) seguem o mesmo método de cálculo, no entanto estas são obtidas através da susceptância entre as barras, além disso, considera-se uma eventual geração de potência reativa local em função do elemento “shunt” do modelo da Figura 6. Nota-se que para linhas reais $b_{km}^{sh} > 0$ e $b_{km} < 0$.

$$P_{loss} = P_{km} + P_{mk} = g_{km}|E_k - E_m|^2 \quad (3.15)$$

$$Q_{loss} = Q_{km} + Q_{mk} = -b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2) - b_{km}|E_k - E_m|^2 \quad (3.16)$$

Onde:

P_{km} e P_{mk} : potência ativa da barra k para m e de m para k, respectivamente.

g_{km} , b_{km} e b_{km}^{sh} : condutância, susceptância e susceptância “shunt”, respectivamente.

Além destes dois métodos para cálculos de perdas, (STEVENSON JR. e GRAINGER, 1994) propõe que estes valores podem ser obtidos de forma indireta por meio das Equações 3.17 e 3.18. Desta forma, consideram-se as perdas de potência como a diferença entre o somatório das potências geradas em cada barra e o somatório das potências demandadas pelas cargas. Sendo, deste modo, mantidas as relações que advém do princípio de conservação de energia.

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^n P_{gi} - \sum_{k=1}^n P_{di} \quad (3.17)$$

$$Q_{loss} = \sum_{k=1}^n Q_{gi} - \sum_{k=1}^n Q_{di} \quad (3.18)$$

Onde:

P_{gi} e P_{di} : potência ativa gerada e drenada na barra k , respectivamente.

Q_{gi} e Q_{di} : potência reativa gerada e drenada na barra k , respectivamente.

Em um caso mais específico, como o de uma linha de distribuição radial com GD conectada a esta, as injeções de potência se dão através da barra da subestação e nos pontos de conexão da GD. Já as demandas são calculadas através das cargas alocadas ao longo das barras e a diferença entre estas grandezas representa as perdas no sistema de distribuição, conforme Figura 7.

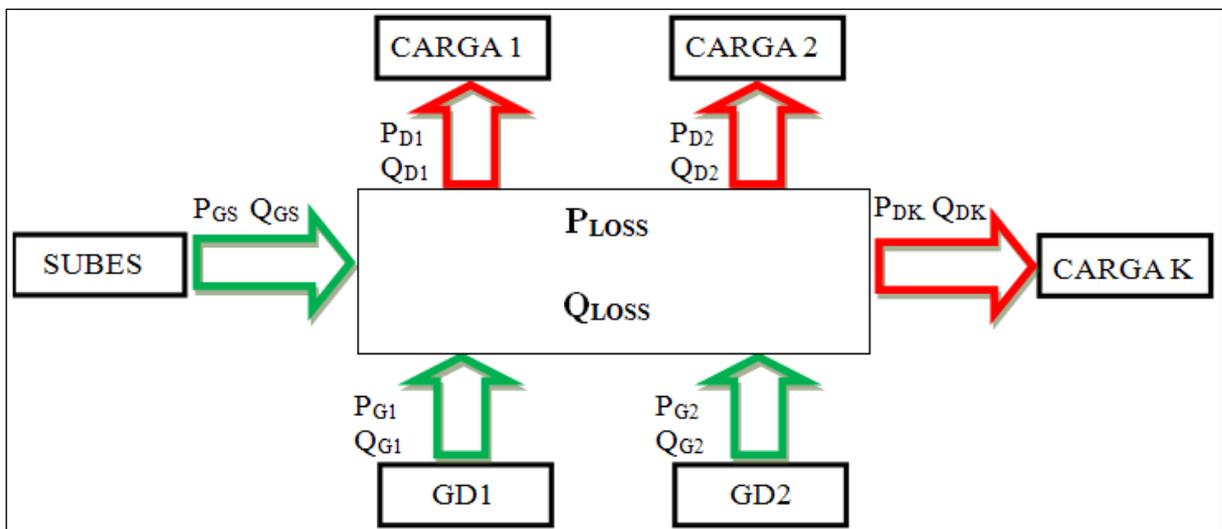


Figura 7 Injeções e demandas de potência ativa e reativa.

3.5 REGULAÇÃO DE TENSÃO

Uma regulação de tensão adequada está firmemente associada às características de demanda e geração de potência reativa (GÓMEZ-EXPÓSITO, CONEJO e CAÑIZARES, 2009), assim como com as perdas associadas. Deste modo a GD pode ser utilizada para suprir

potência reativa no caso em que se necessita aumentar o nível de tensão ou retirar do sistema potência reativa em um momento onde a demanda de carga é baixa e o nível de tensão é alto, melhorando o perfil de tensão do sistema. Na Figura 8 é apresentada esta questão, onde utiliza-se um sistema de distribuição radial e faz-se a comparação do nível de tensão antes (preto) e após (vermelho) a inclusão da GD ao longo das barras.

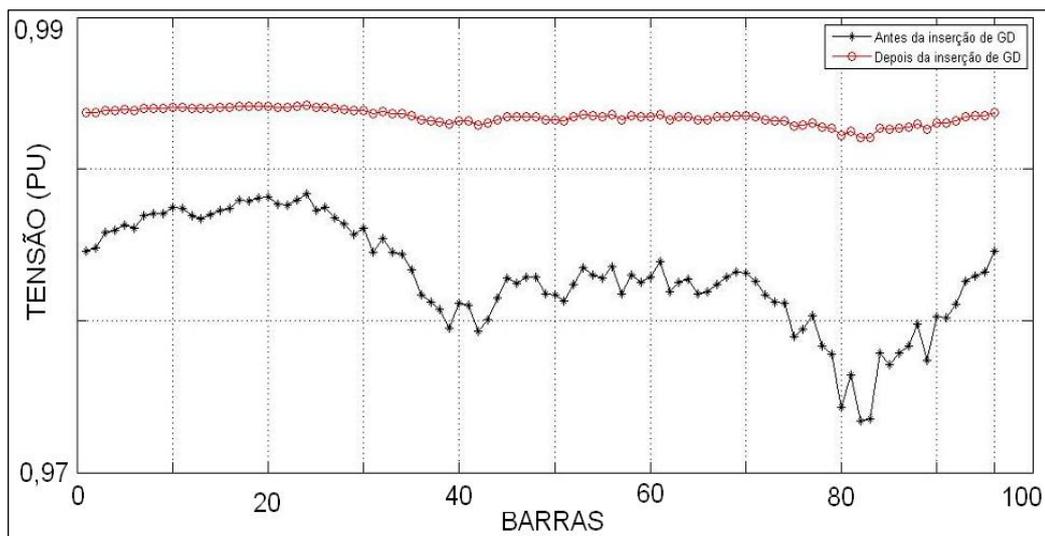


Figura 8 Comparação de nível de tensão com e sem GD.

Fonte: (GUEDES, SANTOS, *et al.*, 2009) modificado.

No Brasil, de acordo com (ANEEL, 2012b) os níveis de tensão de regime permanente podem ser classificados como adequados, precários ou críticos, conforme Tabela 8. Para fazer essa classificação utiliza-se uma relação entre a tensão lida (TL) em “pu” e a tensão de referência (TR) em “pu” que se dá em função da tensão nominal do sistema. Importante ressaltar que na Tabela 8 a faixa de variação é designada para clientes atendidos entre 1 e 69 kV, típicos de sistema de distribuição como o 13,8 e o 23 kV.

Tabela 8 Classificação da TL em função da TR.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação
Adequada	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,90 \leq TL < 0,93$
Crítica	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,05$

Fonte: (ANEEL, 2012b).

4 MODELO DE OTIMIZAÇÃO

O modelo de otimização proposto tem por objetivo a minimização das perdas de potência ativa em redes primárias de distribuição concomitantemente com regulação de tensão ao longo do alimentador por meio da adequada alocação e dimensionamento da GD, assim como seu modo de operação. Neste sentido existem alguns trabalhos publicados que levam em consideração uma ou mesmo essas duas características por meio de diversas técnicas de otimização como algoritmos genéticos, enxame de partículas, análise de sensibilidades, ou mesmo a alocação manual e variação de parâmetros de acordo com resultados anteriores.

Em (CELLI, GHIANI, *et al.*, 2005) um modelo baseado em algoritmo genético e otimização linear com restrições é implementado de modo a encontrar o ponto ideal de operação da GD com o intuito de melhorar o nível de tensão de um alimentador. Quanto aos resultados, verifica-se que a operação com fator de potência (FP) unitário apresenta uma melhora significativa no perfil de tensão do alimentador, no entanto estes resultados são ainda melhores quando existe a possibilidade de operação com FP diferente da unidade. No entanto, no primeiro modo de operação tem-se perdas financeiras associadas às perdas de potência ativa de €1,658 milhão e no segundo caso €1,719 milhão, um aumento de cerca de 3,5%.

Já em (CHIRADEJA, 2005) são avaliados os impactos da inclusão da GD em sistemas de distribuição por meio de uma razão entre a redução das perdas de potência ativa e o valor das perdas enquanto não há GD instalada. Os resultados mostram que inicialmente existe uma diminuição das perdas com o aumento de potência injetada devido a diminuição da corrente da subestação até o ponto de instalação da GD, no entanto, a partir de certo nível as perdas tem seu valor aumentado. Também se observa que a localização, a potência e o FP

desempenham papel significativo na diminuição das perdas de potência ativa, sendo que neste caso observou-se um melhor resultado na operação com FP indutivo.

Uma abordagem baseada em cenários é adotada em (QUEZADA, ABBAD e ROMÁN, 2006), onde o nível de penetração da GD, sua concentração ao longo do alimentador e a tecnologia empregada são variadas e avalia-se o impacto destas características nas perdas de potência ativa. O que se observa é que, dentre as tecnologias simuladas, as turbinas eólicas apresentam os piores resultados devido a grande intermitência na injeção de potência no sistema. Além disso, tanto o comportamento das perdas quanto a injeção de potência no sistema é novamente observado, inicialmente tem-se um decréscimo até que se atinge um limiar e então, caso a injeção continue a aumentar, as perdas seguirão neste mesmo sentido. No que tange a injeção ou consumo de potência reativa, os resultados mostram que o controle de tensão realizado pela GD é benéfico quanto as perdas de energia assim como em relação ao perfil de tensão do alimentador.

Outro método que pode ser empregado na obtenção da localização e ponto de operação ótimo da GD é apresentado por (KASHEM, LE, *et al.*, 2006) onde é utilizado um índice de sensibilidade que indica a variação das perdas de potência ativa no alimentador em função da injeção de corrente por parte da GD, tanto em módulo como em fase. O que se observa, de forma consistente com os resultados de outros autores, é que a adição da GD no sistema tende a diminuir as perdas uma vez que a corrente que circula da subestação até o ponto de injeção de potência diminui. Além disso, tem-se uma melhora significativa no nível de tensão uma vez que o menor valor no sistema passa de 0,927 para 0,986 pu com uma GD de cerca de 1215 kVA que é alocada além da metade do alimentador, no sentido da fonte para carga.

Tem-se também um algoritmo proposto por (GUEDES, SANTOS, *et al.*, 2009) para alocar e dimensionar a GD com fator de potência unitário, considerada uma curva de carga

diária em cada barra. Para isto, utiliza-se uma aproximação quadrática da variação da potência ativa injetada em função das perdas do alimentador, deste modo encontra-se a menor perda para potência ótima de cada barra e em consequência a barra ótima com a injeção ótima. O que se observa, de um modo geral, é que a melhor barra para alocação da GD está afastada da subestação ou próxima das regiões de maior concentração de carga. Além disso, ocorre uma melhora considerável no perfil de tensão do alimentador.

Em (TAÚTIVA e CADENA, 2008) é apresentado um modelo de otimização no qual busca-se a minimização do capital investido em GD e seus custos de operação, além da potência adquirida por meio da subestação e o custo associado às perdas no sistema de distribuição, de forma que a função objetivo opera em termos financeiros. Já as questões associadas ao nível de tensão são inseridas no problema como restrições em cada barra. Quanto aos resultados, o que se observa é que o nível de tensão do alimentador melhora em todas as barras quando a GD é instalada no sistema, no entanto a razão entre o benefício e o custo financeiro associado apresentou, no melhor caso, o valor de 0,97, de forma que resguardadas as características intrínsecas deste estudo, a GD não mostrou viabilidade econômica. No entanto é importante ressaltar que os custos referentes à geração de energia elétrica de forma distribuída tendem a cair e que os resultados foram gerados a partir do uso de turbinas a gás com suas despesas associadas.

4.1 FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo que deve ser minimizada no processo de otimização é composta por perdas de potência ativa na rede primária de distribuição e um desvio de tensão avaliado em cada barra do sistema, conforme Equação 4.1. Cabe também ressaltar que tanto as perdas como o desvio de tensão são calculados para três níveis de carga: leve, média e pesada,

perfazendo assim uma melhor representação da variabilidade natural do sistema de potência do que no caso onde apenas uma carga é considerada.

$$FO = Perdas + \mu \times Desvio \quad (4.1)$$

$$Perdas = \frac{1}{24} \sum_{c=1}^3 H_c Perdas_c \quad (4.2)$$

$$Desvio = \frac{1}{24} \sum_{c=1}^3 H_c Desvio_c \quad (4.3)$$

Onde:

μ : coeficiente de proporcionalidade [pu/pu].

H_c : número de horas correspondente a determinado nível de carga c [horas].

$Perdas_c$: perda de potência ativa para cada uma das cargas [pu].

$Desvio_c$: desvio de tensão total para cada uma das cargas [pu].

No entanto, para realizar a soma dos dois termos da Equação 4.1 é incluída uma constante de proporcionalidade (μ), sendo que esta pode ser explicada da seguinte forma: considerada uma potência aparente base de 1 kVA, tem-se que um desvio de tensão de 0,1 pu é numericamente igual a uma perda de potência ativa de 50 kW para um μ de 500, conforme a Tabela 9.

Tabela 9 Valores de referência da constante de proporcionalidade μ .

		Sb = 1 kVA			
	μ	100	200	500	1000
Desvio	0,01	1	2	5	10
	0,1	10	20	50	100

As perdas de potência ativa a que se refere a Equação 4.2 são obtidas através da diferença entre potência injetada no sistema através da subestação e das GDs e consumida no alimentador por meio das cargas, conforme Equação 4.4. Já o desvio de tensão a que se refere a Equação 4.3 é calculado por meio do módulo da tensão em cada barra do sistema, excluída a barra da subestação que é mantida em 1 pu, conforme Equação 4.5.

$$Perdas_c = P_{1c} + \sum_{k=2}^n P_k^{gd} - \sum_{k=2}^n P_k^{c,d} \quad (4.4)$$

$$Desvio_c = \sum_{k=2}^n |V_k^c - 1| \quad (4.5)$$

Onde:

P_{1c} : potência ativa injetada no sistema pela subestação (barra 1) no nível de carga c [pu].

P_k^{gd} : potência ativa injetada no sistema pela GD na barra k [pu].

$P_k^{c,d}$: potência ativa drenada do sistema pela carga na barra k no nível de carga c [pu].

V_k^c : módulo da tensão na barra k no nível de carga c [pu].

n : número de barras.

4.1.1 Variabilidade da Carga

Como a representação de um sistema elétrico com carga estática não corresponde à realidade procura-se levar em consideração a variabilidade natural da carga ao longo do período analisado. Neste sentido, a (ANEEL, 2012c) possui uma definição subjetiva quanto aos níveis de carga, de modo que a carga pesada corresponde ao período de tempo de duas a três horas diárias onde o consumo é máximo, já a carga leve está associada às horas da madrugada e a carga média ao período restante. Observada esta questão, propõe-se dividir o período analisado em três níveis de carga como em (OLIVEIRA, JUNIOR, *et al.*, 2009), (DA

SILVA, CARNEIRO, *et al.*, 2008) e (TALAAT, ABDENNOUR e AL-SULAIMAN, 2010), que correspondem às cargas pesada, média e leve, conforme Figura 9, e então utilizar o conceito de potência média para definir o valor que representa cada trecho, conforme Equação 4.6. Os pontos utilizados na Figura 9 são apresentados no Anexo A.

$$P_{méd} = \frac{1}{T} \int_{t_1}^{t_2} P(t) dt \quad (4.6)$$

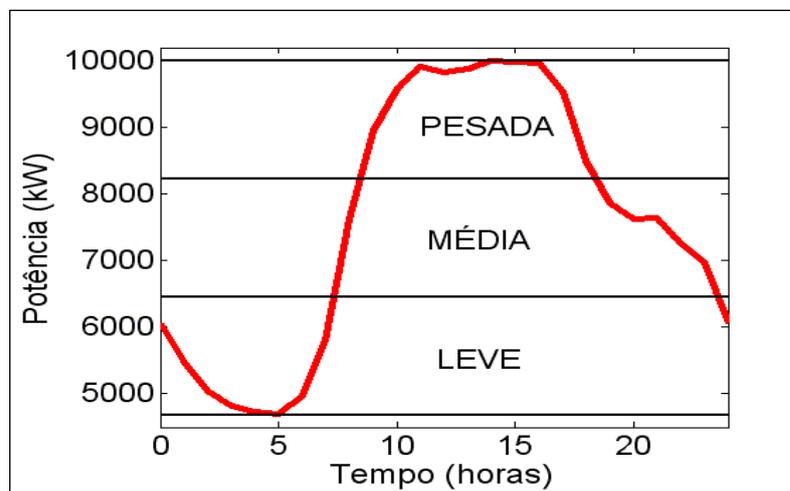


Figura 9 Variação da carga ao longo de um período de 24 horas.

Definidos os intervalos e as potências associadas a estes, calcula-se o número de horas (H_c) em que a carga está em cada nível. No caso da Figura 9 estes valores são apresentados na Tabela 10. Nota-se que as potências médias diferem da média do trecho avaliado, sendo assim, tem-se uma melhor representatividade da variação original da carga, uma vez que a energia por trecho e do período (24h) são mantidas.

Tabela 10 Potência média e número de horas para cada nível de carga.

Carga	$P_{méd}$ [kW]	H_c [horas]
Leve	5206	7,78
Média	7457	6,19
Pesada	9595	9,98

4.2 CONJUNTO DE RESTRIÇÕES

O conjunto de restrições é utilizado de modo que se calcule o fluxo de potência para cada uma das injeções de potência ativa e reativa da GD em cada etapa do algoritmo e para cada uma das três condições de carga. Além disso, são utilizadas restrições quanto ao limite de potência aparente da GD, assim como sua alocação em uma determinada barra do sistema ou mesmo o número de injeções no SEP.

Tem-se ainda o uso do FP que pode ser fixo ou variável (FP ótimo), como também o uso do triângulo de potência que serve para definir a relação entre as potências ativa, reativa e aparente. Pode-se utilizar também uma série de “bounds” quanto aos módulos e ângulos de tensão em cada barra, assim como potência ativas e reativas injetadas pela GD de modo a limitar o espaço de busca.

4.2.1 Variáveis de Decisão

As variáveis de decisão constituem-se de elementos binários que indicam a alocação ou não alocação da GD em determinada barra, conforme Equação 4.7. Deste modo tem-se o número de $(n-1)$ igualdades, uma vez que não é alocada GD na subestação, ou seja, $x_1=0$.

$$\begin{cases} x_k = 1, & GD \text{ instalada na barra } k \\ x_k = 0, & GD \text{ não instalada na barra } k \end{cases} \quad (4.7)$$

4.2.2 Fluxo de Potência

Com o intuito de se estimar o estado do sistema a cada iteração e assim calcular as perdas de potência, faz-se uso de um sistema de $6(n-1)$ equações não lineares de igualdade onde são observados cada um dos três níveis de carga. A forma está exposta nas Equações 3.5 e 3.6 que descrevem as relações de fluxos ao longo do SEP, no entanto, estas são modificadas com o intuito de se incluir a influência da GD em cada barra, sendo assim, têm-se as

Equações 4.8 e 4.9. Quanto à subestação, esta é modelada como uma barra V θ com módulo de tensão 1 pu e ângulo 0 rad.

$$\Delta P_k = (x_k P_k^{gd}) - P_k^{d,c} - P_k^{calc} = 0 \quad (4.8)$$

$$\Delta Q_k = (x_k Q_k^{gd}) - Q_k^{d,c} - Q_k^{calc} = 0 \quad (4.9)$$

4.2.3 Limite de Injeção de Potência

Quanto ao limite de injeção de potência no sistema, este é definido por meio da Equação 4.10, onde a somatória das injeções em cada barra do sistema deve ser menor que um determinado limiar. Assim tem-se apenas uma equação na formulação do problema, sendo a potência máxima definida a priori.

$$\sum_{k=2}^n x_k S_k^{gd} \leq S^{gd} \quad (4.10)$$

Onde:

S_k^{gd} : módulo da potência aparente injetada no sistema pela GD na barra k [pu].

S^{gd} : módulo da potência aparente máxima que pode ser alocada no SEP [pu].

4.2.4 Triângulo de Potência

O uso do triângulo de potência tem por intuito o estabelecimento de uma relação entre as potências envolvidas no problema, conforme Equação 4.11. No entanto, nenhuma destas variáveis é definida pelo programador, sendo, todas, resultado do processo de otimização. Desta forma, tem-se (n-1) equações, uma por barra, excetuada a subestação.

$$(P_k^{gd})^2 + (Q_k^{gd})^2 = (S_k^{gd})^2 \quad (4.11)$$

Onde:

P_k^{gd} e Q_k^{gd} : potência ativa e reativa, respectivamente, injetada no sistema pela GD [pu].

4.2.5 Fator de Potência

O fator de potência define a razão entre potência ativa e aparente injetada no SEP pela GD, conforme Equação 4.12. Deste modo, este parâmetro pode ser variável, ou seja, produto do processo de otimização ou definido anteriormente de modo a observar as implicações no que tange as perdas de potência ativa e desvio de tensão no alimentador. O número de equações que compõem o problema é de (n-1).

$$FP_k S_k^{gd} = P_k^{gd} \quad (4.12)$$

Onde:

FP_k : módulo do fator de potência da GD na barra k [adimensional].

4.2.6 Fluxo de Potência Reverso na Subestação

Dadas as características atuais dos sistemas de distribuição de energia elétrica, onde o fluxo de potência se dá no sentido da fonte para a carga, pode-se incluir um conjunto de restrições que limita, ou mesmo impede a existência do fluxo reverso na subestação devido a presença da GD no sistema. Deste modo, utilizam-se as Equações 4.13 e 4.14, que definem a inexistência deste fluxo reverso, totalizando nesta parte 6 equações, 3 para potência ativa, sendo cada uma destas para seu respectivo nível de carga e o mesmo para potência reativa. Nota-se que como a injeção de potência por parte da GD possui um valor constante, a restrição que tende a ser ativada é aquela referente à carga leve.

$$P_{1c} = V_1 \{ V_1 G_{11} + V_2^c [G_{12} \cos(\theta_1 - \theta_2^c) + B_{12} \sin(\theta_1 - \theta_2^c)] \} \geq 0 \quad (4.13)$$

$$Q_{1c} = V_1 \{ -V_1 B_{11} + V_2^c [G_{12} \sin(\theta_1 - \theta_2^c) - B_{12} \cos(\theta_1 - \theta_2^c)] \} \geq 0 \quad (4.14)$$

4.2.7 Corrente Máxima na Linha

Determinadas as características físicas relevantes do meio e dos condutores que compõem o sistema elétrico de potência, deve-se limitar o módulo da corrente em uma seção devido à temperatura máxima do cabo utilizado. Com este intuito, emprega-se a Equação 4.15, onde cada um dos trechos entre barras consecutivas (km) é limitado quanto ao módulo da corrente máxima que pode fluir no mesmo, compondo deste modo (n-1) equações.

$$|I|_{km} \leq |I|_{km}^{m\acute{a}x} \quad (4.15)$$

4.2.8 Limites das Variáveis

Diversos limites ou “bounds” podem ser incluídos na definição do problema de otimização. O intuito é de limitar o espaço de busca, sendo assim, pode-se diminuir o tempo de resolução problema ou mesmo evitar que se chegue a resultados extremamente improváveis ou fisicamente impossíveis. Desta forma, existe a possibilidade do uso de limites para o módulo da tensão, potências injetadas no sistema e fator de potência, conforme Tabela 11. É importante notar que a GD nunca demanda potência ativa do SEP, e a potência reativa possui sinal negativo para característica indutiva e positivo para capacitiva, por conseguinte sabe-se o sinal do FP e o ângulo associado ao módulo da potência aparente (S_k^{gd}). Os valores da Tabela 11 são de referência e podem ser modificados de acordo com o SEP estudado.

Tabela 11 Limites para cada variável.

Variável	Mínimo [pu]	Máximo [pu]
V_k^c	.85	1.05
P_k^{gd}	0	S^{gd}
Q_k^{gd}	$-S^{gd}$	S^{gd}
S_k^{gd}	0	S^{gd}
FP_k	0	1

4.3 RESOLUÇÃO DO PROBLEMA

Com o intuito de se obter o ponto ótimo de injeção de potência ativa e reativa na rede por parte da GD, o fluxograma proposto é apresentado na Figura 10. Desta forma, faz-se necessária a obtenção dos dados referentes ao sistema, como linhas, cargas e as características do alimentador estudado. Feito isto, estas informações são reunidas no MATLAB onde é definida a potência base, a tensão base e calcula-se a impedância base, assim têm-se todos os dados no sistema por unidade e é gerada a matriz admitância nodal além de todas as variáveis utilizadas no problema. Em seguida o modelo de otimização não linear com restrições é escrito em um documento de texto em formato GAMS (General Algebraic Modeling System) que pode ser resolvido através de algoritmos dispostos no sítio do NEOS (Network Enabled Optimization System).

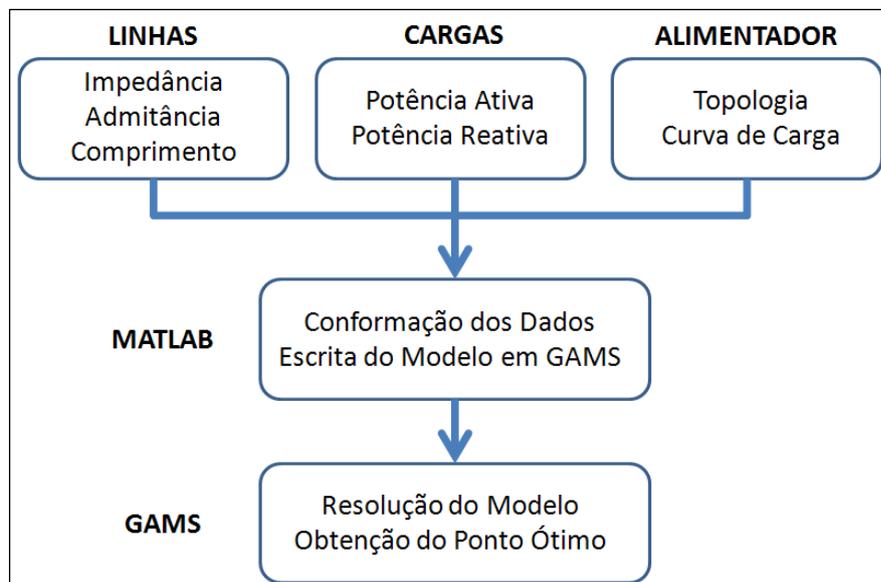


Figura 10 Fluxograma para a resolução do problema proposto.

Quanto aos “solvers” testados, o KNITRO, Couenne, AlphaECP e o LINDOGlobal conseguiram resolver problemas de baixa complexidade, com 5 barras. No entanto, apenas o primeiro mostrou-se capaz de solucionar um modelo com 33 barras, sendo que esse é

desenvolvido de modo a trabalhar tanto com problemas que envolvem otimização contínua (com ou sem restrições), assim como aqueles modelos que utilizam variáveis discretas (binárias ou inteiras), sendo que o uso deste é adequado em problemas não lineares com restrições (convexos ou não), assim como na solução de problemas inteiros mistos de tamanho moderado, entre outros (ZIENA OPTIMIZATION, 2013). Já o Couenne possui um caráter mais específico, este é desenvolvido para resolver modelos descritos através de programação não-linear inteira mista através de um algoritmo de “branch and bound”, sendo capaz de trabalhar com problemas não convexos (BELOTTI, 2013). Quanto ao AlphaECP, este também tem por intuito a resolução de problemas da mesma classe que o último, no entanto, o método utilizado é o “extended cutting plane”, onde a cada iteração um sub-problema misto inteiro é resolvido, o que torna este algoritmo eficiente (WESTERLUND e LASTUSILTA, 2013). Já o “LINDO” garante a otimalidade global da solução para problemas não-lineares com variáveis contínuas e/ou discretas, neste sentido, é empregado um método “branch-and-cut” onde o modelo original é representado por uma série de sub-problemas convexos de modo que não se interrompa o processo de otimização em uma solução local (LINDO SYSTEMS, 2013).

Em relação aos outros algoritmos testados, estes não foram capazes de resolver o problema dado o uso da função não-suave “abs()”, que compõe a função objetivo, ou mesmo as funções “sin()” ou “cos()” que são utilizadas na resolução dos fluxos de potência. Além disso, foi observado que alguns algoritmos resolveram apenas o conjunto de equações não-lineares das restrições, de modo que a injeção de potência por parte da GD não sofreu variação, resultando em valores elevados da função objetivo.

De um modo geral, o que se verifica é que o KNITRO mostrou-se adequado a resolução do problema proposto, nos moldes propostos; obtendo os pontos ótimos de injeção

de potência em cada barra para um sistema de 33 barras com tempos inferiores a dez segundos por barra. Já os outros algoritmos só conseguiram obter resultados compatíveis em sistemas de baixa complexidade e mesmo assim com tempos de execução maiores, falhando no caso de sistemas maiores, como o de 33 barras.

5 ESTUDO DE CASO

5.1 SISTEMA UTILIZADO

O sistema utilizado é o IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) 33 barras apresentado na Figura 11. Trata-se de um alimentador de distribuição de energia elétrica com linhas e cargas equilibradas, utilizado como sistema-base para alocação de GD (ACHARYA, MAHAT e MITHULANANTHAN, 2006) (HUNG, MITHULANANTHAN e BANSAL, 2010); assim como alocação de bancos de capacitores (CHIOU, CHANG e SU, 2004) e reconfiguração de redes (HONG e HO, 2005). A subestação é simbolizada pela barra 1 e possui tensão nominal de linha de 12,66 kV. Observa-se também que existe uma seção principal de 1 a 18, assim como três seções laterais, de 2 a 22, de 3 a 25 e de 6 a 33.

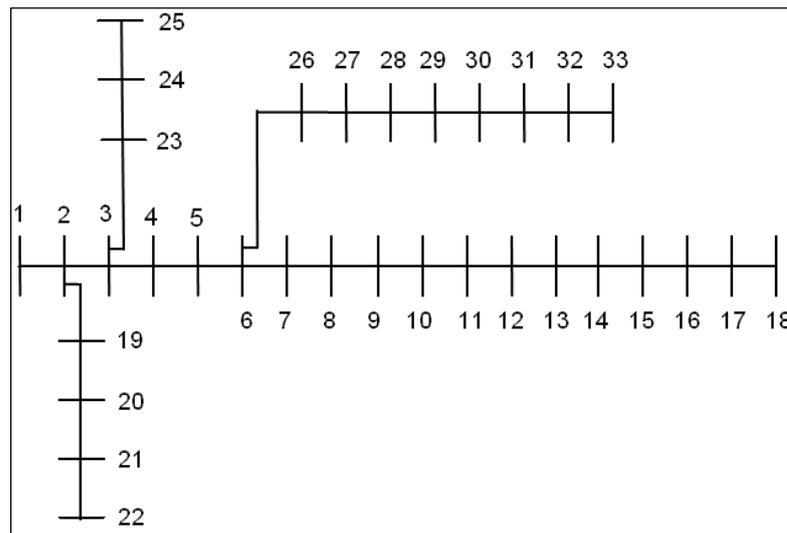


Figura 11 Topologia do IEEE 33 barras.

Fonte: (BABU, RAKESH, *et al.*, 2009) modificado.

Quanto às linhas e cargas, as características são apresentadas na Tabela 12. Nota-se a heterogeneidade das impedâncias que compõem as linhas, desde cerca de $0,103 \Omega$ na seção 1 até $2,111 \Omega$ na seção 7. Além disso, tem-se uma baixa relação X/R, característica de sistemas de distribuição (VENKATESH, 2010), podendo apresentar valores menores que 1, como na

seção 10, onde a razão é de 0,331. Verifica-se também que não existem valores de referência quanto aos limites dos módulos de corrente em cada linha do sistema, deste modo não são aplicadas, as restrições associadas, na formulação do problema.

Tabela 12 Relação de linhas e cargas referente ao sistema IEEE 33 barras.

Seção	Barra inicial	Barra final	R (ohms)	X (ohms)	P (kW)	Q (kVAR)	FP
1	1	2	0,0922	0,0477	100	60	0,74
2	2	3	0,4930	0,2511	90	40	0,84
3	3	4	0,3660	0,1864	120	80	0,69
4	4	5	0,3811	0,1941	60	30	0,80
5	5	6	0,8190	0,7070	60	20	0,90
6	6	7	0,1872	0,6188	200	100	0,80
7	7	8	1,7114	1,2351	200	100	0,80
8	8	9	1,0300	0,7400	60	20	0,90
9	9	10	1,0400	0,7400	60	20	0,90
10	10	11	0,1966	0,0650	45	30	0,69
11	11	12	0,3744	0,1238	60	35	0,75
12	12	13	1,4680	1,1550	60	35	0,75
13	13	14	0,5416	0,7129	120	80	0,69
14	14	15	0,5910	0,5260	60	10	0,97
15	15	16	0,7463	0,5450	60	20	0,90
16	16	17	1,2890	1,7210	60	20	0,90
17	17	18	0,7320	0,5740	90	40	0,84
18	2	19	0,1640	0,1565	90	40	0,84
19	19	20	1,5042	1,3554	90	40	0,84
20	20	21	0,4095	0,4784	90	40	0,84
21	21	22	0,7089	0,9373	90	40	0,84
22	3	23	0,4512	0,3083	90	50	0,76
23	23	24	0,8980	0,7091	420	200	0,82
24	24	25	0,8960	0,7011	420	200	0,82
25	6	26	0,2030	0,1034	60	25	0,85
26	26	27	0,2842	0,1447	60	25	0,85
27	27	28	1,0590	0,9337	60	20	0,90
28	28	29	0,8042	0,7006	120	70	0,75
29	29	30	0,5075	0,2585	200	600	0,10
30	30	31	0,9744	0,9630	150	70	0,82
31	31	32	0,3105	0,3619	210	100	0,82
32	32	33	0,3410	0,5302	60	40	0,69

Fonte: (ZHANG, *et al.*, 2013) modificado.

Em relação às cargas (alocadas na barra final), a demanda neste sistema é de 3715 kW e 2300 kVAR, o que perfaz um fator de potência de 0,85, no entanto existe uma grande variabilidade nesta característica ao longo das cargas, sendo o menor valor de 0,10 e o maior de 0,97. Quanto à potência aparente em cada ponto, o comportamento é o mesmo, e os valores se dão entre 54 e 632 kVA.

5.2 CURVA DE CARGA

Como o sistema considerado é estático, ou seja, a carga não varia ao longo do tempo, adota-se a curva de carga apresentada anteriormente (Figura 9 e Tabela 10). No entanto, o nível de potência não é compatível com a demanda do sistema de 33 barras. Neste caso, calcula-se a injeção de potência no sistema IEEE, em seguida executa-se uma regra de proporcionalidade linear tendo por base a potência média da curva de carga dada e seus três níveis. Desta forma, têm-se as potências para cada caso, conforme Tabela 13.

Tabela 13 Potência média injetada pela subestação para cada nível de carga.

Carga	$P_{méd}$ [kW]	IEEE 33 Barras	
		$P_{méd}$ [kW]	H_c [horas]
Leve	5206	2684	7,78
Média	7457	3844	6,19
Pesada	9595	4947	9,98

5.3 ESTADO DO SISTEMA

Observada a topologia, as linhas e os três níveis de carga apresentados anteriormente, pode-se estimar o estado inicial do sistema e assim definir as grandezas de referência quanto às perdas de potência ativa no alimentador e módulo das tensões nas barras. Neste sentido, utiliza-se o PSAT (Power System Analysis Toolbox) e o GAMS para a definição dos valores do caso base, conforme Tabela 14.

Tabela 14 Perda de potência ativa e desvio de tensão no alimentador sem GD.

	Carga	PSAT	GAMS	Δ (%)
Perdas [kW]	Leve	97,409	97,409	0,00
	Média	202,141	202,140	0,00
	Pesada	338,468	338,467	0,00
Desvio [pu]	Leve	1,225	1,225	0,00
	Média	1,766	1,766	0,00
	Pesada	2,288	2,288	0,00
Função Objetivo		1128,816	1128,815	0,00

Destaca-se que os valores das variáveis coletadas no GAMS são apresentadas com 3 casas após a vírgula e por isso foi feito um arredondamento nas grandezas obtidas através do PSAT. Já a função objetivo é calculada com os dados da Tabela 13 e Tabela 14, não sendo resultado direto dos programas. Cabe ressaltar que o erro de estimação tanto nas perdas como no desvio de tensão é praticamente inexistente, conforme pode ser observado na variação percentual.

Já em relação ao nível de tensão do alimentador, verifica-se que como o esperado, os menores módulos de tensão se dão no alimentador quando do nível de carga pesada, conforme Figura 12, onde as seções estão divididas por meio de linhas verticais. Os menores valores registrados são de 0,878 (carga pesada), 0,906 (carga média) e 0,935 (carga leve), todos na barra 18, no final da seção principal do alimentador. Nota-se também que o alto nível de tensão na barra 19 se dá devido a topologia do sistema, pois este ponto está conectado próximo à subestação.

6 RESULTADOS

6.1 AVALIAÇÃO PRELIMINAR

Com o intuito de verificar se a otimalidade local é atingida, são escolhidas 5 barras aleatoriamente (5, 7, 15, 20 e 27) através do MATLAB; para estas barras limita-se a injeção de potência aparente em intervalos de 100 kVA (0 a 100, 100 a 200, ...), sendo que para cada um destes conjuntos é realizado o processo de otimização dado um μ de 500 e o fluxo de potência reverso não é restringido. Em seguida são coletados os resultados referentes à potência aparente ótima no intervalo, o fator de potência ótimo e o valor da função objetivo. Com estes resultados faz-se a comparação com o valor obtido durante o processo quando a GD não é limitada, deste modo verifica-se se o ponto encontrado é um ótimo local.

Em relação a barra 5, testaram-se 70 intervalos de 0 a 7000 kVA e mais 8 até 10000 kVA, de modo que o gráfico resultante é apresentado na Figura 14. Nota-se a característica convexa da FO para esta série de dados e a constância do fator de potência até certo limite, a partir de onde este decresce, no entanto sem variações acentuadas. O menor valor encontrado foi para uma injeção de 5954 kVA e um FP de 0,857.

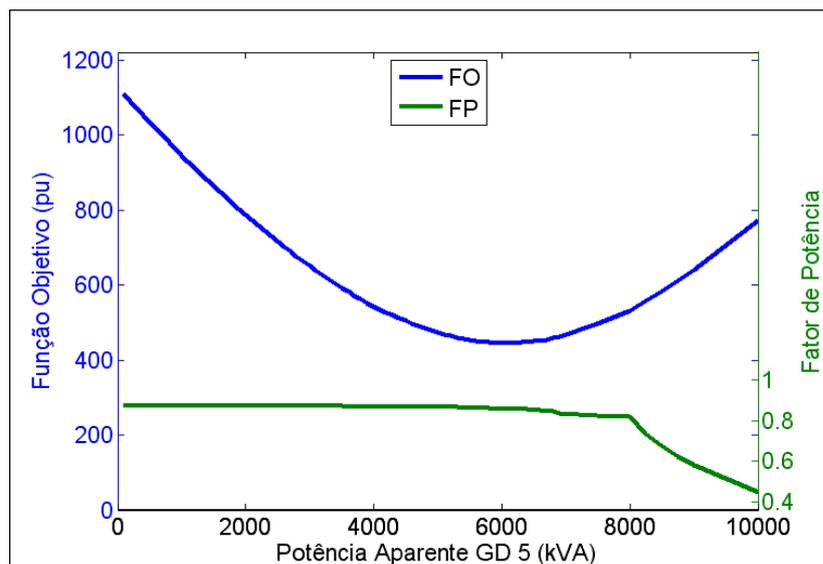


Figura 14 Comportamento da FO e FP em função da injeção de potência na barra 5.

Quanto ao teste realizado na barra 7, verificaram-se 51 intervalos de 0 a 5100 kVA e mais 6 até 6100 kVA, sendo os resultados apresentados na Figura 15. Desta vez, percebe-se que a característica convexa da FO, para este conjunto de dados, não é mantida em toda a sua extensão, o que pode ser notado a cerca de 5000 kVA onde existe uma pequena depressão no gráfico em azul. É interessante verificar que o FP se mantém razoavelmente constante até o momento em que existe esta peculiaridade, em seguida nota-se variações abruptas em seu valor. Em relação ao menor valor encontrado, este se dá com uma injeção de 3898 kVA e um FP de 0,82.

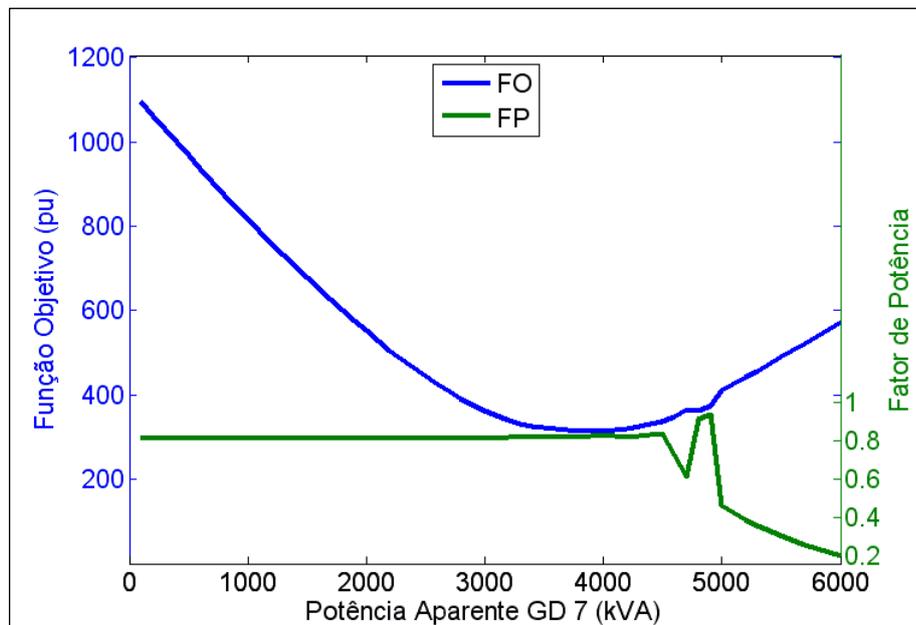


Figura 15 Comportamento da FO e FP em função da injeção de potência na barra 7.

Já em relação a barra 15, foram analisados 50 intervalos de 0 a 5000 kVA. Neste caso, a característica convexa da curva é mantida, conforme pode ser observado na Figura 16. Quanto à variação do FP, têm-se pequenas alterações, de forma suave se comparado ao caso da Figura 15, ao longo do espaço verificado, sendo os valores mínimo e máximo de 0,825 a 1, respectivamente. O menor valor da função objetivo se dá quando da injeção de 1544 kVA com um FP de 0,876.

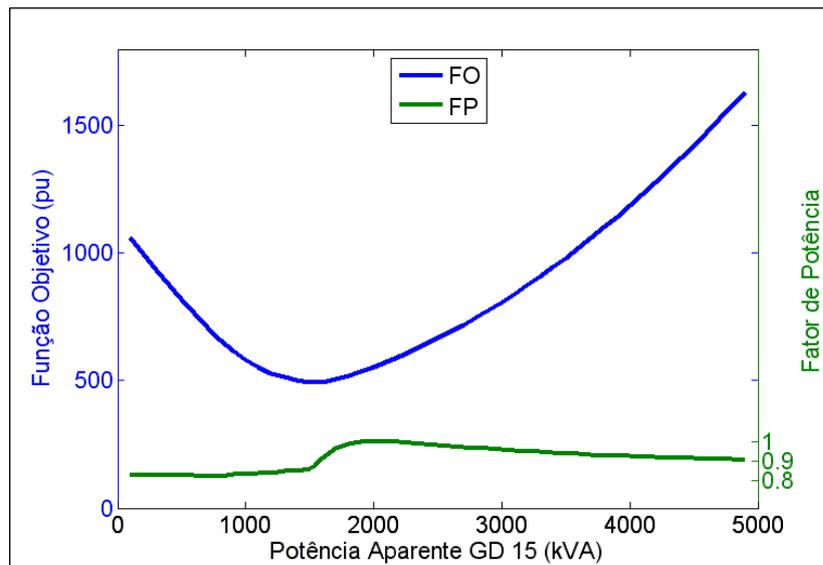


Figura 16 Comportamento da FO e FP em função da injeção de potência na barra 15.

No que consta os resultados obtidos para a barra 20, verificaram-se 51 intervalos de 0 a 5100 kVA e mais 6 até 6100 kVA. Assim como observado para a barra 7, parte da função objetivo possui característica não convexa, entre 4000 e 5000 kVA e do mesmo modo como registrado anteriormente, o FP apresenta variações bruscas de valor quando da proximidade com esta região, conforme Figura 17. Quanto ao menor valor da FO, este se dá com uma injeção de 647 kVA e um FP de 0,941.

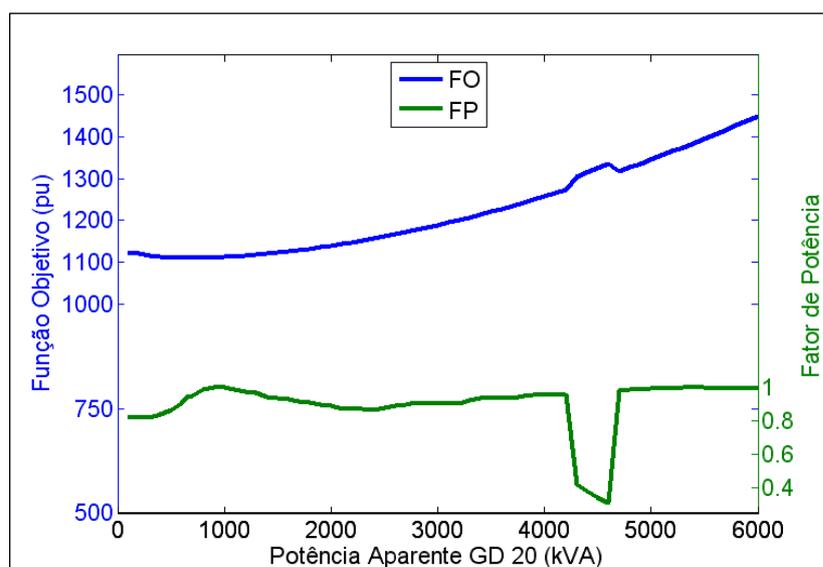


Figura 17 Comportamento da FO e FP em função da injeção de potência na barra 20.

Para a barra 27, testaram-se 50 intervalos de 0 a 5000 kVA e mais 6 até 6100 kVA. Assim como verificado para as barras 5 e 15, a FO apresenta uma característica convexa em toda a extensão observada, além disso, as variações quanto ao fator de potência são suaves, ao contrário do que se observa na Figura 15 e Figura 17 relacionadas as barras 7 e 20, respectivamente. Dado gráfico da Figura 18, o menor valor obtido ocorre quando da injeção de 3862 kVA por parte da GD com um FP de 0,823.

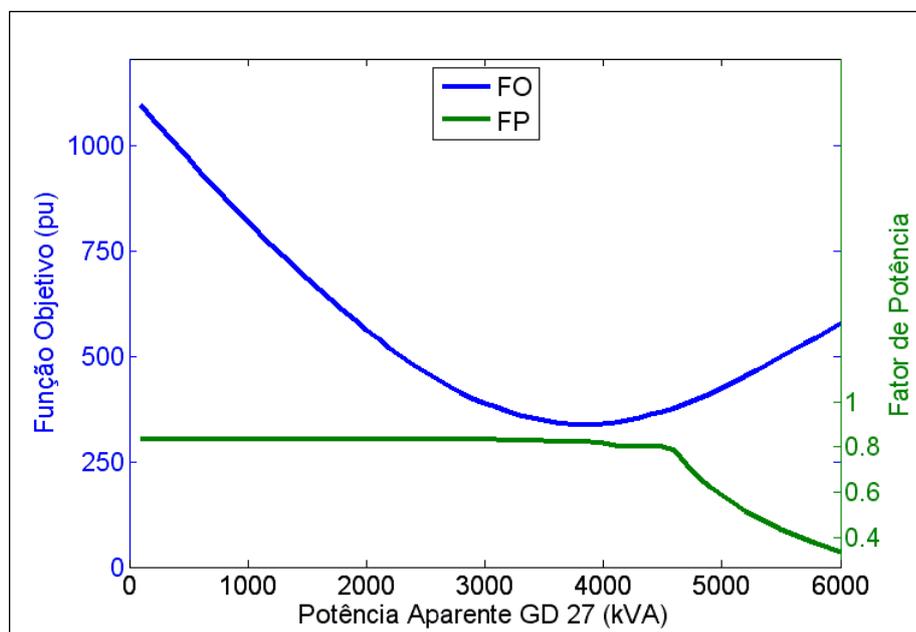


Figura 18 Comportamento da FO e FP em função da injeção de potência na barra 27.

Observados os resultados obtidos para este grupo de cinco barras, compara-se os valores dos pontos ótimos com a resposta do algoritmo de otimização implementado para uma GD limitada de 0 a 10000 kVA, onde este intervalo é considerado ilimitado para fins práticos, conforme Tabela 15. No entanto, algumas injeções de potência tiveram que ser limitadas a valores menores devido a problemas de convergência.

Verifica-se que o maior desvio obtido é de 0,27% para a barra 7 no que consta a injeção de potência aparente quando comparada a avaliação preliminar e a GD ilimitada. Quanto ao desvio na estimação da função objetivo, o maior valor é o de 0,2153% na barra 15,

já em relação ao FP o maior desvio é de 0,1063% na barra 20. Tais valores, de pequena amplitude, mostram que apesar da função objetivo não se mostrar estritamente convexa em todos os casos analisados, os pontos ótimos encontrados sempre foram os mesmos para as barras avaliadas. Os pequenos desvios encontrados poderiam ser explicados, por exemplo, pela satisfação dos critérios de parada ao longo do processo iterativo para pontos próximos. Nota-se também que os pontos ótimos para estas barras possuem um fator de potência razoavelmente estreito, sendo o menor valor de 0,820 e o maior de 0,941, todos capacitivos. Os pontos utilizados na avaliação preliminar podem ser consultados no Apêndice B.

Tabela 15 Comparação entre os pontos ótimos obtidos.

Barra	Avaliação Preliminar	GD Ilimitada	Δ (%)	
5	S [kVA]	5954,132	5954,709	0,0097
	FP	0,857	0,857	0,0000
	FO [pu]	445,316	445,315	0,0002
7	S [kVA]	3897,903	3887,377	0,2700
	FP	0,820	0,820	0,0000
	FO [pu]	314,077	314,124	0,0150
15	S [kVA]	1544,569	1547,798	0,2091
	FP	0,876	0,876	0,0000
	FO [pu]	491,416	492,474	0,2153
20	S [kVA]	647,178	646,215	0,1488
	FP	0,941	0,940	0,1063
	FO [pu]	1109,864	1109,864	0,0000
27	S [kVA]	3862,450	3861,935	0,0133
	FP	0,823	0,823	0,0000
	FO [pu]	337,071	337,069	0,0006

6.2 IMPACTO DAS INJEÇÕES ÓTIMAS DE POTÊNCIA

Observada a avaliação preliminar, verifica-se que dado um processo de otimização com GD ilimitada, foi atingido o mínimo local em todas as barras. Neste sentido, avaliam-se as injeções de potência para as demais barras do sistema, de modo que se tenha o ponto ótimo

de operação, em cada parte, no que toca a função objetivo proposta neste trabalho, assim como as perdas de potência ativa e somatório de desvio de tensão no alimentador.

Quanto ao perfil de tensão do alimentador devido a injeção ótima de potência na barra 2, este pode ser visualizado na Figura 19. Os quadrados preenchidos representam o módulo da tensão em cada barra, para cada nível de carga (diferenciado por cores), no caso base; já as circunferências representam a tensão, para o nível de carga especificado, quando da injeção de potência ótima em cada barra (neste caso a barra de número 2), fazendo-se ainda o discernimento quanto a presença (restrito - coluna da esquerda) ou não das restrições de fluxo de potência reversa na subestação. Os dados das barras não apresentadas neste capítulo estão disponíveis no Apêndice C.

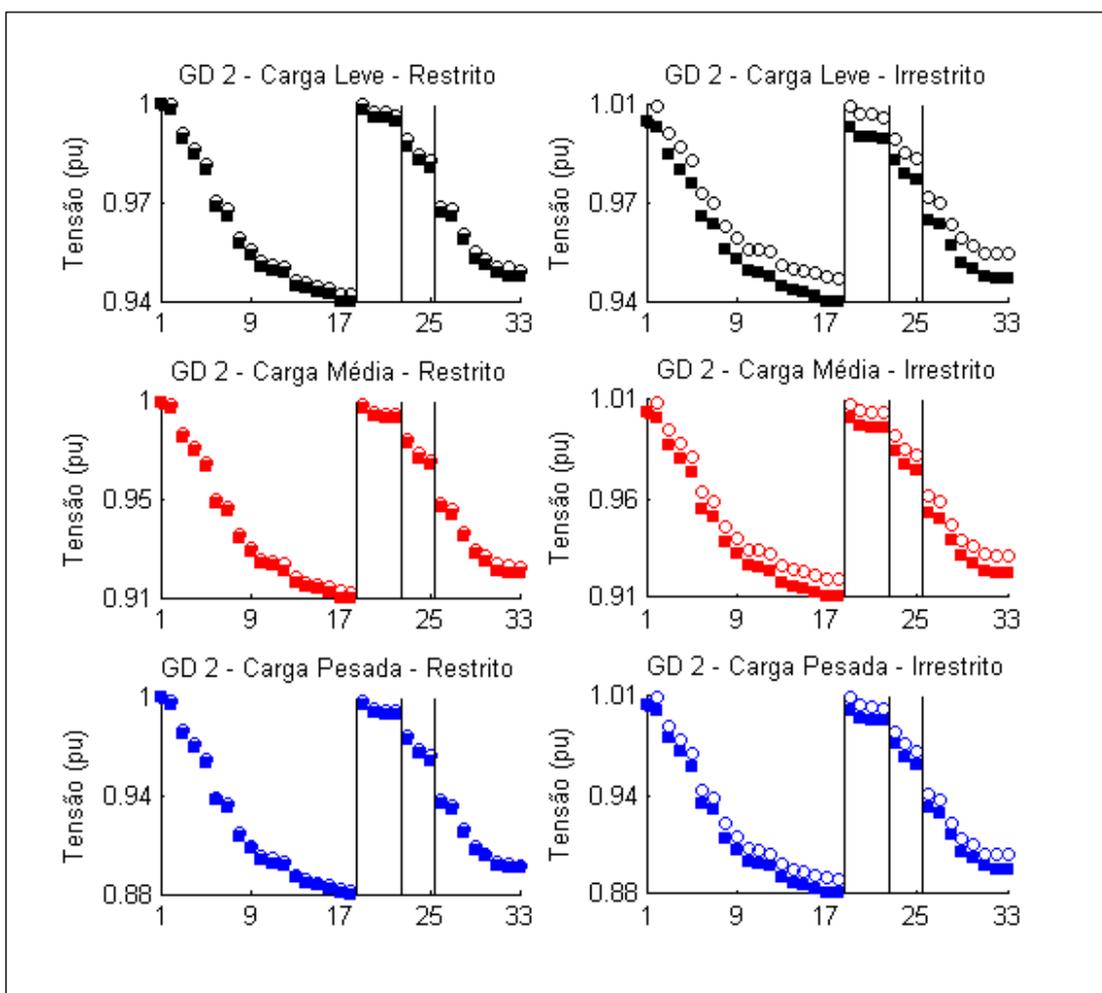


Figura 19 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 2.

O que se observa é que quando não existe a restrição de fluxo de potência reversa, o nível de tensão tende a ser maior, no entanto, a potência injetada é de 12260 kVA (Tabela 16), que é muito maior que os 3153 kVA do caso restrito e, mesmo assim, a variação em relação ao caso base é de apenas 9,34%. Verifica-se também que a GD irrestrita na barra 2 aumenta significativamente as perdas na condição de carga leve para que se melhore os desvios de tensão. Já quando a restrição está ativa, tanto as perdas de potência ativa, como os desvios de tensão são ligeiramente melhorados para todos os níveis de carga.

Tabela 16 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 2.

Barra	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	1023,4	12261	0,875	137	221	337	1,000	1,519	2,028
Δ (%)	-9,34			40,97	9,42	-0,50	-18,37	-13,99	-11,36
GD (res.)	1081,9	3153	0,849	91	191	321	1,157	1,697	2,217
Δ (%)	-4,16			-6,32	-5,75	-5,04	-5,55	-3,91	-3,10

Quanto a injeção ótima de potência na barra 5, pode-se visualizar o perfil de tensão do alimentador na Figura 20. Verifica-se que existe um pico de tensão nesta barra, especialmente no caso irrestrito, que pode chegar a 1,03 pu nas condições de carga leve e média. Além disso, tem-se uma melhora significativa no nível de tensão ao longo de todo o alimentador em ambos os casos e cargas, assim como pode ser verificado na Tabela 17. A discrepância entre os valores de potência injetada persiste, do mesmo modo que a piora nas perdas de potência ativa para a carga leve no caso irrestrito, no entanto os valores da função objetivo demonstram uma redução significativa, chegando a 43,5% no caso restrito.

Tabela 17 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 5.

Barra	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	445,3	5955	0,857	150	152	184	0,250	0,474	0,858
Δ (%)	-60,55			53,94	-24,72	-45,59	-79,59	-73,16	-62,50
GD (res.)	637,8	3110	0,849	54	101	178	0,503	0,993	1,488
Δ (%)	-43,50			-44,76	-50,17	-47,43	-58,94	-43,77	-34,97

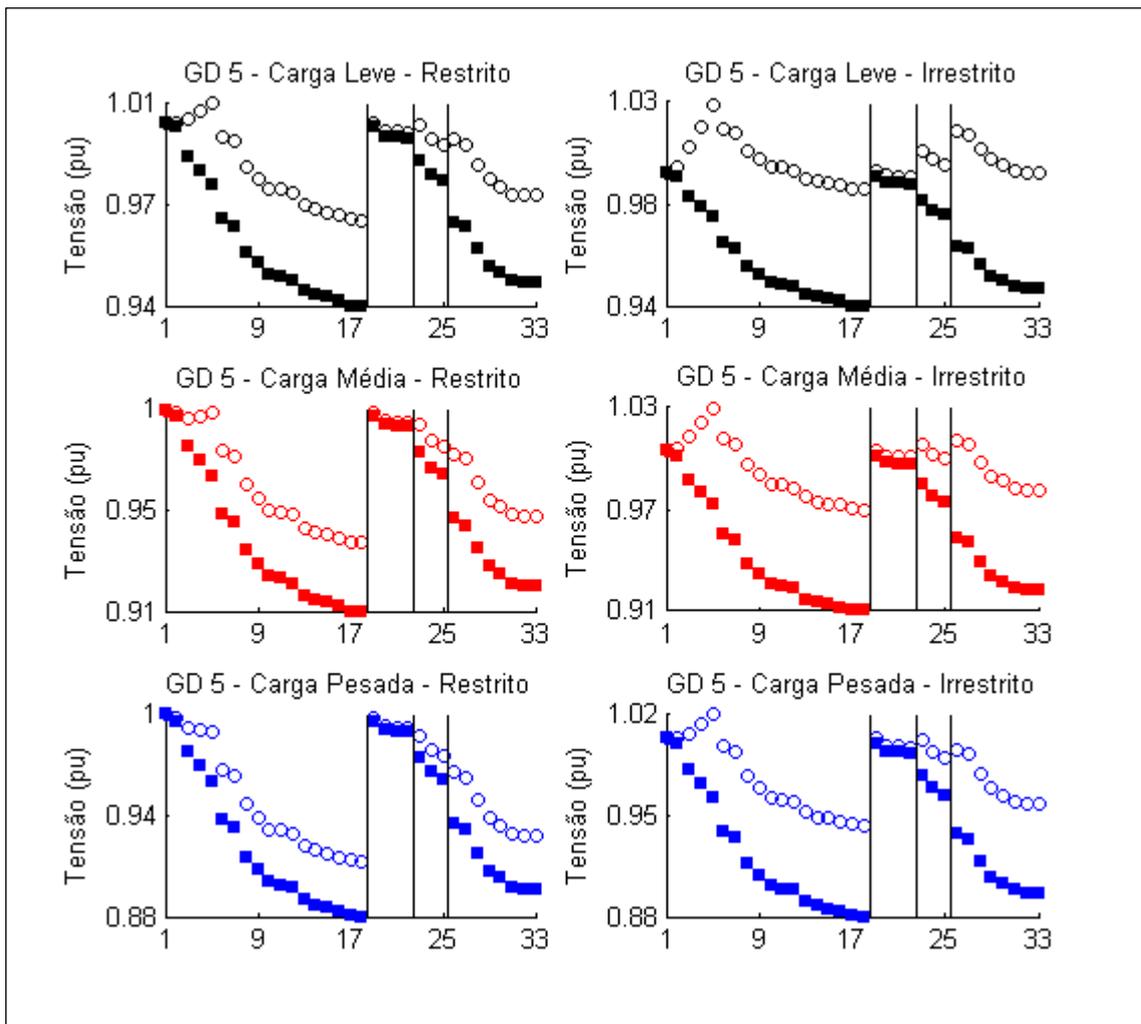


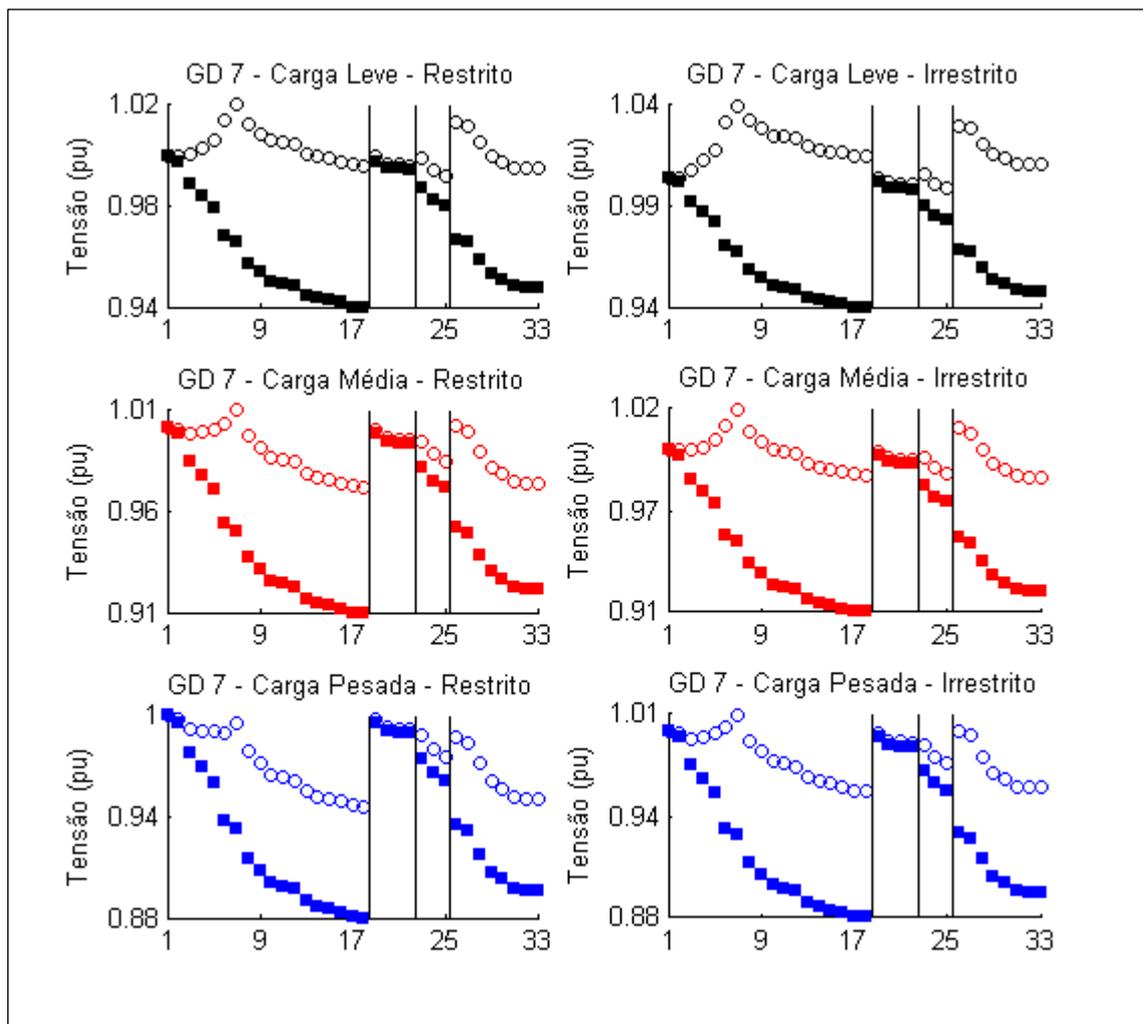
Figura 20 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 5.

Com relação a injeção ótima de potência na barra 7, pode-se observar o nível de tensão do sistema por meio da Figura 21. O pico de tensão verificado anteriormente na barra onde a GD é instalada se mantém, chegando a 1,04 pu durante o período de carga leve sem restrição quanto ao fluxo reverso, dada uma potência de 3887 kVA com FP de 0,82; sendo que esta não difere de forma tão abrupta, como visto outrora, da potência de 3111 kVA quando o fluxo reverso é restrito. Cabe ressaltar que esta barra, em ambos os casos, apresentou os menores valores da função objetivo, conforme Tabela 18, sendo a posição ótima para alocação da GD. O que se tem é uma redução de todos os parâmetros destacados, compondo uma FO de valor cerca de 70% menor em relação ao caso base.

Tabela 18 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 7.

Barra	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	314,1	3887	0,82	79	80	109	0,415	0,267	0,578
Δ (%)	-72,17			-18,40	-60,35	-67,87	-66,12	-84,88	-74,74
GD (res.)	350,8	3111	0,847	49	68	114	0,182	0,437	0,881
Δ (%)	-68,93			-49,22	-66,54	-66,28	-85,14	-75,25	-61,49

Além disto, pode-se visualizar que os trechos compostos das barras 1 a 18 e 26 a 33 apresentam as maiores variações quanto ao nível de tensão. Comportamento este que não é reproduzido no trecho de 19 a 22, de modo que tal fato pode ser explicado pela já elevada tensão desta seção e de suas imediações, observada a topologia do sistema.

**Figura 21 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 7.**

Quanto a barra 15, a injeção ótima de potência se dá em 1548 kVA com um FP de 0,876 em ambos os casos (Tabela 19) e gera os perfis de tensão da Figura 22. Neste ponto do sistema a atuação da restrição quanto ao fluxo reverso não é ativada, portanto tem-se que os dois resultados são iguais.

Tabela 19 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 15.

Barra	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	492,5	1548	0,876	74	108	170	0,621	0,669	0,874
Δ (%)	-56,37			-23,64	-46,34	-49,84	-49,31	-62,12	-61,80
GD (res.)	492,5	1548	0,876	74	108	170	0,621	0,669	0,874
Δ (%)	-56,37			-23,64	-46,34	-49,84	-49,31	-62,12	-61,80

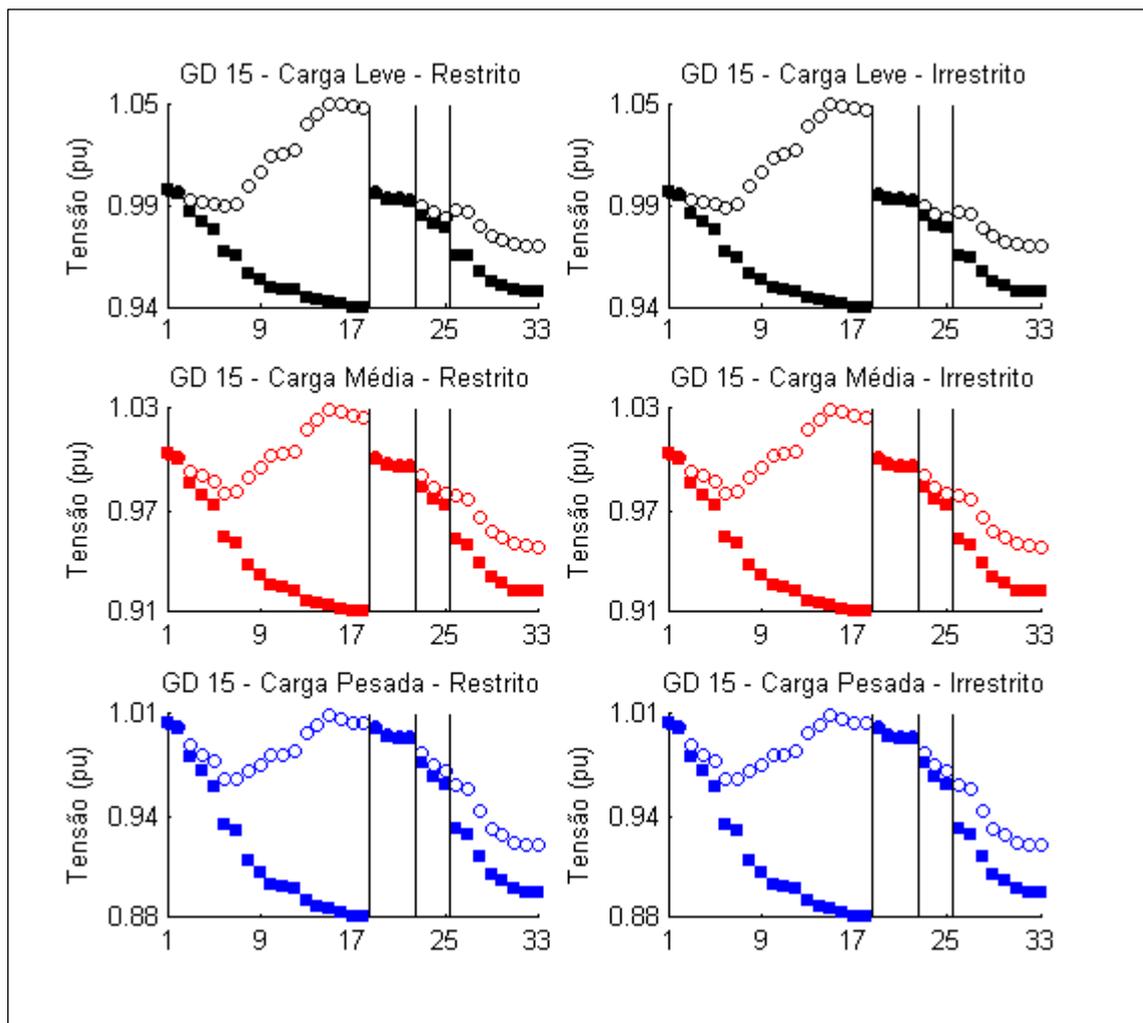


Figura 22 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 15.

Em relação ao valor da função objetivo, percebe-se uma redução de 56,37%, assim como uma melhora nas perdas de potência ativa de aproximadamente 24, 46 e 50% para os níveis de carga leve, média e pesada, respectivamente. Também verifica-se um pico de tensão de 1,05 pu na barra 15 para a condição de carga leve, além de um aumento significativo nas barras vizinhas, tanto a montante como a jusante, em todos os níveis de carga.

Quanto a injeção ótima de potência na barra 20, tem-se que a mudança no perfil de tensão do alimentador é mínimo. Isto decorre de que a seção 19-22 está conectada a barra 2 e por isso possui um alto nível de tensão no caso base, sendo assim, grandes aumentos desta variável acarretariam em uma significativa penalização quanto ao desvio de tensão.

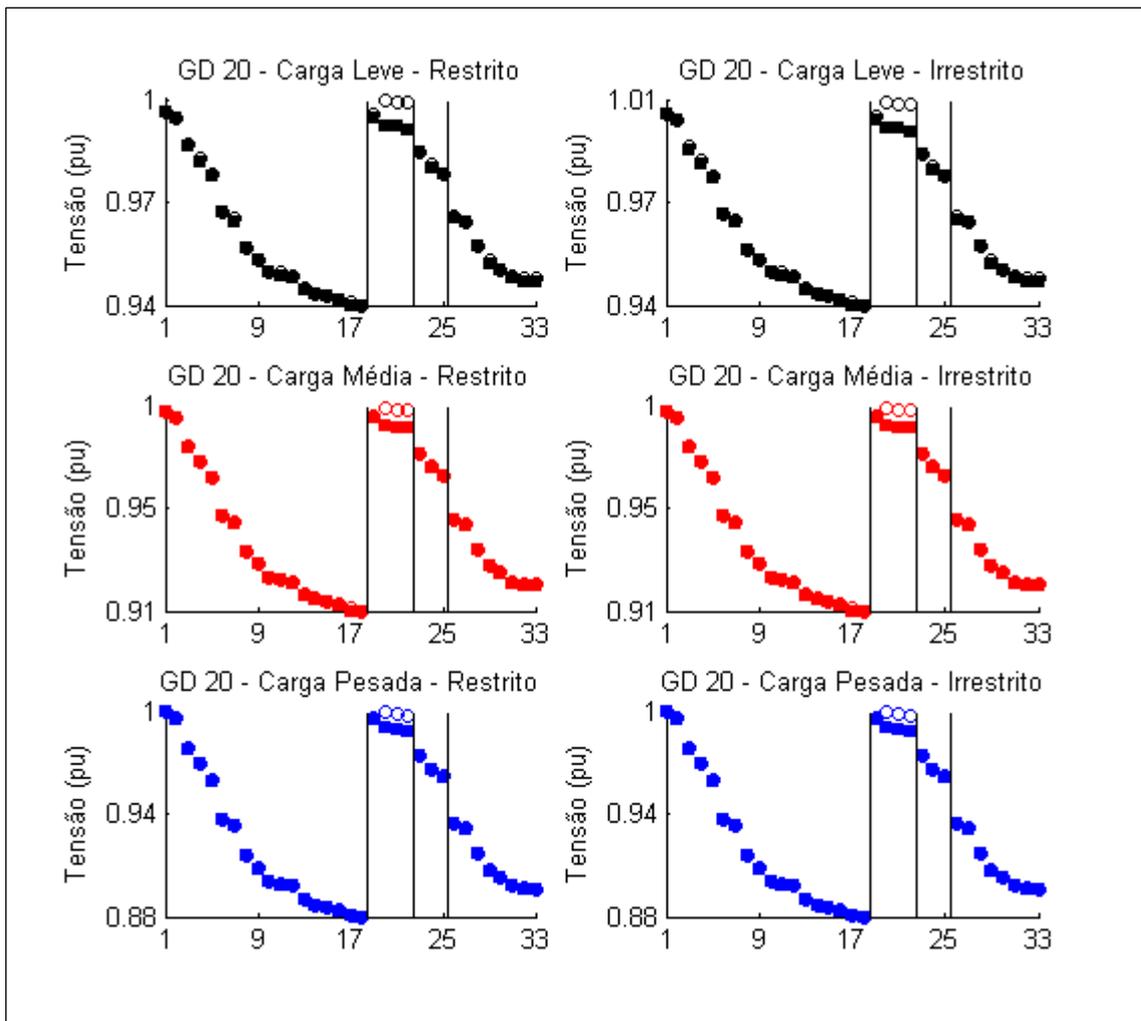


Figura 23 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 20.

Soma-se a isto, o baixo nível de carga deste trecho, de modo que uma pequena injeção de potência pode suprir de forma adequada a carga local. Assim tem-se uma injeção de potência ótima de aproximadamente 647 kVA, conforme Tabela 20. Observa-se que o impacto no sistema é mínimo tanto em desvio de tensão como em diminuição de perdas, o que perfaz uma redução de apenas 1,68% na função objetivo.

Tabela 20 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 20.

Barra	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	1109,9	646	0,94	97	199	333	1,206	1,733	2,247
Δ (%)	-1,68			-0,69	-1,46	-1,51	-1,55	-1,87	-1,79
GD (res.)	1109,9	648	0,942	97	199	333	1,206	1,733	2,247
Δ (%)	-1,68			-0,67	-1,45	-1,51	-1,55	-1,87	-1,79

Já no que consta a injeção ótima de potência na barra 27, verifica-se que neste ponto, a decisão quanto ao uso da restrição de fluxo reverso, possui determinado impacto no valor final da FO, conforme Tabela 21. O que se observa é que no caso irrestrito, com potência aparente de 3862 kVA, as perdas de potência apresentam resultados piores para os níveis leve e médio, sendo quase iguais para a carga pesada, dada a comparação com o caso restrito. No entanto, os desvios de tensão são menores no caso ilimitado em duas das três cargas analisadas. O que, ao final, confere a FO uma leve diferença de aproximadamente 3,57% entre os casos.

Tabela 21 Impacto no sistema devido a injeção ótima na barra 27.

Barra	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	337,1	3862	0,823	92	88	112	0,362	0,342	0,647
Δ (%)	-70,14			-5,87	-56,51	-66,87	-70,45	-80,63	-71,72
GD (res.)	377,4	3112	0,849	57	71	113	0,246	0,483	0,918
Δ (%)	-66,57			-41,87	-65,05	-66,62	-79,92	-72,65	-59,88

Quanto ao perfil de tensão do sistema em virtude da injeção ótima de potência, pode-se analisar a Figura 24. Observa-se que o caso irrestrito apresenta os maiores níveis de tensão, chegando a 1,04 pu para carga leve, além disso, tem-se um valor elevado deste parâmetro na barra em que ocorre a injeção, assim como uma melhora notável no perfil de tensão no trecho 1-18. Tal fenômeno pode ser explicado pela topologia do sistema, uma vez que o trecho 26-33 está diretamente conectado à barra 6, assim existe uma considerável injeção de potência neste ponto por parte da GD.

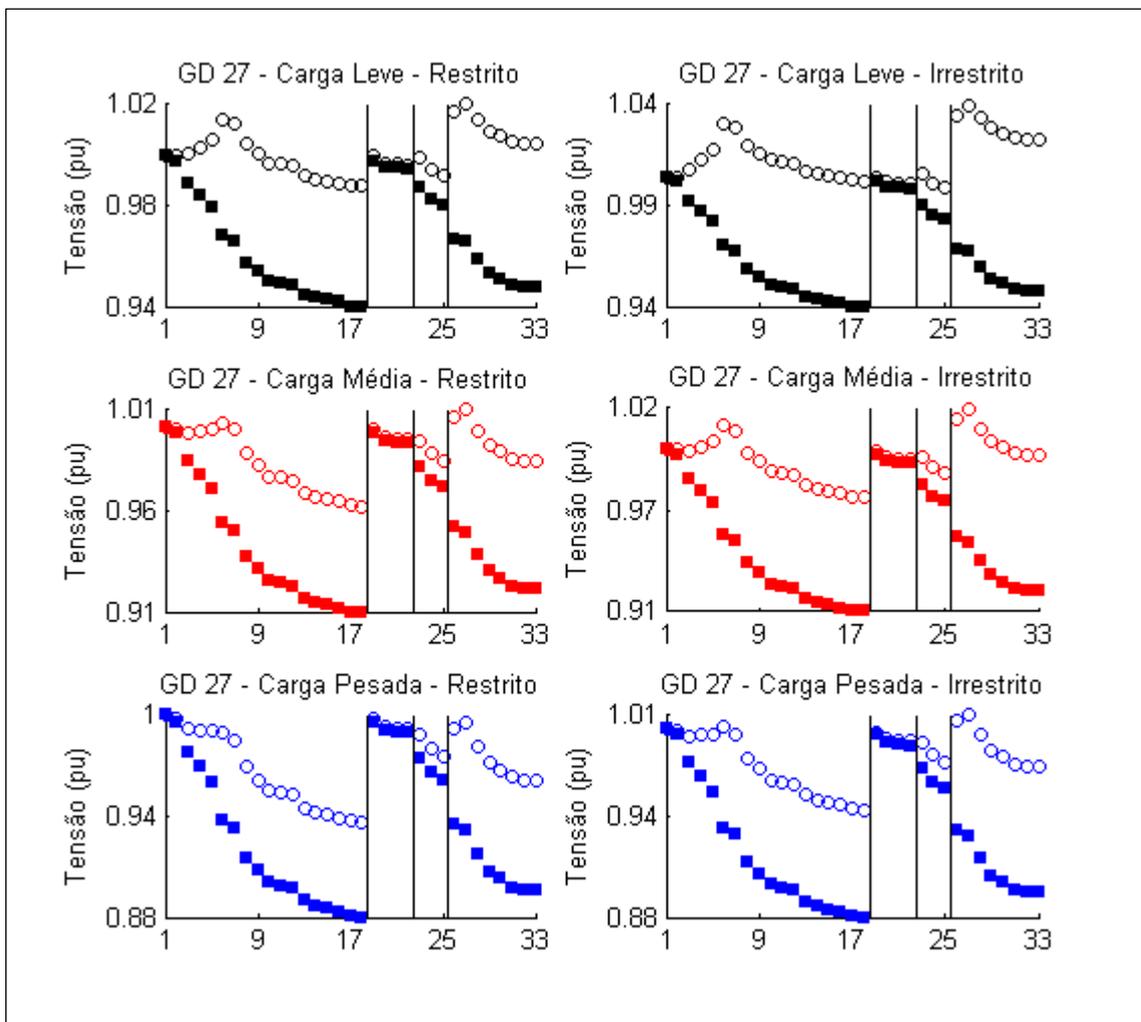


Figura 24 Perfil de tensão para injeção ótima na barra 27.

6.3 FUNÇÃO OBJETIVO E PENETRAÇÃO ÓTIMA DA GD PARA CADA BARRA DO SISTEMA

Colhidos os dados referentes aos pontos ótimos de funcionamento da GD, observada uma unidade a cada vez no sistema, pode-se verificar o comportamento da função objetivo quanto a barra ótima para alocação da geração, conforme Figura 25. O que se constata é que uma vez que se tem o caso base em aproximadamente 1129 pu (linha pontilhada), todas as gerações que forem devidamente dimensionadas tem por característica a melhora no funcionamento do alimentador, tanto no caso restrito como no irrestrito. Aliás, quanto a essa diferenciação por meio de casos, o que se tem é que para barras mais próximas a subestação como as de 2 a 7, o fluxo de potência reverso atua de maneira significativa na limitação dos resultados; no entanto, para barras mais afastadas como as de 8 a 18, os resultados em ambos os casos são idênticos, comportamento também verificado no trecho 29-33. Além disso, comprova-se que a barra ótima é a 7 e que pontos próximos deste, como as barras 6, 8 e 26 apresentam pequenos valores da FO quando comparados com barras mais distantes, como a 18 ou 33.

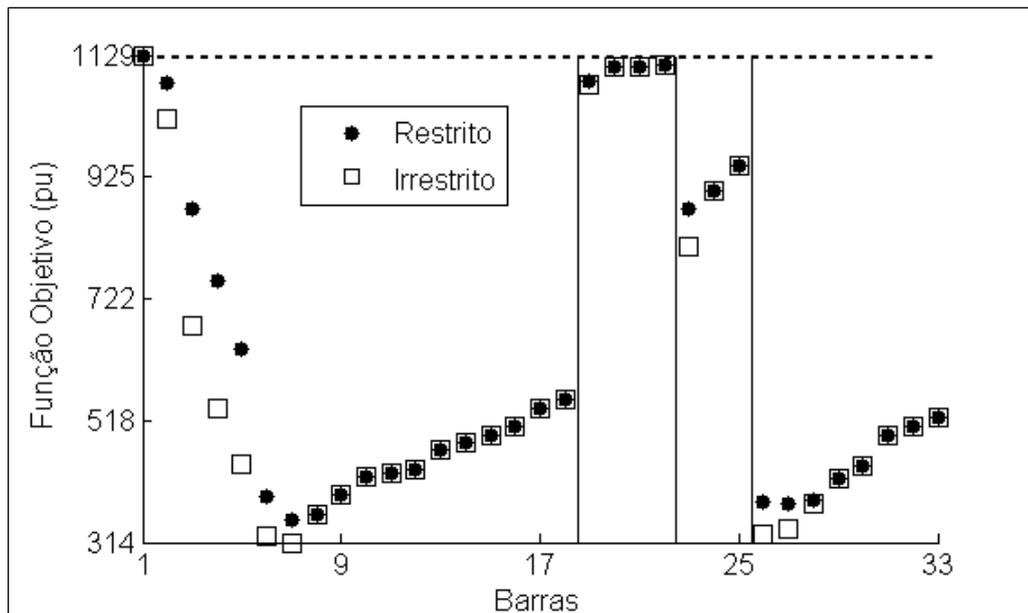


Figura 25 Valor da FO para a injeção ótima de potência em cada barra.

Quanto às injeções ótimas de potência aparente em cada barra, estas podem ser visualizadas na Figura 26. O que se verifica é que os valores ótimos, para os dois casos, possuem divergência nos mesmos pontos observados na Figura 25, ou seja, nas barras mais próximas a subestação. Além disso, as maiores injeções também se dão nestes pontos, notadamente das barras de 2 a 7, 19 e 23, no entanto, os valores são os mesmos para o trecho de 8 a 18 e de 29 a 33. Importante salientar que a barra de alocação ótima (sete) não é onde ocorre a maior nem a menor geração de potência no caso irrestrito, já no caso restrito a limitação devido ao fluxo reverso na subestação torna-se ativa, o que praticamente iguala a injeção deste ponto com as à montante. Nota-se ainda que a barra 1 foi suprimida pois a GD nunca é instalada neste ponto do sistema.

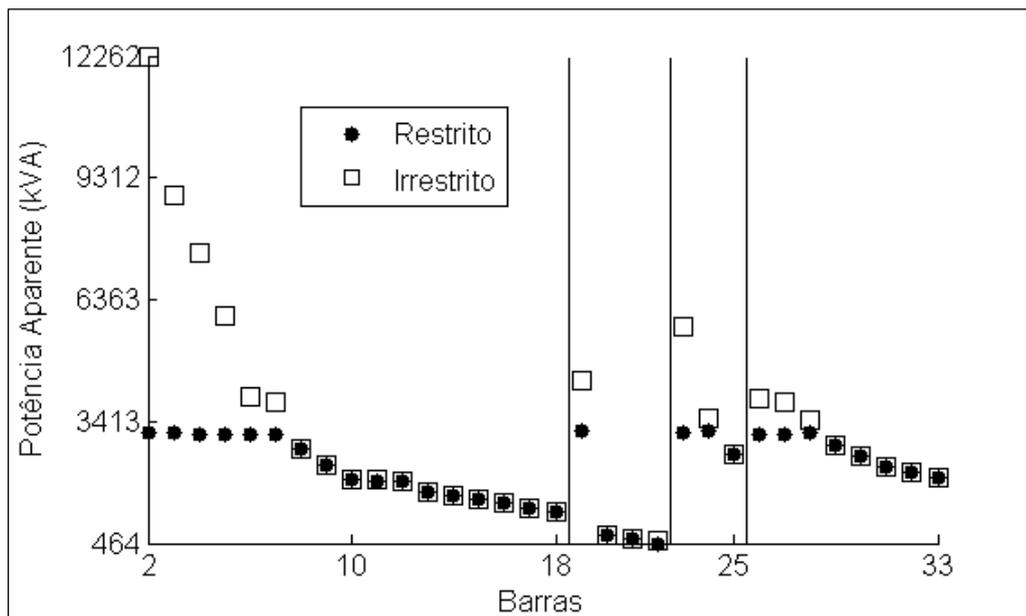


Figura 26 Potência aparente ótima injetada em cada barra.

6.4 ALTERAÇÕES NO FLUXO DE POTÊNCIA PARA A GD ÓTIMA

Acerca dos efeitos da inserção da geração distribuída no sistema, mensurados através do fluxo de potência, verifica-se que algumas linhas do alimentador são severamente afetadas, já em outras, a variação é insignificante. Tal afirmação baseia-se na Tabela 22 e Tabela 23,

nestas são apresentados os fluxos de potência, em cada linha do sistema, para carga leve e em duas condições, com a restrição de fluxo reverso na subestação ativa e inativa, salienta-se ainda que as variações são calculadas tendo por referência os fluxos em cada nível de carga no caso base. Para tanto, a GD é alocada na barra ótima (sete) com injeção de potência ótima de $2635+j1654$ kVA no caso restrito e $3188+j2225$ kVA no caso irrestrito. O que se observa na seção 1-18 é que até o ponto em que a geração está instalada ocorrem enormes variações no fluxo de potência, inclusive com reversão de sentido. Toma-se como exemplo a linha 6-7 do caso restrito, sem a GD o que se tem é um fluxo de $761+j367$ kVA, já com a GD se tem um fluxo de $-1871-j1272$ kVA, onde o sinal negativo denota um fluxo no sentido da carga para a subestação. O que se observa é uma variação de $-345,8\%$ para potência ativa e de $-447,03\%$ para potência reativa. No entanto, este comportamento não é observado para as linhas à jusante da GD, onde as variações de fluxo em ambos os casos são menores que 1% .

Tabela 22 Fluxo de potência para carga leve na seção 1-18.

Barra Inicial	Barra Final	GD 7 - Restrita - Carga Leve				GD7 - Irrestrita - Carga Leve			
		P (kW)	Q (kVAR)	ΔP (%)	ΔQ (%)	P (kW)	Q (kVAR)	ΔP (%)	ΔQ (%)
1	2	1	-1	-100,0	-100,1	-522	-541	-119,4	-132,4
2	3	-320	-155	-113,6	-110,3	-843	-695	-135,8	-146,0
3	4	-1035	-500	-164,0	-143,3	-1561	-1041	-196,5	-190,2
4	5	-1122	-557	-173,5	-150,9	-1653	-1101	-208,3	-200,7
5	6	-1167	-580	-179,1	-154,3	-1704	-1126	-215,5	-205,4
6	7	-1871	-1272	-345,8	-447,0	-2419	-1829	-417,9	-599,0
7	8	620	293	-0,2	-0,3	619	293	-0,3	-0,4
8	9	475	220	-0,2	-0,2	475	220	-0,2	-0,3
9	10	432	205	-0,1	-0,2	432	205	-0,1	-0,2
10	11	389	190	-0,1	-0,1	389	190	-0,1	-0,2
11	12	357	169	-0,1	-0,1	357	169	-0,1	-0,2
12	13	315	144	-0,1	-0,2	315	144	-0,1	-0,2
13	14	272	119	0,0	-0,1	272	119	0,0	-0,1
14	15	188	63	0,0	-0,1	188	63	0,0	-0,1
15	16	146	56	0,0	-0,1	146	56	0,0	-0,1
16	17	105	42	0,0	0,0	105	42	0,0	-0,1
17	18	63	28	0,0	0,0	63	28	0,0	0,0

Com relação aos outros trechos do sistema, o comportamento é o mesmo que se tem para as linhas a jusante da GD no que consta o fluxo de potência. As variações são insignificativas se comparadas com aquelas experimentadas entre as barras 1 e 7, conforme Tabela 23. O que se verifica é que uma vez alocada a geração distribuída, os fluxos de potência entre este ponto e a subestação sofrem mudanças apreciáveis, no entanto, as linhas a jusante mantêm seus fluxos quase que inalterados, assim como as seções adjacentes a esta considerada. Os fluxos para as cargas média e pesada encontram-se no Apêndice D.

Tabela 23 Fluxo de potência para carga leve nas seções 2-22, 3-25 e 6-33.

Barra Inicial	Barra Final	GD 7 - Restrita - Carga Leve				GD7 - Irrestrita - Leve			
		P (kW)	Q (kVAR)	ΔP (%)	ΔQ (%)	P (kW)	Q (kVAR)	ΔP (%)	ΔQ (%)
2	19	251	112	0,00	0,00	251	112	0,00	0,00
19	20	188	84	0,00	0,00	188	84	0,00	0,00
20	21	125	56	0,00	0,00	125	56	0,00	0,00
21	22	63	28	0,00	0,00	63	28	0,00	0,00
3	23	652	317	-0,02	-0,03	652	317	-0,02	-0,03
23	24	588	281	-0,01	-0,02	588	281	-0,02	-0,03
24	25	293	140	-0,01	-0,01	293	140	-0,01	-0,01
6	26	653	671	-0,22	-0,16	653	671	-0,26	-0,20
26	27	610	653	-0,21	-0,16	610	653	-0,26	-0,19
27	28	567	635	-0,20	-0,15	567	635	-0,24	-0,18
28	29	521	617	-0,12	-0,08	521	617	-0,14	-0,10
29	30	434	566	-0,06	-0,03	434	565	-0,07	-0,04
30	31	293	147	-0,03	-0,06	293	147	-0,03	-0,07
31	32	188	98	-0,01	-0,01	188	98	-0,01	-0,02
32	33	42	28	0,00	0,00	42	28	0,00	0,00

7 CONCLUSÃO

Este documento apresenta um modelo de otimização para sistemas e cargas equilibradas onde são observadas as variações de carga e produzem-se melhoras no sistema acerca do nível de tensão do alimentador e as perdas de potência ativa nas linhas. Além disto, a função objetivo possui uma característica ajustável dada pelo coeficiente de proporcionalidade, assim pode-se priorizar um ou outro atributo de interesse. Também verifica-se esta funcionalidade no conjunto de restrições quanto ao fluxo de potência reverso na subestação, na limitação da potência injetada pela GD, assim como do fator de potência.

Quanto aos resultados obtidos, o que se conclui é que a geração distribuída tem a capacidade de impactar positivamente o sistema em qualquer ponto que for alocada dada uma injeção de potência ótima, no entanto esta vantagem pode se tornar um problema quando o dimensionamento da mesma não é o correto, como pôde ser mensurado no aumento do valor da função objetivo quando a GD é forçada a injetar determinados valores de potência. Outra questão relevante é que a alocação adequada da geração distribuída traz consigo o incremento na capacidade de melhora dos níveis de tensão e perdas de potência, ou seja, algumas barras do sistema são mais propícias a receberem a GD do que outras. O que se observa é que pontos do sistema mais próximos da subestação, assim como aqueles demasiadamente próximos ao final do alimentador não trazem tantos benefícios ao sistema, ao contrário de pontos intermediários do alimentados onde tem-se ainda uma carga razoável a jusante que pode ser atendida pela GD e no entanto o nível de tensão apresenta uma redução significativa frente a aquela constatada na subestação. Neste sentido, verifica-se que o fluxo de potência a montante da geração sofre severas variações, podendo ocorrer, de acordo com o nível de penetração, a reversão do fluxo em uma ou mais linhas; já para os trechos a jusante da GD e seções laterais, o que se tem são mínimas variações no fluxo de potência.

A realização deste estudo acarreta uma série de questões e oportunidades para novas pesquisas que podem ser debatidas em trabalhos futuros, entre estes, cita-se:

- A mensuração das perdas de potência e desvio de tensão para um número diferente de níveis de carga, verificando qual é o percentual de erro frente a um sistema com variação contínua deste parâmetro.
- A comparação entre os resultados obtidos neste estudo e quando do uso do limite de corrente nas linhas do sistema elétrico de potência. Qual a variação do valor da função objetivo?
- Avaliação das consequências do fator de potência fixo quando comparado a um FP ótimo, quais os efeitos nos indicadores mensurados?
- O impacto de diversos níveis de penetração da GD no sistema e a obtenção de parâmetros (como a carga total do SEP) que sirvam de base para a escolha de um determinado valor.
- A reformulação da função objetivo para definir seus valores em termos de critérios econômicos, de modo que se contemplem os custos de instalação, manutenção e até mesmo eventuais modificações estruturais no sistema, uma vez que desta maneira pequenas GDs podem ter seu impacto no sistema balizado por meio dos recursos financeiros investidos.
- A adequação do modelo proposto para o caso em que as linhas e cargas são desequilibradas, além da verificação se este tipo de abordagem trás consigo diferenças relevantes quando comparada com o modelo equilibrado.
- A execução de testes em outros alimentadores e a consequente comprovação ou negação dos resultados obtidos.

REFERÊNCIAS

- ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Guildford, v. 28, n. 10, p. 669–678, Dec. 2006.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, [S. 1.], v. 57, n. 3, p. 195-204, Apr. 2001.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 247**. 2006. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.pdf>>. Acesso em: 17 Janeiro 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de Energia Elétrica no Brasil**. 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 05 Outubro 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482**. 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 17 Janeiro 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional: Qualidade da Energia Elétrica**. 2012b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_4.pdf>. Acesso em: 8 Fevereiro 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Introdução**. 2012c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo1_Revisao_6.pdf>. Acesso em: 15 Fevereiro 2014.
- BABU, P. R. et al. A Novel Approach for Solving Distribution Networks. In: INDIA CONFERENCE (INDICON), 5, 2009, Gujarat. **Proceedings...** New York: IEEE Press, 2009. p. 1-5.
- BELOTTI, P. **COUENNE: a user's manual**. 2013. Disponível em: <<http://www.coin-or.org/Couenne/couenne-user-manual.pdf>>. Acesso em: 10 Janeiro 2014.
- BO, W.; KA, L. Analysis of the Distributed Generation System and the Influence on Power Loss. In: POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE (APPEEC), 3, 2011, Wuhan. **Proceedings...** New York: IEEE Press, 2011. p. 1-4.

BRASIL. Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 25 Janeiro 2014.

BURDA, A. E.; BALTAZAR, B. P. M.; BERNARDO, C. J. I. Evolution of renewable energy in Brazil. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CLEAN ELECTRICAL POWER (ICCEP), 3, 2011, Ischia. **Proceedings...** New York: IEEE Press, 2011. p. 316-319.

CELLI, G. et al. Voltage profile optimization with distributed generation. In: POWER TECH, 3, 2005, St. Petersburg. **Proceedings...** New York: IEEE Press, 2005. p. 1-7.

CENTRAX gas turbines. 2013. Disponível em: <<http://www.centraxgt.com/about-us/what-is-cogeneration>>. Acesso em: 20 Outubro 2013.

CHIOU, J.-P.; CHANG, C.-F.; SU, C.-T. Ant direction hybrid differential evolution for solving large capacitor placement problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 19, n. 4, p. 1794 - 1800, Nov. 2004.

CHIRADEJA, P. Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXHIBITION: ASIA AND PACIFIC, 2, 2005, Dalian. **Proceedings...** New York: IEEE Press, 2005. p. 1-5.

DA SILVA, I. C. et al. A Heuristic Constructive Algorithm for Capacitor Placement on Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 4, p. 1619 - 1626, Nov. 2008.

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES (DEEC). **Geração Distribuída de Energia Eléctrica**. 2005. Disponível em: <http://lge.deec.uc.pt/ensino/gee/trabalhos%20pesquisa/2004_2005/geracao%20distribuida/GEE_Relatorio.pdf>. Acesso em: 10 Dezembro 2013.

FELDMAN, D. et al. **Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2012.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; CONEJO, A. J.; CAÑIZARES, C. **Electric Energy Systems: Analysis and Operation**. Boca Raton: CRC Press, 2009.

GUEDES, L. M.; SANTOS, E. C.; OLIVEIRA, G. M. A. Alocação de Geração Distribuída em Redes de Distribuição Radiais Considerando Análise de Curva de Carga. In: ENCUESTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ, 13, 2009, Puerto Iguazú. **Anales...** [S.l.: s.n.], 2009. p. 1-8.

HIEN, N. C.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. Location and Sizing of Distributed Generation Units for Loadability Enhancement in Primary Feeder. **Systems Journal**, [S. 1], v. 7, n. 4, p. 797-806, Dec. 2013.

HONG, Y.-Y.; HO, S.-Y. Determination of network configuration considering multiobjective in distribution systems using genetic algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 1062 - 1069, May 2005.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. Analytical Expressions for DG Allocation in Primary Distribution Networks. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, New York, v. 25, n. 3, p. 814 - 820, Sept. 2010.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewables Information**. 2012. Disponível em: <<http://www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/RenewablesInformation.pdf>>. Acesso em: 23 Outubro 2013.

KASHEM, M. A. et al. Distributed Generation for Minimization of Power Losses in Distribution Systems. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 4, 2006, Montreal. **Proceedings...** New York: IEEE Press, 2006. p. 1-8.

LANTZ, E.; HAND, M.; WISER, R. **The Past and Future Cost of Wind Energy**. World Renewable Energy Forum. Denver: National Renewable Energy Laboratory, 2012.

LINDO SYSTEMS. **LINDO/LINDOGlobal**. 2013. Disponível em: <<http://www.gams.com/dd/docs/solvers/lindo.pdf>>. Acesso em: 10 Janeiro 2014.

MÉFFE, A. **Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição**. 2001. 152 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

MENDES, A. L. S.; PINTO, M. D. M. Autoprodução e Produção Independente de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis no Brasil. In: ENCONTRO LATINO-AMERICANO SOBRE EDIFICAÇÕES E COMUNIDADES SUSTENTÁVEIS, 4, 2011, Vitória. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2011.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1983.

OLIVEIRA, L. W. et al. Reconfiguração ótima de sistemas de distribuição para minimização de perdas de energia. **SBA Controle e Automação**, Natal, v. 20, n. 2, p. 233-246, Jun. 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Plano Da Operação Energética: 2013/2017**. 2013. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao_operacao_energetica/PEN%202013%20-%20Vol%201%20%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf>. Acesso em: 5 Outubro 2013.

PEPERMANS, G. et al. **Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues**. Leuven: University Of Leuven Energy Institute, 2003.

QUEZADA, V. H. M.; ABBAD, J. R.; ROMÁN, T. G. S. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 2, p. 533-540, May 2006.

RAWSON, M. **Distributed Generation Costs and Benefits Issue Paper**. California: Energy Commission, 2004.

SALUSTIANO, R. et al. Efeito do Desbalanço de Carga nas Perdas Técnicas de Transformadores de Distribuição. In: ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRÉ, 15, 2013, Foz do Iguaçu. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2013.

STEVENSON JR., W. D.; GRAINGER, J. J. **Power System Analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

TALAAAT, H. E. A.; ABDENNOUR, A.; AL-SULAIMAN, A. Design and experimental investigation of a decentralized GA-optimized neuro-fuzzy power system stabilizer. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Guildford, v. 32, n. 7, p. 751–759, Sept. 2010.

TAÚTIVA, C.; CADENA, Á. Optimal Placement of Distributed Generation on Distribution Networks. In: TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION: LATIN AMERICA, 3, 2008, Bogota. **Proceedings...** New York: IEEE Press, 2008. p. 1-5.

TOLMASQUIM, M. T. **Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil**. 2011. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0103-40142012000100017&script=sci_arttext>. Acesso em: 5 Outubro 2013.

VENKATESH, B. Optimal power flow in radial distribution systems. In: INTERNATIONAL POWER AND ENERGY CONFERENCE, 3, 2010, Singapore. **Proceedings...** New York: IEEE Press, 2010. p. 18-21.

WESTERLUND, T.; LASTUSILTA, T. **AlphaECP**. 2013. Disponível em: <<http://www.gams.com/dd/docs/solvers/alphaecp.pdf>>. Acesso em: 10 Janeiro 2014.

ZHANG, H.-T.; LAI, L. L.; ZHU, J. A Novel Automatic Load Shedding Scheme to Improve Survivability of Distribution Networks. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEMS, MAN, AND CYBERNETICS (SMC), 26, 2013, Manchester. **Proceedings...** New York: IEEE Press, 2013. p. 4800 - 4805.

ZIENA OPTIMIZATION. **KNITRO Documentation Release 9.0**. 2013. Disponível em: <http://www.ziena.com/docs/KNITRO90_UserManual.pdf>. Acesso em: 10 Janeiro 2014.

APÊNDICE A:

Fluxo de Potência no Caso Base para os Três Níveis de Carga

**APÊNDICE A: FLUXO DE POTÊNCIA NO CASO BASE PARA OS TRÊS NÍVEIS
DE CARGA**

CASO BASE - CARGA LEVE

		Caso Base - LEVE	
Barra Inicial	Barra Final	P (kW)	Q (kVAR)
1	2	2684	1667
2	3	2357	1511
3	4	1618	1154
4	5	1526	1093
5	6	1475	1068
6	7	761	367
7	8	621	294
8	9	476	220
9	10	432	205
10	11	389	190
11	12	357	169
12	13	315	145
13	14	272	119
14	15	188	63
15	16	146	56
16	17	105	42
17	18	63	28
2	19	251	112
19	20	188	84
20	21	125	56
21	22	63	28
3	23	652	317
23	24	588	281
24	25	293	140
6	26	655	672
26	27	612	654
27	28	568	636
28	29	521	618
29	30	434	566
30	31	293	147
31	32	188	98
32	33	42	28

CASO BASE - CARGA MÉDIA

Barra Inicial	Barra Final	Caso Base - MÉDIA	
		P (kW)	Q (kVAR)
1	2	3844	2392
2	3	3380	2169
3	4	2321	1656
4	5	2184	1568
5	6	2108	1530
6	7	1080	524
7	8	882	420
8	9	675	314
9	10	612	291
10	11	550	269
11	12	505	239
12	13	445	205
13	14	384	168
14	15	266	89
15	16	206	79
16	17	147	59
17	18	88	39
2	19	354	158
19	20	266	119
20	21	177	79
21	22	88	39
3	23	921	448
23	24	830	397
24	25	413	197
6	26	931	954
26	27	870	928
27	28	808	902
28	29	738	873
29	30	613	798
30	31	414	208
31	32	265	138
32	33	59	39

CASO BASE - CARGA PESADA

Barra Inicial	Barra Final	Caso Base - PESADA	
		P (kW)	Q (kVAR)
1	2	4947	3083
2	3	4355	2798
3	4	2991	2137
4	5	2810	2021
5	6	2706	1968
6	7	1378	673
7	8	1127	539
8	9	860	401
9	10	778	371
10	11	698	342
11	12	641	305
12	13	565	261
13	14	487	214
14	15	336	113
15	16	261	100
16	17	187	75
17	18	112	50
2	19	448	200
19	20	336	150
20	21	223	100
21	22	112	50
3	23	1169	570
23	24	1052	504
24	25	523	250
6	26	1191	1217
26	27	1112	1183
27	28	1032	1150
28	29	940	1109
29	30	778	1011
30	31	524	263
31	32	335	174
32	33	74	50

APÊNDICE B:

Limites de Potência Testados e Pontos Ótimos Associados
(Avaliação Preliminar)

APÊNDICE B: LIMITES DE POTÊNCIA TESTADOS E PONTOS ÓTIMOS ASSOCIADOS

PONTOS ÓTIMOS PARA OS DEVIDOS LIMITES E BARRAS 5 E 7

Limites Potência (kVA)		GD 5 - Pontos Ótimos			GD 7 - Pontos Ótimos		
Smin	Smax	Sgd5	FP5	FO (pu)	Sgd7	FP7	FO (pu)
0	100	100	0,871	1109,5950	100	0,81	1095,3349
100	200	200	0,871	1090,5910	200	0,81	1062,3643
200	300	300	0,871	1071,8190	300	0,81	1029,9117
300	400	400	0,871	1053,0000	400	0,81	997,9696
400	500	500	0,871	1034,9600	500	0,81	966,5309
500	600	600	0,871	1016,8720	600	0,81	935,5887
600	700	700	0,871	999,0078	700	0,81	905,1363
700	800	800	0,871	981,3676	800	0,81	875,1669
800	900	900	0,871	963,9497	900	0,81	845,6741
900	1000	1000	0,871	946,7527	1000	0,81	816,6515
1000	1100	1100	0,871	929,7752	1100	0,81	788,0930
1100	1200	1200	0,871	913,0157	1200	0,81	759,9924
1200	1300	1300	0,871	896,4731	1300	0,81	732,3438
1300	1400	1400	0,871	880,1459	1400	0,81	705,1415
1400	1500	1500	0,871	864,0328	1500	0,81	678,3796
1500	1600	1600	0,871	848,1326	1600	0,81	652,0527
1600	1700	1700	0,871	832,4440	1700	0,81	626,1553
1700	1800	1800	0,871	816,9656	1800	0,81	600,6820
1800	1900	1900	0,871	801,6963	1900	0,81	575,9051
1900	2000	2000	0,871	786,6347	2000	0,81	551,8818
2000	2100	2100	0,871	771,7796	2100	0,81	528,3360
2100	2200	2200	0,871	757,1298	2200	0,809	505,8057
2200	2300	2300	0,871	742,7122	2300	0,808	484,1487
2300	2400	2400	0,871	728,7716	2400	0,809	464,0321
2400	2500	2500	0,871	715,0975	2500	0,808	444,4518
2500	2600	2600	0,871	701,7732	2600	0,809	425,8150
2600	2700	2700	0,871	688,6472	2700	0,81	408,0976
2700	2800	2800	0,871	675,7200	2800	0,812	391,7789
2800	2900	2900	0,871	663,1193	2900	0,812	377,2615
2900	3000	3000	0,871	650,7133	3000	0,812	363,3812
3000	3100	3100	0,871	638,5009	3100	0,812	350,7038
3100	3200	3200	0,871	626,5013	3200	0,815	340,1276
3200	3300	3300	0,871	614,7844	3300	0,819	331,8102
3300	3400	3400	0,871	603,4074	3400	0,822	325,9765

Limites Potência (kVA)		GD 5 - Pontos Ótimos			GD 7 - Pontos Ótimos		
Smin	Smax	Sgd5	FP5	FO (pu)	Sgd7	FP7	FO (pu)
3400	3500	3500	0,871	592,3465	3500	0,819	321,9686
3500	3600	3600	0,87	581,6219	3600	0,818	318,9565
3600	3700	3700	0,87	571,4023	3700	0,82	316,7150
3700	3800	3800	0,87	561,5716	3800	0,818	314,9968
3800	3900	3900	0,869	552,1848	3897,9	0,82	314,0765
3900	4000	4000	0,869	543,3879	3900	0,82	314,0772
4000	4100	4100	0,869	534,9234	4000	0,82	315,1398
4100	4200	4200	0,868	526,7436	4100	0,823	317,2575
4200	4300	4300	0,868	519,0234	4200	0,817	320,4746
4300	4400	4400	0,868	511,4793	4300	0,823	324,8987
4400	4500	4500	0,868	504,1428	4400	0,826	330,1222
4500	4600	4600	0,868	497,3226	4500	0,834	336,4561
4600	4700	4700	0,868	490,7211	4600	0,725	347,8253
4700	4800	4800	0,867	484,4855	4700	0,613	364,9391
4800	4900	4900	0,866	478,8217	4800	0,912	363,6928
4900	5000	5000	0,867	473,4258	4900	0,934	374,9128
5000	5100	5100	0,866	468,2209	5000	0,458	410,6787
5100	5200	5200	0,866	463,5999			
5200	5300	5300	0,865	459,3425	5200	0,388	441,4694
5300	5400	5400	0,864	455,8549	5300	0,357	457,0608
5400	5500	5500	0,863	452,6739			
5500	5600	5600	0,862	449,9770	5500	0,304	488,7816
5600	5700	5700	0,861	447,9340			
5700	5800	5800	0,86	446,4635	5700	0,258	521,5783
5800	5900	5900	0,858	445,5140	5800	0,237	538,3340
5900	6000	5954,132	0,857	445,3155			
6000	6100	6000	0,856	445,3985	6000	0,198	572,5663
6100	6200	6100	0,856	445,6950			
6200	6300	6200	0,856	446,1707			
6300	6400	6300	0,855	446,9625			
6400	6500	6400	0,855	448,1689			
6500	6600	6500	0,853	449,7003			
6600	6700	6600	0,85	451,7933			
6700	6800	6700	0,848	454,6362			
6800	6900	6800	0,846	457,8947			
6900	7000	6900	0,838	462,0784			
7500	7600	7500	0,827	496,4648			
7750	7850	7750	0,82	513,8193			
8000	8100	8000	0,82	532,4958			
8250	8350	8250	0,734	555,7271			
8500	8600	8500	0,674	582,3787			

Limites Potência (kVA)		GD 5 - Pontos Ótimos			GD 7 - Pontos Ótimos		
Smin	Smax	Sgd5	FP5	FO (pu)	Sgd7	FP7	FO (pu)
8750	8850	8750	0,624	610,8327			
9000	9100	9000	0,581	640,7000			
10000	10100	10000	0,45	771,8957			
Menor Valor da FO		5954,132	0,857	445,3155	3897,9	0,82	314,0765

PONTOS ÓTIMOS PARA OS DEVIDOS LIMITES E BARRAS 15 E 20

Limites Potência (kVA)		GD 15 - Pontos Ótimos			GD 20 - Pontos Ótimos		
Smin	Smax	Sgd15	FP15	FO (pu)	Sgd20	FP20	FO (pu)
0	100	100	0,826	1061,1639	100	0,823	1124,4472
100	200	200	0,826	996,3503	200	0,823	1120,2998
200	300	300	0,826	934,2301	300	0,823	1116,3865
300	400	400	0,826	874,6581	400	0,841	1113,1552
400	500	500	0,826	817,5014	500	0,866	1111,1811
500	600	600	0,826	762,6387	600	0,903	1110,0618
600	700	700	0,825	709,9582	647,178	0,941	1109,8640
700	800	800	0,825	659,3571	700	0,949	1109,9311
800	900	900	0,833	617,4242	800	0,992	1110,4411
900	1000	1000	0,833	583,7159	900	0,999	1111,4441
1000	1100	1100	0,837	553,0795	1000	0,999	1112,7270
1100	1200	1200	0,84	528,5490	1100	0,991	1114,3065
1200	1300	1300	0,85	513,3500	1200	0,979	1116,1529
1300	1400	1400	0,852	502,1002	1300	0,967	1118,2568
1400	1500	1500	0,863	493,3395	1400	0,945	1120,7179
1500	1600	1544,569	0,876	491,4159	1500	0,935	1123,2623
1600	1700	1600	0,918	494,8675	1600	0,931	1125,9645
1700	1800	1700	0,969	505,6002	1700	0,919	1129,0184
1800	1900	1800	0,989	519,7490	1800	0,91	1132,2560
1900	2000	1900	0,997	535,9832	1900	0,9	1135,7629
2000	2100	2000	1	553,9058	2000	0,893	1139,4524
2100	2200	2100	0,999	573,3361	2100	0,869	1143,7765
2200	2300	2200	0,997	594,1748	2200	0,877	1147,5396
2300	2400	2300	0,993	616,3613	2300	.87	1151,9181
2400	2500	2400	0,989	639,8555	2400	0,867	1156,5185
2500	2600	2500	0,984	664,6296	2500	0,878	1161,3285
2600	2700	2600	0,979	690,6656	2600	0,889	1166,3401
2700	2800	2700	0,974	717,9934	2700	0,9	1171,5511
2800	2900	2800	0,969	746,5592	2800	0,908	1176,9595

Limites Potência (kVA)		GD 15 - Pontos Ótimos			GD 20 - Pontos Ótimos		
Smin	Smax	Sgd15	FP15	FO (pu)	Sgd20	FP20	FO (pu)
2900	3000	2900	0,965	776,3545	2900	0,904	1182,5767
3000	3100	3000	0,96	807,4475	3000	0,902	1188,4197
3100	3200	3100	0,956	839,8062	3100	0,902	1194,4707
3200	3300	3200	0,951	873,3824	3200	0,903	1200,7193
3300	3400	3300	0,947	908,1730	3300	0,924	1207,1553
3400	3500	3400	0,944	944,1941	3400	0,934	1213,7764
3500	3600	3500	0,94	981,4436	3500	0,937	1220,5840
3600	3700	3600	0,937	1019,9042	3600	0,936	1227,5990
3700	3800	3700	0,933	1059,5751	3700	0,938	1234,8244
3800	3900	3800	0,93	1100,4558	3800	0,948	1242,2310
3900	4000	3900	0,927	1142,5463	3900	0,956	1249,8116
4000	4100	4000	0,925	1185,8467	4000	0,962	1257,5641
4100	4200	4100	0,922	1230,3929	4100	0,957	1265,5235
4200	4300	4200	0,92	1276,1672	4200	0,956	1273,6869
4300	4400	4300	0,918	1323,1557	4300	0,42	1304,2975
4400	4500	4400	0,916	1371,3598	4400	0,377	1314,1642
4500	4600	4500	0,914	1420,7888	4500	0,34	1324,1455
4600	4700	4600	0,912	1471,5176	4600	0,306	1334,2579
4700	4800	4700	0,91	1523,4702	4700	0,981	1317,2383
4800	4900	4800	0,909	1576,6484	4800	0,986	1326,4402
4900	5000	4900	0,908	1631,1328	4900	0,99	1335,7949
5000	5100				5000	0,993	1345,0000
5100	5200						
5200	5300				5200	0,998	1364,7592
5300	5400				5300	0,999	1374,7091
5400	5500						
5500	5600				5500	1	1395,0615
5600	5700						
5700	5800				5700	0,998	1416,2152
5800	5900				5800	0,997	1427,1120
5900	6000						
6000	6100				6000	0,995	1449,5361
Menor Valor da FO		1544,569	0,876	491,4159	647,178	0,941	1109,8640

PONTOS ÓTIMOS PARA OS DEVIDOS LIMITES E BARRA 27

Limites Potência (kVA)		GD 27 - Pontos Ótimos		
Smin	Smax	Sgd27	FP27	FO (pu)
0	100	100	0,836	1095,4591
100	200	200	0,836	1062,6593
200	300	300	0,836	1030,4230
300	400	400	0,836	998,7424
400	500	500	0,836	967,6095
500	600	600	0,836	937,0168
600	700	700	0,836	906,9568
700	800	800	0,836	877,4221
800	900	900	0,836	848,4057
900	1000	1000	0,836	819,9006
1000	1100	1100	0,836	791,8999
1100	1200	1200	0,836	764,3971
1200	1300	1300	0,836	737,3855
1300	1400	1400	0,836	710,8589
1400	1500	1500	0,836	684,8109
1500	1600	1600	0,836	659,2356
1600	1700	1700	0,836	634,1268
1700	1800	1800	0,836	609,4787
1800	1900	1900	0,836	585,4858
1900	2000	2000	0,836	562,4491
2000	2100	2100	0,836	540,4187
2100	2200	2200	0,836	519,2458
2200	2300	2300	0,835	499,1931
2300	2400	2400	0,835	480,2934
2400	2500	2500	0,835	461,8720
2500	2600	2600	0,834	444,4176
2600	2700	2700	0,834	428,1040
2700	2800	2800	0,833	412,8363
2800	2900	2900	0,832	400,3550
2900	3000	3000	0,832	388,8643
3000	3100	3100	0,832	378,1942
3100	3200	3200	0,831	368,3268
3200	3300	3300	0,83	359,7058
3300	3400	3400	0,829	352,5720
3400	3500	3500	0,828	347,1006
3500	3600	3600	0,826	342,2675
3600	3700	3700	0,826	339,1131
3700	3800	3800	0,824	337,2053

Limites Potência (kVA)		GD 27 - Pontos Ótimos		
Smin	Smax	Sgd27	FP27	FO (pu)
3800	3900	3862,45	0,823	337,0712
3900	4000	3900	0,822	337,2459
4000	4100	4000	0,819	338,6013
4100	4200	4100	0,808	342,8863
4200	4300	4200	0,803	348,6636
4300	4400	4300	0,803	354,9405
4400	4500	4400	0,801	361,6842
4500	4600	4500	0,801	368,9019
4600	4700	4600	0,788	376,6717
4700	4800	4700	0,722	386,8088
4800	4900	4800	0,667	398,7893
4900	5000	4900	0,622	411,5635
5000	5100			
5100	5200			
5200	5300	5200	0,519	452,9277
5300	5400	5300	0,491	467,5104
5400	5500			
5500	5600	5500	0,441	497,7434
5600	5700			
5700	5800	5700	0,398	529,3365
5800	5900	5800	0,378	545,6276
5900	6000			
6000	6100	6000	0,341	579,1795
Menor Valor da FO		3862,45	0,823	337,0712

APÊNDICE C:

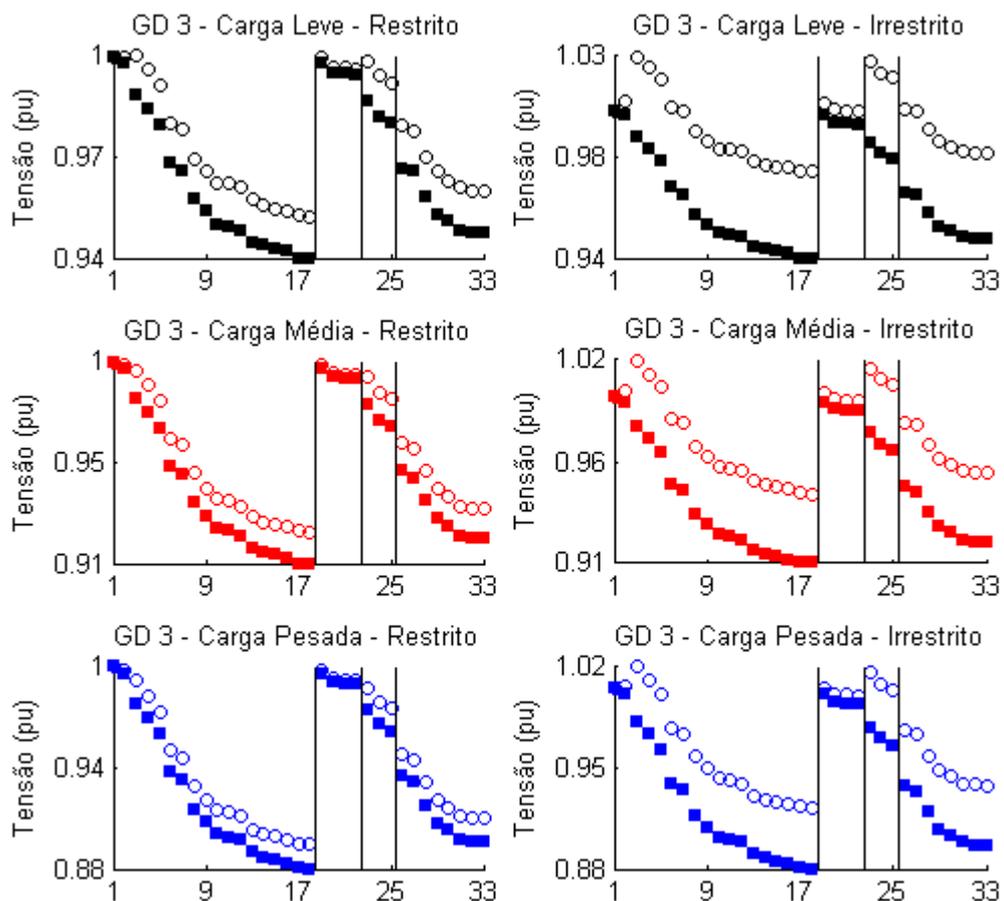
Perfil de Tensão e Impacto no Sistema para Injeção Ótima em Cada Barra

(Exceto as Barras 2, 5, 7, 15, 20 e 27; Já Apresentadas no Texto)

APÊNDICE C: PERFIL DE TENSÃO E IMPACTO NO SISTEMA PARA INJEÇÃO ÓTIMA EM CADA BARRA

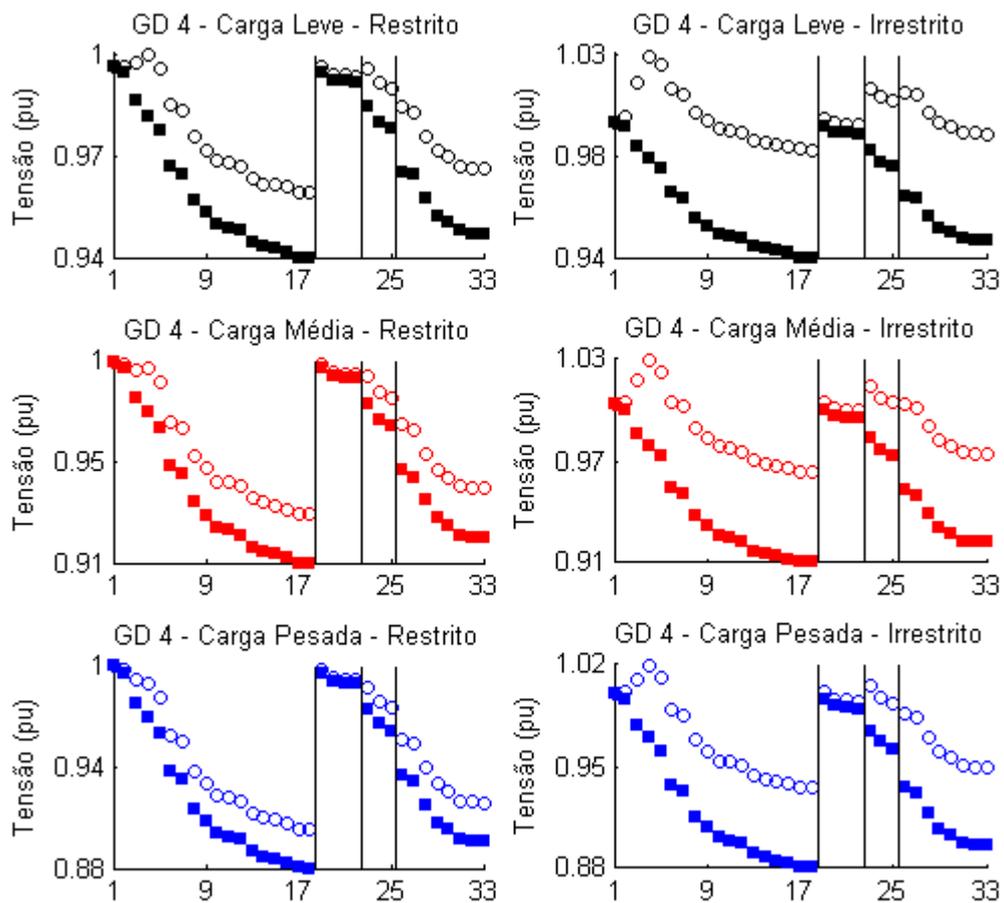
BARRA 3

Barra 3	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	675,2	8876	0,869	190	213	266	0,442	0,856	1,273
Δ (%)	-40,18			95,32	5,14	-21,39	-63,92	-51,53	-44,36
GD (res.)	872,1	3124	0,849	66	140	244	0,856	1,385	1,895
Δ (%)	-22,74			-32,26	-30,99	-27,80	-30,12	-21,57	-17,18



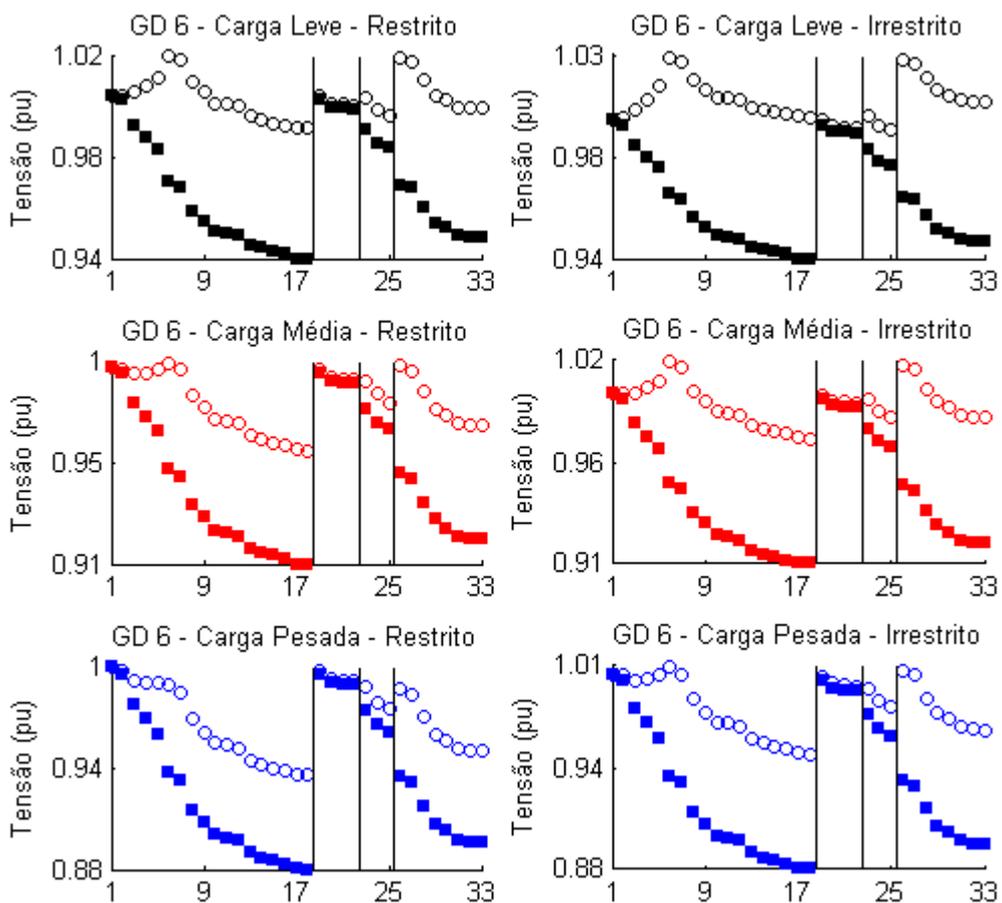
BARRA 4

Barra 4	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	538,8	7510	0,864	194	200	236	0,287	0,571	0,985
Δ (%)	-52,27			99,25	-1,15	-30,27	-76,57	-67,67	-56,95
GD (res.)	752,9	3116	0,849	59	119	210	0,675	1,188	1,691
Δ (%)	-33,30			-39,30	-41,09	-37,98	-44,90	-32,73	-26,09



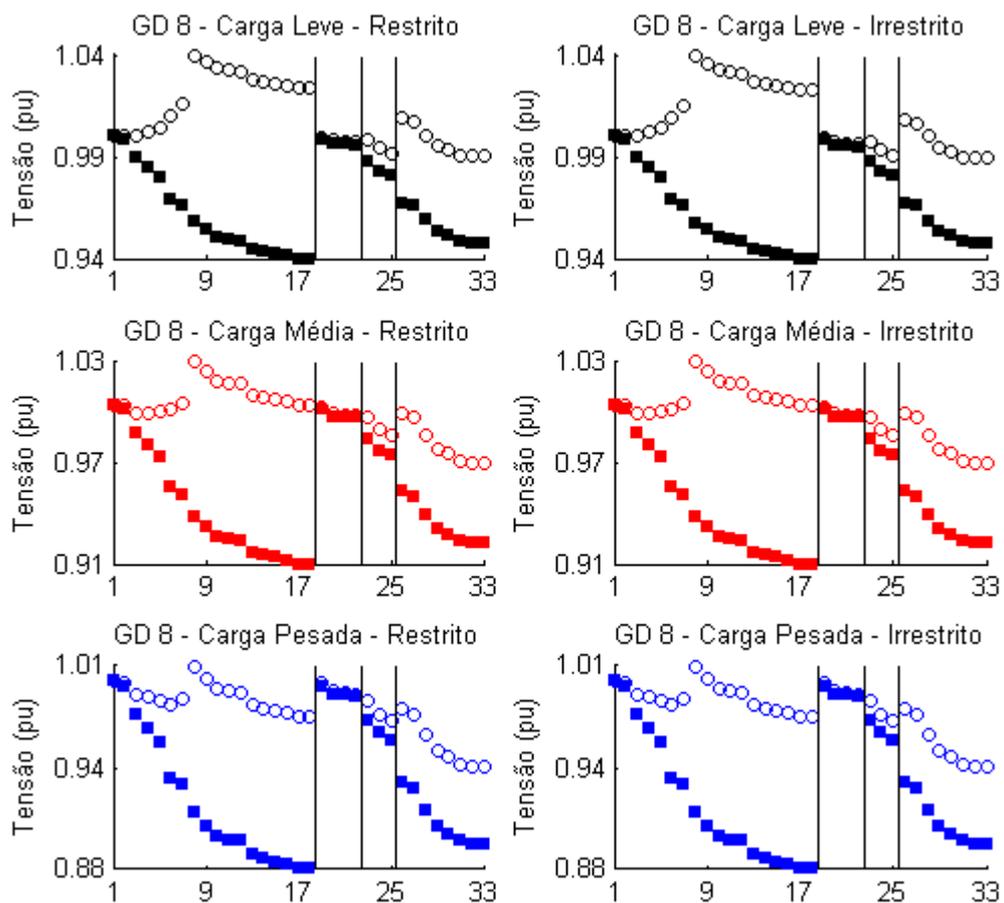
BARRA 6

Barra 6	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	323,3	4023	0,829	77	78	106	0,324	0,334	0,663
Δ (%)	-71,36			-20,45	-61,61	-68,68	-73,55	-81,09	-71,02
GD (res.)	391,1	3098	0,849	45	65	115	0,202	0,538	1,005
Δ (%)	-65,35			-54,13	-67,61	-66,03	-83,51	-69,54	-56,08



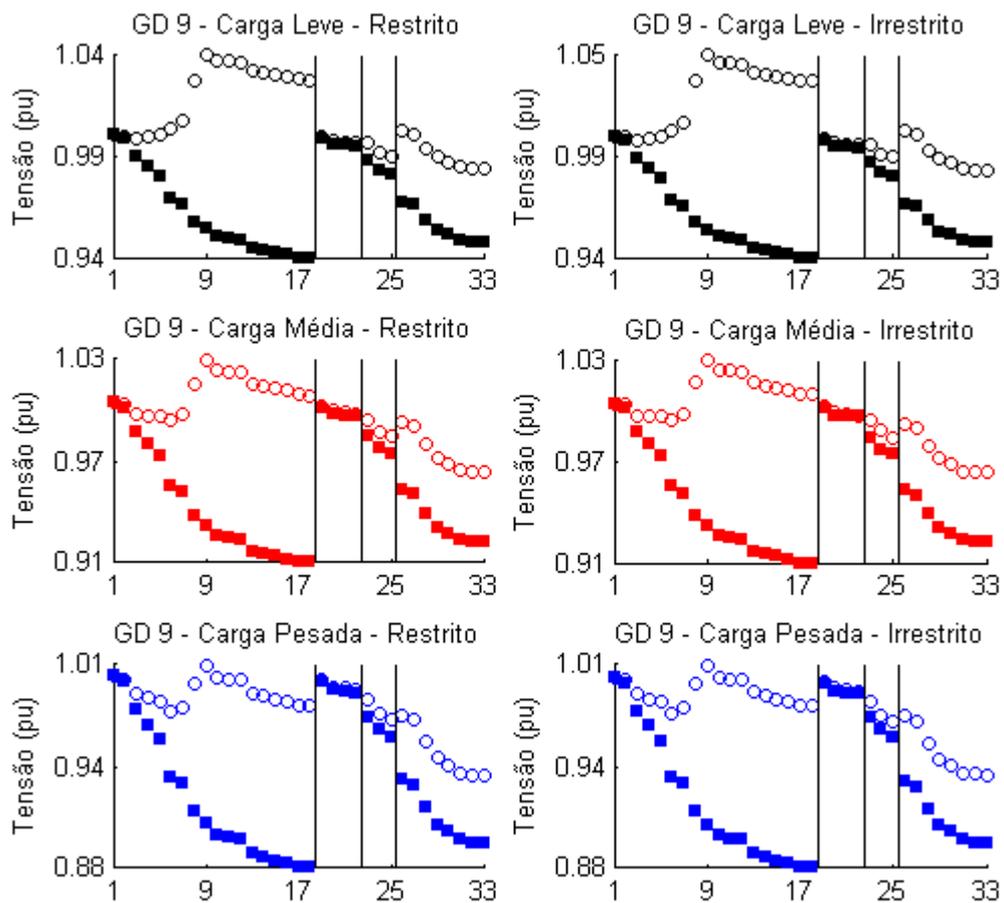
BARRA 8

Barra 8	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	359,4	2770	0,861	78	90	130	0,467	0,366	0,640
Δ (%)	-68,16			-19,71	-55,32	-61,63	-61,88	-79,28	-72,03
GD (res.)	359,4	2770	0,861	78	90	130	0,467	0,366	0,64
Δ (%)	-68,16			-19,71	-55,32	-61,62	-61,88	-79,28	-72,03



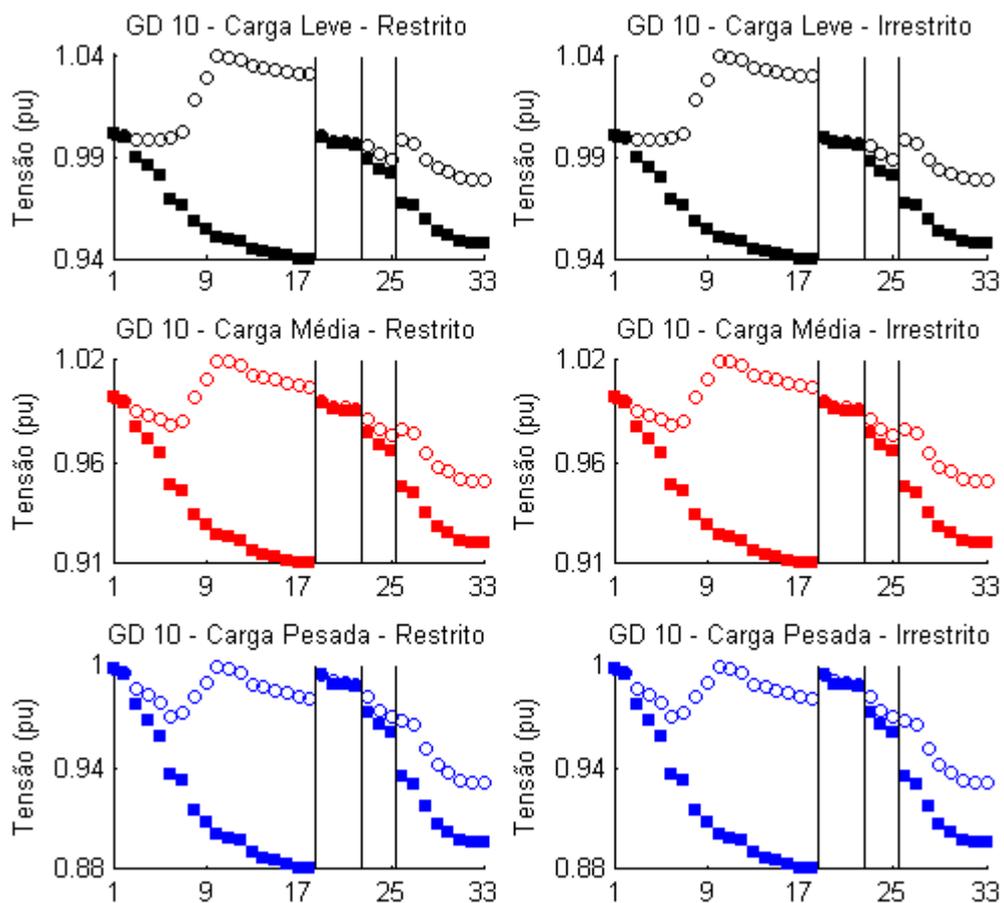
BARRA 9

Barra 9	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	395,1	2377	0,864	76	94	139	0,526	0,488	0,669
Δ (%)	-65,00			-21,48	-53,38	-58,84	-57,06	-72,37	-70,76
GD (res.)	395,0	2350	0,866	75	93	139	0,517	0,482	0,683
Δ (%)	-65,01			-23,07	-53,77	-58,84	-57,80	-72,71	-70,15



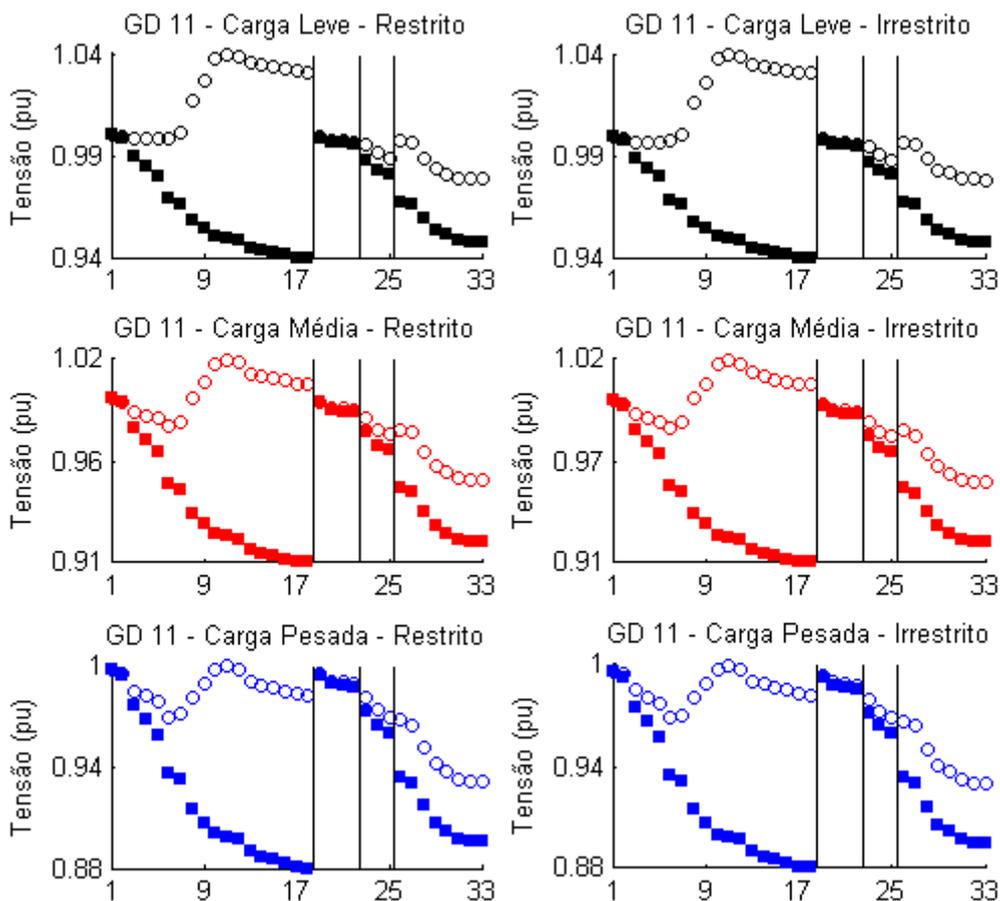
BARRA 10

Barra 10	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	424,5	1998	0,874	69	94	147	0,549	0,542	0,755
Δ (%)	-62,39			-28,83	-53,34	-56,68	-55,18	-69,31	-67,00
GD (res.)	424,5	1998	0,874	69	94	147	0,549	0,542	0,755
Δ (%)	-62,39			-28,84	-53,35	-56,69	-55,18	-69,31	-67,00



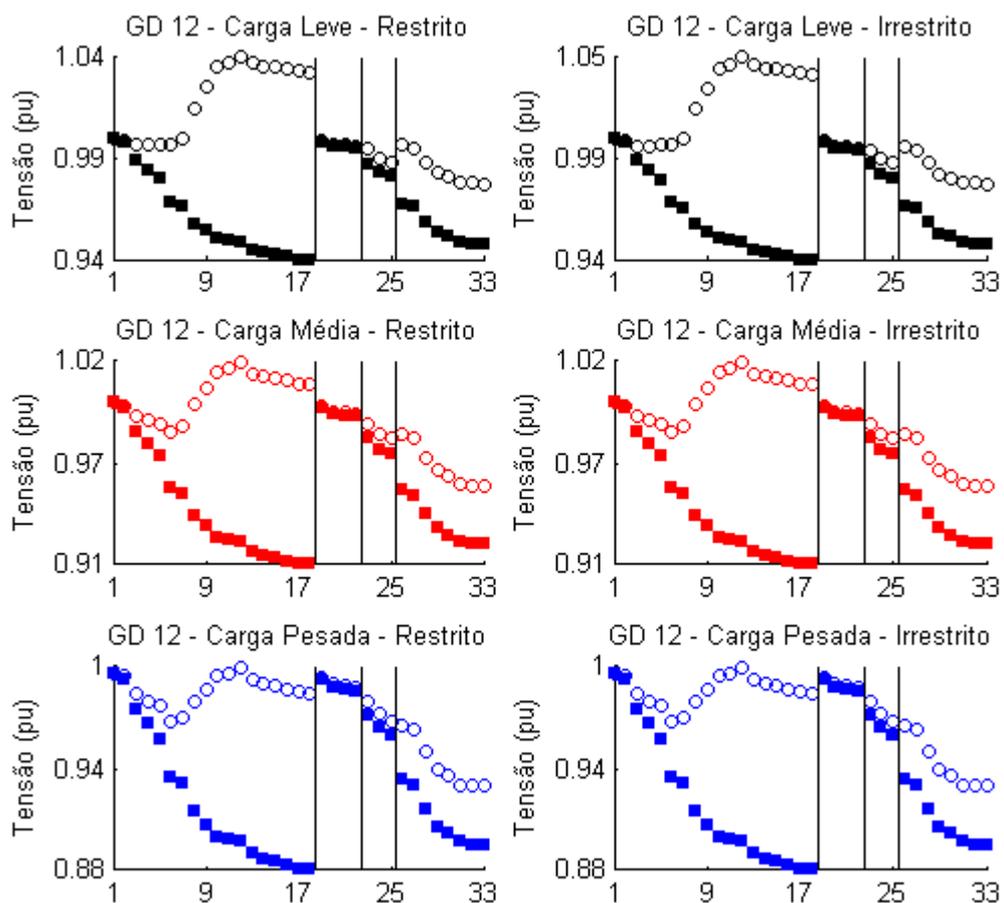
BARRA 11

Barra 11	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	429,3	2007	0,871	72	96	148	0,572	0,565	0,737
Δ (%)	-61,97			-25,84	-52,38	-56,40	-53,31	-68,01	-67,79
GD (res.)	428,7	1979	0,873	71	96	148	0,562	0,557	0,749
Δ (%)	-62,03			-27,52	-52,75	-56,35	-54,12	-68,46	-67,26



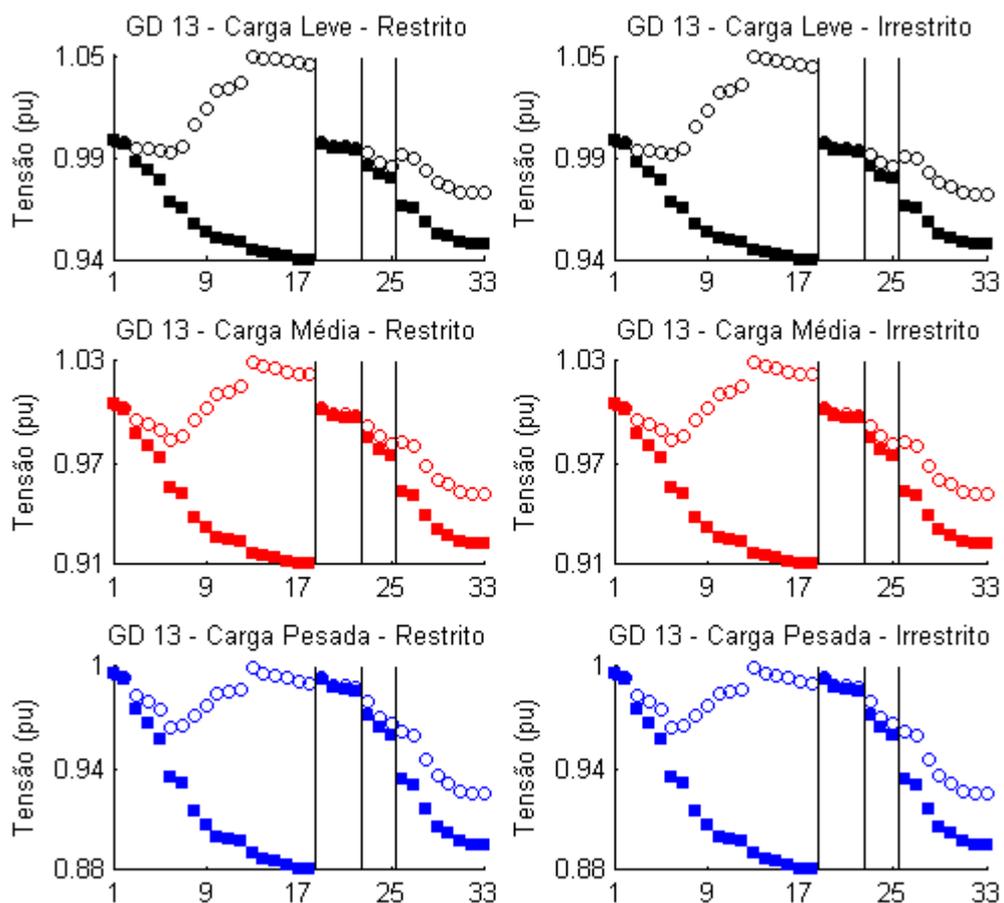
BARRA 12

Barra 12	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	436,3	1945	0,869	73	98	150	0,583	0,582	0,743
Δ (%)	-61,35			-24,95	-51,50	-55,62	-52,41	-67,04	-67,53
GD (res.)	436,3	1945	0,869	73	98	150	0,583	0,582	0,743
Δ (%)	-61,35			-24,95	-51,50	-55,62	-52,41	-67,04	-67,53



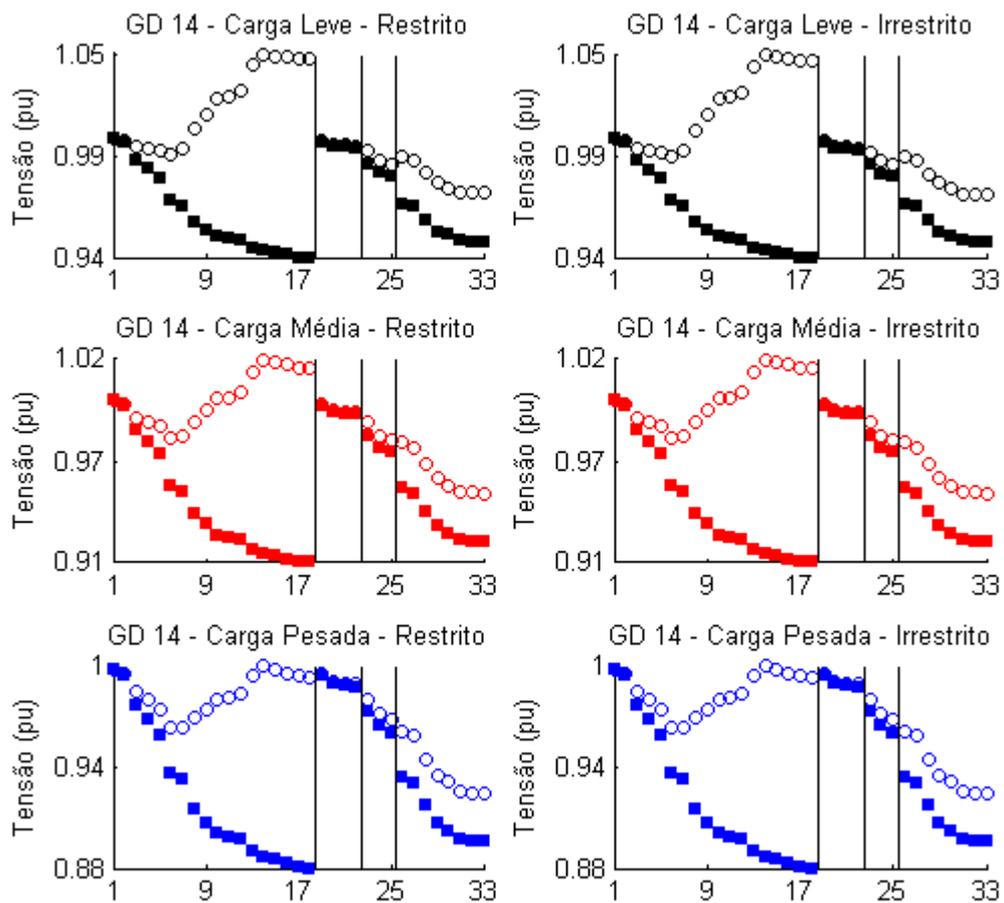
BARRA 13

Barra 13	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	468,3	1697	0,869	73	103	161	0,615	0,636	0,810
Δ (%)	-58,52			-24,83	-48,92	-52,58	-49,80	-63,99	-64,60
GD (res.)	468,3	1697	0,87	73	103	161	0,615	0,636	0,81
Δ (%)	-58,52			-24,81	-48,91	-52,58	-49,80	-63,99	-64,60



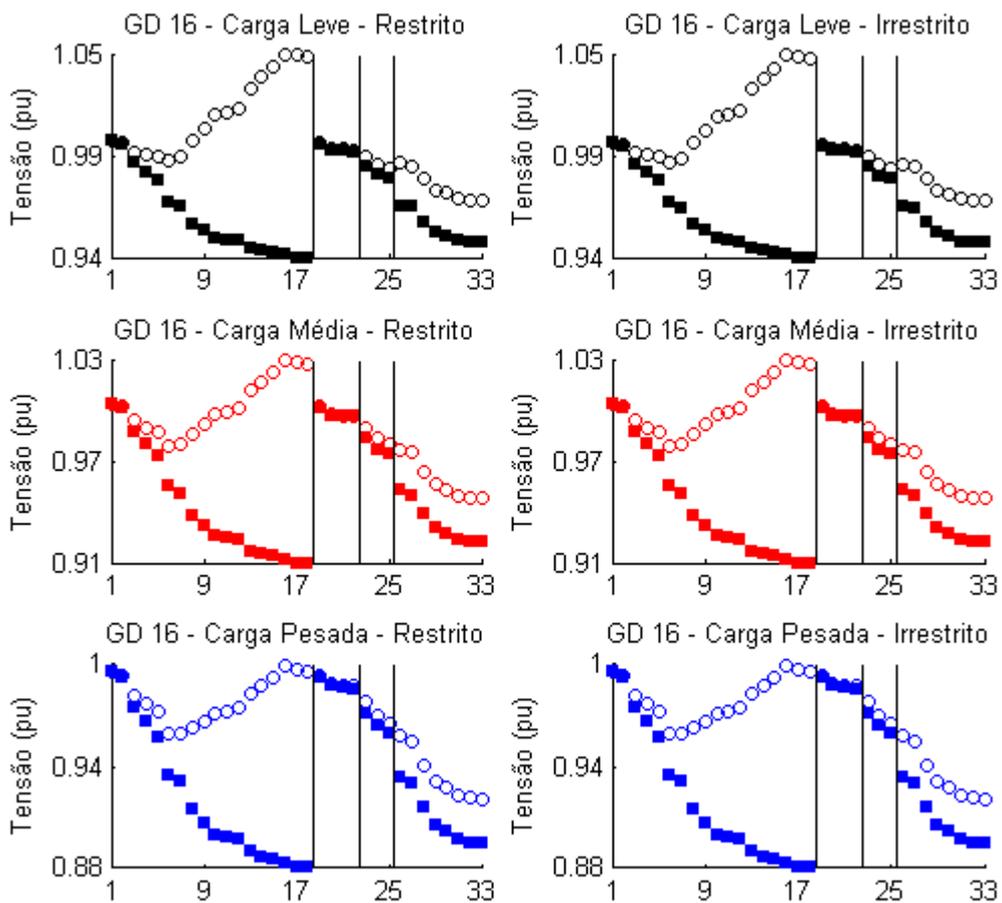
BARRA 14

Barra 14	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	480,0	1596	0,875	72	104	164	0,614	0,651	0,851
Δ (%)	-57,48			-26,33	-48,31	-51,42	-49,88	-63,14	-62,81
GD (res.)	480,0	1596	0,876	72	104	164	0,614	0,651	0,851
Δ (%)	-57,48			-26,33	-48,31	-51,42	-49,88	-63,14	-62,81



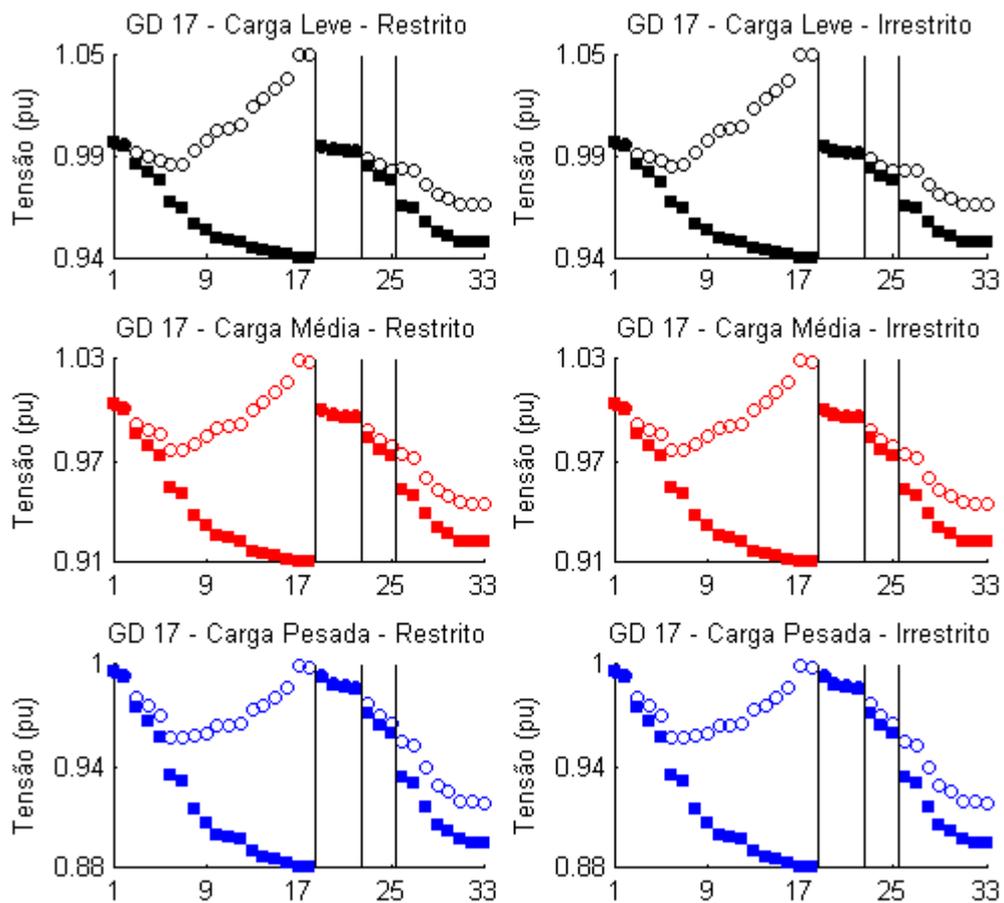
BARRA 16

Barra 16	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	508,3	1448	0,877	75	112	177	0,601	0,690	0,934
Δ (%)	-54,97			-23,31	-44,53	-47,74	-50,94	-60,93	-59,18
GD (res.)	508,3	1447	0,877	75	112	177	0,601	0,69	0,934
Δ (%)	-54,97			-23,33	-44,54	-47,74	-50,94	-60,93	-59,18



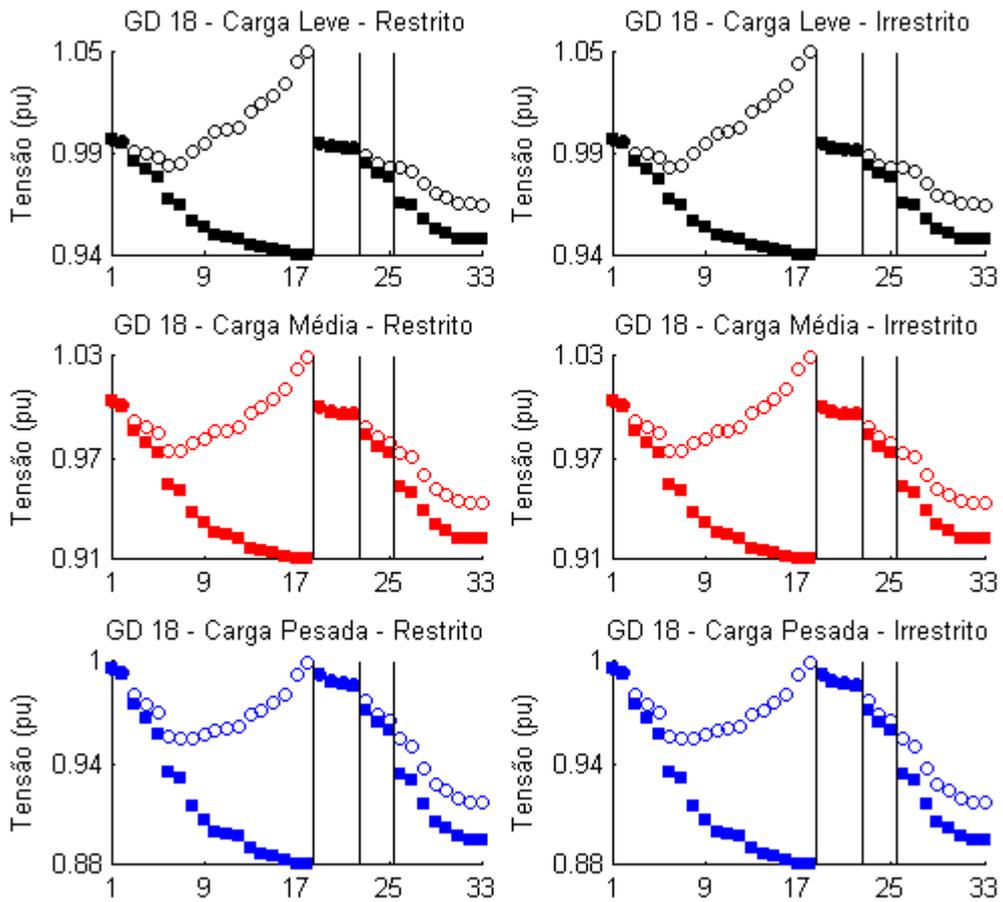
BARRA 17

Barra 17	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	538,7	1294	0,889	75	118	189	0,568	0,723	1,052
Δ (%)	-52,28			-22,79	-41,44	-44,14	-53,63	-59,06	-54,02
GD (res.)	538,7	1294	0,889	75	118	189	0,568	0,723	1,052
Δ (%)	-52,28			-22,79	-41,44	-44,14	-53,63	-59,06	-54,02



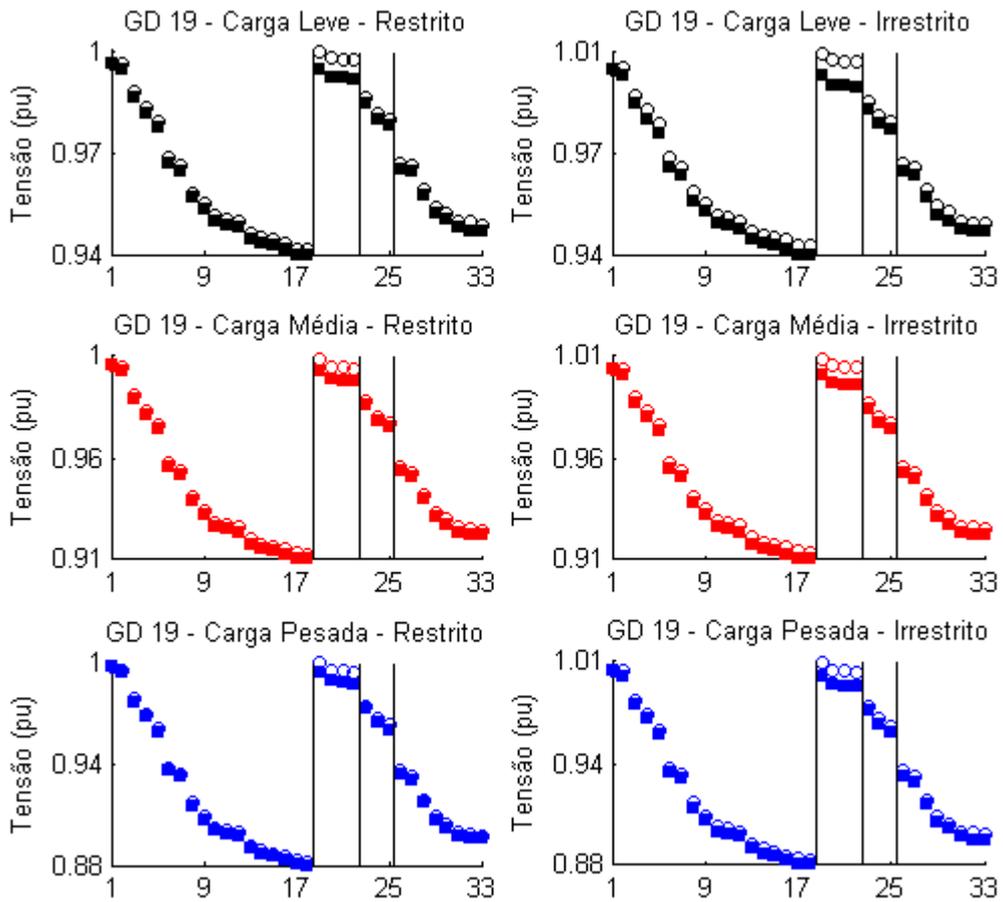
BARRA 18

Barra 18	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	553,5	1224	0,891	76	122	196	0,550	0,743	1,106
Δ (%)	-50,97			-21,86	-39,62	-42,19	-55,10	-57,93	-51,66
GD (res.)	553,5	1224	0,891	76	122	196	0,55	0,743	1,106
Δ (%)	-50,97			-21,86	-39,62	-42,19	-55,10	-57,93	-51,66



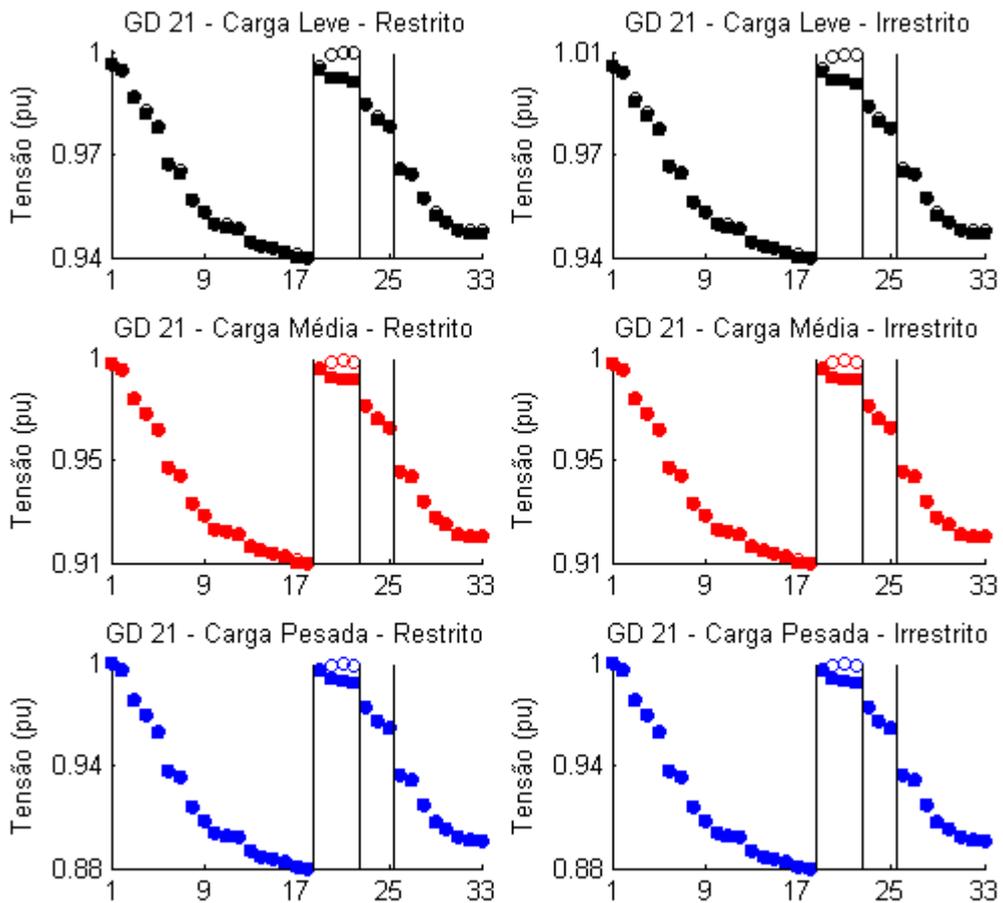
BARRA 19

Barra 19	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	1080,7	4412	0,888	109	205	333	1,142	1,664	2,174
Δ (%)	-4,26			12,14	1,62	-1,53	-6,78	-5,78	-4,98
GD (res.)	1084,7	3164	0,849	100	198	328	1,154	1,685	2,203
Δ (%)	-3,91			2,31	-1,94	-2,96	-5,80	-4,59	-3,72



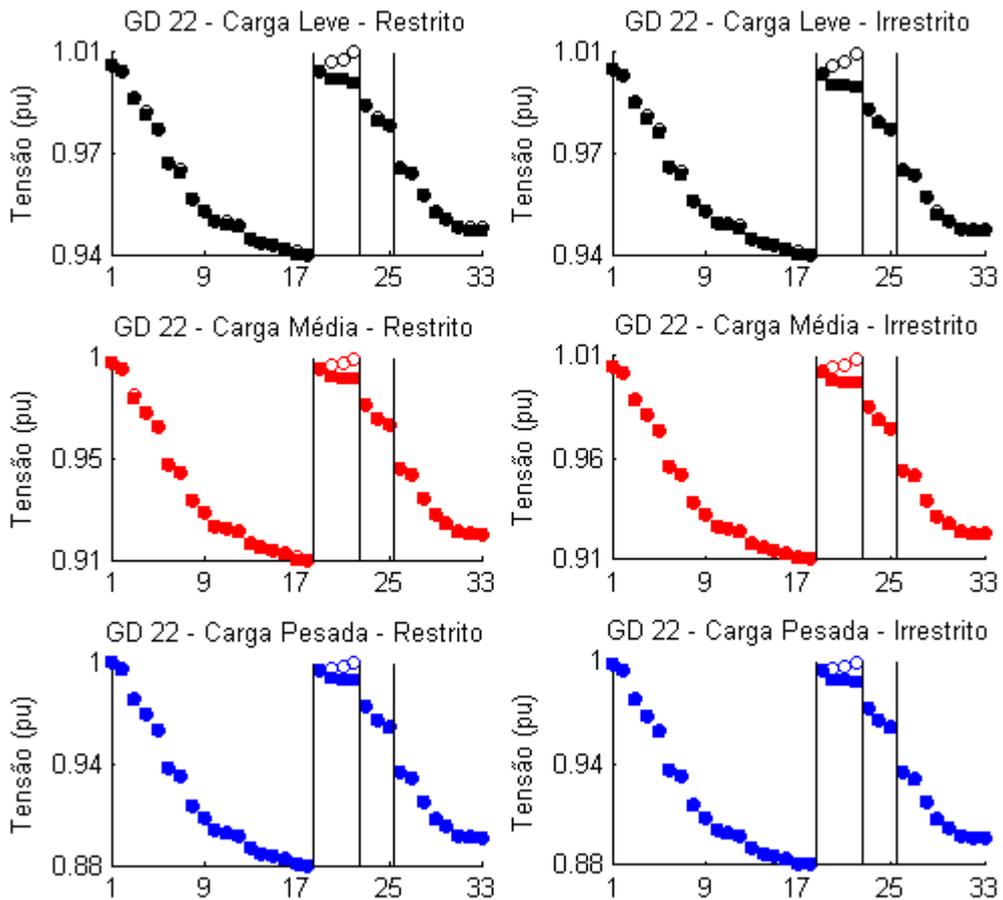
BARRA 21

Barra 21	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	1110,9	569	0,942	97	199	334	1,208	1,736	2,248
Δ (%)	-1,59			-0,65	-1,39	-1,44	-1,39	-1,70	-1,75
GD (res.)	1110,9	569	0,942	97	199	334	1,208	1,736	2,248
Δ (%)	-1,59			-0,66	-1,39	-1,44	-1,39	-1,70	-1,75



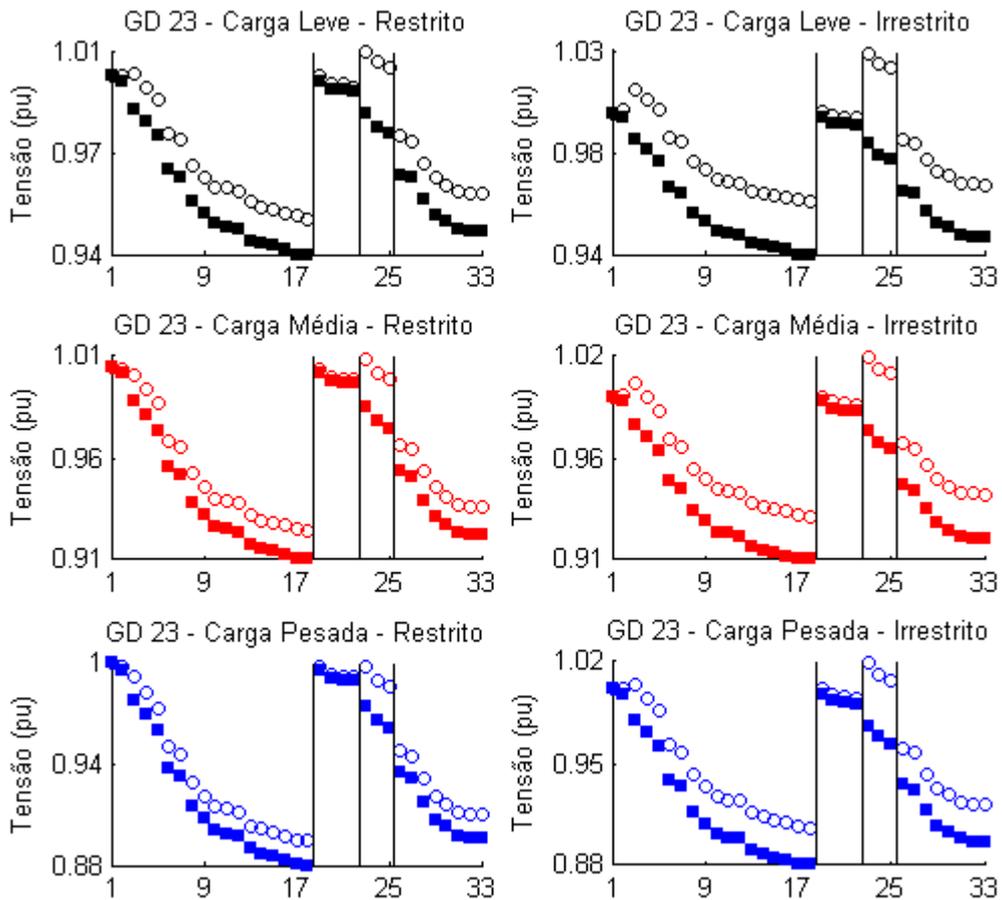
BARRA 22

Barra 22	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	1112,8	535	0,967	98	200	334	1,209	1,737	2,251
Δ (%)	-1,42			0,15	-0,98	-1,18	-1,31	-1,64	-1,62
GD (res.)	1112,5	464	0,956	97	200	334	1,208	1,737	2,253
Δ (%)	-1,45			-0,50	-1,16	-1,22	-1,39	-1,64	-1,53



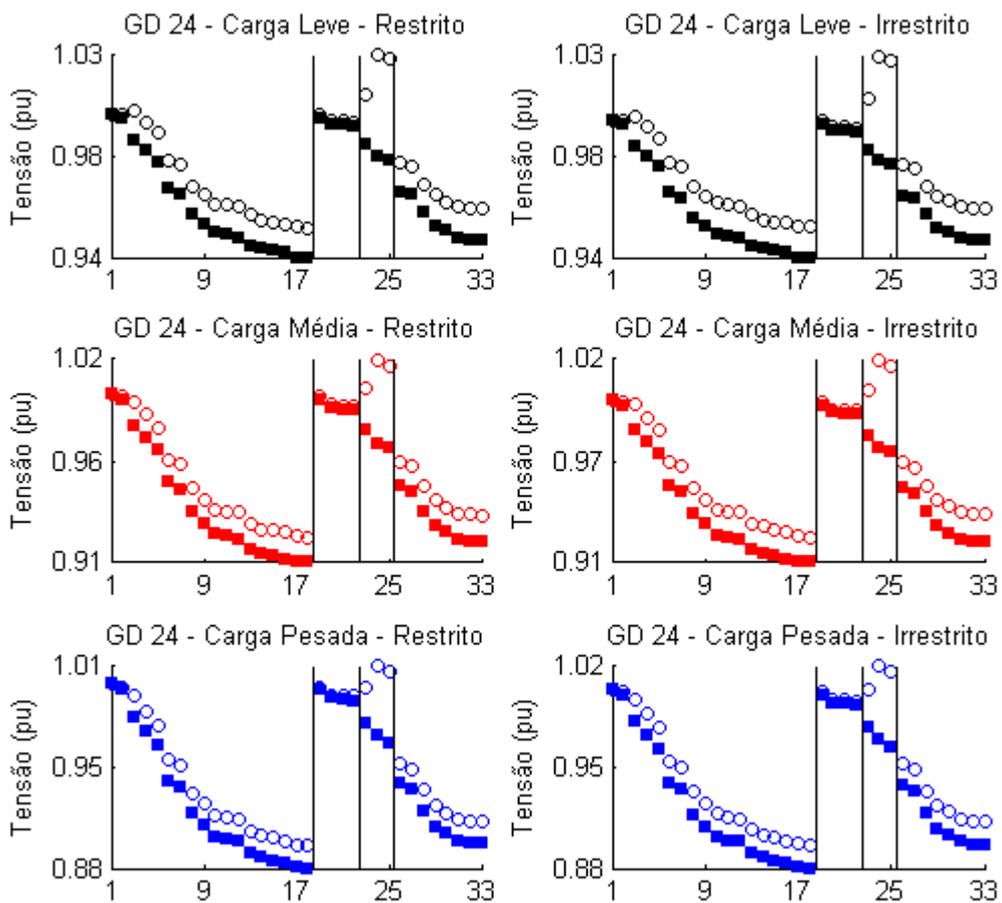
BARRA 23

Barra 23	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	807,9	5707	0,876	157	199	273	0,694	1,143	1,591
Δ (%)	-28,43			61,42	-1,49	-19,46	-43,35	-35,28	-30,46
GD (res.)	871,1	3142	0,849	81	149	249	0,858	1,359	1,861
Δ (%)	-22,83			-17,17	-26,27	-26,46	-29,96	-23,05	-18,66



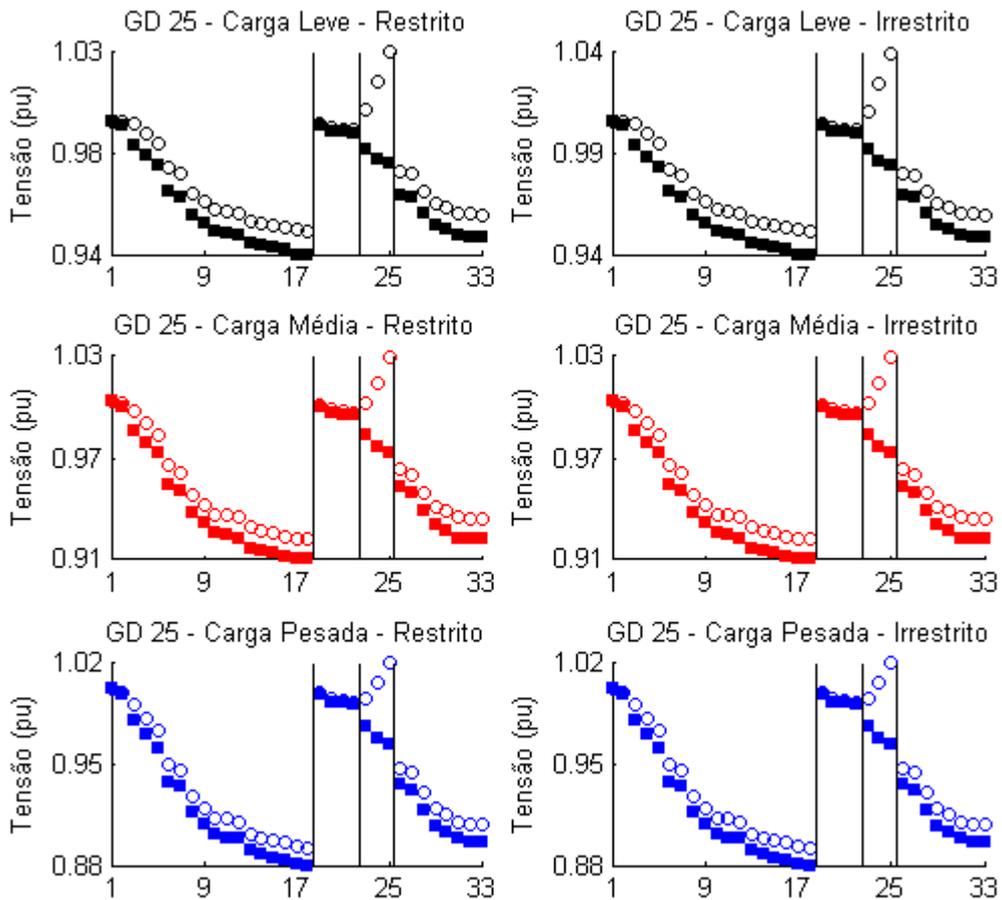
BARRA 24

Barra 24	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	900,5	3475	0,886	125	181	269	0,884	1,363	1,828
Δ (%)	-20,23			28,68	-10,26	-20,45	-27,84	-22,82	-20,10
GD (res.)	903,0	3174	0,85	112	172	264	0,903	1,385	1,856
Δ (%)	-20,01			15,23	-14,89	-22,12	-26,29	-21,57	-18,88



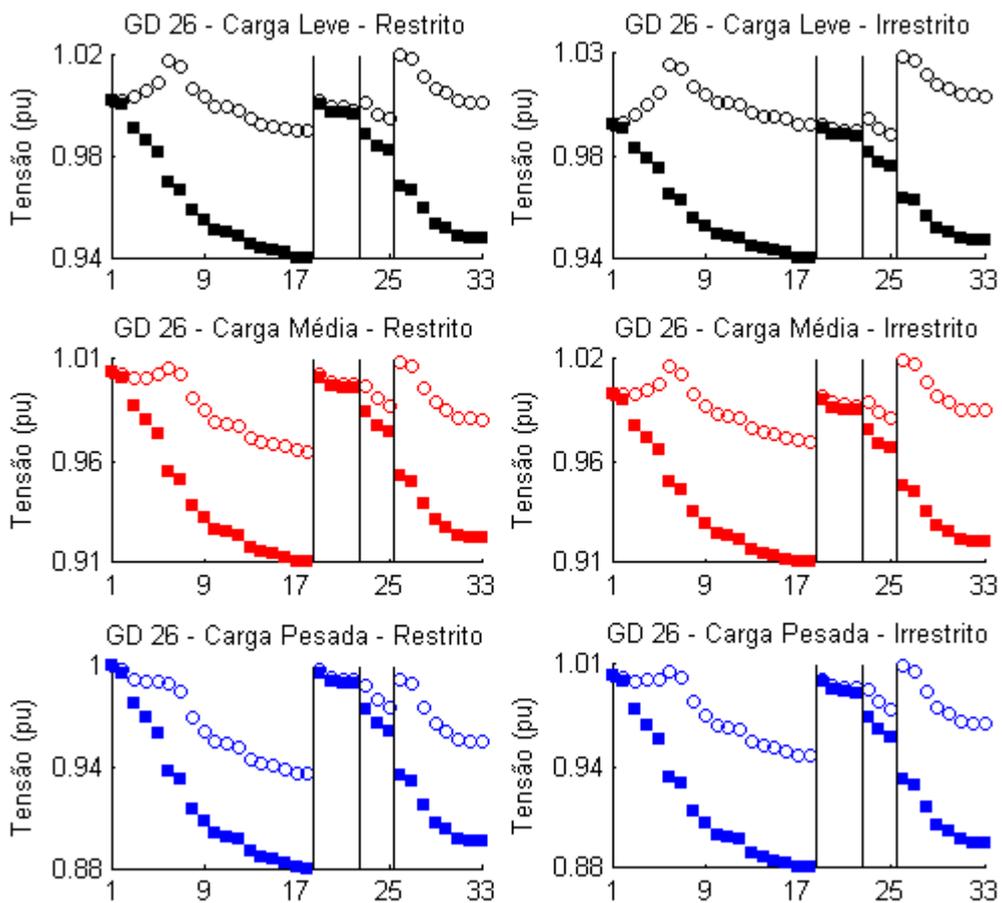
BARRA 25

Barra 25	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	944,8	2635	0,888	120	184	280	0,955	1,442	1,921
Δ (%)	-16,30			23,29	-8,94	-17,32	-22,04	-18,35	-16,04
GD (res.)	944,8	2635	0,888	120	184	280	0,955	1,442	1,921
Δ (%)	-16,30			23,29	-8,94	-17,32	-22,04	-18,35	-16,04



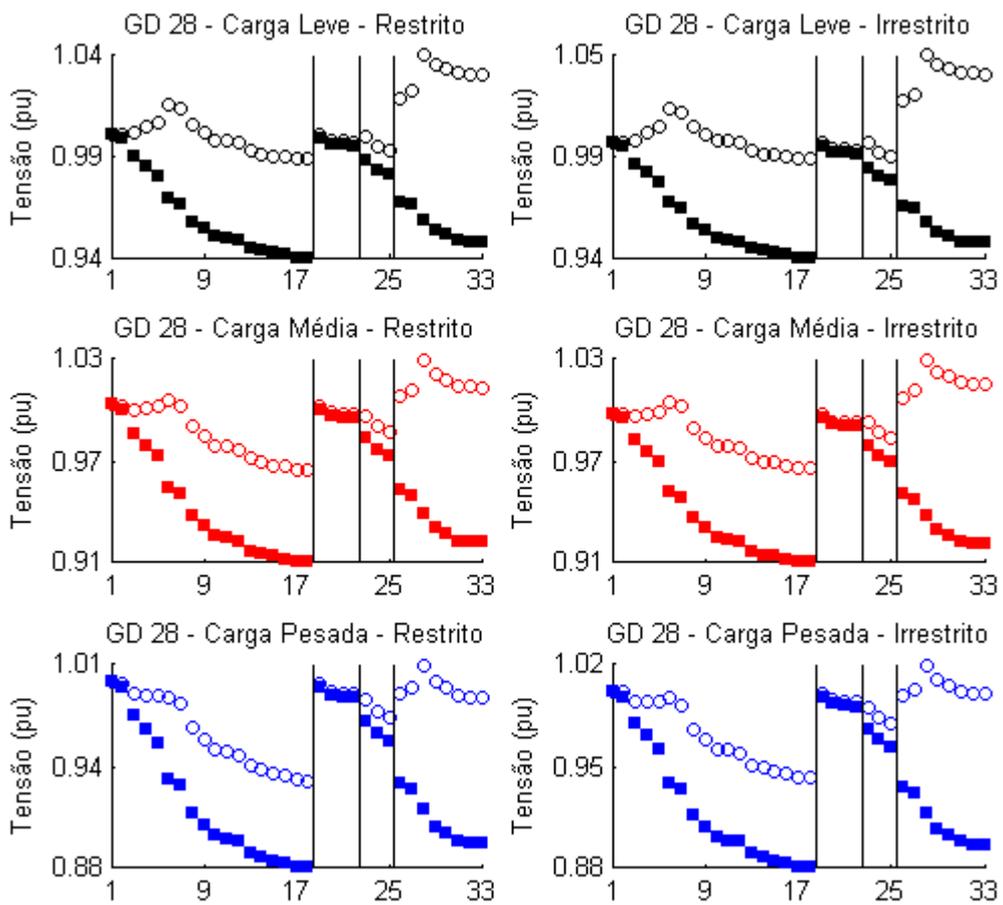
BARRA 26

Barra 26	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	329,1	3957	0,827	84	82	109	0,343	0,332	0,657
Δ (%)	-70,84			-13,90	-59,38	-67,94	-72,00	-81,20	-71,28
GD (res.)	382,3	3104	0,849	49	67	114	0,206	0,515	0,966
Δ (%)	-66,13			-49,24	-66,71	-66,41	-83,18	-70,84	-57,78



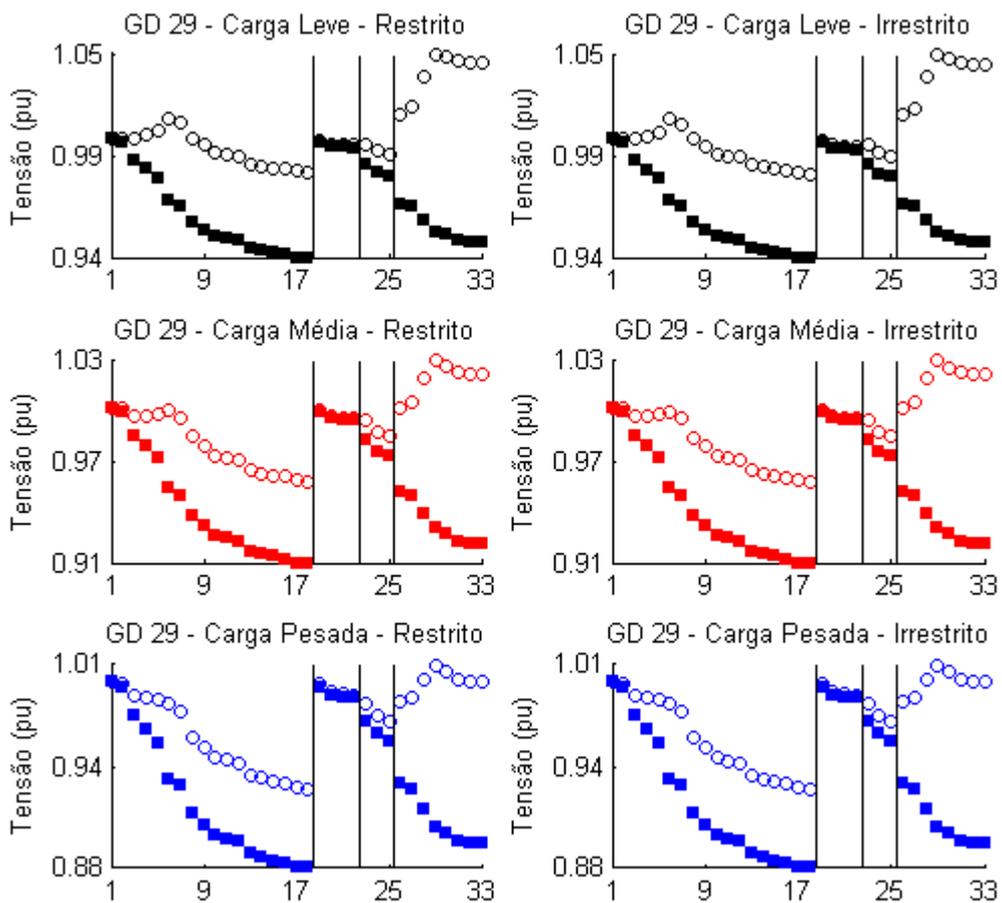
BARRA 28

Barra 28	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	379,6	3434	0,817	103	96	117	0,436	0,502	0,656
Δ (%)	-66,38			5,51	-52,30	-65,32	-64,41	-71,57	-71,33
GD (res.)	386,0	3150	0,848	85	87	115	0,406	0,497	0,756
Δ (%)	-65,80			-12,37	-57,11	-65,88	-66,86	-71,86	-66,96



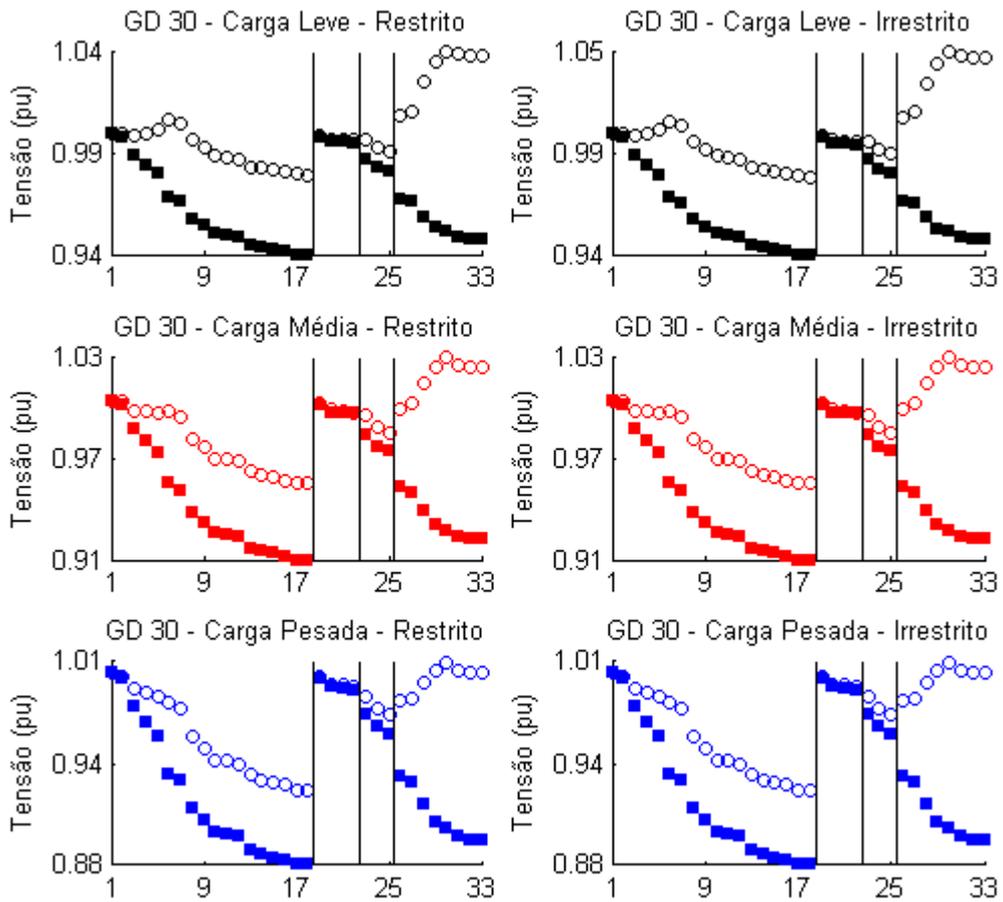
BARRA 29

Barra 29	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	420,2	2817	0,813	81	83	113	0,465	0,601	0,827
Δ (%)	-62,78			-17,04	-58,86	-66,73	-62,04	-65,97	-63,85
GD (res.)	420,1	2820	0,813	81	83	113	0,465	0,601	0,827
Δ (%)	-62,78			-16,80	-58,79	-66,71	-62,04	-65,97	-63,85



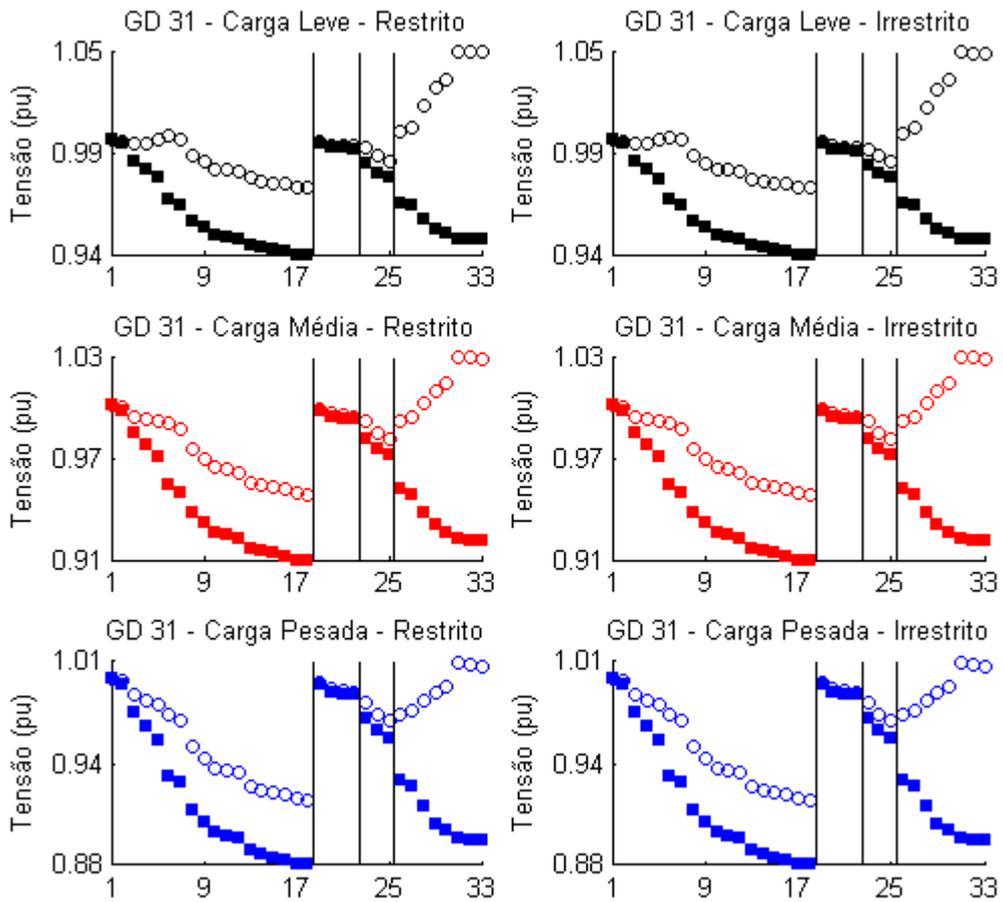
BARRA 30

Barra 30	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	440,6	2565	0,805	74	80	113	0,479	0,653	0,898
Δ (%)	-60,97			-24,22	-60,59	-66,74	-60,90	-63,02	-60,75
GD (res.)	440,6	2565	0,805	74	80	113	0,479	0,653	0,898
Δ (%)	-60,97			-24,22	-60,59	-66,74	-60,90	-63,02	-60,75



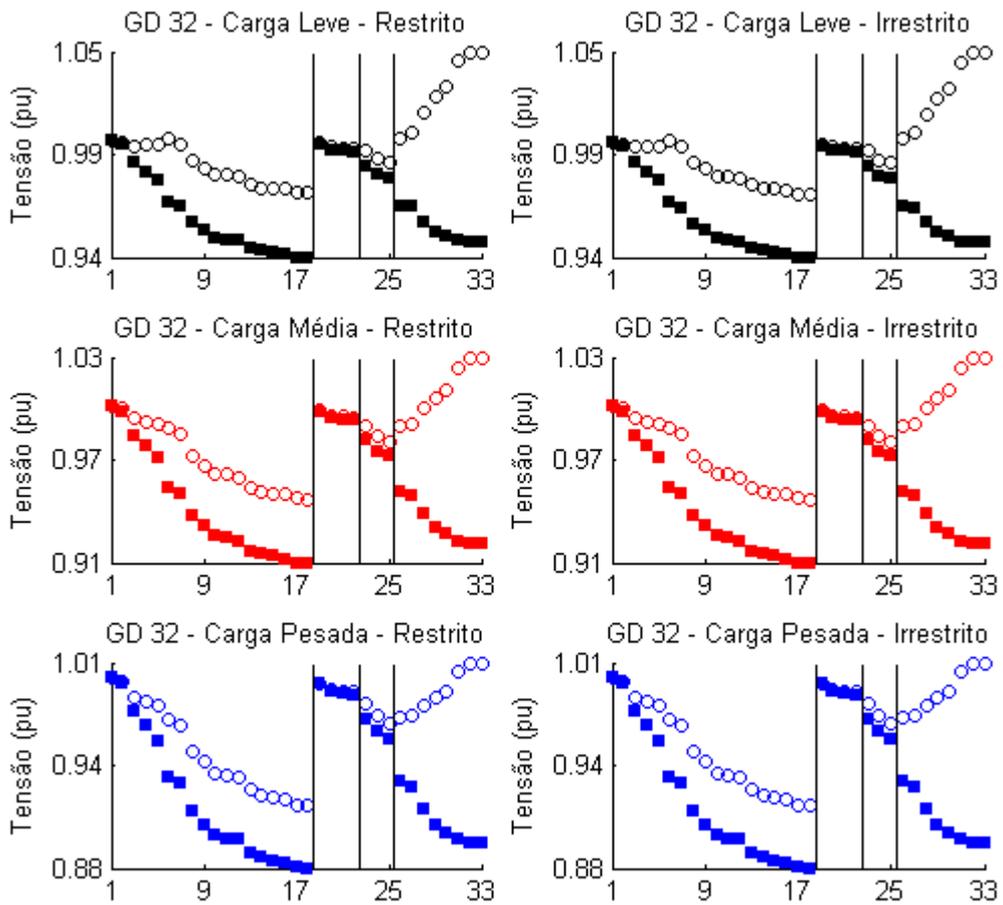
BARRA 31

Barra 31	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	492,4	2297	0,815	78	90	130	0,511	0,729	1,019
Δ (%)	-56,38			-19,90	-55,29	-61,64	-58,29	-58,72	-55,46
GD (res.)	492,4	2297	0,815	78	90	130	0,511	0,729	1,019
Δ (%)	-56,38			-19,90	-55,29	-61,64	-58,29	-58,72	-55,46



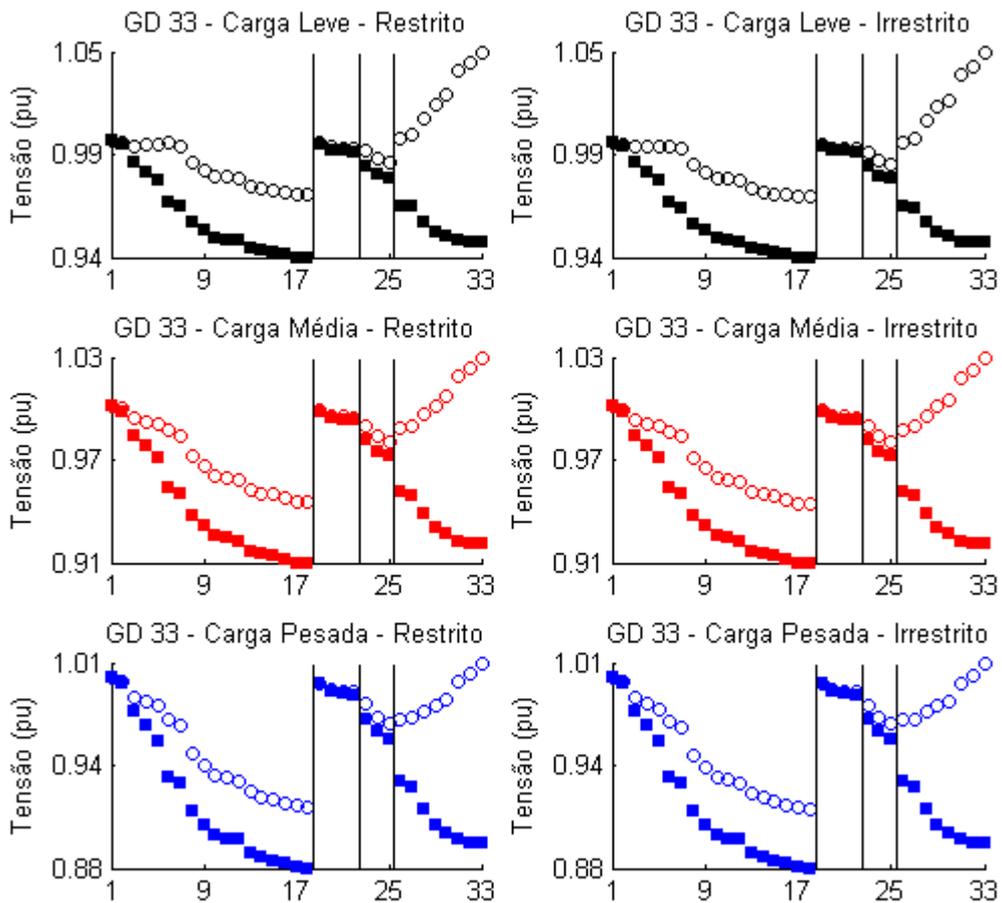
BARRA 32

Barra 32	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	507,4	2178	0,82	77	93	136	0,515	0,750	1,063
Δ (%)	-55,06			-21,43	-54,22	-59,91	-57,96	-57,53	-53,54
GD (res.)	507,4	2178	0,82	77	93	136	0,515	0,75	1,063
Δ (%)	-55,06			-21,43	-54,22	-59,91	-57,96	-57,53	-53,54



BARRA 33

Barra	FO	S (kVA)	FP	Perdas (kW)			Desvio (pu)		
				Leve	Média	Pesada	Leve	Média	Pesada
GD (irres.)	524,4	2040	0,828	75	96	144	0,516	0,770	1,113
Δ (%)	-53,54			-23,10	-52,54	-57,37	-57,88	-56,40	-51,35
GD (res.)	524,4	2040	0,828	108	131	180	0,506	0,753	1,088
Δ (%)	-53,54			11,07	-35,42	-46,72	-58,69	-57,36	-52,45



APÊNDICE D:

Fluxo de Potência para a GD Alocada na Barra Ótima (Sete) com Injeção de Potência Ótima
(Exceto para Carga Leve; Já Apresentada no Texto)

**APÊNDICE D: FLUXO DE POTÊNCIA PARA A GD ALOCADA NA BARRA ÓTIMA
(SETE) COM INJEÇÃO DE POTÊNCIA ÓTIMA**

CARGA MÉDIA

Barra Inicial	Barra Final	GD 7 - Restrita				GD7 - Irrestrita			
		P (kW)	Q (kVAR)	ΔP (%)	ΔQ (%)	P (kW)	Q (kVAR)	ΔP (%)	ΔQ (%)
1	2	1075	662	-72,0	-72,3	535	111	-86,1	-95,4
2	3	622	445	-81,6	-79,5	82	-106	-97,6	-104,9
3	4	-389	-43	-116,8	-102,6	-927	-593	-139,9	-135,8
4	5	-507	-122	-123,2	-107,7	-1047	-673	-147,9	-142,9
5	6	-567	-151	-126,9	-109,9	-1109	-704	-152,6	-146,0
6	7	-1555	-1124	-244,0	-314,5	-2105	-1683	-294,8	-421,0
7	8	879	418	-0,4	-0,5	879	417	-0,4	-0,7
8	9	673	312	-0,2	-0,4	673	312	-0,3	-0,5
9	10	611	290	-0,2	-0,3	611	290	-0,2	-0,4
10	11	549	268	-0,1	-0,2	549	268	-0,2	-0,2
11	12	504	239	-0,1	-0,2	504	239	-0,2	-0,3
12	13	445	204	-0,1	-0,2	445	204	-0,1	-0,3
13	14	384	168	-0,1	-0,1	384	168	-0,1	-0,2
14	15	266	89	0,0	-0,1	265	89	-0,1	-0,2
15	16	206	79	0,0	-0,1	206	79	0,0	-0,1
16	17	147	59	0,0	-0,1	147	59	0,0	-0,1
17	18	88	39	0,0	0,0	88	39	0,0	0,0
2	19	354	158	0,0	0,0	354	158	0,0	0,0
19	20	266	119	0,0	0,0	266	119	0,0	0,0
20	21	177	79	0,0	0,0	177	79	0,0	0,0
21	22	88	39	0,0	0,0	88	39	0,0	0,0
3	23	921	448	0,0	0,0	921	448	0,0	-0,1
23	24	830	397	0,0	0,0	830	397	0,0	0,0
24	25	413	197	0,0	0,0	413	197	0,0	0,0
6	26	928	952	-0,3	-0,3	928	951	-0,4	-0,3
26	27	867	926	-0,3	-0,2	867	926	-0,4	-0,3
27	28	806	900	-0,3	-0,2	805	900	-0,4	-0,3
28	29	737	872	-0,2	-0,1	737	872	-0,2	-0,2
29	30	613	797	-0,1	0,0	613	797	-0,1	-0,1
30	31	413	207	0,0	-0,1	413	207	-0,1	-0,1
31	32	265	137	0,0	0,0	265	137	0,0	0,0
32	33	59	39	0,0	0,0	59	39	0,0	0,0

CARGA PESADA

Barra Inicial	Barra Final	GD 7 - Restrita				GD7 - Irrestrita			
		P (kW)	Q (kVAR)	ΔP (%)	ΔQ (%)	P (kW)	Q (kVAR)	ΔP (%)	ΔQ (%)
1	2	2087	1290	-57,8	-58,2	1529	726	-69,1	-76,5
2	3	1511	1013	-65,3	-63,8	955	450	-78,1	-83,9
3	4	221	389	-92,6	-81,8	-328	-170	-111,0	-108,0
4	5	72	290	-97,4	-85,7	-477	-270	-117,0	-113,3
5	6	-3	252	-100,1	-87,2	-552	-307	-120,4	-115,6
6	7	-1263	-985	-191,6	-246,3	-1813	-1545	-231,5	-329,5
7	8	1121	535	-0,5	-0,8	1120	534	-0,6	-0,9
8	9	857	399	-0,4	-0,6	856	398	-0,4	-0,7
9	10	776	370	-0,3	-0,4	776	369	-0,3	-0,5
10	11	697	341	-0,2	-0,3	696	341	-0,2	-0,4
11	12	640	304	-0,2	-0,3	640	304	-0,2	-0,4
12	13	564	260	-0,2	-0,3	564	260	-0,2	-0,4
13	14	486	214	-0,1	-0,2	486	213	-0,1	-0,2
14	15	336	113	-0,1	-0,2	336	113	-0,1	-0,2
15	16	261	100	-0,1	-0,1	261	100	-0,1	-0,2
16	17	186	75	0,0	-0,1	186	75	0,0	-0,1
17	18	112	50	0,0	0,0	112	50	0,0	0,0
2	19	448	200	0,0	0,0	448	200	0,0	0,0
19	20	336	150	0,0	0,0	336	150	0,0	0,0
20	21	223	100	0,0	0,0	223	100	0,0	0,0
21	22	112	50	0,0	0,0	112	50	0,0	0,0
3	23	1168	569	0,0	-0,1	1168	569	0,0	-0,1
23	24	1052	504	0,0	0,0	1052	504	0,0	-0,1
24	25	523	250	0,0	0,0	523	250	0,0	0,0
6	26	1185	1212	-0,5	-0,4	1184	1211	-0,6	-0,4
26	27	1107	1179	-0,5	-0,3	1106	1178	-0,6	-0,4
27	28	1028	1146	-0,4	-0,3	1027	1145	-0,5	-0,4
28	29	937	1107	-0,3	-0,2	937	1106	-0,3	-0,2
29	30	777	1010	-0,1	-0,1	777	1010	-0,2	-0,1
30	31	524	263	-0,1	-0,1	524	263	-0,1	-0,2
31	32	335	174	0,0	0,0	335	174	0,0	0,0
32	33	74	50	0,0	0,0	74	50	0,0	0,0

ANEXO A:

Pontos para Curva de Variabilidade de Carga
Potência Ativa Injetada na Rede de Distribuição Através da Subestação

**ANEXO A: PONTOS PARA CURVA DE VARIABILIDADE DE CARGA
POTÊNCIA ATIVA INJETADA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA
SUBESTAÇÃO**

Hora	Potência Ativa Injetada (kW)
0	6057
1	5489
2	5047
3	4817
4	4732
5	4691
6	4971
7	5794
8	7631
9	8955
10	9582
11	9922
12	9837
13	9884
14	9996
15	9980
16	9967
17	9540
18	8502
19	7869
20	7632
21	7640
22	7267
23	6977
24	6057