



Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC
Curso: Sistemas Elétricos de Potência

Monografia de especialização

Impactos da Geração Distribuída Conectada a Rede de Distribuição

Autor: Ige Almeida Roriz Ferreira

Orientador: Dr. Thales Sousa

Abril de 2011

Ige Almeida Roriz Ferreira

Impactos da Geração Distribuída Conectada a Rede de Distribuição

Monografia de Especialização apresentada ao Colegiado do Curso de Especialização da Faculdade de Tecnologia do SENAI CIMATEC, como requisito parcial para a obtenção do título de **Especialista em Sistema Elétrico de Potência**.

Área de conhecimento: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Dr. Thales Sousa

SENAI CIMATEC

Salvador

SENAI CIMATEC

2011

F383i

Ferreira, Ige Almeida Roriz.
Impactos da geração distribuída conectada a rede de
distribuição. / Ige Ferreira. 2011.
56f.; il.; color.

Orientador: Profº Drº. Thales Sousa.

Monografia - Faculdade de Tecnologia Senai-CIMATEC,
Especialização Sistemas Elétricos de Potência, 2011.

1. Energia elétrica. 2. Fluxo de potência. 3. Rede de
distribuição. 4. Geração distribuída. I. Faculdade de Tecnologia
Senai-CIMATEC. II. Sousa, Thales. IV. Título.

CDD: 351.8722

SENAI CIMATEC
Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC
Curso: Especialização em Sistemas Elétricos de Potência

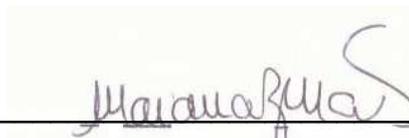
A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, leram e recomendam a aprovação da monografia de graduação ou especialização, intitulada Impactos da Geração Distribuída Conectada a Rede de Distribuição, apresentada no dia 18 de Abril de 2011, como requisito parcial para a obtenção do Título de **Especialista em Sistemas Elétricos de Potência**.

Orientador:



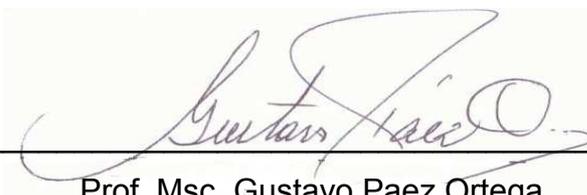
Prof. Dr. Thales Sousa
SENAI CIMATEC

Membro externo da Banca:



Prof. Msc. Maiana Brito de Matos
SENAI CIMATEC

Membro externo da Banca:



Prof. Msc. Gustavo Paez Ortega
SENAI CIMATEC

Agradecimentos

Salvador, Brasil

Ige Almeida Roriz Ferreira

29 de Janeiro de 2011

Primeiramente gostaria de agradecer a meus pais Luiz Roriz Ferreira e Maria da Conceição Almeida, por me proporcionarem mais este momento de aprendizado na minha vida, onde pude me aprimorar ainda mais na minha carreira de Engenheiro Eletricista, pois com certeza sem eles este estudo tal como essa especialização não aconteceriam. Além disso, pelo apoio que ambos me deram me mostrando da minha capacidade para realizar este trabalho.

Em segundo lugar ao orientador Thales Sousa, pela ajuda desde o estabelecimento do tema desse trabalho até as diversas ajudas que me concedeu durante o processo de realização do mesmo.

E por último gostaria de agradecer a Thais de Almeida Lacerda, pessoa especial que me deu força durante todo o tempo, me incentivando, me fortalecendo e me apoiando, além de me ajudar com pesquisas, dúvidas.

Resumo

Atualmente, uma das soluções encontradas para a redução dos custos de geração de energia elétrica é a aplicação de geradores de pequeno porte próximos às cargas do sistema. Esse tipo de geração leva o nome de Geração Distribuída (GD). Apesar de possuir o benefício de serem instaladas próximas aos centros de carga, as GD's causam impactos na proteção. Para que isso não ocorra, é necessária a realização de estudos com objetivo de determinar o melhor ponto para inserção da mesma trazendo benefícios como: diminuição de perdas, alívio no carregamento das linhas, diminuição na queda de tensão.

Visto que é necessária a localização do melhor ponto para a inserção da GD, o objetivo deste trabalho é realizar estudos técnicos necessários para descobrir o melhor ponto de inserção de uma GD através da utilização de um software que possui a técnica de Fluxo de Potência. Para esse estudo foi utilizado uma rede de distribuição existente no case 14 barras do IEEE.

Palavras-chave: Fluxo de Potência, Geração Distribuída e Redes de Distribuição.

Abstract

Currently, one of the solutions found to reduce costs of electric power generation is the application of small generators near the system loads. This type of generation takes the name of distributed generation (DG). Despite having the benefit of being installed next to the load centers, GD's cause impacts on protection. So that this does not occur, it is necessary to conduct studies to determine the best point for inserting the same bringing benefits such as: reducing losses, relief in the loading lines, decrease in voltage drop.

Since it is necessary to find the best point to the insertion of GD, the goal of this work is to carry out technical studies necessary to discover the best point of insertion of a GD using software that has the power Flow technique. For this study was used as a distribution network in case 14 bars of IEEE.

Keywords: stream power, distributed generation and distribution networks.

Sumário

1	Introdução	11
1.1	Objetivo	11
1.2	Importância da pesquisa.....	11
1.3	Limites e limitações	12
1.4	Aspectos metodológicos	12
1.5	Organização da Monografia.....	12
2	Revisão de Literatura	14
2.1	O Setor Elétrico Brasileiro.....	14
2.1.1	Histórico.....	14
2.1.2	Matriz de Energia Elétrica Brasileira.....	18
2.1.3	Agentes Participantes do Novo Modelo Energético	20
2.1.4	Instituições Participantes do Sistema Interligado Nacional (SIN).....	22
2.2	Planejamento Energético Brasileiro.....	25
2.3	Geração Distribuída	28
2.3.4	Definição.....	28
2.3.5	Principais vantagens e desvantagens	29
	Vantagens.....	29
	<i>Do consumidor</i>	29
3	Análises Relacionadas à Conexão de Usinas de Geração de Energia Elétrica a Rede de Distribuição.....	32
3.1	Regulatórias	32
3.2	Técnicas	34
4	Estudo de caso	38
4.1	Apresentação do estudo de caso	38
4.2	Análises técnicas.....	39
4.2.1	Simulações e Resultados.....	39
5	Conclusões	47

Lista de Tabelas

<i>Tabela 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica</i>	18
<i>Tabela 2 - Oferta Interna de Energia Elétrica - Participação</i>	19
<i>Tabela 3 - Número de Consumidores</i>	21
<i>Tabela 4 - Proteções mínimas em função da potência instalada</i>	37
<i>Tabela 5 - GD de 30 MW alocada em cada barra do sistema</i>	40
<i>Tabela 6 - Comparativo geral do case 14 com e sem GD</i>	44
<i>Tabela 7 - GD de 30 MW alocada em cada barra do sistema (com cargas de 15 MW nas Barras 7 e 8)</i>	45
<i>Tabela 8 - GD de 30 MW alocada em cada barra do sistema (com uma carga de 100 MW na Barra 7)</i>	46

Listas de Figuras

<i>Figura 1 – Marcos do Setor Elétrico a partir de 1990(FERREIRA, 2008)</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2 – Participação das fontes na Matriz de energia elétrica Brasileira (BEN/EPE 2009)</i>	<i>19</i>
<i>Figura 3 - Estrutura do novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro (MME, 2009) 22</i>	
<i>Figura 4 – Etapas do processo de projeção de demanda de energia (MME/EPE, 2010).</i>	<i>26</i>
<i>Figura 5 – Etapas de acesso obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de registro (ANEEL, 2010).....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 6 - Etapas de acesso obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de autorização (ANEEL, 2010)</i>	<i>35</i>
<i>Figura 7 – Esquema representativo do case 14 barras do IEE (IEE, 2010).</i>	<i>38</i>
<i>Figura 8 – Comparativo dos carregamentos das linhas sem e com GD de 30 MW.</i>	<i>41</i>
<i>Figura 9 – Comparativo dos carregamentos das linhas sem e com GD de 50 MW.</i>	<i>42</i>
<i>Figura 10 – Comparativo dos carregamentos das linhas sem e com GD de 100 MW.</i>	<i>43</i>

Listas de Abreviaturas

ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP – Agência Nacional de Petróleo
AP – Auto Produtor
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
GD – Geração Distribuída
IEEE – Institute of Electrical and Electronic Engineers
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MME – Ministério de Minas e Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia
PIE – Produtor Independente de Energia Elétrica
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
Projeto RESEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SIN – Sistema Interligado Nacional
SMF – Sistema de Medição para Faturamento

1 Introdução

Levando em consideração a possibilidade dos autoprodutores e/ou produtores independentes de energia elétrica, que utilizam a biomassa como matéria-prima, não consumirem toda sua energia gerada, a de se considerar o fim comercial a ser dado ao excedente de energia gerada.

Esse excedente pode ser comercializado e então ser distribuído a partir da conexão à rede de distribuição das concessionárias.

Logo, devido à existência do excedente de geração de energia elétrica e a necessidade de comercialização do mesmo, um ponto bastante importante é a escolha do ponto de conexão das referidas plantas de geração de energia.

1.1 Objetivo

O principal objetivo do presente trabalho é analisar os impactos decorrentes da conexão da geração distribuída em redes de distribuição.

Os objetivos específicos relacionados ao presente trabalho são:

- Realizar revisão bibliográfica referente ao estado da arte;
- Estabelecer o sistema elétrico a ser utilizado nas análises propostas;
- Realizar simulações a partir de softwares específicos de análise de Fluxo de Potência;
- Propor possíveis soluções para minimizar ou maximizar os impactos gerados por tal inserção.

1.2 Importância da pesquisa

A pesquisa se mostra importante por diversos motivos. O principal motivo se deve pelo fato de se mostrar necessário a diversificação da matriz energética brasileira com fontes renováveis de energia, além da comercialização do excedente gerado por produtores independentes e/ou autoprodutores de energia elétrica.

1.3 Limites e limitações

As principais limitações deste trabalho são as simulações realizadas em software especializado, com o objetivo de minimizar ou maximizar os impactos causados pela inserção da geração distribuída.

1.4 Aspectos metodológicos

Primeiramente é apresentado o estado da arte, abordando os principais pontos em relação ao tema proposto, tais como, características sistêmicas e regras regulatórias vigentes, permitindo uma visão geral da inserção da geração distribuída, destacando os impactos positivos e negativos de tal inserção.

Posteriormente, será utilizado um software de Fluxo de Potência permitindo que simulações possam ser realizadas com o intuito de definir qual a melhor localização para a inserção dessa geração, visando minimizar impactos negativos e maximizar impactos positivos.

Por fim, serão apresentados os resultados obtidos pelas simulações, através de tabelas ou figuras, e as conclusões devidas.

1.5 Organização da Monografia

Este documento apresenta cinco capítulos e está estruturado como é descrito nos parágrafos seguintes.

No Capítulo 1, é contextualizado o âmbito, no qual a pesquisa proposta está inserida. Apresenta, portanto, a definição do problema, objetivos e justificativas da pesquisa e como este trabalho de final de especialização está estruturado.

Já no Capítulo 2, é apresentada uma revisão dos principais pontos que serão abordados durante o trabalho, como o setor elétrico brasileiro, o planejamento do setor e geração distribuída.

No Capítulo 3, são descritas as principais análises que devem ser feitas para que se possa encontrar o melhor ponto para a alocação da Geração Distribuída.

No Capítulo 4, é descrito o problema e são apresentadas as simulações, com software especializado, para a obtenção do melhor ponto de inserção da GD.

Já no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões, contribuições e algumas sugestões de atividades de pesquisa a serem desenvolvidas no futuro.

2 Revisão de Literatura

2.1 O Setor Elétrico Brasileiro

2.1.1 Histórico

O marco inicial da eletricidade no Brasil é datado de meados de 1879, quando foi inaugurada a iluminação elétrica na estação da ferrovia Dom Pedro II, cuja fonte de energia era um dínamo. Dois anos mais tarde, a energia fora utilizada para a iluminação de dependências do edifício do Ministério da Viação durante um evento (NEOENERGIA, 2009).

Em 1883, foi inaugurada a primeira central geradora de energia, uma termelétrica com capacidade de 52 KW, movida a lenha, cuja função era fornecer energia elétrica para 39 lâmpadas da cidade de Campos, no Rio de Janeiro. A utilização do sistema hidrelétrico também é antiga, a primeira hidrelétrica também foi construída em 1883, em Diamantina, Minas Gerais (NEOENERGIA, 2009).

Porém, com a necessidade de melhorar as estruturas das cidades do Brasil, investidores canadenses e americanos criaram no início do século XX, em 1904, a Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company, com o intuito de explorar praticamente todos os serviços urbanos, como transporte, iluminação pública, produção e distribuição de eletricidade. A partir daí, o Estado apresenta as primeiras tentativas de regulação do uso da energia elétrica no Brasil (NEOENERGIA, 2009).

A partir de 1930, o Governo passa a legislar e outorgar concessões de serviços públicos do setor de águas e energia elétrica, com a formalização do Código de Águas, em 1934 (NEOENERGIA, 2009). Alguns anos mais tarde, em 1939, foi criado o Conselho Nacional de Água e Energia Elétrica (CNAEE), que tinha como função estudar o problema da exploração e utilização da energia elétrica no país, em especial a de origem hidráulica (FGV, 2009). Mais tarde esse órgão fora substituído pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) (ECONOMIA e ENERGIA, 2009).

Durante os anos 40, o Estado passa a atuar diretamente na produção de energia elétrica, a para isso criou a Companhia Hidroelétrica do São Francisco

(CHESF) em 1945 (NEOENERGIA, 2009). A partir do fim da Segunda Guerra Mundial, o Sistema Elétrico Brasileiro ganhou impulso com a construção da primeira grande usina, Paulo Afonso I, com potência de 180 MW, sendo seguida pelas construções de mais Furnas, Três Marias (ECONOMIA e ENERGIA, 2009).

Em 1962, houve a criação da Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), que tinha como principais atribuições: promover estudos, projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações destinadas ao suprimento de energia elétrica do país. A criação da Eletrobrás passou a contribuir diretamente para a expansão da oferta de energia e para o desenvolvimento do país (ELETROBRÁS, 2009).

No final da década de 60, foi criado o Grupo de Coordenação de Operação Interligada, assim o Sistema Interligado começa a surgir (ECONOMIA e ENERGIA, 2009).

Em 1971, uma lei (5.655/71), estabelecia a garantia de 10% a 12% de retorno sobre o capital investido, a ser computada na tarifa, tal medida serviria para dar sustentação financeira ao setor e também para financiar a expansão do mesmo (ECONOMIA e ENERGIA, 2009).

Na década de 90 começa a reforma do setor elétrico brasileiro, buscando a garantia do parque gerador. Em 1993, foi extinta a equalização tarifária vigente, passando a serem criados os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Dois anos mais tarde, foram criadas as figuras do Produtor Independente (PIE) e do Consumidor Livre (NEOENERGIA, 2009).

Em 1996, o Governo, através do Ministério de Minas e Energia (MME), implanta o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), que era constituído basicamente de três pilares (FERREIRA, 2008):

- Primeiro Pilar: competição onde se tinha experiência de que a competição gerava eficiência, onde foram chamados de Agentes de geração e comercialização de energia elétrica;
- Segundo Pilar: regulamentação nas áreas necessárias, transmissão e distribuição, visto que os mesmos são caracterizados pelo monopólio natural;

- Terceiro Pilar: expansão do setor elétrico, visto que era necessário um modelo estável, com regras claras e definidas e um agente fiscalizador.

Uma das principais consequências apresentadas por esse projeto foi a desverticalização da cadeia produtiva: geração, transmissão, distribuição, comercialização de energia elétrica, tornando-se áreas de negócio independente (NEOENERGIA, 2009).

Ainda em 1996, o Governo com base nessas mudanças sentiu a necessidade da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), cuja função é regular as atividades do setor. Outras mudanças com o objetivo de organizar o mercado e a estrutura do mercado de energia elétrica influenciaram a implantação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e do Operador Nacional do Sistema (ONS) (NEOENERGIA, 2009).

O Projeto RE-SEB foi concluído em 1998, e a partir desse momento, alguns pontos foram verificados, tais como o aumento do risco de não atendimento às cargas, a falta de investimento para promover a expansão do setor, e, além disso, a crise de abastecimento verificada nos anos de 2001 e 2002 (FERREIRA, 2008).

A partir do conhecimento desses fatos, foi criada em 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), cuja atribuição era avaliar num prazo de sessenta dias a política de produção energética e identificar as causas estruturais do desequilíbrio entre demanda e oferta de energia elétrica (FERREIRA, 2008).

Meses depois, por meio de uma Resolução da CGCE, foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que tinha como funções corrigir as disfuncionalidades, propor aperfeiçoamentos que possibilitassem a expansão da oferta de energia elétrica. Esse comitê tinha como atribuição também, reavaliar os resultados do 1º Ciclo do Projeto RE-SEB, tendo em vista as lições deixadas pelo racionamento (FERREIRA, 2008).

O período compreendido entre 2002 e 2004, é considerado de suma importância para o modelo do setor elétrico brasileiro vigente, primeiro pelo fato da mudança de governo ocorrida na época, e segundo pelo fato de o

acionamento ter deixado pontos falhos no modelo previsto anteriormente (FERREIRA, 2008).

O Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Energético apresentou um novo modelo para o setor elétrico, mantendo o modelo anterior, porém com algumas alterações. Esse modelo resultante do 2º Ciclo de Reestruturação teve como objetivos:

- Promover a modicidade tarifária;
- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Assegurar a estabilidade do marco regulatório;
- Promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, principalmente pelos programas de universalização do atendimento.

Entre 2003 e 2004, houve a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para planejar o setor elétrico a longo prazo, também foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que avaliava a segurança de suprimento de energia elétrica do país, e por fim a substituição do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para organizar a comercialização de energia elétrica (NEOENERGIA, 2009).

Em relação à comercialização de energia elétrica, surgiram dois ambientes, onde são celebrados os contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participavam os Agentes de Geração e Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participavam os Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres (CCEE, 2009).

A Figura 1 ilustra as principais mudanças ocorridas a partir de 1990 até os dias de hoje.



Figura 1 – Marcos do Setor Elétrico a partir de 1990 (FERREIRA, 2008)

2.1.2 Matriz de Energia Elétrica Brasileira

Como pode observado desde o início do setor elétrico brasileiro, a matriz da energia elétrica brasileira é constituída na sua grande maioria da energia hidráulica. Porém, com o passar dos anos, os incentivos para utilização de novas fontes de energia vem crescendo, como por exemplo, a implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), que foi instituído em 2004.

Na Tabela 1, é possível observar a oferta interna de cada fonte de energia na matriz da energia elétrica brasileira.

Tabela 1 - Oferta Interna de Energia Elétrica

FONTES	2008 (TWh)	2007(TWh)	%
Energia não renovável	66,2	48,0	37,9
Gás Natural	29,9	15,5	92,8
Derivados do Petróleo	15,1	13,4	13,4
Nuclear	13,9	12,3	12,8
Carvão e derivados ¹	7,2	6,8	6,3
Energia renovável	431,2	437,9	-1,5
Hidráulica	363,8	374	-2,7
Importação	42,9	40,9	5,0
Biomassa ²	24,0	22,5	6,7
Eólica	0,56	0,56	-0,4
TOTAL	497,4	485,9	2,4

1 Inclui gás de coqueira

2 Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações

Fonte: BEN/EPE 2009

Na Tabela 1, é possível observar também, o crescimento ou não da oferta de energia por fonte com relação ao ano de 2007. A oferta de energia elétrica hidráulica teve um decréscimo em relação ano de 2007, podendo ser

explicado pela tentativa de manter níveis estratégicos de armazenamento nos reservatórios do país. Porém, a participação de tal fonte da matriz elétrica brasileira ainda é superior a 70%, como pode ser observado na Figura 2 (BEN, 2009).

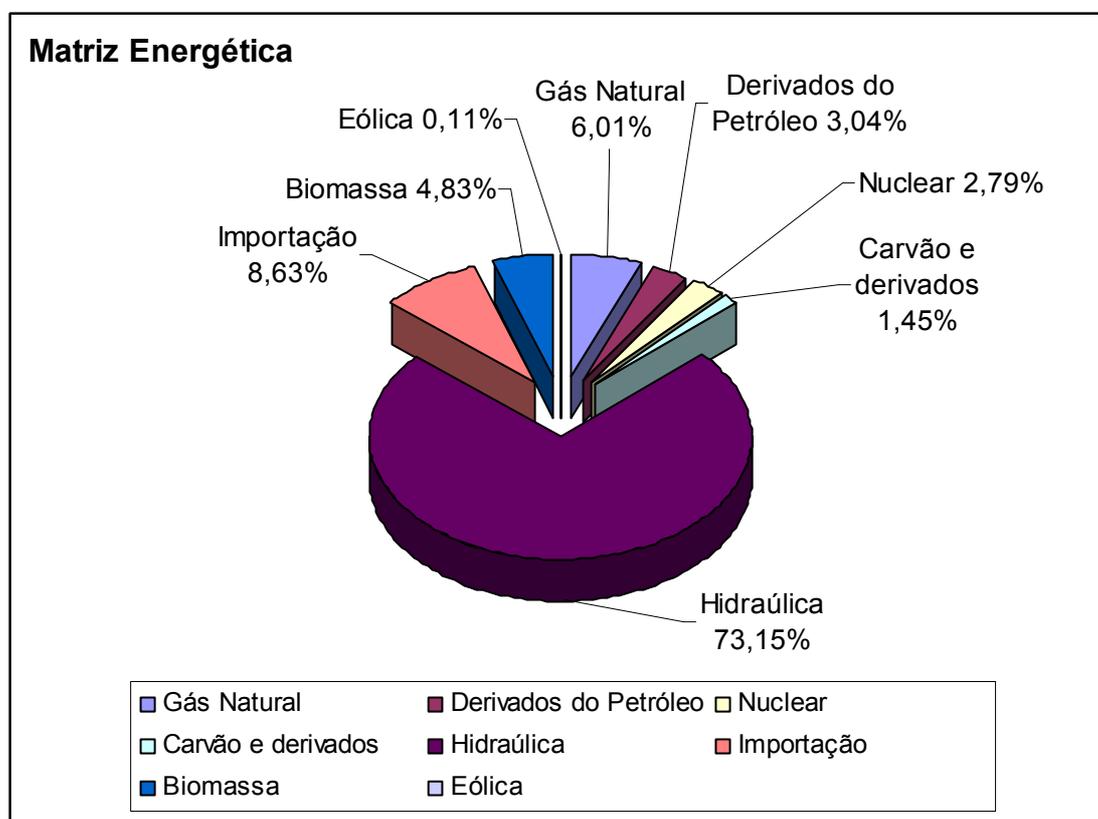


Figura 2 – Participação das fontes na Matriz de energia elétrica Brasileira (BEN/EPE 2009)

Na Tabela 2, pode-se observar a participação de cada fonte de energia elétrica na matriz brasileira.

Tabela 2 - Oferta Interna de Energia Elétrica - Participação

FONTES	2008	2007
Energia não renovável	14,60%	10,8%
Gás Natural	6,60%	3,50%
Derivados do Petróleo	3,30%	3,00%
Nuclear	3,10%	2,80%
Carvão e derivados ¹	1,60%	1,50%
Energia renovável	85,40%	89,20%
Hidrúlica	80%	84,00%
Biomassa ²	5,3%	5,10%
Eólica	0,10%	0,10%
TOTAL (TWh)	454,5	445,0

¹ Inclui gás de coqueira

² Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações

Fonte: BEN/EPE 2009

2.1.3 Agentes Participantes do Novo Modelo Energético

Geração

Os agentes de geração podem ser classificados da seguinte maneira:

- **Concessionários de Serviço Público de Geração:** agente titular de Serviço Público Federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação à pessoa jurídica ou consórcio de Empresas para exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, são despachados centralizadamente;
- **Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE):** são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco;
- **Auto-Produtores:** são agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar o excedente, desde que autorizado pela ANEEL.

Os Agentes de Geração podem vender energia tanto no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR) quanto no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), além disso, possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica (CCEE, 2010).

Transmissão

Agente de transmissão é uma empresa, pública ou privada, responsável pelo transporte da energia desde a geração até os centros de carga onde serão devidamente distribuídas.

Este transporte de energia é realizado através de redes elétricas conhecidas como linhas de transmissão, cujas principais características são transmitir energia em alta tensão (superior a 138 kV) entre diferentes regiões para alimentação de redes secundárias e permitir um alto fluxo de potência.

O agente de transmissão é responsável pelas ampliações e eventuais reparos na Rede Básica, garantindo a confiabilidade da transmissão.

Distribuição

Os agentes de distribuição do Setor Elétrico Brasileiro são compostos por concessionárias, entre empresas estatais e privadas. As estatais são controladas pelos governos federal, estadual e municipal. Já as empresas privadas são controladas por grupos nacionais, norte-americanos, portugueses e espanhóis (COELBA, 2010).

O principal papel das concessionárias é fornecer energia elétrica com qualidade para os seus usuários, sejam eles indústrias, comércio ou consumidores residenciais. Além disso, ficam responsáveis pela venda de energia para os consumidores.

A Tabela 3 apresenta as dez maiores concessionárias em número de consumidores.

Tabela 3 - Número de Consumidores

Empresas	Número Total de Consumidores (2008)
CEMIG	6.690.019
AES ELETROPAULO	5.830.735
COELBA	4.407.551
COPEL	3.523.543
LIGHT	3.516.935
CPFL PAULISTA	3.427.765
CELPE	2.818.512
COELCE	2.629.661
AMPLA	2.351.229
CELESC	2.207.029

Fonte: ABRADÉE/2010

Comercialização

Os Agentes Comercializadores, como o próprio nome já caracteriza, são aqueles quem possuem a missão de comprar energia através de contratos bilaterais celebrados no ACL podendo vender tal energia aos consumidores livres no próprio ACL, ou aos distribuidores através de leilões no ACR (CCEE, 2010).

2.1.4 Instituições Participantes do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Com o novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro foram criadas novas instituições e algumas outras substituíram instituições já existentes. Assim, no presente tópico serão abordadas as instituições pertencentes ao modelo atual do setor.

A Figura 3 apresenta o diagrama estrutural do modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro.

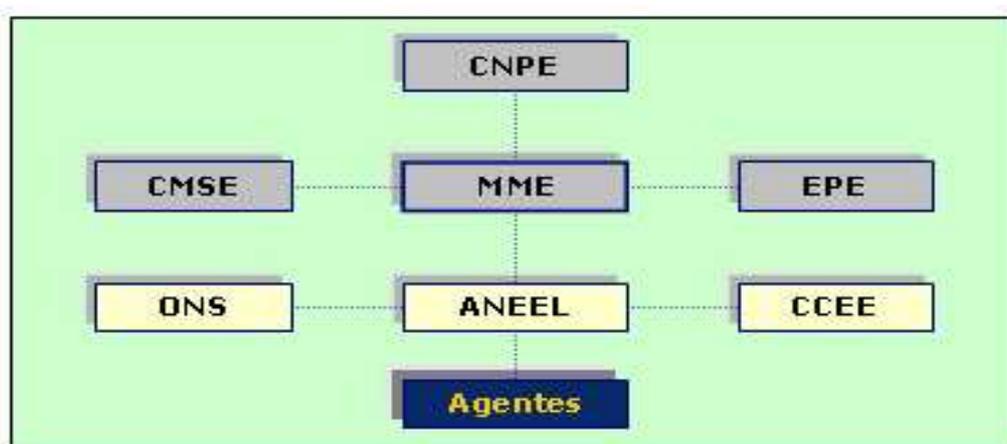


Figura 3 - Estrutura do novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro (MME, 2009)

A seguir é feito um resumo das funções e peculiaridades de cada instituição:

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** É um órgão interministerial de assessoramento ao Presidente da República, e tem como principal atribuição formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas de difícil acesso do país.

Este órgão possui outras funções como, revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do álcool, gás natural,

além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação do petróleo e do gás natural (CCEE, 2009).

- **Ministério de Minas e Energia (MME):** É o órgão do Executivo responsável pelo setor elétrico do país. As suas principais atribuições são: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, exportação e importação não apenas de energia elétrica, mas como de petróleo e seus derivados, definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia, avaliar as condições de abastecimento e de atendimentos (REVISTA O SETOR ELÉTRICO, 2009).

Ao MME está ligado o CMSE, a EPE. Porém, além desses órgãos governamentais, está ligada a mesma, empresas de economia mista, como por exemplo, a Petrobrás e a Eletrobrás, e autarquias como a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Agência Nacional de Petróleo (ANP) e o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) (MME, 2010).

- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** Criado em 2004 com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança de suprimento eletroenergético em todo o território nacional. É presidido pelo presidente do MME e possui a seguinte composição (MME, 2010):

- Quatro representantes do MME; e
- Os titulares dos órgãos a seguir:
 - Aneel;
 - ANP;
 - CCEE;
 - EPE;
 - ONS.

O CMSE possui algumas atribuições como identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor elétrico e elaboras propostas para ajustes e ações

preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e atendimento elétrico (CCEE, 2009).

- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** Criada em 2004, a EPE é uma empresa ligada ao MME, que visa realizar pesquisas e estudos que auxiliem o planejamento do setor elétrico (MME, 2009). Possui algumas tarefas, como execução e desenvolvimento dos estudos realizados pela mesma, realização de análises de viabilidade sócio-econômica e sócio-ambiental de usinas, obtenção de licença ambiental prévio para aproveitamento hidrelétrico e transmissão de energia elétrica (CCEE, 2009).

- **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel):** A Aneel foi criada em 1996, e é uma agência ligada ao MME. Tem como missão principal proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre agentes e em benefício da sociedade (ANEEL, 2009).

Porém, a Aneel possui outras funções não menos importantes, tais como: regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, atendendo a qualidade da prestação do serviço, a universalização do atendimento e o estabelecimento de tarifas justas para os consumidores finais, estimulando a competição entre os operadores (MME, 2009).

Com o novo modelo proposto em 2004, foi agregada à Aneel mais uma responsabilidade, a de promover licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN) (CCEE, 2009).

- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):** Criado em 1998, o ONS é composto por membros associados e membros participantes. Tem como missão operar o SIN de uma maneira integrada, com transparência, equidade e neutralidade, contanto que seja garantida a segurança, a continuidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica (MME, 2009).

O ONS possui alguns objetivos, a seguir serão listados alguns deles (ONS, 2009):

1. Aumentar a segurança eletro-energética;
2. Implantar a Gestão do Conhecimento e do Desenvolvimento Tecnológico;
3. Promover o desenvolvimento organizacional com foco na gestão de riscos, de custos e de processos técnicos e corporativos;
4. Responder aos desafios decorrentes do aumento da complexidade da operação do SIN, face a diversificação da matriz energética e de sua expansão;

- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** Criada com o novo modelo do setor elétrico, a CCEE substituiu o antigo MAE. Tal órgão tem como finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo (CCEE, 2009).

2.2 Planejamento Energético Brasileiro

O Planejamento Energético Brasileiro é desenvolvido por membros da EPE e do MME, além da colaboração de técnicos de empresas do setor elétrico, através da elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). Tem como funções orientar e subsidiar a realização de futuros leilões de compra de energia de novos empreendimentos de geração e transmissão, definição de quais estudos de expansão da transmissão devem ser priorizados, bem como quais os estudos de viabilidade técnica econômica e socioambiental de novas usinas geradoras realizar, e também quais os estudos de inventários deverão ser feitos ou atualizados (MME/EPE, 2010).

O PDE é composto por cinco seções e estas são desmembradas em dez capítulos.

O planejamento energético é realizado levando em consideração algumas premissas como, por exemplo, demográficas, setoriais, macroeconômicas, que interferem diretamente no consumo de energia, bem como no comportamento de vários indicadores setoriais (MME/EPE, 2010).

Com relação ao contexto econômico, a elaboração de cenários é a técnica utilizada para delinear o ambiente ao qual estarão referidas as projeções de demanda de energia.

Já no quesito demográfico, tanto o crescimento populacional quanto à sua distribuição espacial, o rápido processo de urbanização e a pirâmide etária, refletem diretamente no que diz respeito ao consumo de energia, logo se faz necessário estabelecer premissas com relação ao comportamento futuro da população (MME/EPE, 2010).

As premissas setoriais são divididas entre atividade industrial e residencial.

Além desses fatores, a revisão das perspectivas de expansão dos diversos setores de consumo de energia e a forma como a energia deverá ser utilizada no período de dez anos, interferem diretamente nas projeções de demanda de energia. Para determinar essas projeções de demanda, são necessárias as projeções do consumo, da carga e ainda uma comparação entre o planejamento que está sendo realizado e o anterior (MME/EPE, 2010).

Na Figura 4, podem-se visualizar as etapas do processo de projeção de demanda de energia no horizonte decenal.

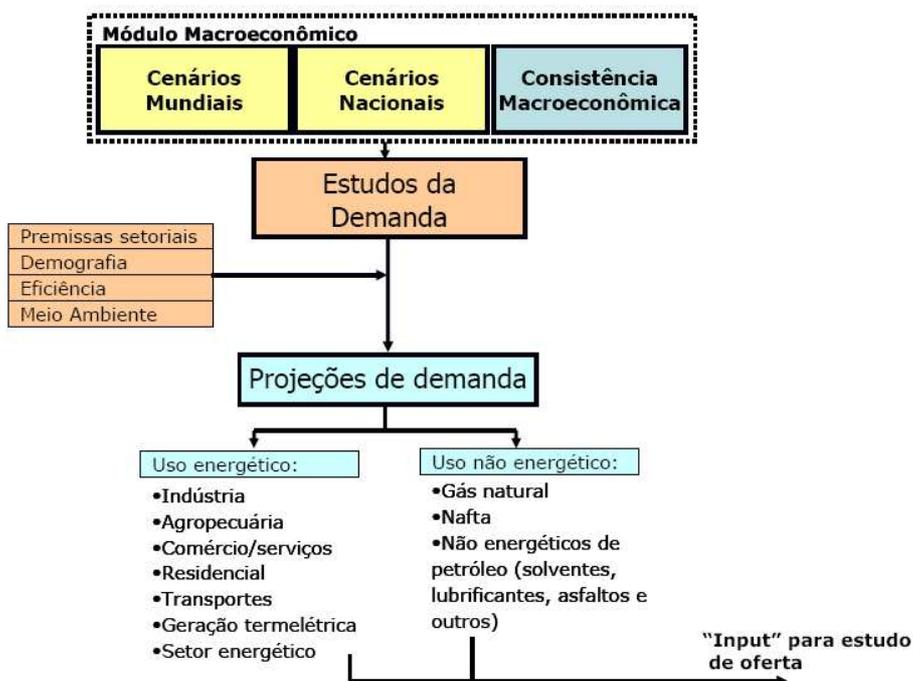


Figura 4 – Etapas do processo de projeção de demanda de energia (MME/EPE, 2010).

No PDE são feitas as projeções de demanda de energia elétrica, gás natural, derivados de petróleo, biocombustíveis e carvão mineral e coque.

Além da demanda de energia, o PDE estabelece um cenário de expansão da geração de energia elétrica e das principais interligações entre os subsistemas, que tem como objetivo subsidiar o processo licitatório para expansão da oferta de energia elétrica e garantir o abastecimento adequado para o crescimento do país (MME/EPE, 2010).

Esta expansão da geração de energia elétrica prioriza as hidrelétricas e as fontes alternativas de energia, o que visa a maior utilização das mesmas na matriz energética brasileira (MME/EPE, 2010).

Visto que é previsto uma expansão da geração de energia, torna-se necessário a realização de estudos que tenham como foco a transmissão da energia elétrica que vai desde a sua configuração até as obras previstas para o período decenal. No PDE tais estudos são apresentados por regiões geoeletricas do SIN, e conseqüentemente pelos estados pertencentes às essas regiões. Além desses estudos são apresentadas as obras previstas no sistema de transmissão para o período de dez anos compreendido no PDE (MME/EPE, 2010).

Além da energia elétrica, o PDE apresenta estimativas de produção nacional de petróleo e gás natural ao longo do período de dez anos, levando em consideração a proveniência do óleo, dos recursos descobertos, com comercialidade declarada (reservas dos campos) ou sob avaliação exploratória (recursos contingentes), dos recursos não descobertos (campos a descobrir). Além disso, é feita uma classificação quanto à qualidade do óleo (leve, mediano e pesado) e quanto à procedência do gás (associado e não associado) (MME/EPE, 2010).

Outro ponto abordado pelo PDE é a oferta de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Para que seja feita uma análise sobre tal oferta é necessário estudos baseados nos preços no cenário mundial dos mesmos. Os resultados desses estudos são apresentados prevendo a expansão da oferta desses

combustíveis, assim como os investimentos associados a tal expansão (MME/EPE, 2010).

Adicionalmente, deve-se considerar o fato do meio ambiente estar completamente relacionado com a expansão da oferta de energia. Tal fato é retratado tanto para a energia elétrica, quanto à produção de petróleo e gás natural e da oferta de biocombustíveis, onde são levadas em consideração as emissões de gases de efeito estufa, desafios de sustentabilidade e indicadores socioambientais (MME/EPE, 2010).

A variável socioambiental participa por completo do processo de expansão do sistema eletroenergético, que vai desde a formulação das etapas até a indicação de obras para o período de dez anos.

Por fim, na última seção do PDE, são apresentados os resultados referentes à variação de parâmetros macroeconômicos, consumo final energético e oferta interna de energia no período decenal. Além disso é apresentado por meio de tabelas os investimentos associados à expansão da oferta de energia (MME/EPE, 2010).

Como foi mostrado nessa seção, o PDE é o instrumento utilizado pelo MME para definir o planejamento energético brasileiro.

2.3 Geração Distribuída

2.3.4 Definição

De acordo com os estudos realizados, é muito difícil estabelecer uma única definição para o termo geração distribuída (GD), pelo simples fato de não existir um consenso para tal. Dessa forma, serão apresentadas algumas definições, bem como a definição que será levada e considerada pelo presente trabalho.

Geração distribuída pode ser simplesmente definida como a geração conectada diretamente à rede de distribuição ou diretamente ao consumidor (ACKERMANN, 2001), ou ainda como a geração elétrica junto ou próximo dos consumidores, com potências normalmente iguais ou inferiores a 30 MW (INEE, 2009).

No que se refere à classificação por diferentes níveis de potência, as GD's podem ser classificadas como (ACKERMANN, 2001):

- Micro GD: 1W < 5 kW;
- Pequena GD: 5 kW < 5 MW;
- Média GD: 5 MW < 50 MW;
- Grande GD: 50 MW ~ 150 MW.

A tecnologia empregada na geração distribuída não é um fator determinante para a definição da mesma, visto que podem ser utilizados diversos meios para a produção de energia, como energia solar, através de painéis fotovoltaicos, energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), biomassa (MORAES, 2006).

Porém para efeito de estudo, será considerado nesse trabalho o conceito de que geração distribuída é caracterizada por ser constituída de pequenas fontes de energia, localizadas próximas as cargas, e que não precisam de um controle central (MORAES, 2006).

2.3.5 Principais vantagens e desvantagens

Vantagens

Quando definida corretamente, desde a sua localização, quanto à potência correta, a GD pode trazer diversas vantagens. E essas vantagens podem ser separadas considerando os pontos de vista, como do consumidor, da concessionária, do Sistema Interligado (SIN) e da sociedade, onde é levada em consideração também a questão ambiental.

A seguir, serão apresentadas essas vantagens:

Do consumidor

- Atendimento a áreas isoladas, onde o atendimento é inviável por redes de transmissão e/ou distribuição por motivos econômicos e/ou ambientais (GUEDES, 2006);
- Pelo fato de alguns consumidores necessitarem de sistemas que não possuam variações de tensões e/ou frequência, nem interrupções no

abastecimento, há a escolha pela utilização de GD pelo fato de apresentar um índice muito alto de confiabilidade (RODRÍGUEZ, 2002);

- Do ponto de vista econômico, a utilização da GD pode ser viável caso o custo seja menor do que as tarifas da energia comprada das concessionárias ou de comercializadores (RODRÍGUEZ, 2002);

Da concessionária

- Redução das perdas elétricas de um modo geral, principalmente em função da redução das perdas joules (GUEDES, 2006);
- Facilitam manobras, como por exemplo, manutenções programadas, ou até mesmo perda do sistema principal de energia, visto que a GD pode fornecer energia localmente (ROMAGNOLI, 2005);
- Ajudam na continuidade e na confiabilidade do sistema, visto que há diversos pontos de geração ao invés de uma geração centralizada (MORAES, 2006);
- As unidades de geração são modulares, o que faz com que haja facilidade e diminuição do tempo de construção (ROMAGNOLI, 2005);

Do Sistema Interligado (SIN)

- Uso de GD em locais onde o potencial de expansão dos sistemas de transmissão e distribuição é limitado (RODRÍGUEZ, 2002);
- A liberação do mercado de energia cria oportunidades para novos agentes produtores (GUEDES, 2006);
- Redução do carregamento das redes, que acarreta em uma maior flexibilidade operativa (ROMAGNOLI, 2005);

Da sociedade

- Com a utilização de GD, principalmente com fontes renováveis, diversifica a matriz energética brasileira, além de minimizar os impactos ambientais (ROMAGNOLI, 2005);
- Proporciona o desenvolvimento da região onde está instalada a GD, visto que ocorrerá uma dinamização das atividades econômicas desenvolvidas na região, e também estimula a geração de novos

empregos em função da maior produção industrial e do volume de serviços (RODRÍGUEZ, 2002);

- Aumento da competição, o que proporciona um impacto positivo nas reduções das tarifas de energia (ROMAGNOLI, 2005);

Desvantagens

É notório que a utilização de GD acarreta em várias vantagens para diversos setores. Porém, pode ocasionar algumas desvantagens, como por exemplo (GUEDES, 2006):

- Dependendo do tipo, da localização e do planejamento a geração pode ser interruptível ou sazonal;
- O ilhamento pode ser benéfico, porém pode fazer com que as redes tornem-se autônomas dificultando a operação após falhas;
- A variação de tensão ao longo da linha, dependendo da localização e da potência da GD, podendo exceder o limite superior de tensão do sistema;
- Mudanças nos procedimentos de operação, proteção e controlo da rede de distribuição;
- Passar a existir um aumento da complexidade administrativa, comercial e contratual (SANTOS, 2009).

3 Análises Relacionadas à Conexão de Usinas de Geração de Energia Elétrica a Rede de Distribuição

Para que se possa fazer a conexão de uma geração distribuída à rede de distribuição é necessário que sejam feitas algumas análises, visto que além de apresentar diversas vantagens, algumas desvantagens de cunho político, técnico e econômico podem ser observadas.

A seguir são apresentadas análises regulatórias e técnicas.

3.1 Regulatórias

A base da regulamentação do setor elétrico brasileiro vem sendo feita a mais de 70 anos, sendo composta por artigos da Constituição, leis complementares e ordinárias, decretos, portarias interministeriais e resoluções da ANEEL (RONDINA, 2007).

A seguir, serão citadas as Leis que interferem direta ou indiretamente no desenvolvimento da geração distribuída no Brasil:

- **Lei Nº 9.074, de 07 de julho de 1995:** foram criadas as figuras do PIE e do CL, garantindo-lhes livre acesso aos sistemas elétricos, definiu-se os limites de potência para o aproveitamento de potenciais hidráulicos e térmicos, autorizou-se a formação de consórcios com o objetivo de geração de energia elétrica para fins de serviços públicos e para produção independente;
- **Decreto Nº 2.003, de 10 de setembro de 1996:** regulamenta produção de energia elétrica por PIE e AP;
- **Lei Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996:** iniciou a comercialização da energia elétrica produzida pelos PIE's mediante a celebração de contratos, estabeleceu a redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, ocorrendo sobre a produção e consumo de energia elétrica comercializada pelas pequenas centrais hidrelétricas e pelos aproveitamentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração;

- **Lei Nº 10.438, de 26 de abril de 2002:** expansão da oferta de energia elétrica a universalização dos serviços públicos de energia elétrica, criou o PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, PCH's e biomassa;
- **Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004:** criadas as figuras do ACR e do ACL, estabeleceu que as Distribuidoras localizadas no SIN deveriam garantir o atendimento à totalidade de seu mercado mediante contratação de energia elétrica feita pelos agentes, considerando a geração distribuída um agente de geração possível para contratação, respeitando os limites de contratação e repasse às tarifas, baseados nos valores referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas (BRASIL, 2004).
- **Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004:** primeiro momento em que houve, enfim, uma definição para geração distribuída, que passa a ser considerada a geração 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, exceto as provenientes de empreendimentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30 MW, termelétricos, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%, e geração a partir de biomassa independente de sua eficiência energética (BRASIL, 2004);
- **Resolução Normativa Nº 77, de 18 de agosto de 2004:** estabelece os estabelecimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30 MW.
- **Resolução Normativa Nº 167, de 10 de outubro de 2005:** estabelece as condições para comercialização da energia elétrica oriunda de

geração distribuída, por concessionária, permissionária ou autorizada de serviço público de distribuição que atua no SIN;

- **Resolução Normativa Nº 228, de 25 de julho de 2006:** estabelece os requisitos para a certificação de geradores termelétricos na modalidade de geração distribuída, desde que sejam comercializados no ACR.
- **Resolução Normativa Nº 345, de 16 de dezembro de 2008:** aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que tem como função estabelecer as condições de acesso ao sistema de distribuição, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão tanto para os novos acessantes quanto para os já existentes.

Como se pode observar, a regulamentação, no que se refere ao setor elétrico e especialmente à geração distribuída, ainda demonstra algumas lacunas, o que demonstra visivelmente a necessidade de empenho na regulamentação e quem sabe o caso da criação de um código específico para o setor elétrico que abrangesse toda a legislação pertinente à indústria de eletricidade.

3.2 Técnicas

Baseado no Módulo 3 do PRODIST, a seguir serão apresentadas as principais condições técnicas que uma unidade geradora de energia elétrica deve apresentar para que haja uma conexão com o sistema de distribuição de uma determinada área geográfica.

Primeiramente, é necessário que seja feito uma viabilização de acesso a rede de distribuição que é composta por quatro etapas. As Figuras 5 e 6 apresentam tais etapas e os seus respectivos prazos.



Figura 5 – Etapas de acesso obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de registro (ANEEL, 2010)

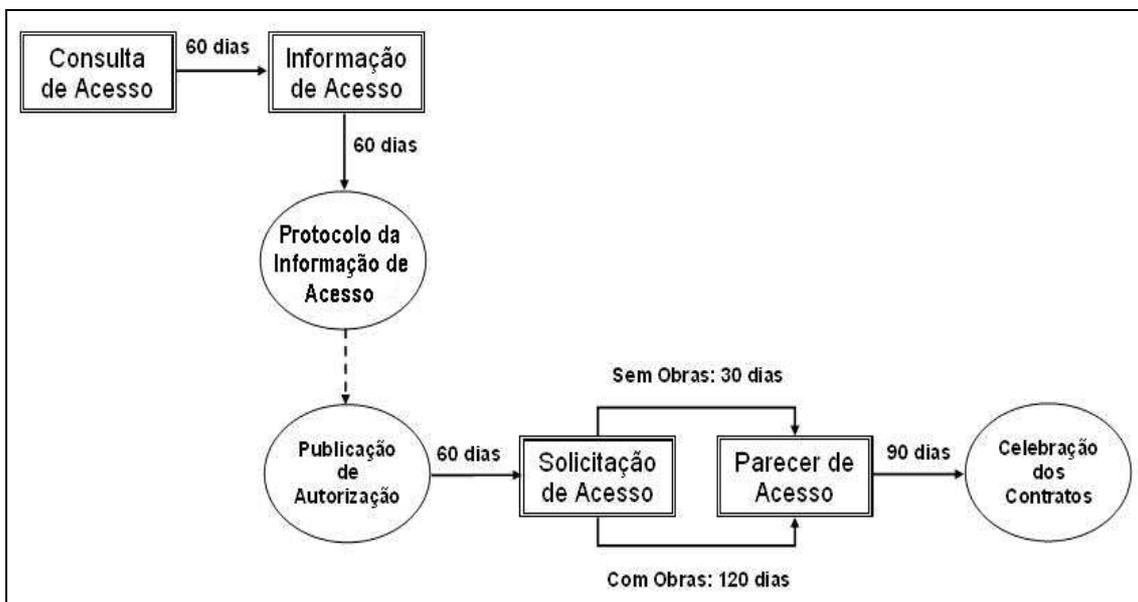


Figura 6 - Etapas de acesso obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de autorização (ANEEL, 2010)

Com base na Figura 6, o processo para viabilização do acesso de uma central geradora de energia elétrica a rede de distribuição é composto por quatro etapas: consulta, informação, solicitação e parecer de acesso (ANEEL, 2009).

A consulta de acesso tem como objetivo obter informações técnicas que subsidiem os estudos pertinentes ao acesso.

A informação de acesso é a resposta obrigatória da acessada, no caso, as distribuidoras de energia, composta por: classificação de atividade do acessante, responsabilidade do acessante, tarifas de uso aplicáveis, informações sobre a participação financeira, características do sistema de

distribuição acessado, do eventual ponto de conexão de interesse do acessante e do ponto de conexão indicado pela distribuidora e relação de estudos e documentos a serem apresentados pelo acessante (ANEEL, 2009).

A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante que implicará a prioridade de atendimento de acordo com a ordem cronológica de protocolo. Nessa solicitação deve conter: contrato de concessão, ato autorizativo ou registro, projeto das instalações de conexão, incluindo memorial descritivo, localização, arranjo físico, diagramas e Sistema de Medição para Faturamento (SMF) (ANEEL, 2009).

O parecer de acesso é a última etapa do processo e consiste em um documento obrigatório apresentado pela acessada, contendo informações das condições de acesso, bem como a conexão e o uso, e os requisitos de técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante, com os respectivos prazos (ANEEL, 2009).

Na seção 3.2 do PRODIST são definidos alguns critérios técnicos mínimos para elaboração de projetos de acesso a rede de distribuição. Considerando o foco de estudo, centrais geradoras conectadas a rede de distribuição, só serão levados em consideração os respectivos critérios técnicos (ANEEL, 2009):

- O ponto de conexão deve localizar-se na interseção de interesse restrito, de propriedade do acessante, com o sistema de distribuição acessado;
- Conexão deve ser realizada em corrente alternada com frequência de 60 Hz;
- Devido ao paralelismo das instalações do acessante com o sistema de distribuição, deve haver um sistema de comunicação entre as partes, o acessante deve ajustar suas proteções de maneira a desfazer o paralelismo em caso de desligamento;
- O acessante é o único responsável pela sincronização de suas instalações com o sistema de distribuição acessado;
- As tensões de conexão são:

- Baixa Tensão – BT: Trifásico (220/127 V e 380/220 V) e Monofásico (254/127 V e 440/220 V);
 - Média Tensão – MT: 13,8 kV e 34,5 kV;
 - Alta Tensão – AT: 69 kV e 138 kV.
- A Tabela 4 mostra a proteção mínima no ponto de conexão da central geradora ao sistema de distribuição:

Tabela 4 - Proteções mínimas em função da potência instalada

Equipamento	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW	> 500 kW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobfrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Fonte: PRODIST

Além desses critérios técnicos, alguns estudos são realizados antes da interconexão com o sistema de distribuição vigente para que se possa ter conhecimento dos impactos técnicos gerados pela inserção. Os principais estudos são: níveis de curto circuito, níveis de tensão na rede e transitórios eletromecânicos (ANEEL, 2009).

Com base nesses estudos, o presente trabalho focará na utilização de um programa de Análise de Rede (Fluxo de Potência), realizando os estudos de carregamento de linhas e perdas elétricas.

4 Estudo de caso

4.1 Apresentação do estudo de caso

O estudo de caso será realizado a partir do case 14 barras do IEEE, onde está disposto um sistema elétrico de potência constituído por quatorze barras e vinte linhas de transmissão.

Na Figura 7, o case 14 barras é apresentado a partir do diagrama unifilar.

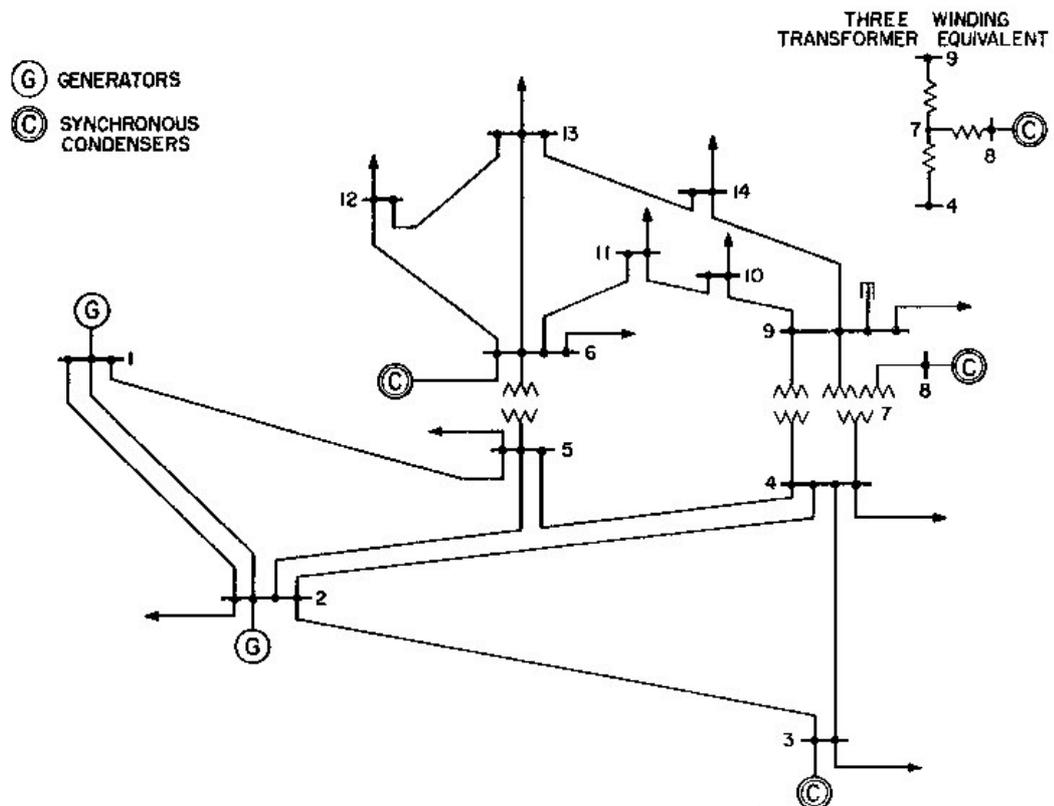


Figura 7 – Esquema representativo do case 14 barras do IEE (IEE, 2010).

Como pode ser observado, o esquema do case 14 barras é composto por uma barra do tipo $V\theta$, que é a barra geradora, ou também conhecida como subestação, quatro barras do tipo PV, que são as barras quem possuem os compensadores síncronos, que injetam reativos na rede, e nove barras do tipo PQ, que são as chamadas barras de carga.

Para executar esse caso proposto pelo IEEE foi utilizado o software MATLAB, que possui a função de Fluxo de Potência. O resultado inicial para este caso é apresentado no Anexo A.

Para efeito de estudo, foram feitas diversas simulações para que pudesse encontrar o melhor ponto para a inserção de uma GD. Primeiramente foi utilizada uma GD de 30 MW, posteriormente uma GD de 50 MW e por último uma GD de 100 MW. Outro tipo de simulação fora o aumento de carga do sistema para que fossem analisados o carregamento das linhas e as perdas do sistema.

4.2 Análises técnicas

As análises técnicas levadas em consideração para as simulações foram os níveis de tensão e as perdas elétricas do sistema. A partir daí foram feitas diversas simulações com o case 14 barras, e alguns resultados foram gerados.

4.2.1 Simulações e Resultados

Com o propósito de avaliar as vantagens e desvantagens da inserção de uma GD a um sistema de potência, foi feita a execução do case 14 barras sem a inserção de nenhuma GD, a partir daí, tal resultado foi comparado com diversas simulações.

Nas primeiras simulações com uma GD de 30 MW, ficou visível uma pequena diminuição nas perdas. O melhor ponto para inserção da GD, aquele no qual a diminuição foi maior comparada com o sistema sem inserção de GD, se deu na barra 3. As perdas diminuíram em cerca de 27% com a inserção de apenas uma GD de 30 MW na Barra 3.

A Tabela 5 apresenta as perdas do sistema sem GD comparado à inserção de uma GD de 30 MW em cada barra do sistema separadamente. Nota-se que a inserção de GD's deve ser feita próxima aos centros de carga, pois de acordo com os dados do sistema a Barra 3 possui a maior carga do sistema. Esses dados estão dispostos no Anexo A.

Tabela 5 - GD de 30 MW alocada em cada barra do sistema

Barra	Potência (MW)	Perdas (MW)
Sem GD	-----	13,393
2	30	11,893
3	30	9,778
4	30	10,345
5	30	10,839
6	30	10,93
7	30	10,377
8	30	10,379
9	30	10,422
10	30	10,507
11	30	10,849
12	30	11,168
13	30	10,592
14	30	10,309

Já o carregamento das linhas diminui proporcionalmente ao nível de carregamento da mesma, por exemplo, a linha que liga a Barra 1 à Barra 2 é a que sofre uma maior diminuição e é a que possui um maior carregamento, visto que a ela está conectada a subestação da Barra 1, o que é um fator positivo para a concessionária de energia visto que a mesma pode diminuir os investimentos com manutenção e/ou reposição de equipamentos. A comparação da diminuição do carregamento nas linhas é apresentada na Figura 8.

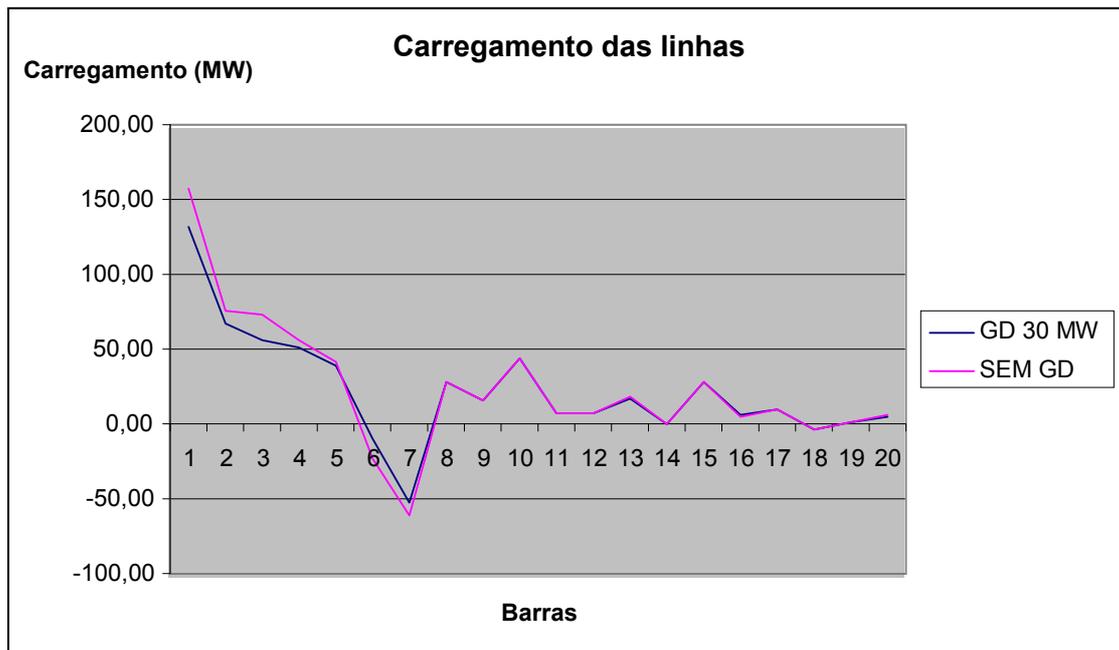


Figura 8 – Comparativo dos carregamentos das linhas sem e com GD de 30 MW.

Inserindo uma GD de 50 MW no sistema, constatou-se que o melhor ponto para inserção da GD, novamente, deu-se na Barra 3, porém com uma maior diminuição das perdas. Anteriormente, a diminuição foi de 27%, já com a nova GD de 50 MW, essa diminuição aumenta bastante, chegando a diminuir em 41%.

Outro fator importante é o aumento na diminuição do carregamento das linhas, como por ser observado na Figura 9.

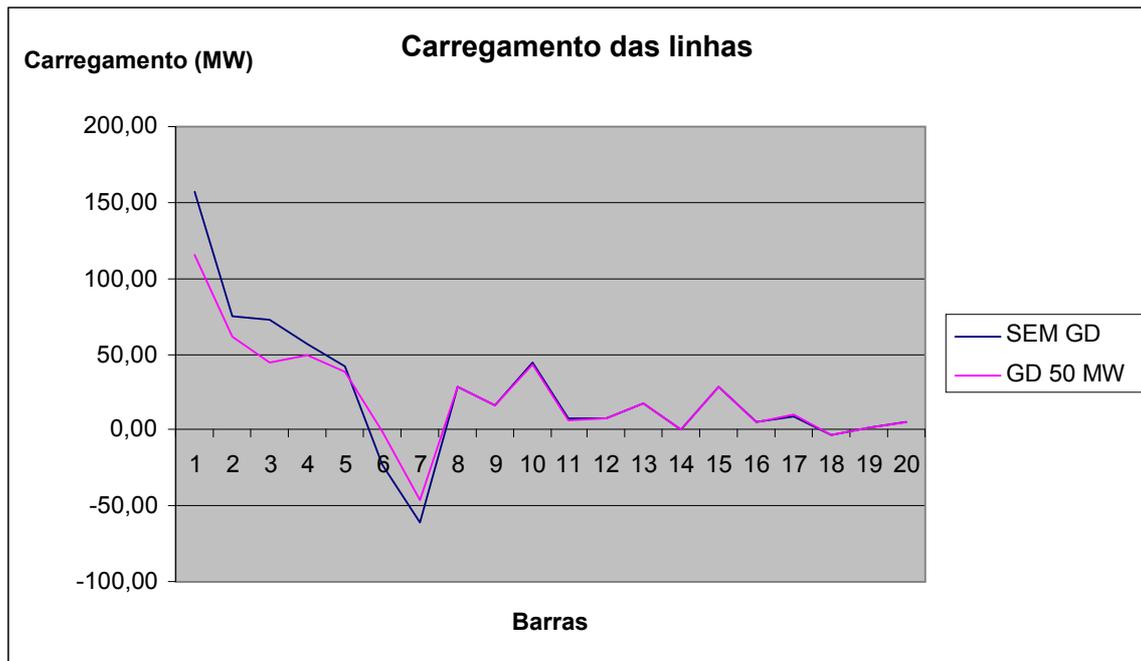


Figura 9 – Comparativo dos carregamentos das linhas sem e com GD de 50 MW.

Essa diferença no carregamento das linhas é causada pela injeção de potência das GD's, o que resulta numa alteração das correntes tanto no sentido da subestação para carga quanto no sentido inverso, da carga para subestação. As correntes no sentido da carga para a subestação, podem se tornar um problema devido à interferência das mesmas no sistema de proteção.

Logo, para que isso não aconteça o estudo deve determinar a potência máxima de uma GD a ser inserida no sistema, no caso desse estudo que leva em consideração o case 14 barras do IEEE, a GD máxima a ser utilizada deve ter uma potência máxima de 200 MW, pois a partir daí o fluxo de potência passar a ser invertido, da carga para a subestação, onde os papéis também se invertem. Nesse caso, a subestação deixa de fornecer potência ao sistema e passa a receber, tornando-se uma barra de carga.

A fim de melhorar ainda mais o carregamento nas linhas e diminuir as perdas, novas simulações foram feitas com uma GD de 100 MW. Os resultados mais uma vez foram semelhantes aos anteriores, ou seja, as perdas diminuíram e o carregamento das linhas foi ainda mais aliviado.

Na Figura 10 é possível observar que o carregamento das linhas melhora consideravelmente, como por exemplo, na linha da Barra 1 para 2 ocorre uma diminuição de 48%, resultado bastante expressivo e positivo para a concessionária de energia.

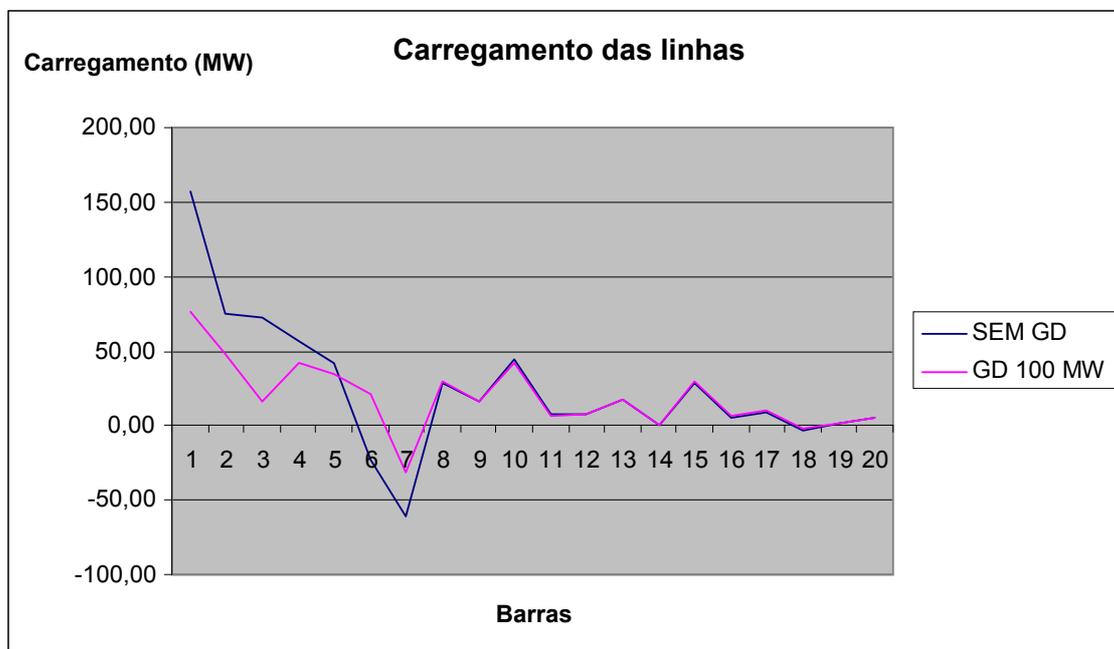


Figura 10 – Comparativo dos carregamentos das linhas sem e com GD de 100 MW.

Com relação às perdas do sistema, houve uma diminuição também muito expressiva, no valor de 63% em comparação com o sistema original do case 14.

Na Tabela 6, é apresentado um quadro com o resumo das inserções das GD's no sistema e o sistema sem GD.

Tabela 6 - Comparativo geral do case 14 com e sem GD

From Bus	To Bus	SEM GD		GD (30 MW)		GD (50 MW)		GD (100 MW)	
		Carreg. (MW)	Perdas (MW)						
1	2	156,88	13,393	131,74	9,777	115,4	7,907	75,91	5,015
1	5	75,51		67,04		61,51		48,11	
2	3	73,24		55,74		44,25		16,12	
2	4	56,13		51,81		48,99		42,15	
2	5	41,52		39,47		38,14		34,94	
3	4	-23,29		-9,82		-0,83		21,71	
4	5	-61,16		-52,07		-46,08		-31,41	
4	7	28,07		28,46		28,71		29,32	
4	9	16,08		16,30		16,45		16,79	
5	6	44,09		43,47		43,07		42,11	
6	11	7,35		6,98		6,73		6,14	
6	12	7,79		7,74		7,71		7,64	
6	13	17,75		17,55		17,43		17,13	
7	8	0,00		0,00		0,00		0,00	
7	9	28,07		28,46		28,71		29,32	
9	10	5,23		5,60		5,84		6,43	
9	14	9,43		9,66		9,82		10,19	
10	11	-3,79	-3,42	-3,17	-2,59				
12	13	1,61	1,57	1,54	1,47				
13	14	5,64	5,41	5,26	4,89				

Outra metodologia utilizada para as simulações foi o aumento de carga em algumas barras, para que se pudesse ser observado o comportamento do sistema em relação a tal mudança.

Com a inserção de cargas de 15 MW nas Barras 7 e 8, as perdas do sistema consequentemente aumentaram, o que já era esperado pelo fato de ser necessário um maior fluxo de potência para o suprimento das mesmas.

O ponto ótimo para inserção da GD continuou sendo a Barra 3, visto que nela é onde se concentra a maior carga do sistema. Na Tabela 7 é possível verificar as perdas do sistema dependendo de onde a GD seja inserida.

Com relação ao carregamento do sistema, o resultado é semelhante à simulação do sistema sem as cargas de 15 MW nas Barras 7 e 8. Há uma diminuição significativa na linha que liga a Barra 1 para a Barra 2, visto que é nela que acontece o maior fluxo por estar ligada a subestação na Barra 1.

Tabela 7 - GD de 30 MW alocada em cada barra do sistema (com cargas de 15 MW nas Barras 7 e 8)

Barra	Potência (MW)	Perdas (MW)
Sem GD	-----	17,093
2	30	15,341
3	30	13,047
4	30	13,436
5	30	14,065
6	30	14,272
7	30	13,394
8	30	13,394
9	30	13,405
10	30	13,543
11	30	14,028
12	30	14,5
13	30	13,87
14	30	13,412

Uma simulação à parte fora feita visando provar que o melhor ponto para inserção da GD, nesse sistema, é basicamente influenciado pela proximidade de um centro de carga maior, do que outro menor. No sistema original, a Barra 3 possui uma carga de 94,2 MW, já a Barra 7 não possui cargas. Na simulação foi colocada uma carga de 100 MW, maior que a carga da Barra 3, na Barra 7 a fim de verificar se o ponto ótimo para inserção mudaria da Barra 3 para outra qualquer. E o resultado foi que o novo ponto passou a ser a Barra 9, que pode ser explicado pelo fato da proximidade de uma barra com a outra.

Na tabela 8, pode-se verificar as perdas do sistema com a carga de 100 MW na Barra 7. Nota-se que para os pontos mais próximos ao novo centro de carga (Barras 7, 8 e 9), possuem as menores perdas do sistema.

Tabela 8 - GD de 30 MW alocada em cada barra do sistema (com uma carga de 100 MW na Barra 7)

Barra	Potência (MW)	Perdas (MW)
Sem GD	-----	28,689
2	30	26,306
3	30	23,546
4	30	23,456
5	30	24,44
6	30	24,927
7	30	23,176
8	30	23,18
9	30	23,108
10	30	23,389
11	30	24,261
12	30	25,129
13	30	24,36
14	30	23,436

5 Conclusões

A utilização de um software para a determinação do melhor ponto para a inserção de uma GD num sistema de distribuição serviu para auxiliar estudos de planeamento e de expansão do sistema elétrico, visto que a inserção de GD's pode ser uma boa maneira de diminuir custos com manutenção do sistema além de diminuir impactos ambientais.

As simulações realizadas e conseqüentemente os respectivos resultados apresentaram soluções que auxiliam na verificação dos benefícios da inserção de GD's nas redes de distribuição.

O principal objetivo desse trabalho foi alcançado a partir da análise dos impactos a partir da inserção de GD na rede de distribuição, ficando explicito que tais impactos foram benéficos para o sistema, como a diminuição das perdas e a diminuição do carregamento das linhas.

Com relação a vantagens e desvantagens, a partir do estudo ficaram evidenciadas apenas vantagens com a inserção de GD's, quando considerados os limites do sistema utilizado.

Como estudos futuros sugerem-se uma análise aprofundada de alguns temas relacionados à inserção de GD no sistema de distribuição, tais como: proteção do sistema, estabilidade da rede e qualidade de energia.

Referências Bibliográficas

ACKERMANN, Thomas. *Distributed generation: a definition. Electric Power System Research*. 2001. New York, v. 57, p. 195-204, 2001.

Aneel. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=635&idPerfil=3>. Acessado em: 22 de out. 2009.

BRASIL; 2004. Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/lei200410848.pdf>. Acessado em: 06 de out. 2010.

BRASIL; 2004. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>. Acessado em: 06 de out. 2010.

CCEE. Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=96a0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>. Acessado em: 20 de out. 2009.

CCEE. Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=2fa0a5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>. Acessado em: 22 de out. 2009.

CCEE. Disponível em:

<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=83baa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>. Acessado em: 06 de out. 2010.

COELBA. Disponível em: <http://www.coelba.com.br/>. Acessado em: 04 de out. 2010.

ECONOMIA e ENERGIA. O Sistema Elétrico Brasileiro. Disponível em:

<http://ecen.com/eee32/sistelet.htm>. Acesso em: 20 de out. 2009.

ELETROBRÁS. História. Disponível em:

<http://www.eletronbras.com/elb/data/Pages/LUMISB33DBED6ITEMIDPTBRIE.htm>. Acesso em: 20 de out. 2009.

EPE – Balanço Energético Nacional 2009. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2009.pdf. Acessado em 28 de out. 2009.

FERREIRA, E. *Principais condicionantes das alterações no modelo de comercialização de energia elétrica: Retrospectiva e análise crítica*. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

FGV - Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil. Disponível em: http://www.cpdoc.fgv.br/nav_historia/htm/anos37-45/ev_estecon_cnaee.htm. Acessado em: 21 de out. 2009.

GASTALDO, M. Os agentes do Mercado de Energia Elétrica. [Editorial]. O Setor Elétrico. Disponível em: http://www.osetoelettrico.com.br/ose/assets/2c688ee8/ed38_direito_em_energia_eletrica.pdf. Acessado em 22 de out. 2009.

GUEDES, L. *Localização e Dimensionamento de unidades de GD em redes de distribuição radiais*. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília. 2006.

INEE. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=fórum. Acessado em: 27 de out. 2009.

MME. Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cmse.html. Acessado em: 22 de out. 2009.

MORAES, R. *Avaliação Estática da conexão de geração distribuída em um sistema de distribuição*. 2006. Faculdade de Engenharia, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul. 2006.

NEOENERGIA. Histórico do Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.neoenergia.com/section/historico-setor-eletrico.asp>. Acesso em: 20 de out. 2009.

ONS. Disponível em: http://www.ons.org.br/institucional/orientacoes_estrategicas_objetivos.aspx. Acessado em: 22 de out. 2009.

RODRÍGUEZ, C. *Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na GD: O caso dos Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede*. 2002. Dissertação (Mestrado em Planejamento em Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo. 2002.

ROMAGNOLI, H. *Identificação de Barreiras à GD no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro*. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina. 2005.

RONDINA, J. *Geração Distribuída Utilizando Micro-Centraís Hidroelétricas com tecnologia Assíncrona*. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Belo Horizonte. 2007.

SANTOS, F. *Geração Distribuída Versus Centralizada*. Portugal. Disponível em <http://www.ipv.pt/millennium/Millennium35/11.pdf>. Acessado em: 06 de out. 2010.

ANEXO A

Dados do case 14 barras

%%----- Power Flow Data -----%%

%% system MVA base

baseMVA = 100;

%% bus data

%	bus_i	type	Pd	Qd	Gs	Bs	area	Vm	Va	baseKV
	zone	Vmax	Vmin							

bus = [

1	3	0	0	0	0	1	1.06	0	0	1
		1.06	0.94;							
2	2	21.7	12.7	0	0	1	1.045	-4.98	0	1
		1.06	0.94;							
3	2	94.2	19	0	0	1	1.01	-12.720		1
		1.06	0.94;							
4	1	47.8	-3.9	0	0	1	1.019	-10.330		1
		1.06	0.94;							
5	1	7.6	1.6	0	0	1	1.02	-8.78	0	1
		1.06	0.94;							
6	2	11.2	7.5	0	0	1	1.07	-14.220		1
		1.06	0.94;							
7	1	0	0	0	0	1	1.062	-13.370		1
		1.06	0.94;							
8	2	0	0	0	0	1	1.09	-13.360		1
		1.06	0.94;							
9	1	29.5	16.6	0	19	1	1.056	-14.940		1
		1.06	0.94;							
10	1	9	5.8	0	0	1	1.051	-15.1	0	1
		1.06	0.94;							
11	1	3.5	1.8	0	0	1	1.057	-14.790		1
		1.06	0.94;							

```

12  1    6.1  1.6  0    0    1    1.055 -15.070    1
1.06 0.94;
13  1   13.5  5.8  0    0    1    1.05  -15.160    1
1.06 0.94;
14  1   14.9  5    0    0    1    1.036 -16.040    1
1.06 0.94;

```

```
];
```

```
%% generator data
```

```

%   bus   Pg   Qg   Qmax Qmin  Vg   mBase   status Pmax Pmin
gen = [
    1   232.4 -16.9 10    0    1.06 100   1    332.4 0;
    2    40   42.4 50   -40   1.045 100   1    140   0;
    3    0   23.4 40    0    1.01 100   1    100   0;
    6    0   12.2 24   -6    1.07 100   1    100   0;
    8    0   17.4 24   -6    1.09 100   1    100   0;

```

```
];
```

```
%% branch data
```

```

%   fbus  tbus  r    x    b    rateA rateB rateC ratio  angle status
branch = [
    1    2    0.01938    0.05917    0.0528    9900 0    0
    0    0    1;
    1    5    0.05403    0.22304    0.0492    9900 0    0
    0    0    1;
    2    3    0.04699    0.19797    0.0438    9900 0    0
    0    0    1;
    2    4    0.05811    0.17632    0.034 9900 0    0
    0    1;
    2    5    0.05695    0.17388    0.0346    9900 0    0
    0    0    1;
    3    4    0.06701    0.17103    0.0128    9900 0    0
    0    0    1;

```

```

4 5 0.01335 0.04211 0 9900 0 0 0
0 1;
4 7 0 0.20912 0 9900 0 0 0.978 0
1;
4 9 0 0.55618 0 9900 0 0 0.969 0
1;
5 6 0 0.25202 0 9900 0 0 0.932 0
1;
6 11 0.09498 0.1989 0 9900 0 0 0
0 1;
6 12 0.12291 0.25581 0 9900 0 0 0
0 1;
6 13 0.06615 0.13027 0 9900 0 0 0
0 1;
7 8 0 0.17615 0 9900 0 0 0 0
1;
7 9 0 0.11001 0 9900 0 0 0 0
1;
9 10 0.03181 0.0845 0 9900 0 0 0
0 1;
9 14 0.12711 0.27038 0 9900 0 0 0
0 1;
10 11 0.08205 0.19207 0 9900 0 0 0
0 1;
12 13 0.22092 0.19988 0 9900 0 0 0
0 1;
13 14 0.17093 0.34802 0 9900 0 0 0
0 1;

```

];

%%----- OPF Data -----%%

%% area data

areas = [

```

1 1;

```

```

];

%% generator cost data
%   1   startup   shutdown   n   x1   y1   ...   xn   yn
%   2   startup   shutdown   n   c(n-1) ...   c0
gencost = [
    2   0   0   3   0.0430293   20   0;
    2   0   0   3   0.25   20   0;
    2   0   0   3   0.01   40   0;
    2   0   0   3   0.01   40   0;
    2   0   0   3   0.01   40   0;
];

return;

```

Resposta do case 14 barras original

Newton's method power flow converged in 2 iterations.

Converged in 0.67 seconds

=====

System Summary

=====

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)	
Buses	14	Total Gen Capacity	772.4	-52.0 to 148.0
Generators	5	On-line Capacity	772.4	-52.0 to 148.0
Committed Gens	5	Generation (actual)	272.4	82.4
Loads	11	Load	259.0	73.5
Fixed	11	Fixed	259.0	73.5
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	1	Shunt (inj)	0.0	21.2

Branches	20	Losses ($I^2 * Z$)	13.39	54.54
Transformers	3	Branch Charging (inj)	-	24.4
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	1.010 p.u. @ bus 3	1.090 p.u. @ bus 8
Voltage Angle	-16.03 deg @ bus 14	0.00 deg @ bus 1
P Losses ($I^2 * R$)	-	4.30 MW @ line 1-2
Q Losses ($I^2 * X$)	-	13.12 MVar @ line 1-2

=====
Bus Data
=====

Bus #	Voltage Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVar)	Load P (MW)	Load Q (MVar)
1	1.060	0.000	232.39	-16.55	-	-
2	1.045	-4.983	40.00	43.56	21.70	12.70
3	1.010	-12.725	0.00	25.08	94.20	19.00
4	1.018	-10.313	-	-	47.80	-3.90
5	1.020	-8.774	-	-	7.60	1.60
6	1.070	-14.221	0.00	12.73	11.20	7.50
7	1.062	-13.360	-	-	-	-
8	1.090	-13.360	0.00	17.62	-	-
9	1.056	-14.939	-	-	29.50	16.60
10	1.051	-15.097	-	-	9.00	5.80
11	1.057	-14.791	-	-	3.50	1.80
12	1.055	-15.076	-	-	6.10	1.60
13	1.050	-15.156	-	-	13.50	5.80
14	1.036	-16.034	-	-	14.90	5.00
Total:			272.39	82.44	259.00	73.50

=====
Branch Data
=====

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	From Bus Q (MVAr)	To Bus Injection P (MW)	To Bus Injection Q (MVAr)	Loss P (MW)	Loss Q (MVAr)	
1	1	2	156.88	-20.40	-152.59	27.68	4.298	13.12	
2	1	5	75.51	3.85	-72.75	2.23	2.763	11.41	
3	2	3	73.24	3.56	-70.91	1.60	2.323	9.79	
4	2	4	56.13	-1.55	-54.45	3.02	1.677	5.09	
5	2	5	41.52	1.17	-40.61	-2.10	0.904	2.76	
6	3	4	-23.29	4.47	23.66	-4.84	0.373	0.95	
7	4	5	-61.16	15.82	61.67	-14.20	0.514	1.62	
8	4	7	28.07	-9.68	-28.07	11.38	0.000	1.70	
9	4	9	16.08	-0.43	-16.08	1.73	0.000	1.30	
10	5	6	44.09	12.47	-44.09	-8.05	0.000	4.42	
11	6	11	7.35	3.56	-7.30	-3.44	0.055	0.12	
12	6	12	7.79	2.50	-7.71	-2.35	0.072	0.15	
13	6	13	17.75	7.22	-17.54	-6.80	0.212	0.42	
14	7	8	-0.00	-17.16	0.00	17.62	0.000	0.46	
15	7	9	28.07	5.78	-28.07	-4.98	0.000	0.80	
16	9	10	5.23	4.22	-5.21	-4.18	0.013	0.03	
17	9	14	9.43	3.61	-9.31	-3.36	0.116	0.25	
18	10	11	-3.79	-1.62	3.80	1.64	0.013	0.03	
19	12	13	1.61	0.75	-1.61	-0.75	0.006	0.01	
20	13	14	5.64	1.75	-5.59	-1.64	0.054	0.11	
							Total:	13.393	54.54