

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PATRÍCIA APÓLITO SILVEIRA

ANÁLISE DE MICRORREDES:  
Estudo de caso

Porto Alegre  
2013

PATRÍCIA APÓLITO SILVEIRA

ANÁLISE DE MICRORREDES:

Estudo de caso

*Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheira Eletricista.*

*Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos*

Porto Alegre  
2013

PATRÍCIA APÓLITO SILVEIRA

ANÁLISE DE MICRORREDES:

Estudo de caso

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para a obtenção do título de Engenheira Eletricista e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Aprovada em 03 / 07 / 2013

BANCA EXAMINADORA

Gladis Bordis (Doutora) - UFRGS

Flávio Antonio Becon Lemos (Doutor) - UFRGS

Roberto Chouhy Leborgne (Doutor) - UFRGS

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente ao meu professor e orientador Dr. Flávio Antonio Becon Lemos pela sugestão de trabalho, pelo acompanhamento durante todo o projeto e principalmente pela paciência e disponibilidade.

Ao meu amigo e colega Cássio Boone pelo compartilhamento de material, cujo trabalho foi importante para algumas das conclusões desse trabalho.

A todos que me apoiaram e de alguma maneira ajudaram-me a finalizar o projeto.

*A society grows great when old men plant trees  
whose shade they know they shall never sit in.*

Provérbio Grego

## RESUMO

Neste trabalho de diplomação, a meta é realizar uma pesquisa sobre microrredes, visitando, assim, uma área pouco explorada no curso de graduação de Engenharia Elétrica e assunto que tem atraído o interesse de pesquisadores e engenheiros em todo o mundo. Além de abordar aspectos relacionados às principais definições, vantagens e desvantagens, o projeto trata da análise da inserção de geração distribuída no contexto do sistema elétrico brasileiro, do ponto de vista elétrico. Para tanto, utilizou-se uma ferramenta computacional (PSL<sup>®</sup> DMS) para simular um sistema exemplo indicado pelo IEEE e obter informações sobre a tensão nos nós da rede e as perdas nos cabos. Para obtenção desses dados, foi realizada uma análise pré- e pós-inserção de microgeração em pontos específicos. Como resultados, pode-se notar que há vantagem ao se fazer uso da microgeração, dependendo do tipo e da curva de carga da região de implantação. Essa vantagem é pequena, podendo não ser vantajosa financeiramente, mas é interessante eletricamente tanto para a distribuidora quanto para o consumidor e para o meio-ambiente.

**Palavras-chave:** Microrrede. Simulação de fluxo de potência. Geração distribuída.

## ABSTRACT

In this Bachelor Science project, the main goal is to conduct a research on microgrids, to get the opportunity to visit an area with no or little exposure during the Electrical Engineering graduation course and is a subject attracting worldwide researchers and engineers' interest. In addition to addressing issues related to its definitions, advantages and disadvantages, the project deals with the analysis of the insertion of distributed generation in the context of the Brazilian electrical system, judging by the electrical point of view. To do that, a software (PSL<sup>®</sup> DMS) was used to simulate a system example suggested by IEEE and to get information on the nodes voltage and cable losses of the network. To obtain these data, an analysis was performed pre-and post-insertion of microgeneration at specific points. As a result, it was observed that there is advantageous to use microgeneration, depending on the type and the load curve of the deployment region. This advantage is not apparent and may not have many financial positive points, but it is interesting electrically for both distributor and consumer and of course for the environment.

**Keywords:** Microgrid. Power flow simulation. Distributed Generation.

## LISTA DE SIGLAS

AC / DC - *Alternating Current* (Corrente Alternada) / *Direct Current* (Corrente Contínua)

AIE - Agência Internacional de Energia

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ARRA - Ato Americano de Recuperação e Reinvestimento

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

DIT - Demais Instalações de Transmissão

DOD - Departamento de Defesa dos EUA

DOE - Departamento de Energia dos EUA

EIA - *Energy Information Administration*

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FDE - Fontes Distribuídas de Energia

GD - Geração Distribuída

IEEE - Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

IIT - Instituto de Tecnologia de Illinois

MG - Microgeração

NEDO - Novas Tecnologias Industriais e de Energia

NIST - Instituto Nacional de Normas e Tecnologia dos EUA

OCDE - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

ONS - Operador Nacional do Sistema

PLD - Preço Líquido das Diferenças

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

SIN - Sistema Interligado Nacional

UCSD - Universidade da Califórnia, San Diego

UFRGS - Universidade Federal do Rio Grande do Sul



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	9
1.1	MOTIVAÇÃO	10
1.2	OBJETIVO GERAL	11
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	12
<b>2</b>	<b>MICRORREDES</b>	13
2.1	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	13
2.2	MICRORREDES	17
2.3	POR QUE INVESTIR EM MICRORREDES	20
2.4	DESAFIOS E DESVANTAGENS	22
2.5	MICRORREDES NO MUNDO	23
2.6	<i>SMART GRIDS</i>	27
2.7	IMPACTO AMBIENTAL E INTEGRAÇÃO COM A REDE	30
2.8	<i>SMART METER</i>	31
<b>3</b>	<b>ANÁLISE DE IMPACTOS ELÉTRICOS</b>	35
3.1	DESPACHO DA MICROGERAÇÃO	36
3.2	SIMULAÇÕES	37
3.3	ANÁLISE ECONÔMICA DE OPERAÇÃO	51
<b>4</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	55
	<b>REFERÊNCIAS</b>	57
	<b>ANEXO A:</b> Dados do IEEE 34 Node Test Feeder	61
	<b>ANEXO B:</b> Imagem aumentada da sistema teste	64

## 1 INTRODUÇÃO

Energia é essencial em várias formas, seja como calor, luz, som, entre outros. O desenvolvimento de novas tecnologias tornou possível converter energia elétrica em diversas formas de energia. Isso dá à energia elétrica uma posição importante no mundo. O funcionamento da estrutura industrial moderna depende do baixo custo e do fornecimento ininterrupto de eletricidade, sendo que o crescimento energético está diretamente ligado ao bem-estar e prosperidade das populações. Atender à crescente demanda de energia de uma maneira segura e ambientalmente responsável é um desafio fundamental.

Há aproximadamente 7 bilhões de pessoas no mundo que usam energia todos os dias para tornar sua vida mais rica, mais produtiva, mais segura e mais saudável. Até 2040, o crescimento populacional e econômico impulsionará uma demanda maior, mas a população vai utilizar a energia de forma mais eficiente. Uma das opções que vem sendo analisada neste sentido são as microrredes (do inglês *microgrid*), como uma abordagem alternativa para a integração de recursos energéticos distribuídos de pequena escala em sistemas elétricos de baixa tensão.

Uma grande vantagem da utilização de microrredes é sua eficiência, já que a geração é local, isto é, no ponto de consumo, podendo tanto ser consumida pela própria carga ou ter seu excedente injetado na rede de distribuição. Atualmente, além das perdas durante a produção de eletricidade, uma quantidade significativa de energia elétrica também é perdida no processo de transmissão e distribuição de energia entre as usinas e os consumidores finais. Estas "perdas na linha" totalizam cerca de 10% nos países que fazem parte da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e 15 por cento ou mais nos demais (VENTURA FILHO, 2013). Além disso, com o uso de fontes renováveis, a dependência dos combustíveis fósseis e sobre o seu preço pode ser minimizada. Este passo também levará a uma redução significativa das emissões de dióxido de carbono. Se ainda a geração distribuída e o consumo de uma certa área são integrados no sistema, a confiabilidade do fornecimento de energia pode ser aumentada de forma significativa.

A necessidade de energia para produzir eletricidade continuará a ser o maior responsável pela demanda. Em 2040, a geração de energia elétrica será responsável por mais de 40 por cento do consumo de energia global.

### 1.1 MOTIVAÇÃO

De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), cerca de 1,3 bilhão de pessoas, 18% da população mundial, ainda não têm acesso à eletricidade. Isto indica que esta fonte energética deverá ter uma expansão acentuada nas próximas décadas. Em 30 anos, a demanda mundial de energia será de cerca de 30% maior em relação a 2010, enquanto que a produção econômica irá mais do que dobrar em um mundo cuja população irá crescer para quase 9 bilhões de pessoas. Engenheiros de potência e de energia, acadêmicos, pesquisadores e interessados em todos os lugares estão ponderando os problemas de esgotamento dos recursos de combustíveis fósseis, a má eficiência energética e a poluição ambiental. A tendência é que o desenvolvimento tecnológico se dê inclusive na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Cada vez mais cidades, principalmente na Europa, Japão e Austrália, estão priorizando a geração distribuída e limpa de energia.

No Brasil, a regulamentação para a implementação de microrredes ainda não está completa. Comparado com outros países, o Brasil está muito atrasado nesse aspecto, tanto com relação à aplicação prática quanto em pesquisa. Ainda não há uma cultura de microrredes no país.

No entanto, para atender a crescente demanda de energia, mantendo esta vantagem comparativa de ter uma matriz energética limpa nos próximos anos, é necessário analisar a disponibilidade de tais recursos, levando em consideração as perspectivas de penetração de fontes não renováveis, e tomar iniciativas que permitam o desenvolvimento das tecnologias renováveis. Este parece ser o caso, pois o país tem dado sinais de comprometimento com a criação legal de uma participação de microrredes na matriz energética. No ano de 2012, a ANEEL estabeleceu as definições para microgeração e minigeração distribuídas no Brasil (BRASIL, 2012a). Esse é um primeiro passo e mostra que o Brasil caminha nessa direção e passa a se interessar pelas vantagens que as microrredes podem trazer a um país com dimensões continentais. Além disso, no rastro da Copa do Mundo em 2014 e as Olimpíadas em 2016, o Brasil está sob crescente pressão para garantir que seu serviço elétrico é

confiável, eficiente e flexível para suportar esses dois grandes eventos que se aproximam, portanto, medidas como essa devem se tornar mais comuns nos próximos anos.

Segundo publicação da ANEEL sobre as reclamações dos últimos anos feitas por consumidores, houve um aumento de 101,1% (12.393 registros ao todo) nas reclamações em relação ao ano anterior, referentes à interrupção de fornecimento, registradas em 2012. Na região Sul, esses números são de 1482 registros, uma aumento de 306,0% com relação a 2011 (ANEEL, 2013a).

Esses dados são o retrato da vulnerabilidade do sistema de distribuição e da falta de um maior controle sobre ele. A inserção de microgeração de energia poderia ser um problema e uma solução para essa atual estrutura. Obter dados numéricos através de simulações é um primeiro passo para tirar conclusões sobre esse assunto.

## 1.2 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho de diplomação é realizar uma pesquisa sobre microrredes, assunto atual e de grande interesse e impacto na sociedade moderna, abordando aspectos relacionados às principais definições, vantagens e desvantagens, e sua inserção no contexto do sistema elétrico brasileiro.

Como objetivos específicos o trabalho inclui:

- Pesquisa sobre a situação mundial, referente à adoção de microrredes.
- Exposição da posição brasileira com relação à microgeração atualmente.
- Análise estática de uma microrrede utilizando um sistema teste de distribuição do IEEE, chamado de IEEE 34 nós.
- A análise estática realizada foi uma simulação de fluxo de potência trifilar, considerando as condições originais da rede, isto é, rede radial sem a presença de microgeração, e com a microgeração conectada em determinados nós e sob determinadas condições de despacho.

- Avaliação dos níveis de tensão na rede primária com e sem inserção de microgeração.
- Avaliação dos níveis de perdas na rede primária com e sem inserção de microgeração.
- Avaliação dos ganhos monetários obtidos com a inserção de microgeração.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- No capítulo 2 são abordados os conceitos relacionados às microrredes, além de uma revisão sobre o sistema elétrico brasileiro e exemplos de microrredes no mundo.
- No capítulo 3, as simulações e resultados são apresentados.
- Finalmente, no capítulo 4, são apresentadas as conclusões referentes aos resultados obtidos e as percepções do autor sobre o assunto.

## 2 MICRORREDES

A energia elétrica desempenha um papel fundamental na sociedade moderna, por ser uma das principais fontes de energia. A dependência da economia na energia, em especial na elétrica, requer o uso mais racional e efetivo pela sociedade dos recursos energéticos, principalmente dos não renováveis e dependentes de condições climáticas, como os recursos hídricos. A energia elétrica atua amplamente como um fator de integração e desenvolvimento de um país.

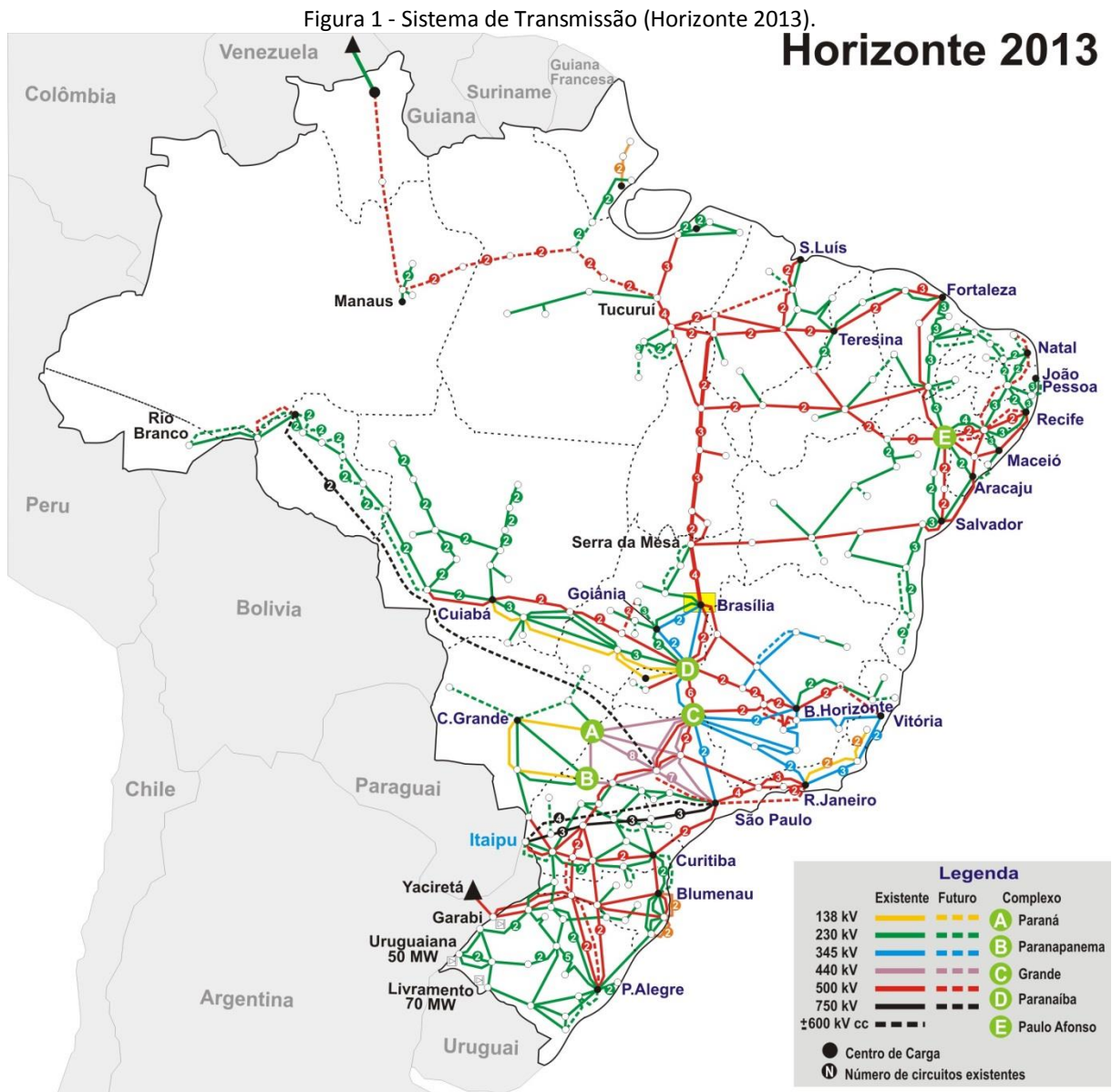
### 2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. A Figura 1 mostra um mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN) com horizonte para 2013 do sistema de transmissão brasileiro.

A capacidade instalada da matriz de energia elétrica do Brasil juntamente com contratos de importação alcançou, em junho de 2012, mais de 124,2 mil MW, potência 66% maior do que os 74,8 mil MW instalados em dezembro de 2001 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2012a). Esse aumento é tão significativo que o SIN exige uma coordenação sistêmica para assegurar que a energia gerada pelos empreendimentos em operação chegue ao consumidor com segurança, além de garantir o suprimento de forma contínua, com qualidade e com preços acessíveis para todos (PORTAL DE ESTADO DO BRASIL, 2013).

Essa coordenação é feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), cuja função básica é controlar a operação eletroenergética das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica no SIN, onde a predominância é de usinas hidrelétricas, privilégio de poucos países no mundo todo. Para operar o SIN, o ONS conta com cinco Centros de Operação espalhados pelo País, que realizam, ininterruptamente, a coordenação, supervisão e controle da operação de toda a matriz de energia elétrica brasileira (PORTAL DE ESTADO DO BRASIL, 2013).

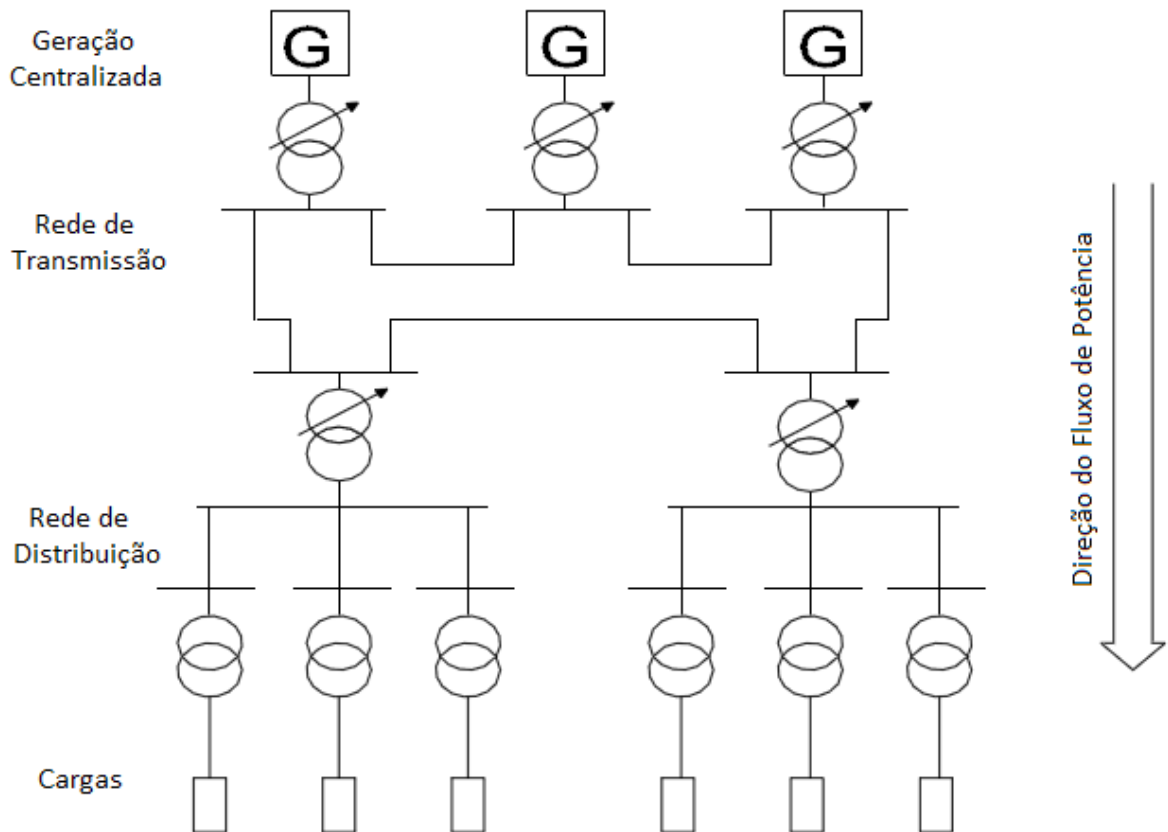
Da oferta total de energia elétrica de 2011, no montante de 569 TWh, cerca de 90% transitaram nas linhas de transmissão e distribuição do SIN. Outros 8% corresponderam a consumo próprio de autoprodutores, sem uso da rede elétrica pública. Os 2% restantes corresponderam aos Sistemas Isolados do Norte do Brasil (VENTURA FILHO, 2013).



O Sistema Interligado Nacional está organizado em submercados, necessários para uma melhor precificação da energia, considerando sinais locais relacionados com a capacidade de transferência de energia entre regiões e centros de geração e de carga. Isto permite uma melhor visão dos custos da transmissão, considerando sua extensão e a localização da geração em relação aos centros de carga. Dentro de cada submercado,

considera-se apenas um custo marginal de operação, base para a fixação dos custos da energia na fase de operação. Atualmente, o Sistema Interligado Nacional está dividido em quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte (interligado) e Nordeste, havendo um preço de liquidação das diferenças (PLD) para cada região (VENTURA FILHO, 2013).

Figura 2 - Atual Configuração do Sistema Elétrico.



Fonte: TRICHAKIS, 2009.

A Rede Básica de transmissão do SIN, devido à sua grande extensão territorial e à presença de um parque gerador predominantemente hidrelétrico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga, mais de 100 mil km de linhas de transmissão. Desta forma, a Rede Básica de transmissão do SIN, que compreende as tensões de 230 kV a 750 kV, tem como principais funções (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2012b):

- Transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede;



- Interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica e
- Integração energética com os países vizinhos.

Além da Rede Básica, o sistema também compreende:

- as Demais Instalações de Transmissão (DIT) com tensões inferiores a 230 kV, de propriedade das empresas transmissoras;
- a Rede de Distribuição, com tensões inferiores a 230 kV, de propriedade das empresas distribuidoras;
- as instalações de uso exclusivo dos geradores.

O Brasil apresenta, neste início da década 2010/2020, uma matriz de oferta com alta presença de fontes renováveis, acima de 85%, o que contrasta com a média mundial, de apenas 19%. A maior parcela da energia elétrica gerada no Brasil tem procedência de empreendimentos hidrelétricos, que respondem por cerca de 70% da capacidade instalada do País, com mais de mil usinas em operação, nesta década.

A segunda maior modalidade de geração elétrica do País é a térmica, responsável por cerca de 30% da capacidade instalada, sendo 10% a gás natural, 8% a biomassa, 6% a óleo, 2% a carvão mineral, 2% nucleares e 1% a gás industrial residual. Outras modalidades de geração, com participação ainda reduzida, são a eólica e a solar (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2012b).

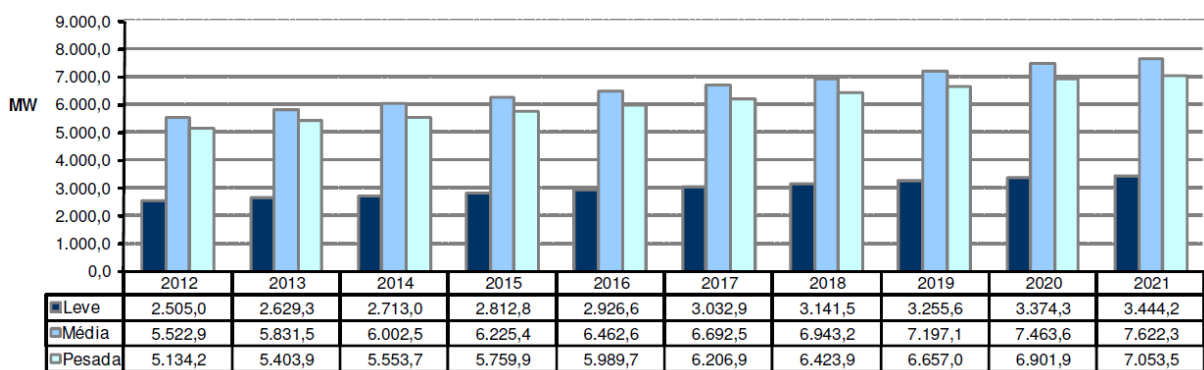
O sistema de transmissão, entre as diversas regiões e bacias hidrográficas do País, está planejado e dimensionado para permitir, na operação, a transferência de grandes blocos de energia entre estas regiões. Seguido pela Rede de Distribuição e de seus consumidores finais, o Sistema Elétrico Brasileiro tem uma configuração de geração centralizada, onde o fluxo de potência é unidirecional e as cargas são dependentes da geração principal, não podendo ser desconectadas da rede de distribuição, como mostra a Figura 2.

REGIÃO SUL - A Região Sul, constituída pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, cumpre um importante papel na integração com os países do Mercosul, com destaque na importação/exportação de energia com a Argentina, Uruguai e Paraguai, e o estado de Mato Grosso do Sul.

O seu sistema elétrico, além do atendimento ao mercado regional, participa da otimização energética entre as regiões Sul e Sudeste através de conexões com os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. A região possui uma extensa malha de Rede Básica em 525 kV que constitui o sistema de conexão entre as usinas hidrelétricas das Bacias dos rios Iguazu e Uruguai. Os grandes centros de carga são atendidos por subestações de 525/230 kV, a partir das quais se desenvolve a malha em 230 kV. As interligações internacionais constituem característica marcante da Região Sul, destacando-se as interligações com a Argentina, a interligação com o Uruguai e a interligação Copel/Ande. As empresas ELETROSUL, COPEL-T e CEEE-T são as principais responsáveis pela Rede Básica e as empresas CELESC, COPEL-D, CEEE-D, AES-Sul e RGE são as principais concessionárias de distribuição que atendem a Região Sul (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2012b).

No Rio Grande do Sul, a carga prevista para o período 2012-2021 apresenta um crescimento médio de cerca de 3,6% ao ano, para o patamar de carga pesada. A Figura 3 sumariza a evolução para os três patamares de carga (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2012b).

Figura 3 - Evolução da carga do Estado do Rio Grande do Sul.



Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2012b.

## 2.2 MICRORREDES

Problemas citados anteriormente como os relacionados à escassez de combustíveis fósseis no futuro, o crescimento populacional e preocupações com o meio-ambiente levaram a uma nova tendência de geração de energia: geração localizada utilizando fontes de energia não convencionais/renováveis como gás natural, biogás, células fotovoltaicas, vento e microturbinas integrada à rede de distribuição. Este tipo de geração é chamado de Geração Distribuída ou Dispersa (GD) e as fontes de energia são as Fontes Distribuídas de Energia

(FDE). O termo Geração Distribuída é assim chamado para diferenciar o conceito da geração convencional e centralizada. A rede de distribuição se torna ativa com a integração das GDs e, portanto, é denominado como rede de distribuição ativa (CHOWDHURY, CHOWDHURY e CROSSLEY, 2009).

Atualmente, ainda não existe uma definição única do que constitui a GD e exatamente de como ela difere da geração convencional ou centralizada, fazendo com que surjam na literatura especializada diferentes interpretações. Geralmente, as definições de GD baseiam-se na potência da unidade geradora ou no nível de tensão ao qual o gerador é ligado. No entanto, intrinsecamente a estas definições estão normalmente associados aspectos técnicos usados para especificar a ligação ou operação da GD e não alguma consideração básica do seu impacto no sistema eléctrico de energia.

Nos EUA, a *California Energy Commission* define GD ou (*Distributed Energy Resources*) como (tradução livre) “tecnologias de geração de energia de pequena potência (tipicamente na faixa de 3 a 10.000 kW) localizadas próximo dos pontos de consumo (uma residência ou uma empresa) como uma alternativa ou melhoria do tradicional sistema de potência para incremento de potência face à alimentação centralizada” (THE CALIFORNIA ENERGY COMMISSION, 2013). O CIGRE (*Conseil International des Grands Réseaux Electriques*) apresentou, em 2004, uma definição mais abrangente, em que leva em conta critérios como a localização, a capacidade de produção, a tecnologia, o impacto ambiental, o modo de operação e a penetração da GD, concluindo que a GD é a “produção de energia eléctrica confinada às redes de distribuição” (DOS SANTOS, 2009).

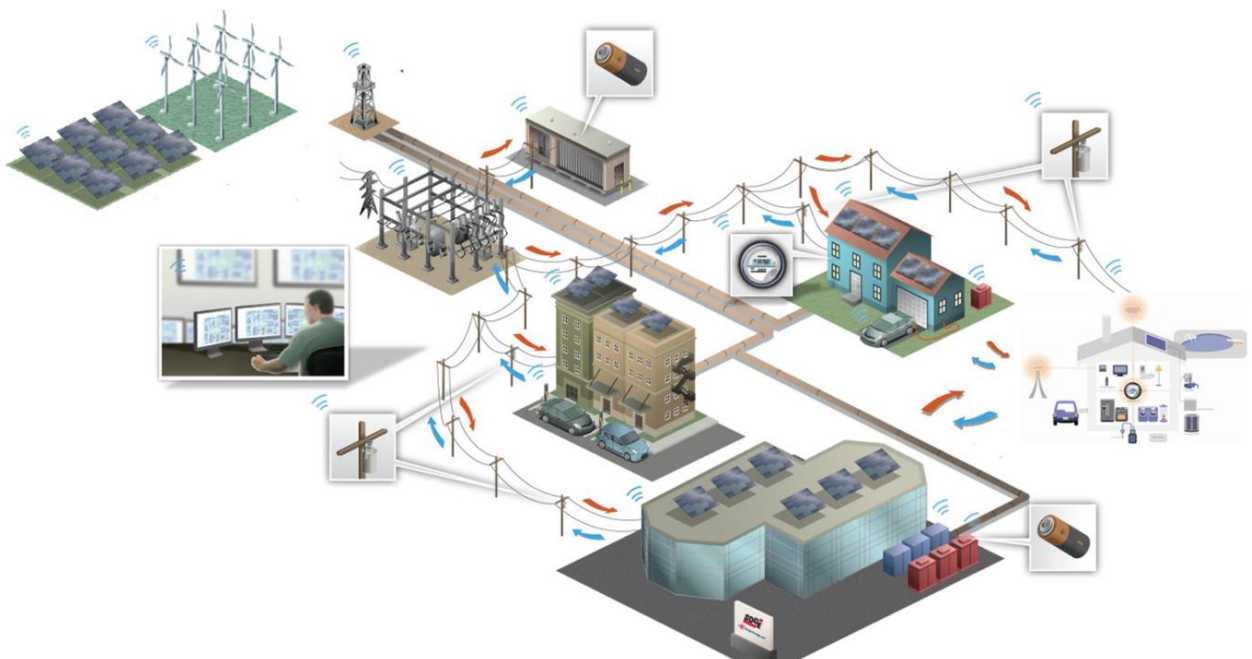
No Brasil, o Glossário de Termos Técnicos do PRODIST (BRASIL, 2013a) apresenta o termo Geração Distribuída como “Centrais geradoras de energia eléctrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema eléctrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS.” Existe também uma definição para Microgeração Distribuída: “Central geradora de energia eléctrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.” Este termo se aproxima

mais do conceito americano. Um outro patamar definido pela ANEEL é a Minigeração Distribuída, que tem as mesmas características da Microgeração, mas difere nos valores de potência instalada, que, neste caso, deve ser superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

Neste mesmo glossário, a ANEEL define microrrede como uma “Rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída.” Segundo a definição, uma microrrede pode operar ilhada, ou seja, estar em uma “operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada”.

Mais genericamente, uma microrrede é, então, uma porção do sistema de distribuição que compreende a geração distribuída, neste caso a microgeração, o armazenamento de energia e cargas. Microrredes podem operar em paralelo com a rede, autônoma ilhada ou em transição entre os modos de operação em conexão com a rede e ilhamento. Elas são destinadas a suprir cargas elétricas para uma pequena comunidade, como um conjunto habitacional ou uma localidade suburbana, ou uma comunidade acadêmica ou pública, como uma universidade ou escola, uma área comercial, um parque industrial ou uma região municipal. Microrrede é, essencialmente, uma rede de distribuição ativa, porque é o conglomerado de sistemas de GD e diferentes cargas abaixo do nível da tensão de distribuição (CHOWDHURY, CHOWDHURY e CROSSLEY, 2009).

Figura 4 - Exemplo de uma microrrede completa.



Fonte: BIALEK, 2013.

### 2.3 POR QUE INVESTIR EM MICRORREDES

De acordo com (CHOWDHURY, CHOWDHURY e CROSSLEY, 2009), os aspectos a seguir são relevantes para entender o contexto das questões envolvidas com a implantação das microrredes.

#### AS QUESTÕES AMBIENTAIS

Está claro que microgeração tem um impacto ambiental muito menor do que as grandes centrais de geração convencionais. Deve-se mencionar, porém, que a implementação bem sucedida das novas técnicas de captura de carbono e de sistemas de armazenamento em usinas térmicas reduzirá drasticamente os seus impactos ambientais. No entanto, alguns dos benefícios da microrrede a este respeito são os seguintes:

- i) Redução das emissões de gases e partículas, devido ao controle próximo do processo de combustão, que pode vir a ajudar a combater o aquecimento global.
- ii) A proximidade física dos clientes com as microfones pode ajudar a aumentar a conscientização dos clientes para o uso criterioso de energia.

#### QUESTÕES DE OPERAÇÃO E INVESTIMENTO

Redução da distância física e elétrica entre microfones e cargas pode contribuir para:

- i) Melhoria do suporte reativo de todo o sistema, melhorando assim o perfil de tensão.
- ii) Redução do congestionamento do alimentador de transmissão e distribuição.
- iii) Redução das perdas de transmissão e distribuição de cerca de 3%.
- iv) Redução e postergação de investimentos na expansão dos sistemas de transmissão e geração por meio de uma gestão adequada.

#### QUALIDADE DE ENERGIA

Melhoria na qualidade da energia e confiabilidade são alcançadas devido a:

- i) A descentralização da oferta.
- ii) Melhor combinação da oferta e da demanda.
- iii) Redução do impacto da transmissão em larga escala e de cortes na geração.

- iv) Minimização do impacto de corte no suprimento e aprimoramento do processo de restauração, uma vez que um dos pressupostos de uma microrrede é a sua capacidade de operar ilhada.

#### REDUÇÃO DE CUSTOS

As seguintes reduções de custos são atingidas em microrrede:

- i) Uma economia significativa vem da utilização de calor no modo de cogeração. Além disso, como as fontes de cogeração estão localizadas perto das cargas dos clientes, nenhuma infraestrutura substancial é necessária para a transmissão de calor. Isto dá uma eficiência total de energia de mais de 80% quando comparada com um máximo de 40% para um sistema de geração convencional.
- ii) Uma redução de custos também é feita por meio da integração de várias microfontes. Como elas são colocadas localmente em modo *plug-and-play*, os custos de transmissão e distribuição são drasticamente reduzidos ou eliminados. Quando combinados em um microrrede, a energia gerada pode ser compartilhada localmente entre os clientes, o que reduz mais uma vez a necessidade de importar/exportar energia de/para a rede principal com maiores alimentadores.

#### AVALIAÇÃO GERAL

Pode ser avaliar pelas colocações acima que a implantação de microrredes possui grande potencialidade de aumentar significativamente ao longo dos próximos cinco anos. Em países da Europa e nos Estados Unidos o uso em operações de missão crítica para governos e militares criará oportunidades lucrativas para os fabricantes e fornecedores de tecnologia, uma vez que sua filosofia de operação se adapta perfeitamente a este tipo de emprego

Implantações e testes na América do Norte e na Europa também irão pavimentar o caminho para as instalações de grande escala no mundo em desenvolvimento. Além disso, o surgimento de cidades e comunidades sustentáveis ou inteligentes vai avançar a adesão de microrredes. Pode-se citar como exemplo a cidade de Wallstadt na Alemanha.

## 2.4 DESAFIOS E DESVANTAGENS

Apesar dos potenciais benefícios, o desenvolvimento de microrredes passa por alguns desafios e potenciais desvantagens. Isto implica na necessidade de mais pesquisas em tecnologias e metodologias para aumentar a atratividade pela escolha de microrredes.

### ALTOS CUSTOS DE INSTALAÇÃO DE FONTES ENERGÉTICAS DISTRIBUÍDAS E RENOVÁVEIS

O custo elevado de instalação para microrredes é uma grande desvantagem, principalmente nos países como o Brasil, que ainda não têm políticas de apoio. Isso pode ser reduzido através da concessão de alguma forma de subsídios de órgãos do governo para estimular os investimentos, tanto comercial quanto residencial. Isto deve ser feito pelo menos durante um período transitório, até que essa tecnologia se torne mais barata e que o investimento se pague por completo.

### DIFICULDADES TÉCNICAS

Estão relacionadas à falta de experiência técnica no controle de um grande número de fontes que podem ser conectadas e desconectadas a qualquer momento na rede elétrica interligada das concessionárias. Este aspecto exige uma extensa pesquisa em operação de tempo real de monitoração, proteção e controle de microrredes e também sobre a escolha, dimensionamento e disposição dessas microfontes. Infraestruturas de telecomunicações específicas e protocolos de comunicação devem ser desenvolvidos nesta área. Além disso, a implementação econômica de comutação perfeita entre os modos de operação ainda é um grande desafio, pois as soluções disponíveis são bastante caras.

### AUSÊNCIA DE NORMAS

Como microrrede é uma área relativamente nova, ainda não existe um consenso em relação a aspectos de planejamento, operação e manutenção. Dados de qualidade de energia para os diferentes tipos de fontes, normas e protocolos para a integração de microfontes e sua participação nos mercados de energia convencionais, as orientações de segurança e proteção devem ser criteriosamente estabelecidos. Cada país está desenvolvendo normas próprias para a inserção de microrredes em seus sistemas, sem considerar uma orientação

mais “global” sobre o tema. Espera-se que a maturidade no assunto leve a um aprimoramento dessas normas.

#### MONOPÓLIO DE MERCADO

Se as microrredes estão autorizadas a fornecer energia de forma autônoma para cargas prioritárias durante qualquer contingência da rede principal, a questão que se coloca é quem irá controlar os preços de fornecimento de energia durante o período em que a rede principal não está disponível. Como a rede principal estará desconectada e o mercado de eletricidade vai perder o seu controle sobre o preço da energia, microrredes podem comercializar energia a um preço muito elevado explorando o monopólio de mercado. Esta questão tem sido debatida como cenário para a viabilização e implantação de sistemas de *smart grid*, pois através desta nova filosofia o processo de monitoração e controle poderia ser realizado através de fontes redundantes.

#### 2.5 MICRORREDES NO MUNDO

Apesar de necessitar de muito estudo e de ainda estar sendo testada, existem alguns exemplos de microrredes inseridas no sistema elétrico em algumas cidades no mundo. Por diferentes razões, seja de interesse militar, do governo, da indústria e outras organizações que não podem correr o risco de ficar sem energia ou pequenas implementações de grandes projetos para uma cidade inteira, são desenvolvidos sistemas com microrredes.

#### UNIVERSIDADE DA CALIFÓRNIA, SAN DIEGO (UCSD) (UC SAN DIEGO, 2013)

A microrrede na UC San Diego serve uma comunidade de mais de 45.000 pessoas no campus, e gera mais de 90% da eletricidade usada no campus anualmente. A universidade economiza mais de US\$ 800.000 em custos de energia por mês, por causa de sua microrrede. O projeto também tem estimulado o investimento: os quase US\$ 4 milhões que a Comissão de Energia da Califórnia tem investido na microrrede desde 2008 têm sido aproveitados para angariar mais de \$ 4 milhões de outras fontes de financiamento, públicas e privadas.

Nas palavras de Byron Washom, diretor de Iniciativas Estratégicas de Energia da UCSD, “durante o ‘apagão’ de 8 de setembro de 2011, entre o Arizona, sul da Califórnia e norte do



México, essa microrrede se comportou excepcionalmente bem”, provando que uma microrrede é altamente funcional em situações de emergência.

EXÉRCITO DOS EUA, FORTE BRAGG, CAROLINA DO NORTE (GALVIN ELECTRICITY INITIATIVE, 2013)

Para aumentar a confiabilidade de energia, reduzindo os custos, Fort Bragg, uma base do Exército dos EUA perto de Fayetteville, Carolina do Norte, foi eleito para construir uma das maiores microrredes do mundo. *Fort Bragg* integrou uma variedade de tecnologias de geração distribuída, que trabalham em conjunto com a infraestrutura da base militar. Abrangendo mais de 259 quilômetros quadrados, *Fort Bragg* possui sua própria rede de distribuição elétrica e é capaz de monitorar várias gerações de um centro de gestão de energia central. Apesar de seu tamanho, as várias tecnologias de geração estão totalmente integradas com a rede de distribuição do forte, tecnologia da informação e infraestrutura de comunicações.

Fort Bragg tem um agregado sistema de geração de energia no local, que inclui 15 geradores a diesel, uma célula de combustível de 5 kW, e uma turbina a gás de 5MW. Como resultado de seu sistema de microrrede inteligente, Fort Bragg tem reforçado a sua confiabilidade de energia.

Como Fort Bragg usa uma tarifa variável no tempo fornecida pela concessionária de energia local, quando os preços de mercado excedem um determinado limite, a base entra automaticamente em modo de autogeração, economizando dinheiro, quando o custo da autogeração é inferior ao fornecido pela rede. Há também a vantagem de que a base pode deligar-se imediatamente da rede principal e começar a gerar sua própria energia se a rede principal tornar-se comprometida por qualquer motivo.

PERFECT POWER NO INSTITUTO DE TECNOLOGIA DE ILLINOIS (IIT), CHICAGO, ILLINOIS (GALVIN ELECTRICITY INITIATIVE, 2013)

A microrrede *Perfect Power* implantada no Instituto de Tecnologia de Illinois (IIT), em parceria com a Iniciativa *Galvin Electricity* e com o Departamento de Energia (DOE) dos EUA, foi um dos primeiros projetos a receber financiamento do Ato Americano de Recuperação e Reinvestimento (ARRA). Ele representa um custo total de 12 milhões dólares pagos pelo IIT e o DOE. O sistema deverá pagar a si próprio no período de 5 anos, com uma economia

estimada de US\$ 1,3 milhões por ano. Ele também é projetado para minimizar o envelhecimento da infraestrutura de energia do IIT. A instituição informou que a média de interrupções de energia por ano era de duas a três.

O projeto, lançado em 2008, está previsto para ser concluído no ano de 2013. Ele não só irá melhorar a infraestrutura existente no campus, mas também inclui alguns recursos de redundância e autogeração, aproveitando a energia solar e outras fontes renováveis, bem como um sistema de distribuição inteligente.

#### A MICRORREDE DE TWENTYNINE PALMS (GALVIN ELECTRICITY INITIATIVE, 2013)

O Comando de Treinamento da Força-tarefa Conjunta *Twentynine Palms* abriga a maior área de treinamento militar nos EUA e é a maior base dos EUA no mundo. Também conhecido simplesmente como *29 Palms*, situa-se no sul do deserto de Mojave. Como todas as bases militares dos EUA em todo o mundo, *Twentynine Palms* gera sua própria energia para cobrir as necessidades críticas. Eles fazem amplo uso de células solares e de combustível. Os custos da microrrede chegam a US\$ 2 milhões, que vieram de um contrato com o Departamento de Defesa (DOD) com a *General Electric* (GE).

Ao contrário de outras propostas civis típicas, esta base militar não faz uso de medidores inteligentes ou sistemas de gerenciamento de energia. Em vez disso, a GE desenvolveu novos *software*, algoritmos e controladores de microrrede para atender as necessidades da base, para gerenciar as fontes de energia renovável e os dispositivos de armazenamento de energia da forma mais eficiente possível. Como o Forte Bragg, essa microrrede pode facilmente se desconectar da rede principal, conforme necessário e por qualquer motivo. A GE planeja aplicar a tecnologia desenvolvida em *Twentynine Palms* para outras bases militares ao redor do mundo.

#### ÁREA RESIDENCIAL DE MANNHEIM-WALLSTADT, ALEMANHA (MORE MICROGRIDS, 2013)

Operada pela MVV Energie, essa microrrede, que começou em agosto de 2006, tem uma GD com capacidade de 40 kWp, composta por inúmeros painéis fotovoltaicos conectados à rede BT, cogeração e armazenamento planejados.

MICRORREDE DE KYTHNOS, GRÉCIA (MORE MICROGRIDS, 2013)

O sistema em Gaidouromantra é uma microrrede monofásica composta por linhas elétricas aéreas e um cabo de comunicação funcionando em paralelo. Fornece eletricidade a 12 casas em um pequeno vale em Kythnos, uma ilha no grupo de Cyclades situado no meio do Mar Egeu. As especificações de rede e segurança para as ligações domésticas respeitam as soluções técnicas da *Public Power Corporation*, que é a companhia de eletricidade local. A potência na casa de cada usuário é limitada por um fusível de 6 ampères. O estabelecimento situa-se a cerca de 4 quilômetros de distância do polo mais próximo da linha de média tensão da ilha.

PROJETO DE MICRORREDE AICHI, JAPÃO (LIDULA e RAJAPAKSE, 2010)

A microrrede de Aichi foi construída como parte de um projeto demonstrativo encomendado pela Organização do Desenvolvimento de Novas Tecnologias Industriais e de Energia (NEDO). A NEDO projeta operar com uma meta de controle que está definido para manter uma margem de erro entre a energia fornecida e a energia consumida durante um determinado período. A microrrede de Aichi consiste em um sistema de fornecimento de energia com células de combustível (duas células de combustível de carbonato fundido com capacidade de 270 kW e 300 kW, uma de 25 kW de óxido sólido e quatro de 200 kW de ácido fosfórico), painéis fotovoltaicos de 330 kW e um sistema de armazenamento de bateria de sódio-enxofre (NAS), todos equipados com conversores.

PROJETO KYOTANGO, JAPÃO (LIDULA e RAJAPAKSE, 2010)

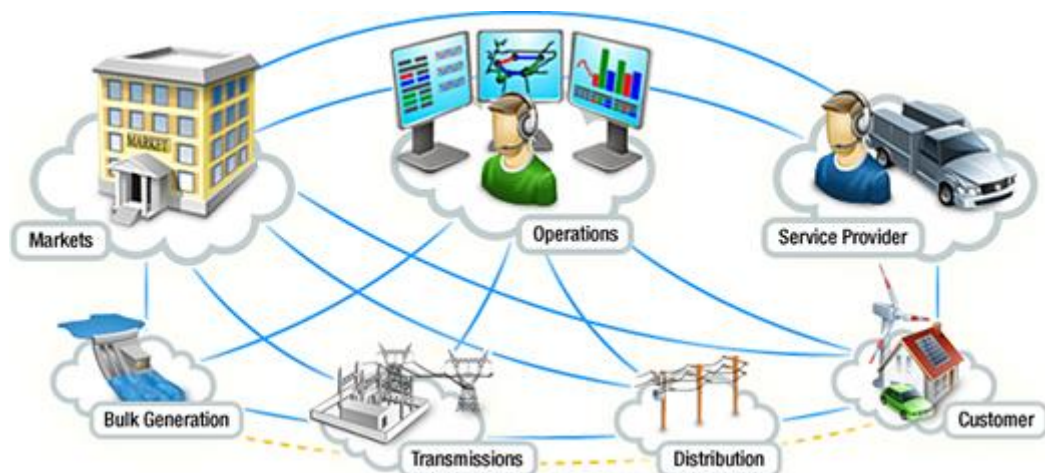
O Projeto de Ecoenergia de Kyoto também é realizado pela NEDO. Esta rede é considerada como uma microrrede virtual porque cada GD e zona de consumo estão ligadas a uma subestação da rede principal e que apenas são integrados por um sistema de controle. A microrrede é formada por uma planta com geradores a gás, com uma capacidade total de 400 kW, uma célula de combustível de carbonato fundido de 250 kW e uma bateria de chumbo-ácido de 100 kW, e dois sistemas fotovoltaicos e uma pequena turbina eólica de 50 kW conectados em locais remotos.

## 2.6 SMART GRIDS

Microrredes podem ser consideradas os blocos de construção de uma *Smart Grid* (também algumas vezes chamada de Rede Inteligente) ou um caminho alternativo para uma “super-rede”. A *Smart Grid* é uma rede de novas tecnologias, equipamentos e controles trabalhando juntos para responder imediatamente à demanda de eletricidade do século 21 (PORTAL SMART GRID, 2013).

O Modelo Conceitual de *Smart Grid*, mostrado nas Figuras 5 e 6, do Instituto Nacional de Normas e Tecnologia dos EUA (NIST) fornece uma estrutura de alto-nível completa para uma rede inteligente que define sete importantes domínios: Geração em Larga Escala, Transmissão, Distribuição, Clientes, Operações, Mercados e Provedores de Serviço. Ele mostra todas as comunicações bilaterais e os fluxos de energia/eletricidade conectando cada domínio e como eles se relacionam. Estas conexões são as bases para uma futura rede elétrica dinâmica e inteligente (IEEE SMART GRID, 2013).

Figura 5 - Modelo de *Smart Grid*, segundo o NIST.

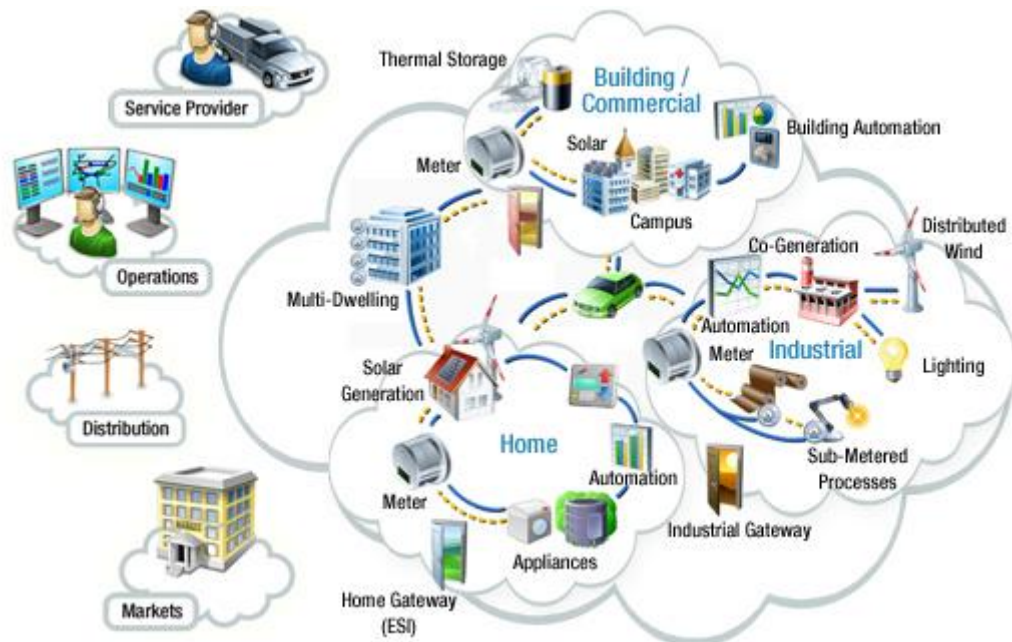


Fonte: IEEE SMART GRID, 2013.

A Figura 5 mostra a visão geral de uma *Smart Grid*, enquanto que a Figura 6 apresenta os detalhes do domínio do consumidor, que é onde os usuários finais da eletricidade (residência, comércio/edifício e industrial) são conectados à rede de distribuição através dos medidores inteligentes ou *smart meters*. Esses medidores controlam e gerenciam o fluxo de eletricidade para/dos clientes e fornece informações sobre uso da energia e perfis de consumo. O domínio do consumidor também pode gerar, armazenar e gerenciar o uso de

energia. As microrredes, então, encontram-se no domínio do consumidor, mas também no domínio de distribuição.

Figura 6 - Domínio do consumidor.



Fonte: IEEE SMART GRID, 2013.

O conceito de *Smart Grid* envolve uma série de tecnologias, incluindo:

- A geração de energia (fontes renováveis, fontes de geração distribuída etc.);
- Transmissão e distribuição (gerenciamento de carga, resposta à demanda);
- Medição Inteligente (residencial, comercial e industrial);
- Veículos elétricos (carga da estação de gerenciamento)

Essa rede é complexa, mesmo do ponto de vista do consumidor, e não pode ser representada por apenas um elemento. Em resumo, uma rede elétrica inteligente é um sistema elétrico moderno, dinâmico, ativo e adaptativo. Na Tabela 1, as principais diferenças entre as redes tradicional e inteligente são apresentadas.

Tabela 1 - Principais diferenças entre as redes tradicional e inteligente.

<b>Rede Tradicional</b>	<b><i>Smart Grid</i></b>
Geração Centralizada	Geração Dispersa
Fluxos Unidirecionais	Fluxos Bidirecionais
Conexões são controladas	Qualquer um pode participar
Comportamento: Previsível	Comportamento: Caótico

Fonte: SANTACANA, 2010.

### VANTAGENS

A *Smart Grid* representa uma oportunidade sem precedentes para mover a indústria de energia em uma nova era de confiabilidade, disponibilidade e eficiência que vai contribuir para a saúde econômica e ambiental da sociedade. Durante o período de transição será fundamental a realização de testes, melhorias tecnológicas, educação do consumidor, desenvolvimento de normas e regulamentos e compartilhamento de informações entre os projetos para garantir que os benefícios previstos se tornem uma realidade. Os benefícios associados com a *Smart Grid* incluem (IEEE; ZPRYME, 2012):

- Capacidade de se autocorrigir;
- Alta confiabilidade e qualidade;
- Possibilita de impor controle da característica do uso de energia do consumidor final;
- Transmissão mais eficiente de energia elétrica;
- Restabelecimento mais rápido de energia elétrica após distúrbios de energia;
- Redução do pico de demanda, o que também ajudará a diminuir as tarifas de eletricidade;
- Aumento da integração de sistemas de energias renováveis em grande escala;
- Melhor integração dos sistemas de geração de energia do cliente-proprietário, incluindo sistemas de energia renovável;
- Maior segurança.

### DESVANTAGENS

- Transição do sistema atual para o novo sistema, isso deveria ser feito aos poucos e para tanto, as tecnologias inseridas deverão ser compatíveis com as já existentes;
- Necessária proteção contra *cyber* ataques. Um *hacker* sozinho poderia ter acesso a milhares de medidores e aos Centros de Operação de Medição;
- Arriscado, devido ao desenvolvimento financeiro das nações e de suas regulamentações;

- A implantação de apenas uma parte do sistema já é muito cara, visto que grande parte da estrutura de *smart grid* passa por tecnologias de ponta.

Uma pesquisa realizada em 2007, conduzida pelo *IBM Institute for Business Value* (IBM INSTITUTE FOR BUSINESS VALUE, 2007), mostra que preço é o fator significativo, mas não o único. Foram ouvidos 1900 consumidores de seis países economicamente estáveis. Mais de 60% dos entrevistados instalaria, faria a manutenção e operaria seu próprio sistema de geração de energia se pudesse vender para a concessionária a energia não consumida. Atualmente, isso já é possível em muitos países, como na Alemanha, Espanha, Estados Unidos, Austrália, Quênia, entre outros, e, além disso, com o aumento da consciência ambiental das pessoas e com a popularização de algumas tecnologias, esses valores são mais baixos, o que indica que esse número é ainda maior atualmente. Para um maior crescimento da cultura de *smart grids*, basta incentivo.

## 2.7 IMPACTO AMBIENTAL E INTEGRAÇÃO COM A REDE

O portfólio de geração tradicional é dominado por hidrocarbonetos de combustíveis fósseis não renováveis, cujo uso excessivo resulta em aumento da produção de dióxido de carbono e partículas no ar, que parecem ser os principais contribuintes para as mudanças climáticas. Os dados mais recentes sobre o consumo internacional de energia do EIA (US EIA, 2013a) revelam que o consumo de combustíveis fósseis ainda está dominando a composição energética mundial e ainda deverá aumentar ao longo dos próximos 20 anos. Nos Estados Unidos, por exemplo, segundo maior consumidor de energia no mundo em 2011 (ENERDATA, 2013), a produção total em 2011 era formada por 42% de carvão e 19% de energia nuclear (US EIA, 2013b). Uma vez que os combustíveis fósseis não são renováveis e que o tremendo impacto ambiental feito pelo consumo deste tipo de combustível só pode ser corrigido por ainda mais o consumo de energia, o modo tradicional de fluxo de energia do combustível fóssil para energia elétrica é insustentável.

De forma realista, os combustíveis fósseis provavelmente não serão substituídos como fonte de energia dominante no curto prazo. O desafio, portanto, reside na forma como melhor colher "energia livre" e como utilizar a energia de forma eficiente. O conceito de maior utilização de componentes elétricos foi introduzido pela primeira vez na indústria aeroespacial e engenharia veicular, uma vez que os componentes elétricos e atuadores

eletromecânicos pesam menos e operam com mais eficiência do que os seus homólogos pneumáticos e hidráulicos (FAHIMI *et al.*, 2012). De fato, os componentes elétricos estão em alta e são gradualmente substituindo muitos elementos mecânicos, hidráulicos e pneumáticos em uma variedade de aplicações. Apesar de suas vantagens, a ampla adoção desse conceito conduz inevitavelmente a um aumento da carga em sistemas de energia elétrica.

As *Smart Grids*, junto com suas tecnologias associadas, são uma das soluções mais promissoras para um futuro sistema de energia sustentável. Ao introduzir uma coleta de energia renovável localizada, condicionadores de energia e sistemas de armazenamento de energia com a gestão inteligente, o gargalo de capacidade de transmissão, eventualmente, será eliminado, e uma melhor compensação local e condicionamento de energia podem ser alcançado (FAHIMI *et al.*, 2012).

## 2.8 SMART METER

O medidor é o instrumento que mede o consumo de energia elétrica para cada cliente e, dependendo da complexidade do sistema de energia elétrica do cliente, um ou mais medidores podem ser localizados nas instalações do cliente.

Medidores de energia elétrica estão evoluindo e se tornando mais inteligente de três formas. Primeiro, eles têm embutido neles dispositivos de comunicações eletrônicas capazes de enviar e receber informações de e para a entidade de distribuição e de enviar informações para o cliente de diversas maneiras. Em segundo lugar, eles têm a capacidade de serem lidos à distância, têm serviço ligado e desligado remotamente, detectam falhas de energia, monitoram a qualidade de energia (incluindo tensão) e detectam fraudes e furto de energia elétrica remotamente. Em terceiro lugar, em vez das informações sobre o uso serem gravadas pela contagem das revoluções de um disco de alumínio, os novos medidores inteligentes são eletrônicos e digitais. Eles exibem o uso em um monitor LCD ou LED em tempo real ou medem o uso ao longo de vários períodos, como a cada hora, a cada 15 minutos ou até mais frequentemente, para permitir preços que variem com o período, e têm capacidade de armazenamento de dados dentro deles. Esta informação detalhada de uso pode ser enviada automaticamente através do dispositivo de comunicações eletrônicas, ou o medidor pode ser consultado para enviar a informação armazenada para a entidade de



distribuição ou outros com acesso à informação do medidor, como o próprio cliente (EMI, 2012).

Nem todos os medidores disponíveis no mercado desempenham as mesmas funções. Hoje, é possível comprar medidores inteligentes que incluem todas essas funções e mais outras ou comprar medidores que fornecem apenas algumas destas funções.

#### BENEFÍCIOS

Podem ser agrupados em três categorias - os benefícios operacionais, benefícios para os consumidores e os benefícios sociais - embora, na medida em que os benefícios operacionais e os benefícios sociais vão surgindo, os consumidores serão beneficiados indiretamente.

Os potenciais benefícios operacionais da adoção de medidores inteligentes incluem custos mais baixos de leitura do medidor remoto e a capacidade de conectar e desconectar os clientes remotamente, monitoramento da qualidade, proteção contra fraude e roubo de energia e o potencial de notificação mais rápida sobre a falta de energia (embora muitas testemunhas das distribuidoras minimizem a importância deste recurso, especialmente aqueles que servem áreas geográficas menores, declarando que eles sabem rapidamente sobre a falta de energia, simplesmente por pessoas telefonando para notificá-los).

O novo sistema de medição possibilitará ao consumidor maior eficiência no consumo de energia, pois ele terá mais informações sobre o seu perfil. Outros benefícios são a possibilidade de melhor monitoramento da rede pela distribuidora, devido ao fluxo de comunicação consumidor - concessionária; a redução de perdas técnicas e não-técnicas; e a oferta de novos serviços aos consumidores.

Eles tornam possível para os clientes verem mudanças no preço de energia elétrica durante o dia e para se mover uma parte do seu consumo dos horários em que os preços são superiores aos horários em que os preços são mais baixos e terem essas mudanças em seus horários de consumo refletidas em suas contas e, potencialmente, reduzirem seus custos com energia.

### BRASIL - TARIFA BRANCA (ANEEL, 2013b)

A ANEEL aprovou, no dia 22 de novembro de 2011, durante reunião pública da diretoria, a alteração da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia. O novo regulamento prevê a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo, oferecendo tarifas mais baratas nos períodos em que o sistema é menos utilizado pelos consumidores.

Estrutura Tarifária é a forma como os diversos tipos de consumidores pagam pelo uso da energia elétrica, divididos por subgrupos e modalidades de tarifas de acordo com horas de uso, nível de tensão e localização. A nova sistemática, que será aplicada a cada distribuidora a partir de sua revisão tarifária, entre 2012 e 2014, modifica padrões vigentes desde a década de 1980 e considera as mudanças que ocorreram na oferta e na demanda de energia nesse período.

Para os consumidores de baixa tensão, seja os residenciais, comerciais, industriais e de áreas rurais, a principal mudança é a criação da modalidade tarifária branca, que será uma alternativa à convencional hoje em vigor e oferecerá três diferentes patamares para a tarifa de energia, de acordo com os horários de consumo. De segunda a sexta-feira, uma tarifa mais barata será empregada na maioria das horas do dia; outra mais cara, no horário em que o consumo de energia atinge o pico máximo, no início da noite; e a terceira, intermediária, será entre esses dois horários. Nos finais de semana e feriados, a tarifa mais barata será empregada para todas as horas do dia.

A proposta da tarifa branca é estimular o consumo em horários em que a tarifa é mais barata, diminuindo o valor da fatura no fim do mês e a necessidade de expansão da rede da distribuidora para atendimento do horário de pico. A tarifa branca será opcional, e, caso o consumidor não pretenda modificar seus hábitos de consumo, a tarifa convencional continuará disponível.

Entretanto, a tarifa branca somente começará a valer quando as distribuidoras substituírem os medidores eletromecânicos de energia pelos eletrônicos, assunto que está em estudo na ANEEL e foi abordado na Audiência Pública n. 43/2010. A modalidade tarifária branca não valerá para a iluminação pública e os consumidores de baixa renda (BRASIL, 2013c). Os valores que a CEMIG adotou encontram-se na Tabela 2.

Tabela 2 - Valores das Tarifas da CEMIG por modalidade - Grupo B.

Subgrupo	Posto Tarifário	Tarifa		
		Convencional (R\$/MWh)	Branca (R\$/MWh)	Variação (%)
<b>B1 - Residencial</b>	Ponta	360,98	739,81	105
	Intermediário	360,98	464,85	29
	Fora Ponta	360,98	285,30	-21
<b>B2 - Rural</b>	Ponta	220,74	466,85	111
	Intermediário	220,74	292,92	33
	Fora Ponta	220,74	177,34	-20
<b>B3 - Demais</b>	Ponta	352,21	752,60	114
	Intermediário	352,21	472,01	34
	Fora Ponta	352,21	284,51	-19

Fonte: BRASIL, 2013c

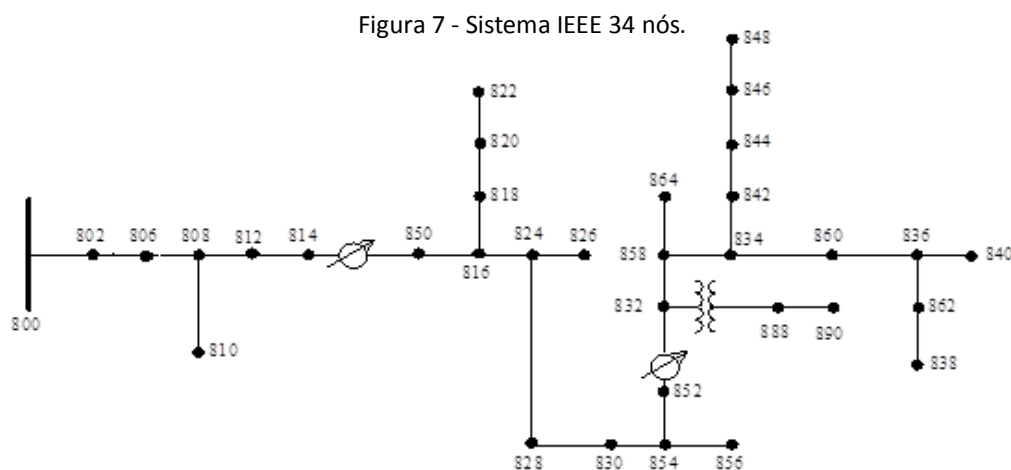
As distribuidoras terão 18 meses para oferecer os medidores eletrônicos aos seus consumidores, a partir da sua data de publicação, 14 de agosto de 2012. Haverá dois tipos de equipamentos: o primeiro, a ser instalado sem ônus, permitirá ao consumidor aderir à tarifa branca – tarifa que varia de acordo com faixas horárias de consumo. O outro modelo de medidor, mais completo, oferecerá acesso a informações específicas individualizadas sobre o serviço prestado, e a instalação poderá ser cobrada pela distribuidora.

Outra mudança, válida a partir de janeiro de 2014, é a criação das Bandeiras Tarifárias Verde, Amarela e Vermelha, que funcionarão como um semáforo de trânsito e se refletirão em diferença de tarifa para o consumidor. A Bandeira Verde significa custos baixos para gerar a energia. A Bandeira Amarela indicará um sinal de atenção, pois os custos de geração estão aumentando. Por sua vez, a Bandeira Vermelha indicará que a situação anterior está se agravando e a oferta de energia para atender a demanda dos consumidores ocorre com maiores custos de geração, como por exemplo, o acionamento de grande quantidade de termelétricas para gerar energia, que é uma fonte mais cara do que as usinas hidrelétricas. O público alvo serão todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN), de alta e baixa tensão.

### 3 ANÁLISE DE IMPACTOS ELÉTRICOS

Como forma de permitir avaliar alguns aspectos elétricos da inserção de microrredes em redes de distribuição de energia elétrica, foram realizadas simulações de fluxo de potência para analisar os impactos das microrredes sobre o perfil de tensão e as perdas da rede primária. O sistema teste utilizado foi o IEEE 34 nós (IEEE, 2010), cujos dados utilizados neste trabalho encontram-se no anexo A.

Como sugere o nome, o sistema exemplo é uma rede com 34 nós, composta por longos cabos e com pequenas cargas. É uma rede completamente aérea, sem cabos subterrâneos. O sistema foi adaptado considerando-se que existe uma zona rural e uma zona residencial em sua extensão, hipótese válida devido à grande distância entre os nós. O sistema sugerido pelo IEEE e simulado neste trabalho são apresentados na Figura 7 e 8, respectivamente.



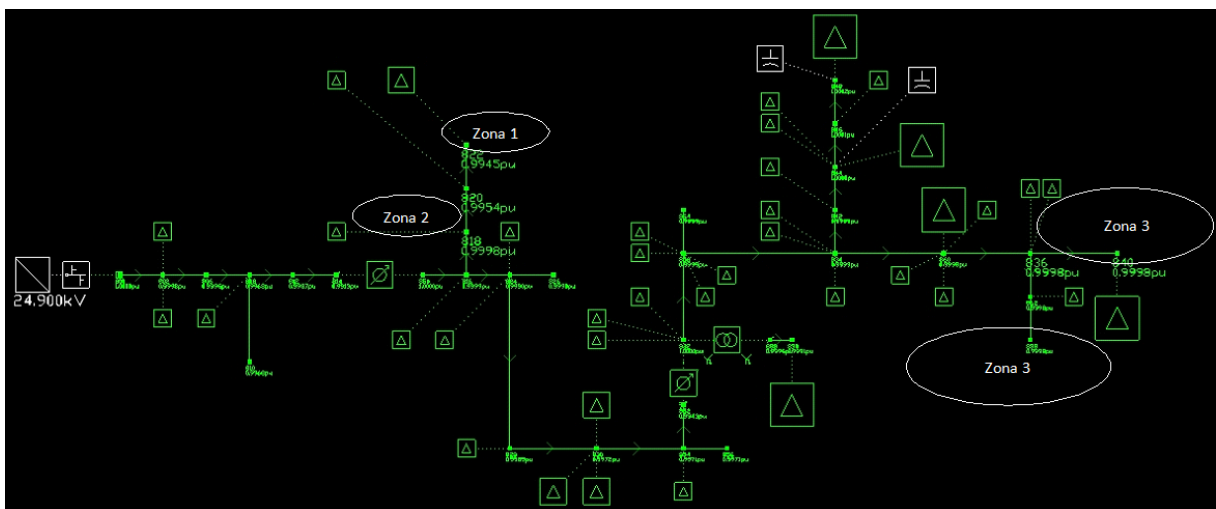
Fonte: IEEE, 2010.

A ferramenta computacional utilizada para a simulação estática dessa rede foi o sistema de apoio ao planejamento e à operação de redes de distribuição PSL®DMS. O método utilizado para a solução do fluxo de potência é baseado no somatório de potência, descrito em (SHIRMOHAMMADI, 1988; CHENG e SHIRMOHAMMADI, 1995; BROADWATER *et al.*, 1988). Através deste programa foi possível acrescentar curvas típicas de cargas, com suas variações durante um período de 24 horas, e visualizar variações de tensões nós, de perdas nos cabos, da corrente em cada trecho, entre outras possibilidades. Assim, com o auxílio de um estudo de despacho das microfones, levando em conta o custo de produção da energia e o valor da tarifa no posto horário, pode-se criar um panorama onde se tem a influência da microgeração em uma rede elétrica.

Na Figura 8, vê-se a existência de zonas. Essas zonas representam um diferente perfil de consumidor e são definidas da seguinte maneira:

- Zona 1: condomínio residencial, compreendendo 10 residências.
- Zona 2: pequenos aglomerados residenciais.
- Zona 3: região rural, onde seria viável a produção de biogás, seja por produção animal (dejetos e rejeitos da criação de animais) ou por resíduos agrícolas (cascas, folhagens e palhas, restos de cultura).

Figura 8 - Sistema 34 nós simulado no PSL® DMS.



### 3.1 DESPACHO DA MICROGERAÇÃO

A forma com que a microgeração foi despachada é baseada num estudo de despacho (BOONE, 2013). Cada tipo de geração depende da disponibilidade da sua fonte, portanto cada uma possui um perfil diferente. As Figuras 9, 10 e 11 apresentam o perfil de despacho de cada microgeração.

Figura 9 - Microgeração (Biogás).

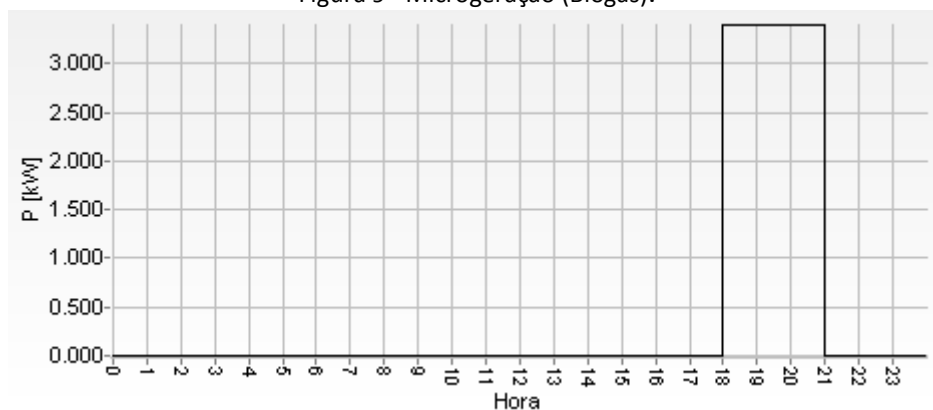


Figura 10 - Microgeração (10 microturbinas eólicas, com armazenamento).

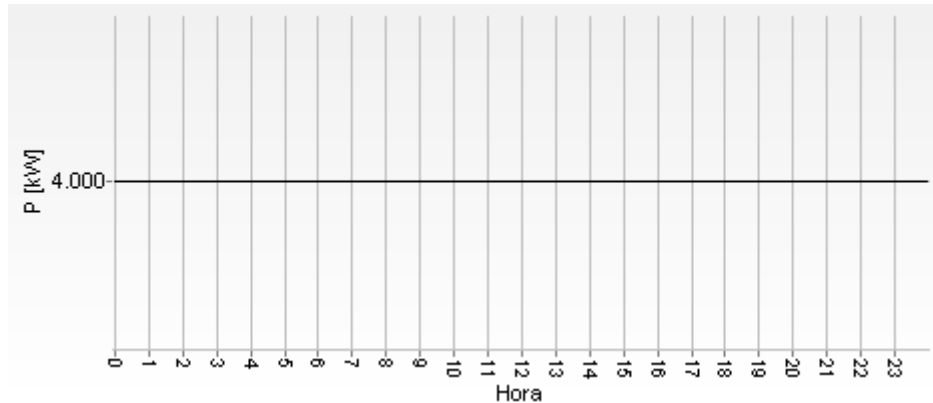
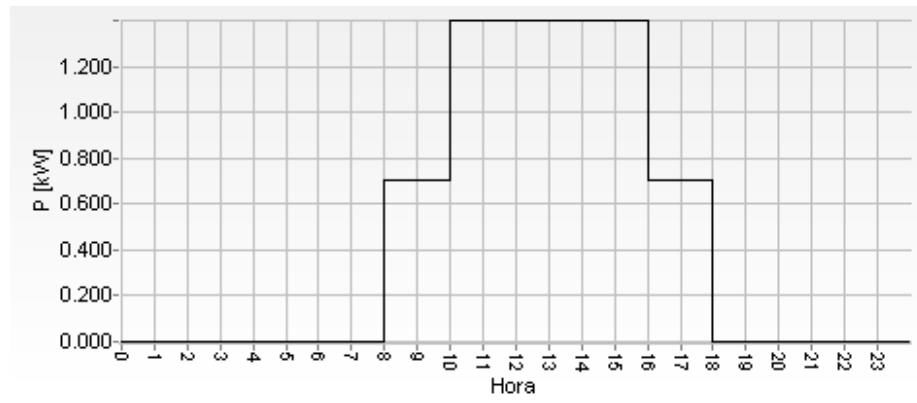


Figura 11 - Microgeração (painel fotovoltaico).



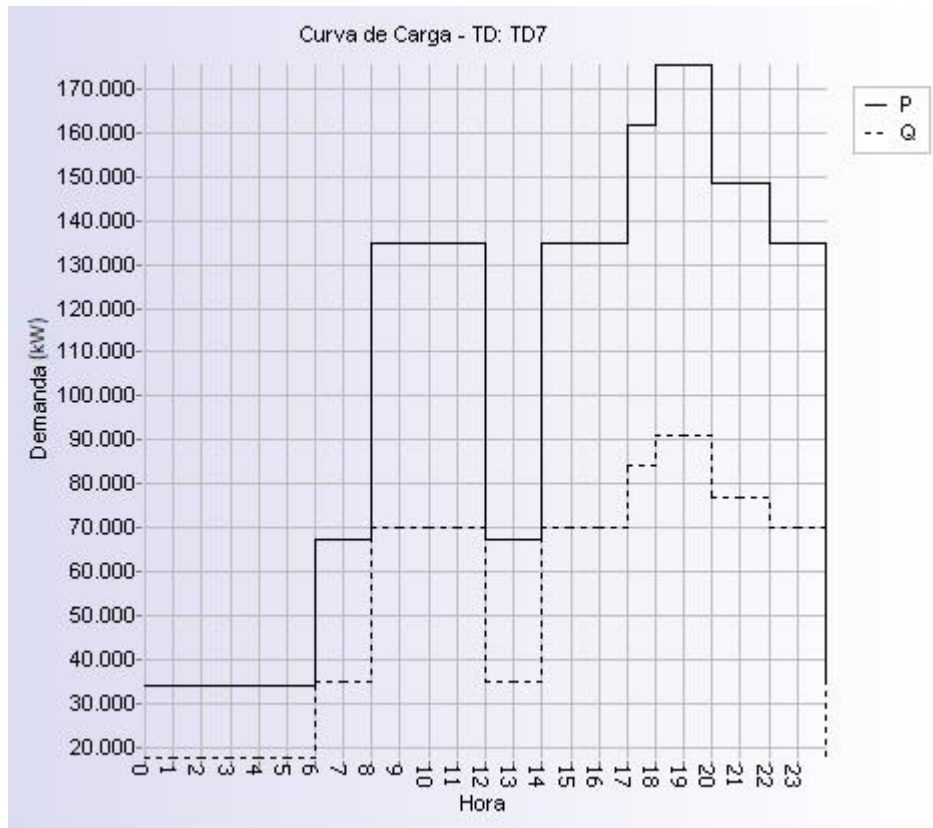
### 3.2 SIMULAÇÕES

O perfil geral das cargas é apresentado na Figura 12, onde P é a potência ativa e Q é a potência reativa, e especificado na Tabela 3. Entende-se que o momento mais crítico da demanda é entre as 18h e as 20h e a partir daí tende a diminuir. Os valores encontrados nessa tabela não representam a realidade, apenas uma aproximação de como as cargas normalmente se comportam num sistema real. As cargas em porcentagem são referentes aos valores de carga fornecidos pelo IEEE, mostrados no Anexo A.

Tabela 3 - Especificação dos valores de carga utilizados.

Horário	<b>0h - 6h</b>	<b>6h - 8h</b>	<b>8h - 12h</b>	<b>12h - 14h</b>	<b>14h - 17h</b>
Carga	25%	50%	100%	50%	100%
Horário	<b>17h - 18h</b>	<b>18h - 20h</b>	<b>20h - 22h</b>	<b>22h - 0h</b>	
Carga	120%	130%	110%	100%	

Figura 12 - Exemplo de perfil de carga utilizado para a maioria das cargas.

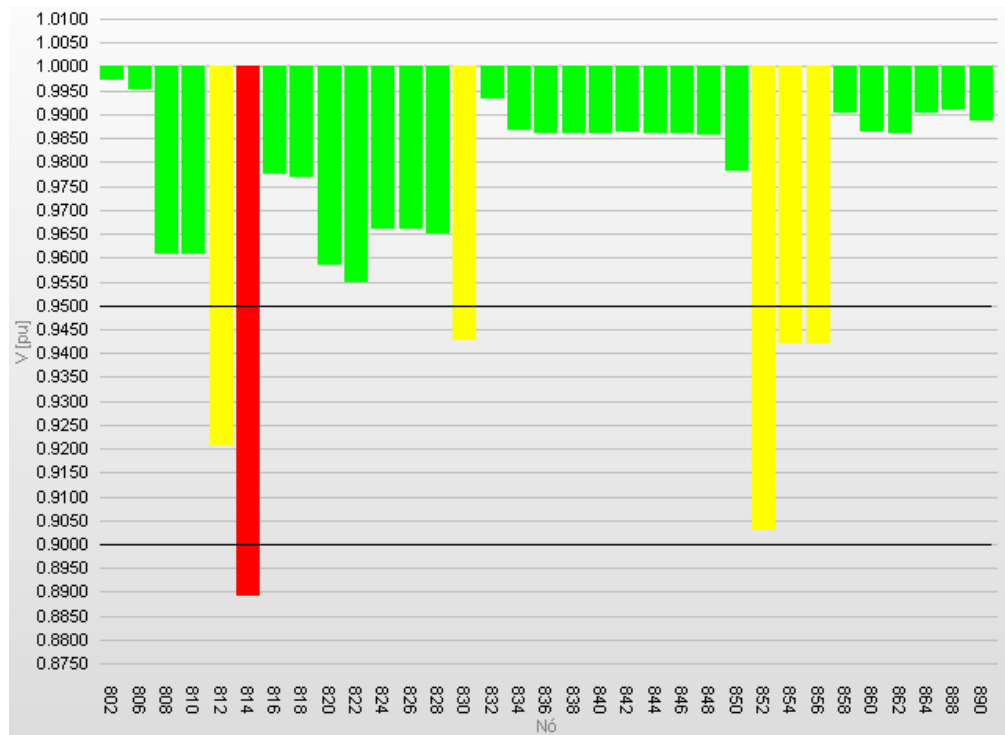


A simulação das 24 horas mostra os seguintes resultados do fluxo de potência para o carregamento e para a tensão nos nós:

- Verde:
  - a carga não atingiu 75% da potência nominal do transformador.
  - a tensão, em pu, está dentro da margem de 5% de variação.
- Amarelo:
  - a carga está entre 75% e 100% da potência nominal do transformador.
  - a tensão, em pu, está entre 5% e 10% de variação.
- Vermelho:
  - a carga ultrapassou o valor da potência nominal do transformador.
  - a tensão, em pu, é maior que 10% de variação.

A Figura 13 mostra a tensão nos nós e a Tabela 4, a carga nos transformadores no intervalo de 18h a 20h. As cores acima representam a situação de cada nó ou transformador a seguir.

Figura 13 - Histograma de tensões trifásicas nos nós em pu, entre as 18h e as 20h.



Nota-se a presença de algumas tensões em vermelho e amarelo e que há sobrecarga em alguns pontos.

Tabela 4 - Carga, em kW, nos transformadores no intervalo de 18h a 20h.

	TD1	TD2	TD3	TD4	TD5	TD6	TD7	TD8	TD9	TD10
Fase A	-	-	-	41.52	193.194	-	175.5	26	21.431	-
Fase B	-	39	20.008	-	193.778	11.67	-	26	21.465	6.389
Fase C	32.5	-	-	-	191.516	-	-	26	21.199	-
	TD11	TD12	TD13	TD14	TD15	TD16	TD17	TD18	TD19	TD20
Fase A	171.758	-	-	52	9.1	-	-	11.489	9.016	-
Fase B	172.314	50.482	-	52	-	5.2	-	-	-	2.591
Fase C	167.99	-	5.2	52	-	-	28.775	-	-	-
	TD21	TD22	TD23	TD24	TD25	TD26	TD27	TD28	TD29	TD30
Fase A	-	2.6	5.2	-	-	20.376	-	-	39	-
Fase B	-	-	-	19.5	-	-	25.56	-	-	13
Fase C	7.594	-	-	-	16.9	-	-	137.027	-	-
	TD31	TD32	TD33	TD34	TD35	TD36	TD37	TD38	TD39	
Fase A	-	23.147	-	-	11.7	-	-	-	100	-
Fase B	-	-	28.335	28.6	-	32.5	-	29.9	100	-
Fase C	54.6	-	-	-	-	-	26	-	100	-



### COM MICROGERAÇÃO:

Nos nós 818, 820, 822, 836 e 840 (a imagem em tamanho maior pode ser encontrada no anexo B), que pertencem a uma das três zonas, foram conectados diferentes tipos de microgeração, de acordo com a viabilidade no local em questão. Foram consideradas gerações de energia por meio de painéis fotovoltaicos, microturbinas eólicas e a gás natural (biogás). A geração foi adicionada de duas formas diferentes: descontando o valor da geração da carga, que representa o alívio no carregamento, e a injeção de corrente, que representa a diminuição da circulação de fluxo no alimentador, mas não interfere no carregamento.

Como o objetivo desse trabalho não é corrigir nenhum aumento ou queda de tensão, superaquecimento de cabos ou mesmo sobrecarga e, sim, analisar os efeitos da microgeração nos pontos em que é inserida, os nós supracitados não foram escolhidos por terem alguma relação com esses problemas e sim por sua posição no sistema em questão.

Nas Figuras 13 a 27, encontram-se os níveis de tensão desses nós e nas Figuras 28 a 42, as perdas no trecho, com e sem microgeração, durante o período de 24 horas. Nessas Figuras, pode-se notar a variação provocada pela inserção de gerações distribuídas. Essas variações não são constantes devido à característica de fontes como a solar não terem uma produção constante durante o dia, apesar de poderem ser aproximadas por meio de previsões.

Cabe ressaltar que a tensão nominal entre fases do sistema exemplo é igual a 24,9 kV e a tensão fase neutro é igual a 14,37 kV de acordo com (IEEE, 2010).

Os nós estão conectados às seguintes microgerações:

- 818 e 820: painel fotovoltaico monofásico com patamares de 0,7 e 1,4 kW de capacidade de geração.
- 822: condomínio residencial onde há 10 painéis fotovoltaicos trifásicos (com patamares de 0,77 e 1,54 kW cada) e 10 microturbinas eólicas (0,4 kW cada). O valor da geração por energia solar foi descontando da carga.
- 836 e 840: fazendas com 2 microturbinas trifásicas a gás natural (1,75 kW cada).

Figura 13 - Tensão no nó 818, com e sem GD, na fase A durante 24 horas.

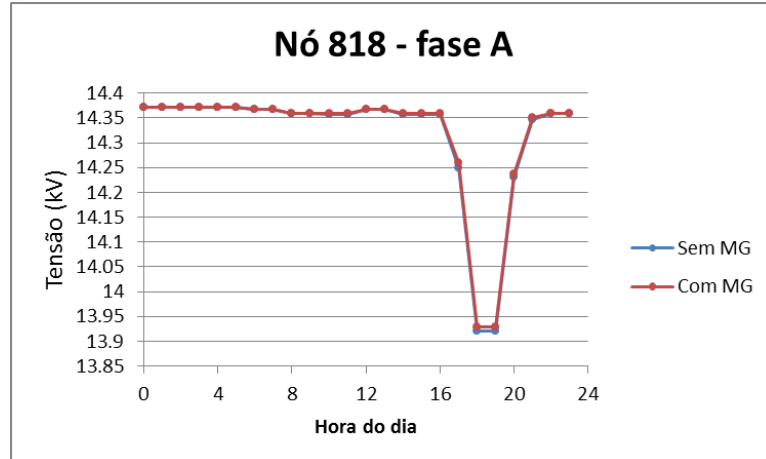


Figura 14 - Tensão no nó 818, com e sem GD, na fase B durante 24 horas.

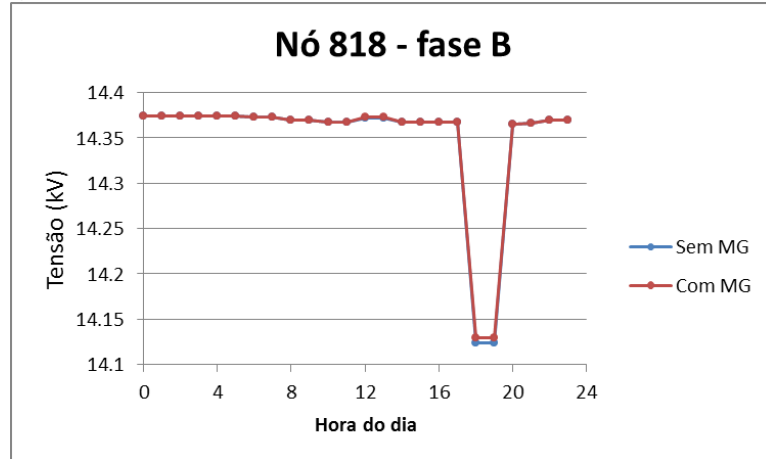
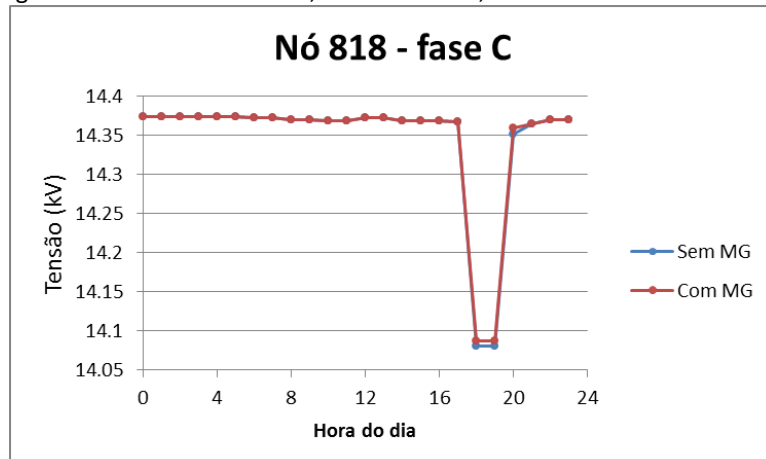


Figura 15 - Tensão no nó 818, com e sem GD, na fase C durante 24 horas.



Neste nó, mostrado nas Figuras 13 a 15, as tensões são muito próximas, tanto nas três fases quanto comparando sem e com microgeração, visto que a maior influência sobre ele é um único painel fotovoltaico, cuja corrente é injetada apenas na fase A.

Figura 16 - Tensão no nó 820, com e sem GD, na fase A durante 24 horas.

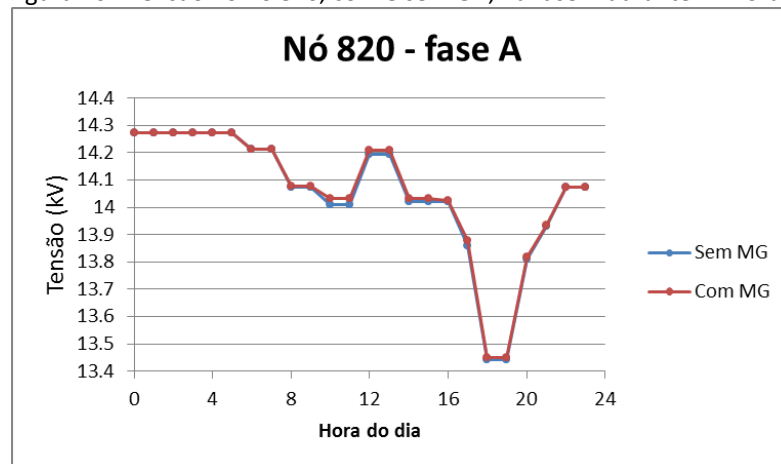


Figura 17 - Tensão no nó 820, com e sem GD, na fase B durante 24 horas.

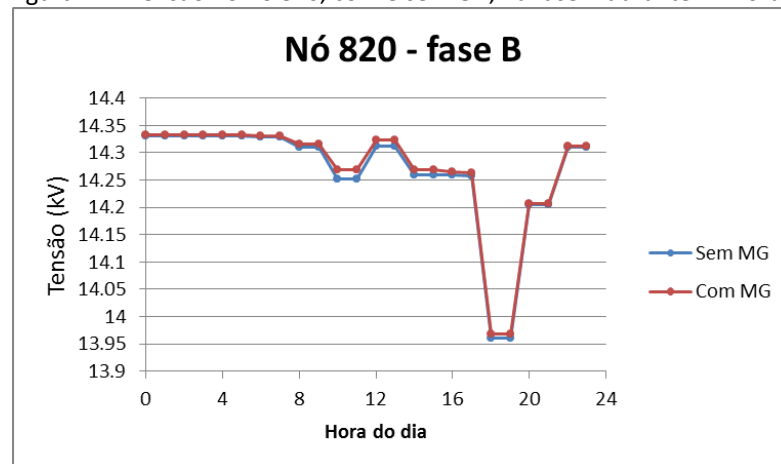
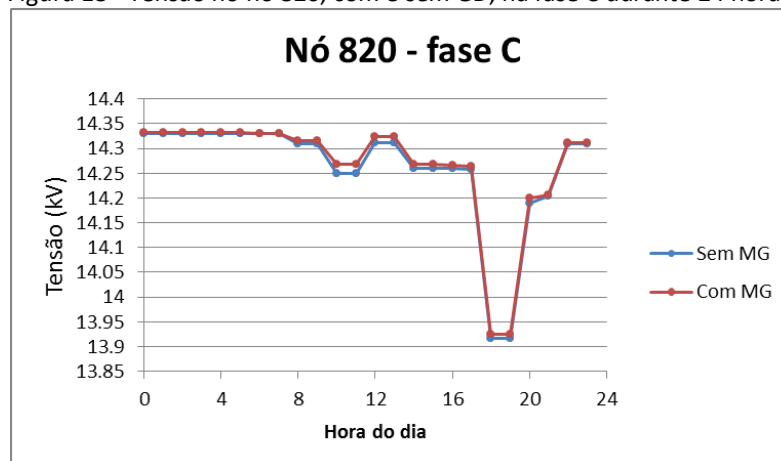


Figura 18 - Tensão no nó 820, com e sem GD, na fase C durante 24 horas.



Neste nó, mostrado nas Figuras 16 a 18, há uma maior influência das microgerações eólica e solar conectadas ao nó 822. O painel fotovoltaico nesse ponto também é monofásico, ligado à fase A.

Figura 19 - Tensão no nó 822, com e sem GD, na fase A durante 24 horas.

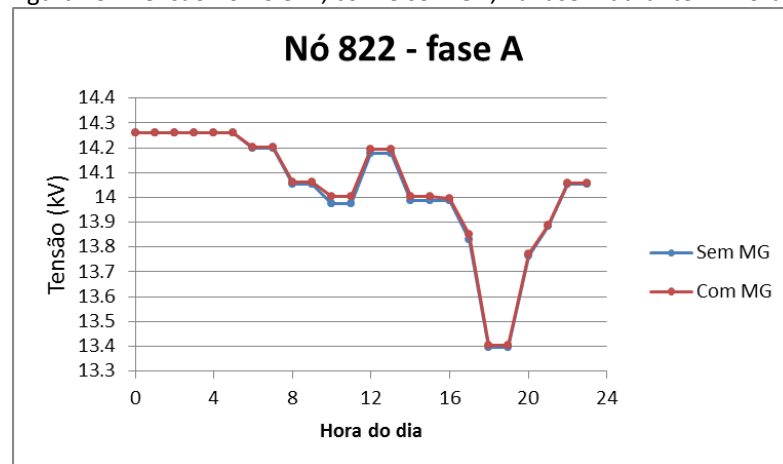


Figura 20 - Tensão no nó 822, com e sem GD, na fase B durante 24 horas.

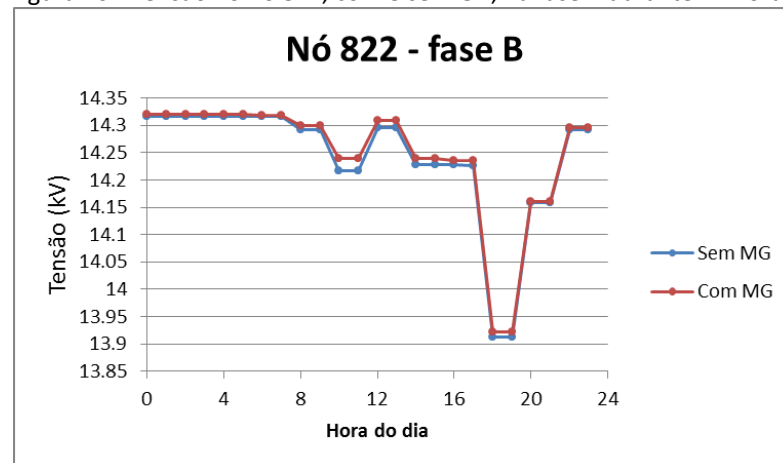
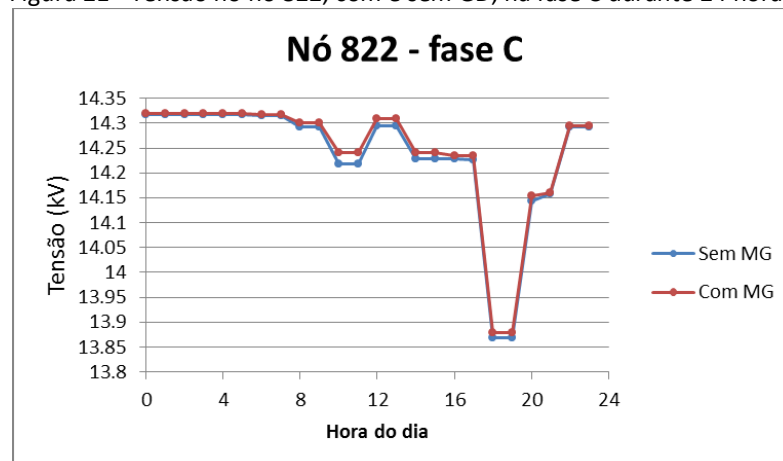


Figura 21 - Tensão no nó 822, com e sem GD, na fase C durante 24 horas.



Nas Figuras 19 a 21, pode-se notar um pequeno aumento durante as 24 horas devido à geração eólica que pode se manter funcionando a qualquer horário do dia, tendo uma média relativamente baixa de potência gerada. A soma dos 10 painéis fotovoltaicos, mesmo tendo seu valor descontado da carga, influencia positivamente no aumento da tensão.

Figura 22 - Tensão no nó 836, com e sem GD, na fase A durante 24 horas.

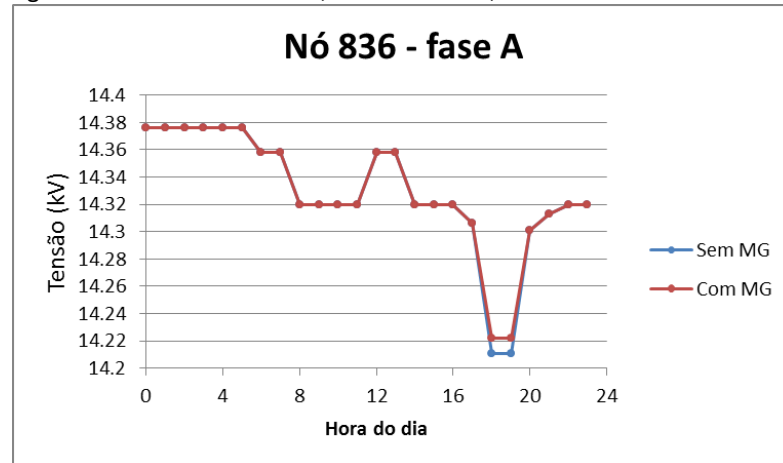


Figura 23 - Tensão no nó 836, com e sem GD, na fase B durante 24 horas.

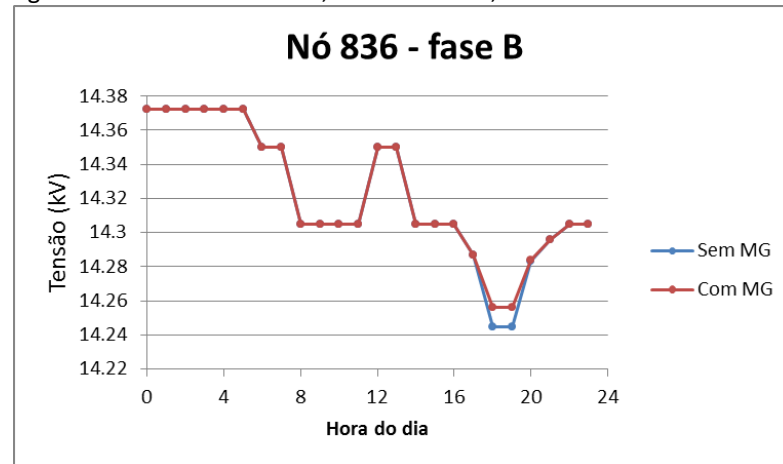
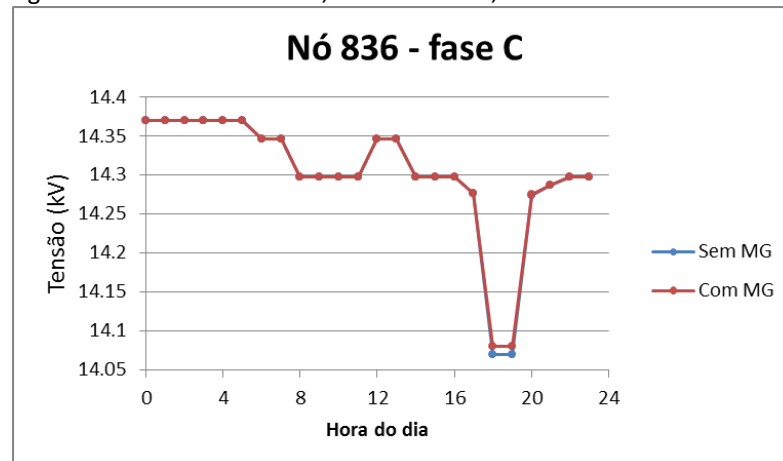


Figura 24 - Tensão no nó 836, com e sem GD, na fase C durante 24 horas.



No nó 836, mostrado nas Figuras 22 a 24 assim como no 840, mostrado nas Figuras 25 a 27, o impacto só existe entre as 18h e 21h, momento considerado mais interessante de colocar as microturbinas a gás em uso. Apesar da fase B aparentar ter a maior variação, o pico de variação nas três fases é o mesmo, 11V.

Figura 25 - Tensão no nó 840, com e sem GD, na fase A durante 24 horas.

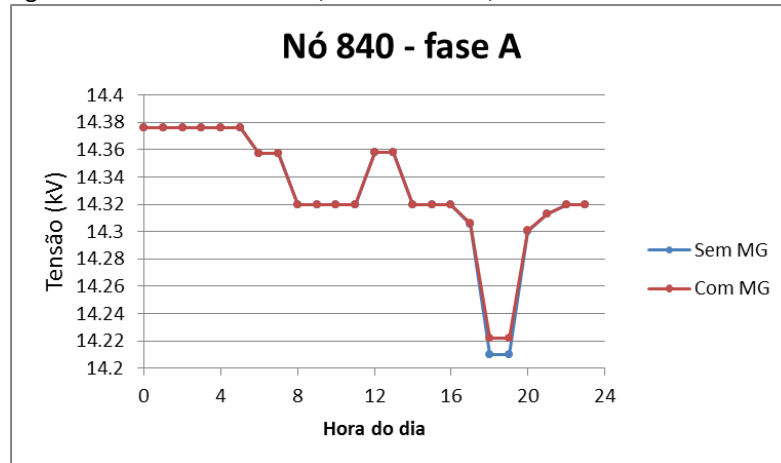


Figura 26 - Tensão no nó 840, com e sem GD, na fase B durante 24 horas.

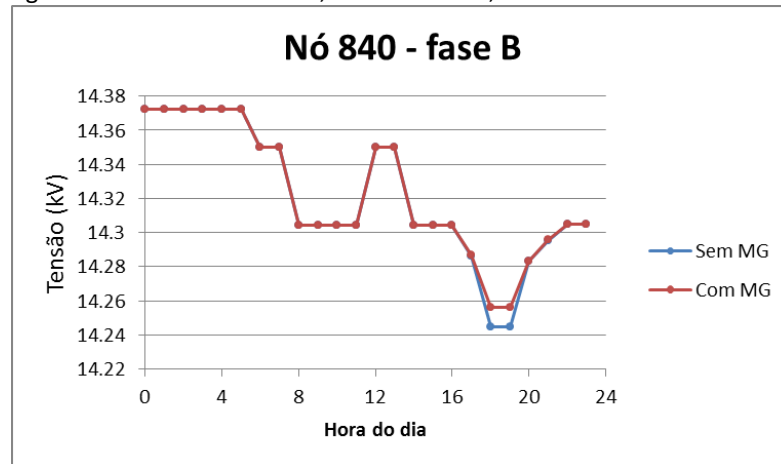
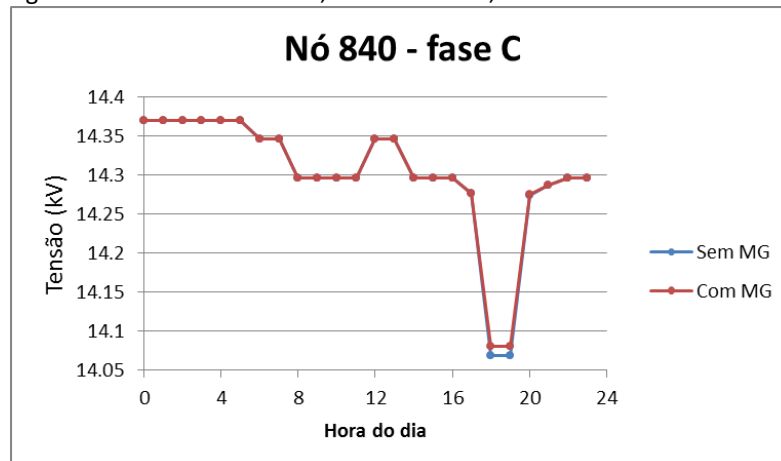


Figura 27 - Tensão no nó 840, com e sem GD, na fase C durante 24 horas.



O mesmo aplicado ao nó 836 é válido para o nó 840.

Figura 28 - Perdas no trecho 816 - 818, com e sem GD, na fase A durante 24 horas.

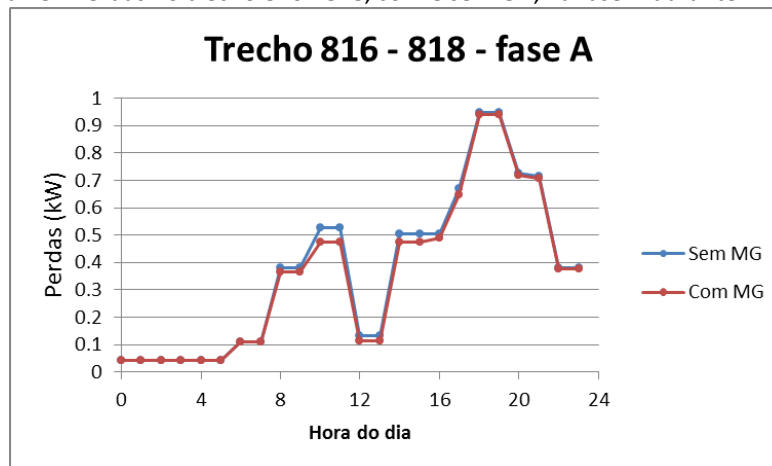


Figura 29 - Perdas no trecho 816 - 818, com e sem GD, na fase B durante 24 horas.

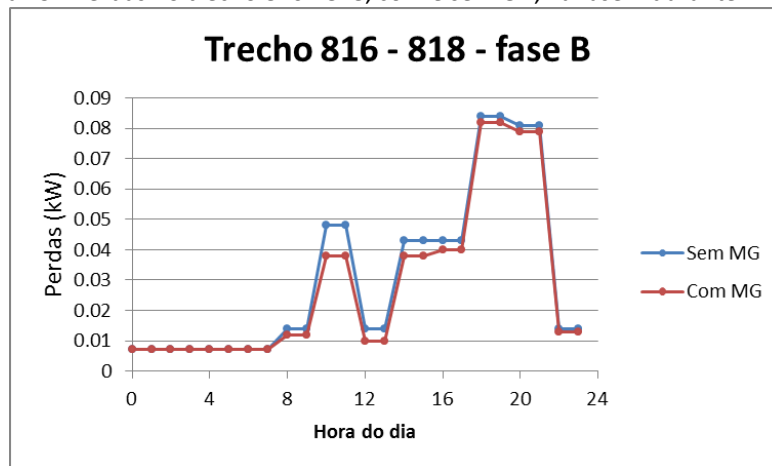
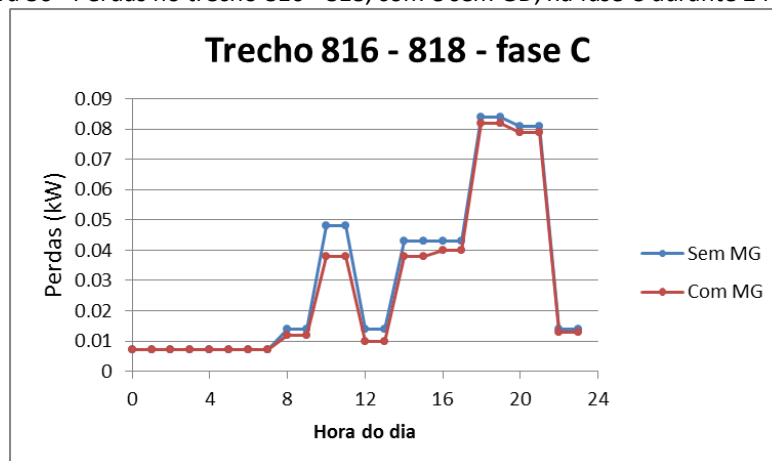


Figura 30 - Perdas no trecho 816 - 818, com e sem GD, na fase C durante 24 horas.



Observa-se nas Figuras 28 a 30 que as perdas nas fases B e C são da ordem de dezenas de Watts a cada hora. A diferença de 10W é, portanto, relevante. Adiante, é feita uma análise do valor monetário dessa economia.

Figura 31 - Perdas no trecho 818 - 820, com e sem GD, na fase A durante 24 horas.

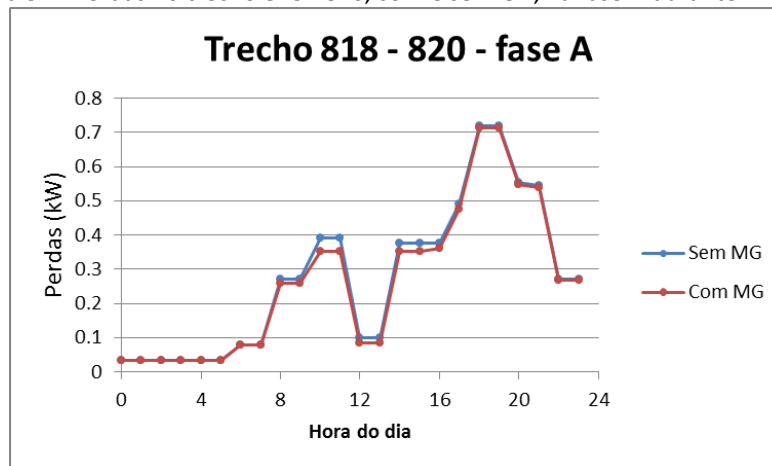


Figura 32 - Perdas no trecho 818 - 820, com e sem GD, na fase B durante 24 horas.

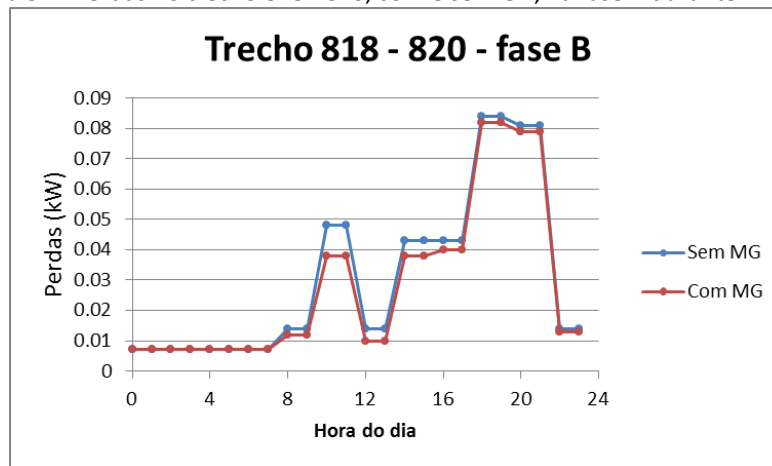
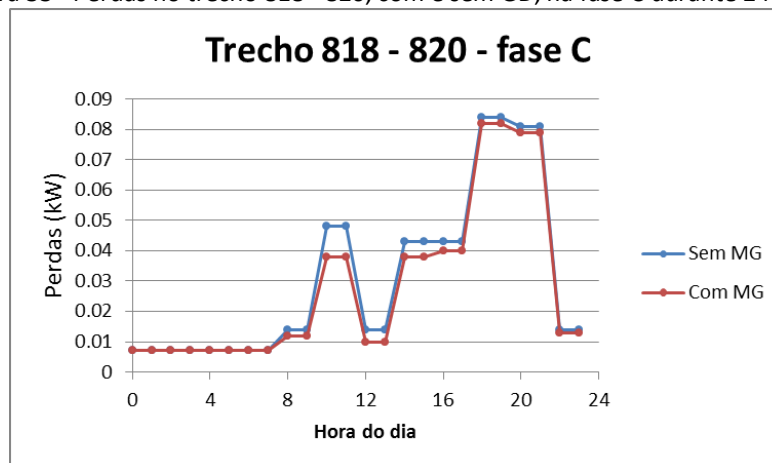


Figura 33 - Perdas no trecho 818 - 820, com e sem GD, na fase C durante 24 horas.



Como pode se constatar pelas Figuras 31 a 33, há muito mais perdas na fase A, devido ao seu carregamento, praticamente exclusivo nesse ramo. Nesse trecho e fase, a maior diferença de perdas é de 40W.



Figura 34 - Perdas no trecho 820 - 822, com e sem GD, na fase A durante 24 horas.

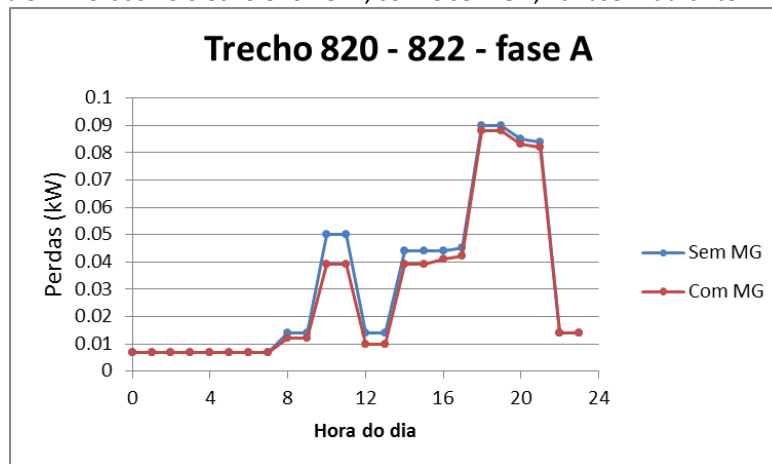


Figura 35 - Perdas no trecho 820 - 822, com e sem GD, na fase B durante 24 horas.

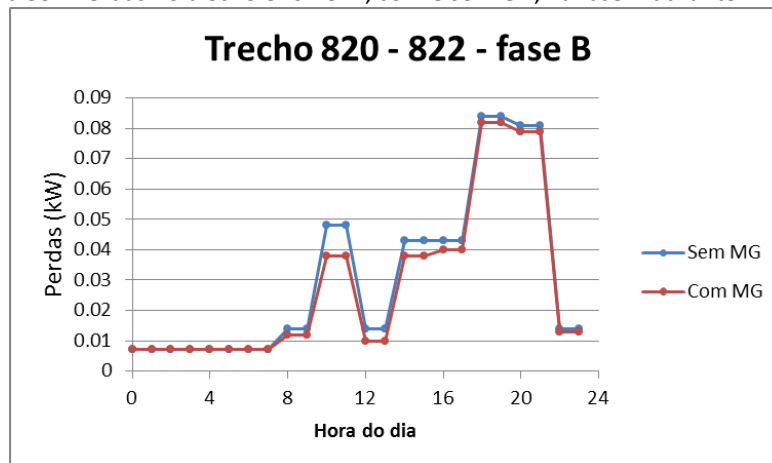
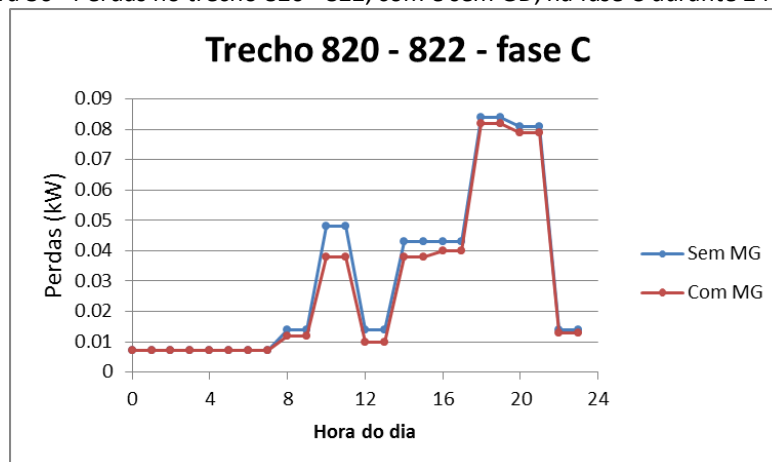


Figura 36 - Perdas no trecho 820 - 822, com e sem GD, na fase C durante 24 horas.



A mesma análise feita nas Figuras 28 a 33 pode ser aplicada ao trecho 820 - 822, apresentado nas Figuras 34 a 36.

Figura 37 - Perdas no trecho 836-840, com e sem GD, na fase A durante 24 horas.



Figura 38 - Perdas no trecho 836 - 840, com e sem GD, na fase B durante 24 horas.



Figura 39 - Perdas no trecho 836 - 840, com e sem GD, na fase C durante 24 horas.



As perdas em todas as fases são muito baixas e a inserção da microgeração nas suas duas extremidades não influenciou em nada nesse aspecto, como mostrado nas Figuras 37 a 39.

Figura 40 - Perdas no trecho 860 - 836, com e sem GD, na fase A durante 24 horas.

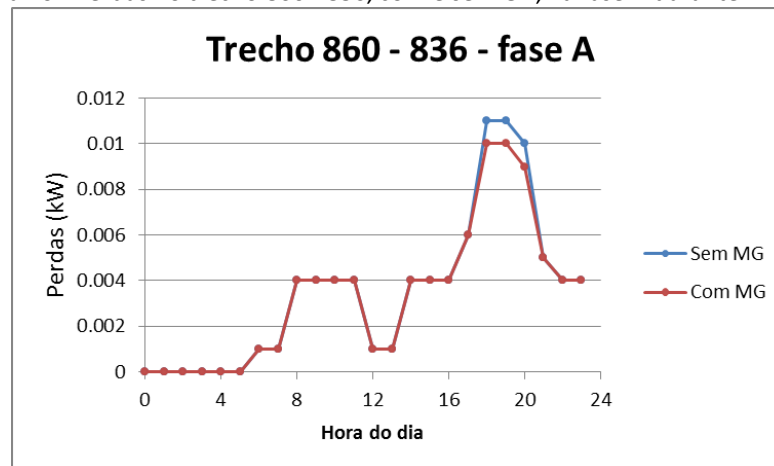


Figura 41 - Perdas no trecho 860 - 836, com e sem GD, na fase B durante 24 horas.

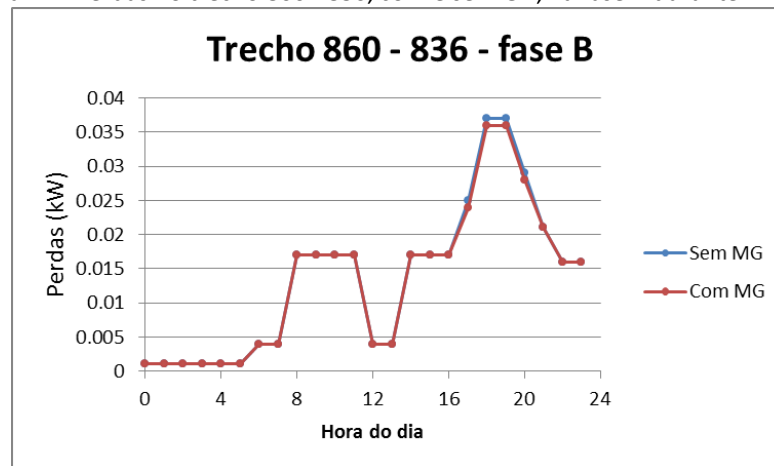
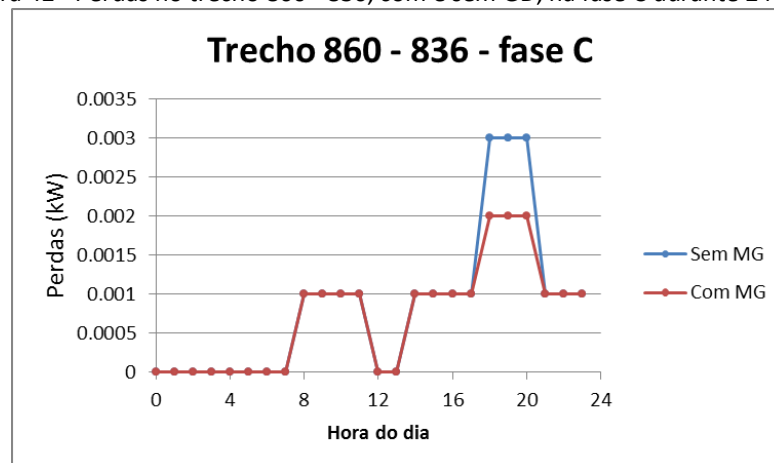


Figura 42 - Perdas no trecho 860 - 836, com e sem GD, na fase C durante 24 horas.



As perdas em todas as fases são muito baixas, mas a inserção da microgeração em uma de suas extremidades teve uma pequena influência nesse aspecto, com variações menores que 1W ou iguais, como mostrado nas Figuras 40 a 42.

### 3.3 ANÁLISE ECONÔMICA DE OPERAÇÃO

Com base em (BOONE, 2013), uma análise dos possíveis ganhos monetários que podem ser obtidos pela distribuidora, através da inserção de microgeração na rede de distribuição pôde ser feita.

Como mencionado anteriormente, a ANEEL divulgou uma alteração que será feita na maneira com que a tarifa sobre a energia elétrica será cobrada, a chamada tarifa branca. Os postos tarifários segundo o horário apresentados pela Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 são os seguintes:

- Posto tarifário ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos e alguns feriados.
- Posto tarifário intermediário: período de horas conjugado ao posto tarifário ponta, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior, aplicado para o Grupo B, admitida sua flexibilização.
- Posto tarifário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o Grupo B, intermediário.

Para o uso nas análises de despacho, consideraram-se os valores apresentados na Tabela 5:

Tabela 5 - Definição escolhida para análise econômica.

<b>Posto tarifário ponta</b>	<b>Posto tarifário intermediário</b>	<b>Posto tarifário fora de ponta</b>
18h às 21h	17h - 18h e 21h - 22h	Demais horários do dia

Cabe ressaltar que, por simplificação, as curvas de carga foram consideradas iguais nos 365 dias do ano, não levando em conta comportamento de finais de semana e dias atípicos (feriados). É importante salientar que algumas gerações coincidem com o horário de pico por sua vantagem econômica, como as microturbinas a gás. Já o caso de painéis fotovoltaicos é completamente dependente da época do ano, localização geográfica e hora do dia, portanto sua vantagem não está diretamente ligada à tarifa branca. A seguir, nas

Figuras 43 a 47, apresenta-se quanto se ganharia em um ano considerando a diminuição de perdas com a inserção de microgeração. Esses valores estão distribuídos por hora e a tarifa varia de acordo com as Tabelas 2 e 5.

Os valores apresentados nas Figuras 43 a 47 são obtidos através dos seguintes procedimentos:

- Inicialmente é simulada a perda por fase em 24 horas, com e sem microgeração;
- É feita a diferença entre essas perdas;
- O valor obtido hora a hora é multiplicado pela tarifa correspondente;
- Finalmente, o valor hora a hora é multiplicado por 365.

#### TRECHO 816 - 818 / SOLAR

Figura 43 - Economia feita no trecho 816 - 818 nas fases A, B e C em um ano.



Como neste trecho, a única fase com microgeração é a fase A, a economia nesta é mais visível do que nas outras, que só apresentam essas economias devido a uma fonte trifásica conectado mais adiante, em outro trecho.

### TRECHO 818 - 820 / SOLAR

Figura 44 - Economia feita no trecho 818 - 820 nas fases A, B e C em um ano.



A Figura 44 mostra um comportamento muito parecido com o apresentado na Figura 43, já que ambos os trechos estão sujeitos a condições muito semelhantes.

### TRECHO 820 - 822 / SOLAR E EÓLICA

Figura 45 - Economia feita no trecho 820 - 822 nas fases A, B e C em um ano.



No nó 822, existem dois tipos de microgeração, ambas trifásicas e espalhadas em um condomínio residencial. A inserção afeta, então, as três fases no cabo que alimenta o condomínio.

TRECHO 836 - 840 / BIOGÁS

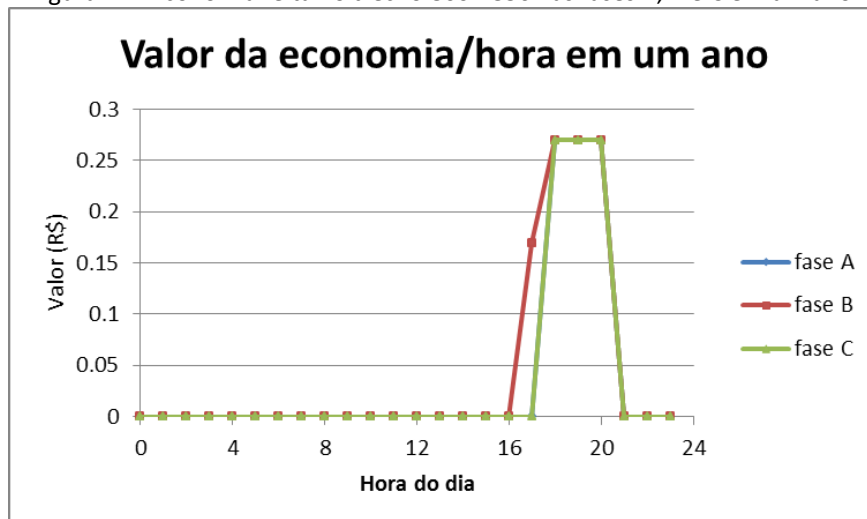
Figura 46 - Economia feita no trecho 836 - 840 nas fases A, B e C em um ano.



Como visto nas Figuras 37 a 39, não houve nenhuma diferença nas perdas no trecho 836 - 840, portanto, não há economia.

TRECHO 860 - 836 / BIOGÁS

Figura 47 - Economia feita no trecho 860 - 836 nas fases A, B e C em um ano.



A geração à base de biogás, ocorrendo apenas entre as 18h e 21h, tem efeito sobre a economia somente dentro desse intervalo de tempo.

#### 4 CONCLUSÕES

Por meio deste trabalho, pôde-se observar em números que existem impactos interessantes devido à inserção de microrredes num sistema de distribuição baseado numa rede real. O aumento da tensão pôde ser observado em todos os nós que foram conectados a algum tipo de microgeração, sabendo-se que todos tinham tensão menor que um pu. Essa variação, evidentemente, está ligada à potência gerada, mas foi, mesmo em pequena escala, visível nas simulações.

Outro fato interessante é o alívio no carregamento local e a razoável diminuição nas perdas nos trechos ligados às microgerações. O posicionamento das microfuentes também deve ser analisado, visto que, em um dos casos, não houve mudanças perceptíveis.

Se valendo dessa vantagem de poder diminuir perdas, ao se pensar em utilizar uma fonte de energia controlável, pode-se focar a sua produção para os momentos em que a tarifa está mais alta (horário de pico). Analisando, porém, os gráficos relacionados à economia mostrados aqui, viu-se que a energia solar, mesmo não coincidindo com o horário de pico, tem uma vantagem interessante sobre as outras fontes de geração, visto que pode ser instalada tanto em zonas comerciais e residenciais quanto em zonas rurais e apresenta bons ganhos em trechos longos.

Um fator desencorajador é a dependência geográfica e sazonal da maioria das fontes renováveis. Infelizmente, ainda não existe a possibilidade de se utilizar apenas um tipo de energia renovável e manter uma rede ilhada sem armazenamento de energia. Atualmente, esses dispositivos são interessantes somente como fontes secundárias.

Além disso, o preço de instalação não é atraente. Não existem políticas de incentivo no Brasil que motivem consumidores a instalarem painéis solares, microturbinas, entre outros, em suas residências. Atualmente, não é interessante para um cliente o investimento em curto prazo. Com a diminuição nos preços de instalação e aumento dos incentivos, como o da tarifa branca e os novos medidores, que instigam o interesse pelo perfil do consumo elétrico, a inserção dessas microgerações terá cada vez mais impacto na economia.



Esse trabalho mostra o efeito de dez microturbinas eólicas e de 10 painéis fotovoltaicos. Se o número de moradores participantes interessados pela microgeração aumentasse para o equivalente a um bairro ou uma cidade, esses valores passariam a ser multiplicados por mil, dez mil, cem mil, assim como a economia com as perdas.

A questão financeira é a principal maneira de atrair a atenção dos consumidores e empresários, por isso foram realizadas várias simulações em torno desse assunto. O interesse de muitos pesquisadores, porém, está nas mudanças que essas tecnologias irão provocar no meio-ambiente. Deixar o mundo mais verde parece um excelente *slogan* pra a microgeração.

Como citado na epígrafe deste trabalho, uma sociedade sadia é aquela em que os feitos de hoje serão positivos no futuro, sem necessariamente o serem agora.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. **Ouvidoria Setorial em Números - 2013**. Brasília, 2013a.

\_\_\_\_\_. **Tarifa branca ao consumidor de baixa tensão valerá com novo medidor**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=4921&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4921&id_area=90)>. Acesso em: 10 abril 2013b.

\_\_\_\_\_. **ANEEL publica norma sobre medidores eletrônicos**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=5912&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=5912&id_area=90)>. Acesso em: 10 abril 2013c.

BOONE, C. **Despacho de microgeração em um ambiente de microrrede**. Porto Alegre 2013.

BIALEK, T. **Microgrids**: UCSD Smart Grid Course. 2013. 24 p. Exposição de professor.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **PRODIST**: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Seções 1.2 e 3.7. Revisão de 14 dez 2012. Brasília, 2012a.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Brasília, 2010b.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 29/2013-SRE-SRD/ANEEL**: Estrutura Tarifária CEMIG Distribuição S.A. Brasília, 2013c.

BROADWATER, R. P. *et al.* **Power flow analysis of unbalanced multiphase radial distribution systems**. Electric Power Systems Research. vol. 14. pp. 23-33, 1988.

CHENG, C. S. e D. SHIRMOHAMMADI, D. **A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, pp. 671-679, 1995.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.P.; CROSSLEY, P. Distributed generation and Microgrid concept. In: \_\_\_\_\_. **Microgrids and Active Distribution Networks**. Londres: 2009, cap. 1, p. 1-12.

DOS SANTOS, Vasco Eduardo Graça. **Uma Abordagem Multi-Objectivo Para a Inclusão de Geração Dispersa no Planeamento da Expansão da Produção de Energia Eléctrica**. 2009. 221 p. Tese de Doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores - Universidade de Coimbra, Coimbra, 2009.

EMI. **The Swedish electricity and natural gas markets 2011**. 2012. 68 p.

ENERDATA. **Global Energy Statistical Yearbook 2012**. Disponível em <<http://yearbook.enerdata.net/electricity-balance-trade-information-by-region.html>>. Acesso em 26 maio 2013.

FAHIMI, A.B. *et al.* Charge It: Powering a More Electrified Planet. **IEEE Power & Energy Magazine**, Nova York, p 4-15, março 2012.

Ferramenta Computacional PSL® DMS, versão 2.3.4.48 shareware, da PowerSysLab Engenharia e Sistemas Ltda. 2013.

GALVIN ELECTRICITY INITIATIVE. **What are some examples of smart microgrids?** Disponível em <<http://www.galvinpower.org/resources/microgrid-hub/smart-microgrids-faq/examples>>. Acesso em 5 junho 2013.

IBM INSTITUTE FOR BUSINESS VALUE. **Plugging in the consumer**: Innovating utility business models for the future. 2007. 28 p.

IEEE: Distribution Planning Working Group Report. **Radial distribution test feeders**. Nova York, 2010.

IEEE SMART GRID. **IEEE: The expertise to make smart grid**. Disponível em <<http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid/smart-grid-conceptual-model>>. Acesso em 5 junho 2013.

IEEE; ZPRYME. **Power Systems Of The Future**: The case for energy storage, distributed generation, and microgrids. 2012. 37 p.

LIDULA, N.W.A.; RAJAPAKSE, A.D. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Winnipeg, p. 186-202, setembro 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). **Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de Junho/2012**. Brasília, 2012a.

\_\_\_\_\_. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. Brasília, 2012b.

MORE MICROGRIDS: The Project. Disponível em <<http://www.microgrids.eu/index.php?page=kythnos>>. Acesso em 5 junho 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Mapas do SIN**. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/mapas\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx)>. Acesso em: 15 maio 2013.

PORTAL DE ESTADO DO BRASIL. **Setor Elétrico**: Sistema Interligado Nacional. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/sobre/economia/energia/setor-eletrico/sistema-interligado-nacional>>. Acesso em: 15 maio 2013.

PORTAL SMART GRID. **What Is The Smart Grid?** Disponível em <[http://www.smartgrid.gov/the\\_smart\\_grid#home](http://www.smartgrid.gov/the_smart_grid#home)>. Acesso em 5 junho 2013.

ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE. **The UCSD Microgrid**. Disponível em: <[http://www.rmi.org/ucsd\\_microgrid](http://www.rmi.org/ucsd_microgrid)>. Acesso em 15 maio 2013.

SANTACANA, E. *et al.* Getting Smart: With a Clearer Vision of the Intelligent Grid, Control Emerges from Chaos. **IEEE Power & Energy Magazine**, Nova York, p 4-15, março 2010.

SHIRMOHAMMADI, D. *et al.* **A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, pp. 753-762, 1988.

THE CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. **California Distributed Energy**. Disponível em <<http://www.energy.ca.gov/distgen/index.html>>. Acesso em: 15 maio 2013.

TRICHAKIS, P. **Multi Agent Systems for the Active Management of Electrical Distribution Networks**. Tese de Doutorado - Universidade de Durham, Durham, 2009. Disponível em: <<http://etheses.dur.ac.uk/57/>>.

UC SAN DIEGO. **News**. Disponível em <<http://www.ucsd.edu>>. Acesso em 15 maio 2013.

US EIA. **Countries: Overview**. Disponível em <<http://www.eia.gov/countries/index.cfm?view=consumption>>. Acesso em 26 maio 2013a.

\_\_\_\_\_. **Electricity Explanation: Electricity in the United States**. Disponível em <[http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=electricity\\_in\\_the\\_united\\_states](http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=electricity_in_the_united_states)>. Acesso em 26 maio 2013b.

VENTURA FILHO, Altino. **Energia Elétrica no Brasil: Contexto Atual e Perspectivas**. Disponível em: <<http://interessenacional.uol.com.br/2013/04/energia-eletrica-no-brasil-contexto-atual-e-perspectivas>>. Acesso em: 15 maio 2013.

**ANEXO A:****Dados do IEEE 34 Node Test Feeder****Overhead Line Configurations (Config.)**

Config.	Phasing	Phase ACSR	Neutral ACSR	Spacing ID
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

**Line Segment Data**

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
<b>824</b>	826	3030	303
<b>824</b>	828	840	301
<b>828</b>	830	20440	301
<b>830</b>	854	520	301
<b>832</b>	858	4900	301
<b>832</b>	888	0	XFM-1
<b>834</b>	860	2020	301
<b>834</b>	842	280	301
<b>836</b>	840	860	301
<b>836</b>	862	280	301
<b>842</b>	844	1350	301
<b>844</b>	846	3640	301
<b>846</b>	848	530	301
<b>850</b>	816	310	301
852	832	10	301
<b>854</b>	856	23330	303
<b>854</b>	852	36830	301
<b>858</b>	864	1620	302
<b>858</b>	834	5830	301
<b>860</b>	836	2680	301
<b>862</b>	838	4860	304
<b>888</b>	890	10560	300

## Transformer Data

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	2500	69 - D	24.9 - Gr. W	1	8
XFM -1	500	24.9 - Gr.W	4.16 - Gr. W	1.9	4.08

## Spot Loads

Node	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
<b>860</b>	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
<b>840</b>	Y-I	9	7	9	7	9	7
<b>844</b>	Y-Z	135	105	135	105	135	105
<b>848</b>	D-PQ	20	16	20	16	20	16
<b>890</b>	D-I	150	75	150	75	150	75
<b>830</b>	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

## Distributed Loads

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114

## Shunt Capacitors

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
<b>844</b>	100	100	100
<b>848</b>	150	150	150
Total	250	250	250

## Regulator Data

Regulator ID:	1		
Line Segment:	814 - 850		
Location:	814		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.7	2.7	2.7
X - Setting:	1.6	1.6	1.6
Voltage Level:	122	122	122

Regulator ID:	2		
Line Segment:	852 - 832		
Location:	852		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.5	2.5	2.5
X - Setting:	1.5	1.5	1.5
Voltage Level:	124	124	124



ANEXO B:

