



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**  
**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Análise de Resposta da Demanda em Microrredes**

Edith Angélica Arca Bogarín Pena

**Itajubá, junho de 2018.**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PRÓGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**  
**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Edith Angélica Arca Bogarín Pena

**Análise de Resposta da Demanda em Microrredes**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do **Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.**

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência.

**Orientador:** José Wanderlei Marangón Lima, PhD.

**Coorientador:** Eduardo Crestana Guardia, Dr.

**Junho de 2018**

**Itajubá – MG**

# **ANÁLISE DE RESPOSTA DA DEMANDA EM MICRORREDES**

Edith Angélica Arca Bogarín Pena

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciência em Engenharia Elétrica, e julgada pela banca examinadora abaixo.

## **BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

**Universidade Federal do Paraná, UFPR**

---

Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

**Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI**

---

Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia

**Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI**

---

Prof. Ph.D. José Wanderlei Marangón Lima

**Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI**



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

## ANEXO I

### FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Título da  
Dissertação: **“Análise da Resposta de Demanda em Microrredes”**

Autor: **Edith Angélica Arca Bogarín Pena**

#### JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
	A = Aprovado - R = Reprovado	
2º	A	
3º	A	
4º	A	

#### Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado (A) se todos os Examinadores atribuírem conceito A.  
(2) O Trabalho será considerado Reprovado (R) se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.  
Este documento terá a validade de 30 (trinta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito final: A ou seja, APROVADO

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 29 de Junho de 2018.

**Prof. Dr. Benedito Donizeti Bonato**  
2º Examinador – UNIFEI

**Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia**  
3º Examinador (Coorientador) - UNIFEI

**Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima**  
4º Examinador (Orientador) - UNIFEI

## RESUMO

A grande revolução associada à instalação de redes elétricas inteligentes (*smart grids* - SG) nos sistemas de distribuição está no fato de colocar o consumidor como um elemento ativo, diferente do que se tem hoje, visto que o consumidor geralmente reage quando falta energia ou quando recebe a conta de energia. As novas tecnologias, como os medidores inteligentes, melhoram a comunicação entre a rede e os consumidores através de aplicativos que chegam inclusive a aparelhos móveis. Portanto, é possível usar os preços como interface para uma melhor gestão dos recursos energéticos por parte do consumidor e conseqüentemente melhorar o desempenho do sistema de distribuição. Com base nas condições de oferta e demanda, determina-se o preço em tempo real para que dessa maneira o consumidor consiga mudar os hábitos de consumo, contribuindo para a diminuição dos aumentos de preços e sua volatilidade. A demanda pode responder assim, como uma margem de reserva diante da ocorrência de desequilíbrios na oferta.

Ao considerar o transporte de energia na tarifação tradicional deste serviço de distribuição, utiliza-se como premissa o fluxo de potência indo da subestação através da rede de distribuição até o consumidor final. Com a entrada gradativa da geração distribuída e da microgeração, esta premissa vai sendo invalidada necessitando assim, de um método de tarifação dinâmico. Entre estes métodos estão os utilizados na transmissão, que já vêm sendo adaptados à distribuição. Portanto, além do mercado varejista que precifica o valor da energia e da capacidade de geração, é necessária uma tarifa para os serviços de transporte que acompanhe a evolução da rede.

Como exemplo, a entrada de geradores distribuídos dentro do sistema de distribuição existente, necessita de sinais de localização para orientar os seus tamanhos e locais. Este trabalho apresenta o Preço Marginal de Localização para a Distribuição - *DLMP*, como uma alternativa em plataforma multiagente. O *DLMP* proposto, emprega uma metodologia de fluxo de potência ótimo (*OPF*), determinando cada nó do sistema de distribuição para avaliar o componente marginal da energia de capacidade e transporte para os geradores renováveis inseridos na rede de distribuição. Neste contexto, as componentes de congestionamento e perda são introduzidas a cada hora de utilização. É também ilustrado que o *DLMP* pode ser usado como sinal de preços para atingir o máximo excedente socioeconômico do sistema; neste caso consiste da soma de duas componentes, custo marginal de energia (*MEC*) e custo marginal de congestionamento (*MCC*).

A introdução dos sinais locacionais na tarifa foram testados em quatro casos piloto. Os resultados mostram que a utilização de mecanismos de resposta da demanda (RD), tornaria o sistema mais flexível contra congestionamentos e aumentos de carga, podendo ser útil para induzir os consumidores a reduzirem as cargas em momentos de escassez ou elevá-las em momentos de maior disponibilidade dos recursos distribuídos.

**Palavras-chave:** *Smart Grids*, Resposta da Demanda, Excedente Socioeconômico do Sistema, Tarifa de Distribuição.

## ABSTRACT

The great revolution associated with the implementation of smart grids in distribution systems, is in the fact of placing the consumer as an active element, different from what it exists today, since he only reacts when energy fails or when he receives the energy bill. The new technologies, such as smart meters, improve communication between the network and consumers through applications that even reach mobile devices. It's possible, therefore, to use prices as an interface for a better management of energy resources by the consumer and consequently improve the performance of the distribution system. Based on supply and demand conditions, the real-time price is determined so that the consumer can change the consumption habits, contributing to the reduction of price increases and their volatility. The demand may respond thus as a reserve margin on the occurrence of imbalances in the supply.

When considering the energy transport, the traditional pricing of this distribution service, it uses as premise that the power flow going from the substation through the distribution network to the end consumer. With the gradual entry of distributed generation and microgeneration, this premise is being invalidated thus requiring a dynamic charging method. Among these methods are those used in the transmission that have already been adapted to the distribution system. Therefore, in addition to the retail market that prices the value of energy and generation capacity, it's necessary a tariff for transport services accompanying the evolution of the network.

As example, the penetration of distributed generators into the existing distribution system, requires location signals to guide their sizes and locations. This work presents the Distribution Locational Marginal Price - DLMP, as an alternative in multi-agent platform. The proposed DLMP employs an optimal power flow methodology (OPF), being determined at each node of the distribution system to evaluate the marginal energy, capacity and transport components for renewable generators inserted in the distribution network. In this context, the congestion and loss components are introduced at each hour of use. It is also illustrated that the DLMP can be used as a price signal to reach the maximum social surplus of the system; in this case consists of the sum of two components, marginal energy cost (MEC) and marginal congestion cost (MCC).

The introduction of locational signals into the tariff was tested in four pilot case. The results show that the use of demand response (DR) mechanisms would make the system more flexible against congestion and load increases, and it could be useful to induce consumers to reduce them loads at shortages moments, or raise them in moments of greater availability of distributed resources.

**Key-words:** Smart Grids, Demand Response, Socioeconomic Surplus, Distribution Tariff.

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia
<i>AEEI</i>	<i>Advanced Energy Economy Institute</i>
<i>AMI</i>	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
$B_n$	Lances de Demanda
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<i>CHP</i>	Co-geradores
<i>CEER</i>	<i>Council of European Energy Regulators</i>
<i>CPP</i>	<i>Critical Peak Pricing</i>
DCOPF	Otimização de Fluxo de Potência em Corrente Direta
<i>DER</i>	<i>Distributed Energy Resources</i>
<i>DLC</i>	<i>Direct Load Control</i>
<i>DLMP</i>	Preço Marginal de Localização da Distribuição
<i>DSM</i>	<i>Demand Side Management</i>
EE	Eficiência Energética
<i>EIA</i>	<i>Energy Information Administration</i>
<i>EMS</i>	<i>Energy Management System</i>
<i>ERCOT</i>	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
EUA	Estados Unidos da América
<i>FC</i>	Células a combustível
<i>FERC</i>	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>

GCR	Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
GLD	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
<i>GLF</i>	<i>Generation and Load Forecast System</i>
<i>ICS</i>	<i>Intelligent Control System</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
<i>IEA</i>	<i>International Energy Agency</i>
<i>ISO</i>	Operador Independente do Sistema
<i>LMP</i>	<i>Locational Marginal Price</i>
<i>MAS</i>	Sistema Multi-agente
MCC	Custo Marginal de Congestionamento
MEC	Custo Marginal de Energia
<i>MG</i>	<i>Microgrid</i>
MLC	Custo Marginal de Perdas
MME	Ministério de Minas e Energia
<i>MT</i>	Microturbina
<i>NERC</i>	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPF	Fluxo de Potência Ótimo
PEE	Programa de Eficiência Energética
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
<i>PV</i>	Geração Solar
RD	Resposta da Demanda
<i>REC</i>	<i>Renewable Energy Certificate</i>



REN	Resolução Extraordinária Normativa
<i>RPS</i>	<i>Renewable Portfolio Standard</i>
<i>RTP</i>	<i>Real Time Pricing</i>
<i>RTU</i>	<i>Remote Terminal Units</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEA	<i>State Estimation Algorithm</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SG	<i>Smart Grid</i>
$S_m$	Lances de Oferta
SS	Excedente Socioeconômico do Sistema
TB	Tarifa Branca
<i>ToU</i>	<i>Time-of-Use</i>

# DEDICATÓRIA

Ao meu esposo Fernando, meu companheiro da vida e meu grande amor, por toda a sua paciência, compreensão e carinho.

Ao meu orientador Professor José Wanderlei Marangón Lima, por acreditar em mim, pelas ideias sempre inovadoras que me mostraram o caminho da ciência e engenharia. Ao meu coorientador Professor Eduardo Crestana Guardia pelas contribuições na base da dissertação.

Aos meus pais, que através de muito sacrifício me deram a possibilidade de poder ver o mundo com outros olhos e pelo constante incentivo de que através do estudo e da disciplina poderíamos chegar muito longe.

Aos Professores Paulo Ribeiro, Zambroni e Bonatto, que sempre nos incentivam na constante busca pelo conhecimento, de melhoria nas nossas pesquisas científicas e a ética.

Aos meus amigos do GESis, com quem descobri a excelência e a importância do pesquisador na nossa sociedade, pelo carinho e boa companhia.

Ao Professor João Guilherme, que me deu a possibilidade de fazer parte deste grupo e quem teve uma excelente atuação como coordenador do programa, destacando sempre as nossas capacidades.

Ao pessoal do TI pelo suporte técnico.

# SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	1
1.1	Considerações Iniciais .....	1
1.2	Objetivos do Trabalho .....	2
1.2.1	Objetivo Geral.....	2
1.2.2	Objetivo Específico.....	3
1.3	Estrutura do Trabalho .....	3
2.	RESPOSTA DA DEMANDA EM <i>MGs</i> .....	4
2.1	Considerações Iniciais .....	4
2.2	Gerenciamento pelo Lado da Demanda <i>GLD</i> – <i>Definição</i> .....	4
2.3	Resposta da Demanda ( <i>RD</i> ) – <i>Definição</i> .....	6
2.4	Classificação de <i>RD</i> .....	11
2.5	Benefícios de <i>RD</i> .....	14
2.6	<i>RD</i> e Integração das <i>MGs</i> .....	16
2.6.1	<i>MGs</i> Conectados ao Sistema de Distribuição .....	18
2.6.2	Requisitos Tecnológicos .....	23
2.6.3	Potencial de <i>RD</i> .....	28
2.7	Serviços Ancilares .....	31
2.8	Considerações Finais .....	36
3.	OPERAÇÃO ECONÔMICA EM <i>MGs</i> CONSIDERANDO <i>RD</i> .....	37
3.1	Considerações Iniciais .....	37
3.2	Mercado em Sistemas Elétricos de Potência .....	37
3.3	Operação de Mercado em <i>MGs</i> .....	39
3.4	Tarifa Dinâmica .....	44
3.5	Preços em Tempo Real ( <i>RTP</i> ) .....	46
3.6	Preços de <i>RD</i> em Sistemas de Distribuição .....	51
3.7	Considerações Finais .....	53
4.	METODOLOGIAS DE CÁLCULO DE <i>DLMP</i> PARA SIMULAÇÃO DE <i>RD</i> .....	54
4.1	Considerações iniciais.....	54
4.2	Metodologia de <i>LMP</i> da Distribuição.....	54
4.3	Cálculo de <i>DLMP</i> em sistema DC .....	56
4.4	Custo Marginal de Operação .....	60
5.	ESTUDO DE CASO.....	64
5.1	Considerações Iniciais .....	64

5.2	CASO 1: Cenário Básico de Teste.....	70
5.3	CASO 2: Emergência de Linhas .....	73
5.3.1.	Emergência na <i>L3-4</i> .....	74
5.3.2.	Emergência na <i>L8-9</i> .....	76
5.3.3.	Considerações do CASO 2 .....	77
5.4	CASO 3: Aumento no Nível de Cargas .....	83
5.4.1.	Aumento no nível de carga por barramento .....	84
5.4.2.	Aumento geral das cargas na <i>MG</i> .....	86
5.4.3.	Considerações do CASO 3 .....	87
5.5	CASO 4: Cenário com RD.....	93
5.5.1.	Redução da demanda de cargas sensíveis <i>B3, B6, B8 e B11</i> (0~140 kW).....	93
5.5.2.	Redução da demanda de cargas sensíveis <i>B2, B5, B9 e B12</i> (0~50 kW).....	94
5.5.3.	Considerações do CASO 4 .....	95
5.6	Discussão dos Resultados .....	97
6.	CONCLUSÃO .....	100
	REFERÊNCIAS .....	101

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 Considerações Iniciais

As motivações deste trabalho fundamentam-se no cenário energético que o país vivencia atualmente e pela necessidade de se buscar alternativas para diminuição da volatilidade de preços, fazendo com que a demanda responda com uma margem de reserva para uma melhor gestão dos recursos energéticos.

O conceito *Smart Grid* (*SG*) é um processo evolutivo no desenvolvimento de sistemas de energia mais inteligentes, confiáveis, ecológicos e sustentáveis; que faz uso do estado da arte de tecnologias em detecção, comunicação, controle, computação e tecnologia da informação. A rede de energia elétrica, sendo uma parte crucial da infraestrutura social, necessita de atenção constante para melhorar o seu desempenho e confiabilidade. Projetos envolvendo tecnologias de *SG* e gestão pelo lado da demanda são de grande relevância e com perspectiva em novas topologias de redes elétricas. Neste sentido, Ribeiro apresenta o estudo realizado em [1] e mostra que investimentos em projetos europeus em *SG* são atualmente avaliados em mais de 5 bilhões de euros e são estimados em cerca de 56 bilhões de euros até 2020.

Dentro do atual cenário de penetração de recursos energéticos distribuídos nos sistemas elétricos de potência (SEPs), as microrredes (*MGs*) têm se tornado uma potencial solução no que diz respeito à integração desse tipo de tecnologias [2]. Assim, a geração distribuída (GD) destaca-se como uma alternativa em problemas de suprimento energético local, com aproveitamento de recursos energéticos regionais, com diversificação das fontes, melhor aproveitamento da sazonalidade, maior economia em investimentos na transmissão e distribuição de energia elétrica [2, 3]. Para que as GDs se mostrem competitivas com a geração em grande escala, tais benefícios devem ser estudados, avaliados e demonstrados.

Avaliações dos projetos de *SG* mostram a utilização eficiente da energia elétrica por parte do consumidor, otimizando assim a distribuição de energia de acordo com a demanda nos diferentes períodos do dia; gerando impactos positivos para todo o sistema [2, 4, 5]. Todo o sistema deve ser tratado como integrado e não como partes isoladas, tornando o envolvimento do cliente ao sistema como elemento crucial desse desenvolvimento [2, 5]. No âmbito do consumidor, produzir sua própria energia elétrica é uma opção para quem não deseja ser

prejudicado por interrupções indevidas no fornecimento de energia, evitando também as altas tarifas nos horários de pico de demanda.

Na avaliação de mecanismos pelo lado da demanda em mercados de energia elétrica promovido sob a coordenação do Comitê de Estudo C5 – Mercados de Eletricidade e Regulação, ocorrida no TF C5 *Cigrè Brazil* em agosto de 2016 [6]; definiu-se que o Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD pode incluir tanto programas de Eficiência Energética (EE), quanto os de Resposta da Demanda (RD), o qual é o foco deste trabalho. Já em dezembro do mesmo ano realizou-se o 1º *Workshop* de Resposta da Demanda na cidade de São Paulo – Brasil, concluindo que os principais obstáculos encontrados são ainda de natureza regulatória. Muitas questões foram levantadas para identificar como a estrutura regulatória atual pode evoluir para considerar novas soluções de RD.

A RD refere-se à capacidade de responder de forma coordenada às condições do mercado a curto prazo a fim de proporcionar uma melhor utilização dos recursos disponíveis no transporte e na geração de energia. Atualmente no Brasil ainda não é permitido aos consumidores residenciais tomarem decisões a partir de informações acerca do seu histórico de consumo. Outra maneira de RD ocorre quando o consumidor usa algum tipo de GD ou armazenamento, reduzindo a demanda de energia para o sistema. Com a entrada destes novos agentes dentro do sistema de distribuição existente, são necessários também, sinais de localização. Portanto, neste trabalho é proposto o estudo do Preço Marginal de Localização da Distribuição (*DLMP*), que constitui a base da nova geração de modelos do mercado elétrico nos EUA. Assim, discute-se o conceito de “cargas sensíveis” ou com RD, sendo proposto como um sinal de preços para despacho de potência e como um sistema de controle numa *MG* de distribuição [4, 5]. Portanto, além do mercado varejista de energia que precifica o valor da eletricidade e da capacidade de geração, é necessário a adição de uma tarifa justa para os serviços de transporte, ou seja, como um preço de distribuição.

## **1.2 Objetivos do Trabalho**

### **1.2.1 Objetivo Geral**

O objetivo é observar os efeitos da implementação de RD, através do *DLMP*, que é utilizado como sinal de preços.

### 1.2.2 Objetivo Específico

O trabalho irá desenvolver o *DLMP* encontrado através da maximização do Excedente Socioeconômico do Sistema *SS* (função objetivo otimizada), como uma ferramenta computacional para simular a RD e verificar a aplicabilidade destas tarifas para o uso da rede.

## 1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é organizado e dividido em seis capítulos. No **Capítulo 2** é feita uma revisão das definições gerais de GLD e RD; apresentando a visão de alguns órgãos regulamentadores a respeito deste assunto, caracterização de consumidores, classificação do tipo de resposta e integração das *MGs*. Já no **Capítulo 3** apresenta-se o tipo de mercado nos SEPs e sobre a desverticalização que vem sendo observada mundialmente; as transações propostas para este tipo de reestruturação e as operações econômicas nas *MGs*, que vem sendo apresentadas pela literatura considerando RD. No **Capítulo 4** focam-se as metodologias associadas ao cálculo de *DLMP* como sinal de preços para simulação de RD. O estudo de caso e a discussão dos resultados são apresentados no **Capítulo 5**; e finalmente, no **Capítulo 6** as conclusões referentes às metodologias adotadas nesta dissertação e proposta para trabalhos futuros, são apresentados.

## 2. RESPOSTA DA DEMANDA EM MGs

### 2.1 Considerações Iniciais

O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) encontra-se em destaque nas decisões de políticas energéticas colocando-a assim na tomada de decisões no futuro desenvolvimento do sistema, sendo que com a recente mudança de paradigma, os mercados competitivos dispõem de ferramentas de risco financeiros, confiabilidade e adequação dos sistemas. O GLD é dividido em dois tipos de programas, os de Eficiência Energética (EE) e os de Resposta da Demanda (RD). Este último, se refere a programas de curto prazo e caracteriza-se pelo envolvimento ativo e voluntário dos consumidores com benefícios via tarifa ou incentivos. A seguir serão apresentados benefícios e custos de RD, métodos de medição e evolução, os efeitos deste em preços de eletricidade e implementações de RD bem-sucedidas em todo o mundo.

### 2.2 Gerenciamento pelo Lado da Demanda GLD – *Definição*

Em 1985, Gellings define *Demand-Side Management – DSM* como o planejamento e implementação das atividades de rede designadas a influenciar os consumidores de eletricidade de maneira a produzir mudanças no seu perfil de carga. O estado da arte do *DSM* se encontra no sucesso das implementações de programas para balanceamento da rede respeitando as necessidades dos consumidores [7]. No português este conceito é denominado Gerenciamento pelo Lado da Demanda – GLD, estes mecanismos visam modificar o comportamento do consumidor de energia, de forma voluntária por meio de sinais de preços, incentivos financeiros e ações de conscientização [6]. Contudo, a recente mudança de paradigma baseados em mercados competitivos, dispõem de ferramentas para riscos financeiros, confiabilidade e adequação dos sistemas, colocando assim a demanda na tomada de decisões sobre o futuro desenvolvimento do sistema. O GLD encontra-se em destaque nas decisões de política energética, pois este otimiza os fluxos de energia na rede, regula os perfis de tensão atuando sobre os fluxos reativos em subestações, minimiza as perdas de energia, reconfigura a rede e explora os dispositivos de armazenamento e as cargas de forma integrada [8]. Ademais, o GLD também é definido em [6] como “econômico ou orientado pelo mercado” e tem como objetivo reduzir os custos gerais do suprimento energético, aumentar a margem de reserva e mitigar a volatilidade dos preços através de respostas inteligentes.



Os programas de GLD podem promover uma gestão mais eficiente das cargas através da [6 - 10]:

- Promoção do uso de produtos e equipamentos eficientes em termos energéticos, tais como tecnologias de iluminação mais eficientes;
- Incentivos aos clientes a utilizarem a eletricidade em horários fora de pico, como no início da manhã ou no final da noite;
- Apoio à construção de edifícios com alta eficiência;
- Garantia do atendimento da demanda por eletricidade com qualidade, confiabilidade, economia, segurança e de forma ambientalmente sustentável;
- Avaliação de fatores chave como aumento do desempenho do sistema e investimentos existentes em geração e transporte.

No Plano Estratégico do Programa de *DSM* da *International Energy Agency* “*IEA 2008-2012*”, é proposta a implementação de programas de eficiência energética para superar os problemas do respectivo sistema, onde os pequenos recursos são agregados em programas maiores para criar o impacto necessário e tornar o “produto” visível e atraente para os governos, indústrias e clientes [11]. O vasto potencial de melhoria por *DSM* permanece amplamente inexplorado mesmo em muitos países que utilizam estes mecanismos.

O Grupo de Estudo de Comercialização, Economia e Regulação de Energia Elétrica - GCR do TF C5 *Cigrè* realizou um mapeamento da regulação e casos eficazes de RD no Brasil. Muitas questões foram levantadas afim de identificar como a estrutura reguladora atual pode evoluir para considerar novas soluções de RD envolvendo maior participação voluntária nos mercados de energia elétrica [6]. De acordo com a visão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [12], o GLD tem como objetivo reduzir o consumo nos períodos críticos e deslocá-los para os períodos de menor consumo; sendo o GLD dividido em dois tipos de programas:

- a. Eficiência Energética (EE)*: Programas de longo prazo que se caracterizam por influenciar nos novos hábitos de consumo, equipamentos mais eficientes e alteração nos processos produtivos.
- b. Resposta da Demanda (RD)*: Programas de curto prazo que se caracterizam pelo envolvimento ativo e voluntário dos consumidores em troca de benefícios financeiros, via tarifa ou incentivos.

No Brasil existem dois programas de economia de energia e de uso eficiente da energia elétrica: Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e o Programa de Eficiência Energética (PEE), regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [13]. Em 2001 foi criada a LEI 10.295, conhecida como a Lei de Eficiência Energética que estabelece índices de eficiência mínima para máquinas ou eletrodomésticos fabricados ou comercializados no país. Já em 2010 é criada a LEI 12.212 da Tarifa Social, que estabelece descontos para consumidores classificados como de baixa renda e determina que as concessionárias e as permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão aplicar, pelo menos, 60% dos recursos dos seus programas de EE para unidades consumidoras beneficiadas por esta tarifa.

Pesquisadores da Universidade do Pará, no Brasil, e do Instituto de Sistemas e Engenharia da Computação, em Portugal; coletaram, modelaram e analisaram um banco de dados dos resultados de 1704 projetos entre 2008 a 2016, do programa brasileiro de EE do setor de distribuição [13]. Analisaram-se os ganhos obtidos através dos investimentos realizados e a classificação de quais ações resultaram no melhor desempenho. Os resultados mostram que o melhor desempenho foi alcançado por projetos nas categorias industrial e de cogeração. No entanto, estes representam apenas 4,24% dos projetos apresentado e 5,28% dos investimentos totais nos últimos oito anos. Isto pode indicar a necessidade de serem revistas as estratégias regulatórias de EE no país.

### **2.3 Resposta da Demanda (RD) – Definição**

Anunciada pela *Federal Energy Regulatory Commission - FERC* em 2010 no Plano Nacional de Ação em Resposta da Demanda [14], uma das definições básicas mais abrangentes de RD diz respeito à capacidade dos consumidores de responder a sinais de confiabilidade ou de preços, oferecidas pelo operador do sistema *ISO* ou pelo provedor de serviços da sua rede, reduzindo assim o seu consumo de energia. Em 2014, por determinação do Congresso americano, a *FERC* definiu alguns modelos de provisão regulatória, suporte técnico, programa de comunicação em escala nacional, ferramentas analíticas, modelos contratuais e outros materiais de suporte a todos os envolvidos, com o objetivo de maximizar o potencial de RD [6, 15]. Além do plano de ação, os EUA fazem periodicamente o diagnóstico do potencial total de RD e estes resultados são utilizados pelo governo no planejamento da expansão da geração e das redes.

Além de gerenciar a capacidade, a RD pode ajudar a mitigar eventos de curto prazo que impactam na confiabilidade. Já a definição de “*responsive loads*” se refere à mudança aplicada pelos clientes ao seu padrão de consumo em resposta a sinais de preços; melhorando a eficiência econômica da sua energia obtendo a redução de picos de carga e padrões ecologicamente corretos através destes mecanismos [8]. Como pode-se observar na Figura 1, um típico corte direto de carga acionada pelo operador do sistema, em caso emergencial em que a capacidade de geração chega ao máximo, seria representado pela linha vermelha; já a linha verde representa o mecanismo de RD dando ao operador da rede recursos necessários para gerenciamento da confiabilidade, sendo possível utilizá-lo na prestação de serviços ancilares para balanceamento e estabilidade do sistema. Nos EUA 10% dos custos de infraestrutura são gastos para atender ao pico de demanda, que ocorre em menos de 1% do tempo [9].

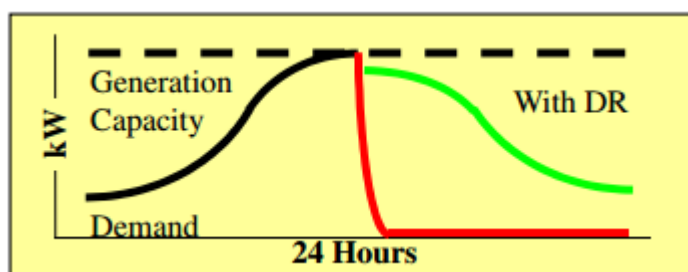


Figura 1. Curva de carga com Resposta da Demanda [9].

A RD no sistema elétrico da UE (União Europeia) possui algumas funções, potenciais e barreiras que foram apresentadas no *workshop* “O Potencial de Resposta da Demanda de Eletricidade” realizado em Bruxelas – Bélgica [16]. O objetivo foi destacar o potencial de RD na consecução dos objetivos da política energética e climática da UE. Definiu-se a RD como a chave para capacitar os consumidores a mudar a sua carga com base aos sinais de preços de mercado e para torná-los participantes ativos e colher os benefícios de serem flexíveis. É semelhante a qualquer forma de geração, porém, alimentado pelo próprio consumidor. Quando acontece a mudança da carga essa flexibilidade é vendida como um recurso para o mercado.

No sistema de distribuição brasileiro, futuramente, os medidores inteligentes (medidores de comunicação bidirecional) ou *smart meters*, poderão ajudar na gestão do sistema doméstico, comercial, ou industrial, criando cada vez mais oportunidades adicionais para utilizar os mecanismos de RD em situações que não sejam emergenciais. Há indicações de que o número de clientes cadastrados nos programas está aumentando rapidamente, isso devido ao fato de que algumas tarifas *ToU* (*Time-of-Use*) mais recentes envolvem programas de fim de semana e noites grátis [8]. A combinação da infraestrutura de *smart meters* e o aumento de

programas tarifários temporários criam uma base para o desenvolvimento de tarifas mais sofisticadas como as tarifas dinâmicas.

De acordo com o grupo de estudo de comercialização GCR e a CCEE em [6, 12], a classificação dos programas de RD são baseados em tarifas para recursos não despacháveis e baseados em incentivos para recursos despacháveis. Entre os mecanismos para recursos não despacháveis podem ser citadas as tarifas dinâmicas (ou inteligentes) mais utilizadas nos mercados:

- A. Tarifa por Horário de Uso (*ToU*): precificação da energia em um intervalo de tempo (hora, dias e/ou períodos do ano).
- B. Tarifa de Ponta Crítica (*CPP*): valor adicional, que se sobrepõe às outras tarifas em momento de contingência.
- C. Tarifa em Tempo Real (*RTP*): o preço varia com antecedência a cada hora ou a cada dia (*hour-ahead* ou *day-ahead*).

Estes programas são chamados de não despacháveis pois cabe ao consumidor responder aos sinais de preços dado a partir de regras pré-especificadas, sendo esses os únicos mecanismos de RD existentes atualmente no Brasil. Na Figura 2 pode-se visualizar como a estrutura tarifária tem evoluído na implementação de programas baseados em tarifas dinâmicas ao longo do tempo.



Figura 2. Mecanismos de RD através de tarifas dinâmicas.

Inicialmente, a estrutura tarifária foi definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1998. Para os consumidores de distribuição em alta tensão, ou seja, acima de 2,3 kV e abaixo de 250 kV, as tarifas são do tipo horo-sazonais estabelecendo a sinalização horária com dois postos tarifários (ponta e fora de ponta). O horário de ponta é composto de três horas consecutivas entre as 17 e 21 hs. [6]. A partir de 1º de janeiro de 2015 passou a vigorar o sistema de Bandeiras Tarifárias e elas sinalizam aos consumidores os custos reais da geração de energia

elétrica e de acordo com a REN N° 547/13 da ANEEL, os valores a serem pagos por todos consumidores poderão sofrer um acréscimo de acordo com a bandeira tarifária vigente [6]. O sistema possui quatro bandeiras: verde, amarela, vermelha e vermelha 2; indicando se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração (hidrologia). Neste caso, todos os consumidores cativos são faturados pelo sistema de bandeiras [17]. Os consumidores conectados à baixa tensão (BT) possuíam uma tarifa constante que não variava com o tempo, mas por terem grande relevância na formação da ponta do sistema criou-se a Tarifa Branca (TB), como estímulo econômico para utilização da rede de forma mais eficiente.

Na Figura 3 observa-se os tipos de programas baseados em incentivos. No Brasil ainda não existem programas desta natureza, nem um mercado organizado para que a demanda venda sua flexibilidade em distintos horizontes de tempo e com distintos propósitos. Isto caracterizaria um processo sistemático e ordenado para RD, e aqui residem as grandes oportunidades de evolução para o sistema brasileiro [6].



Figura 3. Mecanismos de RD baseados em incentivos. Modificado de [12].

Uma maneira de introduzir mecanismos baseados em incentivos é avaliar as possibilidades de os consumidores participarem de programas para cargas interruptivas a fim de criar um mercado de capacidade, onde poderiam participar consumidores e agentes de geração que disponibilizam unidades sincronizadas para atender à solicitação do operador [6].

A RD não é um conceito novo, e apesar de as tecnologias necessárias para sua implementação já estarem disponíveis, o uso de mecanismos de RD tem ocorrido lentamente dando ênfase aos setores comerciais e industriais. Porém, há evidências da evolução de

implementação destes mecanismos nos Estados Unidos, Canadá e alguns países da Europa, comprovando o fato de que a RD é uma indústria em constante crescimento [6, 8].

Por motivos de controle de frequência, a demanda de eletricidade deve ser sempre igual ao fornecimento. Esta regra é esquematizada na Figura 4 com a implementação de RD. O objetivo destas são alcançados quando os usuários finais reduzem sua demanda de energia em resposta aos problemas de confiabilidade da rede ou a sinais de preços máximos.

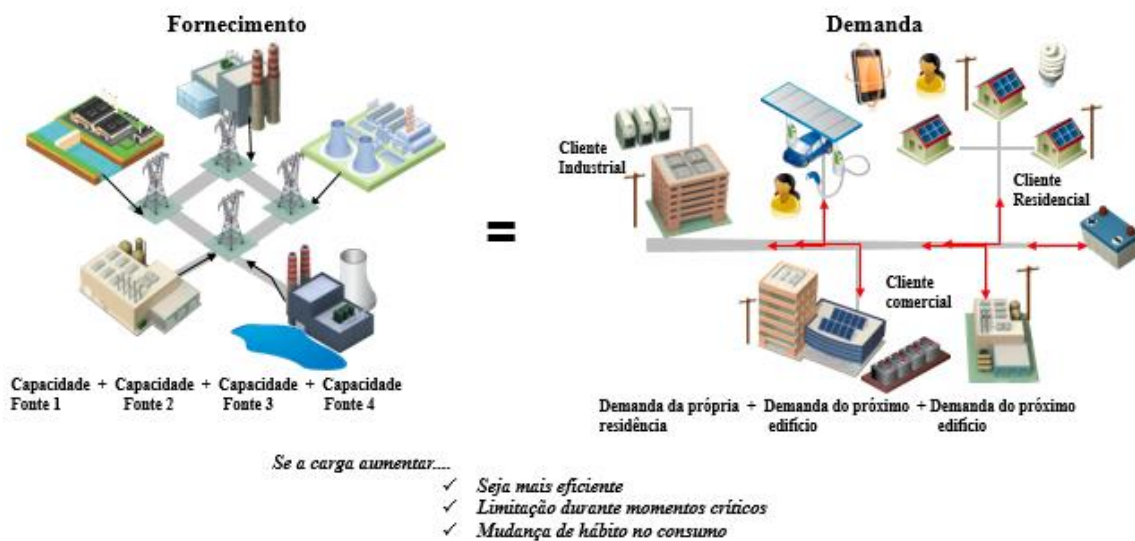


Figura 4. Implementação de mecanismos de RD para atender a demanda.

No setor elétrico brasileiro estão sendo adotados novos mecanismos para o funcionamento eficiente do mercado, por esse motivo foi organizado em 2016 o 1º *Workshop* de Resposta da Demanda, *Cigrè Session*, para discutir o desenvolvimento de RD e analisar a visão regulatória no mercado de energia brasileiro. Entre as instituições participantes podem ser citadas a CCEE, ONS, ANEEL, EPE, Thymos, AES Eletropaulo, ABRACE, LINDE, GERDAU, HYDRO, ALCOA, USP, UNIFEI; as quais expuseram as suas motivações. Apresentou-se o impacto da RD na formação do preço no mercado a curto prazo e a importância da participação ativa da demanda, que é uma característica de mercados desenvolvidos [19].

De acordo com a CCEE, a RD pode ser definida como um recurso virtual a ser negociado entre o primeiro grupo de compradores e o segundo grupo de vendedores [12], como pode ser visualizado na Figura 5, onde diagrama esquemático indica quais são os agentes que se encontram aptos a participar das compras e vendas no mercado de energia.



Figura 5. Diagrama esquemático da RD definido pela CCEE.

A lógica do programa de RD seria então; evitar o despacho de um grande volume de geração térmica em especial as mais caras e poluentes em ocorrência de hidroeletricidade crítica; ou problemas de segurança elétrica, que consideram na otimização do uso dos recursos eletro-energéticos, atender aos requisitos da carga e as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como ininterruptíveis [20].

Os desafios decorrentes do lado da demanda da indústria também são complexos, pois o Brasil é um mercado emergente e a demanda elétrica a longo prazo continua crescendo a um ritmo acelerado devido à expansão das indústrias intensivas em eletricidade [21]. Porém, mesmo existindo uma tendência de crescimento a longo prazo em qualquer ano, o comportamento da demanda pode mudar de acordo com as instabilidades macro-econômicas, dando oportunidade à RD.

## 2.4 Classificação de RD

Os programas de RD possuem vários tipos de mecanismos. Dependendo dos tipos de recursos, estes podem ser despacháveis e não despacháveis, incluindo os clientes industriais, comerciais e residenciais. Embora os clientes comerciais e industriais sejam menores em número do que os clientes residenciais, estes oferecem maior nível de redução de carga do que os clientes residenciais. O que facilita mais a participação em programas de RD na indústria e no comércio deve-se à maior disponibilidade de tecnologias com que contam. Um mecanismo



de RD para o setor residencial, ou de baixo consumo, encontra-se na utilização de GD para fornecer sua própria demanda em horas de preços elevados.

O *workshop* sobre RD na EU em [16] indica que estes mecanismos podem contribuir para o desenvolvimento de mercados centrados no consumidor, destacando as diferenças entre dois tipos de RD:

- *Implícito*: Os clientes ajustam os seus consumos diante os sinais de preços. Este tipo de RD não é mensurado ou ordenado antecipadamente. Os preços dinâmicos do varejo permitem que os consumidores ajustem o consumo se o julgarem apropriado, seja por meio de escolhas pessoais ou por meio de processos automatizados. Este tipo de contrato é oferecido na Finlândia e na Noruega. Quando os clientes reagem aos sinais de preços, o nível geral dos preços diminui. Por outro lado, num mercado sem os preços dinâmicos, os fornecedores incluem um prêmio de seguro para manter os preços baixos. Se os preços de varejo são dinâmicos e seguem o mercado de atacado, os varejistas não precisam cobrar um prêmio de seguro contra a volatilidade de preços, portanto, os consumidores se beneficiam com os custos globais inferiores.
- *Explícito*: Este tipo de RD é vendido explicitamente, diretamente ou por meio de um agregador, ao mercado ou a operadores de rede e é usado como capacidade ou energia para equilibrar o sistema. O cliente vende uma quantidade específica de flexibilidade em um determinado momento e é pago da mesma forma que um gerador. Este tipo de transação está sujeito a processos específicos de medição e verificação.

A seguir é descrita uma classificação e definição dos programas recentes de RD que se encontram inseridos nos mercados de energia elétrica do mundo, e podem ser implementados tanto no mercado atacadista como no varejista [2, 6, 14]:

- a. *Direct Load Control (DLC)*: é conhecido como uma das RD mais eficientes e populares, no qual o provedor local ou o operador *ISO* desliga remotamente os equipamentos elétricos do consumidor com aviso prévio, de algumas horas ou minutos de antecedência. Este tipo de programa é oferecido aos clientes residenciais e comerciais de baixo consumo, ou do mercado varejista.
- b. *Interruptible Load Program*: interrompe ou reduz o consumo, regulando a carga em caso de contingências do sistema, através de tarifas ou contratos que proporcionam uma taxa de desconto na fatura. É semelhante ao *DLC*, mas ofertado aos grandes consumidores do mercado atacadista.



- c. *Critical Peak Pricing (CPP)*: uma combinação do controle de carga direta *DLC* e preço de pico preestabelecido, durante as horas de pico crítico provocadas por contingências do sistema ou por preços elevados do mercado atacado. É implementado durante um número restrito de dias ou horas, desencorajando assim o consumo nos intervalos mencionados. É ofertado para cargas não despacháveis.
- d. *Demand Side Resource*: este recurso se compromete a reduzir a quantidade de carga pré-especificada em caso de contingências. Aqui tem-se a resposta de reserva, que é contabilizada previamente como um serviço ancilar. Este é sempre sincronizado e preparado para lidar com qualquer desequilíbrio de oferta e demanda, podendo ser acionado, em até 10 minutos antes para resolver o desequilíbrio.
- e. *Emergency DR*: é um tipo de recurso em resposta que encoraja consumidores a reduzir as suas cargas em situações de reserva em que a capacidade do sistema se encontra baixa, oferecendo desconto ou créditos na fatura de energia. Estas tarifas podem ser calculadas com base no total de carga que foi reduzida no momento emergencial.
- f. *Regulation Service*: utilizada como serviços ancilares, é um serviço de RD pela qual a *ISO* pode aumentar ou diminuir a carga de um cliente em resposta a sinais em tempo real, de forma a operar como regulador de frequência do sistema ou para aumentar a reserva.
- g. *Demand Side Bidding/Buy-Back*: É possível melhorar a gestão da ponta e tornar a formação de preço mais eficiente por meio da oferta de redução de carga. Este tipo de programa geralmente é oferecido a grandes consumidores do mercado atacadista que ofertam redução de carga com preço e quantidade. É um tipo de mecanismo de RD baseado em incentivos pois o próprio consumidor, após ter identificado o quanto está disposto a reduzir, consegue identificar o que estaria disposto a receber (leiloar). Envolve aspectos de confiabilidade do sistema e os avisos prévios podem ser de até 24 horas antes.
- h. *Time-of-Use (ToU)*: provê diferentes tarifas de eletricidade, associado a diferentes períodos do dia também conhecido como posto tarifário. Estas tarifas refletem o custo médio de geração e a entrega de energia durante cada intervalo de tempo. Estes intervalos podem ser de, aproximadamente 1 hora, durante as 24 horas do dia (esta tarifa terá maior foco no capítulo seguinte).
- i. *Real Time Pricing (RTP)*: reflete as mudanças do preço no atacado e nos preços no varejo pela flutuação horária ou com maior frequência. Alguns economistas do setor energético acreditam que programas de RTP são os programas de RD mais eficientes e

diretos para serem inseridos num mercado competitivo [22, 23]. No capítulo a seguir será estudado mais a fundo as recentes publicações sobre este assunto.

- j. *Peak Time Rebate*: serviço pelo qual os consumidores podem ganhar descontos por consumir energia inferior a um parâmetro, durante um determinado período de horas ou dias. Os clientes de uma certa provedora de serviços podem ser avisados com 12 horas de antecedência.
- k. *System Peak Transmission Tariff*: programa recentemente adicionado, funciona durante os períodos de pico para especificar termos, condições e tarifas para consumidores com medidores inteligentes. Diminuem estas cargas como uma maneira de reduzir as mudanças na transmissão. São programas baseados em incentivos que envolve aspectos de confiabilidade.

## 2.5 Benefícios de RD

Os benefícios que a RD apresenta são divididos nos seguintes aspectos: econômico, tarifário, gerenciamento de riscos e confiabilidade, sistemas e serviços elétricos de menor custo, serviços ao cliente e melhores práticas ambientais [14]. Isto possibilita uma melhor utilização das instalações e o adiamento de novos investimentos de redes (de transmissão e distribuição) e usinas, revertendo em menores custos de energia para o consumidor [6]. No Brasil os mecanismos de RD teriam o objetivo de garantir o fornecimento de demanda, respeitando a redução das emissões de gases de efeito estufa e mantendo a matriz energética limpa.

Entre as vantagens mais importantes da RD estão os benefícios econômicos de tarifas *RTP*. Com clientes conectados através de *smart meters* e comunicação bidirecional com o fornecedor de eletricidade, estes podem diminuir os seus padrões de consumo nos horários de pico e obter descontos nas faturas de eletricidade devido à integração de procedimentos no seu gerenciador de energia [6, 14, 22]. A RD prevê uma expansão de mecanismos onde o consumidor pode assumir uma função ativa e alterar seu padrão de consumo por meio de algum estímulo ou incentivo planejado, a fim de participar ativamente da operação do sistema, juntamente com as novas modalidades de geração e com o desenvolvimento sustentável. Outro benefício de RD seria quando o consumidor utiliza algum tipo de geração própria local GD, porém, ainda que não haja uma mudança do padrão de consumo, no sistema ocorre uma redução do consumo líquido que este consumidor demanda da rede. Além de reduzir as perdas, aliviar a demanda do sistema, postergar investimentos em redes, prover serviços ancilares, diversificar

a matriz energética e minimizar impactos ambientais, esta forma permite, por exemplo, que o gás natural seja usado em cogeração pelas indústrias, tecnologia com mais elevada EE [6]. A RD pode responder mais rapidamente a sinais de regulação do que um gerador convencional de queima de combustível fóssil.

Com a evolução das *SGs*, é possível obter informações do status das redes fornecidas pelos *smart meters* com controle em tempo real. Abrem-se novas oportunidades para manutenção do equilíbrio entre a oferta e a demanda através da flexibilização da carga em vez do tradicional ajuste dos níveis de geração; aplicações que favoreçam a integração de fontes renováveis alternativas de energia GDs e dos veículos elétricos à rede elétrica. Além da participação mais ativa dos consumidores, não apenas através de maior controle sobre o seu consumo de energia, mas também permitindo que ajam como produtores de energia, vendendo seus excedentes de energia para a rede.

Wang *et al.* apresenta um sistema inteligente de medição/negociação/faturamento e a implementação para RD em *SG*, que permite aos clientes ajustar as suas demandas através da definição do tempo de funcionamento de alguns eletrodomésticos com sistemas de armazenamento de energia com base em *RTP* e condições meteorológicas. Isto modifica o consumo destes clientes e economiza custos, podendo participar também de programas do tipo *DLC* [24].

A volatilidade de preços foi analisada em [14] através do mercado a curto prazo e do consumo de energia na Dinamarca Oriental. Observou-se por duas semanas seguidas do mês de novembro (inverno) que, numa segunda-feira o preço atingiu um pico extremo de, aproximadamente, 60 vezes mais o nível de preço normal de eletricidade; mas em comparação a uma semana antes, o consumo era quase inalterado. A capacidade de RD causa uma grande redução na volatilidade dos preços, como pode-se observar no efeito da Figura 6, onde o deslocamento da carga é um mecanismo de RD que diminui a demanda no horário de pico e aumenta no horário fora de pico. O deslocamento da curva de demanda para o horário fora de pico ocasionou um menor desvio dos pontos B e C (quantidades fora do pico de demanda), se o compararmos aos pontos C' e B' (quantidades no pico de demanda); isso porque a curva de fornecimento possui uma maior derivada no horário de pico. As áreas ABC e A'B'C' representam os excedentes do sistema, ou seja, o custo de energia adicional no horário fora de pico e o custo de fornecimento evitado no horário de pico, respectivamente. Dessa maneira, quanto maior a flexibilidade do cliente de deslocar o seu consumo para o horário fora de pico, maior será a economia.

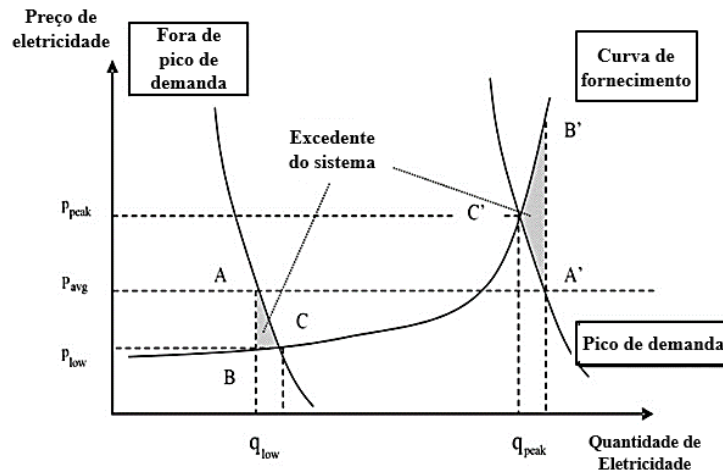


Figura 6. Preço de equilíbrio de mercado  $C'$  e  $C$  o preço com RD no curto prazo [14].

Esta característica do recurso da demanda poderia trazer respostas mais confiáveis do que os recursos de geração convencional, pois em vez de modificar o nível de produção da geração para a rede, o recurso da demanda estaria mudando o seu nível de consumo da rede. De forma geral, os mecanismos de RD podem beneficiar os participantes do mercado reduzindo a carga em períodos emergenciais e determinando os preços de curto prazo.

## 2.6 RD e Integração das MGs

Conforme apresentado nas seções anteriores, a integração em grande escala de recursos renováveis alternativos vem acompanhada de algumas restrições que são abordadas neste capítulo. Normalmente a RD é associada à redução de consumo, porém, com o recente aumento da inserção das fontes renováveis no sistema deve-se trazer maior flexibilidade na operação. Isso porque o consumo pode ocorrer tanto conectado à rede externa, como conectado à *MG* local.

O crescente número de GDs conectadas na baixa e na média tensão são o potencial do novo sistema de potência. Uma das características mais importantes de um sistema de potência reestruturado é evitar as fontes de energia convencionais em larga escala e descentralizar a geração para unidades distribuídas. Entre as GDs que possuem maior relevância na literatura, pode-se citar as gerações eólica e solar (*PV*), consideradas como fontes de energia renováveis. Já entre as geradoras térmicas têm-se as microturbinas (*MT*), células a combustível (*FC*), gerador a diesel (*D*) e os cogeneradores (*CHP*). Estas estão gradualmente se tornando mais populares como fontes energéticas eficientes e com baixas emissões de  $CO_2$  [13, 25, 26, 27]. No estudo apresentado em [2] comparam-se várias fontes de GD conectadas a uma *MG* e

propõe-se que a combinação de cogeração a partir de biomassa com a *PV* torna-se mais econômica que a combinação de *PV* com *FC*. Tecnologias tais como *PVs* e eólicas são consideradas como não despacháveis, por serem fontes intermitentes e a sua integração significa lidar com muitas incertezas. Uma forma de neutralizar estes efeitos é haverem certos requisitos necessários à introdução de infraestruturas para um sistema integrado.

De acordo com Farid Katiraei *et al.* [28] uma *MG* pode fornecer energia elétrica a cargas elétricas e/ou térmicas. No modo ligado à rede, esta pode ser considerada como um barramento de folga e fornecer/absorver qualquer discrepância de potência na geração da *MG*, para manter o balanço de potência. Na prática, parte da carga não sensível pode ser controlável e serem inseridas estratégias de controle de RD para suavizar o perfil de carga, ou programar a carga que serve em intervalos de tempos quando há geração adicional, por exemplo de unidades GDs intermitentes. Sendo assim, a parte da carga não sensível é a primeira candidata a deslocamento de carga [28]. Na Figura 7 apresenta-se a estrutura típica de uma *MG*. O ponto de conexão elétrica da *MG* com a rede externa é denominado Ponto de Acoplamento Comum (*PCC*) e em termos de interface o *Distributed Energy Resources - DERs* é dividido em dois grupos: no primeiro grupo conectado através de máquinas rotativas e no segundo acoplado através de conversores eletrônicos de potência bidirecionais (*AC-DC* e *DC-DC*). Uma característica importante dos conversores é a capacidade de evitar a contribuição da corrente de falha, além do que são explorados para auxiliar na regulação de frequência. Além disto, na Figura 7 as unidades *DS* (*Distributed Storage*) representam sistemas de armazenamento.

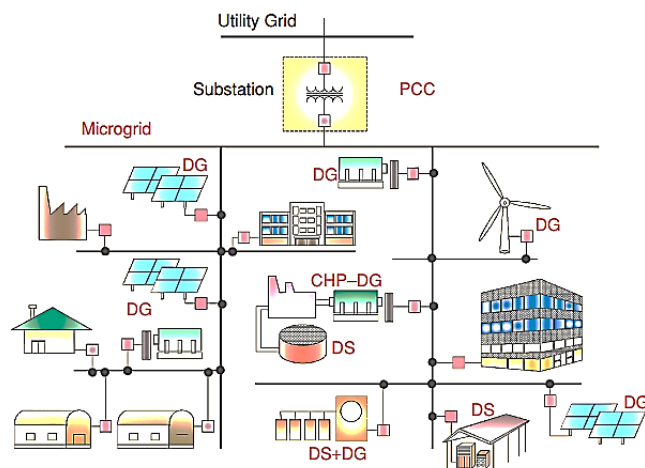


Figura 7. Estrutura típica de uma *MG* incluindo cargas e unidade de GD atendidas por um sistema de distribuição [28].

Mohsen Nematí *et al.* [26] apresentam os resultados de um software desenvolvido para agendar as potências ativas e reativas da integração de *DERs*, sistemas de armazenamento de

baterias e RD ao sistema. Considerando restrições de rede (tensão e carga) e das unidades consumidoras, formula-se a função objetivo como a minimização de custos de operação e penalidades por emissão de poluentes, assim como um método de penalidade por violação de restrições. O otimizador decide fornecer à *MG* no modo ilhado, grande parte da demanda com energia gerada a partir de *FC* e *MT* devido às suas altas taxas de eficiência; porém, o custo operacional é 14% maior do que no modo conectado à rede. Com objetivo de maximizar o bem-estar da *MG* e *ISO*, Paschalidis *et al.* [10] desenvolveram um operador inteligente de *MG* capaz de controlar diferentes cargas, oferecer reservas de serviço de regulação e cumprir obrigação associada à resposta rápida aos comandos emitidos pelo *ISO*. O estudo mostra que os preços estáticos se tornam ótimos com o aumento da capacidade dos edifícios de suportarem cargas.

### 2.6.1 *MGs* Conectados ao Sistema de Distribuição

A *Sandia National Laboratories* adota o conceito de “*pensar globalmente, agir localmente*” [29]. De acordo com esta instituição, a integração de *DERs* incluem geradores de reserva, sistemas *PV* locais, pequenas turbinas eólicas, armazenamento de energia local, entre outras; em uma área de serviço de distribuição elétrica local (proximidade de geração e carga oferecem benefícios significativos). A *MG* poderia ser instalada em locais de instalações elétricas já existentes ou nas próprias residências dos consumidores, podendo ser conectada a qualquer nível de tensão, como apresentado no exemplo da Figura 8.

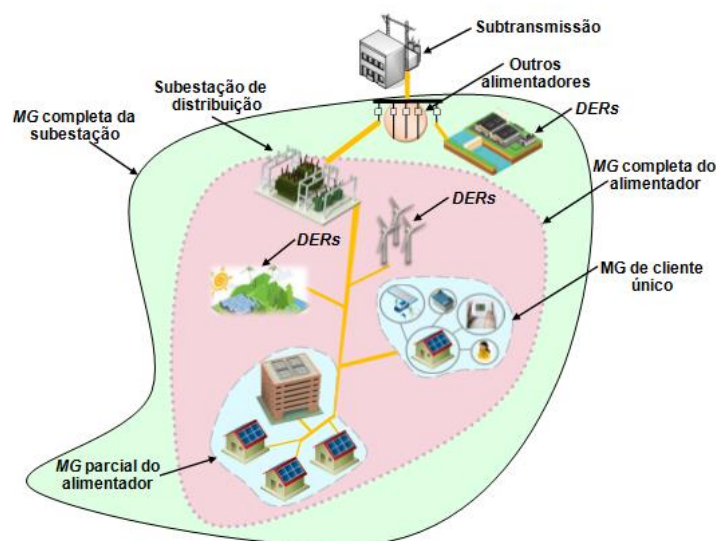


Figura 8. *MGs* locais instaladas na subestação de distribuição. Modificado de [29].

A utilização de *MG* para atender a demanda dos consumidores quando os preços da eletricidade são altos, reduziria os custos e pagaria o investimento inicial. *MGs* em *DC* de média e baixa tensão estão ficando populares devido às suas vantagens em integração de *DERs* [27, 29, 30]. Com a participação mais ativa da demanda as *SGs* poderão se tornar realidade permitindo que o consumidor atue no gerenciamento e na produção de energia denominando-se a esse novo agente de “*prosumer*” [21, 31].

Nemati *et al.* [26] apresentam uma típica *MG* com uma estrutura radial, como parte de um sistema de BT, e avaliam duas operações diferenciadas: no modo conectado à rede o algoritmo proposto possui um desempenho rápido e robusto, mas no modo ilhado este requer mais tempo e esforço computacional para encontrar soluções viáveis [26]. Também é demonstrado que a redução de perdas se encontra diretamente relacionada com o aumento da penetração de *MG* na rede de BT [2].

Na Tabela 1, uma caracterização do sistema real de uma *MG* conectada ao sistema de distribuição em BT da *Xianning Power Grid* na província de Hubei (China) é apresentada com rede teste onde se encontram instaladas as gerações dispersas de *PVs*, turbinas eólicas e sistema de armazenamento de energia.

Tabela 1. Parâmetros das unidades consumidoras e de GD. Modificado de [27].

Cargas	$S_{\max}/\text{kVA}$	Nós	Tipo de GD	$P_{\max}/\text{kW}$
Carga1	30	3	Turbina eólica	30
Carga2	20	4	Fotovoltaica	20
Carga3	20	5	Fotovoltaica	20
Carga4	20	6	Turbina eólica	30
Carga5	30	6	Fotovoltaica	20

A rede teste de *LV* é conectada à rede *MV* de 10kV e também contém um parque eólico chamado *Jiugongshan Mountain Wind Farm* (Figura 9) que se encontra em funcionamento desde 2007 e possui uma capacidade instalada de 13,6 MW. O sistema teste foi construído para observar o comportamento estático e dinâmico da *MG* e a ação de instalar um dispositivo de armazenamento no *PCC* (*Point of Common Coupling*) é uma maneira eficaz e importante de atenuar a flutuação de energia do modo ligado à rede, ao modo ilhado.







distribuição AC e consiste em dois estágios bidirecionais, o conversor frontal de 4,16 kV AC a 8 kV DC, seguido de um conversor de ponte ativa dupla de 8 kV DC a 480 V DC, com isolamento de alta frequência; esses estágios são alternados de 5 kHz a 10 kHz, respectivamente. A validação experimental do conversor é apresentada em um protótipo de 9,6 kW.

Liang Che *et al.* [26] estudaram a aplicação da operação econômica numa MG conectada ao sistema de distribuição de alta confiabilidade, no campus da *Illinois Institute of Technology* em Chicago. Através do controle hierárquico demonstra-se que as MGs em DC também facilitariam a integração de máquinas rotativas em AC com frequências variáveis; a implementação de interruptores automáticos (PCC) na MG pode reduzir a frequência esperada, a duração das interrupções e a energia não suprida esperada. O corte de carga é um mecanismo de RD de emergência que pode ser aplicada à MG, para redução de uma parte da carga não crítica e despachável do edifício (no caso o ar-condicionado). O resultado da comparação, da MG em AC com a simulação em DC, demonstra que a proposta de coordenação em DC para operação ótima das DERs é uma forma eficaz de garantir a resposta resiliente diante às emergências e sua operação econômica em regime permanente. Finalmente, uma maior qualidade de energia seria oferecida pelas MG em DC uma vez que a potência reativa e os harmônicos não desempenham nenhuma função no sistema em DC.

Na Universidade Tecnológica de Eindhoven, Holanda, são pesquisadas tecnologias relacionadas a SGs, e é introduzida como um elemento importante a chamada Rede de Distribuição Ativa (do inglês *Active Distribution Network*), capazes de reconfigurar, gerenciar falhas locais, prover suporte de regulação de voltagem e gerenciar fluxos de potência. Além disso o Sistema Multi-agente (MAS), é uma tecnologia adequada para a operação dinâmica da rede de distribuição ativa, a infraestrutura existente não requer uma mudança física intensiva [32]. Nesta configuração, numa rede malhada de MT, cada subestação é considerada como uma célula gerenciada por um agente moderador. A subestação de distribuição ou célula, por sua vez, possui alimentadores que conectam, por exemplo, uma rede radial em LV com algumas unidades de GD, cargas fixas e cargas programáveis, estas consideradas “*componentes controláveis*” e são representadas por agentes locais; sendo a comunicação entre agentes locais e seus moderadores implementados através da plataforma MAS, de acordo à Figura 11. Resultados das pesquisas laboratoriais mostram que a função proposta ajuda a integrar mais GDs e a mitigar as violações de tensão.

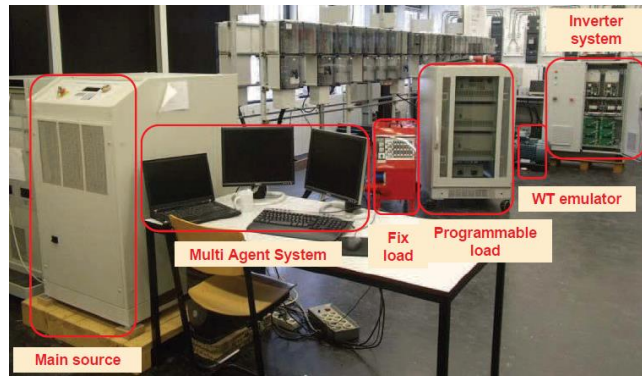


Figura 11. Configuração de Laboratório [32].

Entre os mecanismos de RD encontra-se a utilização de GD para fornecer sua própria demanda em horas de preços elevados, como é o caso do Brasil com a implementação das Resoluções Normativas N° 482/2012 e N° 687/2015 [33, 34]. Nelas são estabelecidas as condições para conexão de micro e minigeração de energia ao sistema de distribuição e o sistema de compensação de energia elétrica. Desde 2012 o consumidor de energia (*prosumer*) pode gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Trata-se da microgeração, com potência instalada  $\leq 75$  kW; e a minigeração, com potência instalada entre 75 kW – 5 MW para cogeração qualificada e, entre 75 kW – 3 MW para fontes hídricas. A unidade de consumo tem a possibilidade de fornecer o excedente de energia para a rede de distribuição através de medidores bidirecionais [34, 35]. No sistema de compensação, a energia ativa injetada é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia ativa.

Discutir como tratar os “consumidores com *PV*” (flexíveis), versus “consumidores convencionais” (inflexíveis), é principalmente o foco em quais são os custos e benefícios associados a estas novas modalidades, pois os primeiros acabarão consumindo menos kWh. Como o custo de geração própria, não apenas para as *PVs*, continua caindo, as tecnologias para RD, armazenamento de energia e operação de *MG* semi-independentes evoluem. Um crescente número de clientes aproveitará as oportunidades para gerar, armazenar e comercializar energia; e não apenas com a rede principal como é feito hoje em dia, mas também com os vizinhos do outro lado da rua, do outro lado da cidade, ou estado [36].

Na análise realizada na Nota Técnica 56/2017, a situação atual no Brasil indica que após a publicação da RN 482/2012, iniciou-se no país um lento processo de propagação das GDs a qual acelerou a partir de 2016, como pode ser observado na Figura 12. Apresenta-se o número de consumidores que instalaram GDs e os consumidores que recebem os créditos pelo sistema de compensação até o dia 23/05/2017. Os tipos de conexões são a solar fotovoltaica (99% das

conexões), biomassa, eólica, hídrica e cogeração qualificada; em termos de potência instalada, a solar responde por 70% e a eólica por 9% [37]. Esta rápida evolução pode ser explicada pela RN 687/2015 que inclui condomínios, geração compartilhada e autoconsumo na compensação.

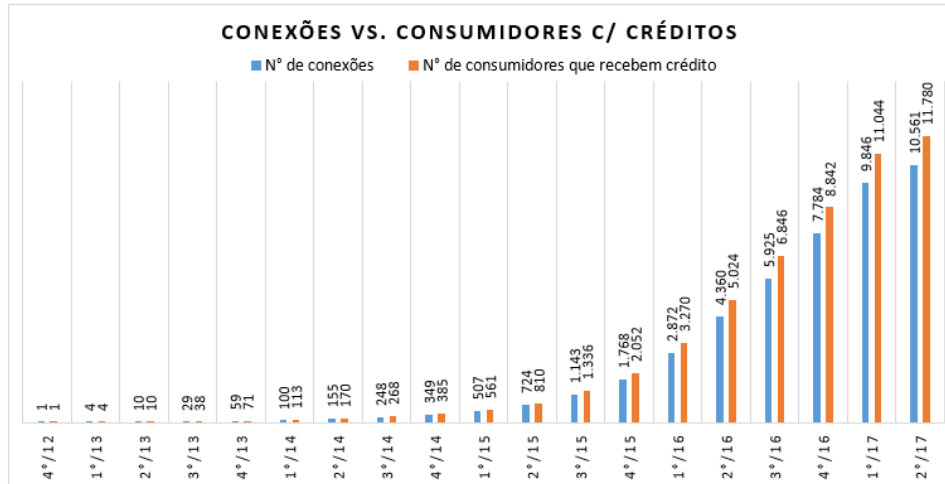


Figura 12. N° de conexões e N° de consumidores com crédito desde o vigor da RN 482/2012 [37].

Nas avaliações da regulação para a micro e minigeração e os seus impactos no Brasil, devem ser levados em conta os objetivos, cenário atual, respectivos impactos, entre outros. De acordo com a ANEEL, os impactos na relação custo-benefício da instalação das GDs no Brasil envolvem os seguintes agentes [38]:

- ❁ Distribuidoras: Impacto na redução do fluxo de caixa, redução das perdas técnicas na BT e redução na contratação de energia.
- ❁ Consumidores com GD: Redução na conta de energia.
- ❁ Consumidores da BT: Aumento na conta de energia.
- ❁ Estados: Alteração na arrecadação de ICMS sobre a energia elétrica e alteração da arrecadação de impostos com a venda de equipamentos e serviços.
- ❁ União: Alteração na arrecadação de impostos sobre a energia elétrica e com a venda de equipamentos e serviços.
- ❁ Sociedade: Impacto energético.

## 2.6.2 Requisitos Tecnológicos

Uma infraestrutura de planejamento conhecida para implementação de RD é o *Energy Management System (EMS)* [22, 32]. O *EMS* é capaz de acessar informações de geração e demanda e despachar a geração de acordo com a curva de custo de cada fonte, assim como

também, monitora e ajusta a potência que flui na rede local [2]. Na literatura são identificados modelos centralizados e distribuídos para agendamentos de *EMS*. A arquitetura e os objetivos mais adequados para cada *MGs* podem ser completamente diferentes, com algumas vantagens e desvantagens [2, 39]:

- *EMS* controle centralizado: O modelo centralizado é comumente mais desejável, pois garante uma operação segura da *MG* e é mais adequado para a aplicação de técnicas de otimização, sendo comprovado os seus benefícios na implementação em *MGs* no modo ilhado. O grande número de dispositivos de controle requer maior capacidade de comunicação e computação, o que é a principal desvantagem para a implementação do controle centralizado de uma *MG*.
- *EMS* controle distribuído: Este oferece um ambiente de mercado através da aplicação de *MAS* onde cada agente envia os lances de compra/venda a uma central de operação da *MG*. Esta abordagem permite uma operação quase autônoma das *DERs*, reduzindo a quantidade de dados e assim o tempo computacional. Porém, existe desvantagem com relação ao controle centralizado pois a *MG* exige uma forte cooperação entre estas diferentes *DERs* de maneira a operar o sistema de maneira segura e confiável.

Um objetivo comumente procurado para o modo ilhado de uma *MG* é fornecer economicamente energia à carga local, enquanto que no modo conectado à rede normalmente é a maximização dos lucros. Entre objetivos adicionais pode ser proposta a minimização de gases de efeito estufa [39].

Ao implementar mecanismos de RD, os consumidores podem ser considerados como centrais virtuais, já que ajudam a estabilizar a rede elétrica planejando e monitorando suas atividade, podendo ser pagos (programas do tipo *DLC*) por reduzir, alterar ou modificar o seu uso [2]. Outra aplicação de um *EMS* é a chamada *Virtual Power Plants* que agrega as *GDs* que se encontram em diferentes locais, fazendo com que elas trabalhem como uma única central elétrica, permitindo assim que as *GDs* de pequeno porte participem do mercado contribuindo para o processo de redução de custos de energia [14, 32, 41]. Em definição da UE um “agregador” é um terceiro – uma entidade separada – que engloba a flexibilidade disponível de vários usuários da rede e os oferece aos operadores de mercado ou da rede. O agregador é, portanto, um intermediário que valoriza a flexibilidade dos participantes individuais do mercado [16].

Os *smart meters* são considerados o alicerce da RD, pois são medidores eletrônicos que registram (tanto para concessionária quanto para o cliente) e provém dados de uso em intervalos

de uma hora ou com maior frequência. De acordo com definição da *FERC*, os medidores avançados incluem desde medidores básicos com intervalos horários, até medidores em tempo real com comunicação bidirecional incorporada capazes de gravar e transmitir dados instantâneos [42]. Para o mercado, o objetivo principal dos *smart meters* é enviar e receber, de forma autônoma, informações de uso e tarifas em tempo quase real. Para realizar esta função o sistema depende de uma série de componentes. Os dados fornecidos pelos medidores devem ser agregados por um provedor de serviços que irá gerenciá-los para a indústria de energia através de uma interface comum onde podem acessar todos os medidores compatíveis [43]. A ausência de uma interface comum representaria um risco real para o mercado de energia. Uma vez que um consumidor altera o comercializador varejista para economizar custos, este poderia perder o acesso à funcionalidade e aos benefícios desta tecnologia no caso se seu novo fornecedor não pudesse acessar o sistema existente.

No contexto de RD uma possível interface proposta por Aghaei *et al.* [14] para obter um controle dinâmico dos elementos interligados é a seguinte:

- *Advanced Metering Infrastructure (AMI)*;
- *Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)*;
- *Remote Terminal Units (RTUs)*;
- *State Estimation Algorithms (SEA)*;
- *Generation and Load Forecast System (GLF)*.

A *AMI*, a qual se refere ao sistema completo de medição e coleta, serve para prover sinais de preços ou notificações sobre sistemas de emergência. O sistema *SCADA* transmite os dados de medição providos pela *AMI* a um conjunto de dispositivos de coleta remota *RTUs* colocados em posições estratégicas na *MG*. O *EMS* determina as ações necessárias para o melhor estado da *MG* usando *SEAs* e *GLFs* [14, 44].

Em [44] os aspectos principais da infraestrutura de telecomunicação com o sistema de potência é discutido, como é apresentado na Figura 13.

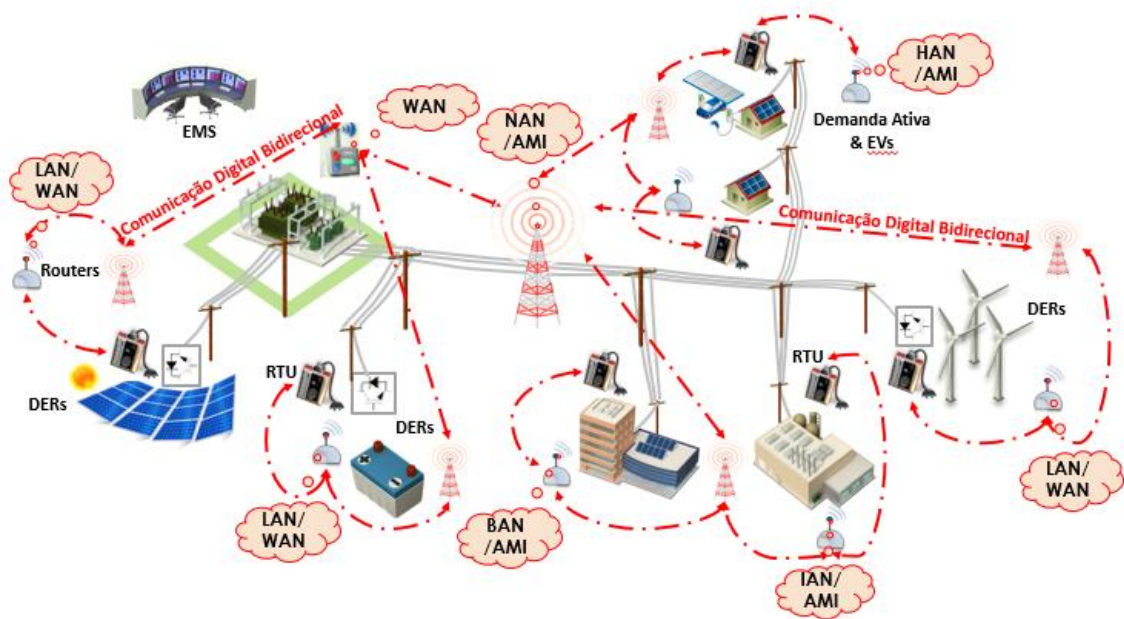


Figura 13. Arquitetura do sistema de comunicação e de potência para uma MG.

Considerando o comportamento inteligente das gerações e as cargas, esta arquitetura consiste de medidores inteligentes, proteção e sistemas de controle que são dispositivos de comunicação bidirecionais com o controlador *EMS*. O sistema poderia ser organizado de acordo a uma estrutura de hierarquia com uma *Home Area Network HAN*, formado por dispositivos dentro de uma casa para suportar diferentes aplicativos distribuídos, *Neighborhood Area Network NAN* que coleta os dados de várias *HANs* e entrega os dados ao concentrador de dados, *Wide Area Network WAN* e que transmite dados de medição para o centro de operação e controle da distribuição. Já os recursos *DERs* possuem comunicação bidirecional com o controle da distribuição através do *Local Area Network LAN*. Para o setor comercial e industrial têm-se os seguintes sistemas; *Business/Building Area Network BAN* e *Industrial Area Network IAN*, respectivamente [45].

Além dos dispositivos de medição os provedores de serviço devem fornecer aos consumidores a instalação de uma tela em casa *In Home Display – IHD*. Este dispositivo se conectará de forma sem fio à *HAN* acessando o uso em tempo quase real. Ao disponibilizar esta informação espera-se que encoraje os consumidores a ter comportamentos mais conscientes do uso de energia.

Na Figura 14 um exemplo de integração de clientes residenciais pode oferecer as seguintes funcionalidades [46]:

- *Smart Home Energy Management System (SHEMS)*: através deste, pode-se implementar a comunicação com RD.



- *eRouter*: otimiza a distribuição local de energia, prove serviços ancilares ao operador local da rede e gerencia energia no modo ilhado.
- *Intelligent Control System (ICS)*: Este é o centro de controle e inteligência, é a conexão entre as unidades locais e regionais e é também otimizado para funções comerciais.
- Aspectos Multidimensionais: Possibilita infraestrutura ao *ICS*, satisfação ao cliente, estrutura funcional e políticas de apoio.

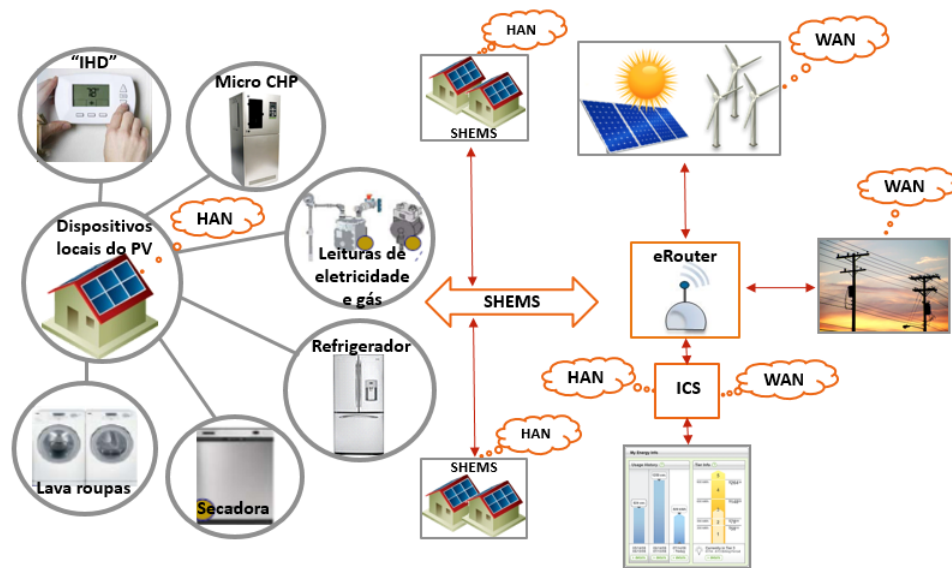


Figura 14. *SHEMS* com integração de área local.

O ambiente residencial é considerado um modelo reduzido de uma rede pública. A implementação de uma *MG* de sensores sem fio de baixa potência melhora a capacidade da *EMS*, porém, o *SHEMS* equilibra eficiência e economia de energia com níveis de “conforto dos moradores”, focando no valor agregado que pode trazer aos clientes residenciais. Os componentes principais para otimização são cargas residenciais, geração local, automação residencial, rede externa, medidor inteligente e internet. Este estudo indica que os picos de consumo são minimizados pela combinação ideal de vários tipos de residências (no total 200), indicando que a composição demográfica do bairro e o tipo de moradia influenciam a flexibilidade. Os resultados da simulação indicam que o consumo poderia ser reduzido em 15% se os clientes tiverem conhecimento do seu consumo em períodos mais curtos [47].

### 2.6.3 Potencial de RD

A implementação e operação de programas de RD impõem custos elevados para participantes pelo lado da demanda e operadores do serviço. Os custos referentes ao lado da demanda podem ser considerados os investimentos em *DERs*. Já os custos referentes ao provedor de RD são as infraestruturas de comunicação *AMIs*, que são responsáveis por medir, transferir, armazenar e transmitir informações e podem ser considerados como custos iniciais. Um custo importante após a implementação de RD é a instrução de consumidores escolhidos como aptos para este tipo de programa [8]. A Figura 15 demonstra outros custos na implementação de RD.



Figura 15. Custos relacionados à implementação de RD.

Para a *Electric Reliability Council of Texas - ERCOT*, nos EUA, a rápida implantação de medidores inteligentes em 2015 atingiu valores de US\$ 6,7 milhões, representando 98,4% do seu consumo residencial, provendo assim, a base para aumentar a participação dos recursos de carga residencial na RD. O programa de 30 minutos, que exige reduções de carga ou aumento de geração a serem disponibilizadas em situações de emergência, está atraindo cada vez mais clientes residenciais. Estes programas inicialmente envolveram aproximadamente 60 mil participantes residenciais, totalizando 21,6 MW da demanda máxima (entre as 13 e 20 hs) [8].

Nos relatórios da *FERC* de 2016 os programas de RD reportaram algumas informações sobre as capacidades deste recurso e discussões entre os participantes do mercado. O pico total de redução de potência dos programas do mercado varejista do sistema interligado dos EUA aumentou para 31.191 MW, equivalendo a 15,1% a mais de 2013 a 2014. Em 2014 o potencial de redução de RD dos clientes industriais representou 16.505 MW. Já a RD do cliente residencial respondeu por 8.118 MW e a do cliente comercial por 6.215 MW [42], apresentada na Figura 16 a porcentagem por setor de consumo.



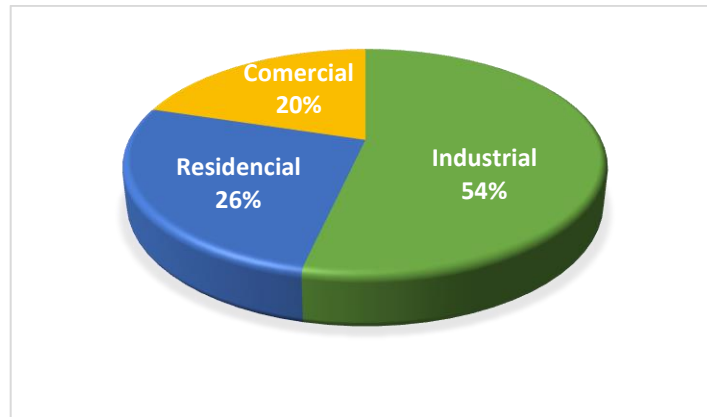


Figura 16. Potencial de redução de MW por setor de consumo em 2014.

Os dados recentes indicam que as taxas de penetração e operação de *smart meters* continua aumentando nos EUA. De acordo com a *FERC* 58,5 milhões de medidores se encontravam em operação em 2014, num total de 144,3 milhões de medidores, indicando uma taxa de penetração de 40,6% [42]. Na Tabela 2 apresenta-se o número de instalações de sistemas *AMIs*, em 2016 de acordo com a *U.S. Energy Information Administration (EIA)* quando existiam cerca de 70,8 milhões de medições avançadas, sendo que 88% das instalações correspondem a clientes residenciais [48].

Tabela 2. Número de instalações *AMIs* por setor em 2016.

Residencial	Comercial	Industrial	Transporte	Total
62.360.132	8.119.223	342.766	1.345	<b>70.823.466</b>

Fonte: *US Energy Information Administration* [48].

No mercado atacadista, a contribuição do potencial de redução de pico para atender a demanda máxima aumentou para 6,6% em 2015, se comparado a 6,2% do ano anterior. A *North American Electric Reliability Corporation (NERC)* desenvolveu e aprovou quatro novas métricas para avaliar a RD, quantificando informações sobre cadastros e acontecimentos para determinar o desempenho real, incluindo a contribuição dos recursos para uma maior confiabilidade, concentrando na melhoria da coleta de dados, qualidade na manutenção de dados e fornecendo observações das possíveis contribuições. Em 2014 a quantidade de participantes de programas de RD baseados em incentivos era de 9,2 milhões de participantes; já em programas de RD baseados no tempo eram 6,9 milhões de participantes [42].

Em [16] destacou-se o potencial de alto impacto da RD no mercado nórdico, onde houve uma redução de carga máxima de até 12% (representando 8.300 MW). No momento o setor industrial é quem fornece maior quantidade de RD no mercado. Uma distribuidora norueguesa iniciou um projeto com a *Microsoft* para evitar investimentos em transformadores num sistema

totalmente digitalizado e agrupou 30-40 consumidores industriais (>3 MW) que ofereceram a sua flexibilidade com um dia de antecedência, podendo a distribuidora escolher a melhor oferta para resolver os problemas locais.

As medidas referentes ao programa *Clean Energy* elaborada pelo *Council of European Energy Regulators (CEER)* [16], incluem a melhoria do quadro legislativo com a adesão de 35 reguladores europeus e a importância das fontes de energia renováveis que representam 28% da demanda de energia da UE, cifra que deve aumentar a 50% até 2030, incluindo RD nos mercados varejistas. Neste contexto, a conscientização deveria realmente ser levantada a fim de informar melhor os consumidores e evitar de perder parte da população como potenciais provedores de flexibilidade, já que fornecer as informações faz parte da responsabilidade do regulador. Por exemplo, na Bélgica já se encontra em vigor um quadro jurídico e regulamentador para desenvolvimento de RD.

Em alguns países, a indústria de energia se encontra numa rápida inserção de medidores inteligentes. O Reino Unido (Inglaterra, País de Gales e Escócia) possui a meta de até 2020, de substituir por medidores inteligentes 53 milhões de medidores tradicionais. A tarefa envolve o lançamento de novos medidores inteligentes, de eletricidade e gás, em 27 milhões de residências e comércios de pequeno porte. O programa inicial orçamentado em £ 11 bilhões, deverá retornar economias de £ 17,8 bilhões para o país e para o setor residencial e comercial de pequeno porte [43].

No Brasil a instalação de 126 mil medidores inteligentes vem sendo realizada a partir de projetos piloto inicialmente nas regiões mais viáveis. Os principais são: Cidade do Futuro (Cemig) em Sete Lagoas, Projeto Parintins (Eletrobrás Amazonas), Projeto *Inovcity* (EDP Bandeirante e Escelsa) em Aparecida (SP) e nos municípios de Domingos Martins e Marechal Floriano (ES), Projeto Cidade Inteligente Búzios (Ampla) no Rio de Janeiro, Projeto Barueri (AES Eletropaulo) e Projeto Piauí (Eletrobrás) em Teresina. No âmbito de SG a CPFL substituiu 24.500 medidores convencionais de grandes clientes (Grupo A) por medidores eletrônicos inteligentes (*smart meters*), com a tecnologia *RF Mesh*, a primeira da América Latina [49].

No andamento da evolução de GD, em notícia divulgada pela ANEEL, até 2017 as novas conexões com relação à participação dos consumidores por setor, destacam-se as classes residencial (79,5%) e comercial (15%). Em termos de faixas de potência, observa-se que 72% dos equipamentos têm potência menor ou igual a 5 kW, o que está associado principalmente ao perfil dos consumidores residenciais. A quantidade de GD instalada na própria unidade

consumidora (UC) é de 9845 conexões, constatando que equivale a 93,2% do total de conexões [37].

Recentemente foi aprovado pela ANEEL a Resolução Normativa N° 792 de 28 de novembro de 2017, que estabelece os critérios e condições do “Programa de Resposta da Demanda” para consumidores industriais. Poderão estar habilitados para participar deste programa os grandes consumidores livres, consumidores parcialmente livres, entre outros que se encontram conectados à rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) nos subsistemas Norte e Nordeste, e também os agentes que integram a CCEE, o qual atuará como agregador de cargas [50, 51]. No próximo subcapítulo será aprofundado melhor este assunto.

## 2.7 Serviços Ancilares

O papel fundamental das redes de distribuição, transmissão e geração central, irá mudar com a implementação de RD, SG e GD o que possibilitará uma variedade de novos serviços e criará novos mercados. A introdução de infraestruturas para um sistema integrado trará incertezas, onde as gerações e cargas serão mais variáveis, proporcionando assim às distribuidoras a possibilidade de prover serviços ancilares como armazenamento, confiabilidade e qualidade de energia; apresentados a seguir [6, 15, 52]:

1. Operação de reservas circulantes (*Spinning Reserve*) entre *MGs*: é a porção de capacidade das unidades *MGs* conectadas ou sincronizadas com a rede, que podem fornecer a sua energia por um determinado tempo; geralmente entre 10 minutos a 2 horas.
2. Operação de reserva suplementar (*Supplemental Reserve*); é a capacidade de geração extra que podem ser conectados em rampa, até uma carga especificada, geralmente dentro dos 10 minutos.
3. Regulação e resposta em frequência (*Regulation*); a regulação de energia é utilizada para controlar a frequência do sistema, que pode variar com a entrada de geradores e deve ser mantida ao redor dos 60Hz.

De acordo com Parhizi *et al.* [2] entre os benefícios oferecidos por uma *MG* a melhoria da confiabilidade e fornecimento de serviços de qualidade de energia podem dar suporte a possíveis negócios. Além disso, a aplicação das baterias de veículos elétricos usados como dispositivos armazenadores em *MGs* de edifícios são economicamente viáveis para regulação

de frequência. Levando em consideração estes aspectos deverão existir serviços adequados para cada intervalo de tempo. Dessa maneira, os programas de RD são cruciais para neutralizar os efeitos das incertezas, como é apresentado na Figura 17.

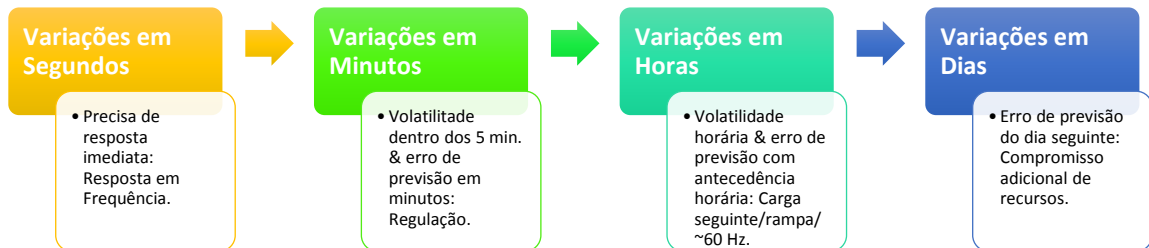


Figura 17. Incertezas e a suas etapas em diferentes intervalos de tempo. Modificado de [14].

Em 2015 o *Advanced Energy Economy Institute (AEEI)* realizou um estudo de caso, a fim de identificar se os operadores do sistema mantinham a sua confiabilidade com a integração de fontes renováveis. Foram analisados alguns fatores na *ERCOT* e na *Xcel Energy Colorado* nos últimos cinco anos, que culminou na alteração de seus programas, permitindo a participação de RD como novos serviços e produtos [8]. O programa de RD com resposta emergencial da *ERCOT* possui um importante papel ajudando na confiabilidade do sistema. Durante o inverno de 2014 foram previamente acionados 1.080 MW de serviços ancilares usando recursos da demanda. Na Tabela 3 apresentam-se os contratos referentes a mecanismos emergenciais. Este tipo de emergência é considerado com um risco médio, sendo o tempo de notificação entre 10 a 30 minutos. Com o corte de carga podendo durar um tempo máximo de até 8 horas e a carga mínima de corte é de 100kW. Este tipo de programa está atraindo cada vez mais a atenção de clientes residenciais. Atualmente não se encontram disponíveis os contratos do tipo *ERS-10*; mas o *ERS-30*, sensível ao clima, possui 21,6 MW contratados [8, 9].

Tabela 3. Programas de RD da *ERCOT* em 2014.

<i>Produtos</i>	<i>Serviços de Emergência</i>	<i>Total de Contratos (MW)</i>
Serviço de Resposta de Emergência de Dez Minutos, sensível e não sensível ao clima.	<i>ERS-10</i>	450 - sensível 630 - não sensível
Serviço de Resposta de Emergência de Trinta Minutos.	<i>ERS-30</i>	97 - sensível 280 - não sensível

Outro programa de RD o *Retail Energy Providers* é responsável pela criação de preços sensíveis à demanda no mercado varejista no Texas-EUA. Em 2014 este programa contribuiu com 432,5 MW de RD e tem o potencial de mitigar os impactos das variações das GDs antes que surjam situações emergenciais [8].

Em janeiro de 2015, a *ERCOT* contava com 232 recursos de grandes consumidores correspondentes a 3.056 MW registrados, considerados recursos não controláveis, ou sensíveis ao preço, que provem serviços do tipo *Responsive Reserves Service* utilizando relés de sub-frequência de alto nível. Os lances desses recursos são feitos dia-a-dia e até um total de 50% dos prêmios desse programa pode ser feito para acumular esses recursos. Durante 2014 o programa *RRS* ativou em média 1.350 MW. Finalmente, o programa *Four Coincident Peaks (4CP)* incentiva os recursos de carga a reduzir o pico de demanda e é definido pela média dos três picos do mês de junho (Figura 18), durante a maior hora de carga em cada um dos quatro meses de verão (junho-setembro), uma vez que a parcela nos custos de transmissão e distribuição depende da magnitude desses picos. A *ERCOT* estima que o impacto do programa *4CP* se encontra entre 830 – 950 MW [8, 52], não possui carga mínima de corte e o risco é mínimo. Em mecanismo recente os consumidores com pico de demanda  $\leq 700$  kW possuem a opção de migrarem ao mercado no varejo.

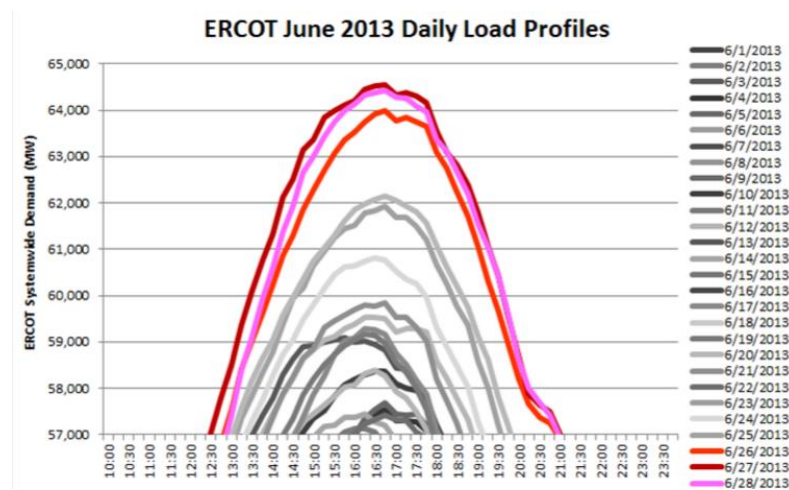


Figura 18. Pico de demanda do Programa 4CP durante as horas de maior carga no mês de junho [52].

Na *Xcel Colorado* o pico de carga no verão é de, aproximadamente, 6.700 MW, mas fora do horário de pico pode cair para 2.700 MW. Isto indica que o sistema poderia ter 2.600 MW de geração eólica e, potencialmente, servir à carga de 2.700 MW. Dada a intermitência desta fonte é adequada a implementação de RD automática, sistemas de armazenamento e recursos de rampa rápida. Considerando esta estratégia, em 2011 criou-se o programa de reserva de vento de 30 minutos, onde o cálculo de reserva de vento é realizado em função aos primeiros 290 MW de geração eólica acionados. Para garantir uma capacidade de geração de espera após os 290 MW é realizada a agregação das GDs localizadas ao norte do Colorado-EUA. Obteve-se como resultado que os custos adicionais de serviços auxiliares equivaleram a US\$ 727 mil

nesse ano, o que correspondeu apenas a 0,3% da receita anual da transmissão, US\$ 230 milhões [8].

Na Figura 19, observa-se o aplicativo instalado no dispositivo móvel denominado *Energy Intelligence Software* desenvolvido pela *EnerNOC*, um provedor de serviços no mercado de RD. Este software é capaz de coletar informações sobre os fatores que afetam os custos de energia (consumo, preço em tempo real, geração das GDs, clima, etc.), analisá-los e gerenciá-los, atendendo cargas numa determinada área geográfica e atuando como um agregador de cargas [31].



Figura 19. Software de inteligência energética da *EnerNOC* [31].

De acordo com a UE o funcionamento dos mercados de eletricidade e a aquisição de serviços ancilares devem ser adaptados para avaliar o potencial de RD, de acordo ao apresentado na Tabela 4. Os consumidores de eletricidade podem oferecer diferentes tipos de serviços de flexibilidade, dependendo do equipamento que eles têm, onde eles estão localizados, fornecer valor energético como serviços para a rede e valor da capacidade. Os usuários finais podem concluir um contrato específico com um agregador que possa valorizar essa flexibilidade em mercados diferentes (concorrência entre fornecedores, geradores ou agregadores). Agregadores ou consumidores não teriam que pedir consentimento do fornecedor, nem pagar compensação aos fornecedores, mas pode ser prevista uma compensação entre agregadores e as partes responsáveis pelo equilíbrio [16].

Tabela 4. Avaliação dos países da UE com participação dos operadores independentes de RD.

Países	Comercialmente Ativo	Parcialmente Aberto	Encerrado
<b>Grã-Bretanha</b>	Mercado de capacidade, reserva e balanço (ou Regulação).		Mercado de energia (apenas portfólio).
<b>Bélgica</b>	Mercado de capacidade, reserva e balanço.		Mercado de energia (apenas portfólio).
<b>França</b>	Mercado de capacidade, reserva, balanço e Energia.		
<b>Holanda</b>		Mercado de reserva e balanço.	Mercado de capacidade e energia (apenas portfólio).

<b>Finlândia</b>	Mercado de capacidade, reserva e balanço.		Mercado de energia (apenas portfólio).
<b>Alemanha</b>		Mercado de energia, reserva e balanço.	Mercado de capacidade.
<b>Áustria</b>		Mercado de energia, reserva e balanço.	Mercado de capacidade.
<b>Suíça</b>	Mercado de reserva e balanço.		Mercado de capacidade e energia (apenas portfólio).

Outro exemplo de agregação de recursos em RD é a empresa francesa *EnergyPool*, com atuação desde 2008. A ideia desta empresa surgiu dentro de uma indústria de alumínio, que utilizava a sua demanda para colaborar com o sistema interligado. Os mecanismos de RD são feitos através de contratos de reserva no dia anterior e até no próprio dia da operação. O prêmio dos consumidores envolvidos é composto por uma parte fixa e variável, dependendo do volume do seu consumo. A Energy Pool por sua vez, recebe ganhos do operador do sistema da França [6]. Atualmente, a empresa gerencia uma capacidade de RD de mais de 3.000 MW, agregando grande volume de carga industrial e comercial, é o líder mundial em operação de recursos de RD, opera em 3 continentes que incluem França, Reino Unido, Japão, Coreia do Sul, Turquia e Bélgica [53].

Com a necessidade de aumentar a regulamentação e a revisão de normas sobre prestação de serviços ancilares de geração de energia, foi aprovada pela ANEEL a Audiência Pública N° 33/2015 [54]. Nesta ocasião os grandes consumidores manifestaram o interesse de participar em programas de RD e através da Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia (ABRACE) foi proposto o aprimoramento regulatório incluindo [6, 55]:

- 🚩 Elegibilidade de consumidores para a provisão de reservas,
- 🚩 Reconhecimento de custos de oportunidade decorrentes da provisão de serviços ao sistema por parte dos consumidores,
- 🚩 Sugestões ao regulador sobre o estudo da participação de RD baseada em incentivos para provisão de serviços ancilares.

O mapeamento inicial realizado pela ABRACE contabilizou 1,2 GW de potencial de RD de grandes consumidores, que poderia aumentar conforme são estabelecidas as regras do novo mecanismo. Questões importantes devem ser consideradas como forma de remuneração dos agentes, regras para redução das cargas, capacidades disponíveis para redução, entre outros [55].

Com a aprovação do projeto piloto de RD para consumidores industriais, o Brasil busca uma maior flexibilidade e confiabilidade do sistema. Os interessados realizam o pedido ao ONS



e caso fiquem habilitados será assinado o “Contrato de Prestação de Serviços Ancilares”. Os participantes devem semanalmente entregar ao ONS suas ofertas de preço e quantidade, para a semana operativa seguinte; a confirmação da disponibilidade para redução de carga deve ser realizada diariamente com um dia de antecedência ao despacho. O ONS efetuará esta redução sempre que o custo total das ofertas de RD seja menor que o custo total das termoeletricas fora de despacho. Inicialmente o projeto piloto terá uma duração de 18 meses e com vigência até 30 de junho de 2019 para avaliar os mecanismos definitivos de RD. Um dos mecanismos será considerar o preço de oferta dado por cada participante e compará-lo ao preço de liquidação das diferenças vigente em cada hora do produto. Com um mínimo de 5MW médios de carga os contratos poderão ser feitos por períodos de 1 a 7 horas, divididos em lotes de energia de 1 MW médio [51]. O foco do programa segundo a ANEEL é a implantação de mecanismos que considerem a operação do sistema com alta penetração de GDs intermitentes como a eólica [56].

## 2.8 Considerações Finais

Este capítulo apresenta a importância dos projetos referentes a tecnologias de SG e RD dentro do atual contexto dos SEPs. Destaca-se o envolvimento do cliente como elemento crucial para o desenvolvimento das novas topologias de redes elétricas.

Pensando na problemática do envolvimento do consumidor como elemento ativo, as entidades que avaliaram os mecanismos pelo lado da demanda são: GCR do *Cigrè Brazil*, IEA, ANEEL, CCEE, FERC, UE, ERCOT, EIA, CEER, *EnergyPool*, ABRACE e ONS. A RD define-se como programas de curto prazo e caracteriza-se pelo envolvimento ativo e voluntário dos consumidores; podendo ser baseado em tarifas ou em incentivos.

A utilização de GD é proposto como mecanismo de RD, sendo uma alternativa para reduzir a demanda do sistema. As resoluções N° 482 e 687 estabelecem as condições para conexões de microrredes ao sistema de distribuição do setor brasileiro. O custo de RD, referente ao lado da demanda, pode ser considerado o investimento na tecnologia de GD.



## 3. OPERAÇÃO ECONÔMICA EM MGs CONSIDERANDO RD

### 3.1 Considerações Iniciais

Os sistemas de potência evoluem para serem cada vez mais distribuídos e competitivos. As operações tanto de mercado quanto da rede são realizadas por entidades tais como: operadores independentes da rede, geradoras, empresas de distribuição, vendedores varejistas de eletricidade e agregadores de compra/venda. A reguladora *FERC* dos EUA é pioneira na criação de mercados de eletricidade desagregados onde são oferecidas a energia e serviços ancilares. O ONS é o responsável pelo planejamento e programação centralizada da operação no sistema interligado brasileiro, já a CCEE utiliza o custo marginal da operação para contabilização do mercado de curto prazo.

Os preços dos mercados de eletricidade incluem tarifas fixas e tarifas baseadas no tempo. Várias pesquisas têm apontado a nova tendência das *MGs*, que podem vender o seu excedente de energia de volta para a rede de distribuição e serem pagos ou creditados, sob a política de *net metering*.

### 3.2 Mercado em Sistemas Elétricos de Potência

Mundialmente, a indústria de energia elétrica, dominada por sistemas de potência de estrutura vertical, está passando por uma enorme mudança. Evolui para um sistema distribuído e competitivo, onde o mercado direciona o preço da eletricidade, reduzindo assim o custo líquido, através do aumento da concorrência. Assim, a reestruturação exige a separação dos componentes do sistema de potência em geração, transmissão e distribuição [23]. A seguir são citadas algumas entidades chave do mercado reestruturado. A operação independente da rede, não pode ser garantida sem uma entidade independente como é o Operador Independente do Sistema (*ISO*) [36, 57], que é apresentado no esquema do mercado elétrico reestruturado da Figura 20.

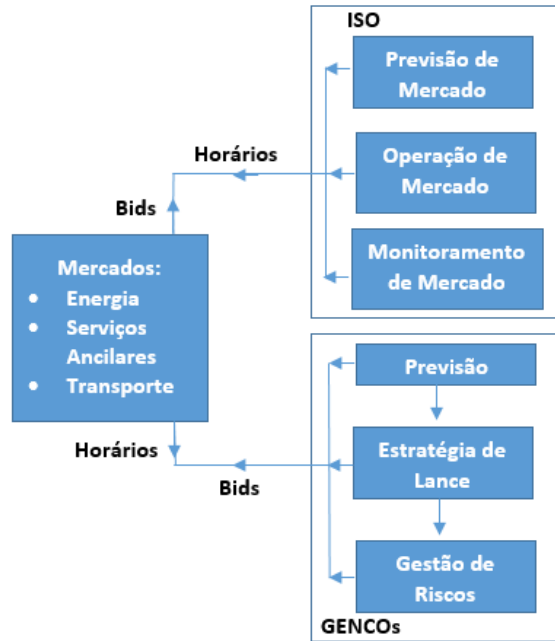


Figura 20. Operação do Mercado de Eletricidade Reestruturado [57].

O *ISO* é necessário para ser independente dos participantes individuais do mercado, tais como proprietários de transmissoras, geradores, empresas de distribuição e usuários finais. Estes *ISOs* devem estabelecer regras sólidas nos mercados de energia e de serviços ancilares, operar o sistema de transmissão de forma justa e não discriminatória, facilitar as ferramentas contra os riscos de mercado e monitorar para garantir que está livre do poder de mercado. Um controle operacional independente do sistema de transmissão, em uma reestruturação, facilitaria um mercado competitivo de geração de energia e acesso direto ao varejo [24].

Nos EUA a *FERC* estabeleceu a criação de mercados de eletricidade desagregados onde são oferecidos a energia e serviços ancilares [15]. Em [24, 57] é apresentada a reestruturação do setor através da desagregação das geradoras *GENCOs*, que podem concorrer para a venda de energia aos consumidores, através de propostas competitivas dentro do mercado; podendo, também, maximizar os seus lucros, independentemente do lucro do sistema como um todo. Estes deixam de ser controlados pelas entidades que controlam o sistema de transmissão, e optariam por ferramentas computacionais para tomar decisões neste mercado volátil. Já as empresas de distribuição *DISCOs*, distribuem a energia elétrica por meio de suas instalações e realizariam a manutenção das instalações que conecta o sistema de transmissão ao consumidor final. Também são responsáveis pela manutenção e controle de tensão, bem como dos serviços ancilares. Na desagregação proposta, a *RETAILCO* é uma entidade recém-criada e possui a aprovação legal para vender eletricidade no varejo. O *AGGREGATOR*, um agregador é uma entidade ou uma empresa que combina clientes em grupos de compra/venda.

No Brasil, o ONS cumpre o rol de *ISO*, pois é responsável pelo planejamento e a programação centralizados da operação, sendo capaz de determinar quando e em quais quantidades devem ser acionadas as usinas hidrelétricas e termelétricas [6]. O despacho hidrotérmico por ordem de mérito de custo e o custo marginal da operação são utilizados pela CCEE para realizar a contabilização do mercado de curto prazo [12]. Em mercados tradicionais, o processo de otimização do despacho e formação de preço considera a demanda como inelástica, logo a demanda não reduz o seu consumo em períodos de pico de carga ou da ponta [6]. No mercado a curto prazo os consumidores ficam expostos a preços voláteis, mas com a introdução de mecanismos de RD podem mudar o seu perfil de demanda e com uma mínima mudança no padrão de consumo do cliente poderá reduzir os picos de preços de eletricidade. A RD para preços a curto prazo é considerada como uma medida de gerenciamento da carga do lado da demanda para deslocar as cargas máximas e reduzir a reserva circulante do sistema [24].

Existe uma dificuldade em desenvolver estes mecanismos devido à falta de conscientização do consumidor no varejo e o desinteresse nas variações de preços de eletricidade, pois os consumidores geralmente não estão cientes do seu consumo de eletricidade. A chave para alcançar os mercados bem-sucedidos é a boa capacidade de resposta aos preços, com vista a uma participação mais eficiente em futuros mercados em tempo real. No Brasil a reestruturação do mercado de eletricidade trouxe o desenvolvimento do mercado atacadista, com a promoção da concorrência e a capacidade de resposta de preços do lado da oferta da indústria (geradores); porém, não teve avanço na capacidade de resposta do lado da demanda da indústria (clientes varejistas) na mesma medida [21].

### **3.3 Operação de Mercado em *MGs***

Este capítulo apresenta as novas metodologias propostas pela literatura atual sobre preços em *MGs*. A estrutura tarifária para *MGs* pode ser proposta de maneira simples com base em preço de capacidade ou de energia [58]. A programação de *MGs* visa minimizar os custos de operação de *DERs* locais. Existem alguns fatores decisivos que incluem preços de mercado, consideração de emissões e fluxo de potência em *MGs*. Os preços do mercado de eletricidade incluem tarifas fixas e tarifas baseadas no tempo. Sob tarifação fixa, os clientes pagam uma tarifa fixa por kWh de eletricidade consumida independente do tempo de uso e estas são consideradas cargas inflexíveis. Este tipo de tarifa é muitas vezes atribuído a clientes

residenciais e são a única opção na ausência dos medidores que podem gravar o tempo de uso diferenciado [2].

Os padrões de fluxo unidirecionais estão se tornando complexos e complicados. O problema, reside no fato de que, à medida que mais consumidores vão se tornando *prosumers* ou investem em armazenamento e gerenciamento de energia *EMS*, a natureza e a definição de serviços que desejam e estão dispostos a pagar, passará por mudanças. O sinal dos clientes ocorrerá através de acordos de longo prazo e com penalidades para mudar de uma rede a outra [36]. Estas questões são muito difíceis de ser tratadas devido aos sistemas já ultrapassados, onde as concessionárias de energia elétrica e o modelo regulatório estão desatualizados. A complexidade do mercado elétrico está começando a alcançar a regulação, planejamento e operação. Dessa maneira Barrager *et al.* [36] propõem o “*Transactive Energy*”, onde são ofertados dois produtos por separado: energia e serviço de transporte. Os clientes poderão transacionar as suas necessidades de energia e separadamente transacionar por transporte, como é apresentado na Figura 21, a proposta dos dois tipos de operações, a prazo e à vista.



Figura 21. Propostas de oferta e demanda com dois tipos de operações: a prazo e à vista. Modificado de [36].

As contas, devem considerar as transações que a rede permite ou facilita. Estes, podem incluir o armazenamento de energia da rede principal durante a noite ou em dias nublados, envio de energia para a rede externa durante as horas de sol do dia para aqueles com *PV*, ou armazenamento nas baterias de *EVs*, que podem ser vendidas tanto para a rede externa como para outros clientes em tempos de preços elevados [42]. Futuramente, reembolsos devido à utilização de tecnologias “sem emissão de carbono” poderão ser considerados como um incentivo [14].

Ni Zhang *et al.* [62] propõe os mecanismos de compensação de mercado de energia baseado em teoria do jogo, para uma rede de distribuição aberta e transativa. Com a mudança de paradigma, centenas de milhares de *prosumers* distribuídos tem potencial para participar do mercado residencial de eletricidade, gerenciando seus próprios geradores e cargas. Portanto, existe uma necessidade urgente de estabelecer uma estrutura de mercado eficiente [61, 62].

Na Figura 22 é apresentada a arquitetura hierárquica no mercado de *MGs*, onde as cargas locais e o *DERs* são conectados através de controladores (*LCs*), sendo que todos os *LCs* operam por instruções recebidas do *MCC*, que é o controle central da *MG*. O sistema de controle da *MG* (*LC*), segue os comandos da *MCC* quando esta é conectada à rede principal. Em modo ilhado, o *LCs* otimiza automaticamente a produção de potência ativa e reativa e o rápido acompanhamento de carga. Quando conectados à rede principal o *MCC* controla as cargas seguindo as demandas sob políticas de *GLD* ou de deslocamento de carga [28, 58]. Os *LCs* levam em consideração a função de custo operacional das *GDs* e os preços de mercado declarados pela *MCC*.

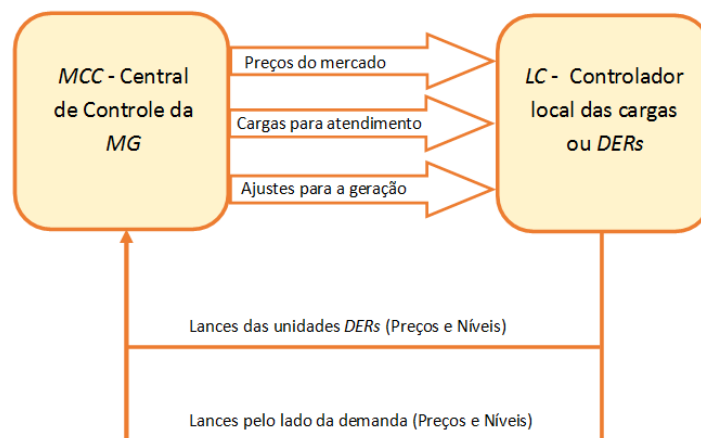


Figura 22. Intercâmbio de informações sobre preços entre *MCC* e *LC* [28, 58].

*Sinha et al.* [14, 58] formulam uma estrutura de preços no mercado à vista para *GDs*. Estes sistemas podem ser economicamente viáveis se existir uma adequada participação no mercado, como na Figura 23 onde observa-se os preços estabelecidos pelo nível de penetração (MW) das *GDs*. Os custos decorrentes da geração de eletricidade são dependentes do tipo de tecnologia e o combustível; portanto, o mercado a curto prazo é afetado pela estrutura destes custos. As *GDs* que utilizam gás natural, como as *MTs* ou *diesel* têm maiores custos marginais e são chamadas de unidades de ajuste de preços; enquanto que, as pequenas centrais hidrelétricas possuem um baixo custo marginal. As *GDs* solar e eólica são despachadas continuamente e denominam-se unidades base de carga. Portanto, o preço de mercado depende

da estrutura da curva de oferta, que em muitos casos pode ser uma ameaça a aumentos estratégicos dos preços, quando alguns geradores retêm o despacho durante períodos de alta demanda. Neste caso considera-se que a eletricidade não pode ser armazenada e sem alternativas para que os consumidores reajam aos sinais de preços, essas duas considerações levam à curva de demanda com baixa elasticidade.

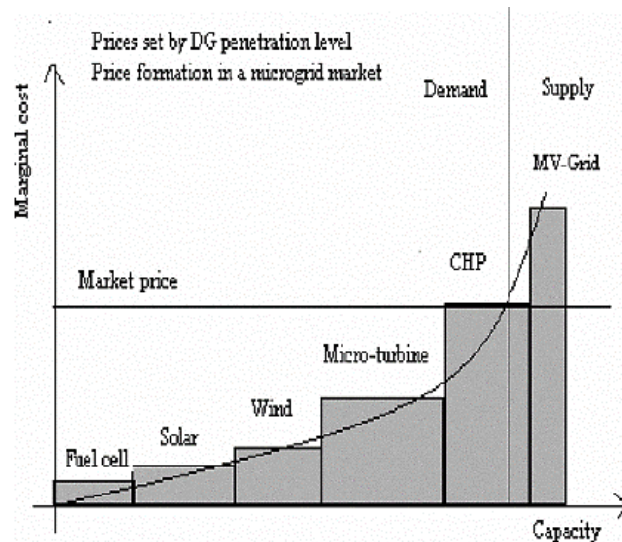


Figura 23. Formações de preços em mercados de curto prazo em MGs [14, 58].

Os consumidores podem ter cargas de alta e baixa prioridade e enviar lances ao MCC para cada uma delas. Os agentes preparam previamente o cronograma de compromisso das unidades e enviam as suas propostas ao MCC 15 minutos ou uma hora antes. De acordo com as propostas os clientes enviam ao MCC qual carga de baixa prioridade deve ser deslocada e o MCC envia o sinal aos LCs para interromper o fornecimento para aquelas cargas [58].

As MGs encontram-se atualmente entre as opções para dar suporte à rede. Deve-se considerar, então, a avaliação de possíveis transações com a rede externa, como por exemplo a aplicação das tarifas *feed-in-tariff* e *net metering*, ou de certificados de energia limpa. Os regimes tarifários para incentivar os pequenos produtores ao uso de GDs com base em fontes renováveis podem ser encontrados na literatura [59]. Entre os mecanismos adotados por vários países têm-se:

- *Feed-in-Tariff*: é uma forma de pagamento de tarifa de injeção (aquisição). Esta tarifa foi introduzida na Alemanha por primeira vez na década de 1990 e em seguida, aplicou-se a outros países europeus para incentivar as gerações eólica e solar de pequeno porte. A partir de 2011 as políticas tarifárias de *feed-in* foram promulgadas em mais de 50 países. Esta política de incentivo dá três principais benefícios financeiros: um pagamento por toda a eletricidade produzida, mesmo que seja usada pelo próprio

produtor; o pagamento de um bônus adicional para a eletricidade exportada à rede e uma redução na conta de eletricidade do produtor, para usar a energia produzido por ele mesmo. Esta tarifa garante ao produtor a venda de energia a um preço inicial fixo por um período de tempo específico (geralmente de 5, 10, 15 ou 20 anos), após este período, a tarifa é reajustada para um preço base, dependendo do tipo de gerador. No Reino Unido, geradores eólicos com 5 MW ou menos são elegíveis para participar neste esquema.

- *Renewable Portfolio Standard (RPS)*: é um padrão que requer dos produtores renováveis uma porcentagem mínima especificada de geração vendida ou capacidade instalada. Os certificados ou créditos são emitidos para cada unidade geradora e estes podem ser vendidos em conjunto com a potência subjacente (eletricidade física) ou separadamente a empresas de fornecimento de energia. No âmbito de programas *RPS*, as empresas de fornecimento são obrigadas a resgatar este tipo de certificados, equivalentes aos seus compromissos.
- *Renewable Energy Certificates (RECs)*: este é um certificado de energia renovável e são commodities energéticas negociáveis e não tangíveis, e são a comprovação de que 1 MWh de eletricidade foi gerado a partir de uma fonte de energia renovável. De acordo com informações da *EIA* dos EUA, em 2010 o cliente residencial médio consumiu cerca de 950 kWh por mês. Esses certificados podem ser vendidos, negociados ou trocados no ambiente de mercado e o proprietário da *REC* pode afirmar ter comprado energia renovável. Este tipo de incentivo energético é aplicado principalmente nos EUA, no entanto, estes certificados estão em funcionamento em 20 países a nível nacional.
- *Net Metering*: é considerada a última política energética proposta para promover as GDs renováveis. O seu nome, líquido, se deve ao fato de que os pequenos produtores são pagos pelo saldo do fluxo resultante entre a saída e a entrada durante um determinado período de tempo (por exemplo um mês). A principal vantagem deste esquema é a simplicidade da medição, visto que é necessário a instalação de um único medidor bidirecional. Apenas a energia líquida trocada é medida no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior do que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia ou em dinheiro para a próxima fatura de eletricidade; caso contrário, o cliente pagará apenas a diferença.

No Brasil, o sistema de compensação de energia elétrica, regulado pela ANEEL através das resoluções normativas RN 482/2012 e RN 687/2015 [34, 35]; permite a troca de energia



entre os *prosumers* e a rede externa, sem previsão de remuneração caso exista excedentes de energia, podendo o cliente ter descontos de até 100% na sua fatura se houver excedentes. O excedente de energia injetada na rede gera créditos que podem ser utilizados no prazo de 60 meses. Este sistema de crédito é semelhante ao sistema *net metering*, que é o incentivo mais simples para as energias renováveis.

Na análise comparativa entre *feed-in-tariff* e *net metering* demonstra-se que o *net metering* é muito mais fácil de implementar em um único medidor, para medição da energia líquida; por outro lado, a implementação da tarifa *feed-in* parece ser mais complicada devido ao fato de ter que instalar um medidor adicional [59]. Deve-se notar que estes esquemas tarifários são de aplicação para sistemas AC, sendo necessário maior estudo para comprovação sobre a sua aplicação e validação para *MGs* em DC.

### 3.4 Tarifa Dinâmica

Os recursos não despacháveis são assim denominados, pois cabe ao consumidor responder aos sinais de preços, e entre os mecanismos de RD ou tarifas dinâmicas mais utilizadas no mercado varejista estão a tarifa por tempo de uso (*ToU*), preços em tempo real (*RTP*) e preços de pico crítico (*CPP*). A tarifa *ToU* é aquela com diferentes preços unitários e é definida para que o uso da eletricidade seja durante diferentes intervalos de tempo e variam em função da hora do dia e/ou da temporada.

A Tarifa Branca - TB teve início em janeiro de 2018 e como observa-se na Figura 24, sinaliza diferentes valores de tarifa ao longo do dia, sendo um incentivo à redução do consumo nos horários de pico para o sistema de BT (127, 220, 380 e 440 V) [17]. A TB é composta de três postos tarifários: ponta, três horas consecutivas das 18 às 21 horas; intermediário, uma hora antes da ponta (das 17 às 18 hs.) e uma hora depois da ponta (das 21 às 22 hs.); fora de ponta, demais horas do dia, incluindo finais de semana e feriados [18]. Desde janeiro de 2018 todas as distribuidoras do país devem atender aos pedidos de adesão à tarifa branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh; a previsão de 2019 é para todas as unidades com consumo médio superior a 250 kWh e; em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo.



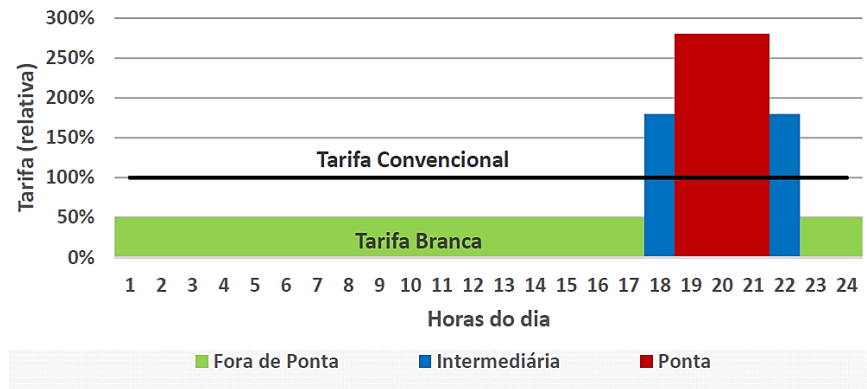


Figura 24. Comparativo entre tarifa branca e tarifa convencional [12, 18].

Na Tabela 5 é apresentado um breve resumo sobre as metodologias de RD apresentadas pela literatura atual. Em particular são apresentadas aquelas que implementam a capacidade de RD de clientes de pequeno e médio porte ao sistema de distribuição.

Tabela 5. Sumário das metodologias de RD [61].

<i>ABORDAGEM DE SOLUÇÃO</i>	<i>PROS</i>	<i>CONTRA</i>
<b>Programação estocástica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo de otimização de lances de energia do dia seguinte.</li> <li>• Utilização de massa térmica de edifícios como RD.</li> <li>• Medida de risco é considerada.</li> <li>• Interação entre agregadores de MG versus recursos de RD via contratos econômicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo de preços não é abordado.</li> <li>• A interação de agregadores de MG e fontes com RD não é explícita.</li> <li>• Os preços de RD nos contratos são fixos e não se adaptam muito bem pois dependem das condições reais de operação do sistema.</li> </ul>
<b>MILP</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• São consideradas várias estratégias de aquisição de RD para clientes de pequeno e médio porte, incluindo redução de carga, deslocamento de carga, utilização de geração e armazenamento local.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os agregadores de RD interagem diretamente com o mercado atacadista, o que complica este mercado.</li> <li>• Requer mudanças significativas no mercado atacadista para integrar os lances de RD.</li> </ul>
<b>Otimização robusta flexível</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximiza a utilidade dos consumidores de energia (residências ou pequenos negócios) considerando a incerteza de preços.</li> <li>• Maximiza a utilidade dos consumidores de energia (MGs, VPP) considerando as incertezas de preços e energia renovável.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os clientes são entidades passivas que recebem preços dados por operadores do sistema e assim maximizam sua utilidade.</li> <li>• Modelo de preços não é abordado.</li> <li>• Não é considerado modelo de preços entre controlador do sistema e cargas flexíveis.</li> </ul>
<b>Programação estocástica em dois níveis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Otimiza a curva de lances de grandes clientes no pool considerando incertezas.</li> <li>• Incertezas são capturadas.</li> <li>• É abordada a minimização de custos de MG individual.</li> <li>• Aplicável para MGs em rede.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O modelo abrange grandes clientes.</li> <li>• Grandes clientes negociam diretamente no mercado atacadista.</li> <li>• Não considera a integração de RD na rede de distribuição.</li> <li>• Modelo de preços entre MGs não é considerado.</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sinais de preços entre <i>MGs</i> deve ser otimizado</li> </ul>
<b>Programação estocástica flexível e otimização robusta</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Motiva o deslocamento de carga do setor residencial com base em sinais de preços em tempo real.</li> <li>• Modelagem detalhada de cada aparelho eletrodoméstico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo de preços não é abordado.</li> <li>• Impacto negativo em clientes menos flexíveis.</li> <li>• Aplicável para carga residencial de pequena escala.</li> </ul>
<b>Otimização multiobjetivo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conforto e estilo de vida são abordados.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo de preços não é abordado.</li> </ul>
<b>Otimização distribuída</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximiza a utilidade do consumidor.</li> <li>• Minimiza a flutuação da rede.</li> <li>• Modelo de preços dinâmicos para residências.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicável para carga residencial de pequena escala.</li> </ul>
<b>Programação em dois níveis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelo de preços entre uma <i>MG</i> e um <i>LSE</i>.</li> <li>• Compatível com a estrutura de mercado varejista existente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O problema final é uma MINLP.</li> <li>• Otimização de período único.</li> <li>• Não considera energia renovável nem a rede principal.</li> <li>• Incertezas não são consideradas neste trabalho e será tema de trabalho futuro.</li> </ul>

### 3.5 Preços em Tempo Real (*RTP*)

O preço em tempo real (*RTP*) varia com antecedência a cada hora ou a cada dia (*hour-ahead* ou *day-ahead*) e é considerado como um dos mecanismos de RD mais eficientes e por esse motivo os seus benefícios estão sendo amplamente pesquisados em [22, 23, 60, 61]. Conejo *et al.* [22] propõem um modelo de otimização para ajustar o nível de carga de um determinado consumidor em resposta aos preços por hora. O objetivo é maximizar a utilidade dos consumidores, sujeito a um consumo mínimo de energia diário, níveis máximos e mínimos de carga horária e limites de rampa em tais níveis. A incerteza de preços é modelada através de técnicas robustas de otimização. O acordo contratual entre o consumidor e o fornecedor permite que o consumidor receba informações periódicas de preços e responda a essas informações ajustando o seu consumo para aquele momento. Tal ajuste horário é feito de modo que o consumo mínimo diário é garantido. Os dados para simulação do software desenvolvido se encontram na Tabela 6, e correspondem aos preços de energia do mercado de eletricidade da Península Ibérica-Espanha. Considerando que a demanda do consumidor comercial no início do horizonte é de 1,5 MW.

Tabela 6. Dados do consumidor. Modificado de [22].

Demanda Horária Máxima	3	MW
Demanda Horária Mínima	0	MW
Consumo diário mínimo	15	MW/h
Aumento gradual do limite	1	MW/h
Diminuição gradual do limite	1	MW/h
Utilidade do consumidor	41.5	€/MWh

O algoritmo foi desenvolvido para otimizar as tarifas dinâmicas de RD. Obtêm os limites de preços utilizando o modelo *ARIMA* com um intervalo de confiança de 95%. Os limites de preços e os preços reais são apresentados na Figura 25.

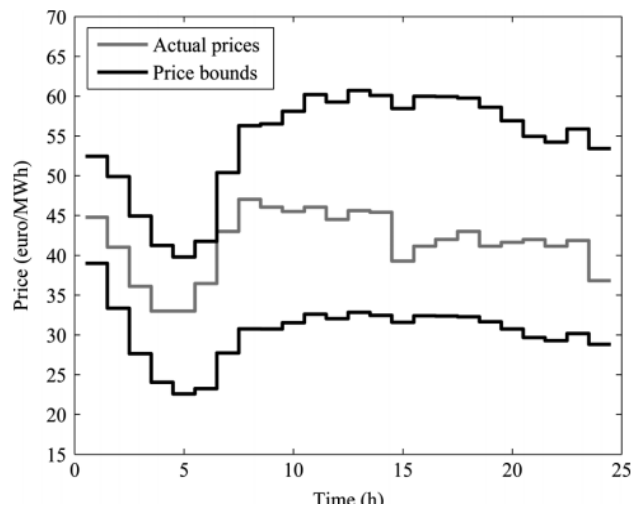


Figura 25. Preços atuais e limites de preços [22].

Para mostrar o algoritmo proposto são consideradas duas alternativas:

“Com *Smart Grid*”. O modelo deve ser implementado de forma horária da seguinte maneira.

- O preço por hora é enviado pela empresa fornecedora e recebida pelo consumidor antes da hora  $t$ , por exemplo, 10 minutos antes.
- O modelo é resolvido para obter o consumo de energia na hora  $t$  e a demanda do seguinte horário  $t+1$ . Estas quantidades são transmitidas previamente à empresa fornecedora, por exemplo, 5 minutos antes da hora  $t$ .
- As duas etapas acima são repetidas durante todo o dia, em uma base horária.

“Sem *Smart Grid*”: Nesse caso o consumidor não recebe informações de preços por hora. A única informação disponível para o consumidor são os limites de preços para o próximo dia, por isso deve determinar o seu perfil de consumo para o dia todo, sem ajustes horários.

A utilização do modelo com *SG* permite alcançar 15,86% a mais de utilidade para o consumidor, do que o modelo sem considerar *SG*.

Khodaei *et al.* [23] supõem que a *ISO* tem a autoridade de acumular lances de oferta e demanda das empresas geradoras, transmissoras, Entidades de Atendimento de Cargas (*LSEs*), e Provedores de Serviços de Corte (*CSPs*). A *RD* é incorporada na unidade de compromisso com restrições de segurança (*SCUC*), considerando cargas fixas e cargas responsivas. Ao contrário das cargas horárias fixas, as cargas responsivas são modeladas com suas características intertemporais, ligadas aos preços horários do mercado, podem ser reduzidas ou deslocadas para outros horários de funcionamento. A estrutura apresentada na Figura 26, é o resultado do modelo local de operação de mercado para *MGs* residenciais com *DERs*. A *LSE* atua como um agregador de cargas e o *CSP* agrega as cargas flexíveis ao programa de *RD* e ambos enviam os lances à *ISO*.

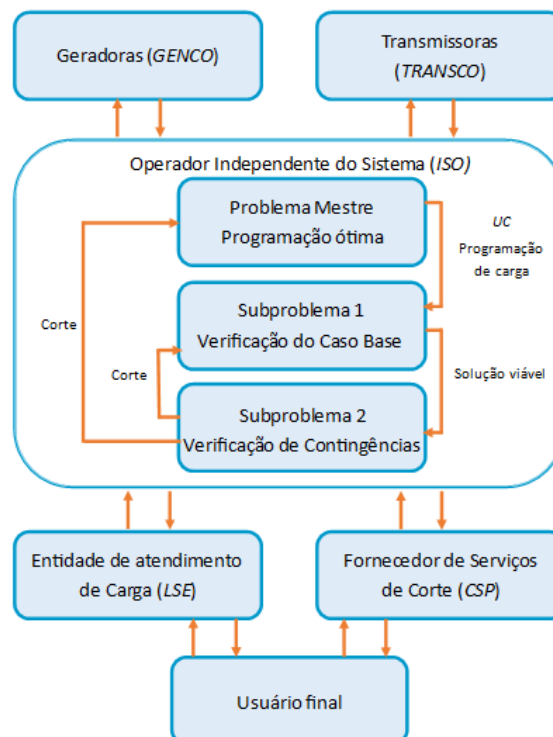


Figura 26. Operações do Mercado de Energia. Modificado de [23].

O modelo de *RD* proposto para compensação do mercado considera o impacto da *RD* na operação horária e no controle das restrições do sistema de potência. As ofertas de *RD*

incluem lances de cargas fixas ou responsivas por hora. As cargas fixas aceitam os preços de compensação de mercado e o preço das responsivas deve diminuir com o aumento das cargas. Os lances das responsivas estão sujeitas a:

- Limites de tempo mínimo espera/inatividade: O tempo de espera define o número de horas consecutivas que a carga teria que ser fornecida uma vez que ela foi restaurada e o tempo mínimo de inatividade representa as horas consecutivas que a carga seria desligada uma vez reduzida.
- Taxas de agregação/redução de carga: Representam a capacidade de rampa para restaurar/reduzir cargas
- Redução horária mínima: Define o limite inferior para redução horária admissível, pode refletir os limites de carga física ou ser imposta pela *ISO*.
- Redução diária máxima: Restringe a redução total da carga no horizonte de agendamento.

Simulações numéricas apresentam os resultados da eficácia da abordagem proposta. Um sistema modificado de 118 barras do *IEEE* é analisado para ilustrar o desempenho dos efeitos da RD no *SCUC*.

Um único lance de 20 \$/MWh é considerado para as cargas sensíveis ao preço, assim como uma redução mínima horária de 5 MW e uma máxima diária de 150 MW. São considerados os seguintes casos: caso base do *SCUC* sem RD, caso base do *SCUC* com RD (com redução de carga) e caso base do *SCUC* com RD (com deslocamento de carga). Como mostrado na Figura 27, no barramento 59 do sistema *IEEE*, pode ser observado o comportamento das curvas de cargas com e sem RD; 10% da carga total deste barramento é considerado como responsivo e o restante é considerado fixo. Das 12 às 19 horas a carga é deslocada, porém o consumo total deste barramento não mudou. Às 12 hs a carga mínima de 5 MW foi deslocada e nesta ação houve uma redução de 0,17% do custo operacional.

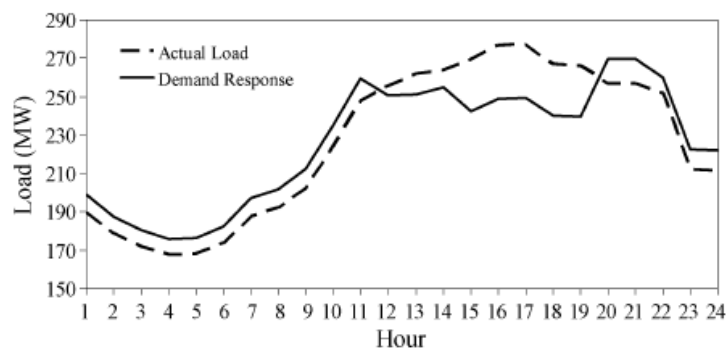


Figura 27. Carga no barramento 59 com deslocamento de carga de 10% [23].

No caso da Figura 28 a RD é considerada em todos os barramentos e calcula-se a *SCUC* horária, onde 20% das cargas é deslocada com passos de 5%. Como resultado, o número de unidades comprometidas e o custo operacional total, são reduzidos à medida em que se deslocam mais cargas nas horas de pico. A carga total deslocada é de 5.711 MW, para os horários fora de pico. Com um perfil de carga plana, não haverá necessidade de comprometer as unidades mais caras nos horários de pico.

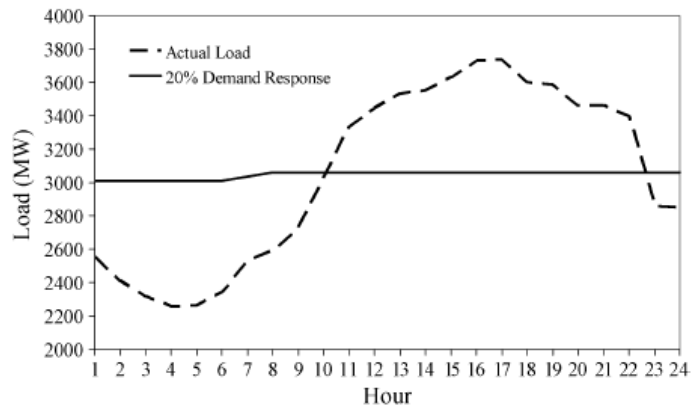


Figura 28. Carga atual do sistema e deslocadas pela RD de 20% [23].

É demonstrado que a RD pode reduzir o pico de carga, reduzir o custo operacional do sistema, reduzir o consumo de combustível fóssil e reduzir o congestionamento da transmissão através da remodelação do perfil horário de carga, demonstrando que a RD é uma opção viável para gerenciar o crescimento da carga em SEPs [23].

A previsão dos preços *RTP* são normalmente disponibilizados aos clientes com um dia ou uma hora de antecedência. As tarifas *CPP* incluem preços muito elevados, pré-especificados pelo uso da rede em períodos críticos, e pode ser criada devido a contingências do sistema ou pelos altos preços da energia no mercado atacado.

A proposta mais importante de [24] é o esquema de gerenciamento de carga na BT do sistema de distribuição real, permitindo a mudança da carga direta e voluntária dos clientes de pequenas residências no programa de *DLC* fornecida pelo centro de controle da *MG* denominada *ITMBS*. É oferecida ao cliente uma curva diária de preços, com 48 faixas horárias com base no histórico de preços em tempo real, a curva de preços médios pode ser obtida a partir de dados de um, dois ou vários meses. Para esta simulação foi utilizada a curva de preços típica do mercado de energia de Cingapura-Japão. As cargas que podem ser agendadas são o ar condicionado e o sistema de aquecimento de água e os clientes podem escolher o tempo de operação desses aparelhos com os preços mais baixos; por exemplo, se o cliente pode aquecer água entre as 4 às 7 horas o custo será reduzido pela metade, de 240 a 120 \$/MWh, apresentado

na curva de preços da Figura 29. O pico de demanda é de 4.826 MW e a demanda mínima 3.972 MW, os horários picos são das 19:30 às 22:00 hs, normalmente as pessoas tomam banho durante esse período. Supondo que 10% de 1 milhão de famílias de Cingapura tentar instalar aquecedores de água de 2 kW com tanques de água termicamente isolados, a demanda máxima desses aquecedores é de 200 MW. O tempo médio para aquecer a água é de 30 minutos e a demanda é distribuída uniformemente no período de pico de 150 minutos. Logo, a demanda média para esse período será de 40 MW. Se 100% desses clientes podem mudar o tempo de aquecimento de água fora do horário de pico, a reserva operacional do sistema de energia será reduzida em 40 MW. Esta é uma economia extremamente significativa para um sistema de energia com alta penetração de energia renovável.

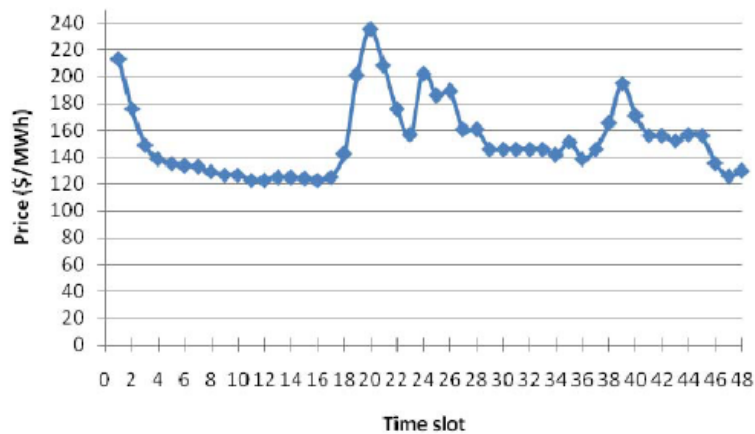


Figura 29. Curva de preços típica do setor residencial de Cingapura [24].

### 3.6 Preços de RD em Sistemas de Distribuição

Nos Estados Unidos a rigidez estrutural dos atuais programas de RD baseados em preços e em incentivos, resulta na utilização inadequada e ineficiente da flexibilidade da demanda nas operações de mercado. No recente trabalho, Yu *et al.*[60], foi desenvolvido um inovador esquema de “participação proativa da demanda”. Este novo esquema permite aos clientes expressar e comunicar ativamente suas preferências de consumo aos operadores de mercado, em vez de receber passivamente e reagir a preços de eletricidade que variam com o tempo e sinais de redução da demanda. O esquema pode ser dividido em três níveis, sistema de transmissão, sistema de distribuição e consumidores individuais para integração de cargas sensíveis, de acordo ao esquema da Figura 30. Os agentes de agendamento de energia do

edifício/consumidor são os operadores de sistemas de distribuição/agregadores de clientes e os operadores do mercado no atacado.

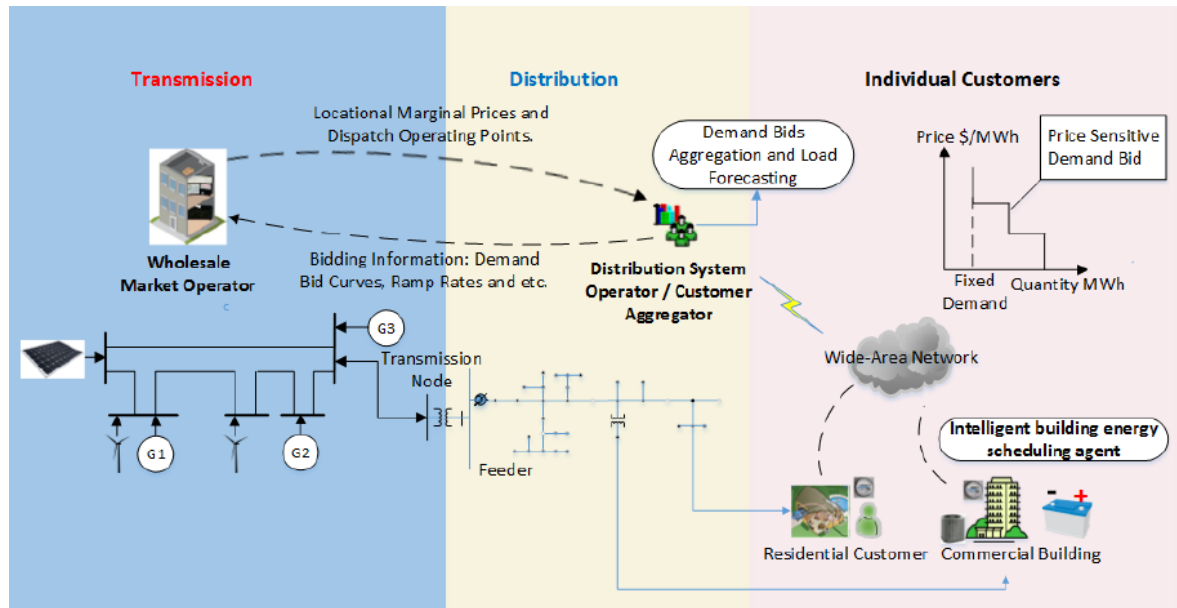


Figura 30. Operações Integradas de Mercado com Participação Proativa da Demanda [60].

As operações integradas de mercado atacadista e mercado varejista, são implementadas em ambiente de simulação. Resultados mostram que o esquema de preços com a participação proativa da demanda é superior ao esquema de RD passiva, pois aumenta a eficiência geral do mercado, também reduz a volatilidade de preços. Apresentam-se na Figura 31, na curva em tracejado vermelho, a RD Passiva e em tracejado preto, a RD Ativa.

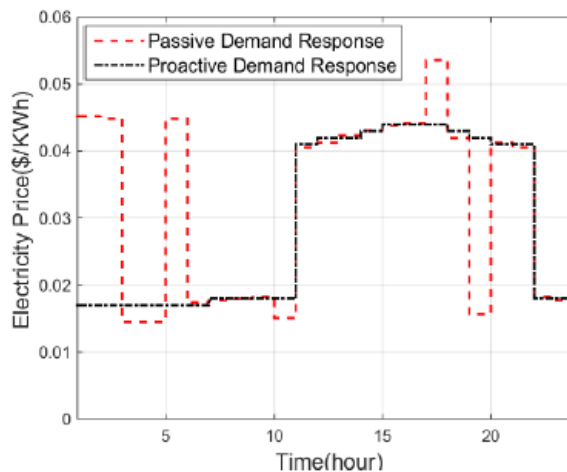


Figura 31. Preço Marginal Locacional em RTP [60].

Nguyen *et al.* [61] propõem um sistema adequado para explorar as capacidades de RD de clientes de pequeno e médio portes na rede de distribuição, através de *LSE* que atende a dois tipos de cargas, flexíveis e inflexíveis. A interação entre o *LSE* e os seus clientes, onde o *LSE* é



o líder e os agregadores de RD são os seguidores [23]. O preço da RD deve ser menor ou igual ao preço do mercado varejista, para cada intervalo de tempo  $t$  e atrair a participação dos agregadores de RD no esquema proposto. A principal vantagem deste modelo é que tem compatibilidade com as estruturas de preços existentes no mercado varejista. A formulação do problema leva em consideração os seguintes aspectos: função objetivo do LSE é maximizado para obter lucro entre a receita do varejo menos os custos do sistema, corte de carga involuntário, preços de RD, problema dos seguidores ou agregadores RD. Assume-se que todas as entidades se encontram num barramento, o que é válido para sistemas de pequena escala, entre outros.

### 3.7 Considerações Finais

Neste capítulo foi proposto o mercado de eletricidade desagregado, onde são oferecidos a energia e serviços ancilares. Nesta linha de raciocínio o conceito “*transactive energy*” apresenta um modelo onde são ofertados dois produtos por separado: energia e serviço de transporte. Dentro deste contexto as contas deverão considerar as transações que a rede permite ou facilita, sendo necessário a aplicação de sinais de localização.

Fazendo um comparativo entre as duas transações com a rede externa mais populares a *net metering* e a *feed-in-tariff*, aparentemente, a primeira possui certa vantagem devido à necessidade de instalação de um único medidor bidirecional. O mercado brasileiro de GD é regulado pelo “sistema de compensação de energia elétrica”, que permite a troca de energia entre os *prosumers* e a rede externa.

A Tarifa Branca é um mecanismo de RD baseado em tarifa, aprovado recentemente no Brasil para o setor de BT; composta por três postos tarifários é considerado uma tarifa por tempo de uso, sendo como um incentivo à redução do consumo nos horários de pico.

## 4. METODOLOGIAS DE CÁLCULO DE *DLMP* PARA SIMULAÇÃO DE RD

### 4.1 Considerações iniciais

Para assegurar a confiabilidade de sistemas de energia, a geração e consumo de energia elétrica deve ser equilibrado em tempo real. No entanto, os valores em tempo real de carga, geração e transmissão podem diferir em diferentes horários. Portanto, o mercado em tempo real é estabelecido para promover balanceamentos. Nos sistemas de potência reestruturados, os preços nodais variam de acordo com o tempo e a localização; então os clientes poderiam ajustar seus perfis de carga em resposta à volatilidade dos preços da eletricidade [23]. Em 2010, a *ERCOT* introduz o “Mercado Nodal” através do *Locational Marginal Price (LMP)*, isto é, preços diferentes a partir de locais geograficamente diferentes. Esta ferramenta fornece sinais de preços mais diretos, tanto para cargas como para geradores, refletindo melhor o congestionamento no sistema de transmissão [8, 9, 25]. No que se refere a uma programação de curto prazo, é reconhecido como uma importante ferramenta operacional para gerenciar a variabilidade das energias renováveis.

### 4.2 Metodologia de *LMP* da Distribuição

Com as atividades de *SG*, mais informações estão disponíveis aos usuários finais, com o objetivo de usar essas informações para tornar o sistema mais eficiente. Entre outros objetivos da *SG* está o desenvolvimento de infraestrutura para aproveitar dos sinais de preços do sistema de distribuição. Este sinal de preços, baseia-se atualmente na estimativa aproximada do preço nodal do sistema de transmissão [5, 8, 9]. Este modelo para o sistema de distribuição denomina-se *Distribution Locational Marginal Price - DLMP*, atuando como um sinal de controle para a otimização do despacho econômico. Assim como na transmissão, o *DLMP* pode ser decomposto em três partes sendo: Custo Marginal de Energia (*MEC*), Custo Marginal de Perdas (*MLC*) e Custo Marginal de Congestão (*MCC*) [4, 5].

Alguns benefícios da utilização de *DLMP* para tarifas em tempo real são apresentados a seguir:

- Benefícios em análise de investimento de hardware e operação.

- Inclusão de dispositivos de armazenamento distribuídos.
- Estudo da operação horária em sistemas de distribuição.

O modelo tradicional de otimização de fluxo de potência (*OPF*) é a minimização do custo total de geração sujeitos às restrições do sistema de potência. Considerando o futuro sistema de distribuição com a instalação em grande escala, de geração renovável alternativa e dispositivos armazenadores, as curvas de custos destes tipos de produções ainda não se encontram muito claras, sendo assim difícil a modelagem destas. Em [4] é utilizado o modelo de *OPF* usando a função “excedente social” como objetivo.

De modo a imitar o comportamento dinâmico dos *prosumers* foi criada uma nova metodologia baseada em teoria de jogos para uma rede de distribuição aberta e transativa. O conceito de *DLMP* é utilizado para fornecer sinais de preços tempo-espacial para todos os participantes do mercado. Um conjunto de estudos de caso são analisados para avaliar e validar os mecanismos de compensação propostos. É utilizado o método de alocação de redução de perdas para saber quanto que cada “célula de energia” pode contribuir para a perda total de energia. Cada *prosumer* distribuído é considerado uma “célula de energia” e estas têm a capacidade de se auto-fornecer com os seus próprios geradores locais (*DERs*); algumas delas têm a capacidade de vender seus excedentes de eletricidade para outros, como incentivo econômico para clientes residenciais. É considerado que cada célula de energia é uma entidade individual com o objetivo de maximizar seu próprio lucro. Para simulação do modelo são utilizadas 6 células de energia; o *DLMP* é utilizado em cada nó para sinalização de preço com base na alocação de redução de perda; 4 células possuem grande capacidade de geração podendo gerar excedentes de eletricidade; as outras duas células podem deslocar parcialmente suas cargas. O preço no caso base para cada barramento, sem considerar o *DLMP*, é de \$ 0,76; idêntico entre todos os barramentos. Na Figura 32 pode-se observar os *DLMPs* que variam em cada nó, porque as células de energia fizeram uma contribuição diferente para a perda total de energia. Comparando com o caso base o *DLMP* torna-se maior em todos os barramentos, já que todas as células se encontram contribuindo para a redução de perdas. Como resultado, as células têm incentivo econômico para oferecer mais eletricidade autogerada, pois estão dispostas a compensar o seu custo elétrico vendendo mais para a rede externa.

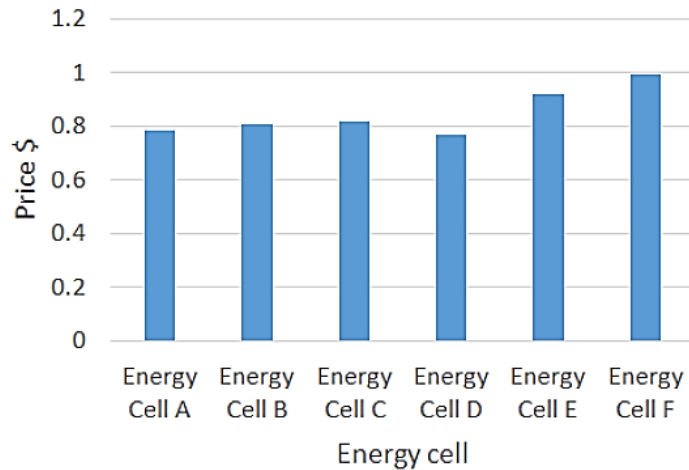


Figura 32. *DLMP* para cada “célula de energia” [62].

A Figura 33 mostra a comparação dos resultados individuais considerando ou não os sinais de *DLMP*. À medida que o *DLMP* aumenta em certos barramentos (células A, B, C e D) o seus retornos se tornam mais elevados. Por outro lado, as células E e F ainda precisam comprar energia de terceiros ou da rede externa. Portanto, a longo prazo as células de energia terão incentivos econômicos para autoinstalação de GDs.

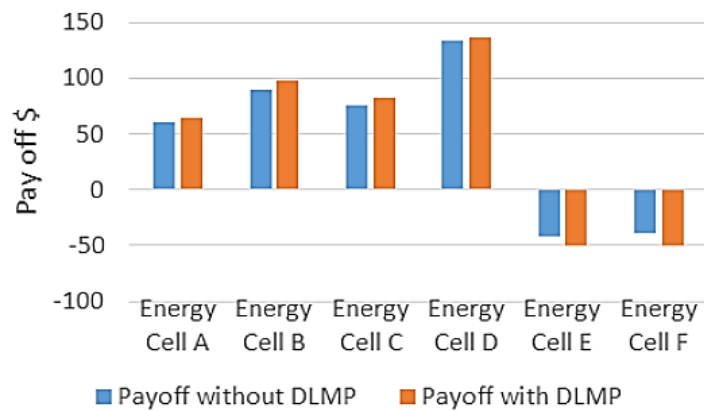


Figura 33. Pagamento de cada “célula de energia” com e sem *DLMP* [62].

### 4.3 Cálculo de *DLMP* em sistema DC

O *DLMP* proposto por Meng & Chowdhury [4] emprega uma metodologia de OPF para avaliar a componente marginal da energia, bem como as componentes marginais de congestionamento e perda, que são críticos para fins de avaliação. É também ilustrado que o *DLMP* pode ser usado como sinal de preços para atingir o máximo excedente socioeconômico do sistema e incentivar a penetração de energia renovável distribuída no sistema de distribuição.

Em um mercado competitivo, os vendedores e compradores apresentam lances (*bids*) de oferta/demanda que descrevem o preço e a quantidade que eles estão dispostos a vender/comprar energia. O excedente socioeconômico é definido como os benefícios totais dos compradores menos os custos totais dos vendedores, e se encontra na área compreendida pela interseção das curvas de oferta e demanda na Figura 34.

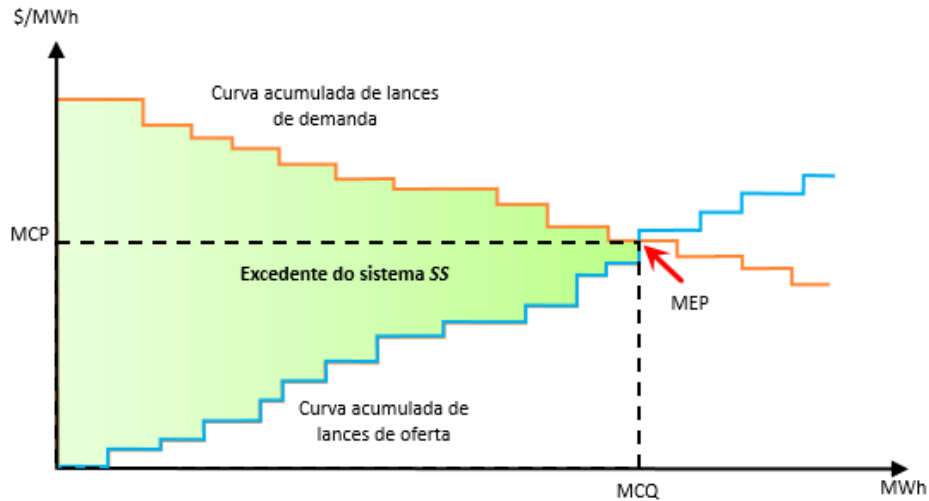


Figura 34. Excedente Social no Controle Econômico do Sistema de Potência [4].

Tradicionalmente, o excedente socioeconômico é determinado pelo Ponto de Equilíbrio de Mercado (*MEP*) e as suas componentes são o Preço de Compensação do Mercado (*MCP*) e a Quantidade de Compensação do Mercado (*MCQ*), obtidos através do agrupamento das ofertas por ordem de mérito, em que os compradores e vendedores pagam/recebem por cada MWh comprado/vendido. Neste trabalho um método modificado é usar o *DLMP* em cada barramento em vez de um *MEP* unificado.

$$SS = \sum_{j=1}^N (B_j - DLMP_j) P_{B_j} - \sum_{i=1}^M (DLMP_i - S_i) P_{S_i} \quad (1)$$

onde:

*SS*: Excedente Socioeconômico do Sistema.

$B_j, P_{B_j}$ : Preço de oferta e quantidade do comprador.

$S_i, P_{S_i}$ : Preço de oferta e quantidade do vendedor.

$DLMP_i$ : *DLMP* em cada barramento *i*.

Já o *DCOPF* sem considerar as perdas do sistema, pode ser modelado maximizando o excedente social sujeito ao equilíbrio das potências e limites de fluxo nas linhas. Assume-se as magnitudes de tensão como sendo a unidade e, a potência reativa é ignorada.

$$MaxSS = \sum_{j=1}^N (B_j - DLMP_j) P_{B_j} - \sum_{i=1}^M (DLMP_i - S_i) P_{S_i} \quad (2)$$

$$s. t. \sum_{i=1}^M P_{S_i} - \sum_{j=1}^N P_{B_j} = 0 \quad (3)$$

$$\sum_{j=1}^N GSF_{k-i} \times (P_{S_i} - P_{B_j}) \leq LF_k^{MAX} \quad (4)$$

$$P_{S_i}^{MIN} < P_{S_i} < P_{S_i}^{MAX} \quad (5)$$

Onde,

$N$ : Número da barra onde se encontra a carga;

$M$ : Número da barra onde se encontra a geração;

$K$ : Número de linhas;

$GSF_{k-i}$ : Fator de transferência da geração na linha  $k - i$ ;

$LF_k^{MAX}$ : Limite de Fluxo de linha nas  $k$ 's linhas.

Assume-se também que não existe elasticidade de demanda. Os valores atuais de  $GSF$  dependem da escolha da barra de referência, entretanto, os fluxos de linha em (4) são independentes da escolha da barra de referência.

O  $DLMP$  pode ser decomposto em três componentes:

$$DLMP_i = MEC_i + MLC_i + MCC_i \quad (6)$$

$MEC = \lambda \rightarrow$  Multiplicador de Lagrange da Eq. (3)

$MLC = 0 \rightarrow$  No modelo de  $DCOPF$  o preço marginal de perdas é zero

$MCC = \sum_{k=1}^M GSF_{k-i} \times \mu_k, \mu_k i \rightarrow$  Multiplicador de Lagrange da Eq. (4)

O algoritmo de cálculo do  $DLMP$  é implementado e a  $MG$  pode absorver energia da rede principal durante contingências, tais como escassez de GDs, interrupções de linha ou congestionamento.

O preço locacional para sistemas de distribuição apresentado em [5] determina o preço em cada nó do sistema, onde o  $OPF$  em um sistema  $AC$  é utilizado para determinar o  $DLMP$ . O objetivo deste modelo é maximizar o bem-estar, tanto da demanda quanto da oferta, considerando RD. Assume-se que as cargas sensíveis podem definir o seu consumo entre seus limites máximos e mínimos. Na Figura 35 pode-se observar a variação do  $DLMP$  no sistema modelado em  $AC$ , devido à componente custo marginal de perdas  $MLC$ . Espera-se que as cargas nas barras mudem se conseguirem ajustar o seu consumo em relação ao sinal de preços. Neste caso as barras 3, 6, 8 e 11 são consideradas como sensíveis ao preço, e como resultado o barramento 3 teve uma redução de carga de 140 a 90 kWh, pois o seu  $DLMP$  é um dos mais

caros. Finalmente, devido à adição das cargas sensíveis ao preço tanto o bem-estar social quanto os *DLMPs* do sistema tendem a aumentar.

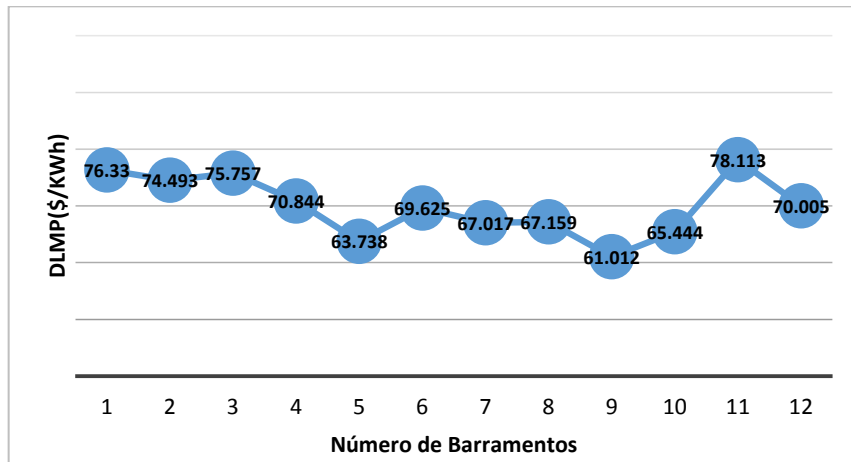


Figura 35. *DLMP* no sistema AC com RD. Modificado de [5]

Singhal & Hedman [63] apresentam uma abordagem interativa para integrar os sistemas de transmissão e distribuição. O objetivo é acoplar de maneira otimizada os sistemas de transmissão e distribuição via *DLMP*, além de permitir que os recursos do sistema de distribuição ofereçam serviços ancilares para facilitar a integração de renováveis. A abordagem ideal é a resolução de um único modelo *OPF* da transmissão e da distribuição. Porém, se torna inviável computacionalmente devido ao tamanho do sistema. Sendo assim, o problema do *OPF* integrado é decomposto em dois problemas subsequentes, o *OPF* da transmissão e o *OPF* da distribuição. Com o algoritmo proposto, o sistema de distribuição é modelado por uma curva de demanda residual no *OPF* do sistema de transmissão, enquanto que o sistema de transmissão é modelado por uma curva de oferta residual restrita à transmissão no *OPF* do sistema de distribuição. O algoritmo foi testado num sistema de grande porte de 150 MW de demanda máxima, com tensão de sistema de transmissão de 230 kV e sistema de distribuição de 11 kV. Para este caso em específico a técnica interativa alcançou o acoplamento ótimo entre os dois subsistemas, garantindo que as demandas sensíveis ao preço e os GDs sejam adequadamente representados no *OPF* da transmissão, no qual as curvas de demanda residual são atualizadas com base de uma estrutura de preços de *DLMP*.

## 4.4 Custo Marginal de Operação

O custo marginal de operação representa a geração despachada pelo menor custo, caso esse ainda tenha disponibilidade para suprir o próximo incremento de carga; o custo marginal total encontra-se como resultado quando utilizada uma ferramenta de otimização, como a programação linear. O sistema analisado no Capítulo 5 é composto por um sistema de distribuição de 12 barras e para simplificar a metodologia de resolução proposta, utilizou-se como exemplo um sistema de transmissão de 6 barramentos, que é composto de 3 geradores, 12 linhas de transmissão e 3 cargas de 70 MW conectadas conforme o diagrama unifilar apresentado na Figura 36. Quando se diz que uma usina foi despachada por ordem de mérito, significa que, por apresentar menores custos para cada MW gerado, a usina foi colocada em operação. A questão é determinar o despacho ótimo, ou seja, atender a demanda do sistema a um mínimo custo. Os dados relativos às potências máximas das unidades geradoras, com seus respectivos custos por MW são apresentados também na Figura 36.

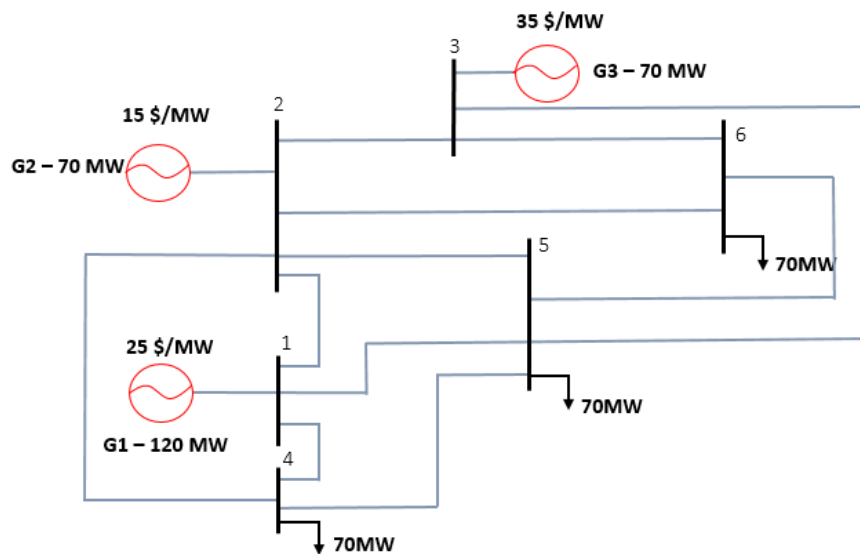


Figura 36. Sistema de seis barras com geração térmica. Modificado de [64, 65].

Conforme mostra a Tabela 7, o sistema está interligado por linhas de transmissão, que possuem restrições de capacidade, e com as suas respectivas reatâncias.



Tabela 7. Reatância das linhas e capacidades [64, 65].

LT	Reatância [pu]	Capacidade [MW]
1-2	0,2	50
1-4	0,2	50
1-5	0,3	40
2-3	0,25	40
2-4	0,1	80
2-5	0,3	40
2-6	0,2	50
3-5	0,26	40
3-6	0,1	80
4-5	0,4	30
5-6	0,3	40

A resolução do exemplo segue o esquema de uma programação linear representado pela equação 7, a função objetivo, sujeita ao conjunto de restrições dado pelas equações 8, 10, 11 e 13 [65].

$$z = \text{Min} \sum_{j=1}^{Nb} c_j g_j \quad (7)$$

Restrições de Igualdade

$$\sum_{j \in k} g_j - \sum_{l \in \Omega_k} f_{kl} = d_k \quad (8)$$

$$\pi_d \quad (9)$$

$$f_{kl} = \gamma_{kl} \Delta \theta_{kl} \quad (10)$$

Restrições de Desigualdade

$$g_j \leq \acute{g}_j \quad (11)$$

$$\pi_g \quad (12)$$

$$f_{kl} \leq \acute{f}_{kl} \quad (13)$$

$$\pi_f \quad (14)$$

onde:

$k$ : 1, ...,  $nb$ ;

$nb$ : número de barramentos do sistema;

$j$ : 1, ...,  $ng$ ;

$ng$ : número de unidades geradoras conectadas ao sistema;

- $c_j$ : custo de geração da unidade  $j$ ;
- $g_j$ : capacidade de geração da unidade  $j$ ;
- $g'_j$ : limite superior de geração de potência ativa da unidade  $j$ ;
- $f_{kl}$ : fluxo de potência ativa entre as barras  $k - l$ ;
- $f'_{kl}$ : limite superior de fluxo de potência ativa na linha de transmissão  $k - l$ ;
- $\gamma_{kl}$ : susceptância do circuito  $k - l$ ;
- $\theta_k$ : ângulo da tensão na barra  $k$ ;
- $d_k$ : potência ativa da carga conectada na barra  $k$ ;
- $\pi_d$ : custo marginal associado à variação de mercado, equação 9;
- $\pi_g$ : custo marginal associado à variação da capacidade de geração, equação 12;
- $\pi_f$ : custo marginal associado à variação na capacidade de transmissão, equação 14;
- $\Omega_k$ : conjunto de barras diretamente ligadas à barra  $k$ .

A função objetivo do problema é a minimização do custo operacional do sistema de potência, composta pela soma dos custos operacionais de cada unidade de geração. As variáveis de decisão são  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$  e estas representam a quantidade fornecida por cada gerador, conforme a equação 15:

$$CO = \text{Min}(25 * G_1 + 15 * G_2 + 35 * G_3) \quad (15)$$

Outras restrições, são devidas às capacidades de linhas de transmissão e capacidades de cada gerador. Deste modo a equação 16 representa a restrição devido aos fluxos nas linhas de transmissão; a equação 17 é a restrição devida à capacidade do  $G_1$ ; a equação 18 é a restrição devida à capacidade do  $G_2$  e a equação 19 devida à capacidade de  $G_3$ .

$$-fmax_{kl} \leq f_{kl} \leq fmax_{kl} \quad (16)$$

$$0 \leq G_1 \leq 120 \quad (17)$$

$$0 \leq G_2 \leq 70 \quad (18)$$

$$0 \leq G_3 \leq 70 \quad (19)$$

O custo marginal, quando associado a cada gerador, informa o valor a ser cobrado por MW caso este gerador tenha a sua capacidade aumentada, fornecendo mais energia ao sistema. O desocho por ordem de mérito permite despachar os geradores de menor custo e conduz a uma análise geral do sistema, sendo um indicativo de onde se deve atuar ou investir. Na Tabela 8 apresenta-se o despacho de cada gerador para o sistema e o custo marginal associado. O custo de operação otimizado é de \$ 4.780,3. A resposta ótima fornecida na Tabela 8 indica que o

único gerador que está sendo totalmente despachado é o G2, pois este é o gerador de menor custo (15 \$/MW), e caso se aumente em um MW sua geração, o custo total do sistema diminui de \$ 17,09. O G1 (25 \$/MWh) está próximo do seu limite de geração, portanto, ainda não apresenta custo marginal. Já o G3 se encontra apenas complementando a carga necessária para atender a demanda do sistema, pois é o gerador de maior custo por MW gerado (35 \$/MW).

Tabela 8. Quantidade despachada por cada gerador e o custo marginal associado [64, 65].

Geração	Potência Máxima [MW]	Custo Marginal [\$/MW]
G1	116,97	0,00
G2	70	-17,09
G3	23,03	0,00

Outra informação fornecida é o custo marginal de curto prazo por barramento de geração, em relação à carga requerida pelo sistema. Os resultados estão apresentados na Tabela 9:

Tabela 9. Resultados referentes à variação de mercado [64, 65].

Barra	Potência Máxima [MW]	Custo Marginal [\$/MW]
1	0	25,00
2	0	32,09
3	0	35,00
4	70	30,97
5	70	38,46
6	70	34,83

O custo marginal por barramento, indica o incremento no custo quando se aumenta em 1MW em cada barramento, um de cada vez. Sendo assim, ao se aumentar a demanda de 1MW na barra 1 o custo operacional sofre o aumento de \$25, que é justamente o custo de operação do G1. Para a barra 2, onde está conectado o gerador G2, um incremento de 1MW na demanda, o custo operacional aumenta de \$32, que representa a soma do custo de operação do G2 \$ 15 mais os \$17 do seu custo marginal. Para o barramento 3, onde está conectado o gerador G3, o custo operacional aumenta de \$35, equivalente ao custo de geração do G3. O custo operacional da barra 5 é de 38,46 \$/MW, pois para um incremento de 1MW o custo próximo é de \$35 (G3), pois o único gerador capaz de atender esta demanda é o G3 que não está totalmente despachado.

## 5. ESTUDO DE CASO

### 5.1 Considerações Iniciais

A infraestrutura convencional de distribuição com controle centralizado, mostra-se ultrapassada e inflexível para lidar com a gestão econômica de energia num ambiente de *SG*. As futuras tecnologias devem permitir a integração da eletrônica de potência e comunicações devido à interatividade frequente entre os agentes do sistema, especialmente no que se refere aos usuários finais do sistema de distribuição.

O *DLMP* pode ser usado como sinal de preços para despacho de potência no controle local da área, para atingir o máximo excedente socioeconômico *SS* do sistema e incentivar a penetração de energia renovável distribuída no sistema de distribuição. O sinal de preço baseia-se numa estimativa aproximada do preço nodal do sistema de transmissão. Neste trabalho desenvolveu-se um algoritmo para o cálculo de *DLMP*, numa simulação de RD. Um modelo simplificado de fluxo de potência *DC*, é utilizado para modelar o sistema de distribuição [4, 5]. Considerou-se este modelo, pois sabemos que na atual rede de distribuição as perdas são maiores que no sistema de transmissão, mas futuramente a utilização em grande escala de *MGs* ajudará à redução das perdas na distribuição, por se tratarem de fontes de geração locais. A modelagem matemática do problema de despacho econômico é formulada levando em consideração as restrições do sistema, tais como a capacidade de geração dos geradores conectados à *MG*, o limite de transmissão de potência ativa das linhas de distribuição e os valores das demandas a serem supridas pelo sistema. O *DCOPF* é o modelo mais simples para simular o sistema de distribuição, porém, uma integração do modelo de fluxo de potência total e fluxo de potência reativa dentro do esquema de otimização proposto poderá ser assunto de um trabalho futuro.

Os dados coletados poderiam ser integrados facilmente numa *EMS* de uma residência ou um pequeno comércio. Numa comunicação bidirecional com o fornecedor de eletricidade, o algoritmo permite maximizar o excedente do sistema *SS* e ao mesmo tempo minimizar o custo de energia do consumidor, de acordo à topologia apresentada na Figura 37. A interação ocorreria considerando o consumo de energia em tempo real. Por esse motivo, medidores bidirecionais são a componente chave de uma rede inteligente.

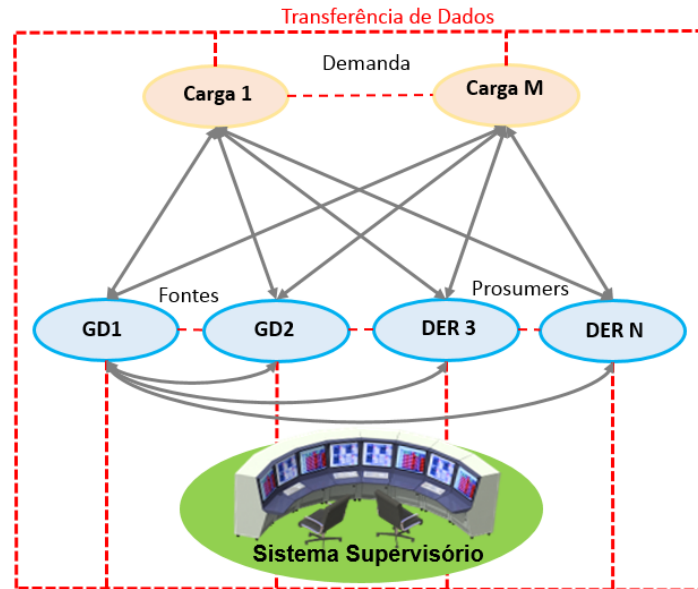


Figura 37. Sistema de controle para GDs e cargas da MG.

A proposta é converter o problema de otimização numa programação linear equivalente, de acordo com a modelagem matemática apresentada no Capítulo 4, através das equações de 1 a 14. As variáveis de decisão são  $P_{S1}$ ,  $P_{S2}$ , ...,  $P_{Sm}$  e estas representam a quantidade fornecida por cada gerador; entre as restrições de desigualdade têm-se as capacidades de linhas de distribuição e capacidades de cada gerador.

O *DLMP* será gerado para todas as barras  $i$  que utilizam o algoritmo proposto, e o excedente dos consumidores e os geradores podem ser calculados por cada agente e agregados, para encontrar o excedente total  $SS$ . O *DLMP* pode fornecer informações úteis ao controle do sistema, de tal maneira que o *MEC* irá refletir a localização da unidade de geração marginal, isto é, a unidade que vende energia incremental com o menor preço em comparação com outras gerações; já o *MCC* irá revelar as informações sobre os locais de congestionamento e carga marginal, o que é um critério importante para alocação de novas gerações ou cortes de cargas.

Na idealização do algoritmo de cálculo da Figura 38 o índice  $M$  é o número do barramento com GD e  $N$  o número do barramento com carga;  $P_{sm}$  e  $P_{bn}$  correspondem às potências ativas, respectivamente. No sistema de distribuição, cada entidade de fornecimento ou carga é representada por um agente, neste caso  $S_m$  são os fornecedores e  $B_n$  os compradores dos respectivos barramentos. Cada agente recebe lances secretos de ofertas de cada entidade e, em seguida, atua tanto como uma unidade de demanda ou fornecimento, diante dos sinais de preços; estes podem comunicar-se uns com os outros diretamente e intercambiar dados.

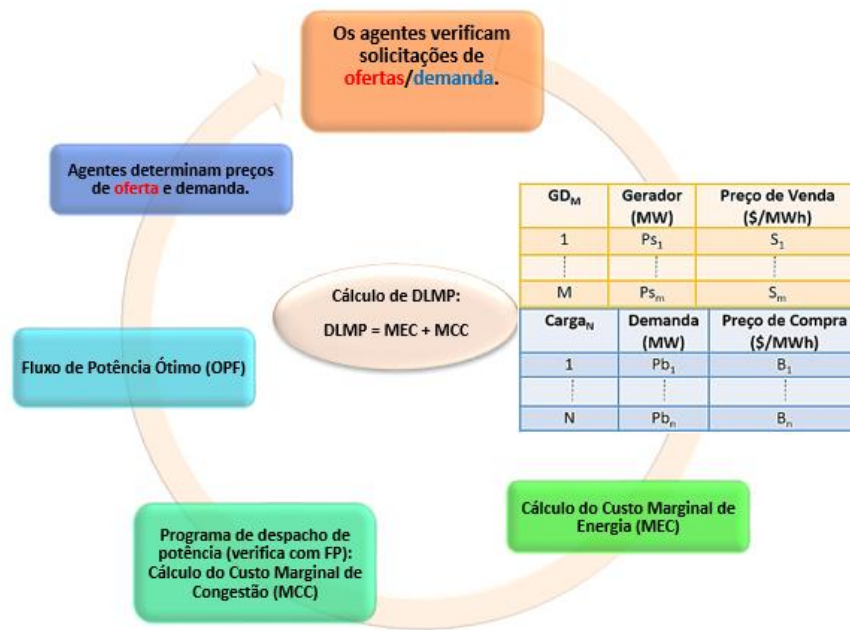


Figura 38. Idealização do algoritmo de cálculo do *DLMP*.

Os agentes, primeiro, fazem intercâmbios de ofertas/lances e criam uma lista de prioridades de despacho, com despacho de geração dos menores preços de oferta, para servir às cargas com maior preço de demanda. O despacho inicial precisa ser verificado com o fluxo de potência ótimo *DCOPF* para encontrar os custos marginais de energia e congestionamento. Cada agente agrega resultados de *DLMP* e em seguida calcula-se o pagamento/benefício individual e o *SS* que é um simples somatório de todos os excedentes das barras. O problema de despacho econômico pode ser resolvido utilizando a *Toolbox Linprog* do software *Matlab*. As informações que podem ser obtidas com o *Linprog* são o excedente ótimo do sistema, os valores que cada gerador deve fornecer, os custos marginais do sistema e os valores para os multiplicadores *simplex*, que representam o custo marginal do sistema, valores de incremento ou diminuição, caso ocorra uma variação, como por exemplo, na demanda de energia [64]. O algoritmo proposto, é implementado num simples sistema de distribuição de 12 barras, como é mostrado nas Tabelas 10 e 11. As configurações do sistema foram arbitrariamente escolhidas por Meng & Chowdhury [4] para obter razoáveis testes de cenários de uma *MG* no sistema de distribuição.

Tabela 10. Configurações do sistema de distribuição de 12 barras [4, 5].

Especificações do Sistema de Distribuição	
Base de Tensão (kV)	$V_B = 12$
Base MVA (MVA)	$S_B = 1$
Características de Linha (ohm/milha)	$Z = 0.896 + j0.7743$
Comprimento de Linha (milhas)	$L = 0.5$
Limite térmico da linha	$I_{max} = 270A$

As cargas e GDs, possuem fator de potência unitários. A capacidade instalada de algumas delas é superestimada, pois são dependentes de condições climáticas e por esse motivo a taxa média de despacho da GD varia dependendo do cenário.

Tabela 11. Especificações de cargas e GDs do sistema de 12 barras [4, 5].

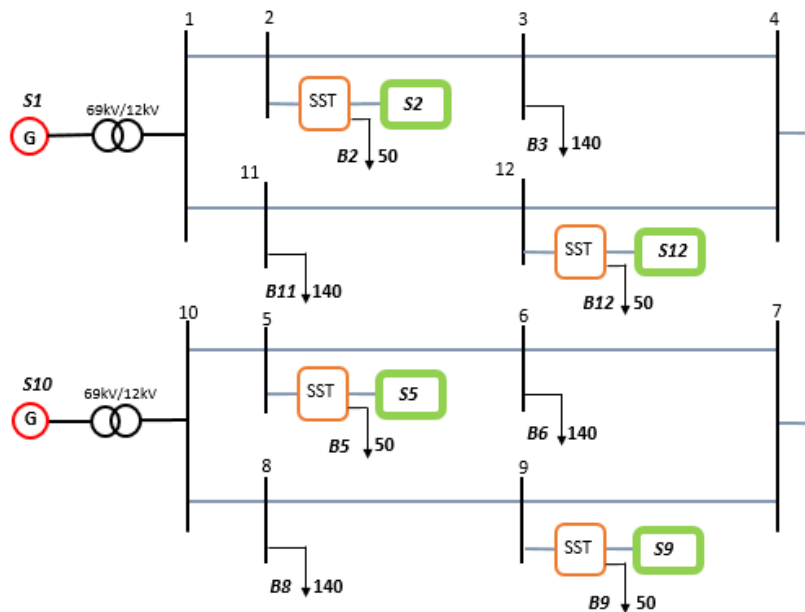
Barras [i]	Especificações de Carga	Instalação das GDs
1		$P_{S1} = Rede\ externa.$
2	$P_{B2} = 50\ kW$	$P_{S2} = 350\ kW$
3	$P_{B3} = 140\ kW$	
4		
5	$P_{B5} = 50\ kW$	$P_{S5} = 350\ kW$
6	$P_{B6} = 140\ kW$	
7		
8	$P_{B8} = 140\ kW$	
9	$P_{B9} = 50\ kW$	$P_{S9} = 350\ kW$
10		$P_{S10} = Rede\ externa.$
11	$P_{B11} = 140\ kW$	
12	$P_{B12} = 50\ kW$	$P_{S12} = 350\ kW$

O sistema deve despachar todas as gerações distribuídas que possuir e dessa maneira fornecer potência às demandas e operar no modo ilhado, para assim reduzir o consumo de combustível e de poluição ambiental. No entanto, a MG pode absorver energia da rede durante contingências; tais como falta de geração de energia renovável, interrupções de linha ou congestionamento [58 – 61]. Conforme mostra a Tabela 12, o sistema está interligado por linhas de distribuição que possuem restrições de capacidade, com as suas respectivas reatâncias.

Tabela 12. Reatância das linhas e capacidades de transmissão.

Linhas <sub>i-j</sub>	Reatância [pu]	Capacidade [MW]
L1-2	0,00271	3,24
L1-11	0,00271	3,24
L2-3	0,00271	3,24
L3-4	0,00271	3,24
L4-7	0,00271	3,24
L4-12	0,00271	3,24
L5-6	0,00271	3,24
L5-10	0,00271	3,24
L6-7	0,00271	3,24
L7-9	0,00271	3,24
L8-9	0,00271	3,24
L8-10	0,00271	3,24
L11-12	0,00271	3,24

Na Figura 39 pode-se observar o circuito da *MG* conectado ao sistema de distribuição da MT. O sistema se encontra conectado à rede externa através das barras 1 e 10. As barras 3, 6, 8 e 11 possuem cargas de 140 kW, já as barras 2, 5, 9 e 12 possuem cargas de 50 kW. As GDs encontram-se conectadas através de transformadores de estado sólido nas barras 2, 5, 9 e 12 e, por este motivo, estas possuem fator de potência unitário.

Figura 39. Circuito de 12 barras da *MG* conectada na MT.

A Tabela 13, apresenta as ofertas da *MG* com os preços de compra/venda e quantidades de energia correspondentes para *bids* de oferta e demanda. É assumido que o preço de energia



da rede externa, é muito maior do que a geração renovável, devido a custos de combustível e de penalidade ambiental.

Tabela 13. Segmento de vendedores ( $S_m$ ) e compradores ( $B_n$ ) com ofertas/lances.

Barra [i]		Preço [\$/MWh]	Quantidade [kWh]		Preço [\$/MWh]	Quantidade [kWh]
1	S1	150	500	-	-	-
		250	1000			
2	S2	50	100	B2	100	50
		75	350			
3	-	-	-	B3	110	100
					80	140
4						
5	S5	40	200	B5	85	50
		100	350			
6	-	-	-	B6	100	40
					90	140
7						
8	-	-	-	B8	85	140
9	S9	60	350	B9	70	50
10	S10	180	500	-	-	-
		200	350			
11		-	-	B11	100	120
					90	140
12	S12	65	150	B12	80	50
		70	350			

Tradicionalmente, o excedente social, utilizado no controle econômico do sistema de potência, é determinado pelo Ponto de Equilíbrio de Mercado - *MEP*. Na Figura 40 observa-se o ponto de equilíbrio do sistema de 12 barras. No caso base, o equilíbrio é atingido no valor de 70 \$/MWh.

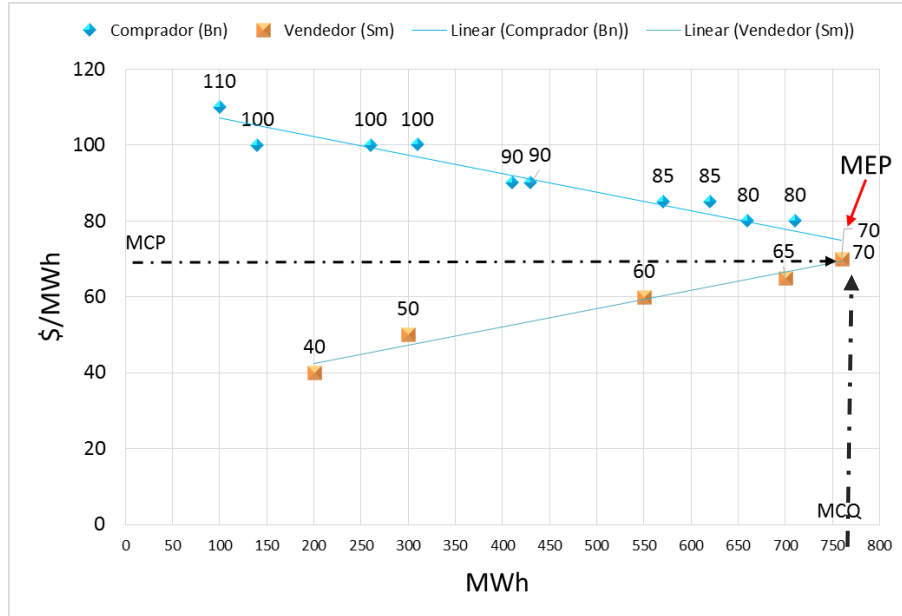


Figura 40. Ponto de Equilíbrio de Mercado do circuito de 12 barras.

Considera-se neste estudo que a GD se encontra estrategicamente localizado próximo das cargas, implicando na diminuição das distâncias associadas à distribuição de energia às cargas, portanto, desconsidera-se o custo marginal de perdas. Os resultados obtidos com a execução do código proposto no *MATLAB*, para os quatro casos de contingências possíveis são apresentados a seguir.

## 5.2 CASO 1: Cenário Básico de Teste

No cenário básico são atribuídas às GDs (*S2*, *S5*, *S9* e *S12*) geração suficiente para fornecer todas as demandas. Inicialmente a demanda do sistema corresponde a 760 kW. A *MG* opera em modo ilhado como pode-se observar na Figura 41 que apresenta também o fornecimento de energia de cada GD.

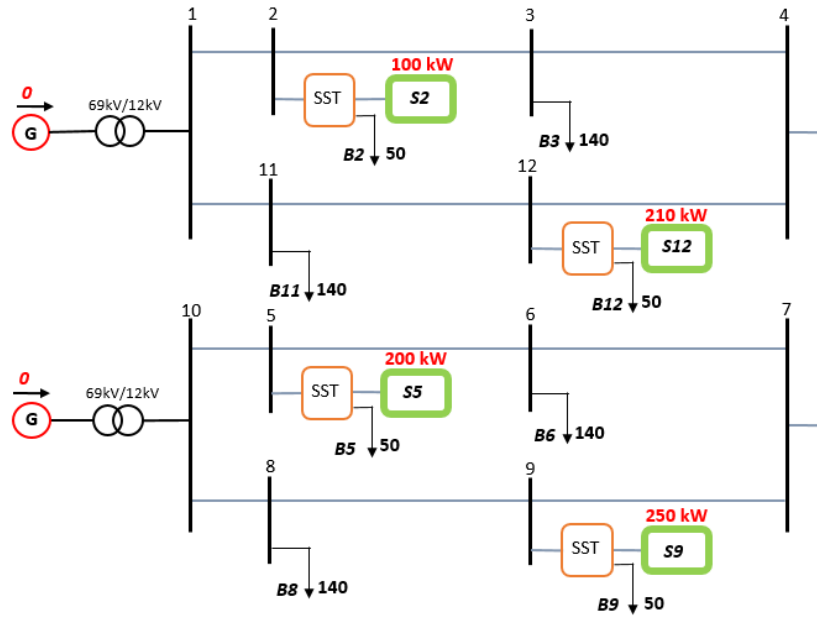


Figura 41. *MG* no modo ilhado à rede.

No caso base, o *DLMP* das barras do sistema corresponde a 70 \$/MWh. Em teoria, os *DLMPs* serão todos idênticos para cada um dos barramentos, ao ser considerado sem congestionamento. Portanto, observa-se o resultado do primeiro caso na Tabela 14. *S12* corresponde à geração marginal com um preço de energia de 70 \$/MWh. Todas as fontes são despachadas com base em preços de oferta para maximizar o *SS*, o qual corresponde à função objetivo que é de \$ 27,7.

Tabela 14. *DLMPs* e despachos econômicos – Caso Base.

Barra [i]	<i>DLMP</i> [\$/MWh]	$S_m$	Despacho [kWh]	$B_n$	Demanda [kWh]
1	70	<i>S1</i>	-		
2	70	<i>S2</i>	100	<i>B2</i>	50
3	70			<i>B3</i>	140
4	70				
5	70	<i>S5</i>	200	<i>B5</i>	50
6	70			<i>B6</i>	140
7	70				
8	70			<i>B8</i>	140
9	70	<i>S9</i>	250	<i>B9</i>	50
10	70	<i>S10</i>	-		
11	70			<i>B11</i>	140
12	70	<i>S12</i>	210	<i>B12</i>	50
<i>SS</i> = \$ 27,70.					

Na Tabela 15, a partir dos fluxos de potência ativa nas linhas de distribuição, observa-se que há grande folga com relação às capacidades destas linhas. O valor dual “ $\pi LF_{i-j}$ ”, está associado às restrições de capacidades de linha e de acordo com os resultados desta tabela neste caso são iguais a zero. Isto quer dizer que a função objetivo se mostra insensível aos incrementos na capacidade de distribuição de potência ativa das linhas.

Tabela 15. Fluxo de potência nas linhas de distribuição – Caso Base.

Linhas $_{i-j}$	Fluxos [kW]	Capacidade [MW]
<i>L1-2</i>	51,6	3,24
<i>L1-11</i>	-51,6	3,24
<i>L2-3</i>	1,6	3,24
<i>L3-4</i>	101,6	3,24
<i>L4-7</i>	100,0	3,24
<i>L4-12</i>	1,6	3,24
<i>L5-6</i>	-133,9	3,24
<i>L5-10</i>	-22,7	3,24
<i>L6-7</i>	46,1	3,24
<i>L7-9</i>	146,1	3,24
<i>L8-9</i>	103,9	3,24
<i>L8-10</i>	22,7	3,24
<i>L11-12</i>	-208	3,24

Na Tabela 16, apresentam-se o fornecimento de energia de cada gerador para o sistema e o valor dual associado à variação de geração “ $\pi S_i$ ” e “ $\pi B_i$ ” referente às restrições nos lances de demanda. O valor dual  $\pi S_5$  do gerador despachado de menor custo *S5*, isto indica que no caso de se aumentar sua geração em um MW, a função objetivo terá o incremento de 15 \$/MWh. Portanto, esta é a unidade vendedora cuja expansão de capacidade traz maiores ganhos ao sistema. Outro resultado dual importante é o valor  $\pi B_i$ . Neste caso, sabe-se que o comprador *B3* possui o maior lance de *MEC* e o  $\pi B_3$  indica que caso se incremente a capacidade de demanda na barra 3 em 1MW, a função objetivo terá incremento de, aproximadamente, 15 \$/MWh. Pelos resultados de  $\pi S_9$  e  $\pi S_{12}$  estes geradores possuem menor chance de aumento de suas capacidades, devido aos baixos valores de contribuição à função objetivo e por serem as gerações de maior custo.

Tabela 16. Quantidades despachadas e custos marginais associados – Caso Base.

Barra [i]	Despacho [kWh]	$\pi Si$ [\$/MWh]	Demanda [kWh]	$\pi Bi$ [\$/MWh]
1				
2	100	10	50	
3			140	14,9
4				
5	200	15	50	
6			140	5
7				
8			140	
9	250	5	50	
10				
11			140	5
12	210	2,5	50	

### 5.3 CASO 2: Emergência de Linhas

O sistema de distribuição considerado pode absorver energia da rede externa durante contingências, tais como escassez de GD, saída de linha ou diminuição na capacidade. Nesta configuração, o sistema da *MG* se encontra conectada à rede externa através dos barramentos 1 e 10 (*S1 e S10*); a demanda do sistema continua sendo 760kW. Na Figura 42 pode-se identificar a localização das linhas a serem contingenciadas e as suas respectivas localizações dentro da *MG*.

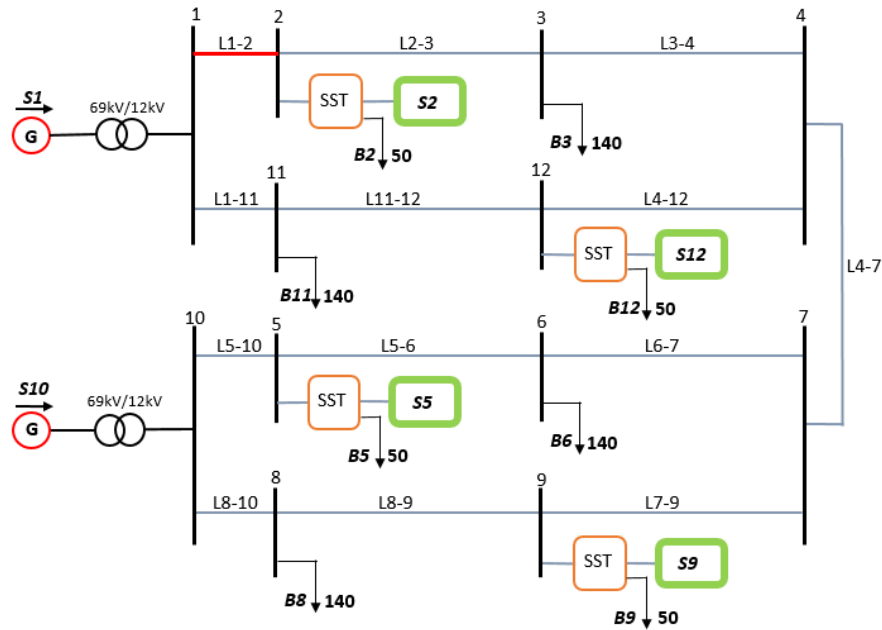


Figura 42. As linhas de distribuição e localização das cargas e GDs.

O congestionamento será realizado para melhor visualização dos sinais de preços. A configuração do sistema é composta por 13 linhas e foram congestionadas uma por vez.

### 5.3.1 Emergência na L3-4

Observa-se no resultado do caso base, que a geração marginal é o S12 e que a linha L3-4 possui um dos maiores fluxos, conforme a Tabela 15. Neste caso, o limite da linha é reduzido a 40kW para criar congestionamento nesta linha. Na Tabela 17 estão os valores de DLMP apresentados para cada barramento e os respectivos despachos.

Tabela 17. DLMPs e despachos na emergência de L3-4.

Barra [i]	DLMP [\$/MWh]	$S_m$	Despacho [kWh]
1	70,00	S1	0
2	70,00	S2	100
3	68,19		
4	66,39		
5	75,42	S5	200
6	75,42		
7	75,42		
8	75,42		
9	75,42	S9	250

10	75,42	<i>S10</i>	0
11	75,42		
12	71,81	<i>S12</i>	210
<i>SS = \$ 26,93.</i>			

O resultado, mostra que o S12 se mantém como vendedor marginal, com preço de energia de 70 \$/MWh. A parte ilhada pelo congestionamento, que são as barras 1, 2, 3 e 4 possuem menores valores de *DLMPs*. O excedente social deste caso é \$26,93; que está reduzido, comparando com o caso base, devido ao redespacho das gerações.

A Tabela 18, mostra a linha *L3-4* que tem seu limite de transmissão de potência ativa atingido em 40kW. Segundo o resultado dual, isto induzirá uma diminuição de -20\$/MWh na função objetivo otimizada.

Tabela 18. Custo marginal de capacidade das linhas em L3-4.

$\pi LF_{i,j}$ [\$/MWh]	Linha
-20	<i>L3-4</i>
0	<i>Li-j</i>

Na Tabela 19, o valor dual associado à variação de mercado da barra  $\pi d3$  é -40 \$/MWh e isto ocasionará uma redução na função objetivo. O valor dual, associado à restrição de capacidade de geração da unidade *S5* ( $\pi S5$ ) corresponde a 15 \$/MWh. Os valores duais, associados às restrições de capacidades de demanda  $\pi B6$  e  $\pi B11$ , indicam que aumentos em algumas destas barras, o valor da função objetivo poderá sofrer um aumento  $\approx 25$  \$/MWh. Estas, são as unidades compradoras cuja expansão de capacidade traz maiores ganhos ao sistema.

Tabela 19. Resultados duais referentes à função objetivo - Emergência em L3-4.

Barra [i]	$\pi di$ [\$/MWh]	$\pi Si$ [\$/MWh]	$\pi Bi$ [\$/MWh]
1			
2		10	15,00
3	-40		
4			
5		15,00	4,30
6			24,98
7			
8			7,49
9		5,00	
10			

11			24,99
12		2,5	4,99

### 5.3.2 Emergência na L8-9

No resultado do caso base, observa-se o gerador marginal é o *S12* com preço de energia de 70 \$/MWh e a linha *L8-9* possui um dos maiores fluxos, como apresentado na Tabela 15. Neste caso também, o limite da linha é reduzido a 40kW para criar congestionamento nesta linha. Os resultados apresentados na Tabela 20 mostram que o congestionamento causa uma menor injeção de potência do *S9*. Sendo assim, os vendedores *S12* e *S2* aumentam as suas saídas para fornecer à demanda extra e neste caso o *S2* se torna o vendedor marginal, variando o *MEC* para 75 \$/MWh, neste caso a *MG* foi afetada, mantendo o *MEC* elevado como preço locacional em todos os barramentos. Já a diminuição de injeção de potência de *S9*, reduziu os *DLMPs* das barras 7 e 9, porém a barra 10 é prejudicada pagando o maior *DLMP* de 75,68 \$/MWh. O excedente socioeconômico deste caso é \$26,56 e diminui, comparando com o caso base, devido ao congestionamento que força o redespacho das gerações e faz com que o vendedor mais caro se torne marginal.

Tabela 20. *DLMPs* e despachos na emergência de *L8-9*.

Barra [i]	<i>DLMP</i> [\$/MWh]	$S_m$	Despacho [kWh]
1	75,00	<i>S1</i>	0
2	75,00	<i>S2</i>	129,2
3	75,00		
4	75,00		
5	75,00	<i>S5</i>	200
6	73,64		
7	74,32		
8	75,00		
9	72,29	<i>S9</i>	80,8
10	75,68	<i>S10</i>	0
11	72,98		
12	75,00	<i>S12</i>	350
<i>SS</i> = \$ 26,56.			



A Tabela 21 mostra a linha *L8-9* que tem seu limite de transmissão de potência ativa atingido em 40kW e segundo o resultado dual, isto induziria a uma diminuição de -7,5 \$/MWh na função objetivo otimizada.

Tabela 21. Custo marginal de capacidade das linhas em *L8-9*.

$\pi L_{i-j}$ [\$/MW]	Linha
-7,5	<i>L8-9</i>
0	<i>Li-j</i>

Na Tabela 22, o valor dual associado à variação de mercado da barra  $\pi d8$  é -15 \$/MWh e indica que ao incremento de 1MW na demanda da barra o excedente social sofreria uma redução deste valor. O valor dual associado à restrição de capacidade de geração da unidade *S5* ( $\pi S5$ ) e indica que isto induz um aumento de 17,5 \$/MWh ao valor da função objetivo, e esta é a unidade de geração cuja expansão de capacidade traz maiores ganhos ao sistema. Os valores duais associados às restrições de capacidades de demanda  $\pi B3$ ,  $\pi B6$  e  $\pi B11$ , indicam que caso houver aumentos em algumas destas capacidades, induziriam a um aumento de  $\approx 15$  \$/MWh ao valor da função objetivo. Estas são as unidades compradoras cuja expansão de capacidade traria maiores ganhos ao sistema.

Tabela 22. Resultados duais referentes à função objetivo – Emergência em *L8-9*.

Barra [i]	$\pi d_i$ [\$/MWh]	$\pi S_i$ [\$/MWh]	$\pi B_i$ [\$/MWh]
1	0		
2	0	12,50	9,77
3	0		15,33
4	0		
5	0	17,50	2,63
6	0		15,03
7	0		
8	-15		
9	0		2,43
10	0		
11	0		15,1728
12	0	7,50	

### 5.3.3 Considerações do CASO 2

Em nenhum dos casos, em que a capacidade de transmissão atingiu os seus limites, houve importação de energia da rede externa através dos barramentos 1 e 10 (*S1 e S10*); isto deve-se a que as GDs têm capacidade suficiente para fornecer à *MG*.

O congestionamento pode isolar partes de acesso às gerações de menor custo, provocando preços elevados. A volatilidade do *DLMP* é bastante indesejada e nos casos com congestionamento é muito comum, pois o sistema se encontra estressado. A volatilidade de preços pode ser observada na Figura 43, com as variações entre *DLMPs* máximos e mínimos nas linhas congestionadas. É visto que a *L3-4* no momento do congestionamento apresenta a variação máxima de 13,6% do preço locacional. Por outro lado, se houver congestionamento na *L4-7* não haverá mudanças nos preços.

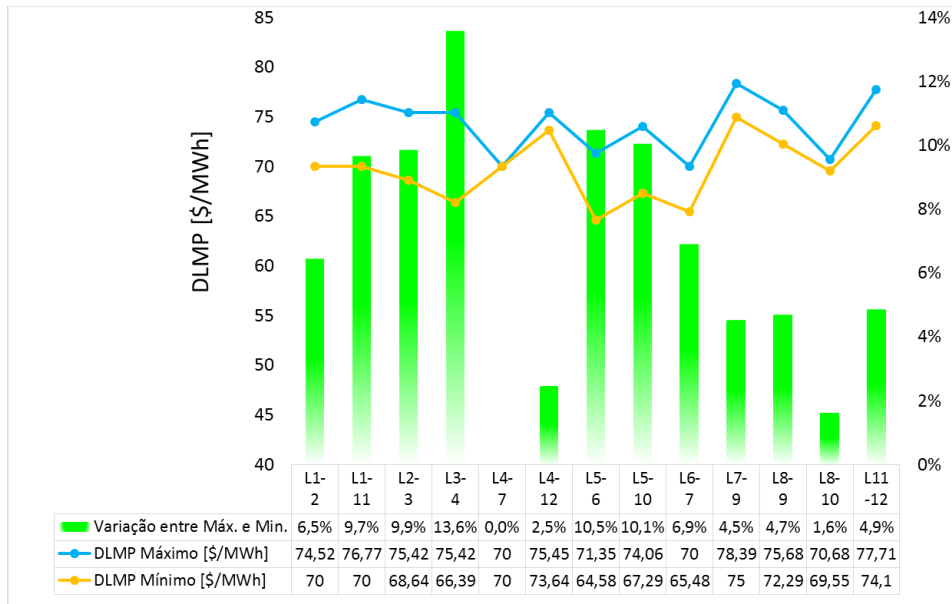


Figura 43. Variação entre máximo e mínimo do *DLMP* por linha congestionada.

Na Figura 44 pode-se observar a variação dos *DLMPs* com relação ao caso base, onde as linhas que possuem menor variabilidade de preços quando congestionadas são *L4-7*, *L5-6*, *L6-7* e *L8-10*. O restante das linhas, possuem aumentos significativos acima do caso base; como é o caso do congestionamento da *L7-9* que gerou o máximo *DLMP* de 78,39 \$/MWh.

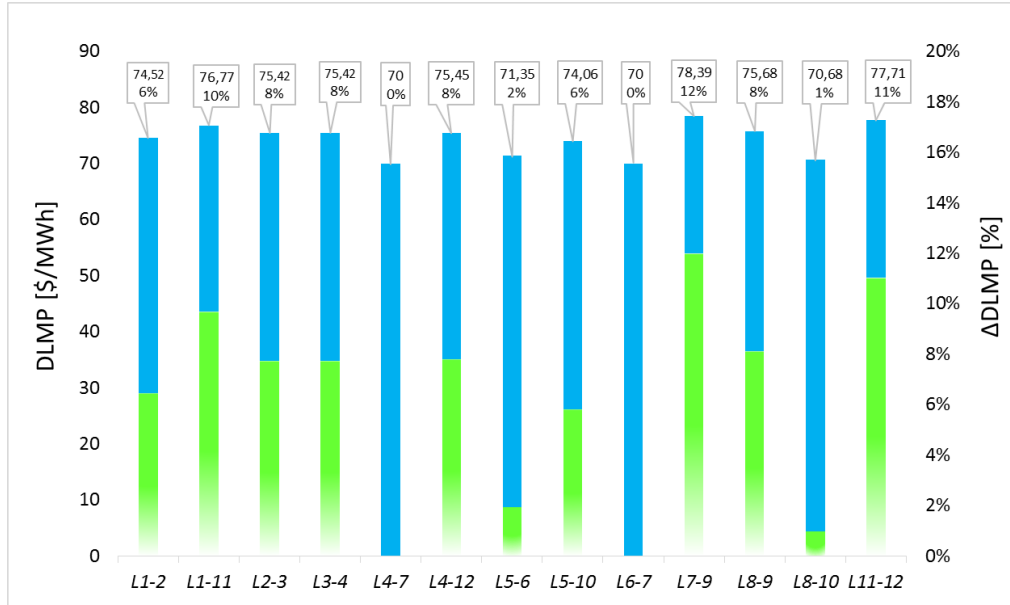


Figura 44. Variação dos DLMPs com relação ao caso base.

Na Figura 45 pode-se observar a variação da função objetivo *SS* com relação ao caso base. As linhas congestionadas que trouxeram maiores ganhos ao sistema são, *L1-2*, *L4-7*, *L4-12*, *L6-7* e *L8-10*. O congestionamento força o redespacho das gerações, fazendo com que os geradores mais caros se tornem marginais, fazendo com que os excedentes destes tornem os *SSs* maiores. Por outro lado, quando congestionada a linha *L5-6* houve redução do excedente *SS* de 15,5%.

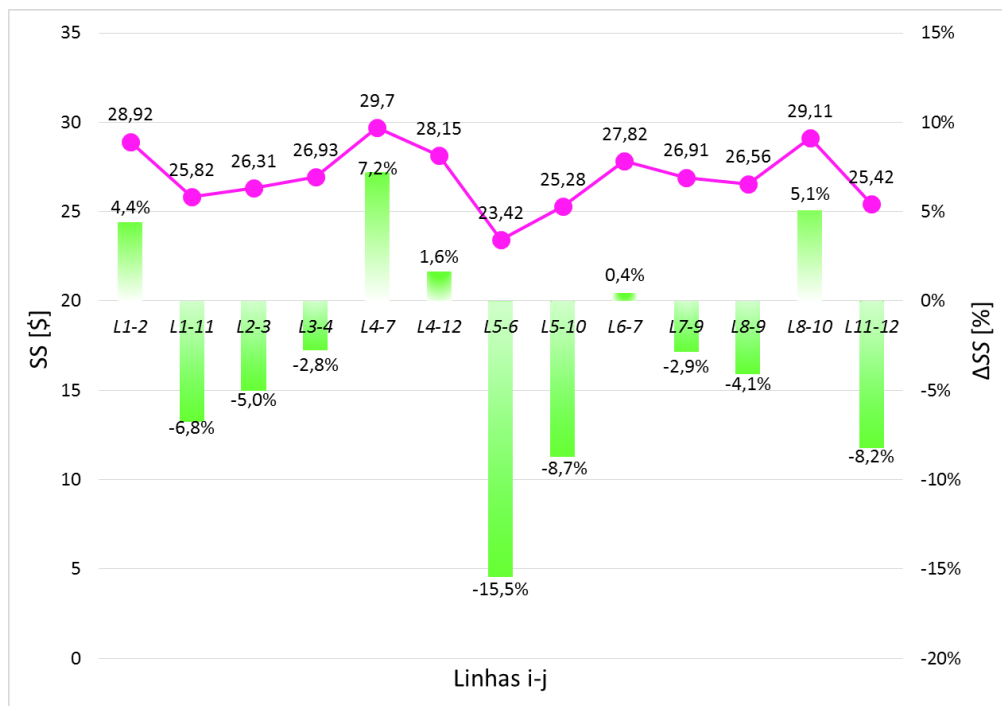


Figura 45. Variação do SS com relação ao caso base.

Na Figura 46, apresenta-se a sensibilidade da função objetivo diante dos limites de transmissão de potência ativa atingidos ou linhas congestionadas. Observa-se que as linhas *L1-11*, *L2-3*, *L4-12*, *L5-6* e *L5-10* apresentam resultados positivos, o que indica que os aumentos nas suas capacidades trarão benefícios à função objetivo; por exemplo, caso a linha *L5-6* incremente em uma unidade a sua capacidade de transmissão, isto pode induzir um aumento de 45 \$/MWh ao *SS*. Também pode-se observar que o máximo *SS* na linha *L8-10* não apresentou sensibilidade ao *SS* quando o seu limite de transmissão foi atingido (linha sobredimensionada).

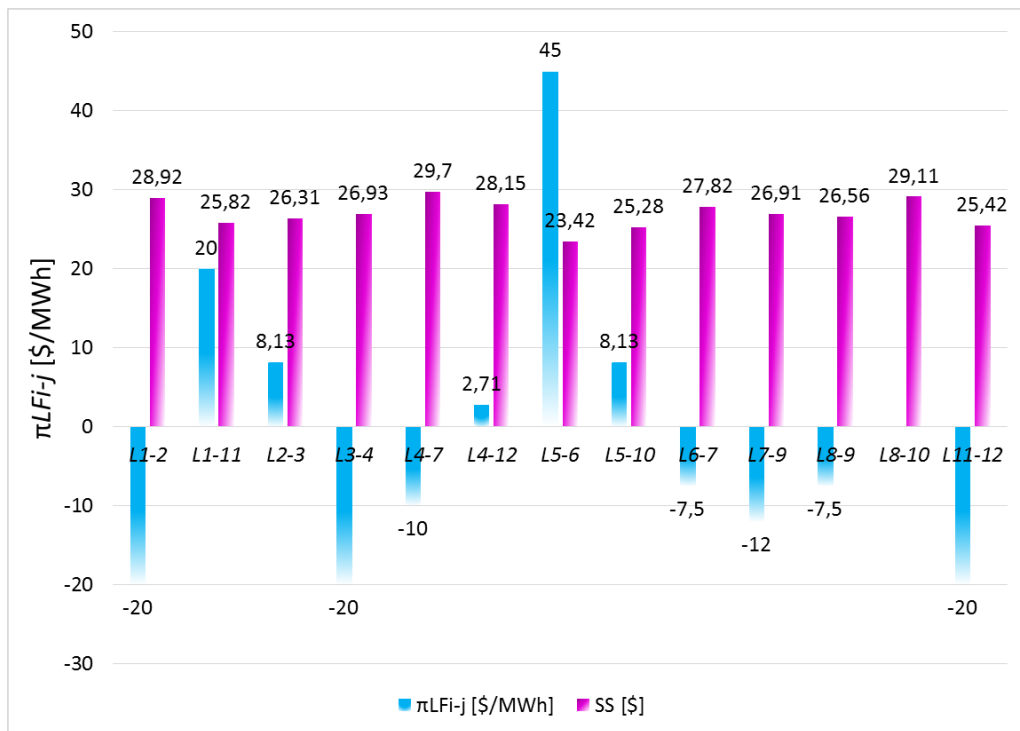


Figura 46 – Resultado dual  $\pi LF_{i-j}$  capacidade de transmissão da linha.

Na Figura 47 observa-se o valor dual  $\pi dI$  por barramento durante o congestionamento das linhas, e mostra-se que no congestionamento da *L1-2* o barramento 1 apresentou um valor positivo, o que indica que caso ocorra aumento de uma unidade na capacidade deste mercado, trará benefícios à função objetivo de 20 \$/MWh. As outras barras apresentaram valores negativos, indicando possíveis prejuízos ao *SS*.

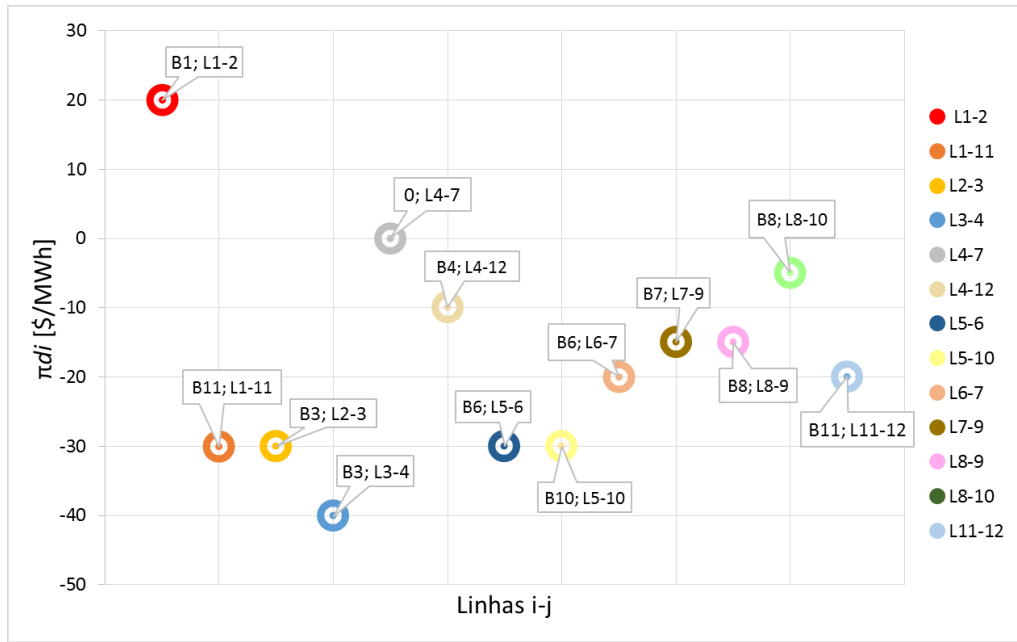


Figura 47. Resultado dual  $\pi_{di}$  por linha congestionada.

A seguir, na Figura 48, apresenta-se o valor dual  $\pi_{Si}$  por barramento, indicando quais são os geradores que podem trazer benefícios ao sistema, caso houver aumento em suas capacidades, fornecendo mais energia ao sistema. Igualmente ao caso base, o S5 é o gerador que está sendo despachado completamente, isto não é coincidência pois é o gerador de menor custo. Caso se aumente em um MW a sua geração o SS poderá aumentar em 17,5 \$/MWh. Portanto, esta é a unidade vendedora cuja expansão de capacidade traz maiores ganhos ao sistema.

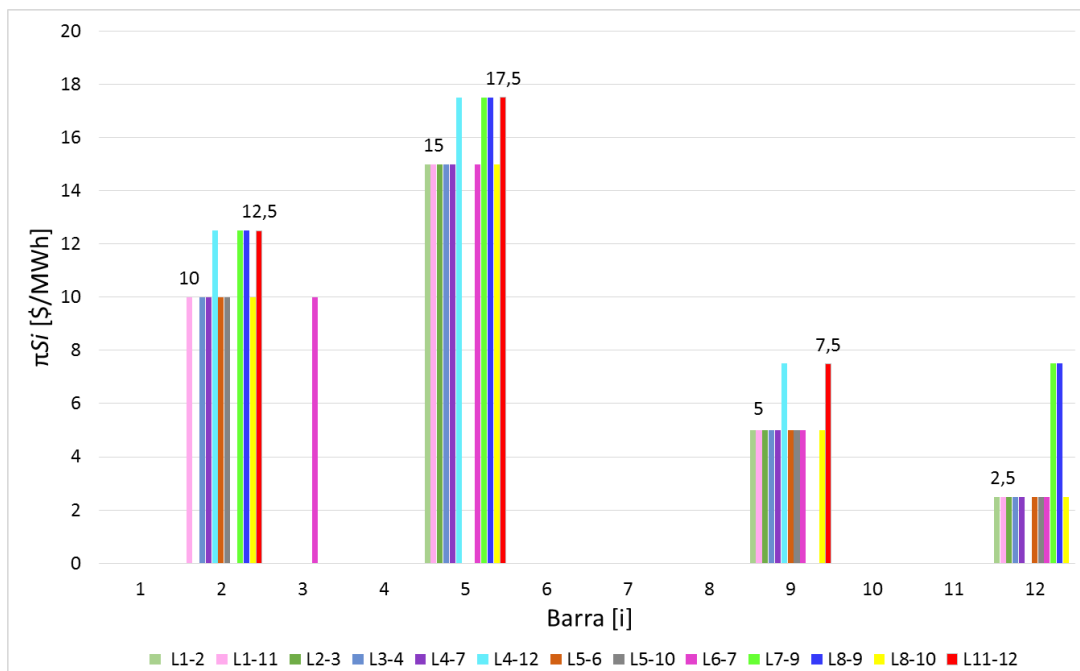


Figura 48. Resultado dual  $\pi_{Si}$  por barramento.

Neste caso, é apresentada na Figura 49 o valor dual  $\pi_{Bi}$  referente às restrições nos lances de demanda por barramento, e nos indica que caso haja aumentos nos lances de demanda nos barramentos 2, 3, 6 e 11, estes barramentos poderão trazer maiores ganhos ao SS. No caso base  $\pi_{B3}$  tinha apresentado uma sensibilidade de 15 \$/MWh ao SS e com o congestionamento observa-se valores máximos de  $\approx 25$  \$/MWh.

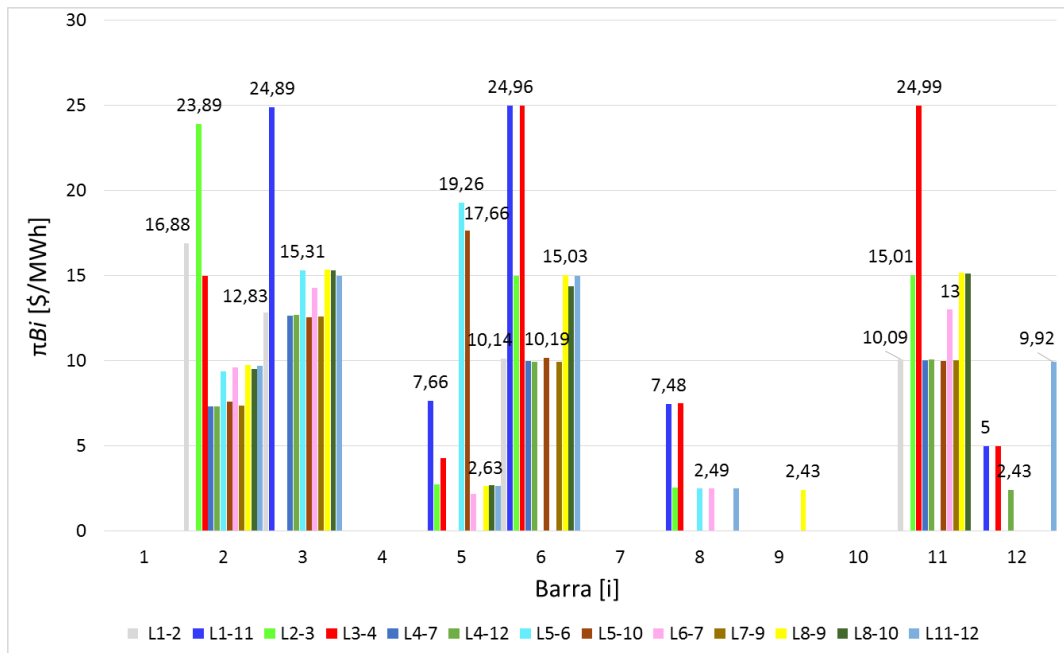


Figura 49. Resultado dual  $\pi_{Bi}$  por barramento.

Na Figura 50 observam-se os *DLMPs* máximo e mínimo por barramento. No caso de congestionamento, as linhas *L11-12*, *L4-12*, *L7-9*, *L8-9* e *L1-11* apresentaram os máximos *DLMPs*, devido a que o redespacho das gerações de preços baixos, acaba tornando vendedores marginais os geradores de maiores preços, *S9* e *S12*. Por outro lado, as linhas que se encontram próximas ao *S5*, de menor custo, apresentam os menores preços de localização.

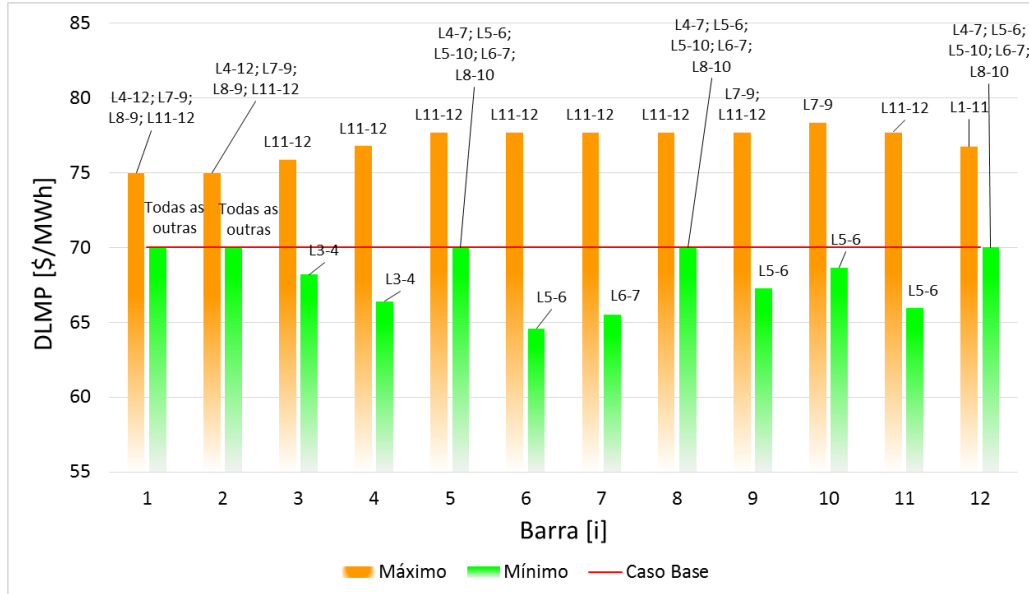


Figura 50. DLMP máximo e mínimo por barramento.

Na Figura 51 observa-se os valores gerais de DLMP por barramento, para visualização dos sinais de preços; o que futuramente, poderia ser utilizado para formação de tarifas em tempo real.

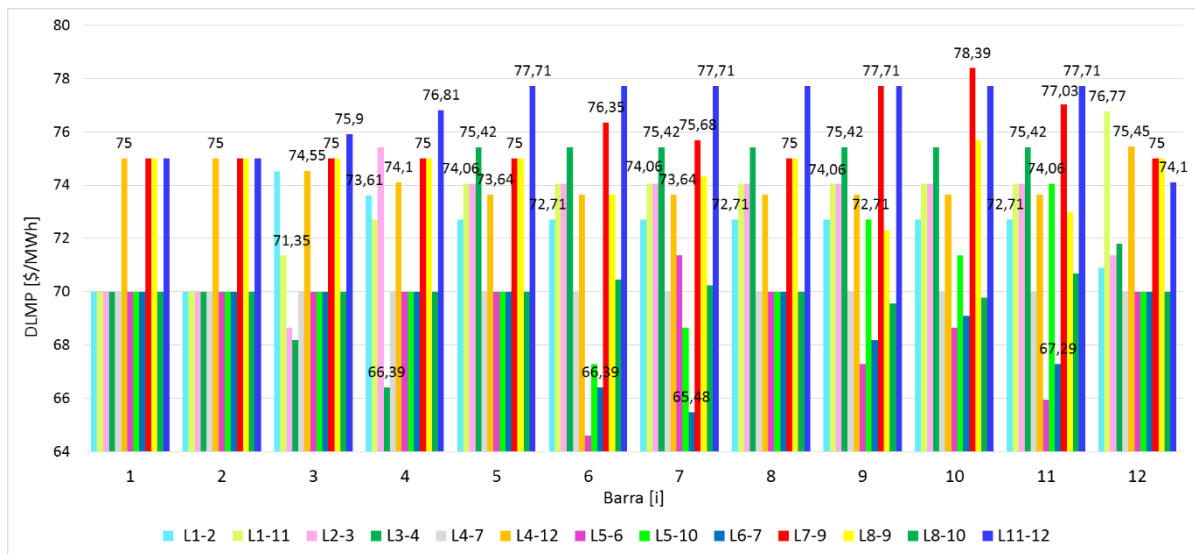


Figura 51. Valores gerais de DLMP por barramento.

### 5.4 CASO 3: Aumento no Nível de Cargas

Neste caso as GDs estão gerando a plena capacidade e a quantidade total ofertada ao sistema é de 1050 kW e assim como no caso anterior o sistema se encontra conectado a ambas redes externas S1 e S10. O congestionamento foi removido e nesta nova configuração todos os

níveis de carga aumentaram, inicialmente, até o limite das condições de fornecimento das GDs; em seguida, simula-se também as condições muito acima da capacidade total das GDs.

### 5.4.1 Aumento no nível de carga por barramento

No caso base, considerou-se a demanda da *MG* em 760 kW e neste caso, o aumento será realizado em 5 patamares. Inicialmente a carga aumenta em 810 e logo em 950 kW, pois nestes casos as GDs possuem capacidade para suprimento. O seguinte patamar de demanda de 1064 kW se encontra acima do limiar da capacidade das GDs; posteriormente, é aumentado para 1250 kW e logo para 1450 kW e estas demandas vão acima da capacidade das GDs. O aumento da carga foi realizado em um barramento por vez sucessivamente, nas barras com demandadores  $B_n$ .

Inicialmente o aumento de 50 kW foi realizado em cada barramento sucessivamente, aumentando a demanda da *MG* para 810 kW. Na Tabela 23 apresentam-se os valores de *DLMP* do sistema, a variação do *DLMP* com relação ao caso base, o excedente do sistema *SS* e a variação deste com relação ao caso base. Os casos apresentados nesta tabela, demonstram quais os demandadores (compradores) que beneficiariam ou prejudicariam os custos locais, caso exista aumento de carga em alguns destes barramentos. Caso ocorra aumento da carga do *B6*, há um grande aumento de quase 50% no preço locacional. Por outro lado, no caso de aumentar a carga no barramento 9 em 100 kW o *DLMP* se mantém quase constante com relação ao caso base.

Tabela 23. Aumento de carga de 50 kW por barramento e demanda da *MG* em 810 kW.

$B_n$	<i>DLMP</i> [\$/MWh]	$\Delta$ <i>DLMP</i> [%]	<i>SS</i> [\$]	$\Delta$ <i>SS</i> [%]
<i>B2</i>	76,18	8,8	30,80	11,2
<i>B3</i>	75,00	7,1	31,30	13
<i>B5</i>	42,22	-39,7	30,05	8,5
<i>B6</i>	105,63	50,9	30,30	9,4
<i>B8</i>	75,01	7,2	30,05	8,5
<i>B9</i>	69,83	-0,2	29,30	5,8
<i>B11</i>	72,41	3,4	30,80	11,2
<i>B12</i>	74,28	6,1	29,80	7,6

Com relação aos resultados obtidos da função objetivo *SS*, observa-se também na Tabela 23 que com estes aumentos por barramento, houve ganhos em cada um dos casos, pois as GDs



conseguem suprir a demanda do sistema. O  $SS$  maior do que no caso base se deve a que o aumento da carga deslocou o ponto de equilíbrio  $MEP$  ao longo da curva de demanda.

Na Tabela 24 são apresentados os resultados do aumento de 50 kW no barramento 5 e observa-se uma redução de 40% ao preço dos  $DLMPs$  do sistema. Os valores duais  $\pi Bi$ , referentes às restrições de capacidade de demanda da barra, neste caso são nulos pois caso ocorra um aumento neste barramento não haverá incrementos na função objetivo devido a que as  $GDs$  ainda possuem quantidade suficiente para fornecimento.

Tabela 24. Resultados referentes ao aumento da carga no barramento 5.

Barra [i]	$DLMP$ [\$/MWh]	$S_m$	Despacho [kWh]	$B_n$	Demanda [kWh]	$\pi Bi$ [\$/MWh]
1	42,22	<b>S1</b>	0			0
2	42,22	<b>S2</b>	140	<b>B2</b>	50	0
3	42,22			<b>B3</b>	140	0
4	42,22					0
5	42,22	<b>S5</b>	200	<b>B5</b>	100	0
6	42,22			<b>B6</b>	140	0
7	42,22					0
8	42,22			<b>B8</b>	140	0
9	42,22	<b>S9</b>	250	<b>B9</b>	50	0
10	42,22	<b>S10</b>	0			0
11	42,22			<b>B11</b>	140	0
12	42,22	<b>S12</b>	220	<b>B12</b>	50	0
$SS = \$30,05.$						

Na Tabela 25 são apresentados os resultados do aumento de 50 kW no barramento 6, onde o preço marginal torna-se muito maior do que no caso base e em consequência os  $DLMPs$  sofreram aumentos de 51%; isto se deve a que a carga inicial de 140 kW passou a ser uma carga de 190 kW, forçando o redespacho das gerações de maior preço. Observa-se que ainda não há importação da rede externa e os valores duais  $\pi Bi$ , neste caso ainda são nulos.

Tabela 25. Resultados referentes ao aumento da carga no barramento 6.

Barra [i]	$DLMP$ [\$/MWh]	$S_m$	Despacho [kWh]	$B_n$	Demanda [kWh]	$\pi Bi$ [\$/MWh]
1	105,63	<b>S1</b>	0			0
2	105,63	<b>S2</b>	140	<b>B2</b>	50	0
3	105,63			<b>B3</b>	140	0

4	105,63					0
5	105,63	<i>S5</i>	200	<i>B5</i>	50	0
6	105,63			<i>B6</i>	190	0
7	105,63					0
8	105,63			<i>B8</i>	140	0
9	105,63	<i>S9</i>	250	<i>B9</i>	50	0
10	105,63	<i>S10</i>	0			0
11	105,63			<i>B11</i>	140	0
12	105,63	<i>S12</i>	220	<i>B12</i>	50	0
<i>SS = \$30,30.</i>						

#### 5.4.2 Aumento geral das cargas na MG

A seguir serão estudados os preços da *MG* conforme é aumentada a carga nos barramentos  $B_n$  na mesma proporção. Neste caso também o aumento será realizado em 5 patamares, nos seguintes níveis 810, 950, 1064, 1250 e 1450 kW. Na Tabela 26 observam-se os resultados referentes ao aumento das cargas de 6,25 kW, aumentando a demanda da *MG* em 810 kW. Os preços de *DLMP* de 75,03 \$/MWh, obtiveram neste caso uma pequena variação de 7,2% com relação ao caso base, pois o aumento trouxe benefícios à função objetivo de \$30,3; maior que no caso base se deve a que o aumento da carga deslocou o ponto de equilíbrio *MEP* ao longo da curva de demanda. Os valores duais  $\pi B_i$ , referentes às restrições de capacidade de demanda da barra, neste caso apresentam resultados favoráveis para possíveis incrementos de carga nos barramentos. O  $\pi B3$  indica que um aumento na capacidade de demanda da barra trará incremento de 35 \$/MWh ao *SS*, pois este possui o maior lance de compra e maior prioridade no despacho das gerações; já no caso do  $\pi B9$  um aumento unitário na capacidade desta barra trará prejuízo de -5 \$/MWh ao *SS*. Neste patamar as *GDs* ainda possuem quantidade suficiente para fornecimento e entre os resultados obtidos o  $\pi S5$ , valor dual associado à variação na capacidade de geração de *S5*, é de 17,5 \$/MWh; indicando que o aumento na sua capacidade trará incrementos ao *SS*. Este demonstra ser o vendedor cuja expansão de capacidade trará benefícios ao sistema.

Tabela 26. Aumento de carga de 6,25 kW nos barramentos  $B_n$  e demanda da  $MG$  em 810 kW.

Barra [i]	$DLMP$ [\$/MWh]	$S_m$	Despacho [kWh]	$B_n$	Demanda [kWh]	$\pi B_i$ [\$/MWh]
1	75,03	<b>S1</b>	0			
2	75,03	<b>S2</b>	140	<b>B2</b>	57	25
3	75,03			<b>B3</b>	147	35
4	75,03					
5	75,03	<b>S5</b>	200	<b>B5</b>	56	10
6	75,03			<b>B6</b>	146	15
7	75,03					
8	75,03			<b>B8</b>	146	10
9	75,03	<b>S9</b>	250	<b>B9</b>	56	-5
10	75,03	<b>S10</b>	0			
11	75,03			<b>B11</b>	146	25
12	75,03	<b>S12</b>	220	<b>B12</b>	56	5
$\Delta DLMP = 7,19\%$		$SS = \$ 30,30$			$\Delta SS = 9,37\%$	

### 5.4.3 Considerações do CASO 3

Na Figura 52 pode-se observar os resultados referentes à variação do  $DLMP$  por barramento com  $B_n$ , devido ao aumento individual de carga por barramento; e as suas variações com relação ao caso base. Entre os patamares de aumento da  $MG$  em 810 kW observa-se que os preços de  $DLMP$  se mantêm próximos do caso base, que é 70 \$/MWh. A partir de 1064 kW, que é logo acima da capacidade das GDs, pode-se ver uma certa estabilidade nos preços de  $DLMPs$  das barras. O preço máximo de 178,16 \$/MWh é visto na barra 2 quando o aumento da  $MG$  chega a 1450 kW.

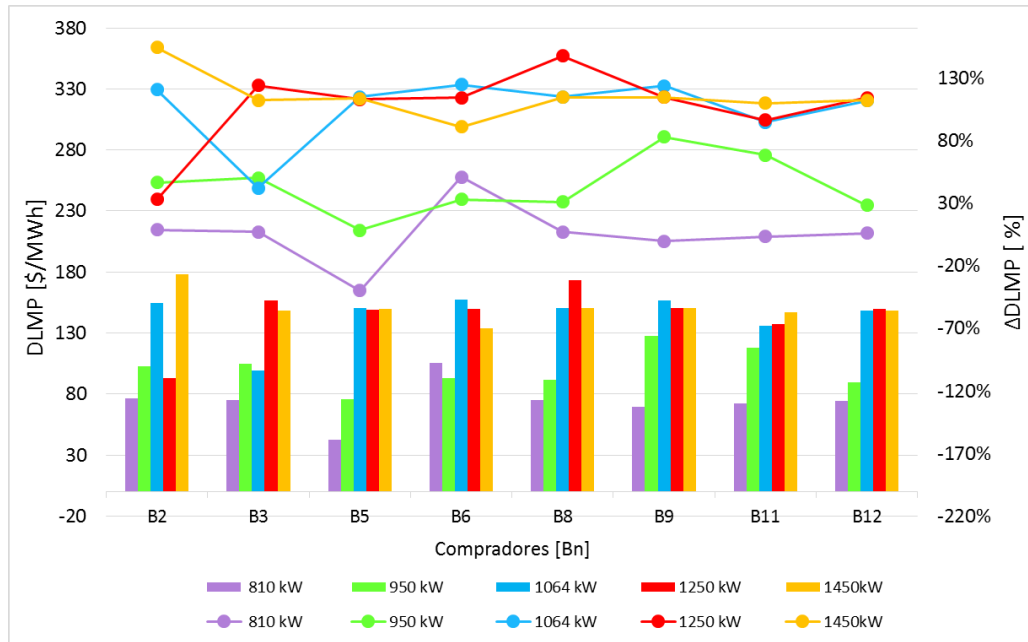


Figura 52. Variação do  $DLMP$  por barramento com  $B_n$ .

Independente do barramento  $B_n$  que está aumentando a sua demanda é importante demonstrar o crescente aumento nos preços de  $DLMPs$  que está diretamente relacionado à importação de energia da rede externa.

Na Figura 53 visualizam-se os excedentes do sistema  $SS$  e a sua variação com o caso base. Observa-se um aumento geral nos valores de  $SS$ , e uma mínima variação com relação ao caso base até a demanda da  $MG$  de 1064 kW. Isto se deve, principalmente, à relação da diminuição dos excedentes dos vendedores com os aumentos de carga. Nesta configuração o  $B3$  aumentou a sua carga e obtém o maior  $SS$  de \$35,32, pois é a unidade compradora cuja expansão de capacidade traz maiores ganhos ao sistema. Com o aumento de carga na barra 9 observa-se o  $SS$  \$ -6,4, indicando escassez de mercado.

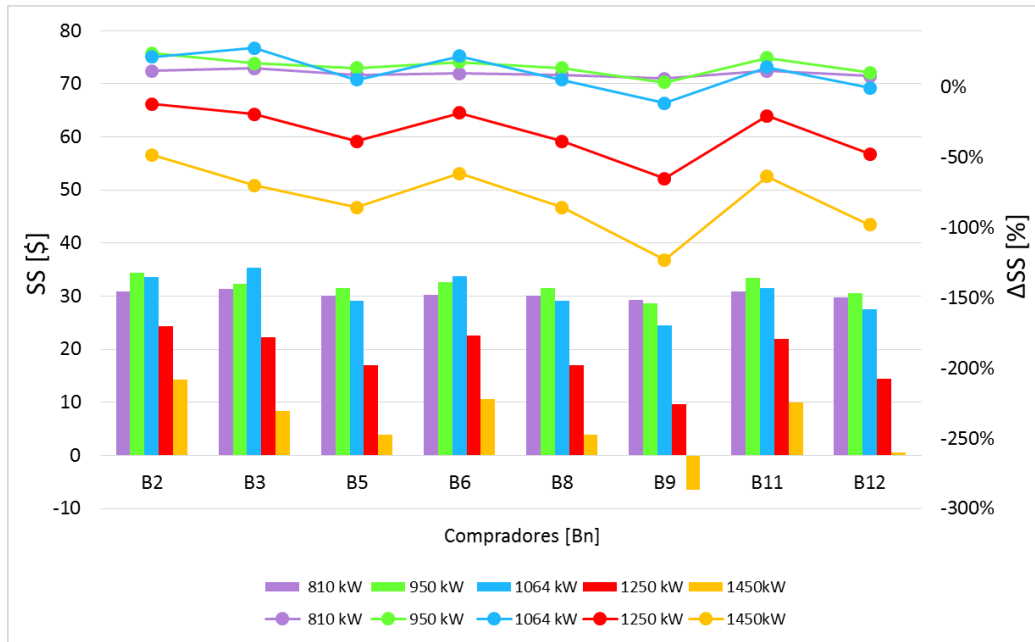


Figura 53. Variação do SS por barramento com  $B_n$ .

Na Figura 54 os valores duais  $\pi B_i$  por barramento com  $B_n$ . No aumento de demanda em 950 kW os barramentos com B2, B3 e B11 apresentaram valores positivos, o qual indica que aumentos nos lances de compra destes barramentos podem trazer ganhos ao SS. Por outro lado aumentos nos lances dos demais barramentos poderão trazer prejuízos ao sistema; como é o caso do barramento 9 que a unidade compradora de menor preço, com  $\pi B_9$  de -80 \$/MWh.

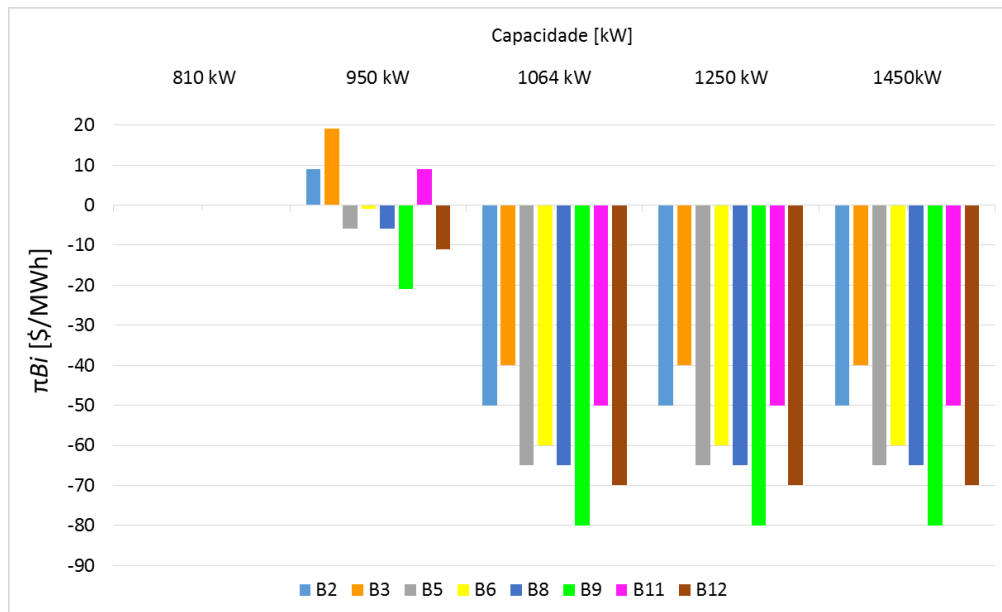


Figura 54. Valor dual  $\pi B_i$  por barramento com  $B_n$ .

De forma geral, na Figura 55 mostra-se os máximos DLMPs e SSs do aumento individual por barramento com  $B_n$ . No começo da curva pode-se ver os valores do caso base em

760 kW, o *DLMP* de 70 \$/MWh e *SS* de \$27,7. Conforme aumentou-se a demanda da *MG* nos cinco patamares diferentes; observa-se que os *DLMPs* e os *SSs* são maiores do que no caso base. Caso a demanda da *MG* ultrapasse 1064 kWh os excedentes do sistema tendem a decrescer e os *DLMPs* tendem a aumentar; por exemplo, caso ocorra aumento no barramento 8 o *SS* cai para \$16,95. Isto indica que os excedentes do vendedor *SI* continuam aumentando, mas os excedentes dos clientes continuam diminuindo.

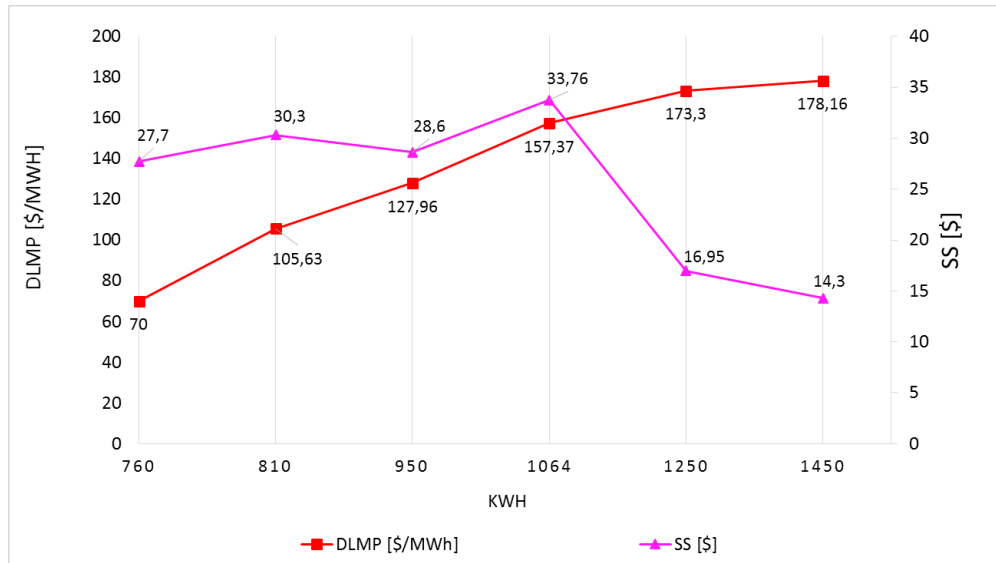


Figura 55. Máximos *DLMPs* e *SSs* dos aumentos de cargas por barramentos.

É visto ao longo dos resultados que conforme é aumentado a demanda das barras, uma por vez, sucessivamente, acima da capacidade de geração das *GDs*, os valores locais tendem a aumentar drasticamente.

Na maioria dos casos apresentou-se apenas o resultado da sensibilidade do gerador  $\pi S5$ , que é de 30 \$/MWh, indicando que também neste caso esta é a unidade geradora capaz de trazer benefícios ao sistema.

A seguir serão apresentados os resultados referentes ao caso de aumento geral da carga na mesma proporção em todos os barramentos do circuito. Na Figura 56 têm-se os valores de *DLMP* e *SS*. Neste caso os preços locais são mais estáveis do que no caso de aumento por barramento. No aumento em 950 kW pode-se ver um pico mínimo do *DLMP* de 46,61 \$/MWh e o máximo *SS* de \$32,4 e neste momento as *GDs* se encontram trabalhando na sua capacidade máxima para suprir o aumento da demanda. No seguinte patamar de demanda em 1064 kW os *DLMPs* tendem a estabilizar em  $\approx 150$  \$/MWh. Porém, os *SSs* tendem a decrescer drasticamente.

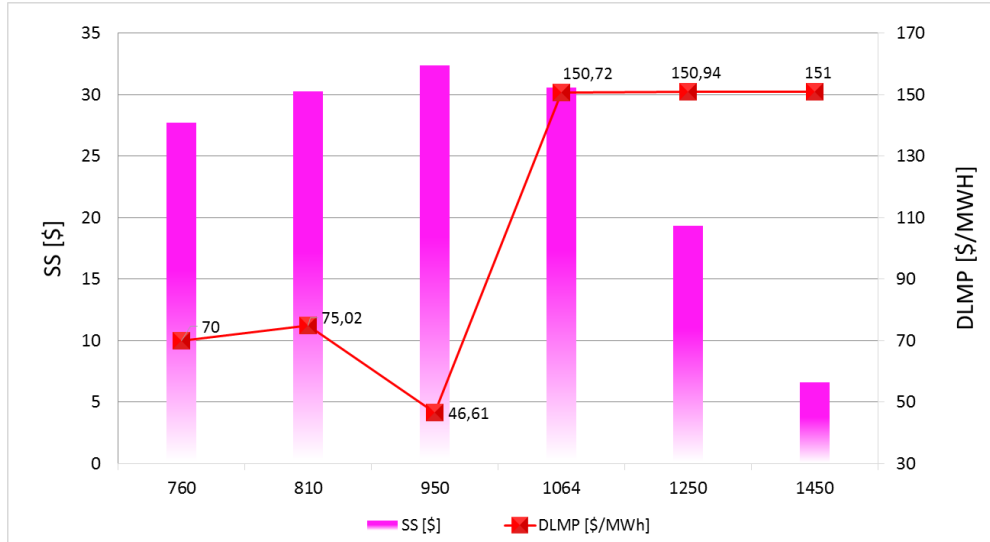


Figura 56. DLMP e SS do aumento geral das cargas do circuito.

Na Figura 57 apresenta-se o valor dual  $\pi Bi$  por barramento com  $B_n$ . Nos níveis de demanda de 810 e 950 kW têm-se resultados positivos dos valores duais, indicando ganhos à função objetivo. Assim como nos casos anteriores, caso ocorra aumento na sua capacidade, o comprador  $B3$  é a unidade compradora capaz de trazer maiores ganhos ao sistema, com um  $\pi B3$  de 35 \$/MWh. Qualquer aumento de demanda acima de 1064 kW, trará prejuízos à função objetivo.

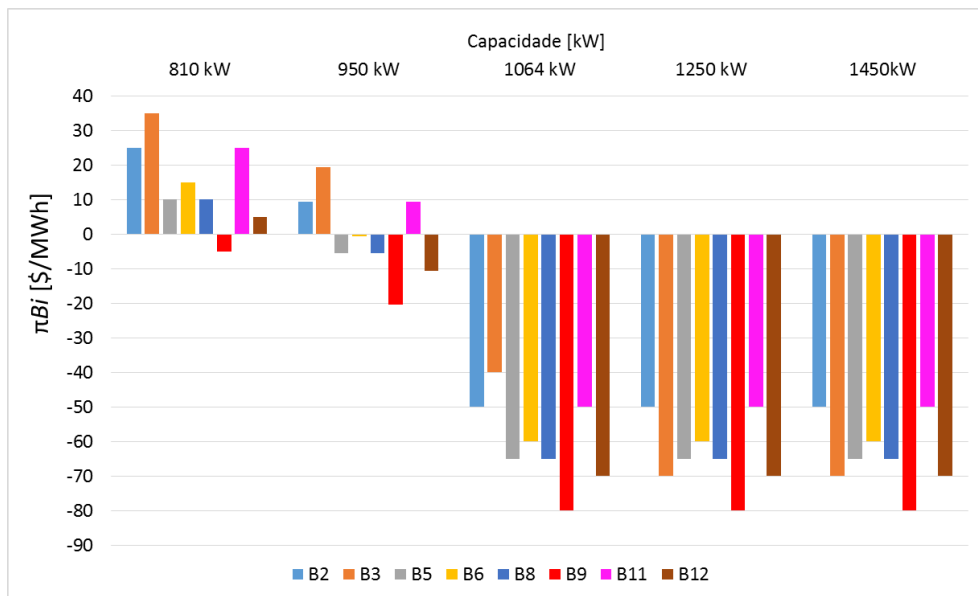


Figura 57. Valor dual  $\pi Bi$  por barramento com  $B_n$ .

Do caso base sabe-se que o comprador  $B3$ , que possui o maior lance de MEC, com  $\pi B3$  de 15 \$/MWh. De forma a exemplificar os aumentos de carga nas barras, na Figura 58 pode-se observar o comportamento da carga  $B3$ , que conforme vai aumentando a sua demanda os resultados duais referentes inicialmente são positivos, permitindo aumentos de carga e obtendo

ganhos na função objetivo. Logo acima do aumento de 163,8 kW a *MG* se vê forçada a importar energia da rede externa através de *SI* para suprir a demanda e, caso continuem os aumentos os valores duais indicam diminuição da função objetivo.

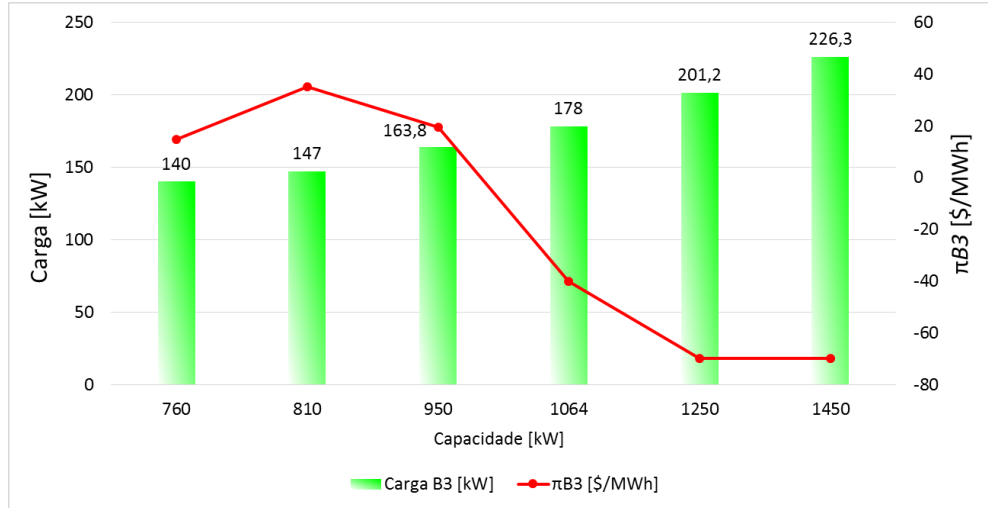


Figura 58. Carga e valor dual  $\pi B_i$  no barramento 3.

Na Figura 59 é apresentada a comparação dos preços de *DLMPs* e dos excedentes *SSs*, tanto do caso de aumento individual de carga por barra, quanto do caso de aumento geral da *MG*. Observa-se que os *DLMPs* do caso de aumento por barra aumentam de forma contínua, ao contrário dos *DLMPs* do caso de aumento geral, onde os preços se tornam estáveis a partir de um certo ponto (1064 kW). Já os *SSs*, no geral tendem a decrescer logo após a importação de energia da rede externa.

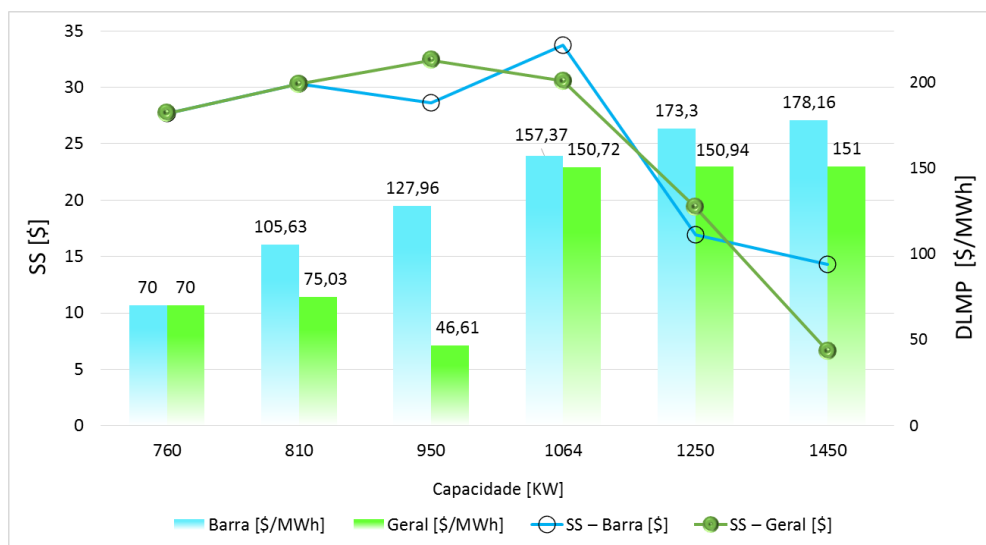


Figura 59. Comparação do caso de aumento individual por barra e de aumento geral da *MG*.

Também neste caso os resultados duais apresentaram o  $\pi S_5$  de 30 \$/MWh.



## 5.5 CASO 4: Cenário com RD

Em sistemas de potência reestruturados existem várias ações através das quais a RD pode ser alcançada e cada uma delas envolve custos e medidas tomadas pelos consumidores/clientes, permitindo que estes reajam aos sinais de preços de forma eficiente. Pode-se observar dos resultados do caso base que todas as cargas estão na sua capacidade máxima. Neste caso para que os consumidores possam reduzir a sua carga em momentos de escassez, foram consideradas algumas cargas como sensíveis ao preço, para redução e posterior simulação de cenários com RD.

### 5.5.1 Redução da demanda de cargas sensíveis *B3, B6, B8 e B11* (0~140 kW)

Como resultado da variação das cargas sensíveis *B3, B6, B8 e B11* (0~140 kW) calcula-se o *DLMPs* do sistema, despachos e demanda para cada uma das barras e também o excedente do sistema e a sua variação com relação ao caso base. São variadas as cargas com maior demanda (140 kW), devido a que isto traria melhor visualização das capacidades do fluxo da rede. Redefine-se o consumo por barramento e, com a mudança das cargas, observa-se os sinais de preços apresentados pelo *DLMP*. Nesta ação de RD há uma redução de 20% da demanda do sistema. A demanda atual do sistema é de 608 kW e houve uma redução de 152 kW nas barras 3, 6, 8 e 11. Redefine-se o consumo por barramento calculando-se os respectivos *DLMPs* e os resultados são apresentados na Tabela 27. Neste caso o *DLMP* de 61,23 \$/MWh, sofreu uma diminuição com relação aos casos anteriores e ao caso base. O excedente do sistema tende a diminuir com as reduções das cargas, e neste caso o SS sofreu a variação de -11,23% com relação ao caso base.

Tabela 27. Redução da demanda de cargas sensíveis em 20%.

Barra [i]	<i>DLMP</i> [\$/MWh]	$S_m$	Despacho [kWh]	$B_n$	Demanda [kWh]
1	61,23				
2	61,23	S2	100	<b>B2</b>	50
3	61,23			<b>B3</b>	102
4	61,23				
5	61,23	S5	200	<b>B5</b>	50
6	61,23			<b>B6</b>	102
7	61,23				
8	61,23			<b>B8</b>	102

<b>9</b>	61,23	<b>S9</b>	250	<b>B9</b>	50
<b>10</b>	61,23				
<b>11</b>	61,23			<b>B11</b>	102
<b>12</b>	61,23	<b>S12</b>	58	<b>B12</b>	50
$\Delta DLMP = -12,53\%$		$SS = \$ 24,59$		$\Delta SS = -11,23\%$	

### 5.5.2 Redução da demanda de cargas sensíveis *B2, B5, B9 e B12* (0~50 kW)

Redefine-se as cargas sensíveis do sistema e neste caso são *B2, B5, B9 e B12* (0~50 kW), para melhor visualização do que aconteceria com as capacidades do fluxo da rede caso fossem variadas as menores cargas da *MG* (50 kW). Novamente procede-se com a redução de 5% da demanda do sistema, sendo que as cargas sensíveis reduziram em 7 kW o seu consumo. Logo, ajusta-se o consumo por barramento e a demanda atual do sistema é de 722 kW. Os resultados da simulação podem ser observados na Tabela 28. O *S12*, que é o gerador mais caro, reduz a sua injeção de potência e como no caso base torna-se o gerador marginal. O preço do *DLMP* apresentou um grande aumento de 165,33 \$/MWh, consequentemente, aumentando o excedente dos vendedores e, com isto, o excedente do sistema de \$ 27,31 sofreu uma redução de -1,4% com relação ao caso base.

Tabela 28. Redução da demanda de cargas sensíveis em 5%.

Barra [i]	<i>DLMP</i> [\$/MWh]	<i>S<sub>m</sub></i>	Despacho [kWh]	<i>B<sub>n</sub></i>	Demanda [kWh]
<b>1</b>	165,33				
<b>2</b>	165,33	<b>S2</b>	100	<b>B2</b>	43
<b>3</b>	165,33			<b>B3</b>	140
<b>4</b>	165,33				
<b>5</b>	165,33	<b>S5</b>	200	<b>B5</b>	43
<b>6</b>	165,33			<b>B6</b>	140
<b>7</b>	165,33				
<b>8</b>	165,33			<b>B8</b>	140
<b>9</b>	165,33	<b>S9</b>	250	<b>B9</b>	43
<b>10</b>	165,33				
<b>11</b>	165,33			<b>B11</b>	140
<b>12</b>	165,33	<b>S12</b>	182	<b>B12</b>	43
$\Delta DLMP = 134,19\%$		$SS = \$ 27,31$		$\Delta SS = -1,40\%$	

### 5.5.3 Considerações do CASO 4

Neste estudo a redução das cargas sensíveis viabilizaria uma melhor utilização das GDs e da demanda como recurso de capacidade. Em decorrência é possível a redução dos custos locais. Em ambos casos de redução de cargas sensíveis da *MG*, inicialmente a redução de cargas de 0~140 kW, seguido de cargas de 0~50 kW, a simulação de RD é feita em 5, 10, 15 e 20%. Pode-se observar o efeito do *DLMP* na Figura 60, onde o pico máximo de 165,33 \$/MWh é resultado da redução de 5% das cargas sensíveis de 0~50 kW; por outro lado, o pico mínimo de *DLMP* é 27,76 \$/MWh, observado quando há a redução de 10% das mesmas cargas. Demonstra-se então, que quando há redução das cargas sensíveis de 0~140 kW resultam em melhores preços de *DLMP*.

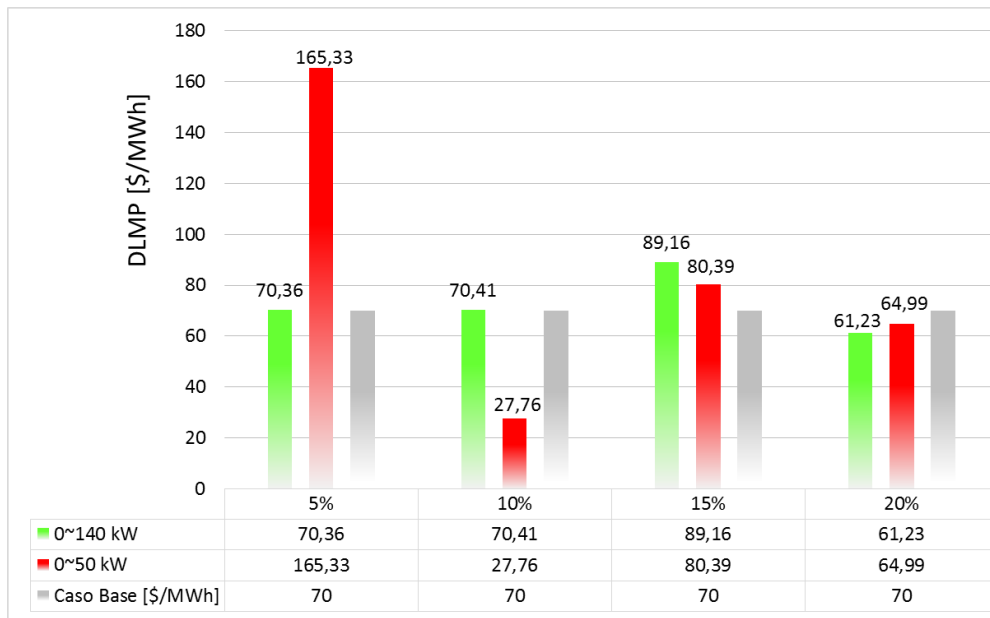


Figura 60. *DLMP* com redução de cargas sensíveis 0~140 e 0~50 kW.

Na Figura 61 apresentam-se os patamares de demanda da *MG* após a aplicação do mecanismo de RD, os preços de *DLMP* e a sua variação com relação ao caso base. A redução das cargas sensíveis viabiliza uma melhor utilização das GDs no atendimento à demanda da *MG*, com conseqüente redução dos *DLMPs*, como é o caso de RD de 20%, onde os preços locais são menores que no caso base.

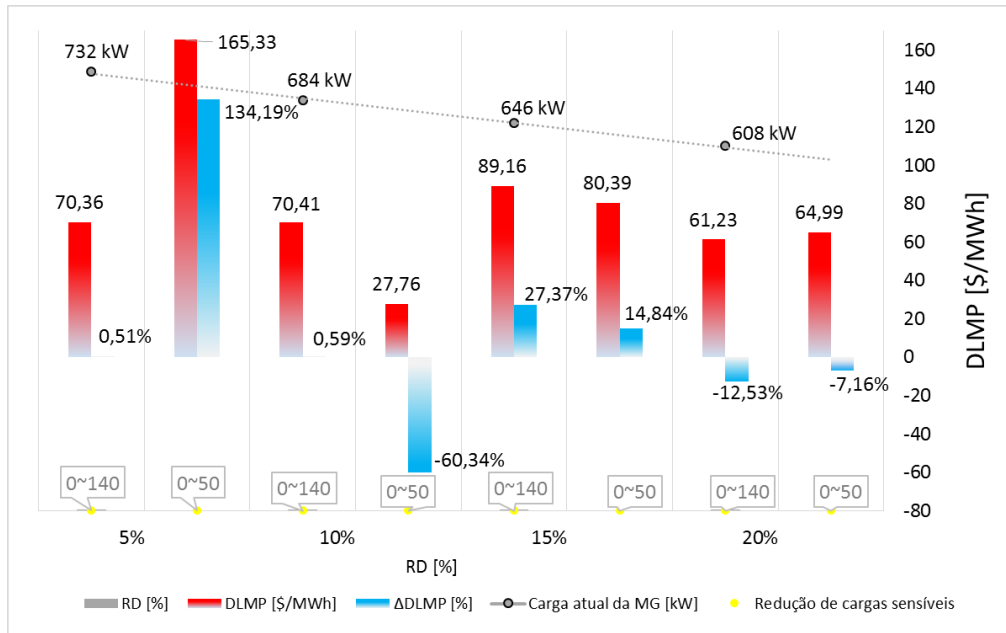


Figura 61. Redução de cargas sensíveis em 5, 10, 15 e 20%, para simulação de RD.

Na Figura 62 o SS e variação com relação ao caso base. São apresentados em ambos casos de redução de cargas sensíveis da MG pode-se observar que o excedente do sistema SS tende a diminuir e isto se deve à diminuição dos excedentes dos compradores estar diretamente associada à redução de carga. No caso base o SS é de \$27,7; na redução de 5% as variações dos valores de SS são mínimas como pode ser visto na Figura 62.

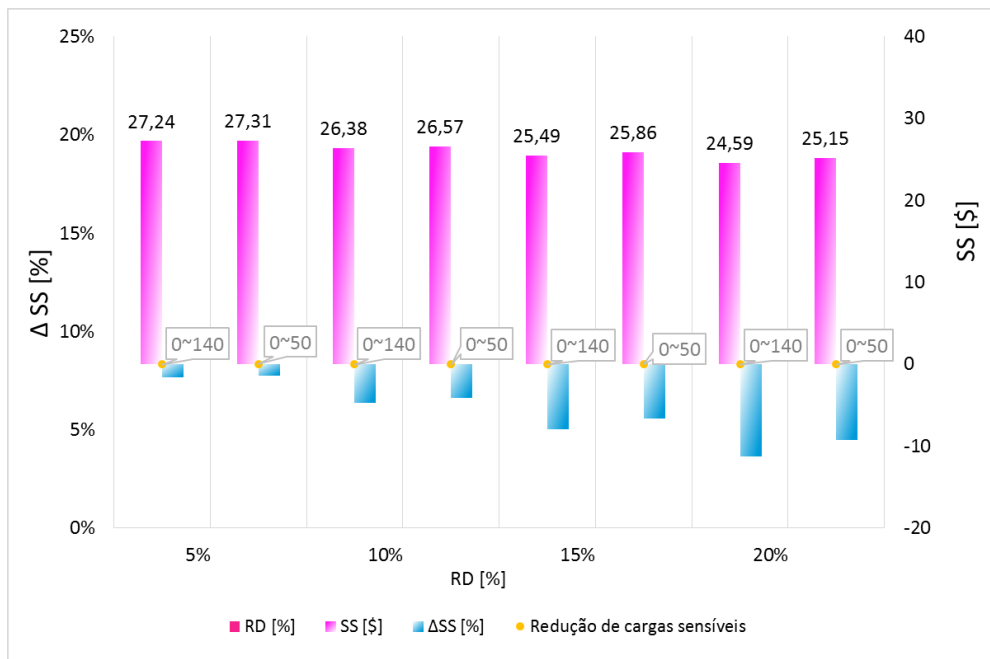


Figura 62. SS e a variação com relação ao caso base.

Finalmente, apresenta-se na Figura 63 a comparação entre os máximos e mínimos DLMPs dos casos de estudo. Como pode ser visto nos casos 3 e 4, de aumento e redução de

carga, respectivamente, os seus preços locais foram muito elevados comparando com o caso 1 (caso base); em especial o caso 3 com o pico máximo de 178,16 \$/MWh e mínimo de 42,22 \$/MWh.

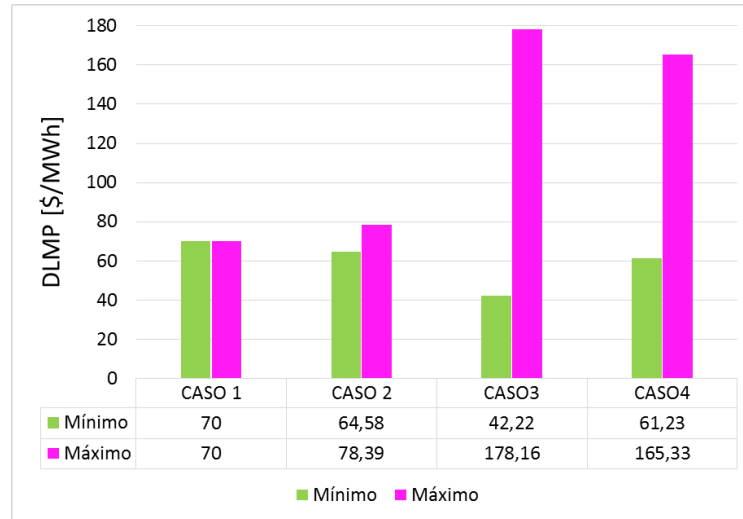


Figura 63. Comparação de *DLMPs* dos casos de estudo.

## 5.6 Discussão dos Resultados

O sistema de distribuição considerado pode absorver energia da rede externa durante contingências, tais como escassez de GD, interrupções de linha ou congestionamento. No caso base a *MG* opera em modo ilhado, onde o *DLMP* das barras do sistema corresponde a 70 \$/MWh. Em teoria, os *DLMPs* serão todos idênticos para cada um dos barramentos, ao ser considerado o congestionamento igual a zero. A volatilidade do *DLMP* é bastante indesejada e nos casos com congestionamento é muito comum, pois o sistema se encontra estressado. Conforme demonstrado pelos resultados, os casos de congestionamento podem isolar partes de acesso às gerações de menor custo, provocando preços elevados. Com as variações por barramento entre máximos e mínimos *DLMPs* pode-se ver que os sinais de preços não alteraram drasticamente. Estes resultados poderiam ser utilizados para formação de preços em tempo real.

O congestionamento foi removido e na configuração do caso 3 todos os níveis de carga aumentaram. O caso de aumento de cargas alterou os *DLMPs* drasticamente, pois os preços se tornaram maiores nos barramentos porque a energia para suprimento da *MG* é importada da rede externa, que tem os preços mais elevados do mercado. Nesta configuração, os aumentos de carga do comprador *B3* obtém os maiores excedentes *SS* do sistema porque é a unidade

compradora com maior lance de *MEC*. Por outro lado, os aumentos de carga na barra 9 apresentam os menores excedentes do sistema, indicando até escassez de mercado.

Sabendo que a RD torna o sistema mais flexível contra congestionamentos para analisar os seus preços, foi realizada a simulação de redução da demanda. Na Figura 63 observa-se a variação de preços, mínimos e máximos, devido às diferentes condições dos quatro casos de estudo. Conforme discutido nas seções anteriores, o *DLMP* é maior na presença de RD. Porém, apesar de que algumas cargas responsivas do sistema levem a *DLMPs* mais elevados, no caso 4 com a simulação de RD de 20%, obteve-se preços locacionais menores do que no caso base. Isto ocorre porque a redução das cargas sensíveis viabiliza a melhor utilização das GDs no atendimento à demanda. Estes resultados podem ser úteis para induzir os consumidores a reduzirem as cargas em momentos de escassez ou elevá-los em momentos de maior disponibilidade dos recursos da *MG*.

No caso de aumento de cargas pode-se observar que os excedentes do sistema tendem a aumentar até o momento em que as GDs trabalham nas suas capacidades máximas para suprir a demanda da *MG* e os *SSs* aumentam devido à diminuição dos excedentes dos vendedores. No caso de redução de cargas sensíveis da *MG* pode-se observar que o excedente do sistema *SS* tende a diminuir, pois a diminuição dos excedentes dos compradores está diretamente associada à redução de carga.

Entres os resultados importantes do estudo de caso encontram-se os valores duais que indicaram as sensibilidades da função objetivo. No caso de congestionamentos, o valor dual  $\pi LF_{i,j}$  apresenta resultados positivos indicando quais linhas devem ter aumentos nas suas capacidades para trazer benefícios à função objetiva. Como exemplo a linha *L5-6* apresentou o pico máximo de 45 \$/MWh e isso é esperado pois ela se encontra próxima do gerador *S5*. Pode-se observar os valores duais  $\pi Si$ , que apresenta valores positivos em todos os casos para o gerador *S5*, que está sendo despachado completamente, já que isto não é coincidência, pois esse é o gerador de menor custo, sendo a unidade vendedora cuja expansão de capacidade traz maiores ganhos ao sistema. Durante o congestionamento, o resultado dual  $\pi d1$  referente às restrições de capacidade do barramento 1, apresentou resultado positivo, indicando que aumentos na capacidade da barra 1 trará benefícios ao sistema. Os demais barramentos apresentaram valores negativos, indicando possíveis prejuízos ao *SS*. Quanto ao valor dual  $\pi Bi$  referente às restrições nos lances de demanda, no caso base o  $\pi B3$  tinha apresentado uma sensibilidade de 15 \$/MWh ao *SS*. Já no caso de congestionamento alcançou o valor máximo de  $\approx 25$  \$/MWh e, no caso de aumento de carga de 35 \$/MWh. Sendo assim, o comprador *B3* é

a unidade compradora capaz de trazer maiores ganhos ao sistema caso a sua capacidade seja aumentada.

## 6. CONCLUSÃO

O conceito *DLMP* pode ser usado como um sinal de preços para a operação do sistema de distribuição a fim de abordar questões econômicas através de um modelo que emprega a maximização do excedente socioeconômico do sistema como a função objetivo. Estas informações podem ser fundamentais para o rateamento de energia de subestações, operação de armazenamento e expansão da infraestrutura. O *DLMP* foi desenvolvido para consideração de RD, identificação das oportunidades de desenvolvimento destes mecanismos e verificação da aplicabilidade destas tarifas para o uso da rede. O algoritmo desenvolvido foi aplicado a vários cenários teste, podendo-se assim, observar o comportamento das cargas sensíveis à variação de preços, que podem ajudar a rede ou a micro rede reduzindo os efeitos dos congestionamentos e dos aumentos de cargas.

Os resultados obtidos do estudo de caso podem servir de referência para futuros estudos sobre a aplicação de *DLMP* em *MGs*. Através das tecnologias de *SG* será possível que os recursos da demanda possam ajudar a otimizar a operação e minimizar os investimentos nas redes de distribuição.

### Trabalhos Futuros

- Considerar estudo de implementação de RD em projetos pilotos, considerando os tipos de RD que podem ser oferecidos ao mercado varejista de eletricidade brasileiro.
- A análise seria mais completa compondo-se cenários que reflitam as possíveis perdas ou ganhos para as empresas de distribuição.
- O *DCOPF* é o modelo mais simples para simular o sistema de distribuição, porém, uma integração do modelo de fluxo de potência total e fluxo de potência reativa dentro do esquema de otimização proposto é assunto de um trabalho futuro.



## REFERÊNCIAS

- [1] Ribeiro, P. F.; Polinder, H. & Verkerk, M. “Planning and Designing Smart Grids: Philosophical Considerations”. *IEEE Technology and Society Magazine*, v. 31, n. 3, p. 34–43, 2012.
- [2] Parhizi, S.; Lotfi, H.; Khodaei, A. & Bahramirad, S. “State of the Art in Research on Microgrids: A Review”. *IEEE Access*, v. 3, p. 890-925, June 2015.
- [3] Bollen, M. & Hassan, F. “Integration of Distributed Generation in the Power System”. *Wiley-IEEE Press*, cap. 3, August 2011.
- [4] Meng, F. & Chowdhury, B. “Distribution LMP-Based Economic Operation for Future Smart Grid”. *IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, 25-26 Feb. 2011.
- [5] Sahriatzadeh, F.; Nirbhavane, P. & Srivastava, A. “Locational Marginal Price for Distribution System Considering Demand Response”. *IEEE North American Power Symposium (NAPS)*, p. 1-5, 9-11 Sept. 2012.
- [6] Dornellas, C.; Neves, E.; Barroso, L.A.; Mello, J.; Marangón-Lima, J.; Dutra, J.; Pimenta, A. & Sousa, H. “Evaluation of Demand Side Management Mechanisms and Opportunities For Their Development In The Brazilian Power Industry”. *Cigrè Session, SC C5*, 2016. Disponível em: <[http://jie.itaipu.gov.br/sites/default/files/2017\\_u1017/Eleetro87.pdf](http://jie.itaipu.gov.br/sites/default/files/2017_u1017/Eleetro87.pdf)>. Acesso em: 02 dez. 2017.
- [7] Gellings, C. W. “The concept of Demand-Side Management for Electric Utilities”. *Proceedings of the IEEE*, v. 73, n. 10, p. 1468–1470, 1985.
- [8] Weiss, J.; Tsuchida, B.; Hagerty, M. and Gorman, W. “Case Studies Showing How System Operators are Maintaining Reliability”. *Advanced Energy Economy Institute - AEEI. The Brattle Group*, Feb. 2015.
- [9] Dominion Solution. “Texas Demand Response Programs”. Disponível em: <[http://sites.ieee.org/fw-pes/files/2013/01/IEEE\\_Demand-Response\\_MK\\_062013\\_Final.pdf](http://sites.ieee.org/fw-pes/files/2013/01/IEEE_Demand-Response_MK_062013_Final.pdf)>. Acesso em: 01 dez. 2016.
- [10] Paschalidis, I. C.; Li, B. & Caramanis, M. C. “Demand-side Management for Regulation Service Provisioning Through Internal Pricing”. *IEEE Transaction on Power System*, v. 27, n. 3, p. 1531–1539, Aug. 2012.
- [11] *International Energy Agency - IEA*. “Demand-Side Management Program: Strategic Plan for the IEA 2008-2012”. Disponível em: <<http://www.ieadsm.org/wp/files/Exco%20File%20Library/Participation/Final%20strategy%202008-2012.pdf>>. Acesso em: 25 maio 2017.
- [12] Castro, R. “Resposta da Demanda – Visão da CCEE”. 1º Workshop de Resposta da Demanda, dez. 2016.
- [13] Silva, R. D. S.; Oliveira, R. C. & Tostes, M. E. L. “Analysis of the Brazilian Energy Efficiency Program for Electricity Distribution Systems”. *Electrical Power and Energy System - Energies*, v. 10, n. 9, 1391, 2017.
- [14] Aghaei, J. & Alizadeh, M. “Demand Response in Smart Electricity Grids Equipped with Renewable Energy Sources: A review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 18, p. 64-72, Feb. 2013.

- [15] *Federal Energy Regulatory Commission – FERC*. “18 CFR Part 35”. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2016/111716/E-1.pdf>>. Acesso em: 02 dez. 2016.
- [16] *European Parliament*. “The Potential of Electricity Demand Response 2017”. Disponível em: <[http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607322/IPOL\\_STU\(2017\)607322\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607322/IPOL_STU(2017)607322_EN.pdf)>. Acesso em: 06 jan. 2018.
- [17] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Tarifas Consumidores. Baixa Tensão – Residencial”. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 01 dez. 2016.
- [18] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “ANEEL aprova tarifa branca, nova opção para os consumidores a partir de 2018”. Assessoria de Imprensa. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdmFHE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdmFHE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 20 nov. 2016.
- [19] CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. “Workshop discute desenvolvimento da Resposta da Demanda no mercado brasileiro”. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE\\_383710&\\_afLoop=131257763558854#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE\\_383710%26\\_afLoop%3D131257763558854%26\\_a df.ctrl-state%3D12iqjwd727\\_17](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE_383710&_afLoop=131257763558854#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_383710%26_afLoop%3D131257763558854%26_a df.ctrl-state%3D12iqjwd727_17)>. Acesso em: 28 dez. 2017.
- [20] Presidência da República. “LEI N° 13.360, DE 17 DE NOVEMBRO DE 2016”. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm)>. Acesso em: 01 dez. 2016.
- [21] Vieira, X.; Hochtstetler, R.; Mello, J.C & Barroso, L.A. “Aligning Regulatory Incentives and Price Signals in the Brazilian Wholesale and Retail Electricity Markets”. *Cigrè Session, CE 025*, 2016. Disponível em: <[http://www.acendebrasil.com.br/media/academicas/CE-025\\_Aligning\\_Prices\\_and\\_Incentives\\_in\\_the\\_Brazilian\\_Market.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/academicas/CE-025_Aligning_Prices_and_Incentives_in_the_Brazilian_Market.pdf)>. Acesso em: 02 dez. 2017.
- [22] Conejo, A.; Morales, J. M. & Baringo, L. “Real-time Demand Response Model”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 1, n. 3, p. 236-242, Dec. 2010.
- [23] Khodaei A.; Shahidehpour, M. & Bahrnamirad, S. “SCUC with Hourly Demand Response Considering Inter-temporal Load Characteristics”. *IEEE Transaction on Smart Grid*, v. 2, n. 3, p. 564-571, Sept. 2011.
- [24] Wang, P.; Huang, J. Y.; Ding, Y. et al. “Demand Side Load Management of Smart Grids using intelligent trading/Metering/Billing System”. *IEEE PES General Meeting*, p. 1–6, July 2010.
- [25] Che, L. & Shahidehpour, M. “DC Microgrids: Economic Operation and Enhancement of Resilience by Hierarchical Control”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 5, Sept. 2014.

- [26] Nemati, M.; Bennimar, K.; Tenbohlen, S.; Tao, L.; Mueller, H. & Braun, M. “Optimization of Microgrids Short Term Operation Based on an Enhanced Genetic Algorithm”. *IEEE Eindhoven PowerTech*, 29 June-2 July 2015.
- [27] Mao, B.; Zhang, B.; Wang, J.; Chen, Y.; Zheng, X.; Gao, Y.; Wu, B. & Liu, Y. “Dynamic Modelling for Distribution Networks Containing Dispersed Generations and Energy Storage Devices”. *IEEE International Conference on Power System Technology – POWERCON*, 24-28 Oct. 2010.
- [28] Katiraei, F.; Iravani, R.; Hatziargyriou & Dimeas, A. “Microgrid Management, Controls and Operation Aspects for Microgrids”.
- [29] Energy Surety Microgrid (ESM). Disponível em: <<http://energy.sandia.gov/energy/ssrei/gridmod/integrated-research-and-development/esdm/>>. Acesso em: 01 dez. 2016.
- [30] Madhusoodhanan, S.; Tripathi, A.; Mainali, K.; Kadavelugu, A.; Patel, D.; Bhattacharya, S. & Hatua, K. “Three-phase 4.16 kV Medium Voltage Grid Tied AC-DC Converter Based on 15 kV/40A SiC IGBTs”. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, p. 75–82, Canadá.
- [31] *EnerNoc*. “Demand Response”. Disponível em: <<https://www.enernoc.com/products>>. Acesso em: 05 jan. 2017.
- [32] Phuong, N. H. “Multi-Agent System Based Active Distribution Networks”. *Eindhoven University of Technology. Eindhoven - Netherland*, 2010.
- [33] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012”. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 29 dez. 2017.
- [34] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015”. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 29 dez. 2017.
- [35] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Informações Técnicas – Geração Distribuída”. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset\\_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao/656827?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao/656827?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 29 dez. 2017.
- [36] Barrager, S. & Cazalet, E. “Transactive Energy: A Sustainable Business and Regulatory Model for Electricity”. 1º ed., 2014. Disponível em: <<https://itunes.apple.com/us/book/transactive-energy/id894811747?mt=11>>. Acesso em: 28 março 2017.
- [37] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Nota Técnica Nº 56/2017: Projeções GD 2017-2014”. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9)>. Acesso em: 29 dez. 2017.
- [38] ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. “Nota Técnica Nº 17/2017: Análise de Impacto Regulatório”. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota\\_tecnica\\_0017\\_2015\\_srd\\_-\\_anexo\\_v\\_-\\_air.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd_-_anexo_v_-_air.pdf)>. Acesso em: 13 jan. 2018.
- [39] Olivares, D. E.; C. A. & M. “A Centralized Optimal Energy Management System for Microgrids”. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 24-29 July 2011.

- [40] Palma-Behnke, R.; Benavides, C.; Lanas, F.; Severino, B.; Reyes, L.; Llanos, J. & Sáez, D. “A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy”. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 4, n. 2, p. 996–1006, June 2013.
- [41] Pandzic, H.; Morales, J. M.; Conejo, A. J. & Kuzle, I. “Offering Model for a Virtual Power Plant Based on Stochastic Programming”. *Applied Energy*, v. 105, p. 282-292, May 2013.
- [42] *FERC - Federal Energy Regulatory Commission*. “Assessment of Demand Response and Advance Metering – Staff Report”. December 2016. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/2016/DR-AM-Report2016.pdf>>. Acesso em: 27/01/2016.
- [43] Consultancy UK. “Smart Meters and Their Challenges for Energy Distributors/Retailers”. Disponível em: <<https://www.consultancy.uk/news/13594/smart-meters-and-their-challenges-for-energy-distributors-retailers>>. Acesso em: 03 jan. 2018.
- [44] Di Fazio, A. R.; Erseghe, T.; Ghiani, E.; Murrioni, M.; Siano, P. & Silvestro, F. “Integration of Renewable Energy Sources, Energy Storage Systems, and Electrical Vehicles with Smart Power Distribution Networks”. *Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing*, v. 4, n. 6, p. 663-671, Dec. 2013.
- [45] *IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers*. “Standard 1547 for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”. 28 July 2003.
- [46] Ribeiro, P. F. “Redes Elétricas Inteligentes e Integração de Renováveis”. Parte 1 – Notas de aula. GQEE. CERIn. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI 2015.
- [47] Asare-Bediako, B.; Ribeiro, P. F. & Kling, W. L. “Integrated Energy Optimization with Smart Home Energy Management”. *IEEE International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 14-17 Oct. 2012.
- [48] *EIA - U.S. Energy Information Administration*. “How many smart meters are installed in the United States, and who has them?”. Disponível em: <<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=108&t=3>>. Acesso em: 06 jan. 2018.
- [49] CPFL Energia. “Smart Grid: O que é?”. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 27 jan. 2018.
- [50] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “Programa de Resposta da Demanda para consumidores industriais é aprovado pela ANEEL”. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/15977063](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/id/15977063)>. Acesso em: 27 jan. 2018.
- [51] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. “RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 792 DE 28 NOVEMBRO DE 2017”. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/043/resultado/ren2017792.pdf>>. Acesso em: 27 jan. 2018.
- [52] *Energy Tariff Experts*. “ERCOT - 4CP Program”. Disponível em: <<http://energytariffexperts.com/blog/2013/7/17/ercot-4cp-june-2013-review>>. Acesso em: 02 dez. 2016.
- [53] *Energy Pool. Smart Energy Management*. “Press Release June 7th 2017”. Disponível em: <<http://www.energy-pool.eu/wp-content/uploads/2017/07/PR-EP-070617.pdf>>. Acesso em: 27 jan. 2018.

- [54] ANEEL. Audiência Pública N° 33/2015: Procedimentos para Prestação de Serviços Ancilares. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>>. Acesso em: 27 jan. 2018.
- [55] Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE. “Brasil está pronto para gerenciar carga pela demanda”. Disponível em: <<http://www.anacebrasil.org.br/noticias/brasil-esta-pronto-para-gerenciar-carga-pela-demanda/>>. Acesso em: 20 nov. 2017.
- [56] Canal Energia. “Programa de Resposta da Demanda é Aprovado pela ANEEL”. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53043097/programa-de-resposta-de-demanda-e-aprovado-pela-aneel>>. Acesso em: 27 jan. 2018.
- [57] Shahidehpour, M.; Yamin, H. & Li, Z. “Market Operations in Electric Power Systems - Forecasting, Scheduling, and Risk Management”. John Wiley & Sons, 1° ed., 2002.
- [58] Sinha, A.; Lahiri, R. N.; Neogi, S.; Chowdhury, S.; Chowdhury, S. P. & Gaunt, C. T. “Analysis of Market Price for Distributed Generators DGs in Microgrid”. *IEEE Energy Market - 6th International Conference on the European*, 27-29 May 2009.
- [59] Del Carpio-Huayllas, T. E.; Ramos, D. S. & *6th IEEE Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, 3-5 Sept. 2012.
- [60] Yu, N.; Wei, T. & Zhu, Q. “From Passive Demand Response to Proactive Demand Participation”. *IEEE International Conference Automation Science and Engineering (CASE)*, 24-28 Aug, 2015.
- [61] Nguyen, D. T.; Nguyen, H. T. & Le, L. B. “Dynamic Pricing Design for Demand Response Integration in Power Distribution Networks”. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 5, Sept. 2016.
- [62] Zhang, N.; Yan, Y.; Xu, S. & Su, W. “Game-theory-based Electricity Market Clearing Mechanisms for an Open and Transactive Distribution Grid”. IEEE, 2015.
- [63] Singhal, N. & Hedman, W. “An Integrated Transmission and Distribution Systems Model with Distribution-based LMP (DLMP) Pricing”. *IEEE 45th North American Power Symposium (NAPS)*, 22-24 Sept. 2013.
- [64] De Oliveira, F. A; Montevechi, J. A. & Marangón-Lima, J. W. “Definição e Aplicação da Ferramenta Custo Marginal Sob Risco (cmar) para Operação de Sistemas Térmicos: Uma Adaptação do Conceito *value-at-risk* (var) para a Indústria de Energia”. XXXVI – SBPO, 23–26 nov. 2004.
- [65] Marangón-Lima, J. W.; Marangón-Lima, L. & Queiroz, A. R. “Programação Linear”. Economia do Setor Eletro-energético: Notas de Aula. ISEE. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, 2015.