

MARLUS NEY CAMARGO CHALA

**Modelagem de Consumidores para o Gerenciamento de Carga de  
Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**

Dissertação apresentada como requisito parcial  
para a obtenção do grau de Mestre, no  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Elétrica da Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Dr.<sup>a</sup> Elizete Maria Lourenço.

Co-Orientadora: Dr.<sup>a</sup> Wadaed Uturbey da Costa

Curitiba

2011

**Resumo da Dissertação apresentada à UFPR como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica**

**Modelagem de Consumidores para o Gerenciamento de Carga de  
Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**

**Marlus Ney Camargo Chala**

Dezembro/2011

Orientadora: Dr.<sup>a</sup> Elizete Maria Lourenço

Co-Orientadora: Dr.<sup>a</sup> Wadaed Uturbey da Costa

Área de Concentração: Sistemas de Energia.

Palavras-chave: Gerenciamento pelo Lado da Demanda, Fluxo de Potência Ótimo, Método Primal-Dual dos Pontos Interiores.

Número de Páginas: 102.

O objetivo desta dissertação é a aplicação de programas de gerenciamento pelo lado da demanda baseados em incentivos, denominados de Programas de Participação de Demanda (PPDs), em sistemas elétricos de potência. Estes programas propõem reduções incentivadas de demanda de consumidores em situações operacionais adversas. O aplicativo implementado é baseado em Fluxo de Potência Ótimo pelo método Primal-Dual de Pontos Interiores e a função-objetivo busca minimizar simultaneamente os custos de geração e os custos de não-faturamento decorrentes das reduções de consumo. O aplicativo computacional representa a rede elétrica através de um modelo não-linear, permitindo a avaliação da influência do PPD. O resultado deste aplicativo informa quais consumidores no sistema devem reduzir suas cargas, bem como a potência a ser reduzida. A topologia da rede, assim como a correta modelagem dos consumidores participantes ao PPD, detalhados neste trabalho, auxiliam na tomada de decisões para a operação do sistema elétrico. A análise dos resultados obtidos mostra as vantagens operacionais e econômicas que uma concessionária pode obter com o uso do PPD.

## Sumário

Sumário .....	iii
Lista de Figuras .....	vii
Lista de Tabelas .....	ix
Capítulo 1: Introdução .....	1
1.1 Introdução .....	1
1.2 Revisão Bibliográfica .....	3
1.3 Objetivos da dissertação .....	6
1.4 Estrutura da Dissertação .....	6
Capítulo 2: Gerenciamento pelo Lado da Demanda .....	7
2.1 Introdução .....	7
2.2 Objetivos do GLD .....	7
2.3 Modalidades de GLD .....	9
2.4 Vantagens do GLD .....	11
2.5 Contexto das concessionárias de energia elétrica .....	12
2.6 Conclusões .....	15
Capítulo 3: Programas de Participação da Demanda .....	17
3.1 Introdução .....	17
3.2 Programas de Participação de Demanda .....	17
3.3 Cláusulas de aplicação .....	19
3.3.1 Pontos de entrada/conexão .....	19
3.3.2 Resolução Normativa 281/1999 .....	21
3.3.3 Resolução Normativa 399/2010 .....	23
3.4 Caracterização dos tipos de consumidores .....	25

3.5	Mecanismos de incentivos .....	26
3.6	Conclusões .....	28
Capítulo 4: Formulação Matemática da Proposta .....		29
4.1	Introdução .....	29
4.2	Formulação do problema de PPDs via FPO .....	29
4.2.1	Considerações iniciais .....	29
4.2.2	Função-objetivo .....	31
4.2.3	Equações de balanço de potência e restrições operacionais .....	32
4.3	Função-objetivo .....	32
4.3.1	Função-objetivo para o FPO Base .....	32
4.3.2	Função-objetivo para o FPO Modificado .....	35
4.4	Equações de balanço de potência.....	39
4.5	Equações dos fluxos de potência ativa e de potência reativa nas linhas de transmissão. ....	40
4.6	Equações da potência ativa injetada nos pontos de entrada.....	41
4.7	Restrições Operacionais.....	41
4.7.1	Limites Operacionais das Magnitudes de Tensão. ....	41
4.7.2	Limites Operacionais de Fluxos nos Ramos .....	42
4.7.3	Limites Operacionais dos Consumidores Participantes do PPD. ....	42
4.7.4	Fator de Potência. ....	43
4.8	Restrições Intertemporais .....	44
4.8.1	Restrição Intertemporal de Energia para o Consumidor com Restrição de Energia. ....	44
4.8.2	Restrição Intertemporal da Taxa de Variação de Redução de Carga para o Consumidor com Restrição de Energia. ....	44

4.8.3	Restrição Intertemporal de Potência Constante para o Consumidor com Restrição de Potência.....	45
4.9	Formulação do Problema de FPO.....	46
4.10	Fluxograma do programa de PPD.....	49
4.11	Conclusões.....	50
Capítulo 5:	Resultado das Simulações.....	51
5.1	Introdução.....	51
5.2	Tarifas utilizadas nos cálculos de custo.....	51
5.3	Resultados para o Sistema de 14 Barras.....	53
5.3.1	Caracterização do Sistema-Teste.....	53
5.3.2	Caso 1 – Sistema operando normalmente.....	55
5.3.3	Caso 2 – Sobrecontratação.....	56
5.3.3.1	Análise dos resultados.....	60
5.3.4	Caso 3 – Ultrapassagem: Crescimento Súbito da Carga.....	61
5.3.4.1	Análise dos resultados.....	64
5.3.5	Caso 4 – Ultrapassagem: Perda da linha 17.....	65
5.3.5.1	Análise dos resultados.....	67
5.4	Resultados para o Sistema de 57 Barras.....	68
5.4.1	Caracterização do Sistema-Teste.....	68
5.4.2	Caso 1 – Sistema operando normalmente.....	69
5.4.3	Caso 2 – Sobrecontratação.....	71
5.4.3.1	Análise dos resultados.....	74
5.4.4	Caso 3 – Ultrapassagem: Crescimento Súbito da Carga.....	75
5.4.4.1	Análise dos resultados.....	77
5.4.5	Caso 4 – Ultrapassagem: Perda da linha entre as barras 56 e 42.....	78

5.4.5.1 Análise dos resultados .....	80
5.5 Conclusões dos resultados .....	81
Capítulo 6: Conclusões Gerais .....	82
Referências Bibliográficas.....	84
Apêndice A .....	87

## Lista de Figuras

Figura 2.1 - Objetivos dos Programas de GLD [22].....	8
Figura 3.1 - Diferenciação entre pontos de medição e pontos de entrada.....	21
Figura 3.2 - Função linear associada aos pontos de entrada [1].....	23
Figura 4.1 - Função linear para a RN 399/2010.....	33
Figura 4.2 – Custo incremental para a RN 399/2010.....	34
Figura 4.3 - Função linear associada aos pontos de entrada com PPD.....	35
Figura 4.4 – Fluxograma simplificado do PPD.....	49
Figura 5.1 - Sistema IEEE de 14 barras [40].....	53
Figura 5.2 - Perfil de carregamento das barras da concessionária.....	55
Figura 5.3 - MUSTs contratados – Caso base.....	56
Figura 5.4 – Potência Medida para o ponto de entrada 1 sem PPD.....	57
Figura 5.5 - Potência Medida para o ponto de entrada 2 sem PPD.....	57
Figura 5.6 – Potência Medida para o ponto de entrada 1 com PPD.....	59
Figura 5.7 - Potência Medida para o ponto de entrada 2 com PPD.....	60
Figura 5.8 - Perfil de carregamento da rede da concessionária.....	62
Figura 5.9 - Potência injetada nos pontos de entrada sem PPD – Aumento de carga.....	63
Figura 5.10 - Potência injetada nos pontos de entrada com PPD – Aumento de carga.....	63
Figura 5.11 - Redução de potência (nas barras 9 e 11) e injetada pelos prosumers (nas barras 12 e 14) durante o acionamento do PPD.....	64
Figura 5.12 - Potência injetada nos pontos de entrada sem PPD – Perda da linha 17.....	66
Figura 5.13 - Potência injetada nos pontos de entrada com PPD – Perda da linha 17.....	66
Figura 5.14 - Redução de potência (nas barras 9 e 11) e injetada pelos prosumers (nas barras 12 e 14) durante o acionamento do PPD.....	67
Figura 5.15 – Sistema IEEE 57 barras [40].....	68
Figura 5.16 – Perfil de carregamento das barras da concessionária.....	69
Figura 5.17 – Valores de MUST contratados – Caso base.....	70
Figura 5.18 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD.....	72

Figura 5.19 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD.....	74
Figura 5.20 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD .....	76
Figura 5.21 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD.....	77
Figura 5.22 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD .....	79
Figura 5.23 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD.....	80

## Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Resposta à demanda: Tarifas x Incentivos.....	18
Tabela 3.2 – Comparação entre a RN 281/1999 e a RN 399/2010 .....	25
Tabela 5.1 - Tarifas de fornecimento [39].....	52
Tabela 5.2 - MUSTs contratados – Caso base.....	55
Tabela 5.3 - MUST contratados para uma situação de sobrecontratação.....	56
Tabela 5.4 - Potências Medidas sem PPD e limites de contratação do MUST.....	58
Tabela 5.5 – Potência Medida com PPD e limites de contratação do MUST .....	59
Tabela 5.6 - Custo associado aos pontos de entrada.....	60
Tabela 5.7 - Custos financeiros de operação .....	61
Tabela 5.8 - Potência injetada nos pontos de entrada.....	62
Tabela 5.9 - Custos financeiros da operação .....	65
Tabela 5.10 - Potências injetadas nos pontos de entrada.....	65
Tabela 5.11 - Custos financeiros da operação .....	67
Tabela 5.12 – Valores de MUSTs contratados – Caso base .....	70
Tabela 5.13 – Valores de MUSTs contratados para uma situação de sobrecontratação .....	71
Tabela 5.14 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD .....	72
Tabela 5.15 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD.....	73
Tabela 5.16 – Custos associados aos pontos de entrada para a sobrecontratação .....	74
Tabela 5.17 - Custos financeiros da operação .....	75
Tabela 5.18 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD .....	76
Tabela 5.19 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD.....	77
Tabela 5.20 - Custos financeiros da operação .....	78
Tabela 5.21 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD .....	78

Tabela 5.22 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD.....	79
Tabela 5.23 - Custos financeiros da operação .....	80

# Capítulo 1: Introdução

## 1.1 Introdução

A operação de sistemas de energia elétrica está sujeita a problemas causados por picos em curvas de carga [6], congestionamentos ou contingências em linhas de transmissão [4] ou à falta de investimentos a curto prazo.

A economia brasileira nos últimos anos apresenta um crescimento rápido e com expectativa que este crescimento seja contínuo, acima das previsões, justificando ações e estudos que viabilizem o atendimento dos consumidores sem prejudicar o sistema elétrico. Dificuldades de aumento da oferta de energia, sobretudo na expansão do parque gerador e das linhas de transmissão de energia elétrica são problemas que estão sendo contornados principalmente com a abertura para investimentos privados.

A operação mais eficiente e normalizações do sistema elétrico impulsionam as concessionárias de distribuição a buscar alternativas para manter a confiabilidade e segurança do sistema elétrico frente a situações críticas. Estes aspectos motivam estudos e desenvolvimento de técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD). Durante muitos anos, os estudos de planejamento da operação conduzidos nas empresas de energia elétrica consideravam suas cargas como sendo insensíveis a variação do preço da energia. Este conceito foi mudado a partir do momento em que se percebeu que era possível influenciar o consumo de maneira a obter vantagens econômicas, operacionais e ambientais [3].

O Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) refere-se às atividades adotadas por uma concessionária de energia elétrica que alteram o padrão de consumo de energia de seus consumidores, de modo a produzir mudanças desejadas na curva de carga [20], [21]. Estas atividades podem ser ações de planejamento, controle e monitoração [1], [4].

Existem algumas modalidades de gerenciamento de carga descrito na literatura e consolidadas em aplicações em todo o mundo, entre elas destacam-se: ofertas de redução de energia [3], tarifas diferenciadas [10], programas de gerenciamento de carga direto e programas de gerenciamento de carga indireto [1]. Neste último, destacam-se os Programas de Participação de Demanda (PPD), obtendo resultados significativos em projetos pilotos de concessionárias de energia em parceria com determinados consumidores que são incentivados a reduzir sua demanda em períodos críticos através de benefícios econômicos.

Os Programas de Participação de Demanda estão sendo impulsionados pela evolução tecnológica que alcançou as redes de distribuição e transmissão. Com a incorporação de técnicas avançadas de sensoriamento, métodos de controle e integração com a rede atual surgiu-se o conceito de redes inteligentes ou *smart-grids*, tornando a rede mais eficiente e rápida [4]. Na distribuição e consumo, espera-se, por exemplo, que a concretização das *smart-grids* permita extrair dados, aplicar controles inteligentes e inserir uma automação de modo a se obter uma melhor eficiência energética. Trabalhos em desenvolvimento com medidores de leitura automática (AMR – *Automatic Meter Reading*) mostram um novo nível no controle da demanda pela concessionária de consumidores específicos que, através de softwares auxiliares, podem-se extrair dados remotamente e tomar ações pertinentes para o bom funcionamento do sistema elétrico, inclusive o corte de cargas específicas [11], [12].

Os medidores de leitura automáticos permitem também programar o limite de demanda, que caso seja excedido pode desconectar a carga, e restaura a conexão após um intervalo de tempo especificado ou quando requerido remotamente. Este exemplo ilustra um dos recursos dos *smart-grids* para as concessionárias de energia para uma operação mais eficiente no gerenciamento dos ativos, transformando dados em conhecimentos que serão utilizados para melhor confiabilidade e produtividade da unidade com a implantação do GLD.

Artigos recentes demonstram esforços e salientam aspectos do planejamento e operação do GLD tais como: importância da topologia da rede para a ativação do programa [13], introdução de veículos elétricos como forma de amenizar o impacto

na curva de carga [14] e o mapeamento de produtores independentes de energia, que através de monitoramento em tempo real podem ser acionados em momentos críticos [15], entre outros.

Essas pesquisas estimulam e reforçam a importância do trabalho a ser desenvolvido nesta dissertação que aplica o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) ao problema de GLD, mais especificamente, à vertente denominada Programa de Participação de Demanda adaptado ao contexto de operação de uma concessionária de energia elétrica. Semelhantemente ao trabalho desenvolvido em [2], utiliza-se o modelo não-linear de representação da rede, mas diferenciando-se na representação dos consumidores e nos parâmetros legais de implantação do sistema devido à recente mudança da legislação [38]. O foco de interesse se concentra na análise da formulação matemática do problema de otimização envolvido, bem como na implementação computacional e aplicação de sistema-teste. A ferramenta computacional desenvolvida destina-se a auxiliar no processo de tomada de decisões para a implementação de programa de gerenciamento de carga indireto por uma concessionária de distribuição.

## **1.2 Revisão Bibliográfica**

Programas de incentivo que influenciam a curva de carga dos consumidores já vêm sendo desenvolvidos nos EUA, Japão, China, Taiwan e diversos países europeus [2]. Os mesmos têm sido utilizados com o objetivo de aliviar efeitos de crescimento rápido de carga em países que passam por elevados crescimentos econômicos, manutenção de reservas que assegurem a confiabilidade da operação, redução de preços “spot” [4], entre outros.

Algumas experiências internacionais relacionadas demonstram e incentivam práticas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda onde os dois lados saem ganhando, a concessionária opera dentro dos limites previstos no contrato com confiabilidade e segurança evitando custos não previstos e o consumidor é beneficiado por incentivos econômicos.

Nos EUA, o operador independente Georgia EMC, incentiva os consumidores a participarem de programas de resposta pelo lado da demanda para ajudar a manter a confiabilidade do sistema elétrico em sua região de atuação, particularmente sob situações severas de operação [16].

Em Taiwan, devido às altas taxas de crescimento econômico nas décadas de 70 e 80, ocorreram sérios problemas de aumento dos picos de carga. Como os investimentos em geração não foram proporcionais, o gerenciamento de carga tem sido uma das estratégias para adequar a capacidade da geração à demanda. Os programas de gerenciamento de carga em Taiwan demonstraram sucesso, tendo sido obtida uma redução no pico de 270 MW, ou 2,4% da demanda de pico atual [6].

A China é outro país que tem sofrido problemas graves de falta de capacidade de energia elétrica. Em 2003, vinte províncias tiveram cortes de energia elétrica em horários de pico. Em 2003 e 2004, o governo chinês reduziu o pico de carga em 20 GW e 30 GW respectivamente. Em função desta falta de energia, o gerenciamento de demanda foi a principal estratégia da China nesse período. Aproximadamente 30% desta redução foram realizadas por Programas de Gerenciamento da Demanda e os 7 GW restantes por reduções de carga impostas pelo governo mediante racionamento ou através de pedidos para modificar programações no trabalho e produção [17].

No Brasil, o marco legal que autoriza a implementação de programas de incentivo a redução de consumo nos períodos de maior carga ou a suspensão do consumo com o objetivo de aumentar a oferta é recente, através da Resolução nº 12 do Ministério de Minas e Energia de 17 de dezembro de 2002 [8], que foi posteriormente ratificado pelo Decreto Presidencial nº 4667 de 4 de abril de 2003 [9].

Apesar de ser considerada uma prática recente, existem na literatura disponível, relatos de implementações e estudos das técnicas de GLD desde a década de 60 [1]. No Brasil, por volta de 1977 iniciaram-se estudos de GLD para a inserção de uma estrutura de tarifação diferenciada. Em 1982, adotou-se uma das técnicas do GLD, com a implantação da tarifa horo-sazonal azul, para consumidores conectados em alta tensão, que é uma modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de

utilização do dia e períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia [18]. A tarifa horo-sazonal verde, que é semelhante à tarifa horo-sazonal azul, diferenciando-se basicamente pelo nível de tensão e por possuir uma única tarifa de demanda de potência [18], aplicada em 1986 a consumidores de alta tensão, foi um segundo passo da mudança de tarifação do setor elétrico brasileiro [5].

Estudos sobre a implementação de PPDs aplicados a sistemas de sub-transmissão de concessionárias de distribuição de energia elétrica foram desenvolvidos utilizando Fluxo de Potência Ótimo (FPO) em [1] e [2], onde são discutidas as vantagens técnico-econômicas que podem ser obtidas dos mesmos.

Em [1], os autores modelam três tipos de consumidores: flexível, com restrição de energia e com restrição de demanda considerando o modelo linear da rede elétrica. Já a proposta apresentada em [2] modela apenas o consumidor tipo flexível, porém considerando o modelo não-linear da rede, focado na comutação de taps dos transformadores. Ambos utilizando como cenário a Resolução Normativa da ANEEL 281/1999 (RN 281/1999), vigente até dezembro de 2010.

O presente trabalho baseia-se nas propostas apresentadas em [1] e [2] e propõe o desenvolvimento de um aplicativo de otimização integrado, baseado em Fluxo de Potência Ótimo, utilizando um modelo não-linear da rede elétrica sob a óptica da nova resolução vigente, a Resolução Normativa da ANEEL 399/2010 (RN 399/2010). Além disso, para a implementação do PPD, a modelagem de um novo consumidor (prosumer), adicionado aos consumidores já modelados nos trabalhos citados, também será abordada no desenvolvimento deste estudo.

Serão utilizados sistemas-testes com o objetivo de mostrar a redução do impacto de situações operacionais severas no âmbito das concessionárias de distribuição quando acionados os Programas de Participação de Demanda.

A ferramenta computacional a ser desenvolvida deverá ser capaz de sintetizar com os padrões utilizados na prática e ilustrar as vantagens técnicas e econômicas que podem ser alcançadas com a implementação de PPDs na operação de sistemas de energia elétrica.

### **1.3 Objetivos da dissertação**

Seguem os principais objetivos desta dissertação:

- Introduzir uma implementação técnica de GLD compatível com o contexto de operação das concessionárias brasileiras de energia elétrica considerando a modelagem da nova resolução vigente;
- Modelar e adicionar à literatura um novo tipo de consumidor;
- Ilustrar as vantagens técnicas e econômicas que podem ser alcançadas com a utilização do gerenciamento de carga na operação de sistemas de energia elétrica perante situações críticas;
- Produção de protótipos de programas computacionais de gerenciamento de carga para concessionárias de energia elétrica.

### **1.4 Estrutura da Dissertação**

Os demais capítulos que constituem este trabalho estão organizados como descrito a seguir.

No Capítulo 2 são discutidos os principais objetivos e modalidades de implementação existentes do GLD aplicadas pelas concessionárias de energia elétrica.

O Capítulo 3 trata da implementação de Programas de Participação de Demanda, caracterização dos tipos de consumidores abordados, mecanismos de incentivos, cláusulas de aplicação e representação dos pontos de conexão.

No Capítulo 4, apresenta-se a formulação matemática proposta dos problemas de Fluxo de Potência Ótimo com e sem o Programa de Participação de Demanda.

No Capítulo 5 são discutidos os resultados das simulações numéricas de vários casos dos sistemas-teste estudados.

Finalmente, o Capítulo 6 expõe as análises finais do trabalho desenvolvido, bem como as sugestões para trabalhos futuros.

## **Capítulo 2: Gerenciamento pelo Lado da Demanda**

### **2.1 Introdução**

Neste capítulo, são expostos os objetivos e as modalidades existentes de implementação do Gerenciamento pelo Lado da Demanda, bem como as vantagens que podem ser obtidas através destas técnicas.

Serão apresentados também o contexto de operação das concessionárias de distribuição e os modelos de contratos que incidem sobre estas.

### **2.2 Objetivos do GLD**

Como já apresentado no Capítulo 1, a definição sucinta de gerenciamento de demanda consiste em ações praticadas pela concessionária de energia que visam modificar a forma de consumo dos consumidores de modo a produzir mudanças desejadas na sua curva de carga. A Figura 2.1 ilustra os principais objetivos almejados pelas empresas ao optarem por programas de gerenciamento pelo lado da demanda. Os comentários sobre estas metas encontram-se listados em seguida.

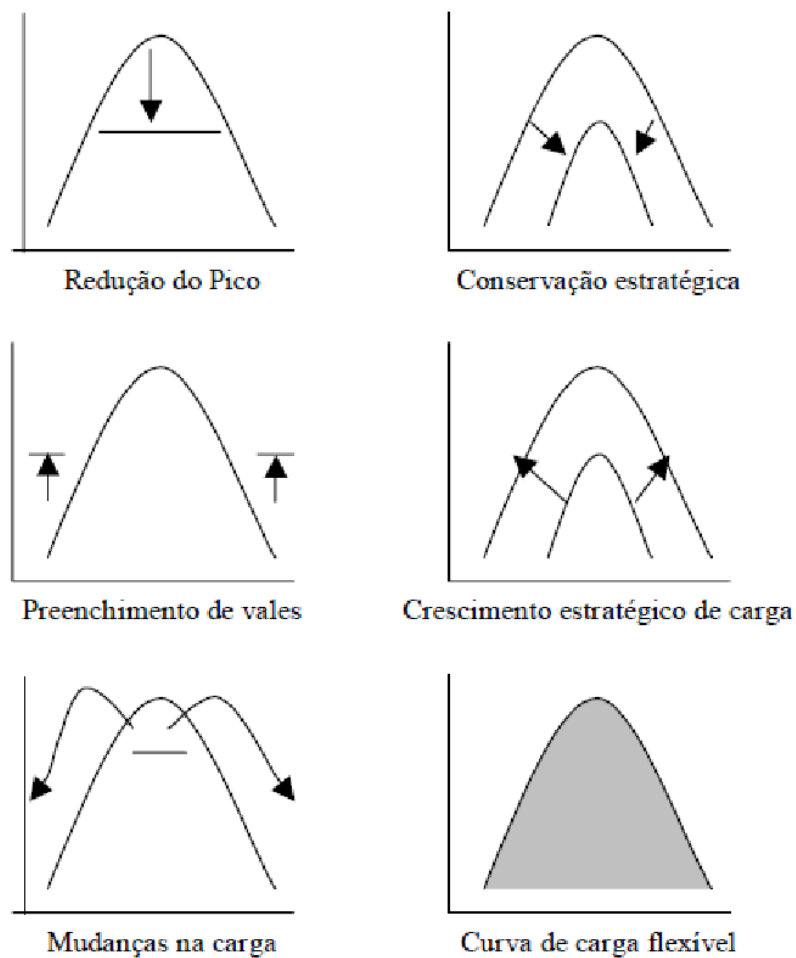


Figura 2.1 - Objetivos dos Programas de GLD [22]

- **Redução do Pico**: consiste na redução do pico de carga da curva da concessionária, restringindo a demanda máxima dos consumidores durante o horário de ponta;
- **Preenchimento de Vales**: incentiva os consumidores a efetuarem seus consumos em instantes em que os custos de energia da concessionária sejam mais acessíveis [23];
- **Mudança na Carga**: consiste em transferir parte do consumo do horário de ponta para o horário fora de ponta, deslocando a curva de carga, buscando a

mudança de hábitos dos consumidores pela utilização mais consciente da eletricidade [5];

- **Conservação Estratégica:** através da adoção de programas direcionados de conservação energética, as concessionárias visam reduzir o consumo de energia não apenas nos períodos de ponta, mas sim em todos os intervalos de tempo. É um instrumento auxiliar para a redução do custo médio do combustível bem como para a postergação de investimento em construção de novas usinas [23];
- **Crescimento Estratégico de Carga:** em situações nas quais ocorra um decréscimo considerável da carga consumida, a concessionária pode utilizar incentivos financeiros de modo a estimular o crescimento da demanda dos seus consumidores [2];
- **Curva de Carga Flexível:** Concessionárias que tenham à sua disposição consumidores que apresentem elevado grau de flexibilidade em parte dos seus processos produtivos podem implementar programas de GLD, através dos quais estas demandas alocáveis dos consumidores são "despachadas" de acordo com as necessidades da concessionária responsável [23].

### **2.3 Modalidades de GLD**

A prática do GLD apresenta formas distintas de implementação, podendo estas atividades serem divididas em cinco grupos principais, os quais encontram-se detalhados abaixo:

- **Ofertas de reduções de energia:** em mercados de energia elétrica desverticalizados, encontram-se programas de GLD onde as ofertas de reduções de demanda feitas por grandes consumidores, participam dos

mercados de energia e de serviços ancilares, concorrendo igualmente com as ofertas de geração de produtores independentes [24], [25];

- Tarifas diferenciadas: correspondem ao estabelecimento de sistemas de tarifas com valores diferenciados, de forma a induzir a redução da demanda dos consumidores. Apesar de também utilizar sinais econômicos, esta modalidade se diferencia do gerenciamento indireto pois aqui a concessionária não tem controle sobre a quantidade da redução de demanda dos consumidores. Os sistemas de tarifação horo-sazonais azul e verde praticadas no Brasil desde 1982 podem ser enquadrados nesta categoria, já que diferenciam a forma de cobrança do consumo de energia e da capacidade para os instantes dentro e fora da ponta [26];
- Programas de Eficiência Energética: ações por parte da concessionária que visam a utilização consciente da energia por parte dos seus consumidores. A troca de equipamentos com baixo rendimento, melhoria dos sistemas de iluminação industrial, correção do fator de potência ilustram algumas das formas empregadas atualmente no combate do desperdício de energia. O objetivo desta técnica consiste em aumentar a produtividade dos seus clientes, sem proporcionar aumento no consumo de energia dos consumidores participantes [26], [27];
- Gerenciamento de Carga Direto: consiste de um controle direto por parte da concessionária da forma de consumo de seus clientes em que através de dispositivos instalados nos grupos de consumidores de interesse, são mensuradas e controladas as demandas destes consumidores de acordo com as necessidades da concessionária [5], [28], [29];
- Gerenciamento de Carga Indireto: nesta forma de implementação de gerenciamento pelo lado da demanda, a concessionária de energia elétrica ao se deparar com condições críticas de operação, pode incentivar a redução de

demanda dos consumidores participantes do programa através de sinais econômicos ou incentivos tarifários [30], [31].

Como apresentado acima, esta alteração na resposta pelo lado da demanda pode ser direta ou indireta dependendo de como são induzidas estas alterações na curva de carga, através de tarifas ou mediante incentivos [2]. A alteração através de tarifas incentiva a mudança de consumo por parte dos consumidores em resposta a variações de tarifas em tempo real, nos picos críticos e no tempo de uso (horosazonal). Uma segunda forma de promover a mudança na curva de carga é mediante incentivos que a concessionária de energia elétrica disponibiliza visando promover alterações de demanda a fim de solucionar problemas de confiabilidade e/ou segurança do sistema elétrico.

O foco de estudo deste trabalho consiste em Programas de Participação de Demanda, que é um Gerenciamento de Carga Indireto e serão estudados e detalhados nos capítulos subseqüentes.

## **2.4 Vantagens do GLD**

Diversas vantagens apresentam-se para o gerenciamento de carga na aplicação do GLD, conseqüentemente tornando o uso da eletricidade mais eficiente, confiável e segura. Seguem, algumas vantagens da aplicação de GLD pela concessionária de energia:

- Postergação de investimentos na oferta de energia e transmissão: este é um dos fatores principais que podem levar empresas de concessionárias de energia elétrica a adotarem técnicas de GLD, tais como descrito em [3]. Outros problemas tais como, congestionamento em linhas de transmissão e perfil de tensão inadequado, podem ser solucionados com a utilização destas técnicas [32];

- Modulação da curva de carga: o uso de técnicas de GLD leva a uma tendência de aplainamento das curvas de carga, em que ocorre o deslocamento do consumo de energia nos horários com custos elevados para períodos mais convenientes para a concessionária. Pode-se também atenuar ou eliminar problemas de capacidade durante picos de demanda nas curvas de carga [22], [32];
- Operação mais eficiente do sistema de energia: as técnicas de GLD podem propiciar ao sistema de energia maior confiabilidade, melhoria do fator de potência, redução de requisitos de reserva girante e auxiliar na redução dos custos de produção de energia;
- Participação dos consumidores na operação: o GLD proporciona, além dos benefícios técnicos e econômicos, a inclusão da resposta dos consumidores perante situações críticas de operação. Ao invés de interrupções no fornecimento por parte da concessionária, reduções de demanda são incentivadas por benefícios financeiros. Trata-se de um serviço adicional proposto pela concessionária com o objetivo de manter seus consumidores cativos e de buscar novos mercados.

## **2.5 Contexto das concessionárias de energia elétrica**

No setor elétrico brasileiro, as concessionárias de distribuição dispõem dos seguintes recursos para fornecer energia elétrica de forma confiável e com qualidade a seus consumidores [1].

- Despacho de unidades geradoras distribuídas: quando possuir um parque de geração, a concessionária pode executar o despacho das unidades sob sua coordenação. Segundo a regulamentação atual, as concessionárias podem utilizar até 10% do seu mercado de geração distribuída. Contudo, normalmente essa capacidade de geração é insuficiente para o pleno

atendimento dos consumidores, pois não possuem geradores de grande porte conforme a regulamentação vigente;

- Aquisição de energia de produtores independentes e empresas cogeneradoras: se houver estes agentes conectados ao sistema interno da concessionária em questão, tem-se a possibilidade de se estabelecer contratos de fornecimento com estas empresas;
- Pontos de conexão com sistemas externos: constituem a fronteira da área de atuação da concessionária. A energia proveniente de contratos bilaterais, decorrentes dos leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com grandes empresas geradoras chega através destes pontos;
- Reduções no fornecimento dos consumidores: perante situações críticas de operação, tais como contingências de transmissão, crescimentos abruptos de carga e problemas com o perfil de tensão, as concessionárias podem reduzir ou interromper o fornecimento de energia de alguns de seus clientes, na busca de minimizar os impactos causados por tal condição ou para auxiliar a restauração da condição normal de operação.

Adicionalmente, algumas metas relacionadas à qualidade de suprimento e à comercialização de energia devem ser verificadas pelas concessionárias de distribuição. Alguns destes requisitos estão relacionados com os contratos estabelecidos entre concessionárias de distribuição e empresas de geração, e merecem ser citados [26], [33], [34].

- Respeitar os limites operacionais dos equipamentos pertencentes a concessionária;
- Honrar os contratos de fornecimento de energia estabelecidos entre concessionárias e empresas geradoras;
- Respeitar os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão firmados com as concessionárias de transmissão.

Estes itens dizem respeito aos *Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão, Contratos Iniciais ou Bilaterais de Compra e Venda de Energia* e os *Contratos de Uso do Sistema de Transmissão*. Em seguida, apresenta-se de forma sucinta o que preconizam alguns dos principais contratos aplicados a uma concessionária de distribuição.

1. **Contratos Bilaterais de Compra e Venda de Energia:** são os contratos que formalizam a compra e venda de energia elétrica entre agentes do sistema. Contém os montantes contratados em kWh entre as empresas, que serão contabilizados em base horária e modulados por patamar de carga [35].
2. **Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST):** para garantir o livre acesso à rede básica, as concessionárias de distribuição devem respeitar os itens contidos nestes contratos com as transmissoras. Neste caso, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) atua como representante das concessionárias de transmissão, devem ser celebrados contratos separados em cada área. Ainda, se houver acesso por parte da concessionária de distribuição a barras localizadas em áreas de concessão de outra distribuidora, deve ser firmado entre estas o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) [33];
3. **Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT):** são os contratos sobre os encargos relacionados às conexões físicas com as instalações de transmissão. Celebrados entre concessionárias de distribuição e concessionárias de transmissão, tendo, novamente, como representante destas últimas o ONS. Igualmente, se a concessionária de distribuição utilizar conexões com barras localizadas em áreas de concessão de outra distribuidora, deve ser celebrado entre estas o Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) [33].

Nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão existem tarifas de uso diferenciadas para cada ponto de conexão com a rede básica, denominadas Tarifas

de Uso do Sistema de Transmissão [36]. Na ocorrência de exceder os limites dos valores contratados de capacidade nos pontos de conexão prevê-se a aplicação de penalidades. Alguns conceitos relacionados ao CUST são necessários para a compreensão do cálculo destas penalidades [37]. São os seguintes:

- Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST): Correspondem aos valores de capacidade contratados pela concessionária de distribuição junto às concessionárias de transmissão [37]. O termo MUST total refere-se à somatória dos MUSTs atribuídos a cada ponto de entrada da concessionária de energia.
- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST): Indicam a dificuldade em se disponibilizar determinada quantidade de potência em qualquer barra do sistema de interesse. A RN 399/2010 cita os valores das tarifas calculados para as barras da concessionária de distribuição que fazem a conexão com a rede básica.

## **2.6 Conclusões**

Neste capítulo apresentou-se primeiramente um melhor detalhamento sobre o Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Observaram-se as vantagens relevantes que podem ser obtidas da aplicação destas técnicas e os objetivos do GLD. As principais modalidades de GLD, seus conceitos e definições foram também apresentados.

O contexto atual de operação das concessionárias de distribuição e estratégias de operação de uma concessionária de forma que opere confiavelmente foram mostrados neste capítulo. Os conceitos necessários para entender as penalidades previstas nos contratos entre a concessionária de distribuição e concessionária de transmissão e/ou geração também foram apresentados. Uma abordagem aprofundada de como ocorre a penalização por exceder os limites

contratados, assim como o conceito de pontos de conexão, será mostrado no capítulo seguinte.

## **Capítulo 3: Programas de Participação da Demanda**

### **3.1 Introdução**

Depois de apresentar o Gerenciamento pelo Lado da Demanda de forma genérica e o contexto atual de operação das concessionárias de distribuição, este capítulo é destinado a discutir a implementação de Programas de Participação da Demanda, uma das modalidades do GLD e foco de estudo deste trabalho.

Primeiramente, descreve-se o mecanismo dos Programas de Participação da Demanda e expõe-se o método de implementação de PPDs, através do estabelecimento de contratos de fornecimento de energia com cláusulas para consumidores participantes do programa, caracterização de tipos de consumidores e formas de implementar mecanismos de incentivos para atrair consumidores a disponibilizar parte de sua carga para participação no programa.

### **3.2 Programas de Participação de Demanda**

O conceito de resposta pelo lado da demanda pode ser definido como “mudanças no padrão de consumo por parte dos consumidores finais em resposta a variações nos preços da energia em tempo real, ou oferecimento de incentivos para induzir um menor uso da energia nos períodos de preços altos no mercado de energia ou quando a confiabilidade e/ou segurança do sistema elétrico está comprometida” [20].

Programas com resposta pelo lado da demanda podem ser classificados de acordo com as formas como são induzidas as alterações de carga, através de tarifas ou incentivos. A primeira refere-se às mudanças nos padrões de consumo por parte dos consumidores em resposta a variações de tarifas em tempo real, nos picos críticos, e no tempo de uso. Na segunda forma de promover alterações de demanda, a concessionária oferece incentivos para a redução de carga com o objetivo de solucionar problemas de confiabilidade e/ou segurança do sistema elétrico. Na

primeira modalidade, as modificações do consumo de energia por parte dos consumidores são informais e sem necessidade de contratos específicos enquanto na segunda são inteiramente intencionais e devem ser objetos de contrato. O Programa de Participação da Demanda é um programa de resposta pelo lado da demanda baseada em incentivos [20]. Neste programa, os consumidores disponibilizam parte de sua demanda às concessionárias para ser reduzida, recebendo em troca algum benefício econômico [2]. Assim, o PPD oferece uma ferramenta adicional que permite à concessionária produzir mudanças na curva de carga, proporcionando os objetivos e vantagens decorrentes da aplicação de programas de GLD, apresentados no capítulo anterior.

Elucidando o conceito de programas com resposta pelo lado da demanda, segue a Tabela 3.1 destacando os principais pontos que distinguem os programas baseados em tarifas e os baseados em incentivos.

Tabela 3.1 – Resposta à demanda: Tarifas x Incentivos

Programas de Resposta à Demanda	
<p>Baseado em Tarifas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Variações em tempo real ou tarifas estáticas, como as horo-sazonais;</li> <li>- Picos críticos;</li> <li>- Sem contratos específicos.</li> </ul>	<p>Baseado em Incentivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Redução de carga;</li> <li>- Confiabilidade e/ou segurança;</li> <li>- Contrato delimitado.</li> </ul>

Ao aderir ao Programa de Participação de Demanda, o consumidor assume a obrigação de reduzir a carga que for solicitada pela concessionária recebendo em contrapartida um benefício financeiro. No entanto, para que essas reduções sejam vantajosas e praticáveis tanto para o consumidor quanto para a concessionária, alguns pontos relevantes devem ser mencionados nas cláusulas dos contratos firmados entre eles. Seguem alguns destes pontos [1], [2] e [4]:

- Potência máxima e mínima disponibilizada para redução de demanda;
- Tempo prévio de notificação da redução necessária, por parte da concessionária;
- Duração máxima e mínima da redução;

- Dias e intervalos do dia em que pode ser requerida a redução;
- Frequência máxima dos pedidos de redução;
- Condições específicas relativas à forma com que pode ser reduzida a carga, que dependem das características da atividade ou processo industrial do consumidor;
- Situações especiais de operação nas quais pode ser ativado o programa;
- Mecanismos de incentivos aos consumidores participantes do PPD;
- Multas, caso o consumidor não reduza a carga requerida ou se a concessionária efetuar um pedido em condições não estipuladas;
- Critério adotado pela concessionária em selecionar os consumidores para reduzir parte de sua demanda em situações críticas.

### **3.3 Cláusulas de aplicação**

Recentemente, através da RN 399/2010, houve a mudança na legislação que regulamenta os contratos entre a concessionária de distribuição de energia e a concessionária de transmissão e/ou geração. Os contratos tipo CUST apresentado no item 2.5, tornaram a operação por parte da concessionária de distribuição mais delicada, pois excedendo os limites presentes na resolução vigente, os custos são significativos. Isto obriga a concessionária de energia a contratar, junto ao regulador do sistema, valores de demanda muito precisos, evitando multas por exceder a faixa de tolerância apontada nesta nova resolução.

As próximas seções abordam as resoluções que regiam [37] e as que agora regem os contratos entre as concessionárias de distribuição e as concessionárias de transmissão e/ou geração. Antes, faz-se necessária elucidar o conceito de ponto de entrada e ponto de conexão.

#### **3.3.1 Pontos de entrada/conexão**

Pontos de entrada: são barras da rede cujas injeções correspondem às potências de entrada na rede da concessionária de distribuição. Observa-se que tais

barras podem fazer parte da rede básica de transmissão [1], [2]. Também pode ser chamado de ponto de conexão, pois conecta o sistema da concessionária de distribuição à Rede Básica.

Pontos de medição: são pontos da rede de distribuição próximos aos pontos de entrada, nos quais são instalados medidores de fluxo de potência [1], [2]. Nos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição são contratados os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), já definidos na seção 2.5 como sendo os valores de potência máxima que pode ser importada em cada ponto de entrada. Adicionalmente, a cada ponto de entrada é associado uma Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). No caso de exceder o MUST em valores mínimos ou máximos, são previstas penalizações significativas, tipicamente multiplicando-se o valor da TUST [37], [38]. Estes fatores de multiplicação são explanados nas duas próximas seções.

A Figura 3.1 mostra a diferenciação entre os conceitos de ponto de entrada e pontos de medição. Percebe-se que os pontos de entrada podem se localizar fora do limite da área de atuação da concessionária de distribuição, enquanto que os pontos de medição consistem de barras, em que são instalados os medidores de fluxo, localizadas sobre esta fronteira com a rede básica. Cabe ainda observar que, caso exista apenas um ponto de medição em determinada barra, este se equivale ao mesmo ponto de entrada sob o ponto de vista de potência injetada.

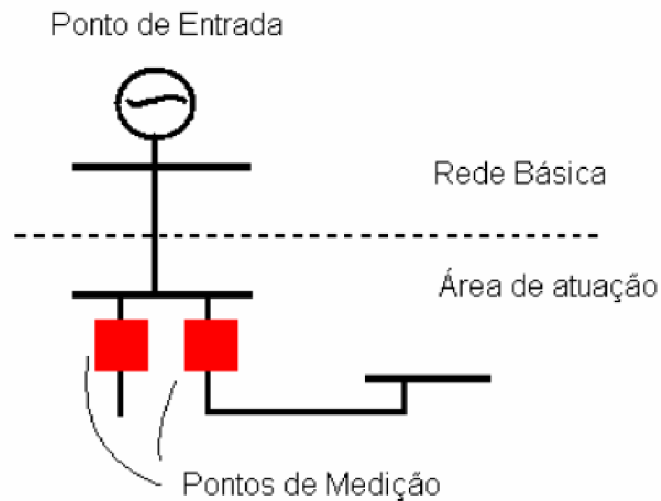


Figura 3.1 - Diferenciação entre pontos de medição e pontos de entrada

### 3.3.2 Resolução Normativa 281/1999

A Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) número 281 de 1º de outubro de 1999 prevê a contratação da concessionária de distribuição de energia junto às concessionárias de transmissão e/ou geração, regidas pelo regulador do sistema, que é responsável por representar as concessionárias de transmissão e/ou geração, para acesso à rede básica. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema é o órgão com a função de representar as concessionárias de transmissão e/ou geração.

Cada ponto de entrada possui um valor contratado de MUST e uma TUST associada a este ponto. Para uma concessionária de distribuição, o MUST total é composto pela somatória do MUST de cada ponto de entrada pertencente a sua área de atuação.

Lista-se um resumo dos principais itens desta resolução:

- Contratação do valor de MUST total para um período de 3 anos, com revisão anual;
- Redução de MUST por ponto de conexão;

- Vários aumentos de MUST ao longo do ano, via Termos Aditivos;
- Cobrança de adicional por ultrapassagem;
- Os controles (diários) de MUST são realizados pela concessionária de distribuição.

A cobrança de adicional por ultrapassagem acontece se a ultrapassagem for superior a 5% do MUST contratado para determinado ponto de conexão com a rede básica, neste caso, será cobrada uma multa no valor correspondente ao produto do montante ultrapassado por uma tarifa de penalização, igual a três vezes a TUST incidente sobre o ponto de conexão [37]. Esta multa é repassada para os consumidores. Assim como apresentado na Figura 3.2, ocorrendo a ultrapassagem da demanda contratada pela concessionária de distribuição para o Ponto de Entrada (Pe) específico, a operação entra em uma área de penalização onde o custo ( $C(Pe)$ ) para a concessionária neste ponto de conexão aumenta significativamente, aumentando todo o custo de operação desta concessionária.

A Figura 3.2 apresenta uma modelagem proposta em [1] para a situação normal de operação sem PPD.

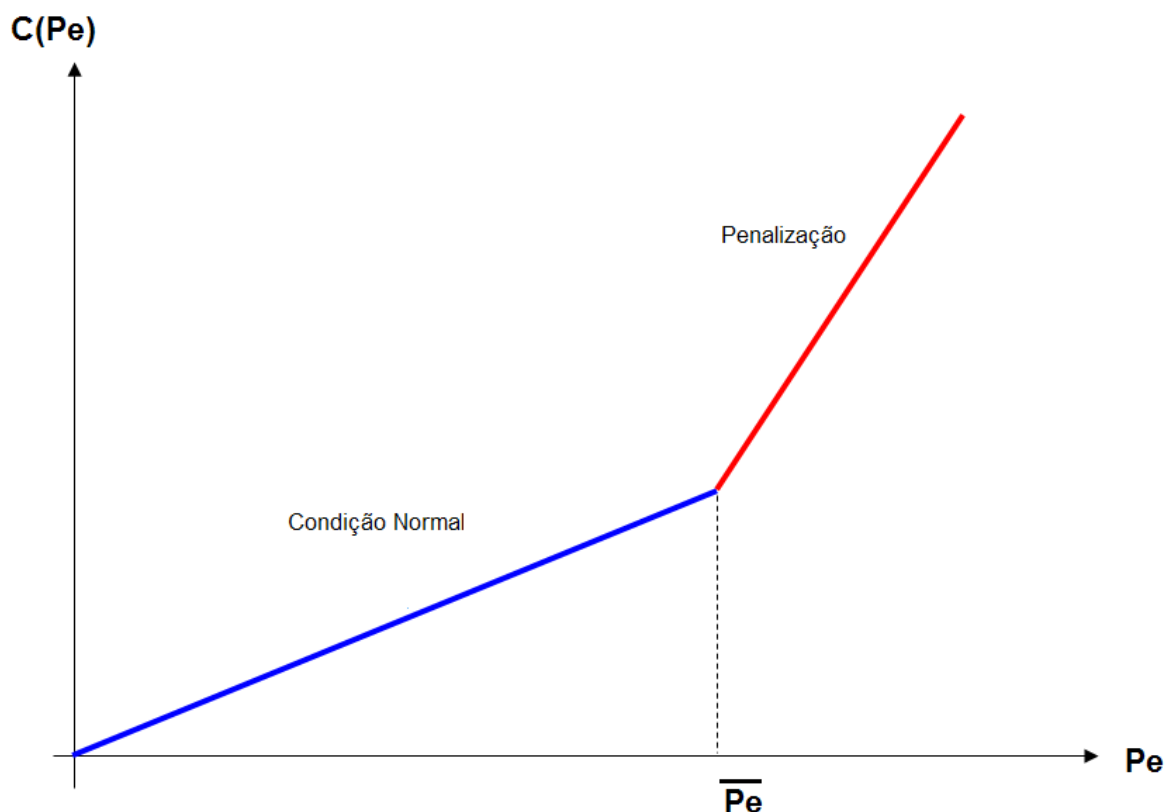


Figura 3.2 - Função linear associada aos pontos de entrada [1]

### 3.3.3 Resolução Normativa 399/2010

A Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) número 399 de 13 de abril de 2010, vigente desde 1º de janeiro de 2011 torna a precisão na contratação de demandas pela concessionária de distribuição junto ao regulador de sistema um fator primordial, pois excedendo os limites estipulados na contratação, a concessionária não tem tantas flexibilidades como na resolução vigente até 2010.

Listam-se os pontos principais apresentados nesta resolução:

- A contratação é válida por 4 anos, sendo os 3 primeiros anos com MUST total fixo e no quarto ano flexível;

- Não é possível reduzir o MUST total. A redução do MUST total somente é permitida com a migração de consumidores para a Rede Básica;
- Casos especiais de aumento da MUST total somente são permitidos mediante análise da ANEEL. O aumento de MUST por ponto de conexão é permitido, apenas uma vez por ano, a um valor máximo de 10%, e o MUST total não pode ser alterado. Assim aumentando 10% um determinado ponto de conexão, outro ou outros pontos de conexão deverão ser reduzidos de forma que a somatória atinja o valor aumentado, neste caso 10%;
- Controle diário de MUST realizado pelo ONS.

Estas alterações visam fazer com que as concessionárias contratem valores de demanda próximos ao de operação, extinguindo possíveis lacunas de operação. A condição normal de operação abrange uma faixa em torno do valor contratado, ou seja, 10% abaixo e 10% acima. Qualquer valor diferente deste, a operação do sistema entra em um regime de penalização.

Excedendo os limites contratados de demanda, a concessionária entrará em um regime de penalização. Quando a operação atinge um valor menor que 10% do valor contratado, a penalização é chamada de penalização de sobrecontratação e quando a operação atinge um valor maior que 10% do valor contratado, denomina-se penalização de ultrapassagem.

Ocorrendo a penalização por ultrapassagem para um determinado ponto de entrada, é cobrada uma multa no valor correspondente ao produto do montante ultrapassado e uma tarifa de penalização, igual a três vezes a TUST incidente sobre o ponto de conexão. Este valor não pode ser repassado para os consumidores. Da mesma forma, ocorrendo uma penalização por sobrecontratação, é cobrada uma multa correspondente ao produto do montante excedido e uma tarifa de penalização doze vezes a TUST incidente sobre o ponto de conexão. Este valor de multa também não pode ser repassado aos consumidores.

Para uma melhor compreensão, resumem-se as duas resoluções na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Comparação entre a RN 281/1999 e a RN 399/2010

Como era (RN 281/1999)	Como ficou (RN 399/2010)
- Contratação por três anos, com revisão anual.	- Contratação para 4 anos (sendo os três primeiros anos com MUST fixo e no quarto flexível); - Não é possível reduzir o MUST total; - Redução de MUST total somente com a migração de consumidores para a Rede Básica.
- Redução de MUST por ponto de conexão.	- Transferência de MUST excedente de um ponto para outro em até 10% sem custos.
- Vários aumentos de MUST ao longo do ano, via Termos Aditivos.	- Um aumento de MUST por ponto de conexão por ano e por patamar (Horário de Ponta e Fora de Ponta); - Casos especiais são avaliados pela ANEEL.
- Controle diário de MUST no horário de ponta feito pelas Distribuidoras.	- Controle diário de MUST nos horários de ponta e fora de ponta feitos pelo ONS; - Medição CCEE, integralização a cada 15 minutos.
- Adicional de ultrapassagem PONTA: Demanda Máxima Mensal Medida > 105% da Demanda contratada no horário de ponta, implica em: Multa = 3 x $\Delta$ MUST x Tarifa	- Adicional de ultrapassagem PONTA e FORA DE PONTA: Demanda Máxima Mensal Medida > 110% da Demanda contratada no horário de ponta e fora de ponta, implica em: Multa = 3 x $\Delta$ MUST x Tarifa (NÃO É REPASSADA AOS CONSUMIDORES);  - Adicional de sobrecontratação PONTA e FORA DE PONTA: Demanda Mínima Anual Medida < 90% da Demanda contratada no horário de ponta e fora de ponta, implica em: Multa = 12 x $\Delta$ MUST x Tarifa (NÃO É REPASSADA AOS CONSUMIDORES).

Aspectos em relação a obras em atraso e outros itens que diferenciam as duas resoluções não foram contemplados por não ser o objeto de estudo desta dissertação.

### 3.4 Caracterização dos tipos de consumidores

Os consumidores devem ser modelados de acordo com seus respectivos processos produtivos. A seguir, são apresentados três tipos de consumidores participantes do PPD. Essas classificações foram adotadas em trabalhos anteriores

[1], [2] e [6] por abrangerem uma quantidade razoável de restrições impostas pelos consumidores ao aderirem ao PPD. Adiciona-se, ainda, o consumidor proposto denominado prosumer. Segue os consumidores contemplados neste trabalho:

- Consumidor Flexível: a única restrição imposta pelo consumidor é o limite de redução de potência que pode ser reduzida em cada hora, o qual deve ser estabelecido em contrato. Devido ao elevado grau de flexibilidade, seu comportamento pode ser analisado hora-a-hora de forma desacoplada durante o intervalo de tempo considerado;
- Consumidor com restrição de energia: impõe uma restrição adicional, segundo a qual a redução de energia durante todo o período crítico não deve exceder um limite estabelecido no contrato. Esta classe de consumidor não permite desacoplar os intervalos de tempo que constituem o período crítico de operação em análise;
- Consumidor com restrição de potência: são os menos flexíveis, pois impõem que sua redução de carga deve ser a mesma em cada intervalo do período crítico. O contrato especifica a máxima potência a ser reduzida em cada hora, com a condição de que a potência reduzida seja a mesma em cada intervalo do período crítico.
- Prosumer: são consumidores que possuem cogeração, pertencentes à sua rede e com disponibilidade de despachar energia, mas não contemplados em contrato que considere este excedente como integrante de sua necessidade de potência contratada. Estes consumidores suprem seus processos fabris e podem em situações de interesse da concessionária injetar potência na rede.

### **3.5 Mecanismos de incentivos**

Como já observado, quando os consumidores aderem ao PPD disponibilizando parte de sua demanda para a concessionária, devem receber um benefício econômico em troca. É preciso, então, definir estes benefícios. Na sequência são apresentadas algumas maneiras de defini-los [20].

Uma opção que pode ser utilizada é o estabelecimento de um desconto tarifário mensal na taxa de demanda, juntamente com a obrigatoriedade da participação de consumidores quando solicitada pela concessionária. Neste caso, o consumidor recebe sempre o benefício, inclusive quando não existe pedido de redução de carga. A remuneração deve ter como base a Potência Redutível Contratada (PRC), ou seja, a potência que o consumidor disponibiliza para ser reduzida sob pedido da concessionária e que está especificada no contrato.

Uma segunda opção consiste em oferecer incentivos em “tempo real”. O consumidor recebe pagamento somente quando é chamado a reduzir certa quantidade de potência. Neste caso a redução pode ser obrigatória ou voluntária e a remuneração é calculada de acordo com a energia reduzida em cada situação.

Existe também a possibilidade de se criar um mecanismo de incentivos que combine ambas as filosofias mencionadas.

Em [20] é proposto um critério para elaboração de incentivos baseado no Custo de Operação Evitado (COE). O COE quantifica o benefício decorrente da aplicação do programa para a concessionária e deve ser a base para a definição dos incentivos por parte da concessionária, sendo dado pela equação 3.1.

$$\begin{aligned} \text{Custo de Operação Evitado (COE)} = & \text{Custo de Operação sem PRC} - \\ & \text{Custo de Operação com PRC} - \\ & \text{Perda de receita por energia não faturada} \end{aligned}$$

No caso de incentivos através de descontos tarifários mensais, pode-se considerar um incentivo proporcional à PRC por cada consumidor, como segue. Um possível esquema para definir o incentivo a ser ofertado a um dado consumidor “i” considera a repartição do COE em proporção à potência redutível contratada em relação à PRC total, isto é:

$$Incentivo_i = COE \cdot \frac{PRC_i}{\sum_{n=1}^{n_R} PRC_j} \quad (3.1)$$

onde:

$n_R$  : é o número de consumidores que aderem ao PPD;

$PRC_i$  : potência redutível contratada do consumidor “i” participante do PPD;

$PRC_j$  : potência redutível contratada de todos os consumidores participantes do PPD.

Para os prosumers o incentivo, quando este reduz sua carga auxiliando a concessionária na operação, é calculado conforme a equação 3.1. Quando este é chamado pela concessionária de distribuição com o intuito de injetar potência na rede, utiliza-se a equação 3.2.

Para tanto, aplica-se o conceito de PIS (Potência Injetada Solicitada), que corresponde a uma parcela, previamente definida que respeita os limites de operação de geração dos prosumers participantes, onde este disponibiliza o potencial excedente de geração, transformando em produto e disponibilizando à rede.

$$Incentivo_i = COE \cdot \frac{PIS_i}{\sum_{n=1}^{n_R} PIS_j} \quad (3.2)$$

### 3.6 Conclusões

Este capítulo descreveu os objetivos e conceitos de Programas de Participação de Demanda, bem como estes podem ser usados como ferramenta de apoio em sistemas de distribuição, principalmente em condições severas de operação.

O capítulo também descreveu os principais conteúdos das cláusulas de contrato de PPD, a caracterização de consumidores e os mecanismos de incentivo. Mostrou a mudança de legislação que é amplamente abordada neste trabalho, uma vez que, um dos objetivos principais deste é apresentar uma ferramenta que contemple estas alterações aliadas ao contexto de operação das concessionárias, inserindo sua topologia e os consumidores participantes do PPD.

## **Capítulo 4: Formulação Matemática da Proposta**

### **4.1 Introdução**

Neste capítulo, a formulação matemática do Programa de Participação de Demanda (PPD) como um problema de Fluxo de Potência Ótimo será apresentada em detalhes. Na seção 4.2 apresentam-se as considerações iniciais e estrutura do algoritmo. Na seção 4.3 é desenvolvida a formulação matemática das funções-objetivo dos dois problemas de otimização, ou seja, o FPO Base e o FPO Modificado, este último representado com e sem PPD. Na sequência, são formuladas na seção 4.4 as equações de balanço de potência ativa e reativa, na seção 4.5 as equações de potência ativa injetada nos pontos de entrada e na seção 4.6 todas as restrições operacionais do problema, como limites operacionais das magnitudes de tensão, limites operacionais dos consumidores participantes do PPD e limites operacionais dos fluxos de potência ativa nos ramos. Em seguida, as restrições intertemporais e a implementação do algoritmo são abordadas nas seções 4.8 e 4.9, respectivamente.

### **4.2 Formulação do problema de PPDs via FPO**

#### **4.2.1 Considerações iniciais**

O objetivo deste trabalho é avaliar os efeitos do Programa de Participação da Demanda sobre o sistema elétrico em condições críticas de operação. Para tal, é necessário determinar quais consumidores serão chamados a reduzir sua carga ou injetar potência e quanto devem ser as reduções individuais de consumo ou geração adicionada ao sistema. O aplicativo desenvolvido deve determinar o melhor esquema de redução de carga e/ou geração de consumidores participantes ao programa.

Para representar a rede, será utilizado um modelo não-linear completo, com representação de potência ativa, potência reativa e tensão nas barras do sistema.

Todavia, o estudo será concentrado nos efeitos do PPD sobre o sistema em relação ao suporte de potência ativa. Ainda assim se justifica a escolha do modelo não-linear, por apresentar resultados mais precisos além de permitir um estudo posterior sobre suporte de potência reativa a análise de perfil de tensão em sistemas de distribuição.

O objetivo do PPD é minimizar os custos da geração, considerando também as perdas de receita devidas às reduções de carga e os incentivos pagos aos consumidores do programa. As restrições do problema são as equações de balanço de potência entre geração e carga, a observância aos vários limites operacionais e determinadas condições a serem obedecidas com a participação dos consumidores no programa.

A ferramenta computacional implementada neste trabalho deve receber como entrada os dados de barras e de ramos do sistema, os dados dos geradores, a localização dos pontos de entrada e as tarifas associadas aos mesmos e os montantes contratados pela concessionária. Além disso, devem ser especificadas as quantidades máximas de demanda que podem ser reduzidas pelo PPD para cada consumidor no determinado intervalo de tempo, e quais consumidores e quanto cada um pode injetar para contribuir na operação do sistema evitando a concessionária entrar em um regime de penalização.

O aplicativo deve fornecer, como resultado, uma estimativa do custo evitado de operação, a quantificação dos incentivos a serem oferecidos aos consumidores, a seleção apropriada das cargas a serem reduzidas, quantidade correspondente de cada redução de carga, potência injetada pelos prosumers parceiros na operação, entre outros. As decisões devem considerar a representação da rede elétrica e a localização física dos consumidores a ela conectados. Cabe ressaltar que os custos representados não determinam os custos totais de geração da concessionária de distribuição, sendo considerados custos fictícios, uma vez que a concessionária possui outros custos associados à geração.

#### 4.2.2 Função-objetivo

Serão apresentadas duas formulações distintas de um Fluxo de Potência Ótimo com objetivo de permitir uma melhor avaliação dos aspectos do Programa de Participação de Demanda. Uma formulação é referente a um FPO base, considerando uma situação normal de operação, e a outra a um FPO Modificado, com ou sem a presença do PPD.

O problema de otimização a ser resolvido sem considerar adversidades pode ser descrito como:

Minimizar: Função-Objetivo do Problema Base

Sujeito a:

- Equações dos fluxos e balanço de potência ativa e reativa da rede;
- Limites operacionais, tais como: fluxos máximos nas linhas de transmissão, limites dos pontos de entrada, faixa de tensão para as barras do sistema, limites dos geradores, etc.

O problema de otimização a ser resolvido considerando o PPD ou não, pode ser descrito como:

Minimizar: Função-Objetivo do Problema Modificado

Sujeito a:

- Equações dos fluxos e balanço de potência ativa e reativa da rede;
- Potências ativas e reativas reduzidas nas barras;
- Limites operacionais, tais como: fluxos máximos nas linhas de transmissão, limites dos pontos de entrada, faixa de tensão para as barras do sistema, limites dos geradores, etc.

Com PPD adiciona-se:

- Restrições dos consumidores que aderem ao PPD;
- Limites operacionais dos consumidores com PPD;
- Restrições intertemporais.

As seções seguintes descrevem a formulação matemática associada à função-objetivo e restrições dos Fluxos de Potência Ótimos.

#### 4.2.3 Equações de balanço de potência e restrições operacionais

O problema de otimização proposto utiliza um modelo não-linear para a rede elétrica. Desta forma, os limites operacionais dos equipamentos e a representação dos consumidores, devem ser atendidos no equacionamento do balanço de potência ativa e reativa. Além disso, devem ser respeitados os limites máximos de potência definidos nos pontos de entrada, os limites operacionais da magnitude de tensão e os limites físicos de transporte de potência ativa em todas as linhas de transmissão. Todos os limites são representados sob a forma de restrições de desigualdade. Estes atributos do programa garantem que a solução encontrada é realística e compatível com as condições operacionais encontradas na prática.

### 4.3 Função-objetivo

#### 4.3.1 Função-objetivo para o FPO Base

Considerando a explanação da subseção 3.3.3 a respeito da RN 399/2010, modelou-se a função de custo da concessionária sem considerar a possibilidade dos limites contratados serem excedidos, ou seja, estar operando normalmente respeitando os valores pré-estabelecidos em contrato e sem situações adversas na operação. A Figura 4.1 exemplifica a função linear do custo de cada ponto de entrada.

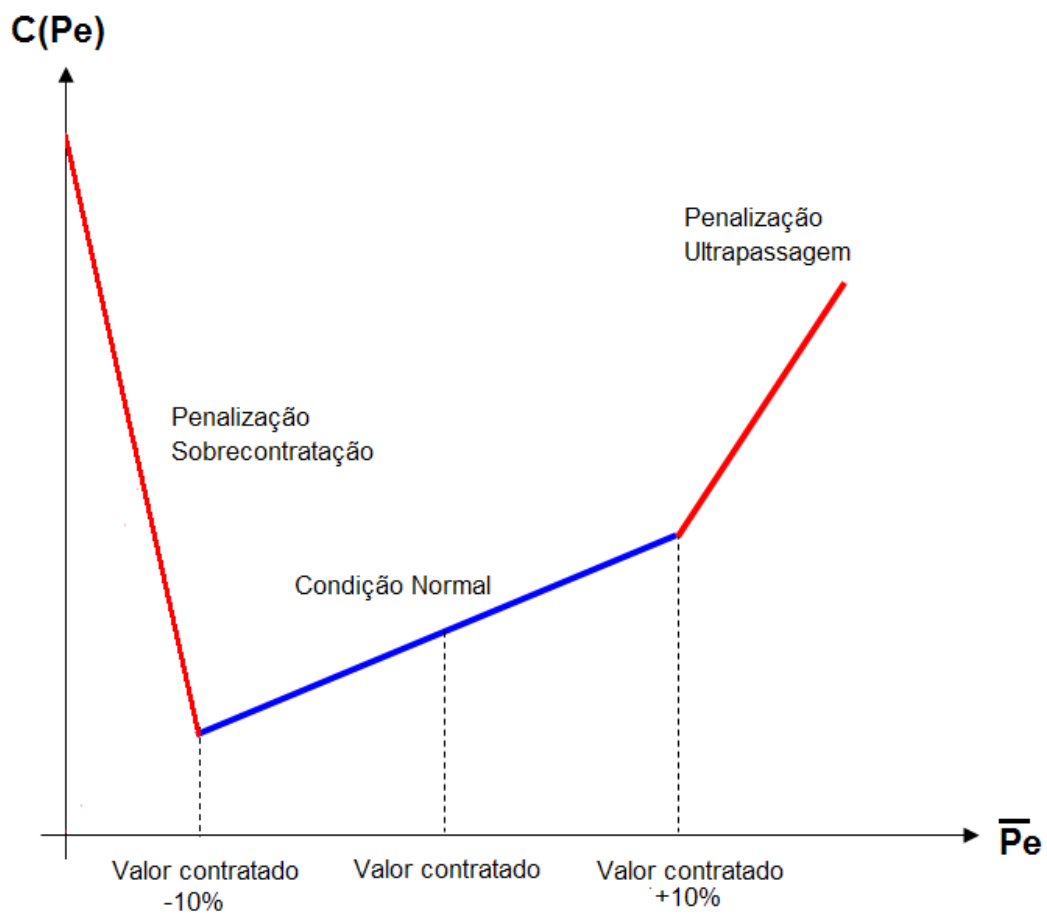


Figura 4.1 - Função linear para a RN 399/2010

Outra representação gráfica desta função para compreender a RN 399/2010 pode ser ilustrada através da Figura 4.2 que demonstra o custo incremental.

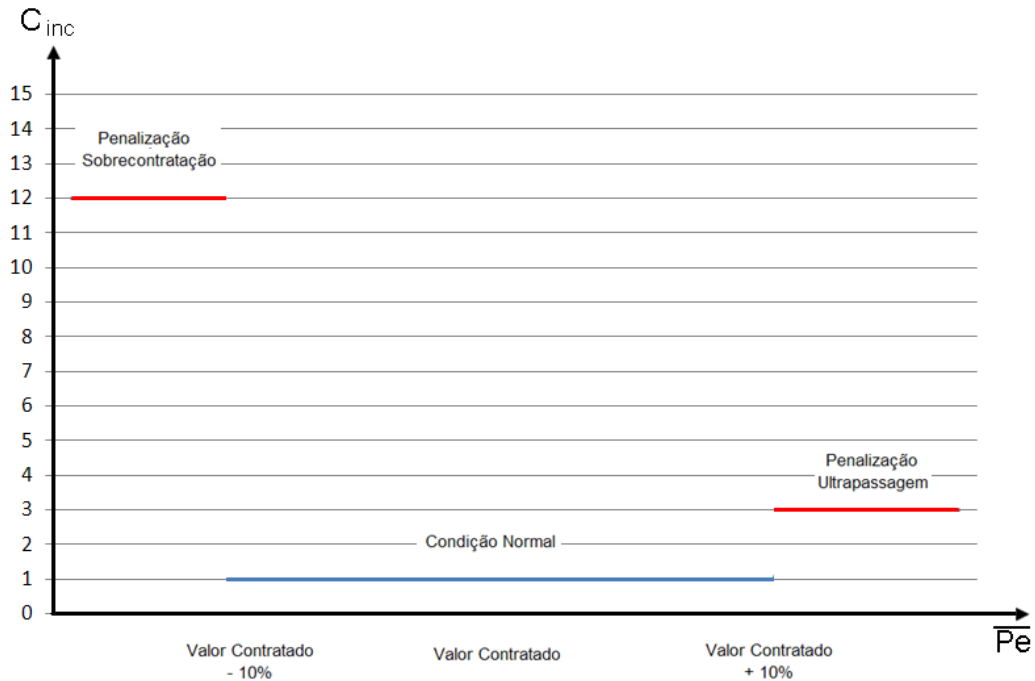


Figura 4.2 – Custo incremental para a RN 399/2010

A função-objetivo para o problema que considera o sistema operando normalmente é representada pela equação 4.1.

$$C(p_e) = \sum_{i=1}^{n_E} C(p_{e_i}) = \sum_{i=1}^{n_E} \sum_{t=1}^{n_T} f_{A_i} \cdot p_{e_{i,t}} \cdot h_t \quad (4.1)$$

onde:

$C(p_e)$  : função linear por partes do custo de energia nos pontos de entrada, (R\$);

$n_E$  : número de pontos de entrada;

$n_T$  : número de intervalos de tempo;

$f_{A_i}$  : ponderação associada ao ponto de entrada “i” entre os limites estabelecidos, considerando a TUST associada ao ponto de entrada “i”, (R\$/pu.h);

$p_{e_{i,t}}$  : potência de entrada para o ponto “i” no instante “t”, (pu);

$h_t$  : intervalo de tempo “t”, (horas).

#### 4.3.2 Função-objetivo para o FPO Modificado

Com a participação dos consumidores no PPD, a função-objetivo apresentada na subseção anterior sofre modificações, a fim de levar em consideração os custos de não-faturamento para a concessionária devido à redução de consumo dos participantes do PPD. Para tanto, são adicionados à função-objetivo outros dois termos lineares cujos coeficientes angulares equivalem às tarifas de consumo de energia aplicados a cada tipo de consumidor. A Figura 4.3 ilustra a função-objetivo resultante.

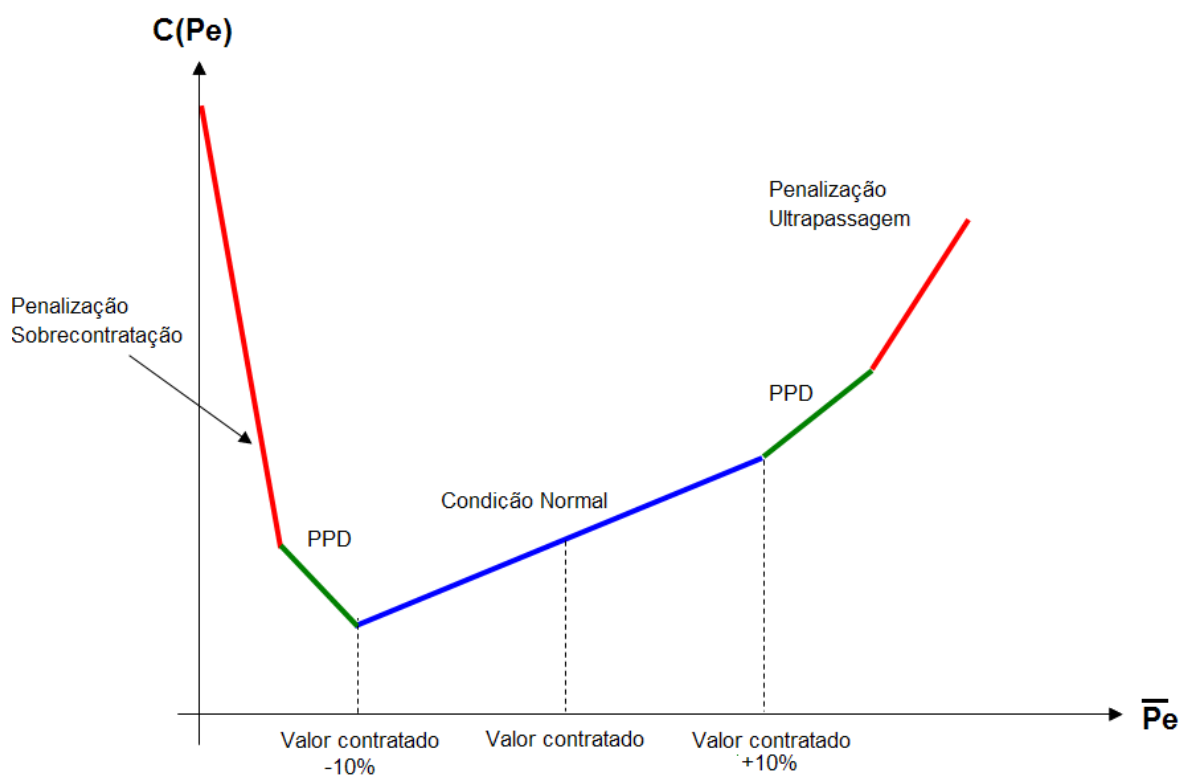


Figura 4.3 - Função linear associada aos pontos de entrada com PPD

A assertividade de contratação de MUST para cada ponto de entrada presente em sua área de atuação é um fator importantíssimo, pois qualquer desvio para mais ou para menos, excedendo o valor de tolerância fixado em 10%, a concessionária entra em um regime de penalização.

A inserção de PPDs visa amenizar o custo de operação da concessionária nas situações que esta entender vantajosa. Assim pode ocorrer a postergação, ou até mesmo não operar, em regimes de penalização, não onerando custos adicionais.

Em certas situações de operação, ocorre “geração virtual”, constituída pela redução e/ou injeção de potência pelos consumidores participantes. Tem-se, portanto, dois tipos de “geradores” neste caso: o primeiro corresponde à energia que entra pelos pontos de entrada no sistema da concessionária, enquanto o segundo corresponde aos geradores virtuais constituídos pela participação dos consumidores no PPD. O PPD é uma opção para situações de operação quando os limites contratados são excedidos. Estabelece-se assim a seguinte ordem de prioridades para o despacho dos dois tipos de “geradores” considerados de modo a garantir o atendimento da demanda:

1. Utilizar inicialmente a energia proveniente dos pontos de entrada do sistema até atingir os valores contratados;
2. Em seguida, utilizar a geração virtual constituídas pelas cargas gerenciadas (PPD);
3. Caso o suprimento de energia ainda não seja suficiente, permitir que os limites nos pontos de entrada superem os valores contratados.

Com a inserção da participação dos consumidores a função-objetivo fica modificada sendo representada pela equação 4.2.

$$C_{PPD}(p_e) = C(p_e) + NF(p_w) \quad (4.2)$$

onde:

$C_{PPD}(p_e)$  : função do custo linear por partes associadas aos pontos de entrada, (R\$);  
 $C(p_e)$  : função linear por partes do custo da energia dos pontos de entrada definida pela equação 4.1;

$NF(p_w)$  : função do custo de não faturamento de energia devido à participação de consumidor tipo “w”, (R\$);

w : tipo de consumidor (w=1 para consumidor flexível, w=2 para consumidor com restrição de energia, w=3 para consumidor com restrição de potência e w=4 para prosumer).

A função-objetivo é definida por:

$$\begin{aligned}
 C(p_e) &= \sum_{i=1}^{n_E} C(p_{e_i}) \\
 &= \sum_{i=1}^{n_E} \sum_{t=1}^{n_T} f_{A_i} \cdot p_{e_{i,t}} \cdot h_t \\
 &\quad + \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{j \in \varphi_t} f_{B_i} \cdot (p_{e_{j,t}} - \bar{p}_{e_j}) \cdot h_t \\
 &\quad + \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{j \in \partial_t} f_{C_i} \cdot (\underline{p}_{e_j} - p_{e_{j,t}}) \cdot h_t
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

onde:

$C(p_e)$  : função linear por partes do custo de energia nos pontos de entrada, (R\$);

$n_E$  : número de pontos de entrada;

$n_T$  : número de intervalos de tempo;

$f_{A_i}$  : ponderação associada ao ponto de entrada “i” entre os limites estabelecidos, calculada da TUST associada ao ponto de entrada “i”, (R\$/pu.h);

$p_{e_{i,t}}$  : potência de entrada para o ponto “i” no instante “t”, (pu);

$h_t$  : duração do intervalo de tempo “t”, (horas);

$\varphi_t$  : conjunto de pontos de entrada onde há violação do limite máximo de demanda contratada no intervalo de tempo “t”, isto é,  $p_{e_{j,t}} > \bar{p}_{e_j}$ ;

$\partial_t$  : conjunto de pontos de entrada onde o valor apresentado não atinge o limite mínimo de demanda contratada no intervalo de tempo “t”, isto é,  $p_{e_{j,t}} < \underline{p}_{e_j}$ ;

$f_{B_i}$  : ponderação associada ao ponto de entrada “i” onde ocorre ultrapassagem da demanda contratada, calculada como o triplo da TUST associada ao ponto de entrada “i”, (R\$/pu.h);

$f_{C_i}$  : ponderação associada ao ponto de entrada “j” onde ocorre sobrecontratação da demanda contratada, calculada como doze vezes a TUST associada ao ponto de entrada “i”, (R\$/pu.h);

$\bar{p}_{e_j}$  : limite superior de demanda contratada para o ponto de entrada “j”;

$\underline{p}_{e_j}$  : limite inferior de demanda contratada para o ponto de entrada “j”;

$p_{e_{j,t}}$  : potência de entrada para o ponto “j”, onde ocorre ultrapassagem da demanda contratada, no instante “t”, (pu).

A função de perda de faturamento visa representar a perda de faturamento de energia devido à participação de consumidores sendo definida pela equação 4.4. Cada consumidor participante do PPD tem sua função de perda de faturamento diferenciada pelo respectivo coeficiente, que equivale à tarifa de consumo de energia aplicado ao mesmo intervalo de tempo.

$$NF(p_w) = \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{i=1}^{n_w} T_{w_{i,t}} \cdot p_{w_{i,t}} \cdot h_t \quad (4.4)$$

onde:

$n_w$  : número de consumidores participantes do PPD;

$n_T$  : número de intervalos de tempo;

$T_{w_{i,t}}$  : tarifa de consumo de energia aplicada ao consumidor “i” do tipo “w”, (R\$/pu.h);

$p_{w_{i,t}}$  : redução de potência do consumidor “i”, tipo “w”, no intervalo “t”;

$h_t$  : duração do intervalo de tempo “t”, (horas).

#### 4.4 Equações de balanço de potência

Os balanços de potência ativa e de potência reativa da rede elétrica para o problema que não considera o PPD são representadas pelas equações 4.5 e 4.6, respectivamente.

Quando se considera o PPD, é adicionada uma parcela referente à redução de potência dos consumidores às equações de balanço de potência ativa e reativa. Neste caso os balanços de potência ativa e reativa são representados pelas equações 4.7 e 4.8, respectivamente.

$$p_l - A_g \cdot P_{g\text{ fixo}} - A_{pg} \cdot \Delta P_g + V_i \cdot (G \cdot \cos(\theta) \cdot V_j + B \cdot \sin(\theta) \cdot V_j) = 0 \quad (4.5)$$

$$q_l - A_g \cdot Q_{g\text{ fixo}} - A_{qg} \cdot \Delta Q_g + V_i \cdot (G \cdot \sin(\theta) \cdot V_j + B \cdot \cos(\theta) \cdot V_j) = 0 \quad (4.6)$$

$$p_l - A_r \cdot P_r - A_g \cdot P_{g\text{ fixo}} - A_{pg} \cdot \Delta P_g + V_i \cdot (G \cdot \cos(\theta) \cdot V_j + B \cdot \sin(\theta) \cdot V_j) = 0 \quad (4.7)$$

$$q_l - A_r \cdot Q_r - A_g \cdot Q_{g\text{ fixo}} - A_{qg} \cdot \Delta Q_g + V_i \cdot (G \cdot \sin(\theta) \cdot V_j + B \cdot \cos(\theta) \cdot V_j) = 0 \quad (4.8)$$

onde:

$n_B$  : número de barras do sistema;

$n_G$  : número de geradores do sistema;

$p_l$  : vetor ( $n_B \times 1$ ) contendo as potências ativas demandadas pelas barras do sistema;

$q_l$  : vetor ( $n_B \times 1$ ) contendo as potências reativas demandadas pelas barras do sistema;

$P_{g\text{ fixo}}$  : vetor ( $n_G \times 1$ ) contendo as potências ativas geradas utilizadas como referência;

$Q_{g\text{ fixo}}$  : vetor ( $n_G \times 1$ ) contendo as potências reativas geradas utilizadas como referência;

$\Delta P_g$  : vetor ( $n_G \times 1$ ) contendo os desvios das potências ativas geradas;

$\Delta Q_g$  : vetor ( $n_G \times 1$ ) contendo os desvios das potências reativas geradas;

$V_i$  : magnitude de tensão na barra "i";

$V_j$  : magnitude de tensão na barra "j";

$\Theta$  : vetor ( $n_B \times 1$ ) contendo os ângulos de tensões nas barras;

$A_g$  : matriz ( $n_B \times n_G$ ) de incidência barra-geradores;

$A_{pg}$  : matriz ( $n_B \times n_G$ ) de incidência barra-desvio de potência ativa gerada;

$A_{qg}$  : matriz ( $n_B \times n_G$ ) de incidência barra-desvio de potência reativa gerada;

$G$  : matriz ( $n_B \times n_B$ ) com a parte real da matriz admitância de barra;

$B$  : matriz ( $n_B \times n_B$ ) com a parte imaginária da matriz admitância de barra;

$A_r$  : matriz ( $n_B \times n_B$ ) de incidência das barras com carga redutível;

$P_r$  : matriz ( $n_B \times 1$ ) contendo as potências ativas reduzidas nas barras;

$Q_r$  : matriz ( $n_B \times 1$ ) contendo as potências reativas reduzidas nas barras.

#### 4.5 Equações dos fluxos de potência ativa e de potência reativa nas linhas de transmissão.

Os fluxos de potência ativa em uma linha de transmissão ou ramo do sistema são representados pelas equações 4.9 e 4.10. Em relação ao fluxo de potência reativa, estes são apresentados pelas equações 4.11 e 4.12.

$$fp_{ij}(V, \theta) = G_{ij} \cdot V_i^2 - G_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij}) \cdot V_i \cdot V_j - B_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij}) \cdot V_i \cdot V_j \quad (4.9)$$

$$fp_{ji}(V, \theta) = G_{ij} \cdot V_j^2 - G_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij}) \cdot V_i \cdot V_j - B_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij}) \cdot V_i \cdot V_j \quad (4.10)$$

$$fq_{ij}(V, \theta) = -V_i \cdot \frac{B_{shij}}{2} - B_{ij} \cdot V_i^2 + B_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos(\theta_{ij}) - G_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \text{sen}(\theta_{ij}) \quad (4.11)$$

$$fq_{ji}(V, \theta) = -V_j \cdot \frac{B_{shij}}{2} - B_{ij} \cdot V_i^2 + B_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos(\theta_{ij}) + G_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \text{sen}(\theta_{ij}) \quad (4.12)$$

onde:

$fp_{ij}(V, \theta)$  : fluxo de potência ativa do ramo que liga a barra "i" à barra "j";

$fp_{ji}(V, \theta)$  : fluxo de potência ativa do ramo que liga a barra "j" à barra "i";

$fq_{ij}(V, \theta)$  : fluxo de potência reativa do ramo que liga a barra "i" à barra "j";

$fq_{ji}(V, \theta)$  : fluxo de potência reativa do ramo que liga a barra "j" à barra "i";

$V_i$  : magnitude de tensão na barra "i";

$V_j$  : magnitude de tensão na barra “j”;

$G_{ij}$  : elemento  $i,j$  da matriz G (parte real da matriz de admitância de barras);

$B_{ij}$  : elemento  $i,j$  da matriz B (parte imaginária da matriz de admitância de barras);

$B_{shij}$  : susceptância *shunt* do ramo que liga a barra “i” à barra “j”;

$\theta_{ij}$  : diferença angular entre a barra “i” e a barra “j”.

#### 4.6 Equações da potência ativa injetada nos pontos de entrada

A potência ativa injetada em um ponto de entrada corresponde à soma dos fluxos nos ramos que contribuem para a potência de entrada, ou seja, nos ramos incidentes ao ponto de entrada, e é dada pela equação 4.13.

$$A_{Must} \cdot fp(V, \theta) - p_e = 0 \quad (4.13)$$

onde:

$n_L$  : número de ramos do sistema;

$n_e$  : número de pontos de entrada do sistema da distribuidora;

$p_e$  : vetor ( $n_e \times 1$ ) contendo as potências injetadas nos pontos de entrada do sistema da distribuidora;

$fp(V, \theta)$  : vetor ( $n_L \times 1$ ) contendo os fluxos de potência ativa dos ramos do sistema;

$A_{Must}$  : matriz ( $n_e \times n_L$ ) de incidência dos fluxos de potência de entrada – fluxos de potências nos ramos.

#### 4.7 Restrições Operacionais

##### 4.7.1 Limites Operacionais das Magnitudes de Tensão.

A restrição de desigualdade que respeita os limites operacionais das magnitudes de tensão das barras da rede elétrica é dada pela equação 4.14.

$$V^m \leq V \leq V^M \quad (4.14)$$

onde:

$V$  : vetor ( $n_B \times 1$ ) contendo as magnitudes de tensão das barras;

$V^m$  : vetor ( $n_B \times 1$ ) contendo os limites inferiores da magnitude da tensão das barras;

$V^M$  : vetor ( $n_B \times 1$ ) contendo os limites superiores da magnitude da tensão das barras.

#### 4.7.2 Limites Operacionais de Fluxos nos Ramos

As restrições de desigualdade que representa a observância aos limites físicos de transporte de potência ativa em todas as linhas de transmissão da rede elétrica são:

$$fp^m \leq fp(V, \theta) \leq fp^M \quad (4.15)$$

onde:

$fp(V, \theta)$  : vetor ( $n_L \times 1$ ) contendo os fluxos de potência ativa dos ramos do sistema;

$fp^m$  : vetor ( $n_L \times 1$ ) contendo os limites inferiores de fluxo de potência ativa dos ramos do sistema;

$fp^M$  : vetor ( $n_L \times 1$ ) contendo os limites superiores de fluxo de potência ativa dos ramos do sistema.

#### 4.7.3 Limites Operacionais dos Consumidores Participantes do PPD.

Na versão do problema que considera a participação dos consumidores devem ser incluídas as respectivas restrições operacionais, a equação 4.16 representa estas restrições.

$$p_{w,t}^m \leq p_{w,t} \leq p_{w,t}^M \quad (4.16)$$

onde:

$w$  : tipo de consumidor ( $w=1$  para consumidor flexível,  $w=2$  para consumidor com restrição de energia,  $w=3$  para consumidor com restrição de potência e  $w=4$  para prosumer);

$p_{w,t}$  : vetor ( $n_l \times 1$ ) contendo as potências ativas reduzidas pelos consumidores do tipo  $w$  para o intervalo “ $t$ ”, (pu);

$p_{w,t}^m$  : vetor ( $n_w \times 1$ ) contendo os limites operacionais inferiores para os consumidores do tipo  $w$  para o intervalo “ $t$ ”, (pu);

$p_{w,t}^M$  : vetor ( $n_w \times 1$ ) contendo os limites operacionais superiores para os consumidores do tipo  $w$  para o intervalo “ $t$ ”, (pu).

Para os prosumers, os limites de potência correspondem aos limites de potência gerada e injetada na rede que este consumidor tem a possibilidade de realizar a partir do excedente de energia com que sua estrutura foi concebida. Assim, este tem um comportamento análogo ao consumidor flexível, facilitando sua inserção na participação da operação da concessionária.

#### 4.7.4 Fator de Potência.

Para todos os consumidores participantes do PPD, supõe-se que o fator de potência ( $\text{tg}\varphi$ ) é constante, de modo que a potência reativa para os consumidores tipo  $w$  é calculada a partir da potência ativa dada por:

$$q_{w,t} = p_{w,t} \cdot \text{tg}\varphi \quad (4.17)$$

## 4.8 Restrições Intertemporais

### 4.8.1 Restrição Intertemporal de Energia para o Consumidor com Restrição de Energia.

Para consumidores com restrição de energia, são inseridas restrições de desigualdade ao problema de otimização com o objetivo de respeitar a quantidade máxima e mínima da energia a ser reduzida durante todo o horizonte de tempo. Tais restrições são do tipo:

$$e^m \leq P_2^T \cdot h_T \leq e^M \quad (4.18)$$

onde:

$n_2$  : número de consumidores com restrição de energia;

$n_T$  : número de intervalos de tempo;

$P_2$  : matriz ( $n_2 \times n_T$ ) contendo as potências reduzidas pelos consumidores com restrição de energia para todo o intervalo de tempo, (pu);

$h_T$  : vetor ( $n_T \times 1$ ) contendo a duração de cada intervalo de tempo em estudo, (horas);

$e^m$  : vetor ( $n_2 \times 1$ ) contendo os limites inferiores de energia a ser reduzida pelos consumidores com restrição de energia, (pu);

$e^M$  : vetor ( $n_2 \times 1$ ) contendo os limites superiores de energia a ser reduzida pelos consumidores com restrição de energia, (pu).

### 4.8.2 Restrição Intertemporal da Taxa de Variação de Redução de Carga para o Consumidor com Restrição de Energia.

Para se impor limites máximos e mínimos a variações de redução de carga dos consumidores com restrição de energia ( $w=2$ ) participantes do PPD em intervalos contíguos, insere-se a seguinte restrição intertemporal ao problema de otimização:

$$\Delta D^m \leq D \cdot P_{D2} \leq \Delta D^M \quad (4.19)$$

onde D é a matriz de acoplamento utilizada pela restrição de taxa de variação de redução pelos consumidores com restrição de energia ( $n_2 \cdot (n_T - 1) \times n_2 \cdot n_T$ ). Em forma expandida a restrição 4.19 é escrita como:

$$\begin{bmatrix} \Delta D_{21}^m \\ \Delta D_{22}^m \\ \vdots \\ \Delta D_{2n_2}^m \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} -I_{n_2} & I_{n_2} & 0_{n_2} & \dots & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & -I_{n_2} & I_{n_2} & \dots & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & \dots & -I_{n_2} & I_{n_2} & 0_{n_2} \\ 0_{n_2} & \dots & \dots & -I_{n_2} & I_{n_2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{21}^T \\ P_{22}^T \\ \vdots \\ P_{2n_2}^T \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} \Delta D_{21}^M \\ \Delta D_{22}^M \\ \vdots \\ \Delta D_{2n_2}^M \end{bmatrix}$$

onde:

$I_{n_2}$  : matriz identidade ( $n_2 \times n_2$ );

$0_{n_2}$  : matriz nula ( $n_2 \times n_2$ );

$P_{D2}$  : vetor ( $n_2 \cdot n_T \times 1$ ) contendo as potências reduzidas pelos consumidores com restrição de energia, (pu);

$\Delta D^m$  : vetor ( $n_2 \cdot n_T \times 1$ ) contendo os limites inferiores para a taxa de variação de redução para os consumidores com restrição de energia, (pu);

$\Delta D^M$  : vetor ( $n_2 \cdot n_T \times 1$ ) contendo os limites superiores para a taxa de variação de redução para os consumidores com restrição de energia, (pu).

#### 4.8.3 Restrição Intertemporal de Potência Constante para o Consumidor com Restrição de Potência.

Para se impor a redução de carga de forma constante durante todo o horizonte de tempo, que caracteriza os consumidores com restrição de potência ( $w=3$ ) participantes do PPD, insere-se a seguinte restrição intertemporal ao problema de otimização:

$$C \cdot P_{C3} = 0 \quad (4.20)$$

$$\begin{bmatrix} -I_{n_3} & I_{n_3} & 0_{n_3} & \dots & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & -I_{n_3} & I_{n_3} & \dots & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & \dots & -I_{n_3} & I_{n_3} & 0_{n_3} \\ 0_{n_3} & \dots & \dots & -I_{n_3} & I_{n_3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{C3_1}^T \\ P_{C3_2}^T \\ \vdots \\ P_{C3_{n_3}}^T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

onde:

$n_3$  : número de consumidores com restrição de demanda;

$n_T$  : número de intervalos de tempo;

$C$  : matriz  $(n_3 \cdot (n_T - 1) \times n_3 \cdot n_T)$  de acoplamento para a redução de potência constante utilizada pelos consumidores com restrição de potência;

$I_{n_3}$  : matriz identidade  $(n_3 \times n_3)$ ;

$0_{n_3}$  : matriz nula  $(n_3 \times n_3)$ ;

$P_{C3}$  : vetor  $(n_3 \cdot n_T \times 1)$  contendo as potências reduzidas pelos consumidores com restrição de potência, (pu);

#### 4.9 Formulação do Problema de FPO

A partir da definição da função e objetivo e das restrições de balanço de potência e restrições operacionais, descritas nas seções anteriores, o problema de FPO Base pode ser descrito pelo seguinte problema de otimização:

$$\min C(p_e) = \sum_{i=1}^{n_E} C(p_{e_i}) = \sum_{i=1}^{n_E} \sum_{t=1}^{n_T} f_{A_i} \cdot p_{e_{i,t}} \cdot h_t \quad (4.21)$$

$$\text{s.a} \quad p_l - A_g \cdot P_{g \text{ fixo}} - A_{pg} \cdot \Delta P_g + V_i \cdot (G \cdot \cos(\theta) \cdot V_j + B \cdot \text{sen}(\theta) \cdot V_j) = 0$$

$$q_l - A_g \cdot Q_{g \text{ fixo}} - A_{qg} \cdot \Delta Q_g + V_i \cdot (G \cdot \text{sen}(\theta) \cdot V_j + B \cdot \cos(\theta) \cdot V_j) = 0$$

$$V^m \leq V \leq V^M$$

$$fp^m \leq fp(V, \theta) \leq fp^M$$

Para situações em que não há a participação de consumidores no problema de otimização, o FPO Modificado pode ser representado por:

$$\begin{aligned}
 \min C(p_e) &= \sum_{i=1}^{n_E} C(p_{e_i}) \\
 &= \sum_{i=1}^{n_E} \sum_{t=1}^{n_T} f_{A_i} \cdot p_{e_{i,t}} \cdot h_t \\
 &\quad + \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{j \in \varphi_t} f_{B_i} \cdot (p_{e_{j,t}} - \bar{p}_{e_j}) \cdot h_t \\
 &\quad + \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{j \in \partial_t} f_{C_i} \cdot (\underline{p}_{e_j} - p_{e_{j,t}}) \cdot h_t
 \end{aligned} \tag{4.22}$$

$$\begin{aligned}
 \text{s.a} \quad p_l - A_g \cdot P_{g \text{ fixo}} - A_{pg} \cdot \Delta P_g + V_i \cdot (G \cdot \cos(\theta) \cdot V_j + B \cdot \text{sen}(\theta) \cdot V_j) &= 0 \\
 q_l - A_g \cdot Q_{g \text{ fixo}} - A_{qg} \cdot \Delta Q_g + V_i \cdot (G \cdot \text{sen}(\theta) \cdot V_j + B \cdot \cos(\theta) \cdot V_j) &= 0 \\
 V^m \leq V \leq V^M \\
 fp^m \leq fp(V, \theta) \leq fp^M
 \end{aligned}$$

Da mesma forma, o problema de otimização do FPO Modificado com o PPD, considerando a nova função objetivo e restrições igualmente discutidas nas seções anteriores, pode ser representado por:

$$\begin{aligned}
\min C(\mathbf{p}_e) &= \sum_{i=1}^{n_E} C(\mathbf{p}_{e_i}) \\
&= \sum_{i=1}^{n_E} \sum_{t=1}^{n_T} f_{A_i} \cdot \mathbf{p}_{e_{i,t}} \cdot \mathbf{h}_t \\
&+ \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{j \in \varphi_t} f_{B_i} \cdot (\mathbf{p}_{e_{j,t}} - \bar{\mathbf{p}}_{e_j}) \cdot \mathbf{h}_t \\
&+ \sum_{t=1}^{n_T} \sum_{j \in \partial_t} f_{C_i} \cdot (\underline{\mathbf{p}}_{e_j} - \mathbf{p}_{e_{j,t}}) \cdot \mathbf{h}_t
\end{aligned} \tag{4.23}$$

$$\text{s.a} \quad \mathbf{p}_l - A_r \cdot \mathbf{P}_r - A_g \cdot \mathbf{P}_{g \text{ fixo}} - A_{pg} \cdot \Delta \mathbf{P}_g + V_i \cdot (G \cdot \cos(\theta) \cdot V_j + B \cdot \text{sen}(\theta) \cdot V_j) = 0$$

$$\mathbf{q}_l - A_r \cdot \mathbf{Q}_r - A_g \cdot \mathbf{Q}_{g \text{ fixo}} - A_{qg} \cdot \Delta \mathbf{Q}_g + V_i \cdot (G \cdot \text{sen}(\theta) \cdot V_j + B \cdot \cos(\theta) \cdot V_j) = 0$$

$$V^m \leq V \leq V^M$$

$$\text{fp}^m \leq \text{fp}(V, \theta) \leq \text{fp}^M$$

$$\mathbf{p}_{w,t}^m \leq \mathbf{p}_{w,t} \leq \mathbf{p}_{w,t}^M$$

$$\mathbf{e}^m \leq \mathbf{P}_2^T \cdot \mathbf{h}_T \leq \mathbf{e}^M$$

$$\Delta D^m \leq D \cdot \mathbf{P}_{D2} \leq \Delta D^M$$

$$C \cdot \mathbf{P}_{C3} = 0$$

$$A_{Must} \cdot \text{fp}(V, \theta) - \mathbf{p}_e = 0$$

$$\mathbf{q}_{w,t} = \mathbf{p}_{w,t} \cdot \text{tg}\varphi$$

Os problemas de FPO Base e Modificado com e sem PPD, representados pelos problemas de otimização descritos nas equações 4.21, 4.22 e 4.23, respectivamente, são resolvidos nesse trabalho pelo Método Primal-Dual de Pontos Interiores. Para isso, realiza-se a reformulação clássica do problema através da introdução de variáveis de folga e barreira logarítmica. A função Lagrangeana de cada problema é, então obtida e, a partir das condições de otimalidade obtém-se as equações não lineares, cuja solução iterativa é obtida com a aplicação do método de Newton [41].

#### 4.10 Fluxograma do programa de PPD

No intuito de facilitar a compreensão do funcionamento do PPD aplicado às concessionárias de distribuição, apresenta-se a seguir um fluxograma contendo as etapas básicas que constituem este programa.

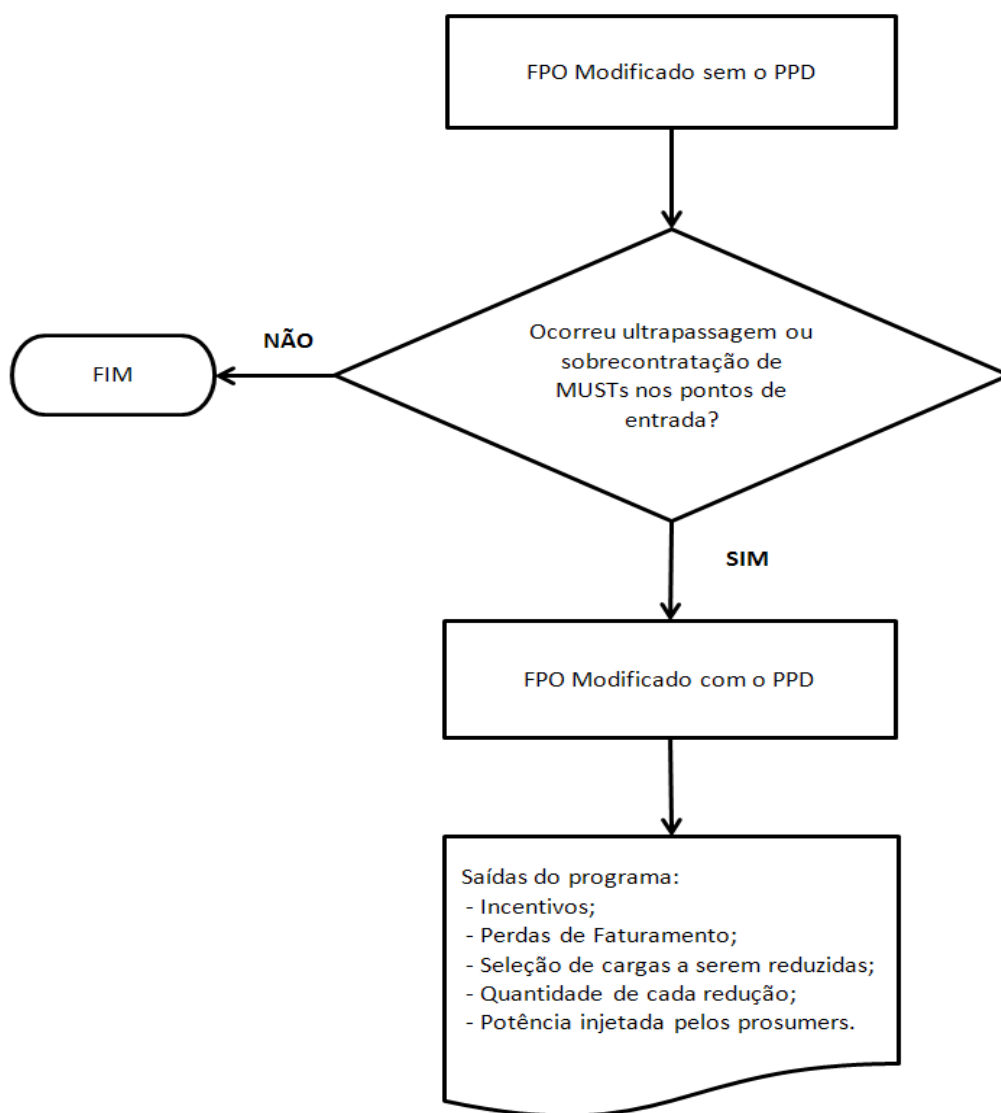


Figura 4.4 – Fluxograma simplificado do PPD

#### **4.11 Conclusões**

Neste capítulo, é detalhada a formulação matemática de duas versões de Fluxo de Potência Ótimo para estudos dos Programas de Participação de Demanda, utilizados para gerar os resultados das simulações do aplicativo computacional que são mostrados no capítulo seguinte. A primeira formulação, caso base, serve para adquirir os dados do sistema sem alterações e, uma segunda formulação, denominada FPO Modificado, dividida em FPO com e sem PPD. O FPO que não considera a participação dos consumidores nos PPDs serve como referência para comparar os resultados com a formulação com PPD.

## **Capítulo 5: Resultado das Simulações**

### **5.1 Introdução**

Neste capítulo apresentam-se os resultados das simulações do Programa de Participação de Demanda implementado como um problema de Fluxo de Potência Ótimo para sistemas-teste como modelo não linear, isto com o auxílio de programas computacionais desenvolvidos na linguagem de programação Matlab.

O objetivo das simulações é verificar o efeito das contingências nos sistemas-teste e analisar os benefícios e os custos decorrentes da ativação do programa em situações críticas de operação. Para tanto, inicialmente será caracterizado o sistema-teste e serão definidas as condições e hipóteses adotadas nas simulações. Em seguida, serão expostos os quatro casos selecionados, sendo que para cada um destes há subseções destinadas ao caso base e o caso modificado (com e sem aplicação de PPD), bem como as análises pertinentes. Por fim, serão extraídas as conclusões gerais acerca dos resultados obtidos.

### **5.2 Tarifas utilizadas nos cálculos de custo**

Para realizar o cálculo de custo da concessionária de distribuição torna-se necessária a definição dos valores de algumas tarifas, aplicáveis tanto à concessionária de distribuição quanto aos consumidores. Estas tarifas e respectivos valores são discutidos a seguir.

A TUST aplicada a cada ponto de entrada da concessionária de distribuição para o cálculo do custo das potências ativas injetadas nestes, por simplicidade, é utilizada a tarifa equivalente a 7.381,95 R\$/MW para todos os pontos de entrada. Este valor representa a média das TUSTs aplicadas à uma expressiva concessionária de energia no Brasil.

Conforme apresentado no item 2.5, quando se verifica ultrapassagem do MUST em algum ponto de entrada, é cobrada uma multa no valor correspondente ao

produto do montante ultrapassado e uma tarifa de penalização, igual a três vezes o valor da tarifa original. Também como apresentado na subseção 3.3.3, esta tarifa serve de base para o cálculo da penalidade por sobrecontratação, que equivalente ao produto da diferença entre o valor contratado e o máximo valor atingido de demanda e a tarifa de penalização, esta igual a doze vezes o valor da tarifa original. Esta última penalização está em vigor a partir da inserção da RN 399/2010 [38].

Para calcular o custo de não-faturamento devido às reduções de demanda, é importante definir a tarifa de energia aplicada aos consumidores participantes ao PPD. Neste trabalho, é utilizada a tarifa horo-sazonal azul aplicada pela concessionária de energia Copel para consumidores do grupo A2, no horário fora de ponta e período úmido apresentada na Tabela 5.1 e destacada em negrito. A tarifa é dada em R\$/kWh. Nesta tabela não estão computados os impostos.

Tabela 5.1 - Tarifas de fornecimento [39]

TARIFA HORO SAZONAL AZUL (R\$/kWh)						
Segmentos Horo Sazonais			Ponta		Fora de Ponta	
Subgrupos	Classificação	Componentes	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A1	Todas as Classes	Demanda	6.19		0	
		Energia	0.22783	0.20695	0.14562	0.13351
A2	Todas as Classes	Demanda	19.73		2.84	
		Energia	0.22783	0.20695	0.14562	<b>0.13351</b>
A3	Todas as Classes	Demanda	20.01		3.44	
		Energia	0.22783	0.20695	0.14562	0.13351
A3a	Todas as Classes	Demanda	27.73		6.75	
		Energia	0.22783	0.20695	0.14562	0.13351
A4	Todas as Classes	Demanda	34.67		9.04	
		Energia	0.22783	0.20695	0.14562	0.13351
A1 = igual ou superior a 230kV   A2 = 88kV A3 = 69kV   A3a = 30 a 44kV   A4 = 2,4 a 25kV						

Apresentadas as tarifas utilizadas no cálculo dos custos, pode-se dar início à exposição dos resultados numéricos.

### 5.3 Resultados para o Sistema de 14 Barras

#### 5.3.1 Caracterização do Sistema-Teste

Neste trabalho, é inicialmente utilizado como sistema-teste o sistema de 14 barras do IEEE apresentado na Figura 5.1, que corresponde a uma parte do Sistema Elétrico de Potência da região do Meio-Oeste americano.

A linha vermelha da Figura 5.1 mostra a delimitação entre a rede da concessionária de distribuição e a rede básica. Também são indicados os dois pontos de entrada, denotados por  $Pe_1$  e  $Pe_2$ . Esta divisão de redes foi sugerida no trabalho apresentado em [4].

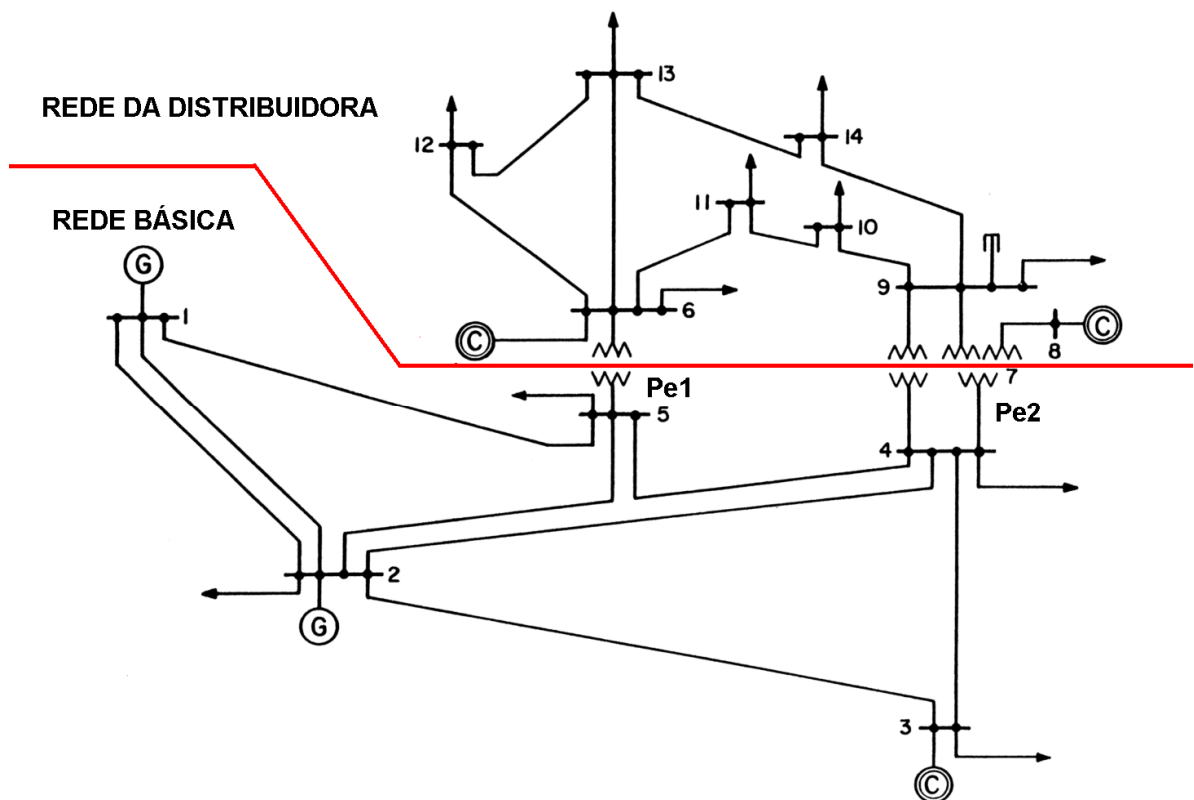


Figura 5.1 - Sistema IEEE de 14 barras [40]

Os limites operacionais dos geradores são apresentados no Apêndice A.

Em relação aos consumidores participantes do PPD, nas barras 9 e 11 foram inseridos consumidores modelados com cargas com potência redutível contratada, sendo utilizados consumidores tipo flexível. Cada um destes consumidores conectados a estas barras disponibiliza até 15% de sua carga a ser reduzida. As barras 12 e 14 foram modeladas com consumidores capazes de injetar potência na rede, caso este contemplado ao prosumer. Para estes últimos consumidores, a potência injetada na rede pode ser de até 25% da sua carga contratada.

Neste sistema, três cenários foram idealizados para a análise dos dados. Os cenários apontados foram:

1. Sistema operando normalmente: nesta simulação, os valores de potência requerida nos pontos de entrada 1 e 2, são considerados como valores de MUST contratados. Estes valores serviram de base para aplicação dos demais cenários.
2. Sobrecontratação: quando a demanda máxima verificada não atinge o limite mínimo previsto no item 3.3.3, ou seja, a demanda máxima é menor que 90% do valor contratado peça concessionária para o MUST em um determinado ponto de entrada. Na prática, esta situação pode ocorrer quando há uma previsão de expansão em determinada barra do sistema, mas isto não se concretiza por diversos fatores. Assim, a concessionária de energia não atinge o valor mínimo de contratação e sofre penalizações até que novos valores de MUST para aquele ponto de entrada sejam atualizados no momento permitido e com as considerações previstas na resolução vigente. Para efeitos de simulação, o valor atribuído ao MUST foi 115% do valor de MUST do sistema operando normalmente.
3. Ultrapassagem: ocorrendo uma contingência no sistema, os valores de carga para os pontos de entrada podem exceder os limites superiores dos valores contratados, ocorrendo uma penalização para a concessionária.

### 5.3.2 Caso 1 – Sistema operando normalmente

Inicialmente é simulado o caso em que o sistema está operando normalmente, ou seja, não há condição severa de operação. Para esta simulação utiliza-se o FPO Base.

O gráfico da Figura 5.2 apresenta o perfil de carregamento da rede da concessionária para o sistema operando normalmente.

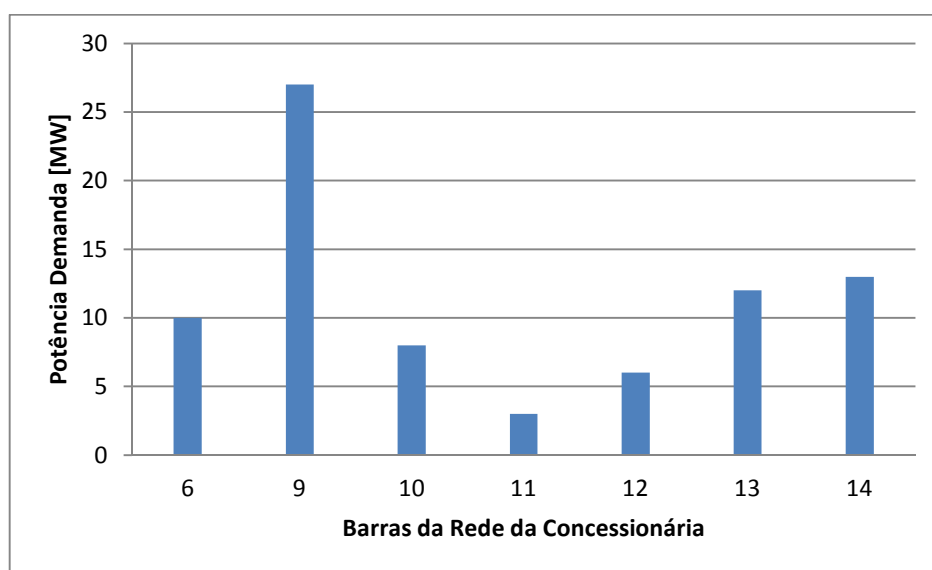


Figura 5.2 - Perfil de carregamento das barras da concessionária

A Tabela 5.2 apresenta as potências injetadas nos pontos de entrada nesta condição de operação. Estes resultados também são expostos na forma de gráfico de barras na Figura 5.3. Os valores de MUST contratados foram determinados através dos valores de MUST obtidos nesta simulação, ocorrendo o arredondamento dos valores.

Tabela 5.2 - MUSTs contratados – Caso base

Nome do Ponto de Entrada	Barra de Conexão	Potência Medida [MW]	MUST Contratados [MW]
Pe <sub>1</sub>	4	32.17	33
Pe <sub>2</sub>	5	37.43	38

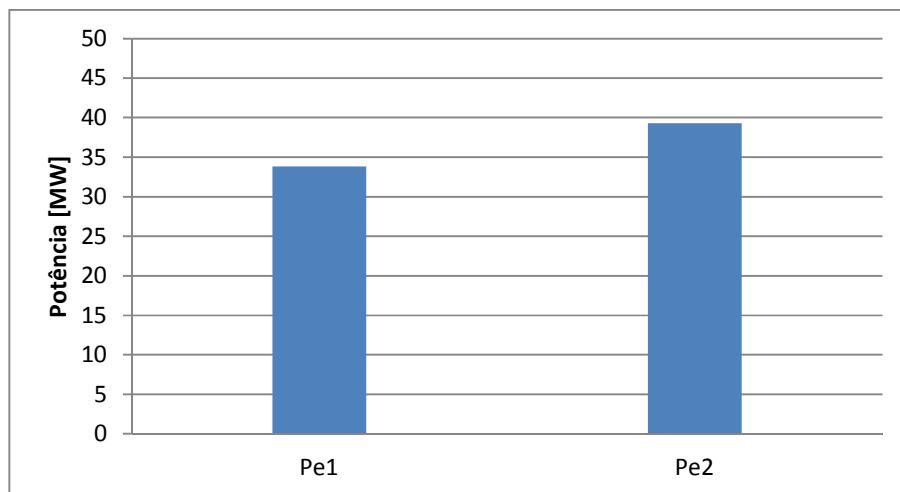


Figura 5.3 - MUSTs contratados – Caso base

### 5.3.3 Caso 2 – Sobrecontratação

Baseando-se nos valores de potência injetada encontradas na simulação com o sistema operando normalmente e aplicando-se um fator de elevação de 15%, obtém-se os seguintes valores contratados para o MUST, expostos na Tabela 5.3, para uma situação de sobrecontratação.

Tabela 5.3 - MUST contratados para uma situação de sobrecontratação

Ponto de entrada	MUST Contratados [MW]
Pe <sub>1</sub>	36.99
Pe <sub>2</sub>	43.04

Neste cenário desenvolvido, quando o sistema está operando normalmente, os valores de MUSTs contratados encontram-se acima dos valores típicos, ocorrendo uma sobrecontratação em que os valores medidos nos pontos de entrada não atingem o limite inferior que exige a concessionária de penalidades. Evidencia-

se a situação de sobrecontratação para este caso através das Figuras 5.4 e 5.5 para os pontos de entrada 1 e 2, respectivamente.

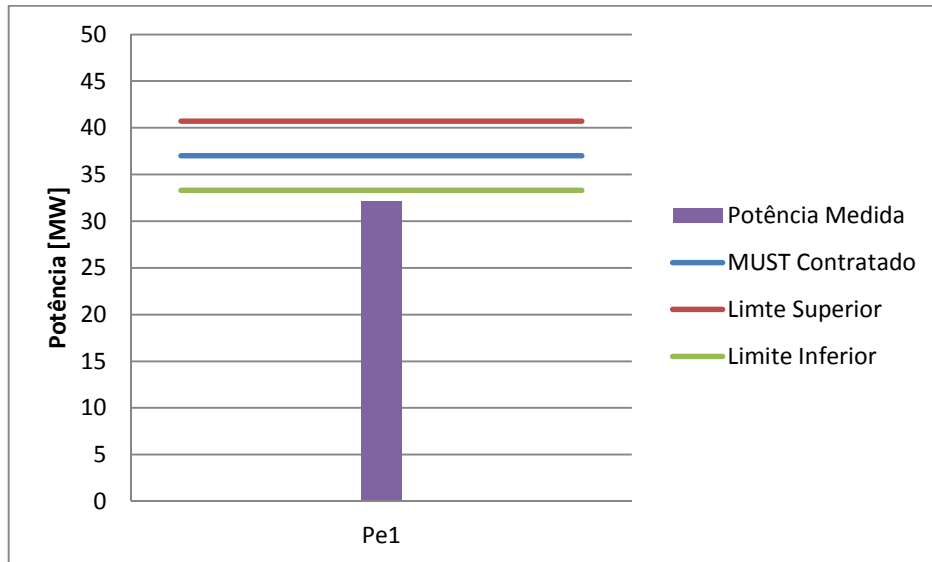


Figura 5.4 – Potência Medida para o ponto de entrada 1 sem PPD

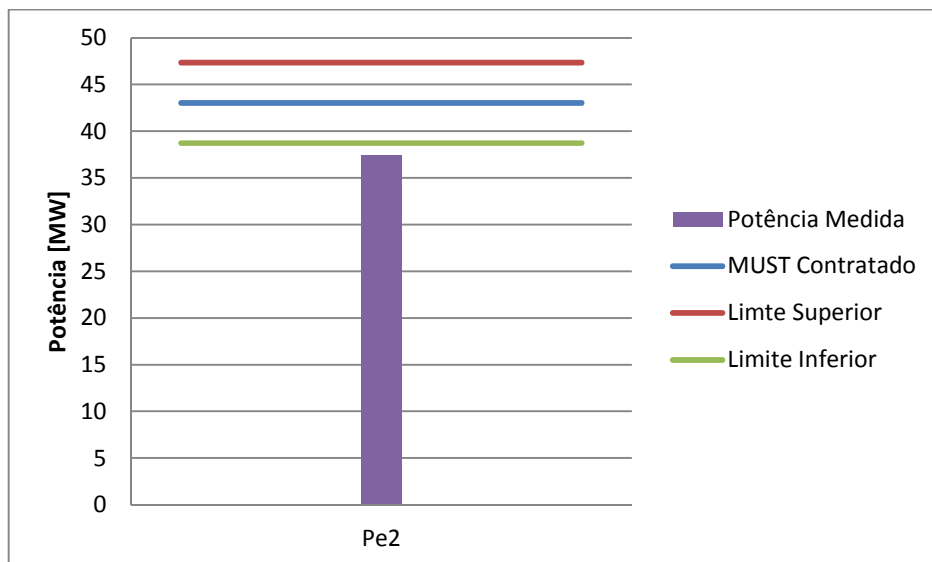


Figura 5.5 - Potência Medida para o ponto de entrada 2 sem PPD

Pode-se verificar que a operação da concessionária fica abaixo do limite inferior considerando o MUST contratado exposto na Tabela 5.3. Numericamente, os

valores de MUST contratado para este cenário, assim como seus limites inferiores e superiores podem ser visualizados na Tabela 5.4. Sendo o limite inferior correspondente a 10% abaixo do valor de MUST contratado e o limite superior a 10% acima do MUST contratado para o respectivo ponto.

Tabela 5.4 - Potências Medidas sem PPD e limites de contratação do MUST

Ponto de entrada	Potência Medida [MW]	MUST contratado [MW]	Limite Inferior [MW]	Limite Superior [MW]
Pe1	<b>32.17</b>	36.99	33.29	40.69
Pe2	<b>37.43</b>	43.04	38.74	47.34

A simulação foi realizada utilizando a versão do aplicativo referente ao FPO Modificado. Inicialmente, para a versão que não considera a participação dos consumidores e em seguida a versão que contempla a participação destes no PPD.

Para haver um aumento na carga da concessionária, inserindo-a na faixa de tolerância de contrato, faz-se uso dos prosumers existentes em sua rede. Estes consumidores possuem geradores, e através de incentivos, a concessionária pode solicitar que utilizem a energia da rede, reduzindo a energia gerada por seus geradores. Conseqüentemente, ocorre um aumento da carga utilizada pela concessionária em seus pontos de entrada que apresentam sobrecontratação. A topologia da rede e distribuição estratégica destes consumidores constitui-se um fator importante para o sucesso da operação da concessionária dentro dos limites contratados.

Para o sistema estudado neste item, os prosumers alocados nas barras 12 e 14, são solicitados a suprir 50% de sua carga através da rede da concessionária. Este valor calculado de 50% de redução de geração, foram obtidos através de entrevistas com empresas de cogeração, obtendo-se uma média e utilizada como referência neste trabalho.

Tabela 5.5 – Potência Medida com PPD e limites de contratação do MUST

Ponto de entrada	Potência Medida [MW]	MUST contratado [MW]	Limite Inferior [MW]	Limite Superior [MW]
Pe1	<b>34.25</b>	36.99	33.29	40.69
Pe2	<b>39.01</b>	43.04	38.74	47.34

Considerando a inserção de consumidores participantes do PPD, a operação da concessionária ocorre dentro dos limites de contratação, não ocorrendo penalizações. As Figuras 5.6 e 5.7 demonstram esta constatação.

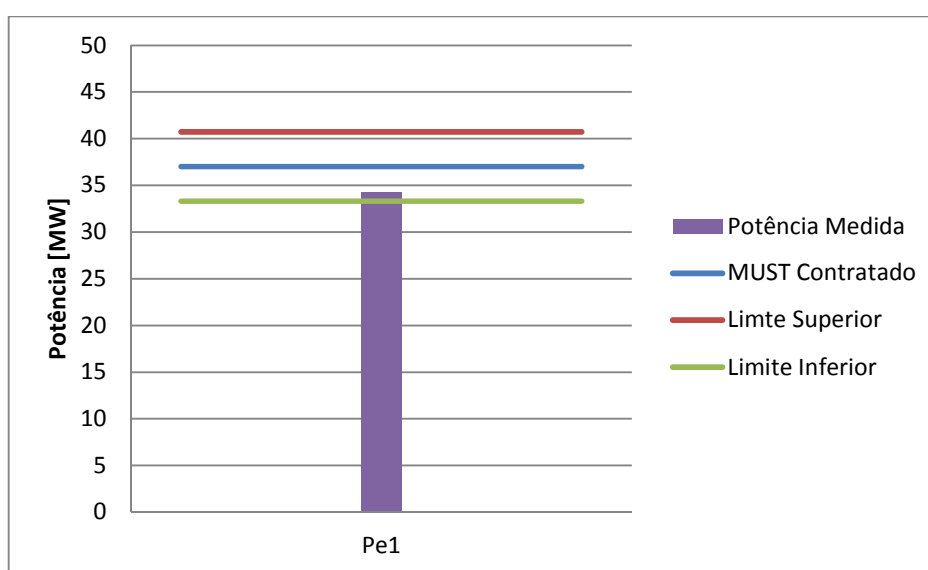


Figura 5.6 – Potência Medida para o ponto de entrada 1 com PPD

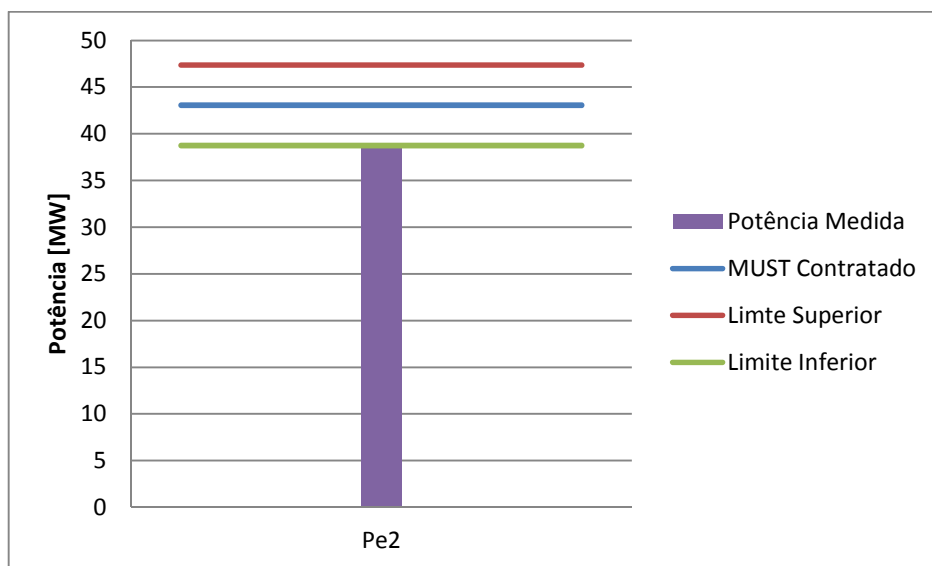


Figura 5.7 - Potência Medida para o ponto de entrada 2 com PPD

### 5.3.3.1 Análise dos resultados

Para o cálculo dos custos da concessionária, são utilizados os dados da Tabela 5.4 e 5.5 já apresentadas neste item, juntamente com a Tabela 5.6 de custos associados aos pontos de entrada.

Tabela 5.6 - Custo associado aos pontos de entrada

Ponto de Entrada	Barra de Conexão	MUST Contratado [MW]	Custo Associado [R\$/MW]	
			Situação Normal	Situação de Penalidade
Pe1	4	33.99	7.381,95	12 x 7.381,95
Pe2	5	43.04	7.381,95	12 x 7.381,95

Observa-se que, apenas utilizando a configuração típica da rede de distribuição, ocorre a sobrecontratação para ambos os pontos de entrada analisados neste sistema-teste.

Através da Tabela 5.5 e das Figuras 5.6 e 5.7, pode-se verificar que o acionamento do PPD, alterou os valores de MUST, contendo-os dentro dos limites de

contratação da concessionária. Uma vez estes limites atendidos, a concessionária pode operar abaixo do limite inferior sem haver a penalização, conforme prevê a RN 399/2010. Esta penalização é cobrada anualmente.

Neste caso, a perda de receita refere-se à redução de geração dos prosumers, onde este consumidor deixa de produzir energia elétrica através de sua cogeração e passa a consumir da concessionária de distribuição. Assim, a perda de receita, foi simulada utilizando o valor da tarifa horo-sazonal descrita na subseção 5.3 e o montante reduzido por este prosumer. Este tipo de cálculo deve ser melhor abordado, pois em determinadas cogerações o custo da energia pode ser superior ou inferior à tarifa cobrada pela concessionária. Confiabilidade e segurança são fatores que justificam uma empresa aceitar custos de geração superiores aos oferecidos pelas concessionárias de distribuição.

Tabela 5.7 - Custos financeiros de operação

	Sem PPD	Com PPD
Perda de Receita (R\$)	-	4.358,12
Multa (R\$)	156.342,33	-
Total (R\$)	156.342,33	4.358,12

A Tabela 5.7 apresenta os custos financeiros da operação considerando as duas versões simuladas.

#### 5.3.4 Caso 3 – Ultrapassagem: Crescimento Súbito da Carga

Este caso consiste na simulação de um crescimento generalizado do carregamento no sistema de sub-transmissão da concessionária. Foi considerado um período de carregamento elevado com a duração de uma hora. O gráfico da Figura 5.8 apresenta o perfil de carregamento das barras para este caso.

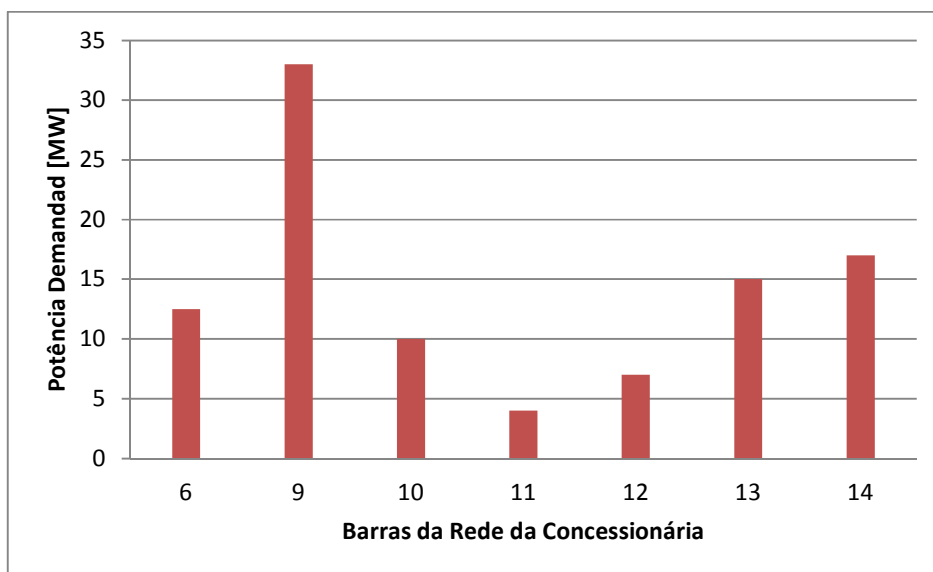


Figura 5.8 - Perfil de carregamento da rede da concessionária

A simulação foi realizada utilizando a versão do aplicativo referente ao FPO Modificado. Inicialmente, para a versão que não considera a participação dos consumidores e em seguida a versão que contempla a participação destes no PPD.

A Tabela 5.8 lista as potências injetadas nos pontos de entrada para as duas simulações, os dados destacados em negrito indicam que há ultrapassagem dos MUSTs contratados no respectivo ponto de entrada. Como referência de valores contratados, utiliza-se a Tabela 5.2.

Tabela 5.8 - Potência injetada nos pontos de entrada

	MUST Contratado [MW]	Limite Superior [MW]	sem PPD [MW]	com PPD [MW]
Pe <sub>1</sub>	33	36.30	<b>38.41</b>	<b>36.78</b>
Pe <sub>2</sub>	38	41.80	<b>43.54</b>	40.07

Pela Tabela 5.8 pode-se verificar que houve a ultrapassagem dos valores contratados. Utiliza-se para este caso, a referência de limite superior, pois como regulamenta a resolução, existe uma margem de tolerância. Na RN 281/1999 está margem era de 5%, agora na RN 399/2010 este limite passou para 10%.

As Figuras 5.9 e 5.10 expressam em forma de gráfico de barras as potências injetadas nos pontos de entrada sem o acionamento do PPD e com o acionamento do PPD, respectivamente. As partes vermelhas das barras correspondem às parcelas de ultrapassagem do MUST contratado para o respectivo ponto de entrada.

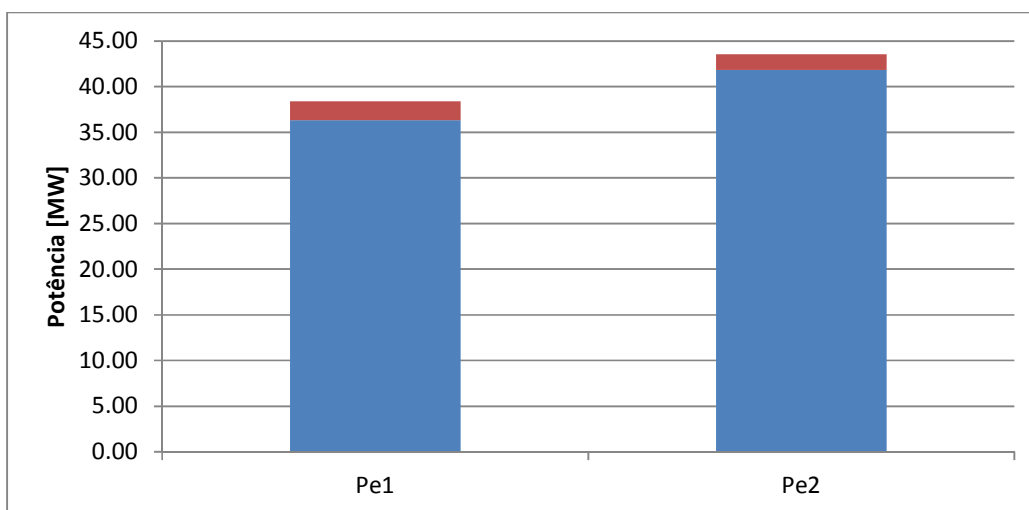


Figura 5.9 - Potência injetada nos pontos de entrada sem PPD – Aumento de carga

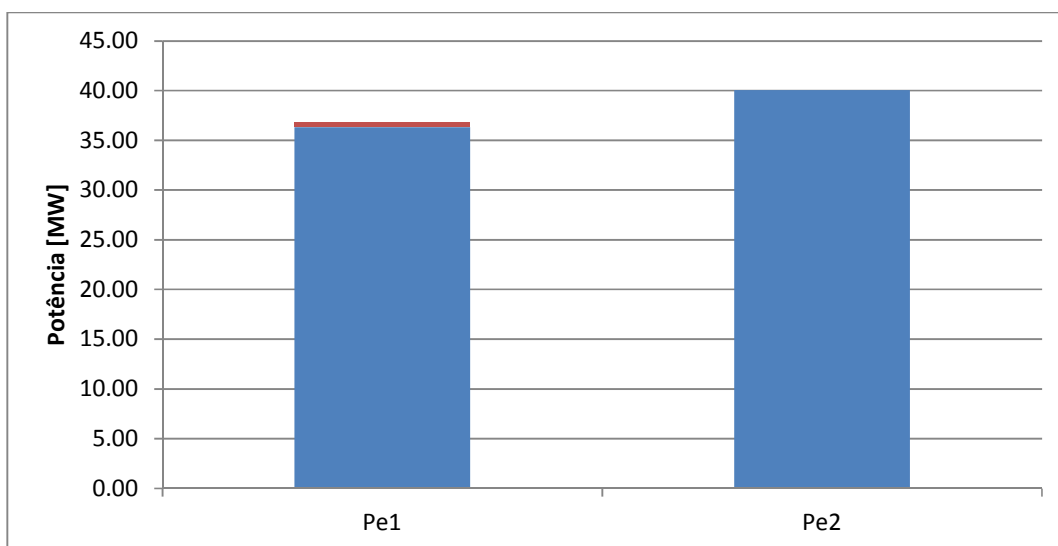


Figura 5.10 - Potência injetada nos pontos de entrada com PPD – Aumento de carga

No que diz respeito às contribuições individuais dos consumidores participantes do PPD, a Figura 5.11 expressa em forma de gráfico, o total das potências ativas reduzidas e injetadas em cada barra durante ativação do PPD.

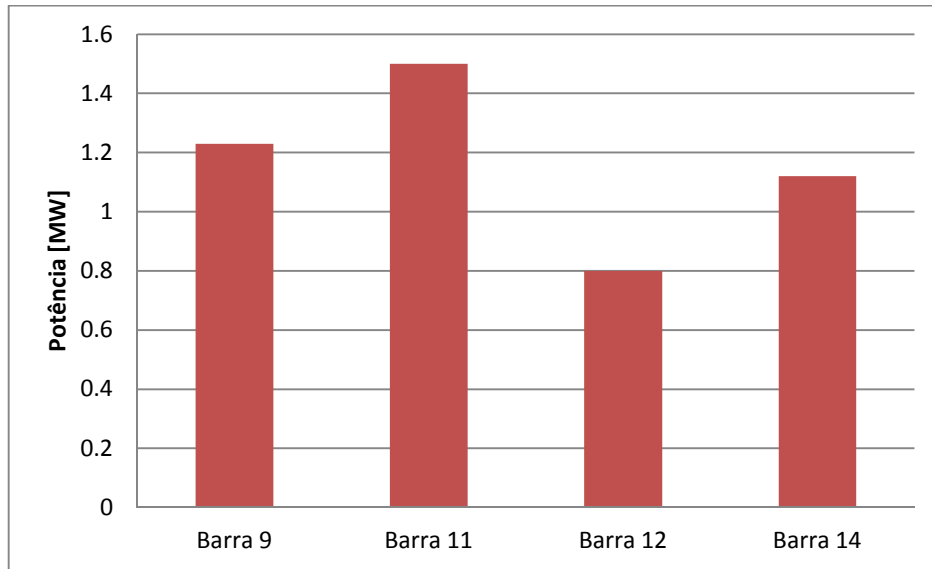


Figura 5.11 - Redução de potência (nas barras 9 e 11) e injetada pelos prosumers (nas barras 12 e 14) durante o acionamento do PPD

#### 5.3.4.1 Análise dos resultados

Quanto às contribuições dos pontos de entrada, verifica-se da Tabela 5.8 que, quando o PPD não é acionado, ocorre ultrapassagem dos MUSTs contratados, acima dos limites tolerados, nos dois pontos de entrada, implicando em penalizações para a concessionária de distribuição.

A partir da Tabela 5.8 e das Figuras 5.9 e 5.10, pode-se observar que, com o acionamento do PPD, há uma redução significativa da ultrapassagem do MUST no ponto de entrada  $Pe_1$ , e conseqüentemente a penalização aplicada é bastante reduzida. No ponto de entrada  $Pe_2$ , a ultrapassagem do MUST é eliminada, levando a respectiva penalização à zero.

A Tabela 5.9 expõe os valores resultantes das penalizações financeiras para a concessionária bem como as perdas de receita em função da aplicação do PPD,

permitindo fazer uma comparação entre os dois casos. Verifica-se que a participação da demanda leva a uma significativa redução de custos para a concessionária, evidenciando os benefícios do PPD.

Tabela 5.9 - Custos financeiros da operação

	Sem PPD	Com PPD
Perda de Receita (R\$)	-	2.145,98
Multa (R\$)	75.783,37	12.534,65
Total (R\$)	75.783,37	14.680,63

### 5.3.5 Caso 4 – Ultrapassagem: Perda da linha 17

Neste caso, é simulada uma contingência no sistema da empresa distribuidora, que consiste na perda da linha de transmissão 17, que liga a barra 9 a 14 no sistema de distribuição. O carregamento do sistema é o mesmo do Caso 1 (sistema operando normalmente) e novamente é utilizada a versão do aplicativo do FPO Modificado e suas duas vertentes nas simulações.

A Tabela 5.10 lista as potências injetadas nos pontos de entrada para as duas simulações, os dados destacados em negrito indicam que há ultrapassagem do MUST contratado para o respectivo ponto de entrada.

As Figuras 5.12 e 5.13 expressam na forma de gráfico as potências injetadas nos pontos de entrada sem o acionamento do PPD e com o acionamento do PPD, respectivamente. As partes vermelhas correspondem às parcelas de ultrapassagem do MUST contratado para o respectivo ponto de entrada.

Tabela 5.10 - Potências injetadas nos pontos de entrada

	MUST Contratado [MW]	Limite Superior [MW]	sem PPD [MW]	com PPD [MW]
Pe <sub>1</sub>	33	36.30	<b>37.24</b>	34.01
Pe <sub>2</sub>	38	41.80	39.13	38.27

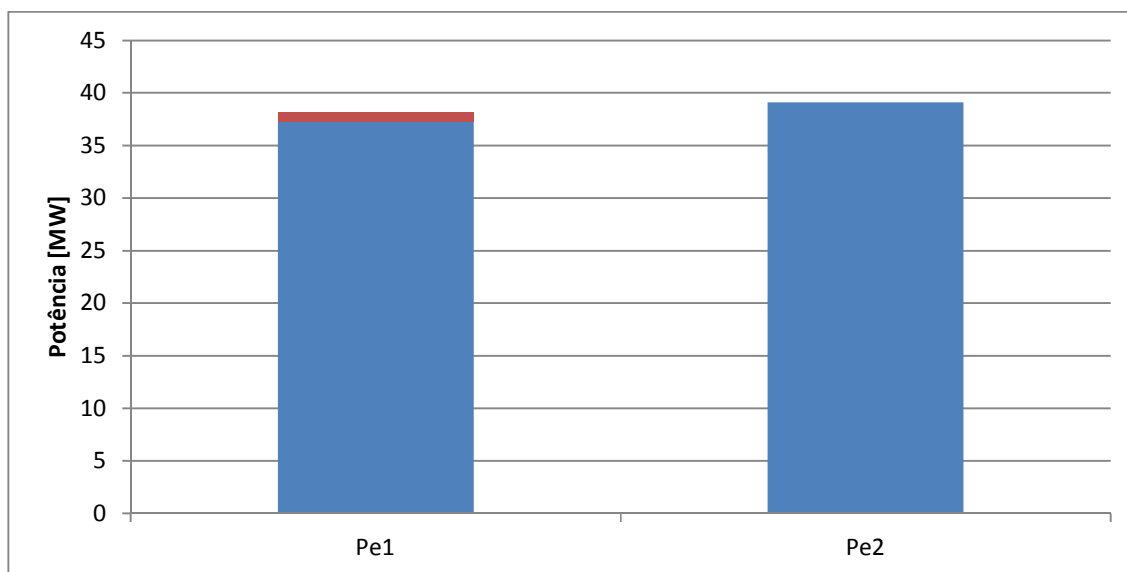


Figura 5.12 - Potência injetada nos pontos de entrada sem PPD – Perda da linha 17

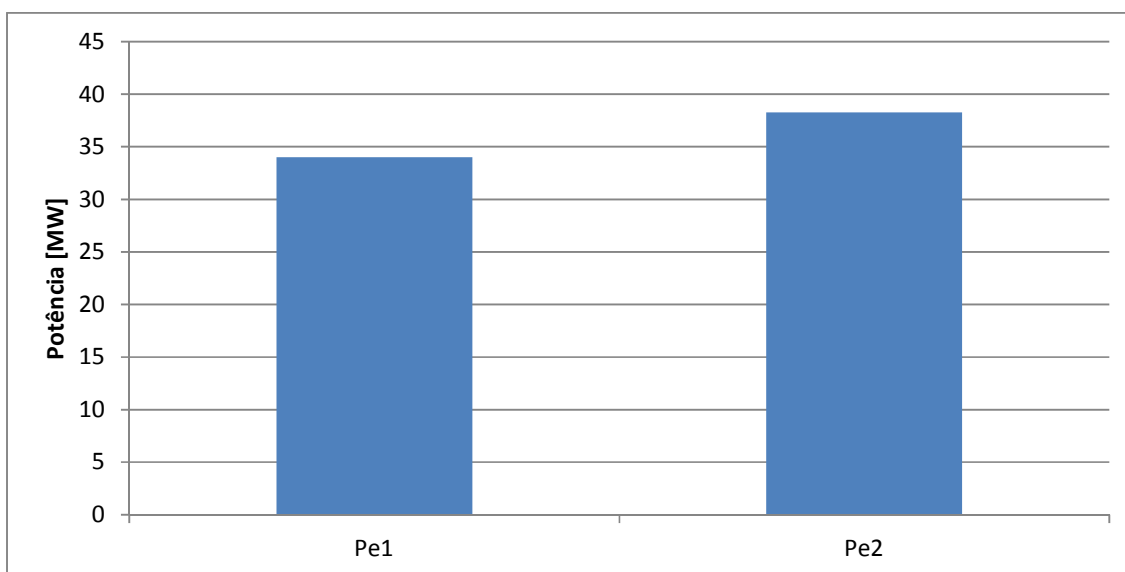


Figura 5.13 - Potência injetada nos pontos de entrada com PPD – Perda da linha 17

Quanto à contribuição individual dos consumidores, o gráfico da Figura 5.14 apresenta o montante de potência reduzida e injetada em cada barra durante a contingência, quando o PPD é acionado. Percebe-se que apenas os consumidores conectados às barras 9, 11 e 14 foram acionados.

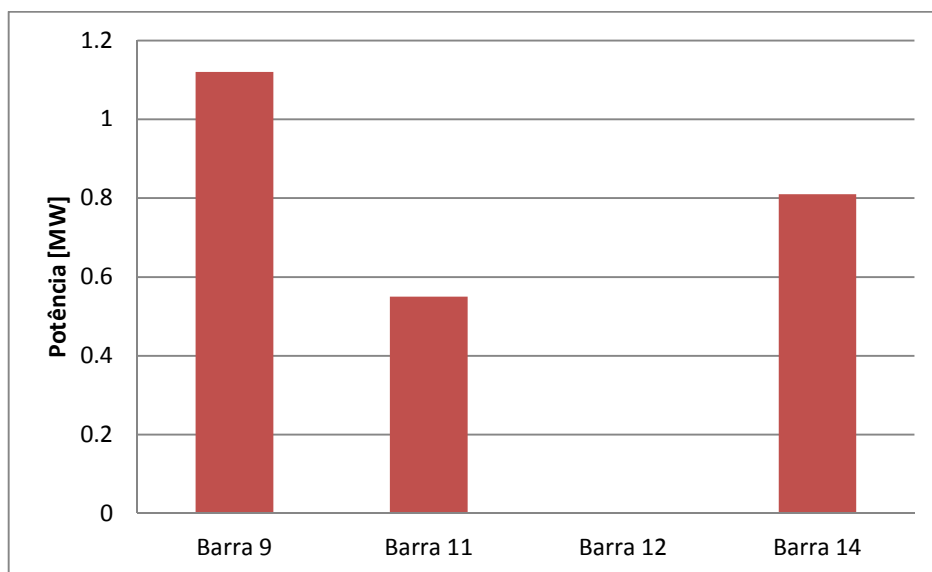


Figura 5.14 - Redução de potência (nas barras 9 e 11) e injetada pelos prosumers (nas barras 12 e 14) durante o acionamento do PPD

#### 5.3.5.1 Análise dos resultados

A partir da Tabela 5.10 e dos gráficos 5.12 e 5.13, conclui-se que a penalização ocorrida devido à ultrapassagem do MUST no ponto de entrada  $Pe_1$  foi eliminada. Portanto, quando acionado o PPD, a única componente de custo do ponto de vista da concessionária é a perda de receita decorrente das reduções de consumo exercidas pelos consumidores. A Tabela 5.11 expõe os valores resultantes das penalizações e da perda de receita para ambos os casos. Verifica-se uma expressiva redução de custos para a concessionária, que passam a ser apenas 3% do valor que a mesma incorreria sem o acionamento do PPD.

Tabela 5.11 - Custos financeiros da operação

	Sem PPD	Com PPD
Perda de Receita (R\$)	-	1.089,55
Multa (R\$)	35.652,74	-
Total (R\$)	35.652,74	1.089,55

## 5.4 Resultados para o Sistema de 57 Barras

### 5.4.1 Caracterização do Sistema-Teste

Para esta simulação, o sistema-teste utilizado refere-se ao Sistema IEEE de 57 barras [40] apresentado na Figura 5.15.

A região em azul da Figura 5.15 representa a área de atuação da concessionária de distribuição. As barras destacadas em vermelho são as barras que representam os pontos de entrada para o sistema da concessionária de distribuição.

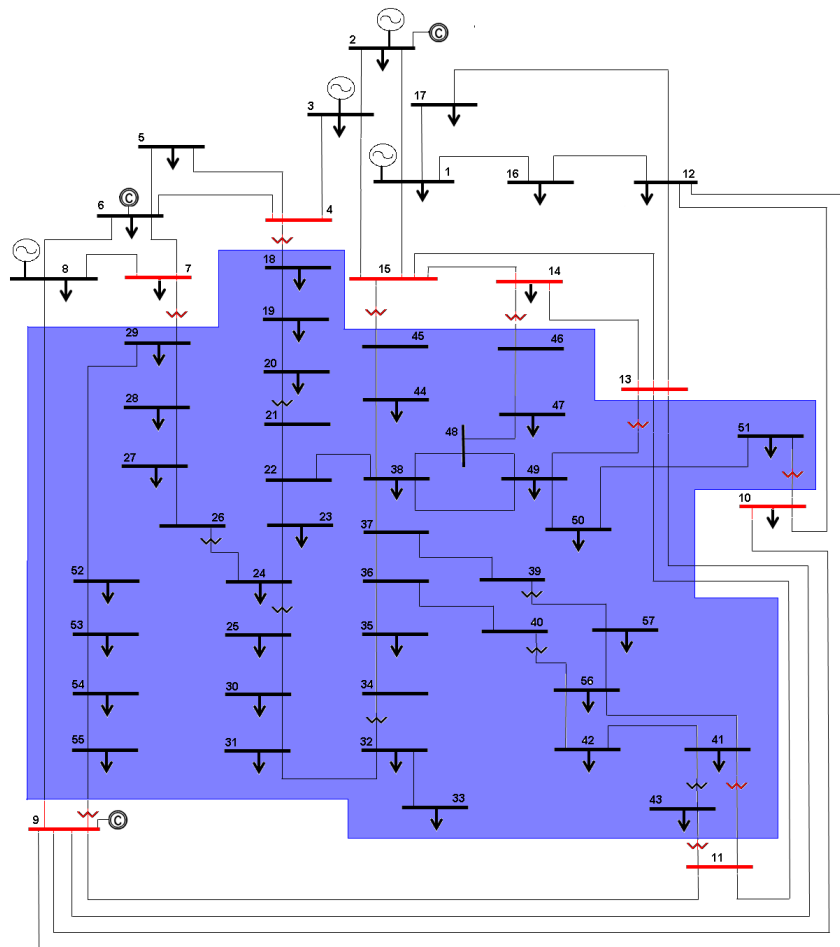


Figura 5.15 – Sistema IEEE 57 barras [40]

Nesta simulação são utilizados os quatro tipos de consumidores alocados da seguinte forma: nas barras 27, 28, 29, 42 e 50 estão alocados os consumidores flexíveis, nas barras 51 e 57 estão alocados os consumidores com restrição de demanda, na barra 18 está alocado o consumidor com restrição de energia e nas barras 48, 23, 31 e 36 estão alocados os prosumers.

#### 5.4.2 Caso 1 – Sistema operando normalmente

Semelhantemente às simulações realizadas para o Sistema IEEE de 14 barras, primeiramente simulamos o sistema operando normalmente, sem nenhuma alteração e sem aplicação de contingências. Esta simulação é realizada utilizando o FPO base, assim os valores desta simulação servirão de referência para os casos 3 e 4 apresentados a seguir.

O gráfico da Figura 5.16 apresenta o perfil de carregamento da rede da concessionária de distribuição para o sistema operando normalmente.

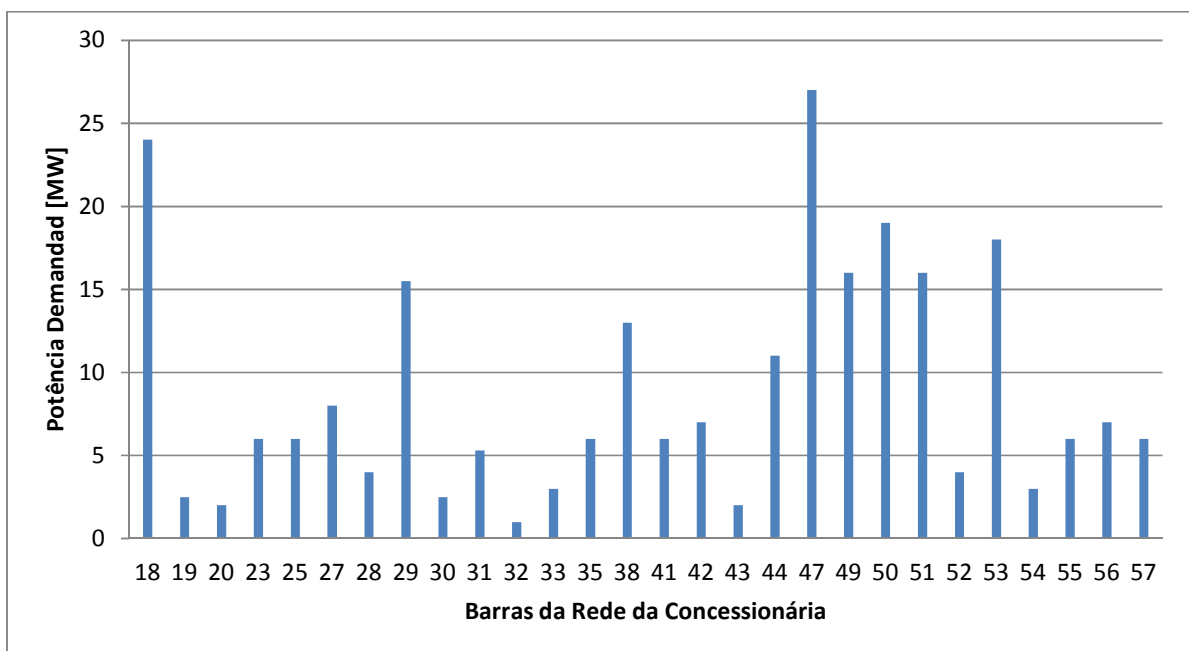


Figura 5.16 – Perfil de carregamento das barras da concessionária

A Tabela 5.12 apresenta as potências injetadas nos pontos de entrada nesta condição de operação. Os valores de MUST contratados foram determinados através dos valores de potências injetadas obtidas nesta simulação, ocorrendo o arredondamento dos valores.

Tabela 5.12 – Valores de MUSTs contratados – Caso base

Nome do Ponto de Entrada	Barra de Conexão	Sistema operando normalmente [MW]	MUST Contratados [MW]
Pe <sub>1</sub>	4	27.76	28
Pe <sub>2</sub>	15	28.02	29
Pe <sub>3</sub>	14	33.78	34
Pe <sub>4</sub>	13	24.71	24
Pe <sub>5</sub>	10	25.93	26
Pe <sub>6</sub>	11	20.12	20
Pe <sub>7</sub>	9	16.09	16
Pe <sub>8</sub>	7	46.43	46.5

Graficamente podemos observar os valores de MUST contratados para cada ponto de entrada, apresentados na Figura 5.17.

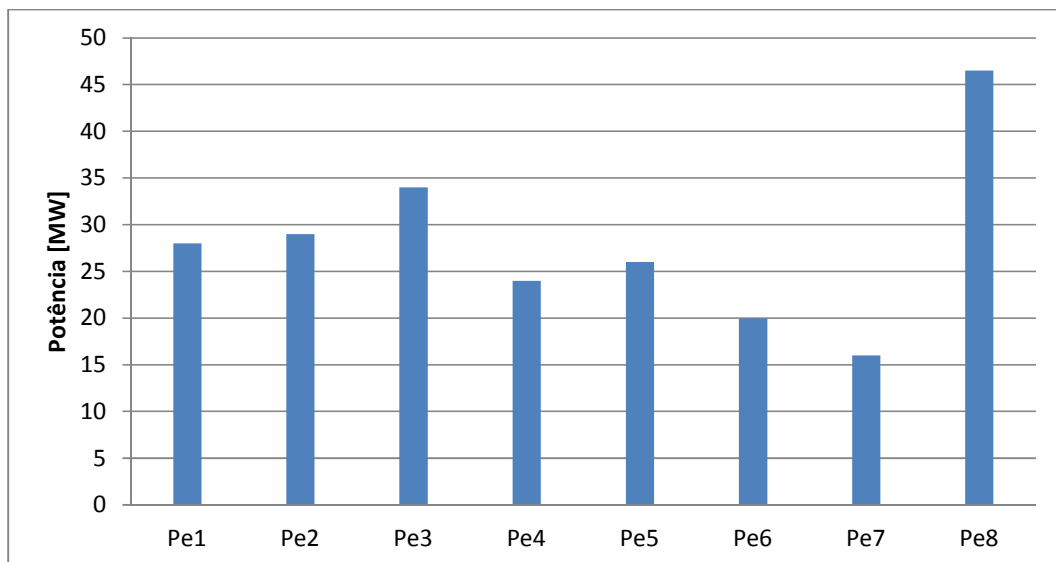


Figura 5.17 – Valores de MUST contratados – Caso base

### 5.4.3 Caso 2 – Sobrecontratação

Baseando-se nos valores de MUSTs contratados na simulação com o sistema operando normalmente e aplicando-se um fator de elevação de 15%, obtém-se os seguintes valores contratados, expostos na Tabela 5.13, para uma simulação de sobrecontratação.

Tabela 5.13 – Valores de MUSTs contratados para uma situação de sobrecontratação

Ponto de Entrada	Sistema Normal [MW]	Sobre-contratação [MW]	MUST Contratado [MW]	Limite Superior [MW]	Limite Inferior [MW]
Pe <sub>1</sub>	27.25	31.34	31	34.10	27.90
Pe <sub>2</sub>	29.30	33.70	34	37.40	30.60
Pe <sub>3</sub>	33.19	38.17	38	41.80	34.20
Pe <sub>4</sub>	23.87	27.45	28	30.80	25.20
Pe <sub>5</sub>	25.65	29.50	30	33.00	27.00
Pe <sub>6</sub>	19.77	22.74	23	25.30	20.70
Pe <sub>7</sub>	15.61	17.95	18	19.80	16.20
Pe <sub>8</sub>	46.11	53.03	53	58.30	47.70

Semelhantemente à simulação apresentada na seção 5.3.3 para sistema de 14 barras, os valores de MUSTs contratados apresentados nesta seção, encontram-se acima dos valores típicos, ocorrendo uma sobrecontratação em que os valores medidos nos pontos de entrada não atingem o limite inferior que exige a concessionária de distribuição de penalidades. Evidenciando-se a situação de sobrecontratação.

A Tabela 5.14 apresenta os valores simulados para o sistema de 57 barras em um cenário composto de cinco intervalos de tempo. Cada intervalo de tempo possui uma hora de duração. Esta tabela apresenta a simulação antes da ativação do PPD.

Tabela 5.14 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD

Ponto de entrada	MUST Contratado	Valores Obtidos [MW]					Limite Superior [MW]	Limite Inferior [MW]
		t=1	t=2	t=3	t=4	t=5		
Pe <sub>1</sub>	31.00	<b>27.76</b>	<b>27.83</b>	<b>27.99</b>	<b>28.05</b>	<b>27.88</b>	34.10	27.90
Pe <sub>2</sub>	34.00	<b>28.02</b>	<b>28.17</b>	<b>28.23</b>	<b>28.27</b>	<b>28.20</b>	37.40	30.60
Pe <sub>3</sub>	38.00	<b>33.78</b>	<b>33.83</b>	<b>33.84</b>	<b>33.99</b>	<b>33.83</b>	41.80	34.20
Pe <sub>4</sub>	28.00	<b>24.71</b>	<b>24.77</b>	<b>24.83</b>	<b>25.04</b>	<b>24.80</b>	30.80	25.20
Pe <sub>5</sub>	30.00	<b>25.93</b>	<b>26.05</b>	<b>26.11</b>	<b>26.17</b>	<b>26.09</b>	33.00	27.00
Pe <sub>6</sub>	23.00	<b>20.12</b>	<b>20.20</b>	<b>20.25</b>	<b>20.31</b>	<b>20.22</b>	25.30	20.70
Pe <sub>7</sub>	18.00	<b>16.09</b>	<b>16.14</b>	<b>16.21</b>	<b>16.22</b>	<b>16.17</b>	19.80	16.20
Pe <sub>8</sub>	53.00	<b>46.43</b>	<b>46.51</b>	<b>46.55</b>	<b>46.71</b>	<b>46.51</b>	58.30	47.70

Os valores marcados em negrito na Tabela 5.14 apresentam os valores que estão fora da situação normal de operação, ou seja, estão operando em uma situação de penalidade.

A Figura 5.18 mostra graficamente os valores apresentados na Tabela 5.14.

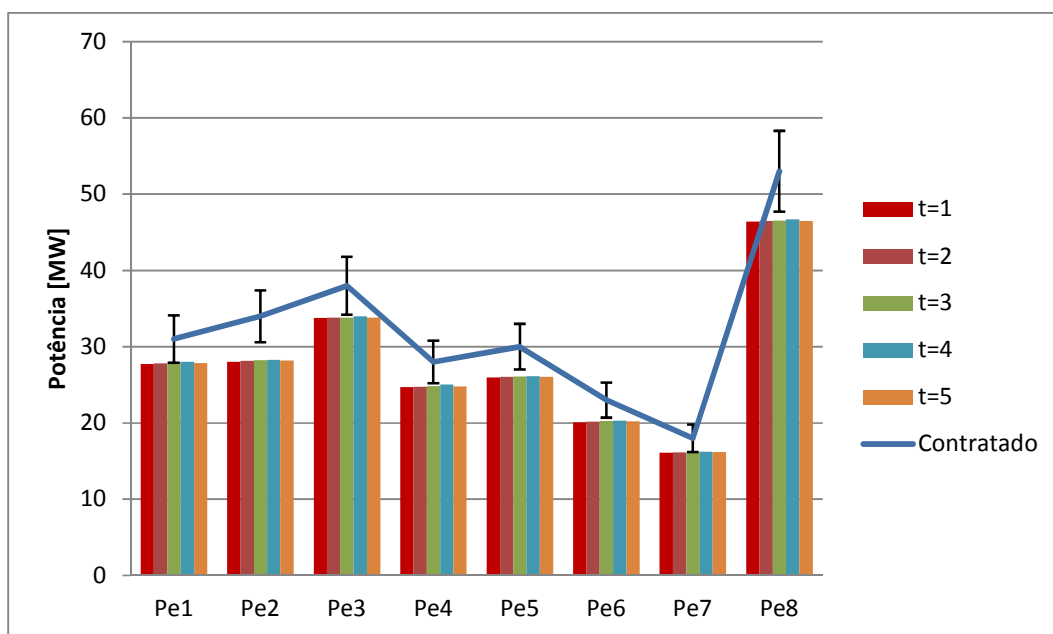


Figura 5.18 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD

Os limites de contratação de MUST para cada ponto de entrada é apresentado no gráfico pelas barras pretas, em sua borda superior é representado o

valor 10% acima do MUST contratado e na sua borda inferior é representado o valor 10% abaixo do MUST contratado para seu respectivo ponto de entrada.

Pode-se verificar que os valores ficam abaixo do limite inferior considerando o MUST contratado exposto na Tabela 5.13. Numericamente, os valores de MUST contratado para este cenário, assim como seus limites inferiores e superiores podem ser visualizados nas últimas colunas da Tabela 5.14. Sendo o limite inferior correspondente a 10% abaixo do valor de MUST contratado e o limite superior a 10% acima do MUST contratado para o respectivo ponto.

A simulação foi realizada utilizando a versão do aplicativo referente ao FPO Modificado. Inicialmente, para versão que não considera a participação dos consumidores e em seguida a versão que contempla a participação destes na PPD.

Para haver um aumento na carga da concessionária, inserindo-a na faixa de tolerância de contrato, faz-se uso dos prosumers, e através de incentivos, a concessionária pode solicitar que utilizem a energia da rede, reduzindo a carga gerada por seus geradores. Para o sistema estudado neste item, os prosumers alocados nas barras 48, 23, 31 e 36 são solicitados a suprir 50% de sua carga através da rede da concessionária.

Com a aplicação do PPD, obtêm-se os valores apresentados na Tabela 5.15.

Tabela 5.15 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD

Ponto de entrada	MUST Contratado	Valores Obtidos [MW]					Limite Superior [MW]	Limite Inferior [MW]
		t=1	t=2	t=3	t=4	t=5		
Pe <sub>1</sub>	31.00	28.01	28.05	28.12	28.17	28.07	34.10	27.90
Pe <sub>2</sub>	34.00	31.03	31.09	31.18	31.19	31.12	37.40	30.60
Pe <sub>3</sub>	38.00	34.43	34.51	34.55	34.60	34.52	41.80	34.20
Pe <sub>4</sub>	28.00	25.71	25.75	25.78	25.91	25.75	30.80	25.20
Pe <sub>5</sub>	30.00	27.05	27.12	27.14	27.20	27.24	33.00	27.00
Pe <sub>6</sub>	23.00	21.54	21.54	21.58	21.61	21.57	25.30	20.70
Pe <sub>7</sub>	18.00	17.89	17.99	18.02	18.05	17.99	19.80	16.20
Pe <sub>8</sub>	53.00	47.99	48.05	48.09	48.11	48.06	58.30	47.70

A Figura 5.19 mostra graficamente os valores apresentados na Tabela 5.15.

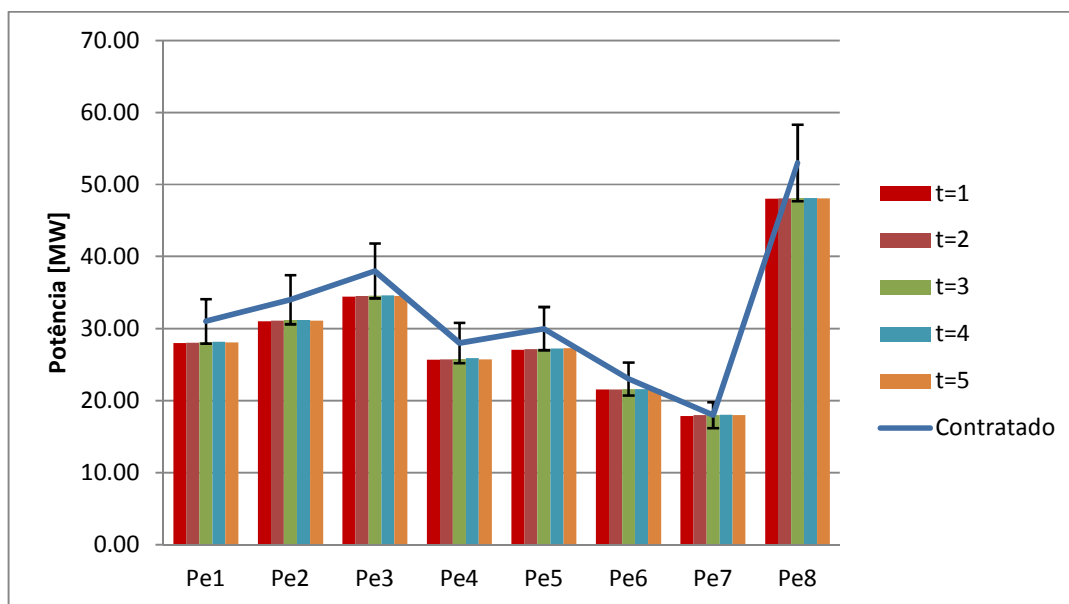


Figura 5.19 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD

#### 5.4.3.1 Análise dos resultados

Para o cálculo dos custos da concessionária, são utilizados os dados da Tabela 5.14 e 5.15 apresentadas nesta seção. Na Tabela 5.16 mostram-se os custos associados aos pontos de entrada.

Tabela 5.16 – Custos associados aos pontos de entrada para a sobrecontratação

Nome do Ponto de Entrada	Barra de Conexão	Sistema operando normalmente [MW]	MUST Contratados [MW]	Custo Associado [R\$/MW]	
				Situação Normal	Situação de Penalidade
Pe <sub>1</sub>	4	27.76	28	7.381,95	12 x 7.381,95
Pe <sub>2</sub>	15	28.02	29	7.381,95	12 x 7.381,95
Pe <sub>3</sub>	14	33.78	34	7.381,95	12 x 7.381,95
Pe <sub>4</sub>	13	24.71	24	7.381,95	12 x 7.381,95
Pe <sub>5</sub>	10	25.93	26	7.381,95	12 x 7.381,95
Pe <sub>6</sub>	11	20.12	20	7.381,95	12 x 7.381,95
Pe <sub>7</sub>	9	16.09	16	7.381,95	12 x 7.381,95
Pe <sub>8</sub>	7	46.43	46.5	7.381,95	12 x 7.381,95

Observa-se que apenas utilizando-se a configuração típica da rede de distribuição, ocorre a sobrecontratação para todos os pontos de entrada analisados neste sistema teste.

Através da Tabela 5.15 das Figuras 5.18 e 5.19, pode-se verificar que o acionamento do PPD, alterou os valores de MUST, contendo-os dentro dos limites de contratação da concessionária.

Tabela 5.17 - Custos financeiros da operação

	Sem PPD	Com PPD
Perda de Receita (R\$)	-	26.009,12
Multa (R\$)	344.776,23	-
Total (R\$)	344.776,23	26.009,12

A Tabela 5.17 apresenta os custos financeiros da operação considerando as duas versões simuladas.

#### 5.4.4 Caso 3 – Ultrapassagem: Crescimento Súbito da Carga

Esta simulação foi realizada utilizando a versão do aplicativo referente ao FPO Modificado. Inicialmente, para a versão que não considera a participação dos consumidores e em seguida, a versão que contempla a participação destes no PPD.

A Tabela 5.16 lista as potências injetadas nos pontos de entrada para situação sem o PPD. Para esta simulação, semelhantemente à seção 5.4.3, cinco intervalos de tempo foram apresentados cada um com duração de uma hora. Também os consumidores alocados conforme descrito no item 5.4.1 estão presentes nesta simulação.

Tabela 5.18 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD

Ponto de entrada	MUST Contratado	Valores Obtidos [MW]					Limite Superior [MW]	Limite Inferior [MW]
		t=1	t=2	t=3	t=4	t=5		
Pe <sub>1</sub>	28.00	<b>32.24</b>	<b>32.00</b>	<b>31.93</b>	<b>31.90</b>	<b>32.97</b>	30.80	25.20
Pe <sub>2</sub>	29.00	<b>33.78</b>	<b>33.65</b>	<b>33.61</b>	<b>33.54</b>	<b>33.49</b>	31.90	26.10
Pe <sub>3</sub>	34.00	<b>37.63</b>	<b>37.51</b>	<b>37.47</b>	<b>37.45</b>	37.39	37.40	30.60
Pe <sub>4</sub>	24.00	<b>27.51</b>	<b>27.34</b>	<b>27.27</b>	<b>27.25</b>	<b>27.31</b>	26.40	21.60
Pe <sub>5</sub>	26.00	<b>28.77</b>	28.56	28.49	28.48	28.55	28.60	23.40
Pe <sub>6</sub>	20.00	<b>23.87</b>	<b>23.81</b>	<b>23.77</b>	<b>23.78</b>	<b>23.75</b>	22.00	18.00
Pe <sub>7</sub>	16.00	<b>18.65</b>	<b>18.51</b>	<b>18.47</b>	<b>18.45</b>	<b>18.53</b>	17.60	14.40
Pe <sub>8</sub>	46.50	50.12	50.01	49.96	49.91	49.95	51.15	41.85

A Figura 5.20 mostra graficamente os valores apresentados na Tabela 5.18.

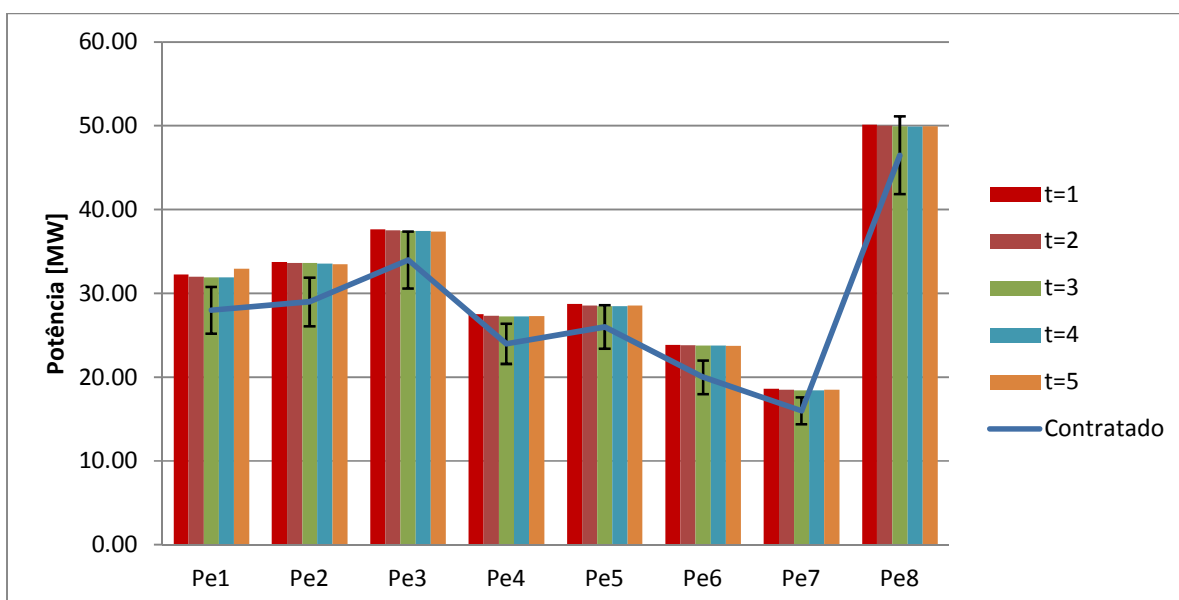


Figura 5.20 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD

A Tabela 5.16 lista as potências injetadas nos pontos de entrada para as duas simulações, os dados destacados em negrito indicam a ultrapassagem dos MUSTs contratados no respectivo ponto de entrada.

Com a utilização do PPD, obtém-se os dados apresentados na Tabela 5.17.

Tabela 5.19 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD

Ponto de entrada	MUST Contratado	Valores Obtidos [MW]					Limite Superior [MW]	Limite Inferior [MW]
		t=1	t=2	t=3	t=4	t=5		
Pe <sub>1</sub>	28.00	30.78	30.75	30.71	30.67	30.75	30.80	25.20
Pe <sub>2</sub>	29.00	31.54	31.50	31.43	31.44	31.50	31.90	26.10
Pe <sub>3</sub>	34.00	35.51	35.46	35.46	35.39	35.47	37.40	30.60
Pe <sub>4</sub>	24.00	26.55	26.45	26.47	26.33	26.46	26.40	21.60
Pe <sub>5</sub>	26.00	28.01	27.94	27.91	27.88	27.94	28.60	23.40
Pe <sub>6</sub>	20.00	21.45	21.34	21.33	21.37	21.31	22.00	18.00
Pe <sub>7</sub>	16.00	16.99	16.85	16.88	16.90	16.97	17.60	14.40
Pe <sub>8</sub>	46.50	49.67	49.51	49.47	49.45	49.43	51.15	41.85

A Figura 5.21 mostra graficamente os valores apresentados na Tabela 5.19.

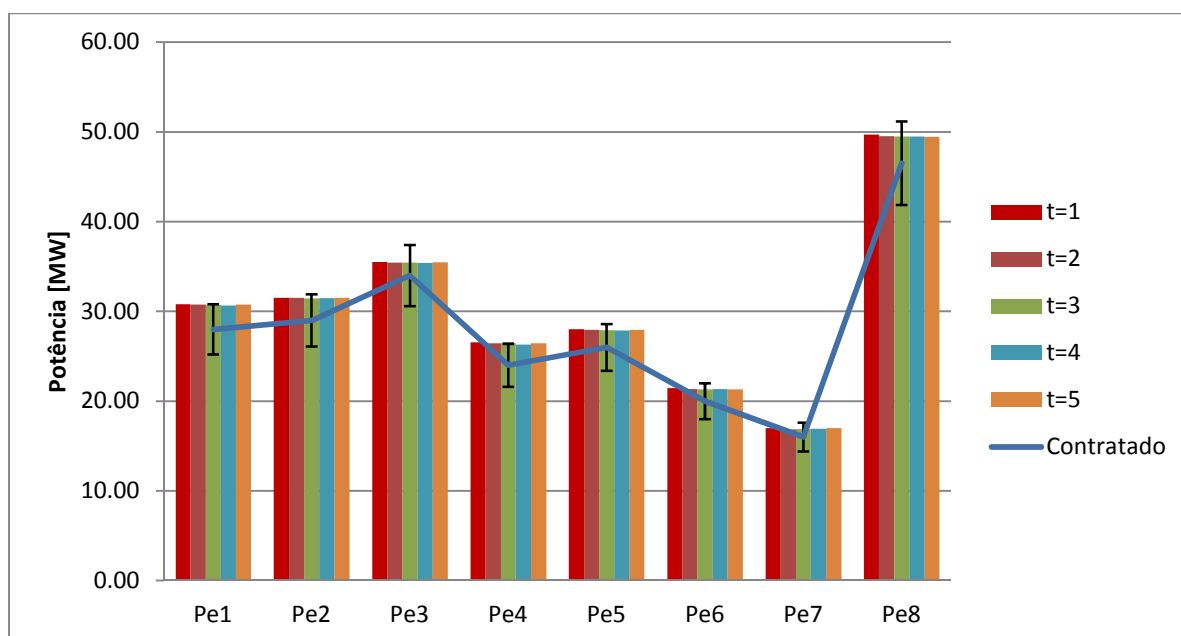


Figura 5.21 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD

#### 5.4.4.1 Análise dos resultados

Quanto às contribuições dos pontos de entrada, verifica-se da Tabela 5.18 que, quando o PPD não é acionado, ocorre ultrapassagem dos MUSTs contratados, acima dos limites tolerados nos pontos de entrada marcados em negrito na Tabela 5.18.

A partir da Tabela 5.19 e da Figura 5.21, pode-se observar que, com o acionamento do PPD, há a eliminação da ultrapassagem do MUST nos pontos de entrada do sistema da concessionária de distribuição.

A Tabela 5.20 expõe os valores resultantes das penalizações financeiras para a concessionária bem como as perdas de receita em função da aplicação do PPD, permitindo uma comparação entre os dois casos.

Tabela 5.20 - Custos financeiros da operação

	Sem PPD	Com PPD
Perda de Receita (R\$)	-	33.234.44
Multa (R\$)	240.675.22	-
Total (R\$)	240.675.22	33.234.44

#### 5.4.5 Caso 4 – Ultrapassagem: Perda da linha entre as barras 56 e 42

Neste caso, é simulada uma contingência no sistema da empresa distribuidora, que consiste na perda da linha que interliga as barras 56 e 42. O carregamento é o mesmo do Caso 1 e novamente é utilizada a versão do aplicativo FPO Modificado e suas duas vertentes nas simulações.

A Tabela 5.21 lista as potências injetadas nos pontos de entrada para a versão em PPD.

Tabela 5.21 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD

Ponto de entrada	MUST Contratado	Valores Obtidos [MW]					Limite Superior [MW]	Limite Inferior [MW]
		t=1	t=2	t=3	t=4	t=5		
Pe <sub>1</sub>	28.00	<b>30.91</b>	<b>30.88</b>	<b>30.81</b>	30.77	30.75	30.80	25.20
Pe <sub>2</sub>	29.00	31.87	31.85	31.87	31.75	31.76	31.90	26.10
Pe <sub>3</sub>	34.00	36.88	36.81	36.73	36.77	36.82	37.40	30.60
Pe <sub>4</sub>	24.00	<b>27.01</b>	<b>26.88</b>	<b>26.93</b>	<b>26.87</b>	<b>26.98</b>	26.40	21.60
Pe <sub>5</sub>	26.00	<b>28.76</b>	<b>28.74</b>	28.59	<b>28.66</b>	<b>28.72</b>	28.60	23.40
Pe <sub>6</sub>	20.00	<b>23.45</b>	<b>23.12</b>	<b>23.27</b>	<b>23.25</b>	<b>23.31</b>	22.00	18.00
Pe <sub>7</sub>	16.00	<b>18.05</b>	<b>17.98</b>	<b>17.95</b>	<b>17.88</b>	<b>17.91</b>	17.60	14.40
Pe <sub>8</sub>	46.50	48.90	48.80	48.85	48.88	48.82	51.15	41.85

A Figura 5.22 mostra graficamente os valores apresentados na Tabela 5.21.

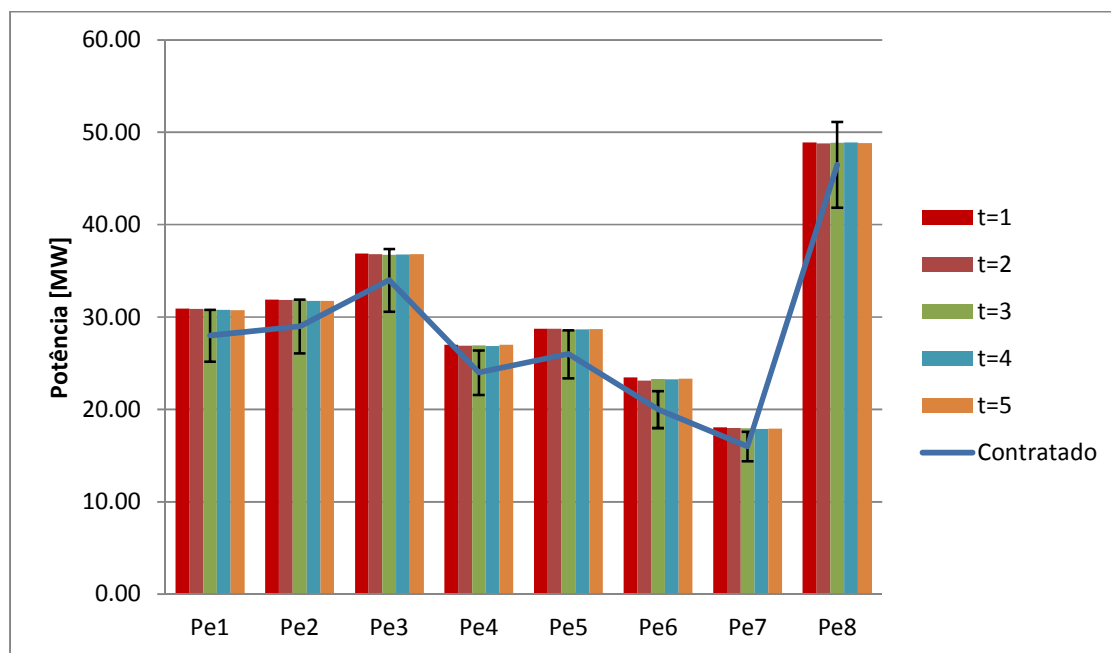


Figura 5.22 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo sem a utilização do PPD

Tabela 5.22 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD

Ponto de entrada	MUST Contratado	Valores Obtidos [MW]					Limite Superior [MW]	Limite Inferior [MW]
		t=1	t=2	t=3	t=4	t=5		
Pe <sub>1</sub>	28.00	29.36	29.34	29.27	29.23	29.21	30.80	25.20
Pe <sub>2</sub>	29.00	30.28	30.26	30.28	30.16	30.17	31.90	26.10
Pe <sub>3</sub>	34.00	35.04	34.97	34.89	34.93	34.98	37.40	30.60
Pe <sub>4</sub>	24.00	25.66	25.54	25.58	25.53	25.63	26.40	21.60
Pe <sub>5</sub>	26.00	27.32	27.30	27.16	27.23	27.28	28.60	23.40
Pe <sub>6</sub>	20.00	<b>22.28</b>	21.96	<b>22.11</b>	<b>22.09</b>	<b>22.14</b>	22.00	18.00
Pe <sub>7</sub>	16.00	17.15	17.08	17.05	16.99	17.01	17.60	14.40
Pe <sub>8</sub>	46.50	46.46	46.36	46.41	46.44	46.38	51.15	41.85

A Figura 5.23 mostra graficamente os valores apresentados na Tabela 5.22.

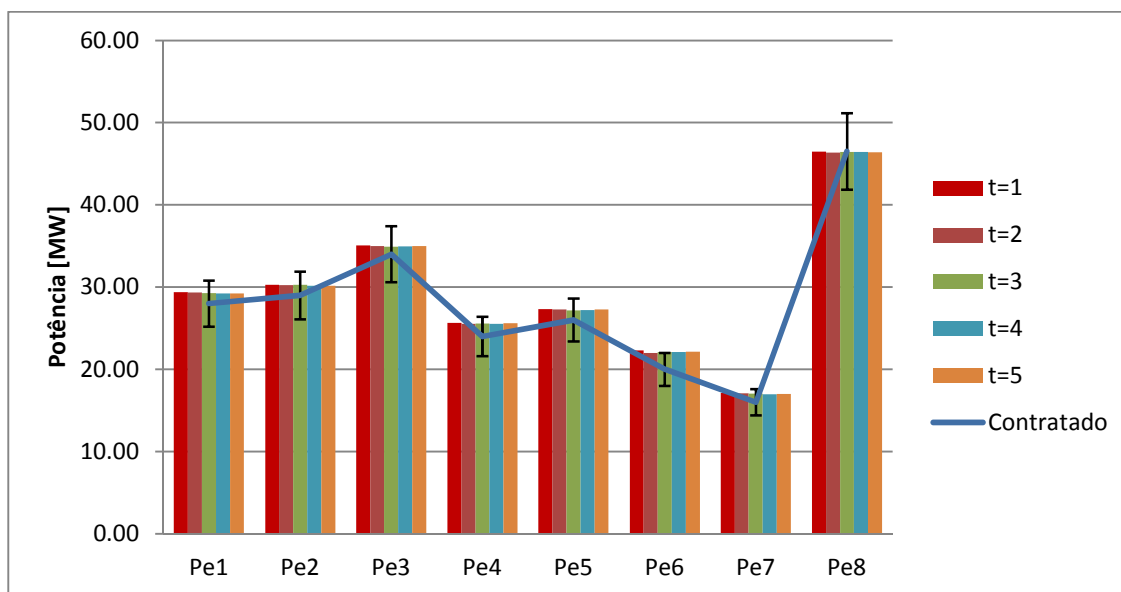


Figura 5.23 – Valores de potências medidas nos pontos de entrada para cada intervalo de tempo com a utilização do PPD

#### 5.4.5.1 Análise dos resultados

A partir da Tabela 5.22 e da Figura 5.23, conclui-se que a penalização ocorrida devido à ultrapassagem do MUST nos pontos de entrada 1, 4, 5, 6, e 7 reduziram-se significativamente, ou até mesmo, foram eliminadas. Apenas no ponto de entrada 6, mesmo após a inserção do PPD, este ponto permanece em uma situação de penalização.

A Tabela 5.23 expõe os valores resultantes das penalizações e da perda de receita para ambos os casos, com e sem ativação do PPD. Verifica-se uma expressiva redução dos custos para a concessionária de distribuição.

Tabela 5.23 - Custos financeiros da operação

	Sem PPD	Com PPD
Perda de Receita (R\$)	-	21.980,67
Multa (R\$)	202.209,77	13.223,09
Total (R\$)	202.209,77	35.203,76

## **5.5 Conclusões dos resultados**

O Programa de Participação de Demanda se mostra eficiente para o sistema-teste simulado, trazendo alguns importantes benefícios do ponto de vista da concessionária de distribuição.

Pode-se verificar, que em todos os casos simulados, houve uma considerável redução e, por vezes, a eliminação das penalidades incidentes sobre os excedentes dos limites contratados dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão nos pontos de entrada, reduzindo significativamente o custo de operação da concessionária de distribuição perante estas condições críticas de operação, como sobrecargas e contingências de linhas de transmissão.

Em geral, nota-se que a aplicação de técnicas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, tais como PPDs, propicia benefícios técnicos e econômicos à concessionária de distribuição. Adicionalmente, estas técnicas podem evitar os indesejáveis cortes de fornecimento aos consumidores.

## Capítulo 6: Conclusões Gerais

A modelagem e as formulações desenvolvidas neste trabalho possibilitam a simulação de diferentes cenários de carregamento e contingências para os sistemas-teste apresentados com e sem o Programa de Participação da Demanda (PPD), permitindo uma análise das vantagens técnicas e econômicas que estes programas podem prover a uma concessionária de distribuição.

O problema de otimização formulado representa a rede elétrica como um modelo não-linear cujo objetivo é minimizar o custo da potência de entrada e o custo do não-faturamento decorrente do PPD para a concessionária. Ele fornece subsídios para auxiliar a concessionária se o PPD é uma alternativa vantajosa nas situações críticas de operação. Caso a solução apontada seja o acionamento do PPD, o aplicativo indica quais consumidores serão chamados a reduzir suas cargas, bem como o montante individual das reduções.

Os resultados obtidos das simulações mostram que a aplicação do PPD pode ser eficaz para aliviar as condições críticas de operação do sistema elétrico, como contingências de linhas de transmissão e carregamentos elevados nas barras do sistema. Pode-se observar a eliminação ou a diminuição das multas previstas nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, decorrentes das violações dos valores contratados de potência nos pontos de entrada em função do acionamento do PPD, diminuindo os custos para a concessionária. Esta consequência ocorre porque a inclusão da resposta dos consumidores equivale à presença de pequenos “geradores virtuais” localizados nos centros de carga, permitindo que a concessionária acione estes “geradores” ao invés de aumentar a potência injetada nos pontos de entrada.

Em resumo, a aplicação do PPD pode propiciar uma economia considerável para a concessionária de distribuição, tornando sua possibilidade de implementação economicamente viável e atraente. Observa-se que uma parcela desta economia pode ser utilizada como incentivo financeiro aos consumidores participantes do PPD. Ainda, cabe observar que os incentivos financeiros podem ser utilizados pela

concessionária como uma estratégia para ampliar o número de consumidores participantes do PPD.

Observados os benefícios técnicos e as vantagens econômicas, conclui-se que as concessionárias podem dispor de Programas de Participação da Demanda como um serviço diferencial e uma alternativa para postergar investimentos na expansão de geração e transmissão.

Sugere-se para trabalhos futuros, estudos na modelagem de outros tipos de consumidores, buscando abranger um número maior de processos produtivos, ampliando a oferta de programas de gerenciamento de carga.

Uma sugestão relacionada ao aplicativo, refere-se à utilização deste para simular um sistema de maior porte e, preferencialmente, correspondente a uma região do sistema elétrico brasileiro, com o objetivo de reforçar as vantagens técnicas e econômicas decorrentes da aplicação do PPD vistas neste trabalho.

## Referências Bibliográficas

- [1] DE MARCO, A.B. "Gerenciamento de carga via Fluxo de Potência Ótimo para Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica", Florianópolis, Brasil, 2004, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, UFSC.
- [2] NAKANISHI, S.H. "Programas de Participação de Consumidores Aliados a Outras Ações de Controle para Alívio de Condições Operacionais Críticas em Sistemas Elétricos de Potência", Florianópolis, Brasil, 2006, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, UFSC.
- [3] MASSARO, U.R. "Redução Incentivada de Demanda Utilizando Fluxo de Potência Ótimo", Florianópolis, Brasil, 2003, (Dissertação Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, UFSC.
- [4] MIRANDA, V.R. "Programas de Participação da Demanda para Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica via Fluxo de Potência Ótimo", Florianópolis, Brasil, 2010, (TCC em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, UFSC.
- [5] RAAD, A., GONÇALVES MOREIRA, M., "O mercado de gerenciamento pelo lado da demanda no Brasil: controladores e tarifas diferenciais", SNPTEE, São Paulo, Brasil, 2001.
- [6] CHEN, C.S.; LEU, J.T. "Interruptible Load Control for Taiwan Power Company", IEEE Transactions on Power Systems, New York, vol.5, n.2, p.460-465, May 1990.
- [7] SIMÕES COSTA A. J. A.;UTURBEY, W, Interruptible Load Management Assessment via Dynamic Optimal Power Flow, IEEE Power Tech, Bologna, Itália, junho de 2003.
- [8] Ministério de Minas e Energia, resolução nº 12 de 17 de dezembro de 2002.
- [9] Decreto Presidencial nº 4.667 de 04 de abril de 2003.
- [10] CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS FUPAI/EFFICIENTIA "Guia Procel de Gestão Energética" Rio de Janeiro, Eletrobrás, 2005.
- [11] RAJAMANI, K. "Meters of tomorrow – Remote disconnect and prepayment options", IEE Power & Energy Magazine, Volume 6, Number 2, p.93-96, March/April 2008.
- [12] RAHM N, S. "Smart Grid Expectations – What will make it a reality", IEEE Power & Energy Magazine, Volume 7, Number 5, p. 84-88, September/October 2009.
- [13] GWISDORF, B.; STEPANESKU, S.; REHTANZ, C. "Effects of Demand Side Management on the Planning and Operation of Distribution Grids". ISGT – September 2010.
- [14] KREUTZ, S.; BELITZ, H.; REHTANZ, C. "The Impact of Demand Side Management on the Residual Load". ISGT – September 2010.
- [15] LAMPROPOULOS, I.; VANALME, G. M. A.; KLING, W. L. "A methodology for modeling the behavior of electricity prosumers within the smart grid". ISGT – September 2010.
- [16] GEORGIA ELECTRIC MEMBERSHIP CORPORATION. "2011 – EMC Demand Side Management, Energy Conservation e Efficiency Report". April 2011.

- [17] HU, Z.; MOSKOVITZ D.; ZH O J. “ Demand Side Management in China’s Restructured Power Industry”, Energy Sector Management Assistance Program, USA, December 2005.
- [18] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução nº 456 de 29 de novembro de 2000.
- [19] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução nº 205 de 22 de dezembro de 2005.
- [20] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations of Achieving Them. A Report of United States Congress Pursuant Section 1252, of Energy Policy Act of 2005, Washington, DC, February 2006.
- [21] CIGRÉ. The Potential Impact of Demand-Side Management on Future Electricity Demand. Electra-Working Group 03 of Study Committee 37; October, 1991. N° 138 p.127-145;
- [22] GELINGS, C.W. “The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities”. Proceedings of the IEEE. New York, v.73, n.10, p. 1468-1470, Oct 1985.
- [23] BELLARMINE, T., Load management techniques, Florida A&M University, Oct 2000;
- [24] LAWRENCE, J. D., 2001 Performance of New York ISO Demand Response Programs, p. 995 - 998;
- [25] DOUDNA, H. J., Overview of California ISO Summer 2000 Demand Response Programs, p. 228 - 233;
- [26] PROCEL, Programa nacional de conservação de energia elétrica, Manual de tarifação da energia elétrica, maio de 2011;
- [27] GARDENER, E., Load Management DSM: past, present & future, IEEE Conference Paper, Atlanta, Estados Unidos, 1995;
- [28] KURUCZ, C.N., BRANDT, D., SIM, S., A linear programming model for reducing system peak through customer load control programs, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, No.4, novembro de 1996;
- [29] CHANG, Y., WU, C., J., Experiences of direct load control using ripple signals in Taiwan Power System, 4th International conference on advances in power system control, Hong Kong, novembro de 1997;
- [30] SANGHVI, A., Flexible strategies for load/demand management using dynamic pricing, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 4, No.1, fevereiro de 1989;
- [31] DAVID, A., LEE, Y., Dynamic Tariffs: Theory of utility-consumer interaction, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 4, No.3, agosto de 1989;
- [32] REDDY, B.S.; PARIKH, J.K. “Economic and Environmental Impacts of Demand Side Management Programs”, Energy Policy, Elsevier Science Ltd, Great Britain, v.25, n. 3, p. 349-356, 1997.
- [33] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução no. 247 de 13 de agosto de 1999.
- [34] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução no. 44 de 1 de fevereiro de 2003.
- [35] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – Glossário, <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=1e7aa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>, acessado em 23 de maio de 2011.

- [36] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução no. 307 de 30 de junho de 2003.
- [37] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução no. 281 de 1 de outubro de 1999.
- [38] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, resolução no. 399 de 13 de abril de 2010.
- [39] Copel – Companhia Paranaense de Energia – <http://www.copel.com>, acessado em 02 de setembro de 2011.
- [40] University of Washington - Electrical Engineering – <http://www.ee.washington.edu>, acessado em 02 de setembro de 2011.
- [41] UTURBEY, W. Modelagem dos Efeitos Intertemporais no Fluxo de Potência Ótimo: Abordagem do Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Florianópolis, Brasil, Abril de 2002. Tese (Doutorado em engenharia elétrica) – Departamento de engenharia elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina.

## Apêndice A

Dados do sistema-teste de 14 barras

Tabela A.1 – Dados dos geradores.

Barra	Co (\$/h)	C (\$/pu.h)	Q (\$/pu <sup>2</sup> .h)	P <sub>g min</sub> (pu)	P <sub>g máx</sub> (pu)	Q <sub>g min</sub> (pu)	Q <sub>g máx</sub> (pu)
1	225	840	25	0	2.32	-0.169	0.00
2	729	630	81	0	0.40	-0.400	0.50
3	0	0	0	-0.01	0	0.000	0.40
6	0	0	0	-0.01	0	-0.060	0.24
8	0	0	0	-0.01	0	-0.060	0.24

Tabela A.2 – Dados de barra.

Barra	Potência Demandada		Limite de Tensão	
	Carga P <sub>L</sub> (pu)	Carga Q <sub>L</sub> (pu)	Inferior (pu)	Superior (pu)
1	0.000	0.000	0.95	1.05
2	0.217	0.127	0.95	1.05
3	0.942	0.190	0.95	1.05
4	0.478	-0.039	0.95	1.05
5	0.076	0.016	0.95	1.05
6	0.112	0.075	0.95	1.05
7	0.000	0.000	0.95	1.05
8	0.000	0.000	0.95	1.05
9	0.295	0.166	0.95	1.05
10	0.090	0.058	0.95	1.05
11	0.035	0.018	0.95	1.05
12	0.061	0.016	0.95	1.05
13	0.135	0.058	0.95	1.05
14	0.149	0.050	0.95	1.05

Tabela A.3 – Dados de linha.

De	Para	R (pu)	X (pu)	$Y_{SHUNT}$ (pu)
1	2	0.01938	0.05917	0.0528
1	5	0.05403	0.22304	0.0492
2	3	0.04699	0.19797	0.0438
2	4	0.05811	0.17632	0.0340
2	5	0.05695	0.17388	0.0346
3	4	0.06711	0.17103	0.0128
4	5	0.01335	0.04211	0.0000
4	7	0.00000	0.20912	0.0000
4	9	0.00000	0.55618	0.0000
5	6	0.00000	0.25202	0.0000
6	11	0.09498	0.19890	0.0000
6	12	0.12291	0.25581	0.0000
6	13	0.06615	0.13027	0.0000
7	8	0.00000	0.17615	0.0000
7	9	0.00000	0.11001	0.0000
9	10	0.03181	0.08450	0.0000
9	14	0.12711	0.27038	0.0000
10	11	0.08205	0.19207	0.0000
12	13	0.22092	0.19988	0.0000
13	14	0.17093	0.34802	0.0000

Dados do sistema-teste de 57 barras

Tabela B.1 – Dados dos geradores.

Barra	$C_o$ (\$/h)	$C$ (\$/pu.h)	$Q$ (\$/pu <sup>2</sup> .h)	$P_{g\ min}$ (pu)	$Q_{g\ min}$ (pu)	$Q_{g\ máx}$ (pu)
1	225	840	25	0.01	-0.169	1.000
2	0	0	0	-0.01	-0.170	0.500
3	225	840	25	0.00	-0.100	0.600
6	0	0	0	-0.01	-0.080	0.250
8	225	840	25	0.00	-1.400	2.000
9	0	0	0	-0.01	-0.030	0.090
12	225	840	25	0.00	-1.500	1.550

Tabela B.2 – Dados de barra.

Barra	Potência Demandada		Limite de Tensão	
	Carga $P_L$ (pu)	Carga $Q_L$ (pu)	Inferior (pu)	Superior (pu)
1	0.550	0.170	0.95	1.05
2	0.030	0.880	0.95	1.05
3	0.410	0.210	0.95	1.05
4	0.000	0.000	0.95	1.05
5	0.130	0.040	0.95	1.05
6	0.750	0.020	0.95	1.05
7	0.000	0.000	0.95	1.05
8	1.500	0.220	0.95	1.05
9	1.210	0.260	0.95	1.05
10	0.050	0.020	0.95	1.05
11	0.000	0.000	0.95	1.05
12	1.770	0.240	0.95	1.05
13	0.180	0.023	0.95	1.05
14	0.105	0.053	0.95	1.05
15	0.220	0.050	0.95	1.05
16	0.430	0.030	0.95	1.05
17	0.420	0.080	0.95	1.05
18	0.272	0.098	0.95	1.05
19	0.033	0.006	0.95	1.05
20	0.023	0.010	0.95	1.05
21	0.000	0.000	0.95	1.05
22	0.000	0.000	0.95	1.05
23	0.063	0.021	0.95	1.05
24	0.000	0.000	0.95	1.05
25	0.063	0.032	0.95	1.05
26	0.000	0.000	0.95	1.05
27	0.093	0.005	0.95	1.05
28	0.046	0.023	0.95	1.05
29	0.170	0.026	0.95	1.05
30	0.036	0.018	0.95	1.05
31	0.058	0.029	0.95	1.05
32	0.016	0.008	0.95	1.05
33	0.038	0.019	0.95	1.05
34	0.000	0.000	0.95	1.05
35	0.060	0.030	0.95	1.05
36	0.000	0.000	0.95	1.05
37	0.000	0.000	0.95	1.05
38	0.140	0.070	0.95	1.05

39	0.000	0.000	0.95	1.05
40	0.000	0.000	0.95	1.05
41	0.063	0.030	0.95	1.05
42	0.071	0.044	0.95	1.05
43	0.020	0.010	0.95	1.05
44	0.120	0.018	0.95	1.05
45	0.000	0.000	0.95	1.05
46	0.000	0.000	0.95	1.05
47	0.297	0.116	0.95	1.05
48	0.000	0.000	0.95	1.05
49	0.180	0.085	0.95	1.05
50	0.210	0.105	0.95	1.05
51	0.180	0.053	0.95	1.05
52	0.049	0.022	0.95	1.05
53	0.200	0.100	0.95	1.05
54	0.041	0.014	0.95	1.05
55	0.068	0.034	0.95	1.05
56	0.076	0.022	0.95	1.05
57	0.067	0.020	0.95	1.05

Tabela B.3 – Dados de linha.

De	Para	R (pu)	X (pu)	$Y_{SHUNT}$ (pu)
1	2	0.0083	0.0280	0.1290
2	3	0.0298	0.0850	0.0818
3	4	0.0112	0.0366	0.0380
4	5	0.0625	0.1320	0.0258
4	6	0.0430	0.1480	0.0348
6	7	0.0200	0.1020	0.0276
6	8	0.0339	0.1730	0.0470
8	9	0.0099	0.0505	0.0548
9	10	0.0369	0.1679	0.0440
9	11	0.0258	0.0848	0.0218
9	12	0.0648	0.2950	0.0772
9	13	0.0481	0.1580	0.0406
13	14	0.0132	0.0434	0.1100
13	15	0.0269	0.0869	0.0230
1	15	0.0178	0.0910	0.0988
1	16	0.0454	0.2060	0.0546
1	17	0.0238	0.1080	0.0286
3	15	0.0162	0.0530	0.0544
4	18	0.0000	0.5550	0.0000
4	18	0.0000	0.4300	0.0000

5	6	0.0302	0.0641	0.0124
7	8	0.0139	0.0712	0.0194
10	12	0.0277	0.1262	0.0328
11	13	0.0223	0.0732	0.0188
12	13	0.0178	0.0580	0.0604
12	16	0.0180	0.0813	0.0216
12	17	0.0397	0.1790	0.0476
14	15	0.0171	0.0547	0.0148
18	19	0.4610	0.6850	0.0000
19	20	0.2830	0.4340	0.0000
21	20	0.0000	0.7767	0.0000
21	22	0.0736	0.1170	0.0000
22	23	0.0099	0.0152	0.0000
23	24	0.1660	0.2560	0.0084
24	25	0.0000	1.1820	0.0000
24	25	0.0000	1.2300	0.0000
24	26	0.0000	0.0473	0.0000
26	27	0.1650	0.2540	0.0000
27	28	0.0618	0.0954	0.0000
28	29	0.0418	0.0587	0.0000
7	29	0.0000	0.0648	0.0000
25	30	0.1350	0.2020	0.0000
30	31	0.3260	0.4970	0.0000
31	32	0.5070	0.7550	0.0000
32	33	0.0392	0.0360	0.0000
34	32	0.0000	0.9530	0.0000
34	35	0.0520	0.0780	0.0032
35	36	0.0430	0.0537	0.0016
36	37	0.0290	0.0366	0.0000
37	38	0.0651	0.1009	0.0020
37	39	0.0239	0.0379	0.0000
36	40	0.0300	0.0466	0.0000
22	38	0.0192	0.0295	0.0000
11	41	0.0000	0.7490	0.0000
41	42	0.2070	0.3520	0.0000
41	43	0.0000	0.4120	0.0000
38	44	0.0289	0.0585	0.0020
15	45	0.0000	0.1042	0.0000
14	46	0.0000	0.0735	0.0000
46	47	0.0230	0.0680	0.0032
47	48	0.0182	0.0233	0.0000
48	49	0.0834	0.1290	0.0048
49	50	0.0801	0.1280	0.0000

50	51	0.1386	0.2200	0.0000
10	51	0.0000	0.0712	0.0000
13	49	0.0000	0.1910	0.0000
29	52	0.1442	0.1870	0.0000
52	53	0.0762	0.0984	0.0000
53	54	0.1878	0.2320	0.0000
54	55	0.1732	0.2265	0.0000
11	43	0.0000	0.1530	0.0000
44	45	0.0062	0.1242	0.0040
40	56	0.0000	1.1950	0.0000
56	41	0.5530	0.5490	0.0000
56	42	0.2125	0.3540	0.0000
39	57	0.0000	1.3550	0.0000
57	56	0.1740	0.2600	0.0000
38	49	0.1150	0.1770	0.0030
38	48	0.0312	0.0482	0.0000
9	55	0.0000	0.1205	0.0000