CECILIA HELENA NEGRI DE MAGALHÃES

**RECURSOS OPERATIVOS NO PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO
DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

**Tese apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para
obtenção do Título de Doutor em
Engenharia.**

**São Paulo
2008**

CECILIA HELENA NEGRI DE MAGALHÃES

**RECURSOS OPERATIVOS NO PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO
DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

**Tese apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para
obtenção do Título de Doutor em
Engenharia.**

**Área de Concentração:
Sistemas de Potência**

**Orientador:
Prof. Doutor Marcos Roberto Gouvêa**

**São Paulo
2008**

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 08 de abril de 2009

Assinatura do autor

Assinatura do orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Magalhães, Cecilia Helena Negri

**Recursos Operativos no Planejamento de Expansão de Sistemas de Potência /
C.H.N. Magalhães
São Paulo, 2008
151 pags.**

Tese de Doutorado- Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas – PEA

1.Sistema de Potência 2.Planejamento 3.Recursos Operativos 4.Sensibilidade do
consumidor 5. Custo da Energia não Distribuída 6.Corte de Carga e Redespacho

AGRADECIMENTOS

A Escola Politécnica pela oportunidade de realizar esta pesquisa;

Ao Professor Doutor Marcos Roberto Gouvêa pela persistência e apoio neste trabalho;

Ao Professor Doutor Ernesto João Robba, pelo apoio e colaboração incontestes de sempre;

Ao Professor Doutor Carlos Márcio Vieira Tahan, pelo incentivo e palavras positivas;

Ao Professor Doutor Nelson Kagan pelo precioso apoio na pesquisa de algoritmos de otimização bem como a inestimável colaboração para utilização do programa SINAP, desenvolvido pelo ENERQ;

À Professora Doutora Yara Botti Mendes de Oliveira, com o seu apoio permanente ao meu trabalho de pesquisa.

A todos meus colegas, sócia e amigos (as) de profissão e trabalho, com quem convivo e compartilho vida técnica.

Aos meus irmãos, filhos, netos (as) e famílias simplesmente por existirem e fazerem parte do universo dos meus afetos mais profundos.

RESUMO

O requisito de continuidade de fornecimento de energia elétrica tem sido crescente na medida em que a sociedade de modo geral e os processos industriais em particular apresentam forte dependência desse insumo que assegura a todos satisfação e conforto. O consumidor é um agente econômico e ele faz parte do sistema elétrico (carga).

No âmbito da análise de sistemas de potência são abordados temas, desde modelos de representação da rede e da carga até conceitos de custo da continuidade e técnicas de otimização da aplicação de investimentos para priorizar aqueles que trazem maior benefício tanto para o consumidor como para o controlador da concessão.

No entanto, as técnicas usuais e convencionais de Planejamento podem conduzir a soluções pouco econômicas, porquanto consideram apenas a otimização dos investimentos em obras, ou seja, “reforços da rede” para atender a “condição normal” e em “emergência” (critério n-1), respeitando, naturalmente, critérios técnicos (limites de tensão, sobrecargas etc). Não raro estas instalações recomendadas pela técnica convencional serem utilizadas apenas em algumas contingências, algumas com baixa probabilidade de ocorrência.

Esta pesquisa desenvolve como alternativa às soluções convencionais, um modelo que considera a otimização dos investimentos, lançando mão de recursos operativos como: corte de carga, despacho ou modificações topológicas por meio de chaveamentos, quando operando em contingência.

O modelo proposto prevê que a representação da geração inclua funções que relacionam a intensidade de despacho com seus custos, bem como funções que associam custo à intensidade e duração do corte de carga a cada barra do sistema. O modelo também permite a reconfiguração da rede quando operando em contingências, por meio de alterações do estado das chaves, mudando a topologia.

As funções de custo do corte de carga também são modeladas neste trabalho, considerando métodos analíticos e agregados para o cálculo do prejuízo sócio-econômico resultante da interrupção.

A busca da solução ótima, que pode envolver corte de carga, despachos de geração e reconfiguração da rede, substituindo reforços realizados por obra, é obtida por um algoritmo genético evolutivo.

Os procedimentos do modelo proposto representam um avanço do processo de planejamento convencional, porquanto introduz a componente “continuidade de serviço” de forma quantitativa, caracterizando o atendimento dos requisitos de sensibilidade das cargas de cada barra do sistema, lançando mão de recursos operativos, através de possíveis despachos e alterações topológicas.

Um estudo de caso ilustra a aplicação do modelo proposto.

Palavras Chave: Custo Social de Energia Interrompida, Planejamento de Sistemas de Potencia, Otimização de Investimentos, Corte de Carga, Despacho de Geração

ABSTRACT

The need for reliable electrical energy supply continuity, the industrial demand and its dependence has been growing worldwide. Besides, it also concerns society and assures satisfaction and comfort of consumers. The consumer is the economic agent since he takes part in the system.

On analyzing an electrical system, models are needed to represent the network and the load and optimization frameworks in order to make better investments and prioritize those which can benefit the consumer and the concession holder.

The usual Planning Models commonly provide us with uneconomical solutions since the optimization is carried out through active investments or network reinforcements to attend the normal and the emergency condition (n-1 criteria), based on technical criteria, like voltage and overload. Frequently, these techniques recommended by the conventional analysis can be applied only in some contingencies, some of them with a small probability of occurrence..

This research develops an alternative to the conventional solutions, considering the investment optimization and using operative resources, such as: load shedding, generation rescheduling or network change operation (circuit breaker, e.g.) when operating in contingency.

In this model, the generation is represented by a function that relates the intensity rescheduling and its costs and functions that relates load shedding cost, the intensity and duration of curtailment on each system bus. The model sets a network contingency reconfiguration, changing the circuit break situation (open or closed) and altering the topology.

The calculation of cost of load discontinuity or social cost functions (damage cost) is shown in this thesis, considering analytical and aggregating methods.

The search for an optimized solution can involve load shedding, generation rescheduling and topology changes as substitutes for network reinforcements, and may be obtained by genetic-evolutive algorithm.

The procedures of the proposed model represent an advancement over the conventional Planning Process as it introduces, quantitatively, the “consumer service continuity”, meeting the sensibility criteria of the load characterization of each consumer class connected to the system bus, through operative resources, rescheduling, load shedding and topology changes.

A case study illustrates the application of the proposed model.

Key Words: Consumer Damage Cost, Power System Planning, Investments Optimization, Load Shedding, Rescheduling Generation.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica
AT – Alta Tensão (230, 138, 88 kV)
MT – Média tensão (69, 13,8 kV)
BT – Baixa Tensão (480, 340, 220, 110 V)
COPEL – Companhia Paranaense de Energia Elétrica
CRD – Custo do Despacho
CEND – Custo da Energia Não Distribuída
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora
DPG – Disposição a Pagar
EDF – Electricité de France
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras
END – Energia Não Distribuída
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC – Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora
LOLE – Loss of Load Estimation
LT – Linha de Transmissão
NERC – North American Electric Riliability Corporation
SAIDI – System Average Interruption Frequency Index
SAIFI – System Average Frequency Index
SE – Subestação
SINAP – Software para Análise Integrada de Redes AT/MT/BT
PAYBACK - Prazo de Retorno do Investimento Inicial,
TIR – taxa interna de retorno
VPL – Valor Presente Líquido

Sumário

RESUMO
ABSTRACT

PG

1- INTRODUÇÃO.....	09
2 – OBJETIVO	11
3 - ESTADO DA ARTE e FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	12
3.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS	12
3.2 – CUSTO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUIDA	12
3.3 – DIRETRIZES E CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	22
3.4 – TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO – ALGORITMOS ESTRATÉGICOS	28
3.5 – CONSIDERAÇÕES SOBRE TEMAS E REFERÊNCIAS CORRELATAS	32
4 – FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E PROPOSTA DE SOLUÇÃO	36
4.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS	36
4.2 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	36
4.3 – CONCEITOS DE PLANEJAMENTO.....	38
4.4 – HIPÓTESES E CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO.....	40
4.5 – MODELO AVALIAÇÃO CEND	42
4.5.1 – CONCEITOS BÁSICOS.....	42
4.5.2 - CEND PARA CONSUMIDORES.....	45
4.5.2.1 - CONSUMIDORES INDUSTRIAIS.....	45
4.5.2.2 – CONSUMIDORES COMERCIAIS	49
4.5.2.3 – CONSUMIDORES RESIDENCIAIS.....	52
4.5.3 – PROJEÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA.....	59
4.5.4 – CEND DO LADO DO SUPRIDOR.....	60
4.5.5 – COMPOSIÇÃO DO CEND PARA CADA CAT. E ATIVIDADE.....	61
4.5.5.1 - PESQUISA E QUESTIONÁRIO.....	63
4.5.5.2 – DEFINIÇÃO DO UNIVERSO E DET. DA AMOSTRA.....	63
4.5.5.3 – ELABORAÇÃO DOS QUESTIONÁRIOS	66
4.5.5.4 – APLICAÇÃO DOS QUESTIONÁRIOS.....	71
4.5.6 – COMPOSIÇÃO DO CEND PARA BARRA DO SISTEMA	72
4.6 – METODOLOGIA PROPOSTA.....	74
4.7 – CONSIDERAÇÕES SOBRE CENÁRIOS E RISCOS.....	77
5 – APLICAÇÃO DO MODELO.....	79
5.1 – PREMISSAS E CRITÉRIOS	81
5.2 – SIMULAÇÕES REALIZADAS	83
5.3 – RESULTADOS OBTIDOS	85
5.4 – ANÁLISES DOS RESULTADOS.....	89
5.5 – ESTUDO DE SENSIBILIDADE.....	89
6 – CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES.....	92
6.1 – CONCLUSÕES.....	93
6.2 – CONTRIBUIÇÕES.....	94
6.3 – SUGESTÕES PARA PROSSEGUIMENTO DA PESQUISA.....	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	95
Anexo 1 – Teoria da Variação Compensatória de Higgs, base da Teoria da Escolha	101
Anexo 2 – Questionários industrial, comercial e residencial (exemplo)	105
Anexo 3 – Exemplos de resultados por classe.....	137

1. INTRODUÇÃO

A continuidade de fornecimento de energia elétrica tem sido crescente à medida que a sociedade de modo geral e os processos industriais particularmente apresentam forte dependência desse insumo.

Por outro lado, a recente transferência do controle da exploração dos serviços de energia elétrica para a iniciativa privada tem requerido crescente esforço de aumento da eficiência e, não raro há carência de investimento.

As práticas convencionais de planejamento, embora tenham sido eficazes no passado, devem ser revistas no sentido de incorporar novas demandas e tendências, contemplando formas de reconhecer os diferentes níveis de sensibilidade das cargas e priorizar o investimento, respeitando os montantes disponíveis. Além disso, lançar mão de recursos operativos com reserva de capacidade para enfrentar situações de contingências pouco frequentes e evitar a ociosidade de instalações concebidas para operar apenas como reserva de contingência, pode representar uma economia substancial a curto e médio prazo. Dentre as práticas do planejamento convencional a serem revistas, destaca-se a avaliação da confiabilidade por meio da verificação do atendimento de contingência simples dos componentes do sistema (critério N-1), sem levar em conta a probabilidade de ocorrência de cada contingência ou da utilização de eventuais recursos operativos de gerenciamento de carga ou variação do despacho de geração (redespacho).

Com os procedimentos propostos neste trabalho, espera-se obter um modelo que proporcione adequado equilíbrio entre o investimento, a confiabilidade e a flexibilidade operacional, de forma que os reforços na rede sejam direcionados para a expansão do sistema ou para a melhoria da confiabilidade das áreas mais críticas, onde as cargas são mais sensíveis e o sistema esteja sujeito a ocorrências que provoquem cortes de cargas importantes. É uma visão quantitativa e qualitativa da confiabilidade.

Assim, esta pesquisa busca propor procedimentos inovadores a serem agregados no processo de planejamento da expansão de sistemas elétricos, visando à otimização dos investimentos em instalações, por meio da utilização de recursos operativos, de forma a privilegiar a preservação da continuidade de fornecimento aos consumidores mais sensíveis às interrupções.

Esta tese é composta de 6 capítulos, onde este primeiro introduz o tema abordado, o segundo estabelece o objetivo do trabalho, o terceiro descreve o estado da arte do assunto. Em seguida, o quarto capítulo formula objetivamente o problema e propõe uma solução e o quinto apresenta um exemplo de aplicação.

Finalmente, o capítulo seis apresenta os comentários sobre o modelo proposto, as conclusões deduzidas da pesquisa e ainda sugestões para o prosseguimento dos estudos.

2. OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é a proposição de um modelo para planejamento de expansão de sistemas elétricos de potência, que otimiza o binômio Investimento x Confiabilidade considerando recursos operativos como alternativas a obras de reforço para solucionar transgressões aos limites de carregamento e de tensão, durante a operação em condição de contingência.

Os recursos operativos considerados são: o corte seletivo de carga, o redespacho da geração, respeitando limites adequados de segurança do suprimento e a reconfiguração da rede, mediante a possível mudança do estado de chaves previamente identificadas.

Enquanto o planejamento convencional se fundamenta no critério N-1, onde o sistema deve continuar operando sem transgressão dos limites de tensão e carregamento quando um de seus elementos está fora de serviço, esta pesquisa considera não só a contingência de um só componente, mas também aquelas de probabilidade de ocorrência maior do que um valor pré-estabelecido, independentemente da quantidade de componentes envolvidos.

Proposta de modelo das funções custo do corte de carga também é incluída no objetivo deste trabalho, considerando métodos analíticos e agregados para o cálculo do prejuízo sócio econômico resultante da interrupção.

Portanto, o objetivo desta tese é desenvolver instrumentos que possam ser integrados no processo de planejamento, de modo que a confiabilidade do suprimento às cargas contemple suas sensibilidades específicas e busquem soluções mais econômicas explorando os recursos operativos disponíveis em situações pouco frequentes, evitando assim a ociosidade de instalações.

3. ESTADO DA ARTE E FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1 Considerações Gerais

Neste Capítulo os seguintes temas têm destaque especial para o desenvolvimento da metodologia, considerando os recursos operativos com seus parâmetros de controle como ferramenta de Planejamento:

- Custo da Energia não Distribuída (CEND) e sua base de cálculo.
- Diretrizes e Critérios de Planejamento
- Algoritmos de otimização
- Considerações sobre Temas e Referências Correlatas

3.2 Custo da Energia não Distribuída

Sem dúvida, a afirmação de que a energia elétrica é um insumo básico nas sociedades contemporâneas e estratégico em alguns setores de produção, não é um exagero, porquanto continuamente são projetados sistemas que utilizam energia elétrica e são cada vez mais otimizados economicamente e mais confiáveis. Evidentemente, ao se aproximar da interrupção zero, o custo marginal de fornecimento tende exponencialmente a valores proibitivos havendo, portanto, uma zona adequada, onde há um equilíbrio entre os custos marginais de fornecimento e o nível de interrupção.

Do ponto de vista do consumidor, o custo de interrupção de fornecimento de energia elétrica pode ser definido como as perdas ou os prejuízos advindos da suspensão, intempestiva ou programada, do fornecimento de energia elétrica.

Em 1989/90, sob a coordenação da Eletrobrás, o tema do custo de interrupção foi discutido por vinte empresas e em fins de 1992, a COPEL retomou a discussão deste tema, durante os trabalhos do grupo constituído pela Circular 147/92, publicando o relatório final em

Dezembro/93. Destacam-se quatro publicações, consideradas referencias nacionais desse período:

- [1];Relatório CNPC - 051 - 12/92: Diretrizes e Bases para o Desenvolvimento do Projeto da Pesquisa (COPEL)
- [2] Relatório da Pesquisa sobre Custo de Interrupção no fornecimento de Energia Elétrica - SCEL/GTAD - 01/91
- [3] Principais conclusões. Interpretação e aplicações da pesquisa sobre Custo de Interrupção (SCEL/GTAD - 01/92) ;
- [24] Custo de Interrupção de Energia Elétrica no Brasil - Investigações Adicionais - (SCEL/GTAD - 04/93).

Esses trabalhos abordam aspectos conceituais mercado de energia e seus custos, bem como aspectos descritivos dos eventos, sugerindo alguns descritores de cenários e a segmentação do universo da pesquisa. Essas pesquisas motivaram a Eletrobrás e a COPEL estudarem estatisticamente as interrupções menores e maiores que 3 min [4,5] , os índices de desempenho (Operação) e índices de confiabilidade (Planejamento) [25] a partir de estatísticas de interrupção. Com isso, iniciou-se a associação das interrupções de fornecimento com estudos de sistema.

O objetivo dos trabalhos [2,3,24] acima foi apresentar os resultados obtidos da pesquisa direta sobre custo de interrupção de fornecimento de energia elétrica junto aos consumidores e dificuldades encontradas. A metodologia desta pesquisa consistiu em se aplicar questionários a consumidores residenciais, comerciais/serviços e industriais. A estratificação do mercado de energia elétrica foi feita com base em dois fatores:

- Porte da cidade/município (3 grupos) e ;
- Faixas de consumo

Não obstante o mérito dessa experiência pioneira no Brasil, foram identificadas dificuldades na obtenção das informações consistentes e necessidade da utilização de linguagem adequada à compreensão do consumidor.

Foram propostos alguns aperfeiçoamentos, como: composição do segmento industrial segundo os diferentes grupos de atividades; composição do segmento comercial segundo as quatro faixas de consumo contempladas na pesquisa e participação percentual média de cada um dos três segmentos no consumo global, em cada uma das três faixas horárias consideradas (0 - 8h00; 8h00 - 18h00; 18h00 - 24h00). Concluiu-se que as empresas localizadas em regiões mais desenvolvidas apresentavam um patamar de custo de interrupção nitidamente superior ou à média nacional. Portanto, as empresas situadas em regiões menos desenvolvidas apresentavam valores inferiores à média nacional. Os valores de custos residenciais também apresentaram alguns desvios: para algumas concessionárias, os custos eram crescentes com a renda dos consumidores e em outras, não. Recomendou-se também refazer os custos industriais por atividade e verificar se há influência do período do ano nos custos de cada classe (sazonalidade).

Em 1994/1997 a COPEL [27] realizou uma ampla pesquisa para o Estado do Paraná, bastante detalhada, onde incluía consumidores rurais, utilizando como base o consumo mensal por consumidor e amostragem feita por região, segundo o binômio DEC e FEC e não apenas com estratificação de consumo.

Em 1999/2000 a CSPE (Comissão de Serviços Públicos do Estado de S. Paulo) [32] em conjunto com a Universidade de São Paulo e com o apoio da ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica, promoveu uma ampla pesquisa em São Paulo para conhecer o Custo da Interrupção em âmbito do Estado, resultando em valores unitários (R\$/kwh/interrupção/consumidor, duração base de uma hora). O universo considerado foi o comércio e as indústrias alimentadas por tensão primária de distribuição ou em baixa tensão e também consumidores atendidos por redes de baixa tensão.

Mais recentemente, em 2007, a Universidade Federal do Ceará [33], utilizando as mesmas variáveis dos dois trabalhos acima, com detalhamento das indústrias por atividade e setor de produção realizou uma pesquisa detalhada dos custos de interrupção.

Em âmbito internacional destacam-se como documentos de referência sobre custo da interrupção algumas publicações a seguir:

Em 1984 [7] a Manitoba Hydro realizou uma pesquisa em consumidores comerciais e pequenas indústrias, apresentando resultados de impactos diretos de curto prazo resultantes de interrupções locais. Foi utilizado o método de questionários enviados por correio. Foram estudadas as variações do custo de interrupção com a duração, o horário, a semana do ano, o histórico de índices de confiabilidade e as características de mercado. Constatou-se que tanto a indústria como o comércio têm possibilidade de evitar custos maiores com o aviso prévio de pelo menos 1 a 4 horas de antecedência. A duração de interrupção mínima considerada é 1 minuto e a máxima de 8 horas. Nas curvas de custo estimado x duração de interrupção há uma pequena tendência à saturação até 4 horas e se depois de muito tempo não for sanado o problema, o prejuízo volta a aumentar.

Em 1982 [8], a Ontario Hydro promoveu sua pesquisa também por correio, preocupada não só com o custo da interrupção, mas também com a qualidade do serviço, unindo índices de confiabilidade com custo e utilizando estes valores no planejamento da distribuição (mínimo custo x máximo benefício).

Em 1989 [6], [12], as Empresas do Canadá fizeram uma pesquisa na área rural (agroindústrias) com questionários enviados por correio e uma sub-amostra de perguntas feitas diretamente ao consumidor, separando por atividade. Nos trabalhos anteriores foram utilizadas avaliações diretas e indiretas, mas neste caso foi avaliada também a expectativa de redução da tarifa, tendo em vista a redução de confiabilidade. Alguns consumidores encararam esta pergunta como uma justificativa antecipada de uma piora do serviço. As respostas sobre ações preparatórias para evitar prováveis interrupções resultaram boas. Neste trabalho, a duração mínima considerada é de 1 minuto e a máxima é de 24 horas.

Em 1983 [9], as Empresas do Canadá realizaram uma pesquisa na classe residencial, incluindo uma pergunta sobre a experiência do consumidor em interrupção de energia elétrica. Foi considerado que o valor de uma mercadoria (confiabilidade) é equivalente à

quantidade que o consumidor quer pagar por outras mercadorias (ações preventivas) que providenciem os mesmos benefícios da mercadoria anterior. Esta medida foi influenciada pela confiança que o consumidor tinha na empresa de energia elétrica. Assim, concluíram que obter dados de uma única medida (ou avaliação) é difícil, senão impossível no setor residencial, porque a maioria dos benefícios é intangível. As durações consideradas foram: de no mínimo 20 minutos e de no máximo de 4 horas.

Em 1991 [13], as mesmas empresas fizeram outra pesquisa no setor agrícola, classificado por suas atividades. A análise estatística foi mais profunda por meio de estudos de correlação entre variáveis, constatando-se a importância de se dividir o mercado por tipo de atividade de processos agrícolas semelhantes, para avaliação do custo da interrupção. As durações foram de no mínimo 20 minutos ao máximo de 4 horas. Neste mesmo ano, em [22], aproveitando análises estatísticas já realizadas, foi publicado um método de avaliação de índices de energia interrompida para todo o sistema.

Em 1994 [14], foi feito um trabalho pelas Empresas do Canadá que resumiu os anteriores, utilizando duração de dois segundos a um dia (24 horas), para as classes residencial, comercial e industrial.

Na França (EDF) [15,16] em 1986, em nível estratégico, a EDF passou a adotar gestão descentralizada de sua rede elétrica e em nível operacional adotou metas de qualidade de fornecimento, aliadas a políticas técnicas baseadas na reestruturação da rede de média tensão, na confiabilidade e em sistema rápido de informação. As interrupções são caracterizadas pela quantidade e pela duração das interrupções superiores a um minuto. Com a difusão da microinformática e da automatização, as interrupções momentâneas e de curta duração passaram a ter mais importância relativamente às de grande duração. Concluiu-se, por exemplo, que seis interrupções de dez minutos são mais prejudiciais que uma só de sessenta minutos. As hipóteses de trabalho consideradas previam que: :
"Nenhum cliente deve sofrer:

- uma queda de tensão BT superior a 11%;

- uma duração média de interrupção programada para manutenção (MT e BT) superior a uma hora;
- mais de 6 interrupções anuais;
- mais de 3 horas (acumuladas) de interrupção anual;
- mais de 30 interrupções breves devido a religamentos lentos;
- mais de 70 micro interrupções devido a religamentos rápidos”.

Concluiu-se que a simples reavaliação do preço do kWh não era suficiente para melhorar a situação de queda de mercado e da deterioração da imagem do serviço público. Para isso deveriam ser revisadas as regras de planejamento. Um dos fatores considerados nas otimizações técnico-econômicas foi a valoração da interrupção, cuja formulação prática foi obtida por:

$$\text{Custo da Interrupção} = A \times P \times N^2 + B \times \text{END}, \quad \text{onde:}$$

A e B = coeficientes de custo unitário determinados pela Comissão Econômica e Comercial (A em FF/kW e B em FF/kWh);

P = potência média considerada, em kW;

END = energia não distribuída, em kWh

N = número de interrupções durante o período considerado

Concluiu-se também que todas as interrupções deviam ser monitoradas por índices de duração equivalente de interrupção (DEC ou SAIDI) e de frequência (FEC ou SAIFI), bem como que a avaliação do custo de interrupção é complexa, variando muito com a duração, com a frequência e com a própria quantidade de energia perdida por tipo de consumidor e ainda com a estação do ano ou a circunstância. Por exemplo, um inverno muito rigoroso é uma das circunstâncias que influi muito no custo da interrupção.

A referência [16], outro estudo da EDF, França, sugere que se defina o custo unitário de interrupção como o aumento de custos devido à diminuição de 1 kWh não fornecido. Há neste caso um custo implícito e um explícito. Dependendo da metodologia/modelo de

pesquisa, os dois podem ser avaliados em conjunto. Alguns valores de custos de interrupção de mercados mistos (em dólares por kWh) são apresentados na Tabela a seguir, onde se observa que :

- (1) Correspondendo à interrupção de mais de 50% da carga
- (2) Correspondendo à interrupção por falta de energia
- (3) Correspondendo à interrupção por corte de carga devido à indisponibilidade de potência
- (4) Extraído da Referência [2]

Tabela 3.1 – Custo de Interrupção [ref.16]

País	Mínimo	Médio	Máximo
Canadá (US\$/kWh)	0,04	1 a 7 ⁽¹⁾	275
Itália (US\$/kWh)	—	2	—
Suécia (US\$/kWh)	—	0.13 ⁽²⁾	1,3 ⁽³⁾
França (US\$/kWh)	—	1,5	—
África do Sul (US\$/kWh)	—	0,75	—
Brasil ⁽⁴⁾ (US\$/kWh)	0,75	1,11	4,76

Em 1990 [17], a Pacific Gas and Electric Co. (USA) realizou um trabalho sobre "valor do serviço da confiabilidade", que se baseia no planejamento a mínimo custo, mas ressaltou que a informação do custo de interrupção do consumidor, dado de entrada importante para esse estudo, ainda não era muito confiável.

Em 1983 [18], a Oak Ridge National Laboratory (USA) apresentou uma metodologia em que relaciona a frequência e a duração de interrupções com estados de margem de reserva de geração, junto com procedimentos de geração, estratégias de corte de carga no consumidor e coeficientes de custos unitários para predizer o custo total esperado da interrupção para o consumidor para uma dada configuração do sistema. Nos Estados Unidos, cada empresa estuda periodicamente o "cost damage function" ou custo do prejuízo do consumidor devido às interrupções, utilizando este valor em análises de alternativas de

planejamento e de priorização de obras, aliado a estudos de confiabilidade. Estes valores variam de acordo com a composição do mercado e metas de comercialização de cada empresa. Em estudos de confiabilidade do NERC são usados valores médios ponderados conforme o mercado das empresas participantes.

Na Arábia Saudita [19] em 1989, realizou-se um trabalho com o fim de avaliar os custos de interrupção de fornecimento de energia elétrica das categorias industrial, comercial e residencial na cidade de Riad, sua capital. O modelo utilizado para o setor residencial foi o de disposição do usuário a pagar (DPG – método do excedente do consumidor) por melhores serviços ou para evitar as interrupções, sendo que para as categorias industrial e comercial foram avaliadas as perdas diretas. Os resultados indicaram que os custos variam muito segundo a categoria, principalmente entre os usuários residenciais. Em todas as categorias, ao variar as características de interrupção (pequena duração, grande frequência, durações médias, pouca frequência etc...), os resultados foram coerentes, inclusive em termos de tendência, quando comparados com os estudos canadenses.

Na Inglaterra (1995) [20], a pesquisa utilizou como ferramentas os questionários, enfocando principalmente o consumidor residencial , além de industriais e comerciais . Contaram com a colaboração da Universidade de Manchester, de três concessionárias e dos próprios consumidores durante os Projetos Pilotos. Foram enviados 21000 questionários por correio, sendo o retorno bastante satisfatório (16%). Os efeitos mais indesejáveis da interrupção foram: falta de iluminação, perda de alimentos (refrigeração) e falta de aquecimento no inverno. O modelo aplicado foi o de “disposição a pagar”.

Preocupados com as conseqüências do “apagão” de 14/08/2003, foi realizada uma extensa pesquisa em 2004 ^[11] nos USA, concluindo que o sistema elétrico estava antiquado e que investimentos de 50 a 100 bilhões de dólares seriam necessários para modernizá-lo, mostrando custos de interrupção de fornecimento em função de:

- nº de clientes tipificados em uma determinada região;

- frequência e tipo de eventos de confiabilidade vivenciados anualmente, onde se inclui tanto as interrupções de energia como os eventos de qualidade de energia
- vulnerabilidade dos clientes a esses eventos.

A avaliação é que o custo de interrupção anual da região chegava de 30 a 130 bilhões de dólares anuais.

Considerando que o custo de interrupção representa uma parcela do custo da qualidade de fornecimento num sentido mais amplo, foram analisadas algumas publicações que tratam do custo de “*power quality*” , dentre as quais destacam-se:

A pesquisa na Itália (2001) [11], a respeito da Qualidade da Potência em Clientes Industriais, verificou que o problema do custo da qualidade de potência para clientes na área industrial é muito importante no atual cenário dos mercados de energia elétrica altamente competitivos. Isto representa o valor agregado que os fornecedores podem repassar aos usuários com a intenção de melhorar a produtividade e a confiabilidade no seu processo industrial. Segundo essa publicação, a indústria deve comparar o custo do produto energia elétrica (“PQ” - Power Quality) fornecido pela concessionárias com os custos derivados dos danos causados ao volume de produção e/ou às próprias fábricas.

O artigo [34], publicado no SNPTEE – 1997 apresentou alguns aspectos metodológicos para abordagem da qualidade de potência, usando aspectos de avaliação de custos com soluções de alternativas para mitigar os principais problemas de qualidade, a partir da conceituação, avaliação, mitigação e regulamentação. Ressalta a possibilidade de estudos como: Custos Marginais e Níveis Tarifários, em função dos níveis de qualidade.

Dentro da idéia de avaliar sistêmica e economicamente a interrupção e a qualidade, as referências [37,38] destacam a importância dos impactos econômicos das variações de qualidade versus os custos de melhorar o desempenho, levando em conta diferentes alternativas. Os benefícios líquidos são expressos em valores anuais, como uma maneira de comparar alternativas e tecnologias. Interrupções momentâneas devido a VTCD (variações

de tensão de curta duração - 100 ms) podem ter o mesmo impacto que uma descontinuidade de muitos minutos. Essa publicação contém uma tabela de equipamentos de mitigação e seus respectivos custos (investimento e O&M). Inclusive, em [38], propõe-se um monitoramento para acompanhar custos e desempenho, criando “benchmarks” nas barras do sistema por região e tipo de mercado alimentado pela barra.

Na referência [39], a COELCE apresenta uma experiência de implementação de programas de diagnóstico e controle da qualidade da energia, motivado pelo fator de competitividade que representa. O efeito da má qualidade da forma de onda de tensão elétrica nos processos industriais modernos tem acarretado desgastes na imagem das concessionárias de energia, face aos grandes prejuízos provocados. Por isso a COELCE desenvolveu um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, objetivando determinar indicadores que expressem a Qualidade da Energia Elétrica em seu sistema. Não foram levantados custos, mas mostra a preocupação da empresa com relação aos fenômenos, sobretudo na questão do monitoramento.

Da análise das publicações pesquisadas observa-se que têm sido utilizados desde métodos macros econômicos até pequenas amostragens para detectar o quanto custa a interrupção para o cliente.

Em se tratando de categorias de consumidores fica claro que a metodologia mais usada para avaliar o custo de interrupção do segmento residencial foi a do DPG (disposição a pagar), embora nenhuma das publicações tenha detalhado o modelo ou descrito o método matemático. Para o consumidor industrial e comercial foram utilizados métodos diretos, pesquisando junto ao cliente qual foi seu prejuízo, através de perguntas diretas e indiretas para verificação da primeira ou quando não se obteve uma resposta razoável. Nenhuma das publicações apresenta questionário e suas variáveis correspondentes.

É importante a menção freqüente nas publicações que o consumidor pode mudar o seu comportamento ou mesmo deixar de adquirir equipamentos que dependem da energia elétrica se a confiabilidade do sistema se mantiver baixa por muito tempo.

Finalmente, ficou constatada a tendência de se relacionar o custo da interrupção e índices de confiabilidade com as alternativas de expansão do sistema, dado o prejuízo que essas interrupções causam aos clientes.

3.3 Diretrizes e Critérios de Planejamento da Expansão de Sistemas de Potência

Em termos de Planejamento de Expansão em um ambiente competitivo, a referência [41] inova, usou variáveis para o item “negócios da transmissão”: preço da previsão, preços inter área, preço do congestionamento, fenômenos inter-áreas, aumento da capacidade de transmissão, tecnologias de transmissão e planejamento do sistema. Metodologias e ferramentas foram desenvolvidas no CESI, levando em conta: a infra-estrutura do sistema (tecnologia e eficiência), os custos e disponibilidade de fontes primárias de energia, o índice de capacidade instalada / demanda a ser atendida, a disponibilidade e confiabilidade da geração e da transmissão e ainda, a elasticidade da demanda com relação ao preço, os limites da transmissão, os intercâmbios, além da composição do mercado e das metas estratégicas das empresas de geração e de distribuição.

Mais recentemente, a referência [42] mostra os benefícios econômicos e de confiabilidade utilizando as seguintes variáveis no Planejamento da Transmissão: valor médio esperado e desvio padrão do LMP (Locational Marginal Price), densidade de probabilidade, valor médio esperado e desvio padrão da END (Energia Não Distribuída), além de outros índices de confiabilidade como o LOLE (Loss of Load Estimation), valores esses que variam para cada tipo de alternativa e conclui:

“Os métodos tradicionais para trabalhar com a expansão do sistema de transmissão devem ser revisados pelos órgãos regulatórios, levando em conta essas incertezas e provendo adequada avaliação do risco do negócio”.

Além disso, há vantagem de se levar em conta as questões de engenharia de sistemas como econômicas: oportunidade de investimento e necessidade de confiabilidade. O resultado é

que tanto as saídas de geração quanto as falhas de transmissão e os conseqüentes índices de energia não suprida têm significativo impacto nos custos de investimento para prover a confiabilidade do sistema.

Na referencia [43] propõe-se um método para escolher a melhor alternativa de expansão do sistema considerando um critério Probabilístico (LOLE). O método minimiza a quantidade de investimento orçamentário para construir novas linhas de transmissão, considerando as incertezas dos elementos do sistema de transmissão. São levados em conta dois critérios probabilísticos de confiabilidade: o primeiro é o próprio critério de confiabilidade da transmissão (LOLETS) e o outro é o critério de confiabilidade da barra / nó (LOLEBus). Estes dois limites são considerados em conjunto num trabalho em que o método utiliza fluxo de potência e o teorema do máximo fluxo – mínimo corte de carga. O artigo mostra que o método proposto pode ser utilizado para o Planejamento da Expansão da Transmissão considerando diferentes critérios de confiabilidade de barras podendo, com isso, levar em conta o mercado nessas barras e o requisito dos consumidores quanto à continuidade de fornecimento.

Na referencia [44], é enfatizado que a finalidade do planejamento da transmissão é ter uma estratégia de expansão, ou seja, o objetivo primário do planejamento da transmissão é o suprimento confiável da demanda e tão economicamente quanto possível. Como no artigo anterior, este também deseja minimizar a Energia Não Fornecida, o custo do investimento e maximizar o índice custo/ benefício dependendo do fluxo de potencia e restrições de segurança. O programa de computador para avaliação da confiabilidade do sistema de transmissão é o “CRUSE”. Algoritmos genéticos são usados para resolver problemas de otimização. O sistema apresenta as vantagens de maximizar a confiabilidade e a eficiência aumentando a competitividade da concessionária, respeitando preferências do planejador sob esses aspectos.

Em [60], verifica-se que a solução de despacho e corte de carga para alívio de sobrecargas é muito importante para o Planejamento Operacional, estudos de segurança do sistema e confiabilidade. Os autores consideram o método de otimização apresentado como sendo

direto, eficiente e sobretudo, propicia uma otimização local, permitindo o ajuste das variáveis de controle para aliviar a linha da sobrecarga. Vários testes foram apresentados, inclusive com solução “step by step”, mostrando as providências mais econômicas e seguras para diminuir o corte de carga. O artigo não menciona aplicações no Planejamento da Expansão, apenas na Operação, Despacho de Carga e estudos de Confiabilidade.

Na referência [61] estuda-se uma abordagem sobre o mesmo tema anterior, mas com geração distribuída. No artigo, dada uma contingência os autores dividem a geração distribuída em: geração central, não re-despachável e de armazenamento. O corte de carga passa a ser um problema de otimização. O método proposto é uma solução discreta. Dados do gerador e limites de armazenamento são incluídos no modelo e não há equações diferenciais envolvidas, pois as equações são relacionadas com o tempo. O corte de carga é dividido em vários degraus. Assim todo o problema se reduz a um problema de otimização não linear, naturalmente respeitando limites do gerador e da carga. Neste artigo os autores abordam a utilização do método proposto para análise do impacto de contingência e planejamento de providências. A outra aplicação foi gerada para operação em tempo real (despacho de carga).

Na referência [62] foi dada ênfase aos estudos de longo prazo, inclusive trabalhando com cenários. O artigo aborda o corte de carga versus instabilidade de tensão em longo prazo, estabelecendo uma série de cenários, correspondendo a várias condições de operação e distúrbios. Cada cenário foi processado de maneira a obter qual o mínimo corte de carga que estabilizaria o sistema, considerando a localização do corte. O modelo utilizado foi o de algoritmos genéticos.

Em [46] apresenta-se um método simples e eficiente para eliminar ramos sobrecarregados em sistemas elétricos de potência. Despacho de geração e corte de carga são utilizados como controles. As ações de controle são definidas através de métodos de programação não linear. A idéia de otimização local adaptativa é usada para os controles de despacho de geração. O corte de carga é utilizado como último recurso, ou seja, quando nenhum gerador pode mudar seu despacho. Heurísticas foram adicionadas de forma a aumentar a velocidade

do processo computacional, bem como para incluir aspectos práticos relacionados à operação de sistemas de potência. Foi desenvolvido um procedimento específico para resolver casos críticos, onde as ações de controle extremo são definidas. A idéia é sempre manter o novo ponto de operação o mais próximo possível do original. O método se propõe ser útil em estudos de planejamento de expansão, análise de segurança e avaliação de confiabilidade de sistemas de potência. Algumas simulações foram realizadas utilizando sistemas diversos, com o objetivo de mostrar a eficiência do método proposto.

Em [47], procura-se otimizar os cortes de carga, limitá-los segundo a ótica do Planejador através do relaxamento dos limites mínimos de tensão e dos carregamentos nos transformadores, estabelecer diferentes estágios para os cortes de carga, podendo-se cortar mais carga se essas violações (dentro de um determinado intervalo de tempo) fossem admitidas. Se a contingência cessar, poupam-se cortes de carga, havendo, naturalmente, um risco envolvido. O método utilizado foi o do Fluxo de Potencia Ótimo (variáveis, restrições e função objetivo), modelo linear e não linear baseado em [48]. Limites de tensão foram violados em 3% e a sobrecarga de transformadores foi violada em 20% durante 1 ou 2 horas. Observa-se que as cargas cortadas no modelo linear diferem daquelas cortadas no modelo não linear.

Em várias bibliografias [50, 51, 52, 53 e 54] encontram-se outros métodos para resolver otimização de carregamentos de instalações com sobrecargas ou de outras violações:

- Método Multiplicador de Lagrange, [54] associado às restrições do problema de otimização e que representa a sensibilidade das barras em relação à necessidade de medidas corretivas (desvios de tensão, por exemplo). O método identifica as barras com maior montante de carga e injeção de potência reativa. No caso do corte de carga, a operação do sistema muda de condição e os operadores não têm a flexibilidade de refletir a nova fronteira, o que pode gerar a não convergência do modelo. Relaxamentos e limites têm que ser dados a cada processamento do modelo.

- Método de Aumann Shapley e a teoria dos Jogos Cooperativos [49] que pode ser usado

para otimização de corte de carga e mudança de despacho, mas ainda está em estudo. Atualmente esses métodos são utilizados para calcular o custo do serviço de transmissão entre usuários de redes em mercados de eletricidade.

- Método dos Pontos Interiores [52] em que o problema de minimização de corte de carga é formulado e onde os controles dos transformadores e despacho de potência ativa podem ser otimizados de forma a solucionar problema. O artigo apresenta uma aplicação do método utilizando o FLUPOT, que é um pacote computacional do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) [53] que realiza um Fluxo de Potência Ótimo para minimizar o custo do corte de carga. Entretanto o algoritmo não é seletivo, nem permite fixar limites, o que pode resultar em soluções que implicam em grandes prejuízos à sociedade, uma vez que cargas mais importantes podem ser cortadas, sem levar em conta alternativas menos prejudiciais.

Há um estudo de aprimoramento do Método dos Pontos Interiores, modelo Primal Dual, com condições de otimização de primeira ordem Karush Kuhn Tucker, ainda utilizando os operadores Lagrangeanos, com o algoritmo de otimização citado (programação linear, não linear e pesquisas de otimização em geral) [48].

Em [45] o autor, em seu livro, trabalha com estratégias evolutivas e algoritmos evolutivos que se originaram de conceitos mais recentes nessa área como os algoritmos genéticos [44].

A referência [40], apresenta um método de avaliação de tarifas de transmissão, levando em conta o custo da segurança da rede que pode ser separado do custo de capacidade e do custo de perdas de transmissão no preço final, o que contribui para a identificação de áreas que requerem atenção. Para assegurar suficiente retorno, é necessário operar e manter o sistema dentro de parâmetros que permitam redirecionar o fluxo de potência de acordo com os custos. Esta separação de serviços é de grande utilidade em um ambiente competitivo.

Em [58], no tutorial de economia clássica os autores fazem menção a diversos métodos de comparar alternativas de projetos, recomendando o VPL e uma análise de sensibilidade através do cálculo de risco representado pela raiz quadrada da variância dos VPL anuais

calculados.

Mais recentemente, em [57], tendo em vista mercados competitivos, os autores propõem um método usando “árvore de decisão” para médio e longo prazo, podendo ser usado na Operação e Planejamento em uma análise conjunta. O artigo analisa diferentes cenários para os seguintes fatores de risco: demanda dos consumidores, custos de hidroelétricas (água suficiente para gerar), de termelétricas (a óleo, gás e carvão) e custo de emissão de CO₂.

Filosoficamente, em [67], o autor considerando apenas conceitos e critérios, sem exemplos numéricos no artigo, diz:

“É preciso lembrar que para atingir a perfeição da segurança (... e isso vale para outros ideais), estamos sujeitos às leis da diminuição de retornos e, se a natureza do fenômeno é aleatória, será impossível achar a perfeita segurança para qualquer atividade. É importante, então, decidir quais das atividades aleatórias são realmente essenciais para a nossa moderna sociedade, para que aceitemos a sua existência e a avaliemos. Como conclusão, lembro do que é necessário para uma boa engenharia: profissionalismo, experiência e treinamento e que isso diminui os riscos, independente do tipo de cálculo ou processo. Quanto maior o risco, mais consciente e preparado tem que ser o profissional” (.....para ter o máximo retorno)....

Sem a pretensão de esgotar o estado da arte dessas áreas do conhecimento, este item apresentou uma visão do corte de carga e de variação de despacho, concluindo que os usos do corte de carga e de despacho ainda merecem pesquisas específicas.

No âmbito da análise de sistemas de potência são abordados temas, desde modelos de representação da rede e da carga até conceitos de custo da continuidade e técnicas de otimização da aplicação de investimentos para priorizar aqueles que trazem maior benefício tanto para o consumidor como para o controlador da concessão.

Os trabalhos pesquisados mostraram que vários aperfeiçoamentos podem ser adicionados aos modelos de otimização de corte de carga e despacho como:

- Um pré diagnóstico das barras candidatas ao corte, para verificação de tensões e sobrecarga;
- Hierarquização de corte de carga pela sua importância e custo da END na barra, além do despacho e seu custo (CRD);
- Flexibilização quanto às restrições de tensões e sobrecargas.

3.4 Técnica de Otimização baseada nos Algoritmos Estratégicos Evolutivos

Em um problema de otimização tem-se a função objetivo e um conjunto de restrições, ambos relacionados às variáveis de decisão. O problema pode ser: encontrar o máximo ou o mínimo, ou ambos, como na Teoria da Decisão. A resposta, ou seja, o “ótimo global” será o maior ou menor valor possível para a função objetivo, de maneira que os valores atribuídos às variáveis não violem nenhuma restrição. Há valores para os quais uma discreta alteração não conduz a resultados melhores – a esse valor dá-se o nome de “ótimo local”.

Quanto aos métodos podem ser exatos e não exatos (heurísticos). Como técnicas de soluções exatas têm-se:

- Algoritmos de grafos
- Algoritmos gulosos
- Algoritmos simplex
- Branch and bound
- Programação dinâmica
- Relaxamento de Lagrange

Como técnicas de soluções aproximadas, tem-se:

- Algoritmos genéticos
- Busca Tabu
- Algoritmo de Colônias de Formigas

- Greedy Randomized Adaptive Search (GRASP)
- Redes Neurais
- Simulated Annealing (arrefecimento simulado)

Quanto à relação entre as variáveis de decisão na função objetivo e nas restrições tem-se:

- Programação linear
- Programação não linear

Quanto à natureza da função objetivo:

- Função convexa: o ótimo global é local (mais simples)
- Função côncava: o ótimo local não necessariamente é o global.

Dentre os métodos citados, o algoritmo genético com estratégia evolutiva foi o utilizado na ferramenta computacional SINAP, utilizado para o estudo de caso deste trabalho. Esta técnica de otimização é bastante flexível e é baseada no mecanismo de evolução natural, com processos típicos da genética como: mutação, seleção e cruzamento, sem necessidade de obtenção de valores da derivada da função objetivo e com independência de uma boa estimativa inicial do ponto ótimo

Segundo a referência [45], um ponto positivo na utilização da computação evolutiva está na possibilidade de se resolver um determinado problema pela simples descrição matemática do que se quer ver como solução, não havendo necessidade de se indicar explicitamente os passos até o resultado. Assim, é possível proceder a otimização mesmo que se desconheça a função que rege o problema, pois os algoritmos evolutivos correspondem a uma sequência de passos até a solução de otimização .

Como há mais de um método de algoritmos com esse modelo genético, têm-se as referências [55] e [56], cujos trabalhos foram desenvolvidos independentemente: algoritmos genéticos, programação evolutiva e estratégias evolutivas. Exatamente esta última foi proposta para solucionar problemas de otimização de parâmetros tanto discretos como contínuos.

O modelo de otimização proposto para esta tese baseia-se no fato de que os parâmetros envolvidos são contínuos ou discretos, como a carga com sua curva do comportamento do consumidor, seus custos de interrupção que podem variar ao longo do dia, a curva de despacho da geração e seus custos. É um caso de algoritmo genético mono objetivo porque se conhece os parâmetros de custo que levam a uma decisão otimizada.

Seja uma população de indivíduos da geração H (corte de carga e despacho) e seja M os indivíduos considerados para seleção, uma nova geração de indivíduos é resultante da variação do conjunto M através de operadores tais como: recombinação e/ou mutação. Os novos indivíduos recombinaados são avaliados medindo-se a “distância” de cada um destes da solução ótima do problema considerado. A cada indivíduo é atribuído um peso (medida de adaptação) sendo que os maiores são atribuídos aos indivíduos que representam uma solução mais próxima da desejada. Um novo condicionamento de indivíduos na próxima iteração, forma novo grupo e assim por diante.

Após um determinado número de gerações (e iterações), a condição de otimização deve ter sido atingida, indicando a existência na população de um indivíduo (corte de carga e despacho) que representa uma solução ótima ou aceitável para o problema quando o número máximo de gerações foi atingido [45, 55]. A otimização encontrada pressupõe transformações e competição pela sobrevivência.

Quanto às Estratégias Evolutivas, em [56] desenvolveu-se o algoritmo com uso de múltiplos pais, mas um único filho gerado através dos operadores mutação e recombinação.

O principal operador da evolução passa a ser a mutação que atua independentemente e é probabilística, adicionando um valor aleatório pertencente a uma distribuição normal. Desta forma a geração de filhos é criada a partir da mutação e não mais da multiplicidade de pais (ou filhos).

Segundo [45], Schwefel introduziu novos parâmetros na representação dos indivíduos de forma a controlar o passo de mutação ou passo de evolução. Tais parâmetros proporcionaram a auto-adaptação dos indivíduos. Neste procedimento, o passo de mutação passa a representar uma variável que também sofre mutação e ao mesmo tempo fornece instruções ao indivíduo de como sofrer mutação.

O operador recombinação, aliado à mutação, tem por objetivo introduzir variabilidade à busca aleatória da solução do problema. Parte-se do princípio que a troca de informações “genéticas” entre indivíduos de uma mesma espécie pode resultar em indivíduos melhores, ou também, evitar que o algoritmo convirja só para “ótimos locais”.

A operação de recombinação ou cruzamento consiste em criar um novo indivíduo que contenha informação genética resultante da combinação das informações genéticas de seus pais.

Uma forma de se realizar a recombinação em estratégias evolutivas consiste em obter os parâmetros de cada indivíduo gerado por um processo de reprodução, através da média aritmética dos parâmetros e dos passos dos indivíduos pais.

Os indivíduos pais utilizados pelo operador recombinação são escolhidos aleatoriamente e o número de recombinações por população é determinado pelo valor da probabilidade de combinação.

A avaliação dos indivíduos da população deve indicar o quão perto da melhor solução está um indivíduo, considerando que cada indivíduo representa uma solução para o problema.

Desse modo:

- Uma população de possíveis soluções (corte de carga e despacho) é escolhida aleatoriamente, representando uma população inicial de indivíduos pais. O número de indivíduos na população é altamente relevante para a velocidade da otimização,

- Cada população de pais é replicada em uma nova população. Cada uma das soluções descendentes (novos cortes e/ou despachos) é modificada de acordo com operadores de mutação e recombinação.
- Cada solução descendente é avaliada pela computação de sua adequação. Tipicamente são empregados métodos estocásticos para determinar N soluções que serão mantidas na população de soluções, entretanto isso é ocasionalmente feito de modo determinístico. O tamanho da população não precisa necessariamente ser mantido constante, nem um número fixo de descendentes é determinado para cada progenitor.

Os processos de mutação e recombinação, conhecidos como operadores não dependem, a priori, da natureza do problema. Já a formulação do indivíduo e o método de avaliação devem ser adaptados ao problema específico.

3.5 Considerações sobre temas e referências correlatas

Em [67] a avaliação de projetos de investimento comumente envolve um conjunto de técnicas que buscam estabelecer parâmetros para sua viabilidade. Comumente esses parâmetros são expressos pelo *Payback* (prazo de retorno do investimento inicial), pela TIR (taxa interna de retorno) ou pelo Valor Presente Líquido (VPL). Porém, poucas são as considerações formais sobre os riscos que envolvem os fluxos de caixa de um projeto.

A forma mais comum de contornar esse problema é a análise de sensibilidade, que costuma envolver a simulação de resultados para vários níveis de custo de capital, taxas de crescimento de receitas, dentre outros.

Quando o VPL é adotado como parâmetro de decisão, o tratamento matemático formal envolve inicialmente a determinação do seu valor médio e posteriormente a sua variação (ou risco, expresso sob a forma de desvio padrão). A obtenção dessas médias não é um fator complicador, já que o seu cálculo é simples, resultante da ponderação de valores médios provenientes dos fluxos de caixa. Entretanto, a determinação do risco, conforme Markowitz já havia estabelecido em seu artigo “Portfolio Selection”, publicado no *Journal of Finance* em junho de 1952, envolve a consideração da variabilidade dos fluxos de caixa e da covariância. No caso de cada fluxo de caixa ser considerado resultante de um conjunto de fatores de risco (como preços praticados, quantidades vendidas, custos e despesas), o tratamento matemático convencional seria muito complexo e, portanto, quase impossível na maioria das vezes, já que boa parte dos tomadores de decisão e/ou analistas de projetos não teriam condições de realizá-lo.

Uma alternativa a esse problema pode ser expressa através da utilização do Método de Monte Carlo (MMC) [58] no cálculo da variabilidade do VPL de um projeto. Este procedimento envolve a utilização de números aleatórios nas simulações, o que pode facilitar acentuadamente os cálculos do risco.

Normalmente, as abordagens de avaliação de projetos apresentadas são determinísticas, ou seja, espera-se que os valores projetados realmente ocorram. O tratamento do risco do projeto, quando existe, é comumente feito através da utilização de análise de sensibilidade, para o custo de capital do projeto ou para o possível crescimento dos fluxos de caixa futuros.

O tratamento de um fluxo de caixa em condições de risco é apresentado por [59] .

Considere-se um fluxo de caixa dado pela sequência de valores futuros representados por:

$$F_j = (F_1, F_2, \dots, F_n) \quad \text{onde } j = 1, 2, \dots, n,$$

F_j são variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas, com uma função densidade de probabilidade $g(F_j)$. Considerando também uma taxa de desconto pré-determinada $i\%$ ao período.

Numa distribuição discreta de probabilidade podem-se representar os fluxos de caixa e suas respectivas probabilidades de ocorrência como:

$$\begin{array}{ccccccc} F_j & F_{j,1} & F_{j,2} \dots & F_{j,n} \\ P(F_j) & P(F_{j,1}) & P(F_{j,2}) \dots & P(F_{j,n}) \end{array}$$

Cada VPL é dado por:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+i)^j}$$

A esperança do VPL dos fluxos de caixa futuros é expressa por :

$$E(VPL) = \sum_{j=1}^n \frac{E(F_j)}{(1+i)^j}$$

O risco do projeto, expresso sob a forma do desvio padrão destes fluxos de caixa, é:

$$RISCO = \sqrt{Var[VPL]} = \sqrt{\sum_{j=1}^n \frac{VarF(j)}{(1+i)^{2j}}}$$

Ou seja, o risco do projeto $\sqrt{Var[VPL]}$ é função dos riscos individuais.

De acordo com [58, 59]:

“O Método de Monte Carlo é uma técnica de amostragem artificial empregada para operar numericamente sistemas complexos que tenham componentes aleatórios. Trata-se de uma ferramenta importantíssima de pesquisa e planejamento que vem sendo cada vez mais utilizado devido ao constante aperfeiçoamento dos computadores, com sua grande velocidade de cálculo, poder de armazenar dados e capacidade de tomar decisões lógicas...”

Essa metodologia, incorporada a modelos financeiros, fornece como resultado aproximações para as distribuições de probabilidade dos parâmetros que estão sendo estudados. São realizadas diversas simulações onde, em cada uma delas, são gerados

valores aleatórios para o conjunto de variáveis de entrada e parâmetros do modelo que estão sujeitos à incerteza. Tais valores aleatórios gerados seguem distribuições de probabilidade específicas que devem ser identificadas ou estimadas previamente.

O conjunto de resultados produzidos ao longo de todas as simulações poderá ser analisado estatisticamente e fornecer resultados em termos de probabilidade. Essas informações serão úteis na avaliação da dispersão total das previsões do modelo causada pelo efeito combinado das incertezas dos dados de entrada e na avaliação das probabilidades de serem violados os padrões das projeções financeiras.

4. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E SOLUÇÃO PROPOSTA

4.1 Considerações Gerais

Neste capítulo é apresentado o núcleo central do desenvolvimento desta pesquisa constituído:

- da formulação do problema, que discute a questão da aplicação de recursos de operação no planejamento do sistema como alternativa a obras de reserva de capacidade e ainda situa a contribuição desta pesquisa no âmbito do processo de planejamento;
- da apresentação das hipóteses de trabalho e dos critérios considerados no desenvolvimento do modelo proposto;
- da proposição do modelo de avaliação do custo da energia não distribuída obtido por meio de pesquisas de campo e modelos matemáticos;
- da descrição da metodologia proposta para a aplicação dos recursos de operação no planejamento ;
- e, finalmente, tece algumas considerações sobre cenários e risco.

4.2 Formulação do Problema

O planejamento convencional, usualmente, considera o atendimento do quesito “confiabilidade” por meio da verificação da manutenção dos carregamentos e das tensões do sistema dentro de limites pré-estabelecidos, sem corte de carga, durante a operação do sistema, quando qualquer um de seus componentes esteja fora de serviço, ou seja, o critério N-1.

Não obstante sua simplicidade e robustez, algumas limitações se destacam nesse procedimento de planejamento:

- o tratamento equânime das contingências simples em detrimento das diferentes probabilidades de ocorrência;
- o risco de promover obras ociosas que só viriam ser necessárias quando da ocorrência de determinadas contingências, eventualmente pouco freqüentes e/ou de pouco impacto;
- o negligenciamento de contingências múltiplas que pudessem ter probabilidades razoáveis de ocorrer;
- a contradição do critério básico N-1, porquanto não atende contingências de trechos radiais sem corte de carga, ou seja, admite implicitamente a interrupção de carga durante a perda de um trecho de linha radial;
- a dispensa de utilização de recursos operativos, sem prejuízo da necessária “folga operativa”, garantida por limites conservadores dos parâmetros disponíveis no sistema e que podem e devem ser utilizados sobretudo em situações pouco freqüentes , como são as contingências.

O problema que se coloca então é desenvolver procedimentos que possam ser integrados no processo de planejamento que representem soluções para as limitações relacionadas acima, presentes no processo convencional, ou seja:

Desenvolver um procedimento de avaliação de alternativas de solução de transgressões em sobrecargas e limites de tensão no planejamento da expansão de sistemas de potencia, que considere as contingências de maior probabilidade de ocorrência e contemple recursos operativos de corte seletivo de carga, redespacho

e reconfiguração da rede, respeitando critérios de sensibilidade das cargas diante de interrupções, bem como limites e custos de despacho dos geradores.

4.3 Conceitos de Planejamento

Basicamente, o Planejamento da Expansão de um Sistema de Potencia é visto neste texto como sendo a busca do conjunto mais econômico de obras, constituindo um Plano de Obras plurianual, que permite ao sistema atender a carga prevista para um determinado período de tempo, iniciando-se no “ano zero” e terminando no “ano horizonte”, de forma que sejam respeitados critérios técnicos de carregamento, nível de tensão em condição normal e em contingências.

O processo de planejamento é realizado por meio da simulação da operação do sistema em cada ano do período de estudo para diversas condições de carga (mínima., intermediária e máxima), em condição normal e de emergência e análise de eventuais transgressões de critérios técnicos à medida que a demanda da carga evolui.

Sempre que houver uma transgressão de algum critério técnico, medidas devem ser tomadas para solucioná-la constituindo alternativas a serem analisadas e selecionadas. Convencionalmente, lança-se mão de um *portifolio* de obras para a proposição de alternativas, implementando-se no sistema novas linhas, ampliação de subestações, novas subestações, repontenciação de linhas, dentre outras obras, nos casos onde as possíveis variáveis de controle (níveis de tensão de fontes geradoras ou derivações de transformadores) não são suficientes para a solução dos problemas.

A cada ano em que houver uma transgressão surge uma ou mais alternativas de evolução, que, por sua vez, dão origem a diferentes trajetórias de evolução do sistema, constituindo assim uma teia de “estados” pelos quais a rede pode evoluir do ano zero ao ano horizonte.

A cada seqüência de estados que se inicia no ano zero e termina no ano horizonte está associada uma alternativa de expansão.

A determinação do Plano de Obras consiste em identificar a alternativa que atende os critérios técnicos de forma mais econômica.

A partir dos custos das obras e dos demais ônus econômicos de cada alternativa são determinados os valores dos Custos Anuais de cada alternativa que, levados a valor presente permitem identificar a alternativa de menor custo, bem como estabelecer o cronograma de investimentos necessários, possibilitando a avaliação de sua viabilidade, em comparação com a disponibilidade de investimentos.

A composição dos custos anuais inclui o custo anual das obras previstas na alternativa, o custo das perdas, o custo de operação das instalações adicionadas em relação ao ano zero e, ainda, no modelo proposto neste trabalho, o custo do corte de carga e o custo do despacho de geração. Evidentemente, a consideração dessas duas últimas parcelas que serão introduzidas no modelo proposto, visa o equilíbrio entre a implementação de obras e a utilização de recursos operativos.

Ficam então caracterizadas três etapas distintas no âmbito do processo de planejamento:

- a primeira é a geração de alternativas, caracterizadas pelas possíveis trajetórias da rede pela teia de estados;
- a segunda etapa é calcular os custos anuais dessas alternativas que compreende várias parcelas, dentre as quais o custo das obras, bem como o custo dos recursos operativos de corte de carga e despacho de geração;
- e, finalmente, a terceira é o cálculo dos valores presentes dos custos anuais correspondentes a cada uma das alternativas e demais índices para a seleção da mais econômica.

Há várias metodologias para solucionar o primeiro e o terceiro estágio , desde análises exaustivas até algoritmos sofisticados, o que não é o objeto desta tese.

Não obstante a visão técnica do processo de planejamento descrito neste item, é importante notar que o planejamento de expansão dos sistemas de potência deve ser integrado num contexto sócio-econômico mais amplo que inclui desde a consideração de cenários energéticos até aspectos de sustentabilidade e impacto ambiental, o que como o mencionado no parágrafo anterior, não faz parte do escopo desta pesquisa.

O foco desta tese é uma proposta de aperfeiçoamento da solução do segundo estágio, ou seja, o cálculo da parcela do custo anual de uma alternativa de expansão com a utilização de recursos operativos de corte de carga e de despacho de geração. Com isto é possível que haja soluções às transgressões de critérios técnicos com a utilização de recursos operativos, alternativamente à implementação de obras, promovendo um equilíbrio entre o investimento em novas estruturas e a operação das existentes.

É importante ressaltar que como “corte de carga” deve ser entendido todos os recursos de diminuição de demanda de energia durante um determinado período de tempo, incluindo o gerenciamento de carga realizado em comum acordo entre concessionária e consumidores (DSM- demand side management), a solução integrada de recursos energéticos advindas de projeto integrado de recursos (PIR), contratos de fornecimento de energia interruptível e demais providências.

4.4 Hipóteses e Critérios de Planejamento

São consideradas as seguintes hipóteses e critérios nesta pesquisa;

- o desempenho do sistema de potência é avaliado, em regime permanente, por meio de fluxo de potencia que determina as tensões e as correntes, de forma a se identificar eventuais transgressões a critérios pré-estabelecidos de carregamento ou tensão;

- os carregamentos das linhas e dos transformadores bem como os níveis de tensão não devem superar aqueles pré-estabelecidos para condição normal e de contingência quando operando nessas respectivas situações;
- as cargas de cada barra do sistema são representadas pelos correspondentes diagramas diários aos quais são associados funções de custo de energia não distribuída, determinadas conforme metodologia apresentada e, cujas variáveis independentes são: a duração e a intensidade do corte de carga, bem como o ano do período de planejamento em que são aplicadas;
- os geradores são despachados para a condição normal, onde todos os elementos do sistema estão em condição de operação, e podem ter seus despachos modificados desde que sejam respeitados limites máximos e mínimos pré-estabelecidos de forma a preservar as adequadas folgas de operação que devem ser respeitadas em tempo de planejamento;
- a topologia do sistema prevista para condição normal pode ser modificada quando operando em contingência, mediante a mudança de estado de chaves pertencentes a um conjunto pré-estabelecido;
- as condições de contingências que o sistema deve suportar sem que haja transgressões dos limites de tensão e de carregamento são aquelas que têm probabilidade de ocorrência superior a um valor pré-estabelecido;
- conhecida a taxa anual de defeito esperada de cada ligação (linha ou transformador), a probabilidade de ocorrência de uma condição de contingência simples ou múltipla em um ano é determinada pelas possíveis combinações de probabilidades de falhas e tempos de reparo envolvendo todas as ligações do sistema;
- quando ocorre uma contingência, o tempo de restabelecimento para a condição normal de operação é considerado como sendo o tempo de reparo daquele tipo de defeito e por

simplicidade, a situação de carga do sistema permanece inalterada até que a condição normal de operação do sistema seja restabelecida.

- o custo que determina a figura de mérito econômico de uma determinada alternativa de expansão do sistema, em um determinado ano do período de estudo, é a soma dos custos anuais referentes às obras previstas, às perdas anuais, à operação, bem como o custo do corte de carga e de despacho;

- excepcionalmente pode ser admitida a transgressão de algum critério técnico mediante um ônus pré-determinado, em geral muito alto, que seria adicionado ao custo anual de operação do sistema.

4.5 Modelo para Avaliação do Custo da Energia Não Distribuída (CEND)

4.5.1 Conceitos básicos

A interrupção de fornecimento de energia pode, no caso geral, ser devida a várias causas, desde defeitos em algum componente do sistema que ao sair de serviço provoca uma descontinuidade no fornecimento, até algum distúrbio na forma de onda que, afetando sua forma, sua frequência ou amplitude, pode resultar em um desligamento ou em um fornecimento de baixa “qualidade”, em ambos os casos podendo causar prejuízo ao consumidor.

Esta pesquisa, trata exclusivamente dos prejuízos provocados por interrupções de fornecimento, ou seja devidas à continuidade, não abrangendo portanto, prejuízos devidos à insuficiência de qualidade devida à forma, frequência ou intensidade da onda de tensão (“power quality”). Ressalta-se que também é excluída deste trabalho a falta de

fornecimento de energia elétrica decorrente de carência de oferta, o que ocorre em situações de racionamento ou déficit de produção.

Evidentemente, a frequência e a duração de interrupção de fornecimento são função da robustez do sistema elétrico, como o prejuízo decorrente depende das atividades que os consumidores afetados desenvolvem.

Os impactos tangíveis ou não, resultantes de interrupções podem ser de curto ou de longo prazo e classificados quanto à natureza, em social ou econômico, podendo ainda, ser: direto, ou indiretos .

Os impactos diretos são aqueles resultantes diretamente da interrupção de energia, enquanto que os impactos indiretos são aqueles que resultam de uma "reação" à falta de energia, como por exemplo:

- a. Impacto econômico direto: perda de produção, mão de obra ociosa, custos de reinício de processo, desperdício de material, equipamento danificado;
- b. Impacto social direto: falha no transporte, perda de tempo de lazer, temperaturas incompatíveis com o trabalho realizado, insegurança;
- c. Impactos econômicos indiretos: perdas e danos por roubos durante interrupções prolongadas sem aviso prévio, sem que os consumidores possam se proteger;
- d. Impactos sociais indiretos: desobediência civil, evacuação de populações por problemas de segurança física e social, descrédito com relação às autoridades;
- e. Impactos de longo prazo: compra de proteção adicional para evitar danos em determinados tipos de interrupção, calibração de equipamentos, instalação de co-geração, geradores de reserva e mudança para outro local com fornecimento de energia mais confiável;

- f. Impactos de curto prazo: providências paliativas para evitar danos em determinados tipos de interrupção,.

A interrupção do fornecimento de energia é um evento caracterizado por sua duração, frequência, horário de ocorrência, existência de aviso prévio e causa; enquanto o prejuízo resultante depende da natureza das atividades afetadas, intensidade da demanda interrompida, período para retorno à normalidade e do instante da interrupção (comportamento diário, semanal, e sazonal da carga) .

A avaliação do custo de interrupção apresenta duas diretrizes metodológicas, ambas fundamentadas em pesquisa de campo realizada por meio da aplicação de questionários:

- a. Avaliação Direta ou avaliação do custo de substituição que consiste em apurar o custo de substituição tais como: custos totais ou parciais de equipamentos danificados pela interrupção de energia, de peças do equipamento, de produtos descartados, de aquisição de substituto para a energia interrompida como geradores ou lanternas;
- b. Avaliação Indireta ou avaliação da disposição do consumidor a pagar (DPG) para evitar interrupções ou disposição de aceitar compensação financeira desde que seja avisado previamente da interrupção.

O Custo da Energia Não Distribuída (CEND) da carga de uma barra de um sistema de potência é constituído de duas parcelas, uma que representa o prejuízo dos consumidores nela conectados e outro o prejuízo da concessionária que opera o sistema.

O modelo proposto para a avaliação consiste na decomposição de cada um desses custos em parcelas determinadas a partir de elementos calculados por meio de levantamentos de campo realizados pela aplicação de questionários tanto aos consumidores como à concessionária.

Os questionários são aplicados em amostras de consumidores específicos de cada categoria, envolvendo consumidores industriais, comerciais e residenciais. As demais categorias usualmente presentes em estudos de mercado, como poderes públicos, serviços públicos, iluminação pública e tração podem ser tratadas como extensões dos tratamentos aplicados às categorias supracitadas ou podem ser merecedoras de atenção especial, que transcende o escopo desta pesquisa.

4.5.2 Custo da Energia Não Distribuída para Consumidores

4.5.2.1 Consumidores Industriais

Os consumidores industriais são classificados conforme seu ramo de atividade (papel, vidro, metalurgia, alimentos, etc) havendo três naturezas de parcelas na composição da CENDi de cada uma deles:

- a) uma parcela fixa (em geral anual) que representa a amortização e manutenção dos investimentos referentes à equipamentos motivados pela presença de interrupções de fornecimento,
- b) outra parcela que varia linearmente com a quantidade de interrupções no período de observação, em geral um ano e;
- c) e finalmente, uma parcela, composta por vários termos, que é função da duração da interrupção e, evidentemente da expectativa de interrupções que ocorre no período de observação, em geral um ano.

Vale lembrar, que as parcelas b e c são função do instante em que ocorrem (hora do dia e sazonalidade de produção).

Formalmente, para uma atividade industrial o CENDi em um determinado instante (hora do dia e sazonalidade) tem-se:

$$CENDi = CI_f + CI_{qti} + CI_{delT} \quad \text{onde:}$$

a) CI_f é a Parcela Fixa

É composta pela amortização de fontes de energia que possam ser utilizadas como alternativa do fornecimento principal, tais como grupos motor-gerador, baterias, turbinas a gás, e instalações especialmente dedicadas à proteção contra danos causados por interrupções tais como iluminação de emergência, dispositivos para interromper processos industriais voltados para minimizar prejuízos no caso de falta de fornecimento, sistemas de supervisão e monitoramento. A esses custos devem ser acrescidos os custos de manutenção desses equipamentos, quer sejam para mantê-los em *stand-by*, como é o caso de geradores quer seja para garantir o funcionamento adequado dos sistemas de monitoramento.

Formalmente:

$$CI_f = CG + CP + C(O\&M)$$

onde:

- CG é custo de amortização anual do investimento da fonte alternativa de fornecimento geradores ;
- CP é custo de amortização anual instalações especialmente dedicadas à proteção contra danos causados por interrupções e;
- C(O&M) é o custo de operação e manutenção anual dos dois itens acima.

b) CI_{qti} é a Parcela Proporcional à Quantidade de Interrupções

Esta parcela é representada pelo custo de reparo dos equipamentos e instalações que devem ser reparados ou substituídos a cada interrupção como, por exemplo, válvulas injetoras desprotegidas nas quais o material fundido se solidifica quando há uma falta intempestiva de energia .

Formalmente:

$$CI_{qti} = (CRP + CSU) * QI_{ti} \quad \text{onde :}$$

- CRP é o custo de reparo por interrupção ;
- CSU é o custo de substituição de equipamentos por interrupção e;
- QI_{ti} é a quantidade de interrupções anuais.

c) $CI_{\Delta T}$ é a Parcela Dependente da Duração de cada Interrupção e da Expectativa de Interrupções

Esta é a parcela que apresenta o cálculo mais complexo, pois é constituída da somatória com tantas parcelas quantas interrupções e durações que se espera que ocorram no período de estudo (em geral um ano):

$$CI_{\Delta T} = \sum_i^{Q_{ti}} [CPP + CROP + CHH + CMP + CPE + CPA + CINF + CEXTRA]$$

A cada uma das interrupções estão associados os seguintes oito termos, todos dependentes da duração de cada interrupção:

- CPP é o custo de perda da produção, sem possibilidade de reposição, causada pela paralisação do processo industrial, em que as máquinas ficam sem energia durante o período em que persiste a interrupção do fornecimento. Esta parcela é função do custo unitário do produto afetado, da quantidade produzida por unidade de tempo e apresenta uma saturação em função da capacidade de produção da indústria e dos segmentos de processos afetados;
- CROP é o custo de retomada da produção após uma parada intempestiva provocada por uma interrupção de fornecimento, envolvendo o tempo que a empresa leva para retomar o ritmo normal da produção para reprogramação da produção, preparo de equipamentos, limpeza de resíduos, reposição de ferramentas, aferição de padrões e outros;

- CHH é o custo das horas extras necessárias para a reposição de parte (ou totalidade) da produção afetada por perda da produção causada pela paralisação do processo industrial, em que as máquinas ficam sem energia durante o período em que persiste a interrupção do fornecimento. Esta parcela é função do custo médio horário dos funcionários envolvidos na produção, e apresenta uma saturação em função da capacidade de mobilização de pessoal;
- CPE é o custo dos produtos que estavam em processo de produção e devem ser refugados pelo fato de ter havido uma interrupção de energia, como por exemplo a interrupção do processo de pasteurização de alimentos. Esta é uma parcela que também apresenta uma saturação no valor superior;
- CMP é o custo da matéria prima estocada, que deve ser refugada pelo fato de ter havido uma interrupção de energia, como por exemplo produtos perecíveis na indústria de alimentação. Esta é uma parcela fortemente influenciada pela duração da interrupção e, evidentemente, pelo tipo de atividade. Também neste caso observa-se uma saturação no valor superior;
- CPA é o custo dos produtos que já tinham sido produzidos, estão estocados e devem ser refugados pelo fato de ter havido uma interrupção de energia, como por exemplo produtos lácteos. Esta é uma parcela que também apresenta uma saturação no valor superior;
- CINF é o custo da perda de informação em processos industriais que requerem a recepção de medições, de sinais ou de processamentos de informações em instalações que não dispõe de *no break* . A saturação desse custo é o preço de uma instalação de *no break*;
- CEXTRA é o custo de perdas não contabilizadas nas parcelas anteriores como por exemplo : danos ao meio ambiente em indústria farmacêutica,

indenização a cliente por danificar o produto em lavanderia, atrasos no despacho de malotes em instituição financeira ou ainda perdas pouco tangíveis como perda de credibilidade junto a clientes.

Cada uma dessas oito parcelas pode ser representada por uma função logística, por exemplo, cujos três parâmetros que a caracterizam são definidos por convenientes ajustes, como regressão pelo método dos mínimos quadrados, a partir dos elementos levantados em campo pela aplicação dos questionários e que resultam em valores como aqueles calculados no exemplo apresentado no Anexo 3.

4.5.2.2 Consumidores Comerciais

Os consumidores comerciais são classificados quanto à natureza da atividade e principalmente quanto ao seu porte havendo, à semelhança dos consumidores industriais, três naturezas de parcelas na composição do CENDc:

- a) uma parcela fixa, em geral anual, que representa a amortização e manutenção dos investimentos referentes à equipamentos motivados pela presença de interrupções de fornecimento,
- b) outra parcela que varia linearmente com a quantidade de interrupções no período de observação, em geral um ano e;
- c) e finalmente, uma parcela, composta por vários termos, que é função da duração da interrupção e, evidentemente da expectativa de interrupções que ocorre no período de observação, em geral um ano.

Como na categoria industrial, as parcelas b e c do CENDc também são função do instante em que ocorre a interrupção (hora do dia e sazonalidade).

Formalmente, tem-se:

$$\text{CENDc} = \text{CC}_f + \text{CC}_{\text{qti}} + \text{CC}_{\text{delT}} \quad \text{onde:}$$

a) CC_f é a Parcela Fixa

É composta pela amortização de fontes de energia que possam ser utilizadas como alternativa do fornecimento principal, tais como grupos motor-gerador, baterias, turbinas a gás, e instalações especialmente dedicadas à proteção contra danos causados por interrupções tais como iluminação de emergência e sistemas de supervisão e monitoramento. A esses custos devem ser acrescidos os custos de manutenção desses equipamentos, quer sejam para mantê-los em *stand-by*, como é o caso de geradores quer seja para garantir o funcionamento adequado dos sistemas de monitoramento.

Formalmente:

$$CC_f = CG + CP + C(O\&M) \quad \text{onde:}$$

- CG é o custo de amortização anual da fonte alternativa de fornecimento por meio de geradores ;
- CP é o custo de amortização anual de instalações especialmente dedicadas à proteção contra danos causados por interrupções e;
- C(O&M) é o custo de manutenção anual dos dois itens acima.

b) CC_{qti} é a Parcela Proporcional à Quantidade de Interrupções

Esta parcela é representada pelo custo de reparo dos equipamentos e instalações que devem ser reparados ou substituídos a cada interrupção. Embora não seja usual danos sistemáticos é comum haver eventuais queimas ou prejuízos decorrentes do *cold start*, como por exemplo queima de compressores de refrigeração.

Formalmente:

$$CC_{qti} = (CRP + CSU) * QI_{ti} \quad \text{onde:}$$

- CRP é o custo médio estimado de reparo por interrupção;

- CSU é o custo médio estimado de substituição de equipamentos danificados
- $Q_{I_{ti}}$ é a quantidade de interrupções anuais.

c) $CC_{\Delta T}$ é a Parcela Dependente da Duração de cada Interrupção e da Expectativa de Interrupções

Como nos consumidores industriais, esta é a parcela que apresenta o cálculo mais complexo pois é constituída da somatória de tantas parcelas quantas interrupções se espera que ocorram no período de estudo (em geral um ano):

$$CC_{\Delta T} = \sum_i^{Q_{ti}} [CVNR + CHH + CPE + CMP + CINF + CEXTRA]$$

A cada uma das interrupções estão associados os seguintes seis termos, todos dependentes da duração de cada interrupção:

- CVNR é o custo de perda de vendas não realizadas durante o período em que persiste a interrupção do fornecimento. Esta parcela pode ser estimada em função do faturamento médio para o período e apresenta uma saturação em função das expectativas mais otimistas;
- CHH é o custo das horas extras necessárias para a realização de atividades prejudicadas durante o período em que há a interrupção do fornecimento. Esta parcela é função do custo médio horário dos funcionários envolvidos na produção, e apresenta uma saturação em função da capacidade de mobilização de pessoal;
- CPE é o custo dos produtos que devem ser refugados pelo fato de ter havido uma interrupção de energia, como por exemplo a perda de refeições em preparação em um restaurante. Esta é uma parcela que também apresenta uma saturação no valor superior;

- CMP é o custo da matéria prima estocada que deve ser refugada pelo fato de ter havido uma interrupção de energia, como por exemplo produtos perecíveis em refrigeração prejudicada pela falta de energia. Também neste caso observa-se uma saturação no valor superior;
- CINF é o custo da perda de informação de processamentos de dados ou outros processos que não dispõe de *no break* . A saturação desse custo é o preço de uma instalação de *no break* ;
- CEXTRA é o custo de perdas não contabilizadas nas parcelas anteriores como por exemplo : furtos, perda de credibilidade, desconforto a clientes, etc.

Cada uma dessas seis parcelas pode ser representada por uma função logística, por exemplo, cujos três parâmetros que a caracterizam são definidos por convenientes ajustes, como regressão pelo método dos mínimos quadrados, a partir dos elementos levantados em campo pela aplicação dos questionários que resultam nos valores calculados (anexo 3).

4.5.2.3 Consumidores Residenciais

Os consumidores residências são classificados por meio de três atributos: o nível de consumo (Con), a classe de renda (Ren) e a localização (urbano ou rural, U/R). Foram utilizados dois modelos alternativos para o cálculo do CENDr de consumidores residenciais, descritos a seguir:

- a) **Modelo 1** , que faz uso das informações diretas de custos obtidas pelo questionário, cuja vantagem é permitir a obtenção dos custos de interrupção por elementos de custo, embora não permita avaliar custos de natureza psicológica, tais como: desconforto, perda de lazer, etc. Nesse modelo, o CENDr é composto por três parcelas:

- a1) uma parcela fixa, em geral anual, que representa a amortização e manutenção dos investimentos referentes à equipamentos motivados pela presença de interrupções de fornecimento;
- a2) outra parcela que varia linearmente com a quantidade de interrupções no período de observação, em geral um ano;
- a3) e, finalmente, uma parcela composta, que é função da duração da interrupção e, evidentemente da expectativa de quantidade de interrupções que ocorre no período de observação, em geral um ano.

Formalmente, para um consumidor classificado conforme apresentado (Con, Ren, U/R) o CEND em um determinado instante (hora do dia e sazonalidade) é:

$$CEND_r = CR_f + CR_{qti} + CR_{delT} \quad \text{onde:}$$

- a. CR_f - Parcela Fixa

É composta pela amortização de fontes de energia que possam ser utilizadas como alternativa do fornecimento principal, tais como grupo motor-gerador usualmente presente em condomínios e instalações especialmente dedicadas à proteção contra danos causados por interrupções tais como iluminação de emergência. A esses custos devem ser acrescidos os custos de manutenção desses equipamentos, quer sejam para mantê-los em *stand-by*, como é o caso de geradores, quer seja para garantir o funcionamento adequado dos sistemas.

Formalmente:

$$CR_f = CG + CP + C(O\&M) \quad \text{onde:}$$

- CG é custo de amortização anual da fonte alternativa de fornecimento geradores ;

- CP é custo de amortização anual instalações especialmente dedicadas à proteção contra danos causados por interrupções e;
- C(O&M) é o custo de manutenção anual dos dois itens acima.

b. CR_{qti} - Parcela Proporcional à Quantidade de Interrupções

Esta parcela é representada pelo custo de reparo dos equipamentos e instalações que devem ser reparados ou substituídos a cada interrupção. Embora não é usual a verificação de danos sistemáticos é comum haver eventuais queimas ou prejuízos decorrentes do “cold start”, como por exemplo queima de compressores de refrigeração ou de algum outro eletrodoméstico.

Formalmente:

$$CR_{qti} = (CRP + CSU) * QR_{ti} \quad \text{onde :}$$

- CRP é o custo médio estimado de reparo por interrupção;
- CSU é o custo médio de substituição de eletrodomésticos ou de algum equipamento de trabalho, por interrupção
- QR_{ti} é a quantidade de interrupções anual.

c. $CR_{\Delta T}$ - Parcela Dependente da Duração de cada Interrupção e da Expectativa de Interrupções

Esta parcela representa o custo direto de produtos estocados deteriorados ou estragados pela interrupção, como por exemplo: carnes, leite e demais alimentos conservados em meio frio que perdem valor devido à interrupção de energia.

$$CR_{\Delta T} = CMP + CPE \quad \text{onde:}$$

- CPE e CMP são os custos dos produtos estocados ou matéria prima estocada, respectivamente, que devem ser refugados pelo fato de ter havido uma interrupção de energia com uma determinada duração em cada uma das interrupções esperadas no período de estudo. Também neste caso observa-se uma saturação no valor superior, podendo ser representada por uma curva logística cujos três parâmetros que a determinam são definidos por convenientes ajustes, por exemplo, pelo método dos mínimos quadrados, a partir dos elementos levantados em campo pela aplicação dos questionários.

b) Modelo 2, que obtém o custo de interrupção dos consumidores residenciais, de forma indireta, a partir da disposição a pagar (DPG) dos usuários para evitar os prejuízos e demais resultados indesejáveis das interrupções. A vantagem deste Modelo sobre o primeiro é a captação dos custos subjetivos (desconforto, medo do escuro, perda de lazer e outros aspectos psicológicos), enquanto que a desvantagem é não captar os elementos de custos de forma desagregada (perda de produtos estocados refrigerados, gastos com reparos ou substituição de equipamentos danificados, etc.).

Esse Modelo se fundamenta na teoria da demanda e da escolha e consiste em aplicar a técnica de entrevista tipo *referendum*, de onde resulta o valor, em R\$, que o entrevistado, classificado em famílias de atributos socioeconômicos semelhantes, pagaria para evitar a atual situação de interrupções em favor de outra situação proposta. Assim por exemplo, haveria o questionamento se o entrevistado pagaria R\$ 5,00 por mês adicionalmente à sua conta de energia para passar do **cenário atual**, caracterizado, por exemplo, por 2 interrupções por mês de 30 minutos para outro, onde há uma interrupção de 15 minutos por mês.

O fundamento teórico desse modelo, em linhas gerais, pode ser descrito pelos seguintes conceitos;

- respeitando a sua restrição orçamentária, o consumidor busca sua *satisfação* máxima adquirindo uma cesta de produtos. Assim, a cada valor de gasto para aquisição da cesta corresponde um nível de *satisfação*

- dada uma cesta de produtos, cada um com a sua correspondente quantidade e preço, o consumidor pode aumentar (ou diminuir) a quantidade de cada um desses produtos, diminuindo (ou aumentando) a quantidade de outro produto, dedicando maior parcela de seu orçamento àqueles produtos que lhe dão mais *satisfação* em detrimento dos outros que lhe dão menos. Como cada um dos produtos oferece diferentes níveis de utilidade (ou *satisfação*), há uma combinação de quantidades ótimas de cada produto, de forma que a utilidade (ou *satisfação*) total associada ao orçamento disponível seja ótima. A determinação dessas quantidades ótimas corresponde à situação em que os ganhos marginais de utilidade (ou *satisfação*) relativos a cada um dos produtos da cesta sejam iguais.

- quando um consumidor é inquirido se está disposto a pagar um valor adicional e o aceita para receber um maior nível de qualidade (continuidade) de fornecimento de energia e aceita, significa que haverá um ganho (de *satisfação*) no “produto” continuidade de fornecimento de energia elétrica, que pode ser avaliado pela diferença entre essa *satisfação* e aquela referente valor adicional que está disposto a pagar. O maior valor que o consumidor se dispõe a pagar é aquele que compensa a diminuição de *satisfação* por gastar mais com energia elétrica com o aumento de *satisfação* que obterá com o aumento da continuidade do fornecimento. Nestas condições há, portanto, a manutenção do orçamento e do mesmo nível de utilidade (ou *satisfação*), uma vez que o ganho de *satisfação* obtido da diminuição dos prejuízos é compensado pelo valor da “disposição a pagar” a mais pelo fornecimento de energia com menos interrupções;

A avaliação da DPG é realizada através de ajustes de funções que correlacionam os valores obtidos pelos questionários aplicados na amostra, por exemplo, pelo

método dos mínimos quadrados, estratificada conforme os atributos sócio-econômicos classificatórios dos consumidores.

A aplicação do questionário utilizando a técnica de referendun consiste em estabelecer um ou mais cenários de continuidade de fornecimento, que será(ão) oferecido(s) ao entrevistado alternativamente à situação atual, considerando que o cliente possa avaliar, em R\$, a percepção da melhora de continuidade pela aplicação desse(s) novo(s) cenário(s) . Assim, é previamente construída uma árvore de perguntas que leva o entrevistado a revelar sua preferência como:

“Você estaria disposto a pagar algo mais para diminuir o nível de interrupções de fornecimento de energia ?”. Se afirmativo, a questão seguinte seria, “O índice de interrupção médio nesta região é de n interrupções por mês com duração média de t minutos, você se pagaria X reais para melhorar esses índices para, n_1 e t_1 , respectivamente?”

Os índices , n_1 e t_1 caracterizam um dos cenários propostos. Conforme sejam as respostas, as perguntas seguintes propõem valores maiores ou menores de pagamentos adicionais ou, conforme o caso, a proposta de aceitação de outros cenários. O encadeamento de perguntas, conforme as respostas que vão sendo oferecidas determina o cenário e o valor da disposição a pagar (DPG) do cliente. Evidentemente, quanto mais cenários e quantidade de valores alternativos de DPG, maior deve ser a amostra e maior será a precisão dos resultados.

O objetivo é conhecer o maior (ou menor) valor de DPG que mantém o mesmo nível de utilidade (ou *satisfação*) do cliente para um determinado cenário melhor (ou pior) do que o atual. A pesquisa informa também a proporção de consumidores da amostra que se dispõe a pagar a mais do que paga atualmente, por um aumento de continuidade, face àqueles que não pagariam quantias adicionais para algum melhoramento.

Considerando que as variáveis explicativas da Utilidade $U(i)$ da energia elétrica são preço e renda e ainda que, a função que expressa essa dependência é um polinômio do tipo ;

$$U_{in} = \alpha + \beta * P_i + \theta * Y_n \quad \text{onde:}$$

- $Y(n)$ é a renda do cliente
- $P(i)$ preço a ser pago pelo cliente n para obter o cenário i
- α, β, θ são os parâmetros de ajuste da função

$$U(\text{atual}, n) = \beta \times P(\text{atual}) \quad \text{onde:}$$

- $P(\text{atual})$ preço a ser pago pelo cliente n para permanecer no cenário atual

Como, por hipótese da pesquisa de $P(i)$, $U(i, n) = U(\text{atual}, n)$ vem que:

$$DPG(i, n) = P(i) - P(\text{atual}) = [-\alpha - \theta Y_n] / \beta$$

Com isso é possível se obter a disposição a pagar dos vários consumidores, nos diversos cenários.

O Anexo 1 apresenta outros elementos sobre os fundamentos teóricos que suportam o Modelo 2 de avaliação do custo de interrupção do fornecimento para consumidores residências e o Anexo 3, apresenta um exemplo de aplicação com valores calculados pelos dois métodos.

4.5.3 Projeção do Custo da Energia Não Distribuída

Em todas as modalidades de consumo, quer seja industrial, comercial ou residencial têm se observado importantes mudanças nas aplicações da energia elétrica, ora motivadas pelo fator ambiental, que impõe severas restrições à utilização de grande maioria de fontes primárias para geração de energia, pressionando a conservação e eficiência do uso da energia e ora pelo avanço tecnológico que impulsiona a produtividade incentivada pela alta competitividade.

Nesse quadro, é de se esperar que a energia elétrica tenda a ser um bem cada vez mais precioso, ensejando o aumento de eficiência e de racionalidade na sua utilização.

Com isso, o custo da energia não distribuída tende a aumentar.

Para identificar e quantificar esse comportamento, o modelo previsto neste trabalho para o cálculo da END, prevê um coeficiente de ajuste K_{efic} que aumenta cada um dos valores de CEND calculados, ao longo do tempo, por meio de uma função exponencial que eleva o valor atual tendendo assintoticamente para um valor de saturação. Esse valor limite é determinado pelo valor de *benchmarking* da categoria/atividade do CEND correspondente. Assim, por exemplo, em se tratando da atividade industrial do setor automobilístico, há de se identificar o CEND associado aos consumidores na fronteira de uso racional de energia e de tecnologia e com base neles, estabelecer o *benchmarking* (B_{efic}) dessa categoria/atividade. Evidentemente não é possível projetar *benchmarking* quando não se dispõe de consumidores com uso da energia sem costumes padrão.

Assim sendo, o modelo proposto prevê que deve ser determinado o limite de saturação do $\text{CEND}_{\text{efic}}$ e a constante de tempo T_{efic} para a função “aumento do CEND” para cada categoria/atividade:

$$K_{\text{efic}} = B_{\text{efic}} \times (1 - e^{-(t/T_{\text{efic}})})$$

Esse fator deve afetar parcelas que compõe o CEND industrial, comercial e residencial

susceptíveis à eficiência energética e ao avanço tecnológico tais como:

- no CENDi , as parcelas: CRP, CSU, CPP ,CROP, CHH, CPE, CPA, CMP, CINF e CEXTRA
- no CENDc , as parcelas : CNVR , CHH, CMP ,CPE, CINF
- no CENDr , as parcelas : CRP, CSU, CMP, CPE

Portanto, em um estudo de planejamento em que se considera um período de análise do ano zero ao ano horizonte, o CEND evolui, sendo afetado pelos coeficientes K_{efic} de cada categoria/atividade.

4.5.3 CEND do lado do Supridor

Definido um sistema de potência com sua topologia, suas características técnicas dos equipamentos e instalações, bem como seus despachos de geração e cargas, o prejuízo básico e objetivo que a concessionária realiza quando há um corte intempestivo de carga é a diferença entre a perda de faturamento referente à diminuição de fornecimento e o custo da energia que deixou de ser comprada ou gerada. Formalmente é:

$$CENDsis = [CVen - CCom] \times EC \quad \text{onde:}$$

CENDsis é o custo da energia não distribuída da concessionária
CVen é o custo de venda da energia cortada
CCom é o custo de compra da energia cortada
EC é a energia cortada

Evidentemente, as estruturas tarifárias associadas a cada consumidor atendido em cada barra do sistema onde houve o corte, bem como o gasto com tarifa de suprimento da fonte que diminuiu em virtude do corte, determinam para cada barra e mesmo para cada instante a intensidade de corte e o custo da energia não distribuída do lado da concessionária.

Há outros custos envolvidos, como diminuição de perdas e outros eventuais associados às instalações que deixam de operar durante a interrupção, mas estes custos, talvez pouco influentes, também podem ser levantados.

Cabe lembrar que esses custos podem ser associados ao aumento da confiabilidade do fornecimento de energia, decorrentes do processo de planejamento, de projeto propriamente dito, de operação e de manutenção.

4.5.5 Composição do CEND de cada Categoria/Atividade

A determinação da CEND para cada uma das categorias e atividades se fundamenta em modelo matemático e tratamento estatístico de elementos amostrais selecionados e coligidos em campo por meio da aplicação de questionários específicos para cada uma das categorias: industrial, comercial e residencial.

Do universo de consumidores residenciais e comerciais de baixa tensão de uma região é extraída uma amostra que possa representar adequadamente o seu comportamento, considerando a estratificação em diferentes faixas de consumo e renda. Para tanto, são utilizadas técnicas de pesquisa de campo, envolvendo a promoção de grupos de foco (pesquisa qualitativa) que interagem com os gestores da pesquisa, com o objetivo de motivar a comunidade a ser pesquisada e refinar os questionários que orientam as entrevistas.

Os grandes consumidores comerciais e industriais são tratados de forma personalizada, entrevistando-se os representantes de cada família de atividades presentes na amostra. Os consumidores mais importantes pelo porte e/ou pela sensibilidade à falta de continuidade de fornecimento devem ser entrevistados individualmente.

Os resultados da campanha de entrevistas devem ser tabulados e classificados conforme as categorias e atividades, como no exemplo citado em [32] em que se observa:

a) categoria residencial

- a1) alta renda
 - consumo mensal > 1500 kWh
 - consumo mensal entre 900 kWh e 1500 kWh
 - consumo mensal entre 700 e 900
- a2) renda média
 - consumo mensal > 700 kWh
 - consumo mensal entre 500 kWh e 700 kWh
 - consumo mensal entre 300 e 500 kWh
- a2) baixa renda
 - consumo mensal > 300 kWh
 - consumo mensal entre 100 kWh e 300 kWh
 - consumo mensal < 100 kWh

- b) categoria comercial - bares e restaurantes
- concessionárias de automóveis
 - supermercados
 - bancos
 - etc.

- c) categoria industrial – alimentos
- metalúrgicas
 - petroquímicas
 - etc.

São utilizadas informações de cada um desses conjuntos para determinar os parâmetros das funções que expressam o CENDi, o CENDc e o CENDr associados a cada uma das categorias/atividades em função do horário do dia e da sazonalidade, conforme modelo proposto anteriormente.

4.5.5.1 Pesquisa e Questionário

A pesquisa de campo para o levantamento dos elementos amostrais nos quais se fundamenta o custo da interrupção de energia, é realizada por meio da aplicação de questionários aos três segmentos mais significativos do mercado consumidor, quais sejam: residencial, comercial e industrial e se desenvolve nos seguintes segmentos básicos, tratados à seguir :

- Definição do universo e determinação da amostra;
- Elaboração dos questionários;
- Aplicação do questionário, consistência e conclusões.

4.5.5.2 Definição do universo e determinação da amostra

A amostra de consumidores objeto dos questionários deve ser definida de forma a representar, o mais fielmente possível, o universo analisado.

Atributos importantes para caracterizar o impacto da interrupção em consumidores residenciais são o nível de renda, que pode ser estimado pelo patamar de consumo e a população das cidades que constituem a amostra (ambiente urbano), bem como o histórico de interrupções que pode ser avaliado pelo DEC (duração equivalente de interrupções) e FEC (frequência equivalente de interrupções). Dessa forma deverá haver o cuidado na seleção da amostra com quantidade proporcional de representantes com esses atributos, em relação ao universo, principalmente com o produto DEC x FEC, para não onerar o processo com excesso de estratificações.

Por exemplo, para a determinação da amostra de uma região constituída por várias cidades de portes diferentes (A,B,C e D) e com diversos padrões de atendimento (DEC e FEC) , estabelece-se um intervalo de confiança (por exemplo de 95%) que determina o tamanho da amostra (por exemplo de 500 consumidores), supondo-se uma distribuição de probabilidade conhecida. A seguir, sorteia-se uma quantidade de consumidores pertencentes às cidades, conforme a proporcionalidade do porte, para refletir a mesma estratificação do universo.

Conhecidos os consumidores, verifica-se se o produto DEC x FEC da amostra é semelhante ao do universo, se afirmativo, a amostra atende às condições pré-estabelecidas, senão procede-se a outro sorteio, até se obter uma aproximação conveniente. As tabelas abaixo , extraídas da ref . [32], ilustram esse procedimento.

Tabela 4.1: Exemplo de estratificação do universo de clientes residenciais

Porte da cidade	Número de Clientes Residenciais
A	Mais de 30.000
B	De 10.000 a 30.000
C	De 4.000 a 10.000
D	Menos de 4.000

Fonte: Ref [32]

Tabela 4.2 Exemplo de quantificação da amostra

Faixa	População de Clientes Residenciais	Qtd de Cidades	Qtd de Clientes por Cidade	Qtd Total de Clientes
A	Mais de 30.000	3	50	150
B	de 10.000 a 30.000	3	50	150
C	de 4.000 10.000	4	25	100
D	Menos de 4.000	5	20	100
TOTAL		15	--	500

Fonte: Ref [32]

A amostra de consumidores comerciais deve respeitar, como nos residenciais, os atributos que determinam o impacto da interrupção, destacando-se a atividade de comércio desenvolvida e o porte do estabelecimento (pelo seu consumo e tensão). Parâmetros iniciais de orientação podem ser utilizados, como, por exemplo, a participação do consumo

comercial no montante total do mercado pesquisado. A amostra referente ao pequeno comércio obedece, via de regra, as mesmas diretrizes de formação da amostra residencial, enquanto que o comércio de porte médio e grande deve ser cuidadosamente analisado conforme seus ramos de atividades, independentemente da proporcionalidade no universo analisado.

A amostra de consumidores industriais deve contemplar todas as modalidades de atividades presentes no universo, inclusive o porte quando aplicável. Há casos onde a análise de um só representante do ramo de atividade é suficiente, como por exemplo, a indústria de alumínio. Em outros, é necessário verificar a tecnologia utilizada, além do porte que pode influir na economia de escala e capacidade de suportar interrupções. Outro fato importante é a utilização de outros energéticos diferentes da energia elétrica em indústrias de um determinado ramo de atividade, como por exemplo, o setor de cerâmica que pode utilizar tanto gás como energia elétrica. Os ramos de atividade, usualmente considerados são :

- Papel e Celulose
- Têxtil
- Alimentícia
- Química e Farmacêutica
- Metalurgia
- Automobilística
- Autopeças
- Mobiliário
- Alumínio
- Cerâmica
- Vidro
- Agro-indústria
- Eletroeletrônica
- Petroquímica

4.5.5.3 Elaboração dos Questionários

A cada um desses segmentos, residencial, comercial e industrial, é elaborado um questionário específico que busca respostas a questões que expressam o impacto da interrupção de energia elétrica, oferecendo elementos para a correspondente estimativa de custo. A base para elaborar essas perguntas finais é a Pesquisa Qualitativa, formada pelos grupos de foco representando: comércio, indústria, residências. O Grupo de Foco é, portanto, um conjunto de entrevistados pertencentes ao universo, com perfil de atributos semelhante àqueles da amostra, aos quais se submetem essas questões para complementá-las e respondê-las. Esta reunião é realizada na sede de associação de bairro ou num salão de eventos, onde é oferecido um coquetel precedido de uma preleção sobre o projeto para que a contribuição seja efetiva.

Os questionários requerem cuidado especial na aplicação, envolvendo aspectos do entrevistado como: nível de escolaridade, receptividade e compreensão das perguntas. Particularmente os questionários dirigidos ao consumidor industrial necessitam atenção pela complexidade técnica e caráter confidencial das respostas.

O Anexo 2 apresenta exemplos de questionários aplicados às categorias residencial, comercial e industrial.

Os questionários são constituídos de várias perguntas, cuja formulação é orientada para dar respostas a questões que caracterizam o impacto da interrupção de energia elétrica através de sua importância e custo. Essas questões são, por exemplo:

a) para consumidores residenciais, classificados em faixas de consumo mensal médio:

- Em que impacta mais, uma interrupção de energia (iluminação, telefone sem fio, segurança, perder horário, privação de lazer (ex.: TV, leitura), perda de alimentos refrigerados, etc).

- Quais as atividades são mais afetadas por uma interrupção de energia (assistir TV, lavar roupas em máquina, ler ou estudar, tomar banho, preparar comida, etc.).
- Quais aparelhos elétricos ou eletrônicos são mais susceptíveis ao dano por uma interrupção ou variação de energia?
- Uma interrupção de energia tem impacto diferente dependendo do horário, dia da semana ou mês do ano?
- Em que período do dia, do mês e do ano, uma interrupção de energia impacta mais e quando impacta menos?
- Você já sofreu algum dano decorrente da interrupção de energia? Se afirmativo, que tipo de dano ? Seria possível quantificar (em R\$) os prejuízos?
- Há diferença para você entre uma interrupção de 30 minutos ou três interrupções de 10 minutos cada uma?;
- As concessionárias de energia têm que investir para melhorar a continuidade do fornecimento, o que aumentará o valor de sua conta de luz . Você estaria disposto a pagar mais na sua conta de luz para minimizar as interrupções? Quanto?

É preciso lembrar que, se o consumidor cativo ainda não se considera um “cliente” e acha que os deveres são apenas da concessionária de energia elétrica, ele não responderá a essa última pergunta (conceito inconsciente de “monopólio”).

b) para consumidores comerciais:

- Qual o ramo de atividade de seu estabelecimento, quantidade de funcionários e faturamento mensal?
- Quais são as principais utilizações da energia elétrica em seu estabelecimento e qual a intensidade de consumo (Iluminação, Ventilação, Ar Condicionado, Refrigeração de Produtos, Preparação de Alimentos, Máquinas e Equipamentos, Telefonia, Segurança, Equipamentos de Escritório, Computadores, Elevador ou Escadas Rolantes, etc.)?
- Qual é a sua avaliação da qualidade da energia elétrica que lhe é fornecida, em função das suas necessidades? Por quê?

- Em que período do dia, dia da semana e mês impacta mais uma interrupção de energia?
- Quais os principais prejuízos que o seu estabelecimento tem com uma interrupção de energia elétrica de alguns minutos ou de uma hora no pior período indicado anteriormente? Se a interrupção for de três horas (atraso de produção e/ou entrega, perda de vendas, perda de clientes, perda de produtos, retrabalho, etc.)?
- Qual é a perda estimada de vendas que seu estabelecimento tem quando há uma interrupção de energia por uma hora, no pior período indicado anteriormente?
- Quando há uma interrupção de energia elétrica por uma hora, no pior período, é necessário pagar horas-extras a funcionários para recuperar o prejuízo? É possível quantificar esse valor?
- Quando falta energia, há prejuízo com perda de informações devido à utilização de sistemas de informática? É possível quantificar esse prejuízo?
- Quando há uma interrupção de energia elétrica por uma hora, no pior período, há prejuízo por perda de produtos? É possível quantificar esse prejuízo?
- Que outro tipo de prejuízo seu estabelecimento tem, além dos já comentados, quando falta energia por uma hora, no período crítico? É possível quantificar esse prejuízo?
- O seu estabelecimento sofre algum tipo de prejuízo quando há uma falta de energia fora do horário de funcionamento? Qual?
- Seus prejuízos devidos à falta energia seriam minimizados se a Concessionária de Energia avisasse com antecedência sobre as interrupções de fornecimento? Qual seria o mínimo período de antecedência conveniente?
- As concessionárias de energia têm que investir para melhorar a continuidade de fornecimento, o que aumentará o valor de sua “conta de luz”. Você estaria disposto a pagar mais na sua “conta de luz” para minimizar as interrupções? Quanto?

A validação dessas questões, como já foi dito, é feita pelo Grupo de Foco, seguido de um Projeto Piloto após a elaboração preliminar dos questionários quando então é consolidado o questionário final da pesquisa.

c) para consumidores industriais :

As questões integrantes do questionário podem encerrar especificidades inerentes da atividade industrial em foco e são de diversas naturezas, como:

- Dados cadastrais (perfil da empresa):

- Receita líquida;
- Folha de pagamento;
- Número de empregados;
- Valor dos estoques;
- Lucro líquido;
- Faturamento médio mensal líquido.

- Dados de produção:

- Número de horas trabalhadas;
- Turnos de trabalho;
- Produção física;
- Capacidade horária de produção da linha;
- Produção média mensal;
- Valor médio mensal dos estoques;
- Porcentagem adicional devido às interrupções.

- Dados de custos:

- Custo de geração própria de energia (aquisição e operação);
- Custo de proteção (aquisição) ou prevenção;
- Custo de reparos e substituição;
- Custo por produção interrompida ou perdida;
- Custo de produtos estragados em elaboração;

- Custo de matérias-primas e materiais secundários (insumos) estragados;
- Custo de retomada de produção;
- Custo de oportunidade (por exemplo – expansão parcial de alguma linha de produção);
- Custo de estoques;
- Custo de horas extras;

- Dados de tempos:

- Tempo médio de uso diário de equipamento;
- Tempo de utilização do equipamento de geração própria;
- Tempo de posse do equipamento de geração própria;
- Tempo de vida útil do equipamento de geração própria;
- Tempo máximo admissível para interrupção de maneira a não afetar os produtos em elaboração;
- Tempo máximo admissível para interrupção de maneira a não afetar os produtos acabados;
- Tempo máximo admissível para interrupção de maneira a não afetar matérias-primas e matérias secundárias (insumos);
- Tempo de retomada do processo produtivo.
- Tempo máximo do “no – break”, que garanta a não perda de dados ou trabalhos em computadores

- Dados quanto às interrupções (períodos e horários):

- Frequência de interrupções (manhã, tarde, noite e madrugada);
- Período do dia de maior incidência de transtorno (manhã, tarde, noite e madrugada);

- Período do ano de maior incidência de transtorno (janeiro, fevereiro, março, e etc.);
- Frequência de equipamentos que causam maiores transtornos nos meses mais críticos;
- Frequência de equipamentos mais usados para resolver os transtornos;
- Frequência de equipamentos mais sujeitos a danos (independente de sazonalidade ou horário);
- Frequência de escala de número de desligamentos e duração.

- Dados de qualidade:

- Prejuízo com aviso e sem aviso;
- Providência para enfrentar o problema;
- Resposta da Concessionária de energia local;
- Situação mais frequente que ocorre quando há interrupção de energia elétrica;
- Dificuldade para melhorar desempenho e encontrar seu custo de oportunidade, devido à falta de qualidade.

4.5.5.4 Aplicação do questionário, consistência e conclusões

Os questionários podem ser aplicados por diversos meios de comunicação, destacando-se a postagem aos consumidores da amostra, a internet, ou por entrevista presencial. Destaca-se que os questionários referentes aos grandes consumidores comerciais e industriais são usualmente aplicados por meio de entrevistas presenciais, devido à sua especificidade e complexidade.

As informações colhidas pelos questionários são tabuladas e analisadas para verificação de consistência e de expurgo de dados, se necessário, que possam comprometer a análise do mesmo pela imperfeição na aplicação do questionário, provocado por entendimento distorcido do entrevistado.

A seguir, os resultados das pesquisas das várias categorias presentes na amostra são objeto de estudo estatístico, obtendo-se os componentes do custo de interrupção classificados pelos correspondentes atributos, como por exemplo, classe de renda nos consumidores residenciais e ramo de atividade dos comerciais e industriais.

São ajustadas curvas de regressão avaliadas pelo método dos mínimos quadrados aos custos de interrupção, já classificados pelos seus atributos, testando-se as aderências resultantes de diversos tipos de funções, como ajuste linear, polinomial e logístico.

4.5.6 Composição do CEND para uma Barra do Sistema

Usualmente o custo da energia cortada ou não distribuída (CEND) é considerado, nos estudos de planejamento convencionais, representado por um mesmo valor para todas as barras, determinado a partir de uma estimativa do valor médio da região ou ponderado por tipo de carga.

Neste trabalho o cálculo da CEND em cada barra é realizado por meio do estabelecimento de uma função que compõe os custos de energia não distribuída de todas as categorias/atividades supridas pela barra em questão.

A metodologia para a determinação do custo da interrupção e cálculo do CEND, conforme mencionado anteriormente, de cada uma das categoria/atividade de consumo consideradas é fundamentada em pesquisas de campo e modelos teóricos que lançam mão de questionários e conceitos diversos (incluindo o de disposição a pagar), avaliando o prejuízo advindo da interrupção.

A cada uma das barras do sistema deve ser associada a correspondente composição de seus consumidores de forma agregada. A agregação em alimentadores ou subestações consumidoras pode facilitar ou mesmo flexibilizar estudos de corte de carga por meio da identificação e conseqüente hierarquia de corte de carga.

Em se tratando de variáveis discretas aleatórias tem-se uma distribuição de probabilidade dos valores da carga e correspondentes custos de interrupção, permitindo a introdução de fatores de risco nos estudos de corte de carga.

A título de ilustração, o gráfico a seguir mostra uma curva de custo da energia não distribuída associada a uma barra que atende um *mix* de cargas industriais, comerciais e residenciais, composta de acordo ao custo de interrupção da classe de mercado, número de clientes interrompidos de cada classe e respectivos montantes de energia (kWh) interrompidos.

Gráfico 4.1: Composição do CEND de uma Barra

Fonte: Ref [32]

4.6 Metodologia Proposta

Dado um sistema de potência operando numa determinada configuração topológica e de carga, ou seja, em um “estado” correspondente a um determinado ano de uma alternativa de evolução proposta, que atenda os critérios técnicos quando operando em condição normal, a questão central da metodologia é determinar o custo da aplicação de recursos operativos para resolver transgressões de critérios técnicos nas contingências por meio das seguintes etapas:

1ª Etapa: Definição das Contingências

Serão consideradas contingências com probabilidade de ocorrência superior a um limite pré-estabelecido P_{lim} .

A probabilidade uma ligação (linhas e transformadores) estar fora de operação pode ser calculada através da relação entre sua indisponibilidade esperada (produto da taxa de defeito, em vezes/ano pelo tempo de reparo, em horas) e a quantidade de horas de um ano.

Assim, as contingências simples ou múltiplas com probabilidade de ocorrência maior do que P_{lim} podem ser determinadas pelas combinações de eventos de saída de ligações, calculadas pela convolução das probabilidades de saída das ligações em questão e da operação das demais.

2ª Etapa: Análise do Comportamento do Sistema em Contingências

O comportamento de cada uma das n contingências identificadas na etapa anterior deve ser simulado, identificando-se as $n_{crit} < n$ que apresentam transgressões de critérios técnicos;

3ª Etapa: Caracterização dos Recursos Operativos

Nesta etapa são determinadas as barras nas quais pode haver corte de carga e bem como as centrais de geração onde pode haver redespacho e correspondentes

Funções de Custo de Corte CEND e de Despacho CRD. Também são identificadas as chaves (disjuntores) passíveis de mudança de estado;

4ª Etapa: Definição da Topologia

Nesta etapa são definidas as possíveis topologias através de uma tabela booleana onde figuram os possíveis estados das chaves que devem ser considerados. Para cada uma dessas configurações é realizada a 5ª Etapa descrita a seguir.

5ª Etapa: Otimização da Utilização dos Recursos Operativos

Nesta etapa são definidos onde devem ser aplicados os recursos operativos de corte e redespacho para sanar transgressões a critérios técnicos (sobrecargas ou tensões fora dos limites admissíveis). A configuração básica considerada é aquela definida pelo estado de chaves da etapa anterior.

Este é um problema de otimização onde:

a) função objetivo a ser minimizada é:

$$f_{x,\mu} = C_{per} \cdot \Psi_{per(x)} + \sum_{i=1}^n CEND_i * \Delta P_i * \Delta T + \sum_{ig=1}^{ng} CRD_{ig} * \Delta D_{ig} + PEN_x$$

b) as variáveis de estado da rede são :

$x = \{V, \theta\}$, sendo V, θ o módulo e o ângulo de tensão;

c) as variáveis de controle são :

$\mu = \{\Delta P_k, \Delta D_{ig}\}$, sendo ΔP_k a carga a ser cortada na barra k e ΔD_{ig} o incremento de potência gerada em ig

d) demais parâmetros:

$CEND_i$ - custo do corte de carga na barra i

CRD_{ig} - custo específico da variação de despacho de geração em i_g para a otimização

C_{per} = custo de perdas (R\$/MWh);

Ψ_{per} = valor das perdas da rede (MWh);

PEN = função de penalização por transgressão de critério de carregamento ou de tensão

ΔT = duração da interrupção

e) as variáveis P , V e Q estão sujeitas às restrições estabelecidas pelo equacionamento do fluxo de potencia :

$$P_i - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0$$

$$Q_i - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0 \quad i = 1, \dots, n$$

O algoritmo utilizado para o processo de otimização previsto no modelo é o algoritmo genético evolutivo, conforme descrição realizada anteriormente. Nesse algoritmo, são sorteadas aleatoriamente situações “sementes” de corte de carga e de despacho de geração e, a partir dessas, outras situações derivadas surgirão. Correspondentemente, vão sendo calculados os valores da função objetivo, que orienta a definição das situações derivadas até se obter a minimização. Uma vez alcançada essa otimização, são conhecidos os valores das cargas e dos despachos, o que permite o cálculo dos custos dos cortes e dos despachos que eliminam as transgressões, com custo mínimo.

6ª Etapa: Resultados e Composição de Custos

Após a realização da 5ª Etapa: Otimização da Utilização dos Recursos Operativos, para todas as possibilidades de topologias definidas na 4ª Etapa é selecionada aquela que resulta na situação mais econômica, considerando não só o custo de corte e redespacho determinado na 5ª Etapa como também os demais custos, como investimentos e operação.

4.7 Considerações sobre Cenários e Riscos

Como todo processo que envolve projeções e variáveis aleatórias, o planejamento da expansão do sistema tem natureza probabilística havendo, portanto, riscos implícitos na escolha da melhor alternativa de evolução do sistema por meio de métodos determinísticos.

A metodologia proposta para o cálculo do custo anual da utilização dos recursos operativos admite a inclusão de aspectos probabilísticos que permitem avaliar o risco associado à escolha de uma alternativa de evolução.

A fundamentação da avaliação proposta do risco reside no fato de identificar variáveis aleatórias de interesse e estimar a probabilidade de ocorrência de cada um dos valores dessas variáveis e, posteriormente, definir cenários e correspondentes probabilidades, considerando eventuais dependências entre essas variáveis aleatórias.

Em se realizando simulações para cada cenário ao qual está associada uma probabilidade, se obtém uma distribuição de resultados com as correspondentes probabilidades de ocorrência, o que permite estabelecer o risco de selecionar uma determinada alternativa.

A variável aleatória “carga” é muito importante e sua distribuição de probabilidade não apresenta dificuldade de obtenção.

Evidentemente, se houver grande quantidade de variáveis aleatórias será necessário recorrer a algum algoritmo conveniente e próprio para essa aplicação.

É interessante notar que, em se considerando a ocorrência de contingências e correspondentes custos de corte de carga como variáveis aleatórias haverá uma probabilidade de ocorrência do custo total de uma alternativa, que é composta por um custo de investimento e um custo de corte de carga, cada um deles com suas incertezas inerentes.

Assim, a Análise de Risco pode ser considerada no planejamento de várias maneiras, tais como [68, 69]:

- Risco de ocorrer falhas pela sua natureza ou origem, o que pode ser obtido por uma função de distribuição de falhas, classificadas por causa;
- Risco de não ocorrer o mercado previsto, o que pode ser expresso por uma função de densidade de probabilidade obtida, por exemplo, por modelos de rede neural como o SVM (Support Vector Machine) que, após aferição da rede, obtém-se a probabilidade de ocorrer ou não o valor previsto;
- Risco financeiro de não ocorrer o Valor Presente Líquido (VPL), que pode ser avaliado por medidas de dispersão como desvio padrão e coeficiente de variação, inclusive considerando os valores da TIR (Taxa Interna de Retorno) antes de eleger o cenário com menor risco e associando a ele uma probabilidade de ocorrência.

5. APLICAÇÃO DO MODELO

O estudo de caso contempla a configuração topológica do sistema de 14 barras do IEEE, que é usualmente utilizado para testes de metodologias e ferramentas de análise de sistemas. As cargas e os comprimentos das linhas foram arbitrados para efeito desta aplicação. Na rede de 14 barras há 3 geradores nas barras 3, 6 e 8 e também 2 pontos de suprimento, representados por geradores equivalentes, nas barras 1 e 2, suprindo uma rede que opera em 88 kV e 138 kV, cujo diagrama unifilar está apresentado na figura 5.1 .

Figura 5.1 Diagrama Unifilar 14 Barras IEEE

Os valores de despachos máximos de geração e de suprimento nas barras de interligação, bem como das demandas, em condição normal (MVA), estão na Tabelas 5.1 e os carregamentos máximos admissíveis nas linhas estão na Tabela 5.2.

Tabela 5.1 Capacidade de Geração e Cargas

Numero da Barra	Nome da Barra		Tensão (kV)	Capacidade de Geração ou Suprimento (MVA)	Carga P (MW)	Carga Q (MVAR)
	gerador	carga				
1	GG2		138	400		
2	GG1	GC7	138	150	33,8	19,8
3	GG4	GC9	88	100	146,4	29,6
4		GC6	138		74,5	-6,0
5		GC8	138		10,8	3,6
6	GG5	GC8	88	100	17,4	11,7
8	GG3		69	100		
9		GC6	88		46,0	25,9
10		GC14	88		19,2	6,4
11		GC13	88		5,5	2,9
12		GC10	88		9,5	2,5
13		GC11	88		21,0	9,0
14		GC12	88		19,2	6,4
Obs: Tem-se 50,9 MVAR de capacitores na barra 9						

Tabela 5.2 Dados limites de Linhas de Transmissão

Da Barra	Para Barra	Número do circuito	Tensão (kV)	Imáx (A)
2	3	1	138	400
2	4	1	138	330
2	5	1	138	400
1	5	1	138	400
1	2	1	138	400
1	2	2	138	400
4	5	1	138	330
3	4	1	138	400
6	12	1	88	150
12	13	1	88	150
13	14	1	88	150
6	13	1	88	250
10	11	1	88	150
6	11	1	88	150
9	10	1	88	150

5.1 Premissas e Critérios

Foram consideradas as seguintes premissas no estudo de caso:

- i. as tensões das barras devem permanecer dentro de limites pré-determinados de +/- 5% da tensão nominal, tanto em condição de operação normal como de contingência;

- ii. os carregamentos das linhas, apresentados na Tabela 5.2, não devem exceder o limite de projeto em condição de operação normal ou de contingência e, preferencialmente, não devem superar 70% desse valor, mantendo-se em situação de operação econômica;
- iii. o sistema deve suportar as contingências, cuja probabilidade de ocorrência por ano for igual ou superior a 0,2 % ;
- iv. à carga de cada uma das barras está associada uma função de CEND que, por simplicidade desta aplicação foi considerada um valor constante por barra;
- v. à geração está associada uma função de custo de despacho que, por simplicidade foi considerada um valor constante, limitado inferior e superiormente, conforme apresentado na Tabela 5.3 e Tabela 5.4;
- vi. por simplicidade não foram consideradas mudanças de topologia;
- vii foram considerados os seguintes parâmetros para linha de 138 kV :

- taxa de defeito : 0,2 def/ano/100km
- tempo médio de reparo : 2 h
- custo de linha : 150.000 R\$/km
- custo de entrada de linha: R\$ 250.000,00

Tabela 5.3 Limites de geração

Numero da Barra	Nome do gerador	Despacho em Condição Normal (MW)	Despacho Mínimo (MW)	Despacho Máximo (MW)	Custo de Despacho (R\$/MW)
1	GG1	100	0	100	180
2	GG2	65	0	80	190
8	GG3	40	0	80	220
3	GG4	96	0	100	280
6	GG5	40	0	80	240

Tabela 5.4 Cargas passíveis de corte

Numero da Barra	Nome do Carga	Carga P (MW)	Carga Q (MVAR)
4 e 9	GC6	120,5	19,9
2	GC7	33,8	19,8
3	GC9	146,4	29,6
12	GC10	9,5	2,5
11	GC13	21,0	9,0
10	GC14	19,2	6,4

5.2 Simulações Realizadas

No âmbito do planejamento da expansão do sistema em estudo foi considerado que há transgressão de critérios técnicos em uma determinada alternativa para atendimento da carga, quando o sistema opera durante a contingência da linha que conecta a barra 2 à barra 4 (LT 24-1), com 10 km de extensão, cuja probabilidade de ocorrência (0,2 vezes/ano/km) supera o limite pré-estabelecido .

Uma das soluções é a construção de um trecho de linha 138 kV, de 10 km que representa a duplicação da linha em contingência.

O problema que se coloca é a busca de outra solução mais econômica que permita o atendimento dessa contingência sem a construção dessa linha, utilizando recursos operativos.

A simulação da operação do sistema e o processo de otimização de cortes de carga e despachos foram realizados por meio da utilização do *software* SINAP, que aplica o método de Newton Raphson na solução de fluxo de potência e minimiza a função custo, utilizando algoritmo genético evolutivo. A função minimizada é a somatória dos custos de corte de carga e de variações de geração (despacho) considerando as restrições da Lei de Kirchhoff e dos critérios de tensão e de carregamento pré-estabelecidos. O custo das perdas foram desprezados para efeito de otimização de corte de carga e de despacho. Os resultados gráficos desse *software* , que estão apresentados à seguir, consideram a seguinte legenda:

- Tensões nas Barra:

$V_{pu} < 0,96$	Vermelho – valor crítico
$V_{pu} \geq 1,04$	Vermelho - valor crítico
$0,96 \leq V_{pu} < 0,98$	Amarelo – valor aceitável
$1,02 \leq V_{pu} < 1,04$	Amarelo – valor aceitável
$0,98 \leq V_{pu} < 1,02$	Verde – valor ideal

- Ligações (linhas e transformadores):

$Carregamento > 100\%$	Vermelho – valor crítico
$70\% \leq Carregamento < 100\%$	Amarelo – valor aceitável
$Carregamento < 70\%$	Verde – valor ideal

O processo de otimização consiste em iterações realizadas pelo algoritmo que, por meio das variáveis de avaliação, orientam a busca da solução, estabelecendo a cada passo um vetor de valores de corte de carga e despachos de geração. Esse vetor de valores é denominado indivíduo. Os indivíduos de um passo é produto do cruzamento de indivíduos dos passos anteriores. A quantidade de passos é função da quantidade de gerações de indivíduos, número de pais, número de filhos, taxa de mutação e taxa de cruzamento, que foram consideradas nesta aplicação com valores de 15, 4, 4, 1% e 0,8%, respectivamente.

5.3 Resultados Obtidos

A figura 5.2 apresenta o fluxo de potência em condição normal e a figura 5.3 o fluxo de potência com a contingência da linha barra 2 – barra 4 (LT 24-1), com a mesma condição de carga e de despachos de geração da condição normal observando-se, neste último, a ocorrência de sobrecarga na linha barra 4- barra 5 (LT 45-1). A figura 5.4 mostra o fluxo de potência otimizado pelo programa após a saída da LT24-1, onde se verifica que a sobrecarga na referida LT 45-1 foi sanada.

Figura 5.2 Fluxo de Potência em condição normal

Figura 5.3 Fluxo de Potência em condição de contingência LT 24-1

Figura 5.4 Fluxo de Potência após otimização

A Tabela 5.5 apresenta os valores de despacho de geração e de corte de carga obtidos para eliminar a sobrecarga da LT 45-1, a um custo mínimo dessas referidas providências operativas, que resultou em R\$.10.701,10/hora .

Observa-se que houve despacho total de 325,41 MW e redução de produção de 16 MW e, por outro lado, o corte de carga de 13 MW, dos quais cerca de 50% do corte foi da carga GC6.

Tabela 5.5 Resultados de Corte de Carga

Numero da Barra	Nome do Carga	Carga P (MW)	Carga Q (MVAR)	Custo de Corte (R\$/MWh)	Corte Ótimo p/Cotengenci da LT 24-1 (MW)	Custo de Corte Ótimo p/ Cotengencia da LT 24-1 (R\$)
4	GC6	74,5	-6,0	1800	4,54	8.172,00
2	GC7	33,8	19,8	1900	0,24	456,00
3	GC9	146,4	29,6	1200	3,40	4.080,00
12	GC10	9,5	2,5	680	1,48	1.006,40
11	GC13	5,5	2,9	600	2,10	1.260,20
10	GC14	19,2	6,4	540	1,24	669,20
Total					13,00	14.974,40

Tabela 5.6 Resultados de Despacho

Numero da Barra	Nome do gerador	Despacho Em Condição Normal (MW)	Despacho Mínimo (MW)	Despacho Máximo (MW)	Custo de Despacho (R\$/MWh)	Despacho Ótimo p/Cotengenci da LT 24-1 (MW)	Diferença de despacho (operação normal e contingência) (MW)	Custo de Despacho Ótimo p/ Cotengencia da LT 24-1 (R\$/h)
1	GG1	100,00	0	100	180	67,10	-32,90	-5.922,00
2	GG2	65,12	0	80	190	72,09	6,97	1324,30
8	GG3	40,00	0	80	220	78,00	38,00	8.360,00
3	GG4	96,20	0	100	280	63,19	-33,01	-9.242,80
6	GG5	40,00	0	80	240	45,03	5,03	1.207,20
Total		341,32				325,41	15,91	-4.273,30

A perda em condição normal é 11,52 MW e com corte de carga e novo despacho é 8,61 MW, dando uma diferença de 2,91 MW que, somado à carga cortada de 13,00 MW, resulta em **16 MW** (arredondamento).

5.4 Análises dos Resultados

Considerando os valores de taxa de falha (0,2 vezes/ano/km) e tempo de reparo (2h) da linha objeto da contingência estudada, observa-se que há expectativa de que o sistema opere durante 4 horas por ano nessa condição de emergência, visto que a linha tem 10 km. Isto significaria que o custo anual das providencias de corte de carga e de despacho de geração seria de 4h x R\$ 10.701,10 / hora que resulta em R\$.42.804,40/ano .

Por outro lado, o valor anual da alternativa de construção de um trecho de linha de 10 km em 138 kV seria de R\$ 255.882,00 , considerando o valor de R\$ 150.000,00/km para construção, duas entradas de linha de R\$ 250.000,00/unidade, fator de atualização do capital de 12%a.a. e vida útil de 25 anos.

Portanto, a alternativa de corte de carga e a correspondente adequação de despacho é mais econômica do que aquela que prevê a duplicação da LT 24-1.

Evidentemente o impacto do custo da alternativa de construção da linha deve ser vista no âmbito de todo o período de planejamento, mas a solução de utilização de recursos operativos pode ser mais econômica do que a de construção, como o é no ano analisado.

5.5 Estudo de Sensibilidade

Com o objetivo de avaliar a robustez da solução de corte e despacho de carga face à alternativa de construção da linha, foram realizadas algumas simulações variando-se os custos de corte (CEND) e mantendo-se as restrições de despacho. Os valores de CEND considerados nessas simulações foram 40%, 50% , 100%, 150%, e 200% dos custos de referência que são aqueles adotados no caso base mostrados na Tabela 5.5 na coluna “Custo de Corte (R\$/MWh)”.

Os gráficos das figuras 5.5 e 5.6 e tabela 5.7, apresentam os resultados referentes aos totais dos custos de despacho de geração e de corte de carga, onde se observa que o custo

total se eleva à medida que o CEND aumenta, uma vez que o esforço de despacho é limitado para a solução da sobrecarga. Verifica-se também que há uma saturação tanto no montante de carga cortada, quanto no total de despacho.

Tabela 5.7 Sensibilidade dos custos de operação, corte de carga c/ variação do CEND

		Alternat. CEND reduzida de 60%		AlternativaCEND reduzida de 50%		Caso Base CEND 100%		AlternativaCEND aumento de 50%		AlternativaCEND aumento de 100%	
Nome do gerador	Despa- cho em Cond. Normal	Desp. (MW)	Custo (R\$/h)	Desp. (MW)	Custo (R\$/h)	Desp. (MW)	Custo (R\$/h)	Desp. (MW)	Custo (R\$/h)	Desp. (MW)	Custo (R\$/h)
GG1	100	96,6	-612,	80,4	-3.528,	80,9	-3.438,	80,9	-3.443,	80,9	-3.438,
GG2	65,12	50,0	-2.872,	50,0	-2.872,	66,0	167,	66,0	167,	68,0	547,
GG3	40	36,8	-695,	39,0	-231,	38,7	-294,	38,5	-338,	39,0	-211,
GG4	96,2	68,0	-7.896,	95,6	-168,	95,0	-344,	95,6	-176,	95,7	-142,
GG5	40	19,3	-4.963,	22,0	-4.320,	21,2	-4.516,	21,0	-4.555,2	18,2	-5.232,
Tot.desp	341,32	271,0	-17.039,	287,0	-11.119,	301,7	-8.426,	301,9	-8.346,	301,8	-8.476,
Nome da Carga	Carga em Cond. Normal	Corte (MW)	Custo (R\$/h)	Corte (MW)	Custo (R\$/h)	Corte (MW)	Custo (R\$/h)	Corte (MW)	Custo (R\$/h)	Corte (MW)	Custo (R\$/h)
GC6	120,54	13,30	9.576,	20,57	18.513,	21,30	38.340,	21,14	57078,	20,50	73800
GC7	33,84	3,11	2.363,	3,99	3.790,	3,96	7.524,	3,97	11314,	3,95	15010
GC9	146,40	41,25	19.800,	19,88	11.928,	4,40	5280,	4,58	8244,	5,46	13104
GC10	9,48	2,58	701,	2,31	785,	2,30	1.564,	2,30	2346,	2,28	3100,
GC13	5,50	2,98	715,	1,13	339,	1,15	690,	1,16	1044,	1,15	1380
GC14	19,23	3,76	812,	2,62	707,	2,57	1.387,	2,60	2106,	2,57	2775,
Tot.carg	334,96	66,98	33.156,	50,50	35.355,	35,68	53.398,	35,75	80.026,	35,91	10916,9,
Total			16117		24236		44972		88479		100693

Figura 5.5 Redespacho e Corte de Carga

Figura 5.6 Custo de Redespacho e de Corte de Carga

6. CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

6.1 Conclusões

O modelo proposto representa um importante aperfeiçoamento ao processo de planejamento convencional na medida em que introduz recursos operativos que, a par de preservarem as folgas de operação que devem ser respeitadas, constituem uma eficiente alternativa em face de implementação de obras para a reserva de contingência.

Os recursos operativos de corte de carga, despacho de geração e de reconfiguração de rede, aplicados no processo de planejamento podem, à primeira vista, representarem a introdução de uma fragilidade no sistema porquanto, de certa forma, diminuem a flexibilidade operativa.

Uma análise mais profunda, porém, revela que a utilização criteriosa desses recursos representa não só a economia em instalações utilizadas para reserva de contingência, como também explora as folgas e fortalece os pontos críticos do sistema, na medida em que trata de forma qualitativa o corte de carga, respeitando as diferentes sensibilidades das cargas face à interrupção. Um sinal adequado para representar a qualidade no custo marginal da transmissão e distribuição, seria uma tarifa pela qualidade.

A concepção da solução proposta inclui uma detalhada metodologia para determinação do custo da energia não distribuída, de forma a permitir avaliação das diferentes sensibilidades das cargas em cada uma das barras do sistema. A metodologia proposta consiste na utilização de resultados de questionários específicos aplicados às diversas categorias de consumidores que utilizam a energia elétrica em suas várias atividades socioeconômicas.

Comentários sobre cenários e riscos envolvidos no planejamento complementam as considerações sobre o modelo proposto.

O estudo de caso realizado com o apoio do software de análise de redes SINAP [45] ilustra a aplicação da metodologia proposta, trazendo interessantes resultados e comentários, não obstante as limitação inerentes de um estudo de caso.

Não menos importante é a contribuição do modelo na otimização dos investimentos, considerando os desembolsos anuais, em face à sua importância para o atendimento do mercado, respeitando a individualidade do uso da energia elétrica nas várias modalidades que determinam a sensibilidade requerida.

Finalmente, a consideração dos recursos operativos proposta, levando em conta a análise quantitativa da sensibilidade das cargas, representa um novo critério de planejamento e projeto de sistemas, fundamentado em limites técnicos de carregamento e em preceitos regulatórios que inserem o modelo proposto na atual realidade do sistema elétrico brasileiro, onde o compromisso entre a remuneração de um ativo e o investimento prudente em novas instalações está permanentemente presente, ao lado da busca da eficiência pelo controlador da concessão.

6.2 Contribuições

As principais contribuições deste trabalho são:

- a) desenvolvimento de procedimento a ser integrado no processo de planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência e PIR (Planejamento Integrado de Recursos, que leva em conta o Meio Ambiente) que otimizam os investimentos em obras de reserva de capacidade na medida que propõe, alternativamente, a utilização de recursos de operação sem prejuízo das folgas de planejamento adequadas;
- b) modelo de exploração de recursos de corte de carga, reconfiguração de rede e despacho de geração como alternativa de novas instalações para fazer frente a eventos que caracterizam operação em contingência;

- c) modelo que inclui a consideração de critério de contingência para planejamento determinado pela probabilidade de ocorrência, dispensando a adoção do critério clássico N-1;
- d) proposta de modelo de avaliação quantitativa da sensibilidade de cargas no processo de planejamento;
- e) aperfeiçoamento das atuais metodologias de avaliação do custo de energia não distribuída com inclusão de aspectos que consideram a evolução desse custo face à racionalização e uso eficiente da energia;
- f) aplicação de algoritmo genético evolutivo na busca de despacho ótimo e corte de carga, como solução alternativa a obras de reserva em sistemas de potência.

6.3 Sugestões para Prosseguimento da Pesquisa

Durante o desenvolvimento desta tese alguns temas abordados sugerem pesquisas adicionais tanto para o aperfeiçoamento do modelo proposto como de assuntos correlatos, que podem ser objeto de outros estudos, dando prosseguimento a esta linha de pesquisa, como:

- a) introdução da representação probabilística do custo do corte de carga e da carga quando o sistema opera em contingência, para verificação do risco, associado ao evento e os custos decorrentes;
- b) aplicação do modelo proposto para determinar as probabilidades de ocorrência de contingência mais adequadas para especificação da substituição de obras de reserva de capacidade por recursos operativos tendo em vista a aplicação do procedimento convencional de planejamento;
- c) desenvolvimento de software para amplos testes de consistência do modelo proposto;
- d) aperfeiçoamento de modelo para cálculo do custo de despacho utilizado em planejamento;
- e) modelo para avaliação da folga de operação com vistas a incluir esse critério no processo de planejamento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] COPEL, Relatório CNPC-051-12/92, Documento 1 -- Diretrizes e Bases para o Desenvolvimento do Projeto da Pesquisa -- Dez/93;
- [2] ELETROBRÁS/GCOI, Relatório SCEL/GTAD – Relatório da Pesquisa sobre Custo de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica - 01/91;
- [3] ELETROBRÁS/GCOI, Principais Conclusões. Interpretações e aplicações da pesquisa sobre Custo de Interrupção (SCEL/GTAD - 01/92)
- [4] COPEL, Relatório CNPS - 02/94 -- Análise Estatística das Perturbações Ocorridas nos Sistemas de Geração e Transmissão da COPEL -- 1993;
- [5] ELETROBRÁS/GCOI, Relatório SCEL/GTAD - 03/93 -- Sistema de Avaliação de Desempenho (SAD)
- [6] G. Wacker & R. Billinton, Customer Cost of Electric Service Interruptions -- IEEE, Proceedings, vol. 77 nº. 6, Jun/89, pp. 919 - 930;
- [7] E. Wojczynski, R. Billinton & G. Wacker, Interruption Cost Methodology and Results -- A Canadian Commercial and Small Industry Survey -- IEEE TPAS, vol. PAS - 103, nº. 2, Fev/84, pp. 437 - 443;
- [8] W. T. Miller & D. G. Dawson, Cost of Unreliability to Customers – IEEE Transmission and Distribution - Jun/82, pp 56 - 60;
- [9] G. Wacker & Others, Interruption Cost Methodology and Results -- A Canadian Residential Survey -- IEEE TPAS, vol. PAS - 102, nº. 10, Out/83, pp. 3385 - 3392;
- [10] R. Lamedica, Dpto de Engenharia Elétrica , Universidade de Roma; G. Espósito, E. Tironi, D. Zaninelli, Depto de Engenharia Elétrica, Universidade de L'Aquila – A Survey on Power Quality Cost in Industrial Customers –IEEE Transactions PAS - 2001
- [11] Imre Gyuk, Sam Baldwin, Depto de Energia dos USA; H.L. Kristina, H.E. Joseph, Laboratório Nacional de Berkeley - USA: Understanding the Cost of Power Interruptions to U. S. Electricity Consumers - 2004
- [12] G. Wacker & R. Billinton, Farm Losses Resulting from Electric Service Interruptions -- A Canadian Survey -- IEEE TPWRS, vol. 4, nº. 2, Mai/89, pp. 472 - 478;

- [13] P. Kos, G. Wacker & R. Billinton, Cost of Electric Power Interruptions in the Agricultural Sector -- Statistical Analysis -- IEEE TPS, vol. 6, nº. 4, Nov/91 pp.1432 - 1438;
- [14] G. Tollefson, R. Billinton, G. Wacker & Others, A Canadian Customer Survey to Assess Power System Reliability Worth -- IEEE TPS, vol. 9, nº. 1, Fev/94, pp. 443 - 450;
- [15] G. Laturus, Politique d'EDF/GDF Services en Matière de Qualité de Fourniture dans le Domaine Rural -- RGE nº 1/91, Jan/91, pp. 19 - 24;
- [16] R. Juseret - Critères de Fiabilité Utilisés dans Différents Pays -- Electra, nº. 110, Jan/87, pp. 67 - 101;
- [17] S. Burns & G. Gross, Value of Service Reliability -- IEEE TPS, vol. 5, nº. 3, Ago/90, pp. 825 - 830;
- [18] W. P. Poore & Others, Consumer Interruption Costing for Reliability Cost/Benefit Evaluation -- IEEE TPAS, vol. 102, nº. 5, Mai/83, pp. 1361 - 1364;
- [19] A. M. Shaalan, Interruptions du Service Électrique: Conséquences et Évaluation des Coûts -- Electra, nº. 127, Dez/89, pp. 98 - 108;
- [20] A. Braz, C.J. Melhorn – A Evaluation of Energy Storage Techniques for Improving Ride through Capability for sensitive Customers on England – PQA Applications and Perspectives – May 1995
- [21] G. D. Westley, New Directions in Econometric Modeling of Energy Demand -- BID - Fev/92;
- [22] L. Goel & R. Billinton, A Procedure for Evaluating Interrupted Energy Assessment Rates in a Overall Electric Power System -- IEEE TPS, vol. 6, nº. 4, Nov/91, pp. 1396 - 1402;
- [23] L. Goel & R. Billinton, Cost/Benefit Approach in Generation, Transmission and Distribution System Planning -- 4th PMAPS, 1994, pp. 339 - 425;
- [24] ELETROBRÁS/GCOI, Relatório SCEL/GTAD - 04/93 -- Custo de Interrupção de Energia Elétrica. Investigações Adicionais -- Abril/93;
- [25] COPEL, DOP/SGO/DPEP, Análise de Confiabilidade do Sistema de Potência da COPEL -- Jul/94.
- [26] C. H. Negri de Magalhães & Allia - Bandeirante Energia, Custos de Interrupção de Fornecimento de Energia Elétrica - 1999;

- [27] C. H. Negri de Magalhães, César das Neves - Relatório Final da Avaliação do Custo Social da Interrupção na COPEL — Dez/94;
- [28] Leonard J. Kazmier, Estatística Aplicada à Economia e Administração — Ed. McGraw-Hill do Brasil (Coleção Schaum) — 1982;
- [29] Roger E. Kirk , Experimental Design: Procedures for the Behavioral Sciences — Ed. Baylor University — 1982;
- [30] Ambrose Goicoechea, Multiobjective Decision Analysis with Engineering and Business Applications — Ed. John Wiley & Sons — 1982;
- [31] Boot & Cox, Statistical Analysis for Managerial Decisions — Ed. MacGraw-Hill — 1974
- [32] C.H. Negri Magalhães, F. A. Toledo Silva, Marcos Gouvêa - CSPE (Comissão de serviços Públicos de S. Paulo) / USP Determinação do Custo de Interrupção para o Estado de S. Paulo –1998/1999
- [33] B.M. Maria Rita e P.S.L. Ruth – Universidade Federal do Ceará Estimativa do Custo de Distúrbios Elétricos na Produção Industrial –2007
- [34] D.Brasil, Kagan Nelson, Gouvêa Marcos, Arango Hector – Qualidade de Potência – Aspectos Metodológicos e de Custos – Grupo de Sobretensões, Coordenação de Isolamento e Interferências – SNPTEE – Belém do Pará – 1997
- [35] E.L. Ferrari, Kagan Nelson, N.M. Mitsuo, C.A S. Penin – Metodologia para suporte à análise de pedidos de indenização em queimas de aparelhos na área da ELP – SBQEE – 1998
- [36] Anderson da Silva Jucá – Tese de Doutorado USP - Avaliação do Relacionamento entre Consumidores e Concessionárias na Solução de Conflitos por Danos Elétricos: Proposta de Adequação - 2003
- [37] Mc Granahan Mark, Roettgen Bill – Economic Evaluation of Power Quality – IEEE PE Review – 2002
- [38] Honkapuro, S., Lassila, J., Partanen, J. – Economic Analisis of outage Costs parameters and their implication on Investments Decision – IEEE PE –2005
- [39] COELCE (Companhia de Eletricidade do Ceará) – Identificação dos níveis de Qualidade da Energia no Sistema COELCE - M.O B. Medeiros, K. R. Andrade, V. A Ramos – 2002
- [40] R. D.C. Wijayatanga (Sri Lanka), B. J. Cory e M. J. Shorl (Imperial College of London) – Security and revenue reconciliation in optimal transmission pricing –IEEE Proceedings – 1999

- [41] Paola Bresesti, Massimo Gagallanti, Dario Lucarella – Market - Based generation and transmission expansions in the competitive market – IEEE PAS – 2001
- [42] Henry Chao, Fanping Li, Lan H. Trinh and Jiuping Pan (ABB Inc), Murale Gopinathan and Donald J. Pillo – Northeast Utilities – Market –Based transmission planning considering reliability and economic performance – VIII International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – Iowa State University – 2004
- [43] Jaeseok Choi, Trungtinh Tran, A. Rakim, A. El Keib, Robert Thomas, Hyung Seon Oh and Roy Billinton – A method for Transmission System Expansion Planning considering Probabilistic Reliability Criteria – IEEE TP WRS – 2005
- [44] M. Lu, Z. Y. Dong and T. K. Saha Samos – A Framework for transmission Planning in a Competitive Electricity Market – IEEE PES T&D –2005
- [45] Kagan, N.; Schmidt, H.P.; Oliveira, CCB.; Kagan, H: Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência. 220p. São Paulo: Edgard Blücher, 2009. v. 1, ISBN: 978-85-212-0472-5.
- [46] Heder Deldio da Costa Abrantes – Tese de Mestrado UNICAMP –2000 - Método eficiente para eliminar sobrecargas em sistemas de energia elétrica baseado em otimização não linear
- [47] Janaina Rodrigues Lenzi – Tese de Mestrado UFPR –2007 – Estratégias para Corte de Carga utilizando Fluxo de Potência Ótimo com Relaxamento de Restrições
- [48] Miguel A S Mikilita – Tese de Mestrado UFPR – 2005 – Um modelo de Fluxo de Potência Ótimo para Minimização do corte de Carga
- [49] M. Junqueira, L.C. Costa. L. A. Barroso, G. Oliveira, L. M. Thomé, M.V. Pereira – Na Aumann – Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets – IEEE TPWS – 2007
- [50] Mostafa, M A; El Hawary M. E., Mbamalu, G.A; Mansour, M. M; El Nagar, K.M.; El Araby, A N. Steady State Load Shedding Schemes: a Performance Comparison – Electrical Power System Research – 1996
- [51] Momoh, James; El Hawary M. E.; Adapa,R. – A Review of selected Power Flow Literature to 1993, Part I: NonLinear and Quadratic Programming Approaches – IEEE Transactions on Power System – 1999
- [52] Granville, S.; Mello, F.C.; Mello, A C. G. – Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability – IEEE TPWS - 1996

- [53] Soto, J.R.O. Programa de Fluxo de Potência Ótimo – Manual do Usuário – CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) - 1993
- [54] Oliveira, E.J.; W.C. Pereira; and Willer, L. - Solução de Sistemas de Potência mal condicionados usando a técnica de relaxamento de restrições - XVII SNPTEE – 2003
- [55] T. Bäck and H.-P. Schwefel. - An overview of evolutionary algorithms for parameter Optimization - Evolutionary Computation - 1993.
- [56] D. B. Fogel, Evolutionary Computation : toward a new philosophy of machine intelligence. Piscataway, NJ: IEEE Press, 1995.
- [57] N. Mosquera, J. Reneses, Barquín, E.F. Sánchez- Úbeda - Risk Análisis in Electricity Markets by using Decision Trees - 9th Conference PMAPS – Suécia/2006
- [58] A. Leal Bruni, R. Famá, J. O Siqueira - Análise do Risco na Avaliação de projetos de Investimento: uma aplicação do Método Monte Carlo – Caderno de Pesquisas em Administração – Tutorial FEA/USP – 1998
- [59] J. R. Securato - Decisões financeiras em condições de risco – Edições Atlas – 1996
- [60] A. Shandilya; H. Gupta; J. Sharma - Method for generation rescheduling and load shedding to alleviate line overloads using local optimization - IEE Proceedings-C, September 1993
- [61] Ding Xu, Student Member, IEEE Adly A. Girgis, Fellow, IEEE (Department of Electrical and Computer Engineering - Optimal Load Shedding Strategy in Power Systems with Distributed Generation – IEEE TPAS – 2001
- [62] C. Moors; D. Lefebvre; T. Van Cutsem (University of Liège, Hydro Québec e Institut Montefiore) - Design of Load Shedding Schemes against Voltage Instability – IEEE TPAS - 2000
- [63] M. L. Manheim – Fundamentals of Transportation System Analysis – MIT Press - 1979
- [64] H. L.Theil - Principles of Econometrics (MIT Press) – (Amazon.com) - 1971
- [65] D. L. McFadden – A Heterogeneous Conditional LOGIT Model of Choice – European Association of Environmental and Resources Publication - 1974
- [66] K. J. Lancaster – A New Approach to Consumer Theory – Journal of Political Economy (174) - 1966
- [67] P.J. Budgen - Why Risk Analysis – IEE Colloquium on Risk Analysis Methods and Tools - (USA) – 1992

- [68] A. Underbrink (Germany) – Risk Analysis in Distribution and Transmission Networks – IX international Conference on PMAPS – Junho 2006
- [69] Alessandro de Lima e Castro – Avaliação de Investimento de Capital em Projetos de Geração Termoelétrica no Setor Elétrico usando a Teoria das Opções Reais – tese de Mestrado PUC/RIO

ANEXO 1

ANEXO 1 . Base teórica da Metodologia DPG [64,65 e 66]

Teoria do Bem Estar, Teoria da Escolha ou Decisão e Variação Compensatória de Hicks

Nesta concepção, parte-se do pressuposto que o usuário estaria disposto a pagar por aquilo que ele efetivamente julga como sendo seus custos de oportunidades, associados ao efeito que se quer avaliar (interrupções), incluindo custos diretos percebidos (substituição de equipamentos e outros prejuízos) e indiretos (insegurança, valor do lazer, medos.).

O conceito de disposição a pagar é associado à variação compensatória de Hicks, sendo esta definida como a quantia que deixa o usuário no mesmo nível de satisfação anterior a um determinado projeto (que pode ser hipotético). Considere-se, por exemplo, que o usuário está num nível de satisfação U_1 com uma reta de restrição orçamentária Y_0 que, ao tangenciar a curva de indiferença U_1 , gera uma posição de equilíbrio, determinando sua estrutura de consumo (energia e demais bens).

Na hipótese de haver melhoria no nível de interrupção do sistema de fornecimento de energia, isto provocaria uma diminuição de custos prováveis de interrupção ao usuário e, em decorrência, haveria uma “liberação de renda” para o consumidor, o que equivaleria à mudança da restrição orçamentária para Y_1 , o que lhe permitiria obter um novo ponto de equilíbrio ao tangenciar a curva de utilidade $U_2 > U_1$, como no Gráfico A1.

Isto está de acordo com a teoria do consumidor que diz que os indivíduos buscam maximizar a sua utilidade, sujeitos a uma restrição orçamentária. Essas escolhas que os indivíduos fazem quando aceitam substituir uma quantidade de um bem por outro, revela o valor atribuído a estes bens (Gráfico A1).

Por outro lado pode ocorrer que o consumidor se disponha a pagar um determinado valor para que o citado projeto de melhoria seja realizado. Se esse valor for igual à renda liberada

pelo projeto, tanto a satisfação como o orçamento permanecerão inalterados em relação à situação original. Essa alteração na cesta de produtos obedece à teoria denominada Variação Compensatória de Hicks, que é a compensação necessária para deixar um indivíduo indiferente entre a situação original e a situação final de alteração no vetor de preços.

A variação de bem-estar associada é dada pelo produto da quantidade variada do recurso pelo seu valor econômico estimado, ou seja, a disposição a pagar do indivíduo é o valor da “liberação de renda” de maneira que a sua satisfação permaneça constante, mantendo sua restrição orçamentária

Gráfico1 - Anexo 1- Variação Compensatória de Hicks

A desvantagem desta forma de concepção para auferir custos é o fato de requerer uma grande clareza e objetividade na formulação das situações comparadas (com e sem o projeto), para que o usuário possa se identificar intuitivamente com seus níveis de satisfação de maneira clara e relativamente precisa. Caso contrário, sua estimativa de disposição a pagar será inócua, pois este estaria visualizando situações não necessariamente coincidentes com as que se pretende oferecer.

A grande vantagem desta concepção é exatamente o fato de poder captar custos diretos e indiretos. Em situações em que os custos indiretos são mais relevantes, esta abordagem pode ser a mais adequada, uma vez que de pouco valeria medir somente os diretos se estes não forem considerados os mais relevantes para o usuário.

Outra modalidade de escolha é a disposição do usuário a aceitar menor qualidade de serviço. Esta concepção é bastante semelhante à anterior. A diferença está apenas no fato que, ao invés de pagar para receber o benefício, mudando seu nível de satisfação de uma situação para outra, este recebe uma quantia, ou seja, é compensado financeiramente por perdas para restabelecer seu nível de satisfação anterior.

Esta compensação financeira pode se dar de diversas formas, como por exemplo, pagamento direto, descontos (tarifas de interrupção), etc.

ANEXO 2

ANEXO 2 Pesquisa de Campo - Exemplos de Questionários

Neste anexo são apresentados exemplos de questionários para levantamento dos elementos necessários para avaliação do custo da energia não distribuída, durante interrupções de fornecimento de energia elétrica, na seguinte seqüência:

- Industrial
- Comercial
- Residencial

QUESTIONÁRIO INDUSTRIAL

1. Ramo de **atividade** da sua empresa:

(1) Açúcar ou álcool	(17) Metalúrgica
(2) Alimentos	(18) Mecânica
(3) Alumínio	(19) Minerais
(4) Autopeças	(20) Mobiliário
(5) Bebidas alcoólicas	(21) Óleos vegetais ou minerais
(6) Bebidas não alcoólicas	(22) Papel ou papelão
(7) Borracha	(23) Pecuária
(8) Calçados	(24) Plástico
(9) Cerâmica	(25) Química
(10) Cimento	(26) Serviços
(11) Couro	(27) Serviços públicos
(12) Derivados de petróleo	(28) Transporte
(13) Editorial ou gráfico	(29) Telecomunicações
(14) Elétrica ou eletrônica	(30) Têxtil
(15) Farmacêutica	(31) Veículos motorizados
(16) Madeira	(32) Vestuário
(33) Outro. Qual? _____	

Nome do entrevistado

2. **Cargo** do entrevistado:

- (1) Diretor
 (2) Gerente
 (3) Chefe, Supervisor ou Líder
 (4) Outro. Qual? _____

3. Quais os **horários de trabalho normais** da sua empresa?

múltipla escolha

		Manhã	Tarde	Noite	Madrugada
3.1.	De segunda a sexta	(1)	(2)	(3)	(4)
3.2.	Sábado	(1)	(2)	(3)	(4)
3.3.	Domingo e Feriado	(1)	(2)	(3)	(4)

4. Quantas **pessoas** trabalham em **tempo integral** na sua empresa (incluindo turnos)?

- (1) Menos de 10 pessoas
 (2) De 11 a 30 pessoas
 (3) De 31 a 50 pessoas
 (4) De 51 a 100 pessoas
 (5) De 101 a 300 pessoas
 (6) De 300 a 500 pessoas
 (7) De 500 a 1000 pessoas
 (8) Mais de 1000 pessoas

Quantas pessoas trabalham em **tempo parcial ou meio horário** na sua empresa?

- (1) Menos de 10 pessoas
- (2) De 11 a 30 pessoas
- (3) De 31 a 50 pessoas
- (4) De 51 a 100 pessoas
- (5) De 101 a 300 pessoas
- (6) De 300 a 500 pessoas
- (7) De 500 a 1000 pessoas
- (8) Mais de 1000 pessoas

Para que **fins** a eletricidade é usada na sua empresa e com que **intensidade** ela é consumida?

Apresentar o Cartão 1

	Não consome	Pouco consumo	Consumo moderado	Consumo elevado	Consumo muito elevado
6.1. Iluminação	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.2. Ventilação	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.3. Ar condicionado	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.4. Refrigeração de produtos	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.5. Produção de vapor	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.6. Aquecimento de água	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.7. Tratamento térmico	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.8. Fornos	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.9. Força para produção	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.10. Telecomunicação	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.11. Equipamentos de escritório	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.12. Computadores	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.13. Elevador e/ou transportadora	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.14. Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.15. Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)

Qual a **demanda contratada** e os **consumos** de energia elétrica da sua empresa nos últimos 3 meses?

	outubro/1999	novembro/1999	dezembro/1999
7.1. Demanda contratada (em kW)			
7.2. Consumo no horário de ponta (em kWh)			
7.3. Consumo no horário fora de ponta (em kWh)			

Qual a sua opinião sobre a **qualidade da energia** que a Distribuidora de Energia Elétrica lhe fornece?

Apresentar o Cartão 2

- (1) Péssima
- (2) Ruim
- (3) Regular
- (4) Boa
- (5) Excelente

O Sr.(a) considera que a qualidade da energia elétrica que lhe é fornecida, está prejudicando algum plano de modernização ou ampliação da sua empresa?

- (0) Não, em nada
- (1) Sim, um pouco
- (2) Sim, muito
- (3) Não soube responder

3. Qual o **período do dia** de maior produção em sua empresa e que uma falta de energia elétrica prejudica mais?

- (1) Pela manhã, das 6h00 às 9h00
- (2) Pela manhã, das 9h00 às 12h00
- (3) À tarde, das 12h00 às 15h00
- (4) À tarde, das 15h00 às 18h00
- (5) À noite das, 18h00 às 21h00
- (6) À noite das, 21h00 às 24h00
- (7) De madrugada, das 00h00 às 6h00
- (8) Em qualquer período do dia; é indiferente

não faça a 13

1. Qual o **dia da semana** de maior produção em sua empresa e que uma falta de energia elétrica prejudica mais?

- (1) Segunda-feira
- (2) Terça-feira
- (3) Quarta-feira
- (4) Quinta-feira
- (5) Sexta-feira
- (6) Sábado
- (7) Domingo
- (8) Em qualquer dia; é indiferente

não faça a 14

2. Qual o **mês** de maior produção em sua empresa e que uma falta de energia elétrica prejudica mais?

- (1) Janeiro
- (2) Fevereiro
- (3) Março
- (4) Abril
- (5) Maio
- (6) Junho
- (7) Julho
- (8) Agosto
- (9) Setembro
- (10) Outubro
- (11) Novembro
- (12) Dezembro
- (13) Em qualquer mês; é indiferente

não faça a 15

3. O Sr(a) considerou que o pior **período do dia** para faltar luz é _____ (**resposta da Q10**).

Se faltasse luz nos **outros períodos do dia**, qual a avaliação que o Sr(a) faria?

Apresentar o Cartão 3

		Igualmente ruim	Um pouco melhor	Melhor	Muito melhor
13.1.	Manhã (6h00 às 12h00)	(1)	(2)	(3)	(4)
13.2.	Tarde (12h00 às 18h00)	(1)	(2)	(3)	(4)
13.3.	Noite (18h00 às 24h00)	(1)	(2)	(3)	(4)
13.4.	Madrugada (00h00 às 6h00)	(1)	(2)	(3)	(4)

4. O Sr(a) considerou que o pior **dia da semana** para faltar luz é _____ (**resposta da Q11**).

Se faltasse luz nos **outros dias da semana**, qual a avaliação que o Sr(a) faria?

Apresentar o Cartão 3

		Igualmente ruim	Um pouco melhor	Melhor	Muito melhor
14.1.	Segunda-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
14.2.	Terça-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
14.3.	Quarta-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
14.4.	Quinta-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
14.5.	Sexta-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
14.6.	Sábado	(1)	(2)	(3)	(4)
14.7.	Domingo	(1)	(2)	(3)	(4)

15. O Sr(a) considerou que o pior **mês** para faltar luz é _____ (*resposta da Q12*).
Se faltasse luz nos **outros meses** do ano, qual a avaliação que o Sr(a) faria?

Apresentar o Cartão 3

		Igualmente ruim	Um pouco melhor	Melhor	Muito melhor
15.1.	Janeiro	(1)	(2)	(3)	(4)
15.2.	Fevereiro	(1)	(2)	(3)	(4)
15.3.	Março	(1)	(2)	(3)	(4)
15.4.	Abril	(1)	(2)	(3)	(4)
15.5.	Maio	(1)	(2)	(3)	(4)
15.6.	Junho	(1)	(2)	(3)	(4)
15.7.	Julho	(1)	(2)	(3)	(4)
15.8.	Agosto	(1)	(2)	(3)	(4)
15.9.	Setembro	(1)	(2)	(3)	(4)
15.10.	Outubro	(1)	(2)	(3)	(4)
15.11.	Novembro	(1)	(2)	(3)	(4)
15.12.	Dezembro	(1)	(2)	(3)	(4)

16. Quando falta energia, qual o **tipo de prejuízo** que a sua empresa tem, e em que **intensidade**?

Apresentar o Cartão 4

		Nenhuma	Pouca	Alguma	Muita	Total
16.1.	Perda de produção	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
16.2.	Retomada de produção	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
16.3.	Perda de matéria prima	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
16.4.	Perda produto em processo	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
16.5.	Perda produto acabado	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
16.6.	Atraso nas entregas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
16.7.	Gastos com horas-extras	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
16.8.	Gastos com gerador energia	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
16.9.	Avaria em equipamentos	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
16.10.	Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)

17. O Sr.(a) disse que uma falta de energia seria pior no mês de _____ (*resposta da Q12*),
numa _____ (*resposta da Q11*) e no horário _____ (*resposta da Q10*).

O Sr.(a) poderia estimar a **PERDA DE PRODUÇÃO** e o **custo do REINÍCIO DA PRODUÇÃO** que a sua empresa teria nesse período se a energia faltasse por ...

		Perda de Produção (R\$)	Reinício de Produção (R\$)
17.1	Menos que 1 minuto		
17.2	15 minutos		
17.3	30 minutos		
17.4	1 hora		
17.5	3 horas		
17.6	Mais de 3 horas		

18. A sua empresa pagaria **HORAS-EXTRAS** para os funcionários a fim de recuperar as perdas de receita ou produção ou até para finalizar um trabalho interrompido, decorrente de uma falta de energia elétrica?

(1) Sim

(2) Não

(3) Não soube responder

pule para 20

pule para 20

19. O Sr. (a) poderia estimar qual seria o gasto aproximado com o **pagamento dessas horas-extras**, se a falta de energia durasse:

	Valor em R\$
19.1. Menos que 1 minuto	
19.2. 15 minutos	
19.3. 30 minutos	
19.4. 1 hora	
19.5. 3 horas	
19.6. Mais de 3 horas	

20. A sua empresa possui **COMPUTADORES E/OU MÁQUINAS PROGRAMÁVEIS** que operam com dados e/ou informações armazenadas eletronicamente?

(1) Sim

(2) Não

(3) Não soube responder

pule para 23

pule para 23

21. Se houvesse uma interrupção de energia elétrica durante **uma hora**, no momento de maior produção, haveria **perdas de informações ou dados** já armazenados eletronicamente?

(1) Sim

(2) Não

(3) Não soube responder

pule para 23

pule para 23

22. Nesse caso, qual seria a **despesa** que a sua empresa teria com pessoal (operadores ou técnicos e máquinas) para **realimentar as informações ou dados perdidos**?

	Valor em R\$
1 hora	
3 horas	

23. A sua empresa possui **MATÉRIA PRIMA, PRODUTO EM PROCESSO** ou **PRODUTO ACABADO** que se estragaria por falta de energia elétrica?

(1) Sim

(2) Não

(3) Não soube responder

pule para 25

pule para 25

24. O Sr. (a) poderia dizer quais **tipos** de matérias primas e/ou produtos em processo e produtos acabados estragariam, qual o **tempo máximo** que eles suportariam uma falta de energia elétrica e qual o **prejuízo** (em R\$) se esses tempos fossem ultrapassados?

	Matéria Prima	Tempo máximo em horas	Valor do prejuízo em R\$
24.1.			
24.2.			
24.3.			
	Produto em Processo	Tempo máximo em horas	Valor do prejuízo em R\$
24.4.			
24.5.			
24.6.			
	Produto Acabado	Tempo máximo em horas	Valor do prejuízo em R\$
24.7.			
24.8.			
24.9.			

25. A sua empresa teve, no último ano, algum custo adicional para **reparo ou substituição de equipamento ou máquina** causado por falta súbita ou variação de energia elétrica?

- (1) Sim
(2) Não
(3) Não soube responder

pule para 27

pule para 27

26. O Sr.(a) poderia nos informar qual foi o **equipamento afetado** e qual foi o **valor** aproximado desse custo de reparo ou substituição?

	Tipo de equipamento	Valor do prejuízo (R\$)	Foi REPARO?	Foi SUBSTITUIÇÃO?
26.1.	Computador ou máquina de escritório		(1)	(2)
26.2.	Máquina ou equipamento da produção		(1)	(2)
26.3.	Motor elétrico		(1)	(2)
26.4.	Aparelho eletro-eletrônico		(1)	(2)
26.5.	Aparelho de refrigeração ou calefação		(1)	(2)
26.6.	Outro:		(1)	(2)

27. A sua empresa teria, além dos fatores anteriormente citados, algum **outro tipo de prejuízo** se faltasse energia elétrica?

- (1) Sim. Qual? _____
(2) Não
(3) Não soube responder

pule para 29

pule para 29

28. O Sr. (a) poderia estimar qual seria o **prejuízo** (em R\$) devido a esse fator, se a falta de energia durasse...

	Valor em Reais
Menos que 1 hora	
1 hora	
3 horas	

29. Se ocorresse uma falta de energia elétrica por uma hora, **fora do horário normal** de funcionamento, que **tipo de prejuízo** sua empresa teria e em que **intensidade**?

Apresentar o Cartão 4

	Nenhuma	Pouca	Alguma	Muita	Total
29.1. Avaria em equipamentos	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
29.2. Gasto c/ gerador energia	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
29.3. Perda de matéria prima	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
29.4. Perda produto acabado	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
29.5. Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
29.6. Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)

30. Se a sua empresa fosse **avisada com antecedência** de que iria ocorrer um corte de energia programado durante **uma hora**, qual a redução de prejuízos que o Sr.(a) poderia ter, se a antecedência fosse de:

Apresentar o Cartão 4

	Nenhuma	Pouca	Alguma	Muita	Total
30.1. 1 hora	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
30.2. 6 horas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
30.3. 12 horas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
30.4. 24 horas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
30.5. 48 horas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)

31. O Sr.(a) poderia avaliar quanto a sua empresa se beneficiaria se a Cia. de Energia Elétrica desenvolvesse um projeto para **fornecer uma energia de melhor qualidade**, com quase total ausência de interrupções ou de variações?

Apresentar o Cartão 5

- (0) Não teria benefício algum
- (1) Teria poucos benefícios
- (2) Teria alguns benefícios
- (3) Teria muitos benefícios
- (4) Não soube responder

32. Para realizar esse projeto, a Cia. de Energia Elétrica teria que fazer investimentos que poderiam aumentar o valor da sua conta de energia. O Sr(a) acha que a sua empresa estaria disposta a **pagar algum valor a mais**, mensalmente, em conta de energia para que este projeto pudesse ser realizado? E quanto seria esse valor, **em %** do valor da conta?

Não mostrar as faixas – espontâneo

32.1.	Nada	(0)
32.2.	Até 3% a mais por mês	(1)
32.3.	De 4% a 5% a mais	(2)
32.4.	De 6% a 10% a mais	(3)
32.5.	De 11% a 15% a mais	(4)
32.6.	De 16% a 20% a mais	(5)
32.7.	Mais de 21% a mais	(6)

Só se o cliente respondeu NADA na questão 32

33. Porque o Sr(a) acha que a sua empresa **não estaria disposta a pagar nada** para eliminar a falta de energia?

- (1) Não nos importamos com essas interrupções
- (2) A quantidade de interrupções não é alta, não chega a nos prejudicar
- (3) O valor da conta já é alto
- (4) É a distribuidora de energia quem tem de arcar com esse custo, não nós
- (5) Outro motivo. Qual? _____

34. Para o tipo da sua empresa, em termos de falta de energia em **uma semana ...**

Apresentar o Cartão 6

	Muito melhor	Melhor	Indiferente	Pior	Muito pior
34.1. 1 interrupção de 3 min é _____ que 3 interrupções de 1 min	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)
34.2. 1 interrupção de 15 min é _____ que 5 interrupções de 3 min	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)
34.3. 1 interrupção de 30 min é _____ que 2 interrupções de 15 min	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)

35. A sua empresa possui um ou mais **geradores** de eletricidade de reserva que poderiam ser utilizados se o fornecimento de energia elétrica fosse interrompido?

- (1) Sim
- (2) Não
- (3) Não soube responder

pule para 40

pule para 40

36. Em quanto o Sr.(a) estima o valor **TOTAL** de mercado desses equipamentos, em seu atual estado de conservação?

Valor em R\$ (TOTAL)	
-----------------------------	--

37. Qual é a **idade** média desses equipamentos?

- (1) Menos de 2 anos
- (2) Entre 2 e 4 anos
- (3) Entre 4 e 7 anos
- (4) Entre 7 e 10 anos
- (5) Entre 11 e 20 anos
- (6) Mais de 20 anos

38. Em quanto o Sr.(a) estima o **custo por hora do combustível** necessário para operar **TODOS** esses geradores?

Valor em R\$/hora	
--------------------------	--

39. Durante quantas **horas** o Sr.(a) estima que esses equipamentos funcionaram para suprir falta de energia durante o ano de **1999**?

- (1) Menos de 5 horas
- (2) De 5 a 10 horas
- (3) De 10 a 20 horas
- (4) De 20 a 30 horas
- (5) De 30 a 50 horas
- (6) Mais de 50 horas

40. A sua empresa possui algum outro **equipamento de emergência ou de proteção** contra falta súbita de energia ou contra oscilações de tensão? (ex.: **baterias, no-breaks**)

- (1) Sim
- (2) Não
- (3) Não soube responder

pule para 44

pule para 44

41. Para que **finalidade** esses equipamentos são utilizados? Há **mais de uma peça** ou equipamento para cada finalidade? E quanto tempo cada peça ou equipamento pode cobrir a falta de energia?

Apresentar o Cartão 9

		Qtd de equipamentos	Tempo de cobertura (em horas)
41.1.	Iluminação de emergência		
41.2.	Operação de máquinas		
41.3.	Operação computadores		
41.4.	Operação de telefonia		
41.5.	Sistema de proteção		
41.6.	Outro:		

42. Qual é a **idade** média desses equipamentos?

- (1) Menos de 2 anos
- (2) Entre 2 e 4 anos
- (3) Entre 4 e 7 anos
- (4) Entre 7 e 10 anos
- (5) Entre 11 e 20 anos
- (6) Mais de 20 anos

43. Em quanto o Sr.(a) estima o **valor TOTAL** de mercado desses equipamentos, em seu atual estado de conservação?

Valor em R\$ (TOTAL)	
-----------------------------	--

44. O sr(a) lembra **quantas interrupções** ocorreram nos últimos **2, 6 e 12 meses** e qual a **duração média** dessas interrupções?

		Últimos 2 meses	Últimos 6 meses	Últimos 12 meses (1 ano)
44.1.	Número de interrupções			
44.2.	Duração média das interrupções (minutos)			

45. Há quanto tempo o Sr(a) trabalha nesta área, nesta empresa?

- (1) Menos de 1 ano
- (2) De 1 a 3 anos
- (3) De 3 a 5 anos
- (4) De 5 a 10 anos
- (5) Mais de 10 anos

46. Qual a sua escolaridade?

- (1) Primário
- (2) Ginásial
- (3) Segundo grau (colegial)
- (4) Superior
- (5) Superior com especialização
- (6) Superior com doutorado / mestrado

47. Razão Social da empresa

48. Nome fantasia da empresa (quando houver)

49. Qual o faturamento anual aproximado, em reais, de sua empresa?

R\$	
-----	--

50. Telefone para contato

0 - xx		
--------	--	--

51. Área ou setor do entrevistado

COMENTÁRIOS FINAIS DO ENTREVISTADO:

ATENÇÃO!!!!

**ANEXAR AO QUESTIONÁRIO UMA CÓPIA DA ÚLTIMA
FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA**

QUESTIONÁRIO COMERCIAL

1. Ramo de **atividade** da sua empresa:

(1) Açougue	(18) Lavanderia ou Tinturaria
(2) Autopeças	(19) Magazine
(3) Bebidas	(20) Materiais de Construção
(4) Bar ou Lanchonete	(21) Oficina Mecânica
(5) Barbearia ou Cabeleireiro	(22) Oficina Elétrica ou Marcenaria
(6) Bazar	(23) Ótica ou Foto
(7) Buffet	(24) Padaria
(8) Clínica Médica ou Laboratório	(25) Papelaria
(9) Doceria ou Sorveteria	(26) Perfumaria
(10) Discos e fitas	(27) Posto de Gasolina ou Lavagem
(11) Diversões	(28) Presentes
(12) Eletro-eletrônicos	(29) Restaurante
(13) Escritórios (ex.: advocacia, imobiliária)	(30) Roupas ou Calçados
(14) Escola	(31) Supermercado
(15) Farmácia ou Drogeria	(32) Tecidos
(16) Hotel	(33) Transportes
(17) Informática	(33) Turismo
(34) Outro. Qual? _____	

Nome do entrevistado

2. **Cargo** do entrevistado:

- (1) Diretor ou Proprietário
 (2) Gerente
 (3) Chefe, Supervisor ou Líder
 (4) Outro. Qual? _____

3. Quais os **horários de trabalho normais** da sua empresa?

múltipla escolha

		Manhã	Tarde	Noite	Madrugada
3.1.	De segunda a sexta	(1)	(2)	(3)	(4)
3.2.	Sábado	(1)	(2)	(3)	(4)
3.3.	Domingo e Feriado	(1)	(2)	(3)	(4)

4. Quantas **pessoas** trabalham em **tempo integral** na sua empresa (incluindo turnos)?

- (1) Menos de 10 pessoas
 (2) De 11 a 30 pessoas
 (3) De 31 a 50 pessoas
 (4) De 51 a 100 pessoas
 (5) De 101 a 300 pessoas
 (6) De 300 a 500 pessoas
 (7) De 500 a 1000 pessoas
 (8) Mais de 1000 pessoas

6.1.	Iluminação	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.2.	Ventilação	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.3.	Ar condicionado	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.4.	Refrigeração de produtos	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.5.	Preparação de alimentos	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.6.	Máquinas e equipamentos	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.7.	Telecomunicação	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.8.	Segurança (alarme)	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.9.	Equipamentos de escritório	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.10.	Computadores	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.11.	Elevador/escada rolante	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.12.	Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
6.13.	Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)

7. Qual a **demanda contratada** e os **consumos** de energia elétrica da sua empresa nos últimos 3 meses?

		outubro/1999	novembro/1999	dezembro/1999
7.1.	Demanda contratada (em kW)			
7.2.	Consumo no horário de ponta (em kWh)			
7.3.	Consumo no horário fora de ponta (em kWh)			

8. Qual a sua opinião sobre a **qualidade da energia** que a Distribuidora de Energia Elétrica lhe fornece?

Apresentar o Cartão 2

- (1) Péssima
- (2) Ruim
- (3) Regular
- (4) Boa
- (5) Excelente

9. O Sr.(a) considera que a qualidade da energia elétrica que lhe é fornecida, está prejudicando algum plano de modernização ou ampliação da sua empresa?

- (0) Não, em nada
- (1) Sim, um pouco
- (2) Sim, muito
- (3) Não soube responder

10. Qual o **período do dia** de maior movimento em sua empresa e que uma falta de energia elétrica prejudica mais?

- (1) Pela manhã, das 6h00 às 9h00
- (2) Pela manhã, das 9h00 às 12h00
- (3) À tarde, das 12h00 às 15h00
- (4) À tarde, das 15h00 às 18h00
- (5) À noite das, 18h00 às 21h00
- (6) À noite das, 21h00 às 24h00
- (7) De madrugada, das 00h00 às 6h00
- (8) Em qualquer período do dia; é indiferente

não faça a 13

11. Qual o **dia da semana** de maior movimento em sua empresa e que uma falta de energia elétrica prejudica mais?

- (1) Segunda-feira
- (2) Terça-feira
- (3) Quarta-feira
- (4) Quinta-feira
- (5) Sexta-feira
- (6) Sábado
- (7) Domingo
- (8) Em qualquer dia; é indiferente

não faça a 14

12. Qual o **mês** de maior movimento em sua empresa e que uma falta de energia elétrica prejudica mais?

- (1) Janeiro
- (2) Fevereiro
- (3) Março
- (4) Abril
- (5) Maio
- (6) Junho
- (7) Julho
- (8) Agosto
- (9) Setembro
- (10) Outubro
- (11) Novembro
- (12) Dezembro
- (13) Em qualquer mês; é indiferente

não faça a 15

13. O Sr(a) considerou que o pior **período do dia** para faltar luz é _____ (**resposta da Q10**).

Se faltasse luz nos **outros períodos do dia**, qual a avaliação que o Sr(a) faria?

Apresentar o Cartão 3

		Igualmente ruim	Um pouco melhor	Melhor	Muito melhor
13.1.	Manhã (6h00 às 12h00)	(1)	(2)	(3)	(4)
13.2.	Tarde (12h00 às 18h00)	(1)	(2)	(3)	(4)
13.3.	Noite (18h00 às 24h00)	(1)	(2)	(3)	(4)
13.4.	Madrugada (00h00 às 6h00)	(1)	(2)	(3)	(4)

14. O Sr(a) considerou que o pior **dia da semana** para faltar luz é _____ (**resposta da Q11**).

Se faltasse luz nos **outros dias da semana**, qual a avaliação que o Sr(a) faria?

Apresentar o Cartão 3

		Igualmente ruim	Um pouco melhor	Melhor	Muito melhor
14.1.	Segunda-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
14.2.	Terça-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
14.3.	Quarta-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
14.4.	Quinta-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
14.5.	Sexta-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
14.6.	Sábado	(1)	(2)	(3)	(4)
14.7.	Domingo	(1)	(2)	(3)	(4)

15. O Sr(a) considerou que o pior **mês** para faltar luz é _____ (*resposta da Q12*).
Se faltasse luz nos **outros meses** do ano, qual a avaliação que o Sr(a) faria?

Apresentar o Cartão 3

		Igualmente ruim	Um pouco melhor	Melhor	Muito melhor
15.1.	Janeiro	(1)	(2)	(3)	(4)
15.2.	Fevereiro	(1)	(2)	(3)	(4)
15.3.	Março	(1)	(2)	(3)	(4)
15.4.	Abril	(1)	(2)	(3)	(4)
15.5.	Maio	(1)	(2)	(3)	(4)
15.6.	Junho	(1)	(2)	(3)	(4)
15.7.	Julho	(1)	(2)	(3)	(4)
15.8.	Agosto	(1)	(2)	(3)	(4)
15.9.	Setembro	(1)	(2)	(3)	(4)
15.10.	Outubro	(1)	(2)	(3)	(4)
15.11.	Novembro	(1)	(2)	(3)	(4)
15.12.	Dezembro	(1)	(2)	(3)	(4)

16. Quando falta energia, qual o **tipo de prejuízo** que a sua empresa tem, e em que **intensidade**?

Apresentar o Cartão 4

		Nenhuma	Pouca	Alguma	Muita	Total
10.1.	Perda de vendas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
10.2.	Produtos deteriorados	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
10.3.	Atraso na produção	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
10.4.	Perda de dados/informações	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
10.5.	Gastos com horas-extras	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
10.6.	Gastos c/ gerador energia	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
10.7.	Avaria em equipamentos	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
10.8.	Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
10.9.	Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)

17. O Sr.(a) disse que uma falta de energia seria pior no mês de _____ (*resposta da Q12*),
numa _____ (*resposta da Q11*) e no horário _____ (*resposta da Q10*).

O Sr.(a) poderia estimar a **PERDA DE FATURAMENTO** que a sua empresa teria nesse período se a energia faltasse por ...

		Perda de Faturamento (R\$)
17.1	Menos que 15 minutos	
17.2	30 minutos	
17.3	1 hora	
17.4	3 horas	

18. A sua empresa pagaria **HORAS-EXTRAS** para os funcionários a fim de recuperar as perdas de receita ou produção ou até para finalizar um trabalho interrompido, decorrente de uma falta de energia elétrica?

(1) Sim

(2) Não

(3) Não soube responder

pule para 20

pule para 20

19. O Sr. (a) poderia estimar qual seria o gasto aproximado com o **pagamento dessas horas-extras**, se a falta de energia durasse:

	Valor em R\$
19.1. Menos que 15 minutos	
19.2. 30 minutos	
19.3. 1 hora	
19.4. 3 horas	

20. A sua empresa possui **COMPUTADORES E/OU MÁQUINAS PROGRAMÁVEIS** que operam com dados e/ou informações armazenadas eletronicamente?

(1) Sim

(2) Não

(3) Não soube responder

pule para 23

pule para 23

21. Se houvesse uma interrupção de energia elétrica durante **uma hora**, no momento de maior produção, haveria **perdas de informações ou dados** já armazenados eletronicamente?

(1) Sim

(2) Não

(3) Não soube responder

pule para 23

pule para 23

22. Nesse caso, qual seria a **despesa** que a sua empresa teria com pessoal (operadores ou técnicos) e máquinas para **realimentar as informações ou dados perdidos**?

	Valor em R\$
1 hora	
3 horas	

23. A sua empresa possui **PRODUTOS ARMAZENADOS** que se estragariam por falta de energia elétrica?

(1) Sim

(2) Não

(3) Não soube responder

pule para 25

pule para 25

24. O Sr. (a) poderia dizer quais **tipos** de produtos armazenados, qual seria o **tempo máximo** que eles suportariam uma falta de energia elétrica e qual o **prejuízo** (em R\$) se esses tempos fossem ultrapassados?

	Tipo do produto	Tempo máximo em horas	Valor do prejuízo em R\$
24.1.			
24.2.			
24.3.			
24.4.			
24.5.			
24.6.			

25. A sua empresa teve, no último ano, algum custo adicional para **reparo ou substituição de equipamento ou máquina** causado por falta súbita ou variação de energia elétrica?

- (1) Sim
(2) Não
(3) Não soube responder

pule para 27

pule para 27

26. O Sr.(a) poderia nos informar qual foi o **equipamento afetado** e qual foi o **valor** aproximado desse custo de reparo ou substituição?

	Tipo de equipamento	Valor do prejuízo (R\$)	Foi REPARO?	Foi SUBSTITUIÇÃO?
26.1.	Computador ou máquina de escritório		(1)	(2)
26.2.	Máquina ou equipamento da produção		(1)	(2)
26.3.	Motor elétrico		(1)	(2)
26.4.	Aparelho eletro-eletrônico		(1)	(2)
26.5.	Aparelho de refrigeração ou calefação		(1)	(2)
26.6.	Outro:		(1)	(2)

27. A sua empresa teria, além dos fatores anteriormente citados, algum **outro tipo de prejuízo** se faltasse energia elétrica?

- (1) Sim. Qual? _____
(2) Não
(3) Não soube responder

pule para 29

pule para 29

28. O Sr. (a) poderia estimar qual seria o **prejuízo** (em R\$) devido a esse fator, se a falta de energia **durasse...**

	Valor em Reais
Menos que 1 hora	
1 hora	
3 horas	

29. Se ocorresse uma falta de energia elétrica por uma hora, **fora do horário normal** de funcionamento, que **tipo de prejuízo** sua empresa teria e em que **intensidade**?

Apresentar o Cartão 4

		Nenhuma	Pouca	Alguma	Muita	Total
29.1.	Avaria em equipamentos	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
29.2.	Gasto c/ gerador energia	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
29.3.	Perda de matéria prima	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
29.4.	Perda produto acabado	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
29.5.	Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
29.6.	Outro:	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)

30. Se a sua empresa fosse **avisada com antecedência** de que iria ocorrer um corte de energia programado durante **uma hora**, qual a redução de prejuízos que o Sr.(a) poderia ter, se a antecedência fosse de:

Apresentar o Cartão 4

		Nenhuma	Pouca	Alguma	Muita	Total
30.1.	1 hora	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
30.2.	6 horas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
30.3.	12 horas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
30.4.	24 horas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
30.5.	48 horas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)

31. O Sr.(a) poderia avaliar quanto a sua empresa se beneficiaria se a Cia. de Energia Elétrica desenvolvesse um projeto para **fornecer uma energia de melhor qualidade**, com quase total ausência de interrupções ou de variações?

Apresentar o Cartão 5

- (0) Não teria benefício algum
- (1) Teria poucos benefícios
- (2) Teria alguns benefícios
- (3) Teria muitos benefícios
- (4) Não soube responder

32. Para realizar esse projeto, a Cia. de Energia Elétrica teria que fazer investimentos que poderiam aumentar o valor da sua conta de energia. O Sr(a) acha que a sua empresa estaria disposta a **pagar algum valor a mais**, mensalmente, em conta de energia para que este projeto pudesse ser realizado? E quanto seria esse valor, **em %** do valor da conta?

Não mostrar as faixas – espontâneo

32.1.	Nada	(0)
32.2.	Até 3% a mais por mês	(1)
32.3.	De 4% a 5% a mais	(2)
32.4.	De 6% a 10% a mais	(3)
32.5.	De 11% a 15% a mais	(4)
32.6.	De 16% a 20% a mais	(5)
32.7.	Mais de 21% a mais	(6)

Só se o cliente respondeu NADA na questão 32

33. Porque o Sr(a) acha que a sua empresa **não estaria disposta a pagar nada** para eliminar a falta de energia?

- (1) Não nos importamos com essas interrupções
- (2) A quantidade de interrupções não é alta, não chega a nos prejudicar
- (3) O valor da conta já é alto
- (4) É a distribuidora de energia quem tem de arcar com esse custo, não nós
- (5) Outro motivo. Qual? _____

34. Para o tipo da sua empresa, em termos de falta de energia em **uma semana ...**

Apresentar o Cartão 6

	Muito melhor	Melhor	Indiferente	Pior	Muito pior
34.1. 1 interrupção de 3 min é _____ que 3 interrupções de 1 min	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)
34.2. 1 interrupção de 15 min é _____ que 5 interrupções de 3 min	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)
34.3. 1 interrupção de 30 min é _____ que 2 interrupções de 15 min	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)

35. A sua empresa possui um ou mais **geradores** de eletricidade de reserva que poderiam ser utilizados se o fornecimento de energia elétrica fosse interrompido?

- (1) Sim
- (2) Não
- (3) Não soube responder

pule para 40

pule para 40

36. Em quanto o Sr.(a) estima o valor **TOTAL** de mercado desses equipamentos, em seu atual estado de conservação?

Valor em R\$ (TOTAL)	
-----------------------------	--

37. Qual é a **idade** média desses equipamentos?

- (1) Menos de 2 anos
- (2) Entre 2 e 4 anos
- (3) Entre 4 e 7 anos
- (4) Entre 7 e 10 anos
- (5) Entre 11 e 20 anos
- (6) Mais de 20 anos

38. Em quanto o Sr.(a) estima o **custo por hora do combustível** necessário para operar **TODOS** esses geradores?

Valor em R\$/hora	
--------------------------	--

39. Durante quantas **horas** o Sr.(a) estima que esses equipamentos funcionaram para suprir falta de energia durante o ano de **1999**?

- (1) Menos de 5 horas
- (2) De 5 a 10 horas
- (3) De 10 a 20 horas
- (4) De 20 a 30 horas
- (5) De 30 a 50 horas
- (6) Mais de 50 horas

40. A sua empresa possui algum outro **equipamento de emergência ou de proteção** contra falta súbita de energia ou contra oscilações de tensão? (ex.: **baterias, no-breaks**)

- (1) Sim
(2) Não
(3) Não soube responder

pule para 44

pule para 44

41. Para que **finalidade** esses equipamentos são utilizados? Há **mais de uma peça** ou equipamento para cada finalidade? E quanto tempo cada peça ou equipamento pode cobrir a falta de energia?

Apresentar o Cartão 9

	Qtd de equipamentos	Tempo de cobertura (em horas)
41.1.	Iluminação de emergência	
41.2.	Operação de máquinas	
41.3.	Operação computadores	
41.4.	Operação de telefonia	
41.5.	Sistema de proteção	
41.6.	Outro:	

42. Qual é a **idade** média desses equipamentos?

- (1) Menos de 2 anos
(2) Entre 2 e 4 anos
(3) Entre 4 e 7 anos
(4) Entre 7 e 10 anos
(5) Entre 11 e 20 anos
(6) Mais de 20 anos

43. Em quanto o Sr.(a) estima o **valor TOTAL** de mercado desses equipamentos, em seu atual estado de conservação?

Valor em R\$ (TOTAL)	
-----------------------------	--

44. O sr(a) lembra **quantas interrupções** ocorreram nos últimos **2, 6 e 12 meses** e qual a **duração média** dessas interrupções?

	Últimos 2 meses	Últimos 6 meses	Últimos 12 meses (1 ano)
44.1.	Número de interrupções		
44.2.	Duração média das interrupções (minutos)		

45. Há quanto tempo o Sr(a) trabalha nesta área, nesta empresa?

- (1) Menos de 1 ano
(2) De 1 a 3 anos
(3) De 3 a 5 anos
(4) De 5 a 10 anos
(5) Mais de 10 anos

46. Qual a sua escolaridade?

- (1) Primário
- (2) Ginásial
- (3) Segundo grau (colegial)
- (4) Superior
- (5) Superior com especialização
- (6) Superior com doutorado / mestrado

47. Razão Social da empresa

--

48. Nome fantasia da empresa (quando houver)

--

49. Qual o faturamento anual aproximado, em reais, de sua empresa?

R\$	
-----	--

50. Telefone para contato

0 - xx		
--------	--	--

51. Área ou setor do entrevistado

--

Comentários finais e observações do entrevistado

ATENÇÃO!!!!

**ANEXAR AO QUESTIONÁRIO UMA CÓPIA DA ÚLTIMA
FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA**

QUESTIONÁRIO RESIDENCIAL

1. Tipo de residência:
- (1) Apartamento
 - (2) Casa de Alvenaria
 - (3) Casa de madeira
 - (4) Outro

Nome do entrevistado

2. O Sr(a) poderia nos informar quem, normalmente, paga a conta de luz da sua residência?
- (1) O entrevistado
 - (2) Outra pessoa

3. O Sr(a) poderia nos informar quantas pessoas moram nesta residência?

3.1. Com 14 anos ou mais

- (0) Nenhuma
- (1) Uma
- (2) Duas
- (3) Mais de três

3.2. Com menos de 14 anos

- (0) Nenhuma
- (1) Uma
- (2) Duas
- (3) Mais de três

4. O Sr(a) poderia nos informar qual o número de cômodos desta casa?

	Nenhum	Só um	Dois	Três	Mais de 3
4.1. Salas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
4.2. Quartos	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)
4.3. Banheiros	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)

5. Qual a sua opinião sobre a qualidade da energia que a Empresa de Energia Elétrica lhe fornece?

Apresentar o Cartão 1

- (1) Péssima
- (2) Ruim
- (3) Regular
- (4) Boa
- (5) Excelente

6. Nesta residência é exercida alguma atividade que **gere renda** e que dependa de energia elétrica?

(1) Não pule para 8

(2) Sim

6.1. Qual? múltipla escolha

(1) Lavar roupas	(6) Informática
(2) Passar roupas	(7) Consertos de aparelhos eletro-eletrônicos
(3) Artesanato	(8) Marcenaria ou carpintaria
(4) Costura	(9) Outro. Qual? _____
(5) Cozinha	

7. Esta(s) atividade(s) requer(em) o uso de algum equipamento elétrico ou eletrônico?

múltipla escolha

- (1) Somente iluminação
- (2) Computador e/ou Impressora
- (3) Fax
- (4) Forno elétrico ou microondas
- (5) Geladeira
- (6) Freezer
- (7) Máquina de costura
- (8) Ferro elétrico
- (9) Máquina de lavar e/ou secar roupa
- (10) Freezer
- (11) Ferramentas elétricas (furadeira, serra, etc.)
- (12) Outro. Qual? _____

8. Nos últimos seis (6) meses houve falta de luz?

- (1) Sim
- (2) Não
- (3) Não lembra

pule para 12

pule para 12

9. A falta de luz é:

- (1) Eventual
- (2) Frequente
- (3) Bastante frequente

10. O Senhor(a) saberia informar, aproximadamente, quantas vezes faltou luz na **última semana**?

- (0) Nenhuma
- (1) Só uma vez
- (2) De 2 a 3 vezes
- (3) De 3 a 5 vezes
- (4) Mais de 6 vezes
- (5) Não sabe informar

11. O Senhor(a) saberia informar, aproximadamente, quantas vezes faltou luz nos **últimos 2 meses**?

- (0) Nenhuma
- (1) Até 3 vezes
- (2) De 3 a 10 vezes
- (3) De 10 a 15 vezes
- (4) De 15 a 30 vezes
- (5) Mais de 30 vezes
- (6) Não sabe informar

12. Imagine o Senhor(a), uma interrupção de luz de 30 minutos durante um dia.

Em que **período do dia** isto lhe traria mais problemas?

- (1) Pela manhã (06:00 às 12:00)
- (2) À tarde (12:00 às 18:00)
- (3) À noite (18:00 às 24:00)
- (4) De madrugada (00:00 às 06:00)
- (5) Em qualquer período do dia; é indiferente

não faça a 15

13. Imagine o Senhor(a), uma interrupção de luz de 30 minutos durante um dia.

Em que **dia da semana** isto lhe traria mais problemas?

(1) Segunda-feira	(5) Sexta-feira
(2) Terça-feira	(6) Sábado
(3) Quarta-feira	(7) Domingo

14. Imagine o Senhor(a) uma interrupção de luz de 30 minutos durante um dia.

Em que **mês do ano** isto lhe traria mais problemas?

(1) Janeiro	(8) Agosto
(2) Fevereiro	(9) Setembro
(3) Março	(10) Outubro
(4) Abril	(11) Novembro
(5) Maio	(12) Dezembro
(6) Junho	(13) Em qualquer mês; é indiferente
(7) Julho	

não faça a 17

15. O Sr(a) considerou que o pior **período** do dia para faltar luz é _____ (*resposta da Q12*).

Se faltasse luz nos **outros períodos do dia**, qual a avaliação que o Sr(a) faria?

Apresentar o Cartão 2

		Igualmente ruim	Um pouco melhor	Melhor	Muito melhor
15.1.	Manhã (6h00/12h00)	(1)	(2)	(3)	(4)
15.2.	Tarde (12h00/18h00)	(1)	(2)	(3)	(4)
15.3.	Noite (18h00/24h00)	(1)	(2)	(3)	(4)
15.4.	Madrugada (00h00/6h00)	(1)	(2)	(3)	(4)

16. O Sr(a) considerou que o pior **dia da semana** para faltar luz é _____ (*resposta da Q13*).

Se faltasse luz nos **outros dias da semana**, qual a avaliação que o Sr(a) faria?

Apresentar o Cartão 2

		Igualmente ruim	Um pouco melhor	Melhor	Muito melhor
16.1.	Segunda-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
16.2.	Terça-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
16.3.	Quarta-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
16.4.	Quinta-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
16.5.	Sexta-feira	(1)	(2)	(3)	(4)
16.6.	Sábado	(1)	(2)	(3)	(4)
16.7.	Domingo	(1)	(2)	(3)	(4)

17. O Sr(a) considerou que o pior **mês** para faltar luz é _____ (*resposta da Q14*).

Se faltasse luz nos **outros meses** do ano, qual a avaliação que o Sr(a) faria?

Apresentar o Cartão 2

		Igualmente ruim	Um pouco melhor	Melhor	Muito melhor
17.1.	Janeiro	(1)	(2)	(3)	(4)
17.2.	Fevereiro	(1)	(2)	(3)	(4)
17.3.	Março	(1)	(2)	(3)	(4)
17.4.	Abril	(1)	(2)	(3)	(4)
17.5.	Maio	(1)	(2)	(3)	(4)
17.6.	Junho	(1)	(2)	(3)	(4)
17.7.	Julho	(1)	(2)	(3)	(4)
17.8.	Agosto	(1)	(2)	(3)	(4)
17.9.	Setembro	(1)	(2)	(3)	(4)
17.10.	Outubro	(1)	(2)	(3)	(4)
17.11.	Novembro	(1)	(2)	(3)	(4)
17.12.	Dezembro	(1)	(2)	(3)	(4)

18. O Senhor(a) possui algum aparelho eletro-eletrônico que **poderia** estragar com a interrupção súbita de energia elétrica ou com variações de tensão?

múltipla escolha

- (0) Nenhum
- (1) Lâmpadas
- (2) Computador e/ou Impressora
- (3) Fax
- (4) Forno elétrico ou microondas
- (5) Geladeira
- (6) Freezer
- (7) Máquina de costura
- (8) Ferro elétrico
- (9) Máquina de lavar e/ou secar roupa
- (10) Freezer
- (11) Ferramentas elétricas (furadeira, serra, etc.)
- (12) Outro. Qual? _____

19. O que o Sr(a) tem em casa para substituir a luz quando ela falta?

múltipla escolha

- (0) Não tenho nada
- (1) Velas
- (2) Lampião
- (3) Lanternas
- (4) No-break
- (5) Baterias
- (6) Gerador de energia elétrica (a óleo, a gasolina ou outros)
- (7) Outro. Qual? _____

20. No último ano, o Senhor(a) lembra se teve algum aparelho danificado pela interrupção súbita de energia elétrica ou por alguma variação de tensão?

- (1) Sim
- (2) Não
- (3) Não lembra

pule para a 22

pule para a 22

21. Em que tipo de aparelho ou equipamento ocorreu o dano e qual foi o custo, aproximado, do reparo (R) ou substituição (S)?

	até 50,00	de 51,00 a 100,00	de 101,00 250,00	de 251,00 500,00	mais de 500,00	não sabe
21.1. Computador	R (1) S (6)	R (2) S (7)	R (3) S (8)	R (4) S (9)	R (5) S (10)	(6)
21.2. TV	R (1) S (6)	R (2) S (7)	R (3) S (8)	R (4) S (9)	R (5) S (10)	(6)
21.3. Geladeira	R (1) S (6)	R (2) S (7)	R (3) S (8)	R (4) S (9)	R (5) S (10)	(6)
21.4. Vídeo	R (1) S (6)	R (2) S (7)	R (3) S (8)	R (4) S (9)	R (5) S (10)	(6)
21.5. Impressora	R (1) S (6)	R (2) S (7)	R (3) S (8)	R (4) S (9)	R (5) S (10)	(6)
21.6. Outro.	R (1) S (6)	R (2) S (7)	R (3) S (8)	R (4) S (9)	R (5) S (10)	(6)

22. Qual a perda em dinheiro, que o Senhor(a) teria em bens ou produtos estocados, caso faltasse energia elétrica por um período de:

	Nada	Até 10,00	De 11,00 50,00	De 51,00 a 100,00	Mais de 100,00	não sabe
22.1. 1 hora	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
22.2. 3 horas	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)

Faça a Q23 somente se o respondente exerce alguma atividade na residência que gere renda (resposta SIM na Q6)

23. O(a) Sr.(a) disse que exerce a atividade _____ (**resposta da Q6.1.**) em sua residência que lhe gera renda. O(a) Sr.(a) poderia estimar qual seria a sua perda de dinheiro com essa atividade, se houvesse uma falta de energia de **uma hora**, durante o seu trabalho?

23.1.	Nada	(0)
23.2.	Até R\$ 10,00	(1)
23.3.	De R\$ 11,00 a R\$ 20,00	(2)
23.4.	De R\$ 21,00 a R\$ 30,00	(3)
23.5.	De R\$ 31,00 a R\$ 50,00	(4)
23.6.	De R\$ 50,00 a R\$ 100,00	(5)
23.7.	Mais de R\$ 100,00	(6)

24. O Sr(a) sabe ou lembra quanto paga na sua conta de luz por mês?

- (1) Menos de R\$ 5,00
 (2) De R\$ 5,00 a R\$ 15,00
 (3) De R\$ 15,00 a R\$ 30,00
 (4) De R\$ 30,00 a R\$ 50,00
 (5) De R\$ 50,00 a R\$ 100,00
 (6) Mais de R\$ 100,00
 (7) Não sabe

25. Se a Cia. de Energia Elétrica da sua cidade pretendesse desenvolver um projeto que eliminasse todas as interrupções de energia elétrica em sua casa, o Sr(a) acha que isto seria:

Apresentar o Cartão 3

- (0) Nada importante **pule para a 29**
 (1) Pouco importante
 (2) Importante
 (3) Muito importante
 (4) Não sei responder **pule para a 29**

26. Para realizar este projeto a Cia. de Energia Elétrica teria que fazer investimentos que poderiam aumentar o valor da sua conta de luz. O Sr(a) estaria disposto a pagar algum valor a mais, **mensalmente**, em sua conta de luz para que este projeto pudesse ser realizado? E quanto seria esse valor?

Não mostrar as faixas – espontâneo

26.1.	Nada	(0)
26.2.	Até R\$ 1,00 por mês	(1)
26.3.	R\$ 2,00 por mês	(2)
26.4.	R\$ 3,00 por mês	(3)
26.5.	R\$ 5,00 por mês	(4)
26.6.	R\$ 7,00 por mês	(5)
26.7.	R\$ 10,00 por mês	(6)
26.8.	R\$ 15,00 por mês	(7)

Fazer a Q27, mesmo se o cliente respondeu NADA na questão anterior.

27. O senhor disse que pagaria R\$ _____ (**resposta da Q26**) por mês, a mais, para ver o problema de interrupção resolvido. Mas o Sr.(a) pagaria ...

Vá perguntando faixa por faixa até a saturação

27.1.	Não pagaria nada, mesmo	(0)
27.2.	Até R\$ 1,00 por mês?	(1)
27.3.	E se fossem R\$ 2,00 por mês?	(2)
27.4.	E se fossem R\$ 3,00 por mês?	(3)
27.5.	E se fossem R\$ 5,00 por mês?	(4)
27.6.	E se fossem R\$ 7,00 por mês?	(5)
27.7.	E se fossem R\$ 10,00 por mês?	(6)

Só se o cliente respondeu NADA na Q27

28. Porque o Sr(a) não estaria disposto a pagar nada para eliminar a falta de luz?

- (1) Não me importo com estas interrupções
- (2) A quantidade de interrupções não é alta, não me prejudica
- (3) O valor da conta já é alto
- (4) É a distribuidora de energia quem tem de arcar com esse custo, não eu
- (5) Outros motivos

Gostaríamos que o Sr(a) pensasse em todos os transtornos que a falta de energia elétrica lhe ocasiona em uma semana.

O Sr(a) acha que:

Apresentar o cartão 4

29. Uma interrupção de 3 min é _____ do que três interrupções de 1 min.

- (1) Muito pior
- (2) Pior
- (3) Igual
- (4) Melhor
- (5) Muito melhor
- (6) Não sabe

30. Uma interrupção de 15 min é _____ do que cinco interrupções de 3 min.

- (1) Muito pior
- (2) Pior
- (3) Igual
- (4) Melhor
- (5) Muito melhor
- (6) Não sabe

31. Uma interrupção de 30 min é _____ do que duas interrupções de 15 min.

- (1) Muito pior
- (2) Pior
- (3) Igual
- (4) Melhor
- (5) Muito melhor
- (6) Não sabe

32. Gostaríamos que o Sr(a) nos informasse qual a renda da sua família (somada a renda de todas as pessoas):

Apresentar o cartão 5

(1)	De 1 a 3 salários mínimos	R\$ 120,00 a R\$ 360,00
(2)	De 3 a 5 salários mínimos	R\$ 361,00 a R\$ 600,00
(3)	De 5 a 10 salários mínimos	R\$ 601,00 a R\$ 1.200,00
(4)	De 10 a 15 salários mínimos	R\$ 1.201,00 a R\$ 1.800,00
(5)	De 15 a 20 salários mínimos	R\$ 1.801,00 a R\$ 2.400,00
(6)	Mais de 20 salários mínimos	mais de R\$ 2.400,00

33. Qual a sua escolaridade?

- (0) Não sabe ler nem escrever
- (1) Primário
- (2) Ginásial
- (3) Segundo grau (colegial)
- (4) Superior

34. Qual a sua faixa de idade?

- (1) De 18 a 20 anos
- (2) De 20 a 30 anos
- (3) De 30 a 40 anos
- (4) De 40 a 50 anos
- (5) De 50 a 60 anos
- (6) Mais de 60 anos

35. Qual o tempo que o Sr.(a) reside nesta casa?

- (1) Menos de 1 ano
- (2) De 1 a 3 anos
- (3) De 3 a 5 anos
- (4) De 5 a 10 anos
- (5) Mais de 10 anos

36. Sexo

- (1) Masculino
- (2) Feminino

37. Telefone para contato

0-xx-	
-------	--

COMENTÁRIOS FINAIS DO ENTREVISTADO:

ATENÇÃO!!!!

**ANEXAR AO QUESTIONÁRIO UMA CÓPIA DA ÚLTIMA
FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA**

ANEXO 3

ANEXO 3 : Exemplos de resultados por classe

A 3.1 – Considerações Gerais

Este anexo apresenta os resultados de uma aplicação da metodologia proposta para a obtenção do custo da energia não distribuída (CEND) em consumidores residenciais, comerciais e industriais.

De acordo ao descrito capítulo 4, inicialmente é feita uma amostragem do universo constituído por clientes das diversas categorias, aos quais é aplicado um questionário específico que fornece os elementos para o cálculo da CEND.

Os questionários abrangem vários temas, relacionados a seguir, tendo seus resultados consistidos, tabulados e tratados estatisticamente, determinando o CEND, expresso pelo custo (R\$) da energia (kWh) interrompida, por categoria de consumo e por atividade (no caso de indústrias e comércio).

O tratamento estatístico pode ser desde uma simples média de valores extraídos dos questionários até um ajuste de uma função que se prestará de base para a obtenção de parcelas da CEND.

A3.2 Temas dos Questionários

a) Industrial e Comercial

O questionário para consumidores industriais e comerciais é composto pelos seguintes temas :

- **Perfil do entrevistado:** consiste no cadastramento de atributos do entrevistado como: cargo, idade, tempo de serviço na empresa bem como no cargo e grau de conhecimento sobre o impacto de fornecimento de energia. A análise qualitativa desse cadastro, conforme orientação pré-estabelecida, possibilita ao entrevistador avaliar o grau de aceitação das respostas e conseqüentemente julgar sua validação;
- **Perfil da empresa:** é caracterizado pela atividade que desempenha e pelo faturamento mensal e anual. O tratamento estatístico é simplesmente a média do faturamento por tipo de atividade.
- **Caracterização das Interrupções:** é a quantidade e a duração das interrupções lembradas pelo entrevistado, registradas pela empresa pesquisada ou pela concessionária de energia elétrica. Nota-se que os dados registrados são mais relevantes que as lembranças do entrevistado. Calcula-se a freqüência e a duração anual e média mensal das interrupções, resultando por exemplo, no quadro A1 e A2 abaixo:

Quadro A1: Quadro resumo Interrupções

Número de Interrupções Anuais pela amostra	12116
Número de Consumidores da Amostra	298
Número de Interrupções anuais por consumidor	40
Número de Interrupções mensais por consumidor	2,2

Fonte: [32]

Quadro A2: Duração e número de interrupções da amostra (distribuição anual)

INTERRUPÇÕES E DURAÇÃO ANUAIS - AMOSTRA							
	até 3min	3 a 15min	15 a 30min	30 a 60min	60 a 120min	> 120min	Dur. anual (min)
DIA	1,50	9,00	22,50	45,00	90,00	120,00	
NIA	6033,51	2277,44	1308,57	1093,78	707,40	695,72	12116,42
	até 3min	3 a 15min	15 a 30min	30 a 60min	60 a 120min	> 120min	
Distribuição							255362,4
Amostra	49,80%	18,80%	10,80%	9,03%	5,84%	5,74%	100,00%
<p>NIA = Número de Interrupções anuais</p> <p>DIA = Distribuição das Interrupções anuais</p>							

Fonte: [32]

- **Geração de energia alternativa ao fornecimento pela rede pública (CG+CP):** este tema diz respeito à substituição da energia elétrica fornecida pela rede pública por uma fonte alternativa, representada por um grupo gerador ou outro tipo de “no-breaker” que supre automaticamente o consumidor quando há uma interrupção de energia. O custo da fonte alternativa, de seus equipamentos de conexão e proteção associados é expresso pelo custo fixo anual (que inclui a taxa de depreciação) e pelo custo de operação, que depende da quantidade e duração das interrupções anuais. O custo da geração alternativa por categoria de consumo e por atividade é expresso pela média do custo anual (investimento e operação) obtidos da amostra.
- **Reparos ou Substituição de Peças ou Equipamentos (CRP+CSU) :** é o custo médio de substituição de peças ou de equipamentos, por interrupção e por atividade;
- **Produtos estocados, estragados, produção interrompida e reiniciada, perda de vendas, custos de horas extras (CMP+CPE+CPA+CPP+CHH+CVNR+CROP+**

CEXTRA): este tema se refere ao prejuízo do consumidor quando a interrupção ocorre num período de plena atividade de produção (na indústria) ou de atendimento (no comércio) resultando na necessidade de horas extras e reinício da produção. É realizada uma análise de regressão para determinar a função que correlaciona a duração das interrupções com os correspondentes custos, por categoria e por atividade. O Quadro 3 ilustra resultados desse tema;

Quadro A3: Custo de interrupção para a atividade de alimentação, referente à perda de Produtos Estocados

Custo de Interrupção - Perda de Produtos Estocados (R\$/consumidor) - Amostra					
min	N_Cons	R\$(pesquisa)	N_int	Dur_M (min)	R\$/int/cons
15	110	10,25	2,2	21,08	0,042
30	110	22,36			0,092
60	110	40,37			0,166
180	110	89,51			0,368
300	110	104,23			0,428

Fonte: [32]

- **Outros custos: custos extras, custos de informática (CINF+CEXTRA) :** este tema se presta a quantificação dos custos referentes à perda de dados, danos ambientais, perda de contratos ou multa por não entregar o produto devido à interrupção, dentre outros. Como no caso anterior, é realizada uma análise de regressão para determinar a função que correlaciona a duração das interrupções com os correspondentes custos, por atividade.

b) Residencial

Os questionários aplicados em consumidores residenciais encerram os elementos necessários para o cálculo do custo de energia não distribuída por meio de dois métodos

distintos, conforme apresentado no capítulo 4: o método direto e o método da Disposição a Pagar (DPG).

Os temas do questionário para consumidores residenciais, referentes ao método direto, são:

- **Perfil do entrevistado:** consiste no cadastramento de atributos do entrevistado como : profissão, idade, tempo de residência e posição familiar (chefe de família, dona de casa, empregado, etc) e grau de conhecimento sobre os hábitos de consumo da unidade. A análise qualitativa desse cadastro, conforme orientação pré-estabelecida, possibilita o entrevistador avaliar o grau de aceitação das respostas e conseqüentemente julgar sua validação;
- **Perfil sócio-econômico:** é caracterizado pela renda familiar da unidade consumidora;
- **Fonte de emergência (CP)** : são os dispêndios médios anuais referentes a elementos utilizados como emergência quando houver interrupção de fornecimento, como velas, lampião, baterias ou mesmo geradores de energia;
- **Reparos (CRP)** : corresponde ao custo médio de reparos de equipamentos e utensílios danificados pela ocorrência de interrupções, que é função da quantidade de interrupções anuais;
- **Substituição (CSU)** : corresponde ao custo médio da substituição de equipamentos e utensílios danificados pela ocorrência de interrupções, que é função da quantidade de interrupções anuais;
- **Produtos estocados ou estragados e trabalho perdido (CPA+CPP):** este tema se refere ao prejuízo do consumidor quando a interrupção resulta na perda de produtos mantidos em refrigeração ou outro meio que necessite de energia e também na perda de trabalho realizado, nos casos onde o cliente exerce alguma atividade

profissional em sua residência. O custo apurado neste tema é função da duração das interrupções.

A4.3 Composição do Custo de Interrupção

O custo de interrupção por consumidor é calculado pela composição dos resultados obtidos de cada um dos temas supracitados:

a) - para uma atividade comercial :

$$\text{CEND}_{\text{interrupção/consumidor/atividade}} = \text{CG} + \text{CP} + \text{CRP} + \text{CMP} + \text{CHH} + \text{CVNR} + \text{CINF} + \text{CEXTRA}$$

Onde:

CG+CP = média do custo anual de fonte alternativa

CRP = média do custo de reparos e substituição

CINF+CEXTRA = outros custos (função da duração das interrupções)

CMP+CHH+CVNR = custo de vendas não realizadas, homens-hora extras e de matéria prima ou produtos estragados (função da duração das interrupções)

b)- para uma atividade industrial :

$$\text{CEND}_{\text{interrupção/consumidor/atividade}} = \text{CG} + \text{CP} + \text{CRP} + \text{CSU} + \text{CPE} + \text{CPA} + \text{CPP} + \text{CROP} \\ + \text{CMP} + \text{CHH} + \text{CVNR} + \text{CINF} + \text{CEXTRA}$$

Onde:

CG+CP = média do custo anual de fonte alternativa

CRP = média do custo de reparos e substituição

CINF+CEXTRA = outros custos (função duração das interrupções)

$CMP+CHH+CVNR$ = custo de vendas não realizadas, homens-hora extras e de matéria prima ou produtos estragados (variável com a duração das interrupções)

CSU = média do custo de substituição de equipamentos

CPE = custo de componentes do produto estragados (função da duração da interrupção)

CPA = custo de produtos em estoque estragados (função da duração da interrupção)

CPP = custo de produção total perdida (função da duração da interrupção)

$CROP$ = custo de recuperação da produção (função da duração da interrupção)

c)- para uma atividade residencial pelo método direto : no método direto de avaliação do custo da interrupção em consumidores residenciais, cada uma das parcelas referentes aos temas citados é obtida pelo cálculo da média dos valores levantados pela aplicação do questionário, para cada uma das classes de renda.

$$CEND_{\text{interrupção/faixaderenda}} = CP+CRP+CSU+CMP+ CPP$$

CP = média do custo anual de fonte alternativa

CRP = média do custo de reparos

CSU = média do custo de substituição de equipamentos CPE = custo de componentes do produto estragados

CMP = custo de produtos em estoque estragados (função da duração da interrupção)

CPP = custo de produção total perdida (função da duração da interrupção)

d) - para uma atividade residencial pelo método DPG : no modelo DPG o desconforto e a sensibilidade do consumidor à interrupção de fornecimento são captados utilizando-se a técnica de *referendum* nas perguntas do questionário, conforme descrito no capítulo 4. Neste método a amostra é classificada em dois grupos, no primeiro estão os consumidores que se mostram dispostos a pagar um valor adicional para a melhoria da continuidade do fornecimento e no segundo, os demais.

Ao valor (DPG) que cada um dos consumidores do primeiro grupo está disposto a pagar para obter uma determinada melhoria de continuidade são associados os correspondentes atributos de consumo mensal e de renda. A seguir é ajustada uma função, pelo método dos mínimos quadrados, que expressa a dependência do DPG da renda e nível de consumo.

As funções ajustadas são polinomiais, exponenciais e logísticas. Escolhida aquela de melhor aderência e considerando as faixas de consumo e renda pré-estabelecidas, é determinado o valor de DPG pelo valor médio da função do intervalo associado a cada faixa de consumo e de renda.

A4.4 Exemplos de Aplicação

Nos quadros A4 a A8, a seguir, apresentam exemplos de aplicação da metodologia proposta.:

Quadro A4 – Exemplo de resultados categoria comercial por atividade

ALIMENTOS (Com e Ind)		124							
CG	CP	CRP	CINF	CVNR	CHH	CMP	Total		
15	2,33	1,67	21,10	41,67	54,89	11,73	31,13	164,51	
30	2,33	1,67	21,10	41,67	133,82	20,28	107,36	328,23	
60	2,33	1,67	21,10	41,67	447,31	42,59	188,48	745,14	
180	2,33	1,67	21,10	41,67	580,22	98,33	342,44	1087,75	
300	2,33	1,67	21,10	41,67	610,22	140,12	922,97	1740,08	
OFICINAS/Ind		38							
CG	CP	CRP	CINF	CVNR	CHH	CMP	Total		
15	5,83	1,85	1,67	21,33	59,05	9,72	10,10	109,55	
30	5,83	1,85	1,67	21,33	146,33	18,11	11,20	206,31	
60	5,83	1,85	1,67	21,33	500,00	32,00	13,50	576,18	
180	5,83	1,85	1,67	21,33	524,00	38,00	19,50	612,18	
300	5,83	1,85	1,67	21,33	549,35	37,89	20,20	638,11	
COMERCIAL PEQUENO		95							
CG	CP	CRP	CINF	CVNR	CHH	CMP	Total		
15	8,33	3,11	7,64	13,75	76,42	11,16	11,26	131,66	
30	8,33	3,11	7,64	13,75	200,54	28,06	23,02	284,45	
60	8,33	3,11	7,64	13,75	740,63	39,50	40,00	852,95	
180	8,33	3,11	7,64	13,75	1158,21	84,57	50,00	1325,60	
300	8,33	3,11	7,64	13,75	1866,88	87,61	59,13	2046,44	
LABORATÓRIOS		29							
CG	CP	CRP	CINF	CVNR	CHH	CMP	Total		
15	0,00	5,00	6,71	16,33	28,72	6,74	51,01	114,50	
30	0,00	5,00	6,71	16,33	60,61	10,17	110,22	209,03	
60	0,00	5,00	6,71	16,33	166,67	18,30	400,00	613,01	
180	0,00	5,00	6,71	16,33	271,05	23,70	512,50	835,29	
300	0,00	5,00	6,71	16,33	461,67	26,39	512,61	1028,71	
ESCRITÓRIOS		12							
CG	CP	CRP	CINF	CVNR	CHH	CMP	Total		
15	0,00	9,99	13,89	41,67	28,72	4,62	20,08	118,97	
30	0,00	9,99	13,89	41,67	60,61	7,00	23,70	156,85	
60	0,00	9,99	13,89	41,67	166,67	10,30	96,67	339,18	
180	0,00	9,99	13,89	41,67	250,00	13,70	103,33	432,58	
300	0,00	9,99	13,89	41,67	387,25	14,48	104,72	571,99	
TOTAL COM/IND BT		298							
CG	CP	CRP	CINF	CVNR	CHH	CMP	Total		
15	4,37	2,81	12,64	27,71	58,68	10,52	23,60	140,33	
30	4,37	2,81	12,64	27,71	146,61	20,97	65,12	280,22	
60	4,37	2,81	12,64	27,71	508,92	36,59	135,72	728,76	
180	4,37	2,81	12,64	27,71	713,92	75,58	214,95	1051,98	
300	4,37	2,81	12,64	27,71	979,64	94,22	459,58	1580,96	

Quadro A5: Industrial maior 13,8 kV

AGROINDÚSTRIA														Total
CG	CP	CRP	CSU	CMP	CPE	CPA	CPP	CROP	CHH	CINF	CEXT			
<1	384,43	6,86	8,93	23,81		1343,50		2102,86	937,14	0,00	0,00	0,00	4807,52	
3	384,43	6,86	8,93	23,81		1607,43		2102,86	937,14	0,00	0,00	0,00	5071,46	
15	384,43	6,86	8,93	23,81		1714,86		2102,86	937,14	0,00	0,00	0,00	5178,89	
30	384,43	6,86	8,93	23,81		1727,55		5257,14	2342,86	89,93	0,00	0,00	9841,51	
60	384,43	6,86	8,93	23,81		1734,95		13142,86	5857,14	142,86	0,00	5714,29	27016,13	
120	384,43	6,86	8,93	23,81		1737,67		15542,86	6057,14	224,84	0,00	7401,92	31388,46	
>180	384,43	6,86	8,93	23,81		1738,92		15542,86	6057,14	353,86	0,00	7476,68	31593,49	
ALIMENTOS														Total
CG	CP	CRP	CSU	CMP	CPE	CPA	CPP	CROP	CHH	CINF	CEXT			
<1	100,79	118,81	7,60	0,00	138,15	0,00	0,00	250,00	250,00	0,00	0,00	0,00	865,36	
3	100,79	118,81	7,60	0,00	4541,50	0,00	0,24	250,00	250,00	0,00	0,00	0,00	5268,95	
15	100,79	118,81	7,60	0,00	20045,60	0,01	250,00	250,00	250,00	100,00	0,00	0,00	21122,83	
30	100,79	118,81	7,60	0,00	35164,19	100,00	595,46	625,00	625,00	200,00	0,00	0,00	37536,86	
60	100,79	118,81	7,60	0,00	48047,90	9205,80	918,98	0,00	1562,50	317,69	5434,62	0,00	65714,69	
120	100,79	118,81	7,60	0,00	59703,28	88326,76	1141,64	3890,00	2750,00	500,00	8663,68	0,00	165162,58	
>180	100,79	118,81	7,60	0,00	65608,00	107687,73	1227,27	3890,00	3750,00	786,92	11892,74	0,00	195029,88	
ALUMÍNIO														Total
CG	CP	CRP	CSU	CMP	CPE	CPA	CPP	CROP	CHH	CINF	CEXT			
<1	239,71	354,30	0,00	1,56	138,24	27377,87		5742,50	2512,50	743,33	27,93	37110,01	74247,95	
3	239,71	354,30	0,00	1,56	1051,90	305459,03		6134,25	2912,50	1033,44	238,75	317186,69	634612,13	
15	239,71	354,30	0,00	1,56	1966,63	751630,59		6526,00	3412,50	1393,00	576,23	765524,49	1531625,21	
30	239,71	354,30	0,00	1,56	2518,05	904382,08		7351,13	3825,00	1705,50	692,79	920377,32	1841447,43	
60	239,71	354,30	0,00	1,56	2754,99	960596,01		9001,25	4137,50	2018,00	737,00	979103,32	1958943,63	
120	239,71	354,30	0,00	1,56	2824,70	990000,00		13926,81	4371,88	2283,63	763,27	1014002,59	2028768,44	
>180	239,71	354,30	0,00	1,56	2850,00	1000000,00		18852,38	4606,25	2549,25	774,90	1029453,45	2059681,79	
MECÂNICA														Total
CG	CP	CRP	CSU	CMP	CPE	CPA	CPP	CROP	CHH	CINF	CEXT			
<1	318,41	38,87	47,34	24,43	0,89	352,95	0,00	5575,79	1282,11	57,8	0,00	0,0	7698,57	
3	318,41	38,87	47,34	24,43	1500,00	1323,58	0,00	10997,89	1710,07	93,9	0,00	0,0	16054,48	
15	318,41	38,87	47,34	24,43	29331,47	8901,48	0,00	12578,65	2468,42	103,8	0,00	0,0	53812,82	
30	318,41	38,87	47,34	24,43	42534,29	22500,82	0,00	32838,16	3292,37	567,9	0,00	0,0	102162,56	
60	318,41	38,87	47,34	24,43	51220,26	29455,78	0,00	74913,29	4856,68	1336,4	515,17	0,0	162726,64	
120	318,41	38,87	47,34	24,43	56207,35	33701,85	0,00	126988,42	9778,68	2036,6	821,27	0,0	229863,19	
>180	318,41	38,87	47,34	24,43	57975,38	35247,93	0,00	176431,58	10160,53	2304,8	1127,37	0,0	283676,59	
QUÍMICA														Total
CG	CP	CRP	CSU	CMP	CPE	CPA	CPP	CROP	CHH	CINF	CEXT			
<1	243,33	116,85	89,93	27,45	400,38	15118,84	5784,76	1493,02	1419,70	31,1	0,00	1071,4	25796,80	
3	243,33	116,85	89,93	27,45	1078,04	15157,48	7863,10	1838,16	1545,05	59,4	0,00	2041,5	30060,26	
15	243,33	116,85	89,93	27,45	7084,02	16173,21	12884,78	3965,47	1669,04	213,1	0,00	3041,5	44208,66	
30	243,33	116,85	89,93	27,45	9043,61	16179,19	12080,73	6000,90	1005,22	406,5	0,00	3041,5	53529,63	
60	243,33	116,85	89,93	27,45	10035,21	15178,18	16300,73	10380,77	2327,60	1458,0	287,14	9761,9	66805,15	
120	243,33	116,85	89,93	27,45	10084,29	15178,67	17901,72	12927,74	4142,07	2261,6	789,64	10761,9	74523,20	
>180	243,33	116,85	89,93	27,45	10101,16	15176,84	18202,06	14919,11	6039,17	2261,6	1292,14	10761,9	79231,54	
COURO/CAÇADOS														Total
CG	CP	CRP	CSU	CMP	CPE	CPA	CPP	CROP	CHH	CINF	CEXT			
<1	0,00	10,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16,67	0,00	0,0	0,00	0,0	27,49	
3	0,00	10,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	500,00	0,00	0,0	0,00	0,0	510,82	
15	0,00	10,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1896,67	0,00	20,0	0,00	0,0	1927,49	
30	0,00	10,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3916,67	0,00	40,0	0,00	0,0	3967,49	
60	0,00	10,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8766,67	0,00	80,0	500,00	0,0	9357,49	
120	0,00	10,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19291,40	0,00	212,5	1000,00	0,0	20514,72	
>180	0,00	10,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23445,79	0,00	345,0	1500,00	0,0	25301,61	
CERÂMICA														Total
CG	CP	CRP	CSU	CMP	CPE	CPA	CPP	CROP	CHH	CINF	CEXT			
<1	50,13	91,60	16,27	86,51	20,20	2915,43	7,92	4576,35	54,61	15,6	0,00	0,0	7834,65	
3	50,13	91,60	16,27	86,51	6140,85	8842,76	88,00	4973,81	87,66	10,1	0,00	0,0	20387,65	
15	50,13	91,60	16,27	86,51	33750,00	10385,52	230,56	5007,81	109,23	46,3	0,00	0,0	49773,88	
30	50,13	91,60	16,27	86,51	43860,03	10596,40	260,06	5298,25	175,32	71,9	264,06	0,0	60770,50	
60	50,13	91,60	16,27	86,51	50000,00	10703,44	276,19	9947,46	750,69	385,6	406,25	625,1	73339,24	
120	50,13	91,60	16,27	86,51	53380,50	10757,36	284,63	14277,00	864,40	815,0	515,63	8934,8	90073,78	
>180	50,13	91,60	16,27	86,51	54560,35	10775,40	287,50	21890,00	985,37	957,5	625,00	9025,0	99350,64	
CIMENTO														Total
CG	CP	CRP	CSU	CMP	CPE	CPA	CPP	CROP	CHH	CINF	CEXT			
<1	0,00	1207,19	0,00	2250,00	0,00	0,00	0,00	2250,00	500,00	0,0	0,00	0,0	6207,19	
3	0,00	1207,19	0,00	2250,00	0,00	0,00	0,00	2445,42	500,00	0,0	0,00	0,0	6402,60	
15	0,00	1207,19	0,00	2250,00	0,00	0,00	0,00	4387,50	500,00	734,0	0,00	0,0	9078,69	
30	0,00	1207,19	0,00	2250,00	0,00	0,00	0,00	6000,00	500,00	1859,9	0,00	0,0	11817,08	
60	0,00	1207,19	0,00	2250,00	0,00	0,00	0,00	12516,67	483,33	2694,4	0,00	0,0	19151,56	
120	0,00	1207,19	0,00	2250,00	0,00	0,00	0,00	29250,00	1225,00	3049,0	0,00	0,0	36981,21	
>180	0,00	1207,19	0,00	2250,00	0,00	0,00	0,00	38025,00	1225,00	3403,7	0,00	0,0	46110,87	
ELÉTRICA/ELETRÔNICA														Total
CG	CP	CRP	CSU	CMP	CPE	CPA	CPP	CROP	CHH	CINF	CEXT			
<1	83,92	47,86	24,19	10,96	1,00	2783,41	625,26	1300,08	228,00	62,31	0,00	34,60	5201,59	
3	83,92	47,86	24,19	10,96	57,00	3744,00	631,58	1413,00	318,00	115,72	0,00	34,60	6480,82	
15	83,92	47,86	24,19	10,96	100,00	5366,86	753,02	3368,17	415,00	602,94	0,00	34,60	10807,51	
30	83,92	47,86	24,19	10,96	233,00	6803,76	753,40	5674,95	599,39	1119,82	0,00	34,60	15385,84	
60	83,92	47,86	24,19	10,96	499,00	7033,33	753,59	9992,31	735,30	3450,00	1719,00	197,62	24547,07	
120	83,92	47,86	24,19	10,96	620,38	7151,00	753,68	18011,00	967,65	7220,89	1960,74	277,28	37129,54	
>180	83,92	47,86	24,19	10,96	660,46	7190,66	753,72	18077,68	1186,27	8065,19	2202,47	280,08	38583,46	

Quadro A6 - Residencial BT - modelo direto

MODELO 1 - CUSTO DIRETO DE INTERRUPÇÃO									
DADOS DE INTERRUPÇÕES:									
Número de Interrupções Anuais pela amostra				34330					
Número de Consumidores da Amostra				609					
Número de Interrupções anuais por consumidor				56,37					
Número de Interrupções mensais por consumidor				4,70					
INTERRUPÇÕES POR FAIXA DE CONUSMO									
Número de Interrupções Anuais		até 3min	3 a 15min	15 a 30min	30 a 60min	60 a 120mi	> 120min	total	Dur
Amostra		20700	6031	5188	871,00	880	660	34330	
Distribuição das Interrupções Anu		até 3min	3 a 15min	15 a 30min	30 a 60min	60 a 120mi	> 120min	total	
Amostra		60,30%	17,57%	15,11%	2,54%	2,56%	1,92%	100,00%	
CUSTO DE INTERRUPÇÃO									
Custo de Interrupção - Prevenção contra Interrupções (R\$/interrupção)									
CP		CUSTO TC	R\$/Cons	N Cons		N int	Dur M (min)	R\$/INT/mês	
Amostra		44,51	0,221	201		4,70	23,08	0,0039	
Custo de Interrupção - Reparos e Substituição (R\$/interrupção)									
		CUSTO TC	R\$/Cons	N Cons		N int	Dur M (min)	R\$/INT/mês	
CRP		82,81	1,7618725	47		4,70	23,08	0,0313	
CSU		764,08	54,577142	14		4,70	23,08	0,9682	
Amostra	Amostra							0,9994	
	MIN	CUSTO TC	R\$/Cons	N Cons		N int	Dur M (min)	R\$/INT/mês	
CMP(TI)	15	1,0	0,01	128		4,70	23,08	0,0017	
	30	4,9	0,04	128		4,70	23,08	0,0082	
	60	12,3	0,10	128		4,70	23,08	0,0204	
	180	52,0	0,41	128		4,70	23,08	0,0865	
	300	339,5	2,65	128		4,70	23,08	0,5647	
								0,0146	
CPP(TTI)	MIN	CUSTO TC	R\$/Cons	N Cons		N int	Dur M (min)	R\$/INT/mês	
	15	1,1	0,01	45		4,70	23,08	0,0018	
	30	1,1	0,01	45		4,70	23,08	0,0018	
	60	28,5	0,22	45		4,70	23,08	0,0474	
	180	53,7	0,42	45		4,70	23,08	0,0893	
	300	92,4	0,72	45		4,70	23,08	0,1536	
								0,0065	
CUSTO ATUAL MÉDIO MENSAL DA AMOSTRA									
Amostra	N_Cons	N_int	Dur_M (min)	Total Amostra					
CP	609	4,70	23,08	2,39					
CRP/CSU	609	4,70	23,08	608,65					
CPA	609	4,70	23,08	8,87					
CPP	609	4,70	23,08	3,93					
CUSTO DO KWh INTERROMPIDO									
	TOTAL AMC	KWh	Cint/kWh/con	Custo/int/cons		Kwhint	R\$/kWhint	US\$/kWhint	
	623,84	233,02	0,0044	1,02		0,58	1,75	0,96	

Nota :1 dólar = 1,82 reais

Quadro A7 – Residencial - modelo indireto (DPG)

MODELO 2 - CUSTO DE INTERRUÇÃO POR FAIXA DE RENDA									
TOTAL DOS QUE NÃO ACHAM IMPORTANTE "INTERRUP				119	Número de Interrupções Anuais(amostra)				34330
TOTAL AMOSTRADO				609	Número de Consumidores da Amostra				609
NÚMERO DE OBSERVAÇÕES DA ESTIMAÇÃO				490	Número de Interrupções anuais/consum.				56,37
					Número de Interrupções mensais/consum.				4,70
					Duração por interrupção				23,08
FAIXA DE RENDA	RENDA	NCONS	CINTERRUP	CINT AJUS	CONS ENER	COM EN AJ	FAIXA LIMITE	Pesos	
1	120	201	3,00	2,42	116,51	113,10	118,84	1,27	
2	240	130	3,33	2,68	181,76	124,58	136,07	1,13	
3	480	103	3,99	3,21	205,06	147,56	167,66	0,88	
4	900	34	5,14	4,14	207,39	187,76	216,47	1,00	
5	1500	34	6,79	5,46	291,28	245,19	273,91	0,89	
6	2100	14	8,43	6,79	396,13	302,62		0,82	
Amostra	418,140	516	3,82	3,07	233,02	141,64		1,00	
FAIXA DE RENDA	RENDA	NCONS	INTMÉDIA	CUST/KWH	CUST/KWHAJ	CUST/INT	R\$/min INT	ENER INT	CUST/KWHint
1	120	201	23,08	0,0207	0,0214	0,5142	0,1047	0,29	0,706 0,898
2	240	130	23,08	0,0147	0,0215	0,5706	0,1162	0,46	1,222 1,384
3	480	103	23,08	0,0157	0,0218	0,6833	0,1391	0,51	1,652 1,457
4	900	34	23,08	0,0199	0,0220	0,8807	0,1793	0,52	2,153 2,155
5	1500	34	23,08	0,0187	0,0223	1,1625	0,2367	0,73	3,991 3,552
6	2100	14	23,08	0,0171	0,0224	1,4444	0,2941	0,99	6,745 5,557
Amostra	418,140	516	23,08	0,0132	0,0217	0,6543	0,1332	0,58	1,797 1,516
C_INT_AJUST	Custo de Interrupção em R\$/domicílio mês ajustado pelo número dos que não acharam importante pagar								
VALORES SPSS:									
EQUAÇÕES	C	RENDA	VALOR						
EQ1	-0,06085	0,001031	-0,265248						
EQ2	-0,31972	-0,000328	0,119611 <= ESCOLHIDO						
EQ3	0,578380	0,000860	-0,243871						
EQUAÇÃO DE AJUSTE DO CONSUMO DE ENERGIA EM FUNÇÃO DA RENDA									
CON_ENER	RENDA								
RESUMO DOS RESULTADOS									
Estatística de regressão		Variable		B	SE B	Beta	T	Sig T	
R múltiplo	0,863281	Renda (q32)		5,06E-04	3,28E-04	0,119611	1,543	0,1248	
R-Quadrado	0,745255	(Constant)		1,484221	0,319721		4,642	0	
R-quadrado ajustad	0,681568								
Erro padrão	54,83647								
Observações	6								
ANOVA									
	gl	SQ	MQ	F	F de significação				
Regressão	1	35188,222	35188,22218	11,70195	0,026760235				
Resíduo	4	12028,156	3007,03891						
Total	5	47216,378							
Coeficientes									
	Coeficiente	Erro padrão	Stat t	valor-P	95% inferiores	95% superiores	Inferior 95,0%	perior 95,0%	
Interseção	101,6119	42,000125	2,419324241	0,072816	-14,9993624	218,2232025	-14,9993624	218,223	
Variável X 1	0,095719	0,0279814	3,420811463	0,02676	0,018030135	0,173408294	0,01803013	0,17341	
MODELO 2 POR FAIXA DE CONSUMO DE ENERGIA									
FAIXA CONSUMO	RENDA	NCONS	C_INTERRUP	CINT AJUS	CON_ENER	COM EN AJ	N_INTER	DUR_INT	
F1	180	331	3,24	2,61	107,03	207,39	4,70	23,08	
F2	960	171	3,32	2,67	206,60	234,57	4,70	23,08	
F3	2100	14	3,76	3,02	438,03	396,13	4,70	23,08	
Amostra	490,58	516	3,31	2,66	170,49	233,02	4,70	23,08	
FAIXA CONSUMO	RENDA	CUST/KWH	CUST/INT	R\$/min_INT	ENER_INT	\$/kwh_INT(mod R\$/kWhint(mc Média(mc US\$/kWhint			
F1	180,00	0,0244	0,555	0,1130	0,52	1,36	1,53	1,44	0,79
F2	960,00	0,0129	0,568	0,1156	0,59	1,57	1,77	1,67	0,91
F3	2100,00	0,0069	0,644	0,1311	0,99	3,01	3,38	3,19	1,75
Amostra	490,58	0,0156	0,567	0,1155	0,58	1,56	1,75	1,66	0,90

Quadro A8 (cont.) – Residencial - modelo indireto (DPG)

NOTA: Os valores de correlação da equação escolhida estão entre 0,7 e 0,9 e são os menores valores de resíduo (D53) - Mínimos Quadrados (MQ)

RESUMO DOS RESULTADOS

Estatística de regressão

R múltiplo	0,863281
R-Quadrado	0,745255
R-quadrado	0,681568
Erro padrão	54,83647
Observações	6

Variable	B	SE B	Beta	T	Sig T
Renda (q3)	5,06E-04	3,28E-04	0,119611	1,543	0,1248
(Constant)	1,484221	0,319721		4,642	0

alfa

teta

beta

EQ2	0,319721	0,000328	0,119611
-----	----------	----------	----------

T de Student

$$DPG = \frac{-\alpha - \theta Y_n}{\beta}$$

onde... α = constante... θ = coeficiente... renda... β = coeficiente... DPG

ANOVA

	gl	SQ	MQ	F	te significação
Regressão	1	35188,22	35188,22	11,70195	0,02676
Resíduo	4	12028,16	3007,039		
Total	5	47216,38			

	Coefficiente	Erro padrão	Stat t	valor-P	5% inferior	5% superior	inferior 95.0%	superior 95.0%
Interseção	101,6119	42,00012	2,419324	0,072816	-14,99936	218,2232	-14,99936	218,2232
Variável X 1	0,095719	0,027981	3,420811	0,02676	0,01803	0,173408	0,01803	0,173408

Quadro 9 - Custo da Interrupção Comércio e Indústria (BT e maior que 13,8kV)

COMÉRCIO MAIOR QUE 13,8 KV									
CUSTOS MÉDIOS MENSAIS		BANCOS	GR. COM.	SERV. PÚBL.	TRANSP.	OUTROS			
R\$/MÊS/CONS/INT	CG	22095,40	27,03	26,30	426,83	642,16			
	CP	32113,34	0,00	30,99	129,12	399,41			
	CRP	0,00	0,00	0,00	0,00	1,49			
	CSU	0,00	18,29	0,00	0,00	11,80			
	CMP	0,00	3616,12	927,03	0,00	71161,26			
	CFAT	67661,57	3432,72	7780,11	12801,79	3666,62			
	CHH	20250,00	1019,95	1898,62	8819,26	895,34			
	CINF	11444,39	171,67	0,00	4527,23	298,74			
	CEXT	0,00	363,13	0,00	1219,44	0,00			
	R\$/COM/INT	118034,61	4014,27	8061,45	22404,17	18186,44			
	Kwh INTERROMP	9819,68	1286,49	1238,66	3424,87	2905,01			
	R\$/KWHINT	12,02	3,12	6,51	6,54	6,26			
	US\$/KWHINT	6,57	1,71	3,56	3,57	3,42			
	AMOSTRA	6,40	3,50						
	R\$		US\$						
COM / IND BT									
CUSTOS MÉDIOS MENSAIS		ALIMENTOS	OFICINA	COM. PEQ.	LABORAT.	ESCR.			
R\$/MÊS/CONS/INT	CG	0,30	0,74	0,00	0,30	0,00			
	CP	0,36	0,24	0,66	0,49	0,40			
	CRP	0,38	0,16	0,14	0,12	0,25			
	CSU	0,37	0,57	0,17	0,11	0,20			
	CMP	0,41	0,04	0,07	0,48	0,12			
	CFAT	0,54	0,71	0,84	0,28	0,26			
	CHH	0,09	0,05	0,08	0,03	0,02			
	CINF	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01			
	CEXT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
	R\$/COM/INT	1,19	1,80	0,96	1,11	0,59			
	Kwh INTERROMP	0,55	0,86	0,33	0,73	0,50			
	R\$/KWHINT	2,18	2,08	2,88	1,52	1,18			
	US\$/KWHINT	1,19	1,14	1,57	0,83	0,65			
	AMOSTRA	2,29	1,25						
	R\$		US\$						
INDUSTRIAL MAIOR QUE 13,8 KV									
CUSTOS MÉDIOS MENSAIS		AGROIND	ALIM	ALUM	MEC	QUÍM	OURO/CAL	CERAM	CIM
R\$/MÊS/CONS/INT	CG	384,43	100,79	239,71	318,41	243,33	0,00	50,13	0,00
	CP	6,86	118,81	354,30	38,87	116,85	10,82	91,60	1207,19
	CRP	8,93	7,60	0,00	47,34	89,93	0,00	16,27	0,00
	CSU	23,81	0,00	1,56	24,43	27,45	0,00	86,51	2250,00
	CMP	0,00	27906,21	2063,39	30568,05	6637,34	0,00	32693,65	0,00
	CPE	1969,05	12491,05	719594,71	15596,02	18282,83	0,00	10678,75	0,00
	CPA	0,00	459,39	0,00	0,00	14438,67	0,00	210,65	0,00
	CPP	6507,00	713,44	9292,91	43406,07	6125,16	5225,26	8355,93	9276,91
	CROP	2805,12	934,43	4105,74	3902,33	2452,09	0,00	329,72	678,97
	CHH	73,42	188,82	1721,68	639,28	653,57	57,65	196,62	1340,49
	CINF	0,00	2113,83	0,00	200,38	168,60	229,28	180,63	0,00
	CEXT	1828,89	0,00	0,00	0,00	5356,82	0,00	1090,43	0,00
	R\$/COM/INT	3271,36	13217,54	223944,76	29294,61	12008,26	2421,48	11763,60	4689,98
	Kwh INTERROMP	203,58	1045,71	1328,51	1174,38	1096,82	309,08	2927,61	1504,65
	R\$/KWHINT	16,07	12,64	168,57	24,94	10,95	7,83	4,02	3,12
	US\$/KWHINT	8,78	6,91	92,11	13,63	5,98	4,28	2,20	1,70
R\$/MÊS/CONS/INT	CG	ELÉT/ELETR	MAD/MOBIL	METAL.	TÊXT/VEST.PEL/IND.	GR/EXTR. MIN	OUTROS	VIDRO	SIDER
	CP	83,92	0,00	42,49	29,78	1490,31	0,00	1041,61	119,19
	CRP	47,86	345,45	7,78	59,99	1340,88	34,37	676,00	37,11
	CSU	24,19	45,34	15,06	6,94	298,79	0,00	106,30	10,09
	CMP	10,96	4,57	12,63	9,92	673,08	0,00	99,93	19,46
	CPE	240,96	1928,20	16073,15	13981,04	8504,80	33,78	48102,44	17088,35
	CPA	6215,51	3927,51	55504,08	244,25	88374,25	4023,43	11457,70	11003,91
	CPP	847,25	0,00	35,70	271,88	8509,18	203,25	1376,22	0,00
	CROP	6251,07	10804,97	17294,78	5010,97	8199,43	2752,90	38616,99	18102,47
	CHH	596,72	1485,79	1913,04	1530,40	4369,17	7152,15	35174,31	49983,57
	CINF	1845,87	978,25	6432,81	754,98	6977,53	301,50	992,47	532,11
	CEXT	534,91	297,62	189,40	47,14	2689,76	0,00	309,17	2,55
	R\$/COM/INT	72,71	0,00	1188,50	83,51	7603,40	0,00	1739,58	5606,82
	Kwh INTERROMP	3842,80	4812,85	28619,07	5868,68	30627,53	3891,44	1691,76	30587,18
	R\$/KWHINT	241,81	236,33	2081,00	649,71	2307,61	1178,87	342,88	2347,88
	US\$/KWHINT	15,89	20,36	13,75	9,03	13,27	3,30	4,93	13,03
	AMOSTRA	8,68	11,13	7,52	4,94	7,25	1,80	2,70	7,12
	R\$		US\$						