

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
CENTRO DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISAS EM ADMINISTRAÇÃO - CEPEAD

GIORDANO BRUNO BRAZ DE PINHO MATOS

**DIRECIONADORES DE CUSTOS DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Belo Horizonte

2014

GIORDANO BRUNO BRAZ DE PINHO MATOS

**DIRECIONADORES DE CUSTOS DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração – CEPEAD da Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para a conclusão do curso de Mestrado em Administração

Linha de Pesquisa: Gestão de Operações e Logística

Orientadora: Dr^a. Ana Lúcia Miranda Lopes

Co-orientador: Dr. Marcelo Azevedo Costa

Ficha Catalográfica

M433d
2014

Matos, Giordano Bruno Braz de Pinho.
Direcionadores de custos de uma distribuidora de energia elétrica [manuscrito] / Giordano Bruno Braz de Pinho Matos. _
2014.
117 f. : il.

Orientadora : Ana Lúcia Miranda Lopes.
Coorientador : Marcelo Azevedo Costa.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração.
Inclui bibliografia (111-115) e anexos.

1. Energia elétrica – Distribuição – Teses. 2. Energia elétrica – Custos – Teses. 3. Administração - Teses. I. Lopes, Ana Lúcia Miranda. II. Costa, Marcelo Azevedo. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração. IV. Título.

CDD: 658.4

Elaborada pela Biblioteca da FACE/UFMG – NMM/058/2014



Universidade Federal de Minas Gerais
Faculdade de Ciências Econômicas
Departamento de Ciências Administrativas
Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração

ATA DA DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ADMINISTRAÇÃO do Senhor **GIORDANO BRUNO BRAZ DE PINHO MATOS**, REGISTRO Nº 540/2014. No dia 23 de abril de 2014, às 14:00 horas, reuniu-se na Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, a Comissão Examinadora de Dissertação, indicada pelo Colegiado do Centro de Pós-Graduação e Pesquisas em Administração do CEPEAD, em 23 de abril de 2014, para julgar o trabalho final intitulado "**Direcionadores de Custos de uma Distribuidora de Energia Elétrica**", requisito para a obtenção do **Grau de Mestre em Administração**, área de concentração: **Administração**. Abrindo a sessão, a Senhora Presidente da Comissão, Profa. Dr. Ana Lúcia Miranda Lopes, após dar conhecimento aos presentes o teor das Normas Regulamentares do Trabalho Final, passou a palavra ao candidato para apresentação de seu trabalho. Seguiu-se a arguição pelos examinadores com a respectiva defesa do candidato. Logo após, a Comissão se reuniu sem a presença do candidato e do público, para julgamento e expedição do seguinte resultado final:

() APROVAÇÃO;

(¹) APROVAÇÃO CONDICIONADA A SATISFAÇÃO DAS EXIGÊNCIAS CONSTANTES NO VERSO DESTA FOLHA, NO PRAZO FIXADO PELA BANCA EXAMINADORA (NÃO SUPERIOR A 90 NOVENTA DIAS);

() REPROVAÇÃO.

O resultado final foi comunicado publicamente ao candidato pela Senhora Presidente da Comissão. Nada mais havendo a tratar, a Senhora Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada por todos os membros participantes da Comissão Examinadora. Belo Horizonte, 23 de abril de 2014.

NOMES

ASSINATURAS

Prof. Dr^a. Ana Lúcia Miranda Lopes
ORIENTADORA CEPEAD/UFMG

Prof. Dr. Marcelo Azevedo Costa
DEP/UFMG

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
ISEE/UNIFEI

Prof. Dr. Pueri do Carmo Mário
CIC/UFMG

Aos meus pais, Wagner e Elina, à minha esposa Juliana e meu filho João.

AGRADECIMENTOS

Meu agradecimento principal à minha família, que suportou com compreensão e carinho a ausência e os momentos mais difíceis para que esta etapa pudesse ser cumprida.

À professora Ana Lopes, em primeiro lugar pela amizade, que tornou mais leve a execução do trabalho, mas também pelo conhecimento compartilhado e pela paciência.

Ao professor Marcelo, pela dedicação e pelo apoio prestados à esta dissertação, sempre com tranquilidade e disponibilidade. Sem a sua ajuda não seria possível a conclusão.

Aos colegas por compartilhar das lutas e alegrias do curso.

RESUMO

Após a onda de reformas liberalizantes nos setores elétricos de diversos países, vários estudos e agências reguladoras aplicaram modelos de *benchmarking* e desenvolveram funções de custo para a distribuição de energia elétrica. Uma questão fundamental a ser definida nesse contexto é saber quais variáveis são determinantes dos custos na distribuição de energia elétrica. Esta dissertação analisa os maiores processos da distribuição de energia elétrica, que são executados de forma regional, para avaliar a significância estatística de supostos direcionadores de custos. A pesquisa foi realizada utilizando dados da Cemig Distribuição S.A., que é a maior distribuidora de energia elétrica da América Latina em termos da extensão de rede e número de consumidores. Foi adotada uma estratégia de pesquisa mista, sendo feito um estudo sequencial, inicialmente com entrevistas e reuniões com os especialistas da empresa, para a compreensão dos processos e atividades necessários para a prestação do serviço e para o levantamento dos potenciais direcionadores de custos em cada processo. Posteriormente, foram levantados os dados das variáveis apontadas para a análise de sua significância estatística na determinação dos custos. No maior processo em termos de custos, foi aplicado o método de *Best subsets* para a obtenção do melhor modelo. Nos processos de manutenção de linhas, manutenção de subestações, faturamento e execução de serviços comerciais foram realizadas análises de correlação para a construção dos modelos que melhor os representam. Os modelos selecionados foram estimados por meio de Mínimos Quadrados Ordinários (MQO). Para o custo de execução da manutenção de redes, os resultados mostraram que as variáveis mais importantes são as mais comuns na literatura, que são a extensão das redes, o número de consumidores e o consumo. Porém, a separação desses produtos por sua localização urbana ou rural é fundamental, já que as tecnologias de produção nesses ambientes são distintas. O modelo selecionado para o custo da manutenção de linhas considera como principal variável o comprimento total de linhas. A proporção das estruturas de acordo com sua natureza mostrou-se também significativa, assim como o percentual de estradas não pavimentadas. Para a manutenção de subestações, a variável mais significativa foi a potência entregue, seguida da decomposição do número de transformadores nos níveis de tensão, do DEC e do número de grandes clientes. Para o faturamento, o número de consumidores, separados em urbano e rural, foi significativo.

Palavras-chave: direcionadores de custos; regulação; distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

After the wave of liberalizing reforms in the electricity sectors of many countries, various studies and regulatory agencies applied models for benchmarking and cost functions for the distribution of electricity. A fundamental question to be defined in this context is which variables are determinants of costs in electricity distribution. This dissertation analyzes the major processes of electric power distribution, which are run on a regional basis, to assess the statistical significance of supposed cost drivers. The survey was conducted using data from Cemig D, which is the largest electricity distributor in Latin America in terms of the extension of the network and the number of consumers. A strategy of mixed methods of research was adopted, and made a sequential study beginning with interviews and meetings with company experts to understand the processes and activities required to deliver the service and to survey for potential cost drivers in each process. Subsequently, the data for the potential cost drivers variables were analyzed for its statistical significance in determining the costs. In the largest dataset we applied the method of Best subsets to obtain the best model. In other cases correlation analysis for the construction of models that best represent were applied. The selected models were estimated by ordinary least squares (OLS). For the low voltage maintenance costs results showed that the most important variables are the most common in the literature, which are the extension of networks, the number of consumers and consumption. However, the separation of these products by their urban or rural location is essential, since the production technologies in these environments are quite different. For the high voltage maintenance costs the model considers the total length of power lines as the independent variable. The proportion of the structures according to their nature proved to be significant, as the percentage of unpaved roads. For the maintenance of substations, the most significant variable was the power delivered, followed by decomposition of the number of transformers in the voltage levels, the average duration of interruptions and the number of large customers. For the cost of billing the number of consumers separated in urban and rural locations proved to be significant.

Keywords: cost drivers, regulation, electricity distribution.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Participação dos custos dos processos no custo operacional da Cemig D em 2012	42
Tabela 2 - Gerências regionais da Cemig D e a quantidade de municípios atendidos.....	46
Tabela 3 - Direcionadores de custos e hipóteses para a manutenção de redes.....	51
Tabela 4 - Quantidade de subestações por região geoeletrica.....	53
Tabela 5 - Percentual de consumidores por nível de tensão.....	59
Tabela 6 - Exemplo do formato de contratação de leitura.....	59
Tabela 7 - Estatísticas descritivas para as variáveis: PMSO (Mil R\$), rede total (km), número de consumidores, mercado (MWh) e número de postes.....	84
Tabela 8 - Resultados do ajuste de modelos de regressão aplicando o método <i>Best subsets</i> para a seleção de variáveis – variável dependente: custo de manutenção de redes por número de consumidores.....	87
Tabela 9 - Resultados do ajuste de modelos de regressão Cobb-Douglas aplicando o método <i>Best subsets</i> para a seleção de variáveis – variável dependente: logaritmo do custo de manutenção da rede por número de consumidores.....	89
Tabela 10 - Tabela de análise de variância considerando o modelo de regressão com as variáveis independentes: custo, comprimento de rede e consumo (modelo 1) e as variáveis estratificadas para as classes urbana e rural (modelo 2).....	91
Tabela 11 - Análise estatística da decomposição da Soma dos Quadrados.....	91
Tabela 12 - Estatísticas descritivas para as variáveis relacionadas à manutenção de linhas....	92
Tabela 13 - Análise de variância para avaliar a decomposição das linhas segundo os níveis de tensão.....	96
Tabela 14 - Análise de variância para avaliar a decomposição das linhas segundo o tipo de estrutura.....	96
Tabela 15 - Análise de variância para avaliar o custo em função da quantidade de estruturas em diferentes níveis de tensão.....	97
Tabela 16 - Análise de variância para avaliar o custo em função da quantidade de estruturas com diferentes proporções de tipos de estrutura.....	97
Tabela 17 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para o custo por quantidade de estruturas em função das proporções de estruturas nos diferentes níveis de tensão.....	98
Tabela 18 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para o custo por quantidade de estruturas em função das proporções de estruturas nos diferentes tipos de material.....	98

Tabela 19 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para três modelos distintos tendo o custo por quantidade de estruturas como variável dependente.....	98
Tabela 20 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para o custo por quantidade de estruturas em função do comprimento total de linhas, a proporção de estruturas em concreto e a proporção de estradas não pavimentadas.....	99
Tabela 21 - Estatísticas descritivas para as variáveis: potência entregue, número total de transformadores, pontos de conexão, DEC, FEC, taxa de indisponibilidade, número de grandes clientes e área das subestações.....	100
Tabela 22 - Análise de variância para avaliar a decomposição do número de transformadores segundo os níveis de tensão.....	101
Tabela 23 - Análise de variância para avaliar o desempenho das variáveis: número de grandes clientes e DEC.....	102
Tabela 24 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para as variáveis: potência, número de transformadores segundo os níveis de tensão 138 kV, 69 kV e 34,5 kV, o número de grandes clientes e o DEC.....	102
Tabela 25 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para as variáveis: potência, número de transformadores para o nível de tensão 138 kV, número de grandes clientes e DEC.....	103
Tabela 26 - Estatísticas descritivas para as variáveis: número (total) de consumidores, número de consumidores urbanos, número de consumidores rurais e densidade de consumidores. ..	104
Tabela 27 - Análise de variância para avaliar a decomposição do número de consumidores segundo as classes rural e urbana.	106
Tabela 28 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para o custo de faturamento em função do número de consumidores rurais e urbanos.....	106

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Relacionamento Hierárquico das Atividades	22
Quadro 2 - Insumos, produtos e variáveis ambientais utilizados em pesquisas anteriores.	31
Quadro 3 - Principais negócios e subsidiárias do grupo Cemig.....	34
Quadro 4 - Processos Corporativos e Processos Principais.....	36
Quadro 5 - Sedes de cada região	53
Quadro 6 - Variáveis por grupo para o processo de execução da manutenção de redes.	73
Quadro 7 - Variáveis por grupo para o processo de execução da manutenção de redes.	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo básico de arquitetura para o agrupamento de informações de custos operacionais.....	26
Figura 2 - Mapa de processos da Cemig D.....	38
Figura 3 - Mapa das 16 gerências regionais da Cemig D.....	45
Figura 4 - Tipos de redes de Distribuição	47
Figura 5 - Mapa das sete regiões geoeletricas da Cemig D.....	53
Figura 6 - Etapas da pesquisa.....	68
Figura 7 - Modelo básico para agrupamento de custos operacionais para uma distribuidora de energia elétrica	72
Figura 8 - Sete regiões do Estado de Minas Gerais segundo análise para linhas de alta tensão	75
Figura 9 - Gráfico da correlação de Spearman considerando as 94 variáveis independentes, agrupadas segundo os grupos: consumidores, consumo, rede, socioeconômicas e outros	85
Figura 10 - Gráficos de dispersão das seis variáveis com os maiores coeficientes de correlação com a variável custo de manutenção de linhas	94
Figura 11 - Análise visual da correlação linear entre variáveis do grupo comprimento de linha e quantidade de estruturas.....	95
Figura 12 - Análise visual da correlação linear entre variáveis da base de dados de custos de manutenção de subestações	100
Figura 13 - Análise de correlação das variáveis que compõem a base de dados de custos de faturamento.....	104
Figura 14 - Gráficos de dispersão do custo de faturamento em função das variáveis: (a) número de consumidores, (b) número de consumidores urbanos, (c) número de consumidores rurais e (d) densidade de consumidores.....	105

LISTA DE ABREVIATURAS

3CRTP – Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Distribuidoras de Energia

ABC – *Activity-based Costing*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CAPEX – *Capital Expenditure*

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

DEA – *Data Envelopment Analysis*

DEC - Duração Equivalente das Interrupções

FEC - Frequência Equivalente das Interrupções

MQO – Mínimos Quadrados Ordinários

MWh – Megawatt-hora

OFGEM – *Office of Gas and Electricity Markets*

OPEX – *Operational Expenditure*

PMSO – Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros

RDA – Rede de Distribuição Aérea

RDI – Rede de Distribuição Isolada

RDP – Rede de Distribuição Protegida

TI – Tecnologia da Informação

TOTEX – *Total Expenditure*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVO GERAL	19
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.3	JUSTIFICATIVA	20
2	REFERENCIAL TEÓRICO	21
2.1	ACTIVITY-BASED COSTING (ABC).....	21
2.1.1	Hierarquia das atividades e direcionadores de custos.....	22
2.2	VARIÁVEIS E CUSTOS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	27
3	OS CUSTOS DA CEMIG DISTRIBUIÇÃO	34
3.1	O NEGÓCIO	34
3.2	METODOLOGIA DE CUSTEIO.....	35
3.3	EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO	43
3.3.1	Manutenção de redes	44
3.3.2	Manutenção de subestações	52
3.3.3	Manutenção de linhas.....	55
3.4	FATURAMENTO	58
3.5	EXECUÇÃO DE SERVIÇOS COMERCIAIS	60
3.5.1	Corte e religação	61
3.5.2	Inspeção de unidades consumidoras	63
3.5.3	Outros serviços comerciais.....	65
4	METODOLOGIA.....	67
4.1	ENTREVISTAS	68
4.2	BASE DE DADOS E MODELO DE CUSTOS	71
4.2.1	Execução da Manutenção de Redes	72
4.2.2	Execução da manutenção de linhas.....	75
4.2.3	Execução da manutenção de subestações	77
4.2.4	Faturamento	77
4.3	MÉTODOS DE ANÁLISE DOS DADOS	78
5	ANÁLISE QUANTITATIVA DAS VARIÁVEIS	84
5.1	EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO DE REDES	84
5.2	EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO DE LINHAS	92
5.2.1	Análise de correlação para as variáveis dos grupos	94
5.2.2	Análise de regressão linear	96
5.3	EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO DE SUBESTAÇÕES	99
5.4	FATURAMENTO	103

5.4.1	Análise de Regressão Linear	105
6	CONCLUSÕES.....	107

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico é fundamental ao desenvolvimento econômico de uma nação. Todos os demais setores dependem do suprimento da energia elétrica para o seu funcionamento, de modo que o crescimento econômico de um país está associado à gestão adequada desse setor para suprir as demandas existentes. O desafio de gerir o setor não está apenas em garantir o suprimento crescente de energia, mas também em fortalecer as instituições que fazem a organização do setor, na formulação de regras pertinentes e na manutenção de preços módicos ao consumidor final.

Na década de 90, o Brasil passou por uma transformação no seu padrão de desenvolvimento econômico, principalmente de sua indústria de infraestrutura. Anteriormente, o Estado era o maior indutor do crescimento econômico. O setor elétrico possuía então uma estrutura verticalizada, com grandes empresas estaduais ou federais operando em todas as etapas do processo (geração, transmissão e distribuição). Várias mudanças político-institucionais no país fizeram com que o investimento passasse a ser feito em grande volume também pelo capital privado, com uma abertura maior para o capital externo e também pela privatização de empresas de setores de infraestrutura, como de telefonia (LEME, 2009). Com esse novo arranjo, houve também uma reconfiguração do setor elétrico, ocorrendo a desverticalização das empresas, o que significa que a geração, transmissão e distribuição deveriam ser prestadas por empresas distintas, mesmo que pertencendo ao mesmo grupo. O objetivo foi o de promover a concorrência no mercado da geração (produção da energia) e possibilitar a regulação de forma individual para as fases do processo caracterizadas pelo monopólio natural, mas que apresentam características bem distintas, que são a transmissão (transporte em alta tensão) e a distribuição (transporte até o consumidor final).

Com a privatização das empresas do setor, surgiu a necessidade da regulação do serviço por parte do Estado. Os serviços públicos de transmissão e de distribuição de energia elétrica, que deveriam ser prestados pelo Estado, são transferidos por meio de concessões para outros agentes, sejam eles privados ou estatais. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) foi criada em 06 de outubro de 1997 por meio da aprovação do Decreto nº 2.335, com a função de regular, fiscalizar e mediar as três etapas do processo da produção e transporte de energia elétrica.

A tarefa, no entanto, não é simples. O regulador encontra o desafio de lidar com a assimetria informacional em relação aos agentes. A empresa regulada geralmente dispõe de melhores informações acerca das características de seu mercado e dos seus custos. O regulador consegue obter informações das quantidades e preços de insumos utilizados na prestação do serviço, mas apenas o agente conhece o real esforço despendido na redução desses insumos. Surge então o problema do risco moral, que se relaciona com a minimização do esforço por parte do agente para redução de seus custos e também da seleção adversa, por parte do regulador, que pode ser exemplificada na definição de preços excessivos em relação aos custos (LAFFONT; TIROLE, 1993).

A teoria da regulação propõe a definição de um patamar de receitas ou tarifas por um período fixo de tempo, definido em contrato. Dado o nível de tarifas ou receitas, as empresas reguladas têm o incentivo de reduzir seus custos a patamares inferiores àqueles definidos pelo regulador, de forma a se apropriar de uma maior remuneração. Após o intervalo de tempo definido no contrato de concessão, os custos das empresas reguladas são revistos e definidos em novos patamares mais eficientes. Esse mecanismo é conhecido como *price cap* (LAFFONT; TIROLE, 1993).

Os mecanismos adotados pelo regulador no setor têm o objetivo de criar o ambiente adequado para a competição na geração de energia e criar incentivos para que as firmas reguladas realizem o serviço com eficiência nos custos e com um determinado padrão de qualidade. Portanto, os objetivos devem ser atingidos sem, contudo, permitir que as firmas se apropriem indevidamente de uma renda excessiva, se beneficiando do seu poder de mercado.

Na prática, o problema que emerge no regime de *price cap* é o de saber qual critério utilizar para definir a receita inicial das firmas reguladas. Como definir uma receita para cobertura de custos operacionais eficientes e para remuneração dos gastos de capital? Conforme Jamasb e Pollit (2001), vários reguladores, em diferentes países, têm utilizado técnicas de *benchmarking* que auxiliam na definição da eficiência relativa dos custos operacionais individuais das firmas. Dessa forma, é crucial a definição de uma metodologia consistente para a definição de custos operacionais eficientes, além de um bom sistema de contabilidade, associado a protocolos e padronização de relatórios de custos e extensa coleta de dados (JOSKOW, 2008).

Estache, Rossi e Ruzzier (2004) analisam a evolução do setor elétrico e da regulação na América Latina, após a fase de reestruturação pela qual passaram vários países do continente, e enfatizam a necessidade da coordenação entre diferentes reguladores para possibilitar o acesso a uma maior base de dados de empresas, com padronização de informações e com definições consistentes das variáveis a serem utilizadas. Esse esforço resultaria em medidas de eficiência mais consistentes.

A definição da receita de custos operacionais eficientes constituiu um ponto central na regulação por incentivos, que foi a vertente de regulação de monopólios naturais estabelecida para o setor elétrico brasileiro após as privatizações na década de 90. Nesse sentido, em 10 de setembro de 2010, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº. 040/2010, relativa ao 3º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3CRTP) das concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Nessa ocasião, por meio da Nota Técnica 265/2010, foi proposta uma revisão profunda no modelo que calcula os custos operacionais regulatórios. A ANEEL submeteu à apreciação das concessionárias a aplicação de uma metodologia de *benchmarking* intitulada *Data Envelopment Analysis – DEA*, já amplamente utilizada por agências reguladoras do setor elétrico de países como Áustria, Inglaterra, Bélgica, Finlândia e Holanda e que viria a substituir o modelo de empresa de referência. O resultado dessa metodologia é um escore de eficiência que indica o quão eficientemente cada empresa está transformando os insumos (custos) em produtos (mercado faturado, número de consumidores e extensão de rede), quando comparada a empresas similares. Portanto, o que o regulador faz com a aplicação da metodologia é estimular um ambiente competitivo entre as empresas, fazendo com que haja um incentivo à redução de custos.

Para a definição de um modelo de *benchmarking* adequado é muito importante o correto entendimento dos custos de uma distribuidora. Os resultados obtidos são sensíveis à especificação do modelo, ao tamanho da amostra e também à seleção das variáveis. Jamasb e Pollitt (2001) conduzem uma extensa pesquisa entre reguladores e identificam o número de consumidores, o mercado atendido em MWh, a extensão de redes e o tamanho da área servida como as variáveis mais utilizadas para a modelagem de custos na distribuição de energia. No entanto, foi encontrada uma grande variedade de métodos e de variáveis aplicadas, não havendo um consenso sobre como deve ser modelada a função de custo e de produção no setor.

A elaboração de modelos para a tecnologia de produção na distribuição de energia elétrica tem sua origem e referências na engenharia econômica. De maneira abstrata, a tecnologia da distribuição pode ser pensada tendo como produto a energia entregue aos consumidores. Os insumos seriam a energia recebida pela distribuidora, o capital investido na forma de redes e transformadores, assim como o trabalho e todo o material utilizado para as atividades necessárias para manter o serviço (EDVARDSEN; FORSUND, 2003). Na literatura é usual adotar o número de consumidores como um produto que dimensiona o tamanho da distribuidora (EDVARDSEN; FORSUND, 2003). No entanto, a diversidade de variáveis e de métodos é muito marcante, tanto na literatura quanto na regulação setorial. A seleção do modelo mais adequado depende dos objetivos propostos e da disponibilidade dos dados.

Neuberg (1977) desenvolve uma função de custos para a distribuição e testa as variáveis com dados do setor de distribuição de energia dos Estados Unidos. Para a construção do modelo, o autor define as seguintes variáveis explicativas de custos: número de consumidores, quantidade de MWh vendido, extensão das redes em quilômetros, área de atuação, preço do capital e preço do trabalho. Burns e Weyman-Jones (1996) realizam um estudo com o objetivo de identificar direcionadores de custos para a distribuição de energia, com base na metodologia aplicada por Neuberg (1977), e também para a construção de uma fronteira de eficiência utilizando o método de fronteira estocástica. Os autores, no entanto, estendem a análise testando uma especificação mais sofisticada da função de custo com base em dados de distribuidoras do Reino Unido. Nesse modelo, as únicas variáveis significantes para a determinação dos custos foram o número de consumidores e a demanda máxima do sistema. Salvanes e Tjøtta (1994) definem uma função de custo com múltiplos produtos com o objetivo de verificar a existência de economias de escala e economias de densidade com base em dados de distribuidoras norueguesas. As variáveis de produtos na função de custo foram a energia entregue e o número de consumidores. Foram incorporados à função o preço dos fatores de produção trabalho, o preço da energia e um fator de capital que utiliza a extensão da rede ponderada pelos diferentes tipos (aérea ou subterrânea). Os custos consideram o custo do trabalho e o custo da energia comprada.

Edwardsen e Forsund (2003) realizam um estudo de *benchmarking* internacional, comparando a eficiência técnica de empresas de distribuição de energia de cinco países: Dinamarca, Finlândia, Holanda, Noruega e Suécia. Para definição da fronteira de eficiência, foi empregada a metodologia DEA. Como insumo, foi adotado o custo operacional das empresas e o custo do capital, sendo considerado, portanto, o custo total na análise. As perdas de

energia foram também adicionadas aos insumos. Como produtos, foram utilizados o número de consumidores, a extensão das linhas e a energia distribuída (MWh).

Korhonen e Syrjanen (2003) descrevem o processo de construção de um modelo de *benchmarking* e uma fronteira de eficiência para serem aplicados à regulação de 106 distribuidoras na Finlândia. O estudo se concentra nos métodos empregados para a seleção de fatores e variáveis significativas para o modelo. Foram consideradas variáveis ambientais devido a diferenças observadas nas áreas de atuação das distribuidoras. O modelo final contém os custos operacionais, como insumo e como produto, a energia distribuída ponderada pelo custo dos diferentes níveis de tensão, a extensão de linhas, o número de consumidores e a qualidade de fornecimento. Os fatores quantidade de neve e cobertura de florestas foram descartados por não apresentarem significância estatística.

Outros estudos que analisam a relação entre custos operacionais na distribuição e seus direcionadores, seja para a construção de funções de custo, seja para a construção de fronteiras de eficiência com objetivos de *benchmarking*, foram realizados por Berg, Lin e Tsaplin (2005), Cullman (2012), Farsi e Filippini (2004), Filippini (1996), Growitsch, Jamasb e Pollitt (2009), Hattori, Jamasb e Pollitt (2005), Hirschhausen, Cullmann e Kappeler (2006) e Soderberg (2011).

A literatura, de um modo geral, analisa os determinantes do custo total da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. No entanto, essa forma de análise omite importantes relações de custos existentes nas empresas, pois são organizações repletas de complexidades e especificidades. A análise separada dos processos permite identificar, de modo mais intuitivo, quais são os principais direcionadores de custos, como também perceber estatisticamente essas relações. O regulador inglês reconhece essa possibilidade metodológica e a aplica na regulação dos custos das empresas de distribuição no Reino Unido (OFGEM, 2013).

A correta especificação de um modelo de análise de eficiência operacional não é importante somente para a regulação dos custos, como também para a definição de parâmetros de eficiência dentro das empresas. A busca da eficiência nos custos passa primeiro por entender quais são os processos e atividades executados na prestação do serviço e, a partir daí, identificar quais são as principais variáveis determinantes dos custos da empresa.

A redução de custos operacionais se tornou um tema chave na agenda estratégica das empresas de distribuição de energia elétrica, principalmente pela filosofia de regulação que prevalece nesse mercado. No modelo de regulação dos custos operacionais adotado pela ANEEL no último ciclo de revisões tarifárias, a Cemig Distribuição S.A. (Cemig D) mostrou-se ineficiente, ficando na penúltima posição dentre as 29 maiores empresas de distribuição de energia do país em termos da energia distribuída (MWh). O escore de eficiência aplicado pelo regulador foi de 68%, indicando a necessidade da redução de 32% nos custos operacionais da empresa.

Esse resultado indica a existência de ineficiências nos custos da Cemig D. Torna-se necessário conhecer melhor a estrutura dos custos da empresa para, posteriormente, descobrir essas fontes de ineficiências. Para o estudo serão utilizados os dados da Cemig D. A empresa é a maior distribuidora de energia elétrica da América Latina, em termos de extensão das redes e número de consumidores. Além disso, ela opera em uma área de concessão caracterizada por uma grande diversidade entre as regiões, o que permite identificar os direcionadores e as condições ambientais que afetam os custos. A ideia central é a avaliação dos custos e das variáveis associadas a cada uma das gerências regionais da Cemig D, para identificar as relações mais significativas.

1.1 OBJETIVO GERAL

Esta pesquisa tem como objetivo geral identificar variáveis determinantes dos custos operacionais dos principais processos de uma distribuidora de energia elétrica com ênfase nos custos e seus *drivers* (direcionadores). Para a análise serão consideradas as condições operativas, demográficas, geográficas, econômicas, climatológicas e a topologia de sua área de atuação, bem como a qualidade dos serviços prestados requeridas pelo órgão regulador.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos incluem:

- Analisar as operações de uma distribuidora de energia elétrica, identificando os principais processos e quais os insumos necessários para manter e operar a rede de distribuição e o atendimento aos clientes;

- Identificar e analisar quais são as condições operativas e ambientais que afetam os custos dos principais processos executados regionalmente de uma empresa de distribuição de energia. Serão estudadas condições de densidade de carga, geográficas, econômicas, de infraestrutura, de topologia da área de atuação e climatológicas;
- Modelar o comportamento dos custos dos principais processos de uma empresa de distribuição de energia elétrica brasileira.

1.3 JUSTIFICATIVA

O levantamento da literatura sobre regulação de custos operacionais no setor de distribuição de energia elétrica mostrou que há poucos estudos no Brasil sobre a melhor forma de avaliar a eficiência do custo operacional das empresas do setor. Na Europa, a literatura sobre o tema é bem mais ampla. Porém, as condições nos países europeus são muito diferentes do Brasil e a comparação se dá entre empresas trabalhando em condições mais homogêneas. Atualmente, não existe nenhum modelo de identificação do custo operacional ótimo de empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil que considere importantes variáveis, tais como: densidade populacional na área de atuação, condições e existência de estradas e acidentes naturais, atividade econômica da região, uso de energia, topologia e características tecnológicas da rede elétrica, assim como a qualidade definida pelo regulador. O ponto de partida para definir adequadamente um modelo de custos para a distribuição de energia é conhecer os processos envolvidos na prestação desse serviço e quais as variáveis significativas para a determinação dos custos.

A identificação de variáveis importantes para a determinação de custos fornece bases para novas pesquisas sobre custos no setor. Além disso, a pesquisa fornece as bases para a construção de modelos internos que permitam comparar as regionais da empresa em termos de sua eficiência de custos, considerando corretamente as variáveis que são determinantes dos processos. A comparação da eficiência de unidades regionais é importante para identificar fontes de ineficiência, tendo em vista que a redução de custos operacionais se tornou um tema chave na agenda estratégica das empresas de distribuição de energia elétrica, principalmente pela filosofia de regulação que prevalece nesse mercado. A redução de custos beneficia todos os demais setores da economia, assim como os consumidores residências gerando resultados econômicos e sociais.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 ACTIVITY-BASED COSTING (ABC)

Para expressar adequadamente as complexidades do serviço e as demandas de recursos em uma função de custo, é importante conhecer as atividades necessárias para entregar adequadamente o produto final aos clientes e quais os recursos consumidos em cada um dos processos. O sistema de custeio baseado em atividades fornece o referencial teórico e metodológico adequado para a análise dos processos e atividades em empresas.

Activity-based Costing (ABC) é um método de custeio construído para prover os gestores de informações para a tomada de decisão estratégica. Baseia-se em uma análise detalhada dos custos e seus direcionadores para as diferentes atividades desempenhadas por uma organização. A pesquisa em ABC utiliza dados coletados, em um modo sistemático, dos registros de custos e produção das empresas. “A contabilidade por atividades define uma empresa em termos de desempenho e custo de suas atividades específicas (BRIMSON, 1996, p. 20).”

A literatura relacionada ao ABC fornece as bases para todo um sistema de custeio baseado nas atividades das empresas. O objetivo desta pesquisa não é a implementação de um sistema de custeio baseado em atividades para uma distribuidora de energia elétrica, mas o custeio baseado em atividades fornece uma metodologia para a análise dos custos da empresa. A base dessa metodologia é a análise das atividades realizadas por uma empresa. Conforme Brimson (1996, p. 63), “[...] uma atividade é uma combinação de pessoas, tecnologia, matérias-primas, métodos e ambiente para gerar determinado produto ou serviço”. Uma empresa de distribuição de energia elétrica realiza uma série de atividades, sendo alguns exemplos:

- Substituir condutores partidos;
- Emitir faturas para clientes;
- Inspecionar unidade consumidora;
- Elaborar demonstrações contábeis.

Sendo a função principal de uma atividade a conversão de recursos em produtos e serviços, essa se torna a principal unidade de análise para a determinação de uma função de custo para o *benchmarking* de custos.

2.1.1 Hierarquia das atividades e direcionadores de custos

No sistema de custeio ABC, as atividades são a base para a administração de custos, porque fornecem o nível de detalhe adequado para o melhor gerenciamento dos custos.

“Função é um conjunto de atividades relacionadas a um propósito comum, como compra de materiais, segurança e qualidade (BRIMSON, 1996, p. 63).” Na distribuição de energia elétrica, algumas funções comuns a todas as empresas são a função técnica, que abrange os processos voltados à operação e à manutenção do sistema elétrico, a função comercial, voltada ao contato e atendimento ao cliente, finanças, dentre outras. Não existe necessariamente uma interdependência entre as atividades dentro de uma função, a não ser a sua relação a um mesmo propósito.

“Processo de negócio é uma rede de atividades relacionadas e interdependentes ligadas pela produção que permutam” (BRIMSON, 1996, p. 63). Num processo de negócio, uma atividade está ligada à outra por um fluxo de produtos, serviços ou informação. Essa transação entre atividades estabelece as fronteiras entre as atividades e, ao mesmo tempo, as torna parte do mesmo processo. “Tarefa é a combinação dos elementos de trabalho ou operações que compõem uma atividade” (BRIMSON, 1996, p. 63).

A hierarquia de atividades proposta por Brimson (1996) fornece uma base adequada para a análise do processo produtivo de uma distribuidora de energia elétrica com a finalidade de identificar os principais direcionadores de custo. A título de exemplo, o Quadro 1 mostra a hierarquia proposta nesta seção para a função técnica na distribuição de energia elétrica.

Quadro 1 - Relacionamento Hierárquico das Atividades

Função:	Técnica
Processo de Negócio:	Execução da Manutenção
Atividade:	Troca de cruzeta
Tarefa:	Deslocamento de equipe

Fonte: Elaboração do autor

O serviço de distribuição possui três funções principais:

- **Gestão e Administração:** processos e atividades que incluem a direção geral, representada pelas diretorias, controle e gestão dos processos, assessoramento legal, finanças, gestão de recursos humanos, compras e contratos e tecnologia da informação.

- Comercial: processos e atividades relacionadas ao contato da empresa com os clientes, assim como a execução de serviços individuais, como corte e religação. Incluem-se aí, portanto, o atendimento aos clientes nos diversos canais, serviços comerciais, gestão comercial, atendimento a grandes clientes, acompanhamento de perdas elétricas não técnicas e compra de energia.
- Técnica: todos os processos e atividades relacionadas às instalações do sistema elétrico de potência.

A análise dos custos e seus direcionadores deve ser feita no nível hierárquico das atividades que é o mais adequado para o objetivo proposto. No nível das funções, a agregação é tão grande que não permite identificar adequadamente os direcionadores de custos, porque muitos recursos e processos estão envolvidos em uma função. Já o nível das tarefas forneceria um detalhamento tão grande que tornaria a análise dos custos muito complexa.

A análise das atividades permite identificar os principais direcionadores de custos, ou *cost drivers*, que são os fatores que originalmente geram os custos. Numa análise de custos, é muito comum procurar os maiores custos para identificar os problemas, mas não a causa dos custos mais altos.

Cooper e Kaplan (1987), ao conduzir um estudo dos sistemas de custeio aplicados na indústria de manufatura, descobrem a predominância da utilização de direcionadores de custos baseados em volume, como quantidades de horas trabalhadas, quantidade de horas máquina ou custos com materiais. Os autores identificam então que, com o aumento da complexidade das linhas de produção, onde vários produtos diferenciados são produzidos para atender de forma customizada sua base de clientes, a alocação dos custos fixos de produção é distorcida, sobrecarregando os custos dos produtos de maior volume e subdimensionando os custos para as linhas de produtos com menores volumes (mais customizados). A conclusão sugere a utilização de direcionadores de custos que levem em consideração a complexidade da estrutura do processo produtivo e não somente os direcionadores de volume.

Banker e Johnston (1993) apresentam um estudo para identificar os direcionadores de custos das companhias aéreas americanas. Para isso, foram consideradas categorias de custos já amplamente reconhecidas pela literatura do setor, assim como variáveis identificadas nas demonstrações financeiras exigidas pelos órgãos reguladores pertinentes. O estudo foi construído pela modelagem de um sistema de equações lineares multivariado e a hipótese dos

autores foi que os insumos são determinados por duas categorias básicas de direcionadores de custos: baseados em volume e operacionais.

Na construção das equações, foram consideradas como variáveis independentes as quantidades físicas de insumos como, por exemplo, combustíveis, e também variáveis monetárias devidamente deflacionadas como, por exemplo, custo total de manutenção de aeronaves e equipamentos. Foram consideradas 09 categorias de insumos:

- 1) Combustível;
- 2) Horas de trabalho de equipes de voo;
- 3) Horas de trabalho de serviços a passageiros em voo;
- 4) Horas de trabalho de serviços a passageiros/bagagem em terra;
- 5) Horas de trabalho para promoções e vendas;
- 6) Horas de trabalho para manutenção de aeronaves e máquinas de suporte em terra;
- 7) Custo total de manutenção de máquinas e equipamentos;
- 8) Custo total de estrutura central (compras, administrativo etc.);
- 9) Custos de serviços de controles de voo, pousos e decolagens.

Os autores ainda consideram a hipótese de que os insumos de combustíveis, horas de trabalho de equipes de voo, horas de trabalho de serviços a passageiros e horas de trabalho de manutenção, assim como custos, variam de acordo com o tipo de aeronave. Assim, para esses insumos as equações foram estimadas por categorias de aeronaves.

Portanto, além de considerar direcionadores baseados em volume, os autores colocam a hipótese de que direcionadores operacionais, relacionados à tecnologia de produção são importantes na determinação dos custos de uma companhia aérea. A tecnologia de produção de serviços de transporte aéreo está relacionada ao tipo e tamanho das aeronaves utilizadas, com a distância média dos voos, com a densidade de voos, com a concentração de voos em *hubs* (aeroportos que concentram a maior parte das conexões) e escala.

A principal conclusão do trabalho é que estimativas de custos com base em sistemas de custeio convencionais, que consideram apenas direcionadores relacionados a volumes, como unidades de produtos, número homem-hora ou hora-máquina, podem produzir estimativas inconsistentes e viesadas. O artigo demonstra que variáveis relacionadas à diversidade de produtos e complexidade do processo produtivo são também importantes para indústrias de serviços, como transporte aéreo. Especificamente, os autores demonstram que direcionadores operacionais que refletem estratégias de aumento dos lotes (tamanho da aeronave e distância média dos voos), diversidade do produto (densidade dos voos), reconfiguração do processo produtivo (aumentar concentração em *hubs*) possuem efeitos significativos nos custos.

No setor elétrico, parece também haver uma prevalência da utilização de variáveis de produto (volume) como determinantes dos custos das empresas. A ANEEL adotou as variáveis extensão de rede, número de consumidores e mercado faturado (MWh), que são claramente variáveis de volume de produtos. O artigo de Banker e Johnston (1993) mostra ser fundamental a consideração de direcionadores operacionais, que na distribuição de energia elétrica seriam, por exemplo, o padrão tecnológico das redes e a existência de dupla alimentação para suprimento de energia às cidades.

A metodologia apresentada por Banker e Johnston (1993), baseada na literatura ABC, é interessante porque separa os processos fundamentais da indústria da aviação civil e analisa os direcionadores de custo separadamente para cada processo. Dada a complexidade da estrutura organizacional de uma distribuidora de energia elétrica, a definição de apenas uma função de custo, conforme discutido anteriormente, pode distorcer os resultados.

Outro ponto importante nesse artigo é a utilização de insumos e processos, e não das atividades como unidades de análise fundamental dos custos para identificar os direcionadores. Kaplan e Cooper (1998) apresentam as etapas da implantação de um sistema de custeio baseado em atividades e argumentam que, ao dimensionar o sistema, o número de atividades é uma função do propósito do modelo. Os autores afirmam ainda que:

A compreensão dos custos em nível de processo agregado do negócio facilita o *benchmarking* interno e externo. Os gerentes podem comparar o custo de execução do mesmo processo de negócios em fábricas ou unidades organizacionais diferentes, a fim de identificar práticas especialmente eficientes que devem ser estudadas ou processos particularmente ineficazes que devem ser melhorados (KAPLAN, COOPER, 1998, p. 107).

Portanto, apesar da literatura da metodologia de custeio ABC possuir como unidade de análise básica as atividades, para o propósito desta pesquisa, a agregação dos custos em termos de processos fornece uma compreensão que facilita a identificação dos direcionadores de custos.

Fonseca e Reis (2012) conduzem uma análise de custos no setor elétrico nacional tendo como base uma perspectiva estratégica. Conforme esses autores, antes da reestruturação do setor elétrico nacional, que passou a adotar o regime de regulação por incentivos, o tema custos estava limitado ao conteúdo de regras e procedimentos contábeis tradicionais, notadamente as demonstrações contábeis exigidas pela legislação e os relatórios orçamentários. A partir da mudança do regime de remuneração pelo custo para o regime de regulação por incentivos, as empresas passaram a enfrentar a necessidade de uma gestão mais eficiente dos custos.

A gestão estratégica de custos significa a compreensão e análise de toda a cadeia produtiva, passando pelas atividades e processos, tratando os custos detalhadamente nesse nível, considerando, assim, os direcionadores mais relevantes. Para alcançar êxito, o sistema de informações deve ser adequado à tarefa, exigindo uma arquitetura alinhada ao enfoque da gestão estratégica, que contenha as informações nos níveis adequados.

A forma de apresentação dos dados para relatórios gerenciais depende dos objetivos e das métricas adotadas por cada empresa. A segregação dos custos nos sistemas de custeio é consequência da forma de gestão de custos adotada por cada empresa. No setor elétrico, as empresas devem seguir padrões de contas definidos regulatoriamente. Porém, existem diferenciações entre elas no sistema de custeio gerencial, sendo em muitos casos adotados custos regionalizados ou custos separados por grupos de clientes (FONSECA; REIS, 2012, p. 193).

Fonseca e Reis (2012) apresentam, ainda, uma arquitetura básica de segmentação de custos que poderia, conforme os autores, auxiliar na análise gerencial dos custos operacionais. A Figura 1 apresenta o modelo proposto.

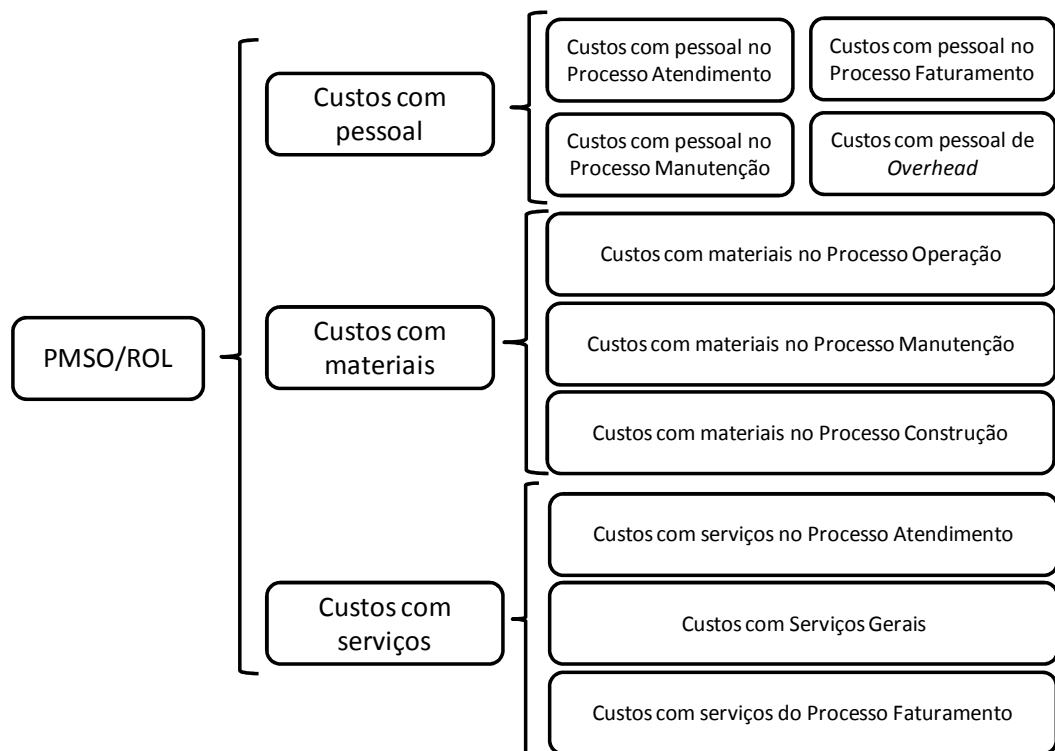


Figura 1 - Exemplo básico de arquitetura para o agrupamento de informações de custos operacionais

Fonte: Fonseca e Reis (2012)

A literatura da gestão estratégica de custos afirma que, para obter sucesso, as empresas devem buscar eficiência em todos os seus processos, reduzindo os custos ao longo de toda a cadeia de valor. No entanto, para atingir esse objetivo deve ser observado o posicionamento da empresa no mercado e a estratégia de seus concorrentes para, posteriormente, ajustar os processos em termos de custos. A simples redução dos custos pode levar a perdas de qualidade e todas as consequências relacionadas. No contexto das distribuidoras de energia, existem limites definidos para os níveis de qualidade.

Os processos são apontados como o nível mais adequado para a gestão estratégica dos custos.

Os métodos de gerenciamento de custos das empresas de distribuição de energia elétrica necessitam de maior relevância estratégica. Isso compreende estender as análises de custos com maior atenção aos processos. Para isso, faz-se necessário um mapeamento mais amplo de todos os processos que influenciam na composição dos custos operacionais e nos custos das funções de apoio (FONSECA; REIS, 2012, p. 195).

O *benchmarking* de processos é apresentado neste estudo como um dos elementos que caracterizam a gestão estratégica de custos.

2.2 VARIÁVEIS E CUSTOS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

A distribuição de energia elétrica é um serviço caracterizado por ser um monopólio natural, pois o consumidor de energia pode receber esse produto de apenas um fornecedor, que atende à área de sua residência. Essa condição pode resultar em custos excessivos e/ou lucros excessivos, associado ainda à falta de qualidade do produto, uma vez que as empresas não estão sujeitas à pressão concorrencial. A situação de perda de bem-estar social, usualmente, é enfrentada pela definição de um regulador do serviço que precisa, nesse caso, determinar quais seriam os níveis de custo e qualidade aceitáveis. Essa tarefa, no entanto, impõe muitas dificuldades ao regulador, já que ele não possui toda a informação sobre o nível de custo mínimo aceitável. A literatura sobre regulação adota o *benchmarking* como forma de mitigar o problema da assimetria informacional. Para a implementação do *benchmarking* torna-se necessário definir qual é a função de custo para a comparação das empresas, ou quais os insumos e produtos envolvidos na prestação do serviço, para que as empresas possam ser comparadas nesses termos. O desafio da definição do custo mínimo passa então pela definição da tecnologia de produção.

A explicação, na Economia, para a existência de monopólios naturais é a presença de economias de escala que podem prevalecer sobre a verdadeira função de produção que envolve múltiplos insumos e produtos. Na função de produção real, o tipo dos consumidores, a tecnologia da rede, a produtividade da mão de obra local, a infraestrutura da região, as condições climáticas, a topografia, dentre outras variáveis, estão presentes na tecnologia de produção. As complexidades na prestação do serviço são diversas, sendo algumas exemplificadas a seguir.

Várias empresas atendem seus consumidores em áreas muito extensas, com grande dispersão entre eles. Para atender apenas um consumidor são necessárias grandes extensões de redes que, nessas áreas dispersas, normalmente passam por terrenos com topografia bastante irregular, transpondo rios e serras. A infraestrutura, de forma geral, é bastante precária, com estradas não pavimentadas que exigem veículos com tração nas quatro rodas, como também equipamentos específicos para as equipes de manutenção. A falta de cobertura de telecomunicações exige da empresa a compra de equipamentos de telecomunicação por satélite. As tarefas de manutenção exigem muito mais tempo para serem executadas, seja pelo deslocamento em grandes distâncias, seja pelas condições precárias do local onde a manutenção é executada. O atendimento a esses consumidores mais dispersos é, portanto, muito mais caro, exigindo grande quantidade de equipes dispersas pelo território para que seja possível o cumprimento dos níveis de qualidade exigidos.

Nas áreas metropolitanas surgem problemas de naturezas distintas. Pode-se destacar a questão do tráfego intenso, que faz com que o tempo de execução das atividades das equipes de manutenção e das equipes de atendimento aos clientes seja maior, aumentando os custos. Além disso, os horários das equipes precisam ser alterados para não coincidirem com horários de pico de tráfego, já que as manutenções, muitas vezes, exigem o estreitamento de vias de tráfego intenso. Aumenta-se, assim, o pagamento de horas-extras e de sobreaviso às equipes. Nas grandes cidades, os consumidores geralmente possuem equipamentos mais pesados, sendo necessária uma capacidade maior das redes, assim como se exige um nível maior de qualidade da energia. A rede de eletricidade coexiste com outros serviços de redes, como televisão a cabo e telefonia, cujos equipamentos atrapalham o serviço de manutenção das distribuidoras. Cabe destacar ainda a existência de aglomerados de difícil acesso, comunidades onde a falta de infraestrutura e violência dificultam e, muitas vezes, impedem o trabalho das distribuidoras de energia elétrica. Outro fator que causa uma diferenciação dos custos do serviço nas metrópoles é a maior presença de redes subterrâneas.

Portanto, é difícil considerar numa função de custo todas as variáveis envolvidas na relação entre custos e produção dos serviços de distribuição de energia elétrica. Muitas variáveis que afetam os custos são até mesmo difíceis de serem medidas. Nos estudos relacionados e nos modelos propostos por agências reguladoras, é comum representar a função de custos da distribuição em termos muito simples, considerando direcionadores de custos como extensão de redes e número de consumidores.

Para modelar a função de custo, os estudos utilizam o custo operacional total das empresas como insumos. Os custos são geralmente decompostos em custos operacionais (OPEX) e custos de capital (CAPEX). A utilização de cada um deles depende dos objetivos propostos. Os modelos que utilizam os custos totais (TOTEX) possuem a vantagem de considerar o *trade-off* existente entre os dispêndios operacionais e de capital. Um menor custo operacional pode ser obtido por meio de um aumento na robustez do sistema via aumento dos gastos de capital. Por outro lado, considerar o CAPEX na análise geralmente introduz maior volatilidade aos modelos, uma vez que esses gastos flutuam bastante entre os anos, já que os investimentos são realizados em blocos que consideram planejamentos de carga de horizontes de maturação de longo prazo (KORHONEN; SYRJANEN, 2003).

Alguns estudos utilizam variáveis físicas para os insumos, ao invés de variáveis monetárias, como quantidade de empregados, extensão da rede separada nos vários tipos de redes que a compõem e número de transformadores. A consideração de variáveis físicas é mais comum em artigos do que nos modelos utilizados na regulação. Isto porque o objetivo da regulação por incentivos é definir um patamar de custos considerado eficiente. Portanto, o objetivo é obter uma meta de custo e não de quantidade de funcionários ou de transformadores. Além disso, ao utilizar somente variáveis físicas perde-se parte da informação. Por exemplo, um modelo que considere o total de trabalhadores pode omitir uma informação importante que é a proporção e o custo de trabalhadores próprios e terceirizados (KORHONEN; SYRJANEN, 2003). Outro problema é que as diferenças na qualidade da mão de obra e dos ativos também não são refletidas por meio de quantidades físicas. A utilização de medidas físicas de insumos e produtos pode também omitir a diversidade de tipos de ativos presentes numa distribuidora (MUNISAMY-DORAISAMY, 2004). Por exemplo, o total de transformadores não contém a informação dos diferentes níveis de tensão ou do porte de cada transformador, sendo que as diferentes categorias implicam custos diferenciados.

Na seleção dos produtos, o número total de consumidores, a energia total entregue e a área de serviço (ou tamanho/comprimento de rede) são as três variáveis mais frequentes (NEUBERG, 1977; BAGDADIOGLU et al., 1996; BÓ; ROSSI, 2007; PACUDAN; GUZMAN, 2002; JAMASB; POLLITT, 2001). Salvanes e Tjotta (1994) e Burns e Weyman-Jones (1996) consideram a demanda máxima em kilowatts (kW) como um elemento do vetor de produtos em substituição ao consumo em MWh. A separação em diferentes níveis de tensão para o número de consumidores e para o consumo foi adotada em modelos, para mensurar a diferença de custos entre as categorias (AGRELL; BOGETOFT; TIND, 2005; HJALMARSSON; VEIDERPASS, 1992). Os consumidores podem ser separados em classes de consumo, como residencial e não residencial (JAMASB; POLLITT; 2003). Para agregar ao modelo o impacto das condições ambientais de operação das empresas são aplicadas variáveis como densidade de consumidores e quantidade de neve (AGRELL; BOGETOFT; TIND, 2005; ESTACHE et al, 2004; HATTORI, 2002; KORHONEN; SYRJANEN, 2003).

As variáveis de produtos e insumos apresentadas na discussão anterior são utilizadas em modelos que representam uma abstração da realidade. A função de produção real apresenta relações entre insumos e produtos bem mais complexas. A hipótese de rendimentos crescentes de escala pode não se sustentar para todos os níveis de produtos. As empresas que crescem em áreas com consumidores de difícil acesso e com baixa densidade podem apresentar custos médios crescentes. Por esse motivo, os retornos de escala podem ser crescentes, mas não para todos os níveis de produto (NEUBERG, 1977).

Os insumos, produtos e variáveis ambientais mais utilizados em pesquisas anteriores estão resumidos no Quadro 2.

Quadro 2 - Insumos, produtos e variáveis ambientais utilizados em pesquisas anteriores.

Categorias		Variáveis
Insumos	Medidas monetárias	Custos operacionais
		Custos de capital
		Custos totais
	Medidas físicas de capital e trabalho	Número de empregados
		Capacidade dos transformadores
		Comprimento de rede
Produtos	Consumidores	Perdas
		Total de consumidores
		Nº de consumidores de baixa tensão/conexões
	Venda de energia	Nº de consumidores de alta tensão/conexões
		Total de energia vendida
		Quantidade de energia distribuída na alta tensão
		Quantidade de energia distribuída na baixa tensão
	Carga de pico	Demanda simultânea máxima
	Área de serviço	Área geográfica (km ²) ou comprimento de rede (km)
	Produto agregado	50% - nº de consumidores, 25% - energia distribuída 25% - comprimento de rede
Densidade de consumidores		Nº de consumidores/comprimento de rede
	Dispersão geográfica dos consumidores	
	Urbanização	
Variáveis ambientais	Densidade de produto	Consumidores residenciais/total de consumidores
		Taxa de vendas não residenciais
		Consumo por consumidor
	Fatores climáticos	Mudança no consumo de energia
Zona climática;		
Cobertura por florestas		
		Quantidade de neve
		Áreas insulares

Fonte: (LOPES, 2011)

Observa-se, ainda, na literatura sobre *benchmarking* de custos no setor de distribuição de energia elétrica, uma predominância da utilização de variáveis de volume, como número de empregados, comprimento de rede, capacidade dos transformadores, energia total vendida (MWh) e número de consumidores. Conforme Cooper e Kaplan (1987), não devem ser considerados apenas direcionadores de custos relacionados a volume para definição do custo

dos produtos, mas também direcionadores que expressam a complexidade do processo produtivo. Na literatura internacional, poucas são as variáveis que expressam as complexidades individuais das empresas, limitando-se normalmente às variáveis de densidade, como consumidores por quilômetro de rede, e às variáveis ambientais, mais especificamente associadas a fatores climáticos, como chuvas ou cobertura por florestas.

O regulador inglês (OFGEM), em sua proposta de estratégias para definição da receita das distribuidoras de energia elétrica para o próximo ciclo tarifário, que se inicia em 2015, indica o uso de uma metodologia de avaliação de custos operacionais eficientes que considera a separação de processos na distribuição. Os processos são tratados separadamente, considerando custos e direcionadores específicos. A análise desses processos combina regressões e análises qualitativas. O OFGEM considera que os modelos desagregados permitem uma especificação mais intuitiva dos custos e direcionadores (OFGEM, 2013, p. 7).

No modelo proposto pelo regulador inglês, os custos são separados nos seguintes grupos:

- 1) Operação da rede: considera separadamente custos de manutenção preventiva, manutenção corretiva, poda de árvores, custos associados à implantação de medidores inteligentes e outros;
- 2) Custos indiretos associados à operação do serviço: os custos são avaliados separadamente para os processos de relacionamento comercial, centro de operações, engenharia da manutenção, engenharia de redes, políticas de rede, treinamento de equipes, gestão de projetos, equipamentos e ferramentas, almoxarifado, sistema de georreferenciamento e veículos. Propõe-se que os custos nessa categoria sejam agrupados de acordo com direcionadores de custo comuns.
- 3) Custos indiretos de suporte: nesta categoria estão os recursos humanos, finanças e regulação, diretoria, tecnologia da informação e custos associados a imóveis.

As empresas adotam diferentes estratégias de custo, o que se reflete numa maior complexidade do processo produtivo de entrega da energia elétrica aos consumidores. Algumas empresas, por exemplo, empregam muito mais tecnologia na sua rede elétrica, automatizando boa parte das atividades necessárias para operar o sistema. Essa estratégia implica maiores custos de capital, mas reduzem por sua vez as despesas operacionais. No relacionamento comercial, a estratégia de atendimento também pode ser diversificada, adotando-se canais eletrônicos em detrimento dos presenciais. Todas essas complexidades

devem ser de alguma forma levadas em consideração na definição de uma função de custos do serviço de distribuição de energia elétrica.

A separação nos processos, portanto, permite uma melhor identificação dos direcionadores de custos, tornando a definição dos modelos de *benchmarking* mais intuitiva.

3 OS CUSTOS DA CEMIG DISTRIBUIÇÃO

3.1 O NEGÓCIO

A Cemig é, atualmente, uma *holding* que controla mais de 100 empresas, além de consórcios e fundos de participações. A empresa atua nos três principais negócios do setor elétrico, que são a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Ela foi fundada em 1952 pelo então governador de Minas Gerais, Juscelino Kubitschek, como Centrais Elétricas de Minas Gerais, atuando como uma empresa verticalizada, ou seja, com a geração, a transmissão e a distribuição realizados pela mesma empresa.

No ano de 2005, a Cemig, atendendo ao Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico iniciado pelo Ministério de Minas e Energia em 1996, termina a desverticalização dos seus ativos constituindo a Cemig Geração e Transmissão S.A. e a Cemig Distribuição S.A. como duas sociedades anônimas distintas. Além dessas subsidiárias, a Cemig possui várias participações diretas e indiretas. O Quadro 3 apresenta os principais negócios do grupo com as subsidiárias que são destaque em cada um deles em 31 de dezembro de 2012.

Quadro 3 - Principais negócios e subsidiárias do grupo Cemig

Geração	Transmissão	Distribuição	Gás	Outros Negócios
Cemig Geração e Transmissão S.A.	Cemig Geração e Transmissão S.A.	Cemig Distribuição S.A.	Cia. De Gás de Minas Gerais (distribuição de gás)	Axxiom Soluções Tecnológicas S.A.
20 empresas de geração				
42 empresas de geração eólica	23 empresas de transmissão	Light S.A.	Consórcios de Exploração de Gás	Cemig Serviços S.A.
10 consórcios de geração				
Light S.A.	Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.			Cemig Telecomunicações S.A.
Renova Energia S.A.				Efficientia S.A.

Fonte: Relatório Anual e de Sustentabilidade 2012.

A Cemig Distribuição S.A. atua no estado de Minas Gerais prestando o serviço de distribuição de energia elétrica a mais de sete milhões de unidades consumidoras, sendo 5.812.961 residenciais, 76.215 industriais, 665.049 comerciais, 646.641 rurais e 72.304 de outras classes. A empresa atua em 774 municípios. É a maior distribuidora da América Latina em termos do tamanho de sua rede (mais de 460 mil km de extensão) e do número de consumidores.¹

A prestação do serviço de distribuição se dá basicamente pela instalação de um sistema elétrico de potência que contém os condutores e transformadores de potência. As redes de distribuição são geralmente separadas em alta tensão, que correspondem aos níveis de 69 kilovolts (kV) até 138 kV, média tensão (13,8 kV até 34,5 kV) e baixa tensão (menor que 13,8 kV). Essa separação é feita em decorrência das características diferentes tanto das instalações, quanto da forma de se operar e manter esses ativos.

A empresa que presta o serviço de distribuição de energia elétrica deve basicamente realizar os investimentos necessários para atender à carga dos consumidores, realizar a operação e manutenção desses ativos, de modo a atender aos requisitos de qualidade definidos pela legislação pertinente, e realizar tanto o relacionamento comercial com seus consumidores, quanto o relacionamento institucional com os diversos agentes e órgãos envolvidos no setor.

3.2 METODOLOGIA DE CUSTEIO

O modelo de empresa de referência, que foi a metodologia adotada pela ANEEL no primeiro e segundo ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas das distribuidoras de energia elétrica, classifica as principais funções básicas de uma distribuidora de energia elétrica da seguinte maneira:

- a) Direção, Estratégia e Controle;
- b) Administração;
- c) Finanças;
- d) Comercial;
- e) Técnica.

¹ Fonte: Dados do site da ABRADDEE: www.abradee.com.br. Base de Dados da Audiência Pública nº 040/2010 no site da ANEEL: www.aneel.gov.br

Nesse modelo, para cada uma dessas funções são estabelecidos processos e atividades cuja execução demanda distintos recursos. Os recursos demandados pelas atividades podem ser classificados nas classes de Recursos Humanos (Pessoal), Materiais, Serviços e Outros. Na metodologia de empresa de referência, cada processo é modelado para atender o serviço considerando as características geoeconômicas da área de concessão na qual a empresa presta o serviço, além do tamanho do ativo a ser operado e mantido. A definição dos custos eficientes para cada um desses processos é feita com base em parâmetros de custos, tendo como base o custo médio prestado no mercado. Dessa maneira, na metodologia, define-se toda uma estrutura organizacional referencial, contemplando todas as atividades necessárias para a prestação do serviço. A empresa de referência é, portanto, um método normativo para a definição de custos operacionais eficientes, porque não parte do custo real das empresas do setor, mas de um modelo ideal.

Essa metodologia foi adotada pela ANEEL para regular os custos operacionais das distribuidoras do país e seus efeitos tiveram impacto sobre a receita da Cemig D de 2003 a 2013. Como consequência da regulação do setor, a empresa adotou modelos de custeio que permitissem, de alguma forma, referenciar os custos praticados com os custos determinados para cada processo na empresa de referência. Em 2009, foi implantado um sistema de custeio por processos. Nesse modelo, os processos da empresa foram separados em Processos Corporativos, que contemplam atividades de apoio ou secundárias, e Processos Principais, que contêm as atividades primárias do negócio. O Quadro 4 mostra os processos separados nesses dois grupos.

Quadro 4 - Processos Corporativos e Processos Principais

Processos Corporativos	Processos Principais
Administração e Governança Corporativa	Estudos e Projetos da Expansão
Comunicação	Execução da Operação
Contabilidade	Execução da Manutenção
Controles Internos	Execução de Serviços Comerciais
Desenvolvimento Tecnológico e Inovação	Faturamento
Execução da Compra de Energia	Planej. e Acompanhamento da Proteção da Receita
Finanças e Tesouraria	Planejamento da Expansão
Infraestrutura	Planejamento e Acompanhamento da Arrecadação
Jurídico	Planejamento e Acompanhamento da Operação

(continua)

(continuação)

Processos Corporativos	Processos Principais
Logística	Planejamento e Acompanhamento da Manutenção
Planejamento da Compra de Energia	Relacionamento Comercial
Planejamento e Controle	
Recursos Humanos	
Regulação e Tarifas	
Relações com Investidores	
Suprimentos	
Sustentabilidade e Meio Ambiente	
Tecnologia da Informação	
Telecomunicações	

Fonte: Elaboração do autor

São, portanto, 30 processos na empresa separados em Principais e Corporativos. O sistema de custeio da Cemig D, nos seus diversos processos, tem a finalidade de possibilitar a gestão da empresa e atribuir adequadamente os custos realizados aos processos responsáveis. A atribuição correta dos custos permite o controle orçamentário por meio da definição de responsabilidades aos gestores dos processos.

A Figura 2 mostra um esquema dos processos da Cemig D, que facilita a compreensão da relação entre eles, destacando os Processos Principais, ou Processos Fim, e separando os Processos Corporativos em Processos de Apoio e Processos Gerenciais.

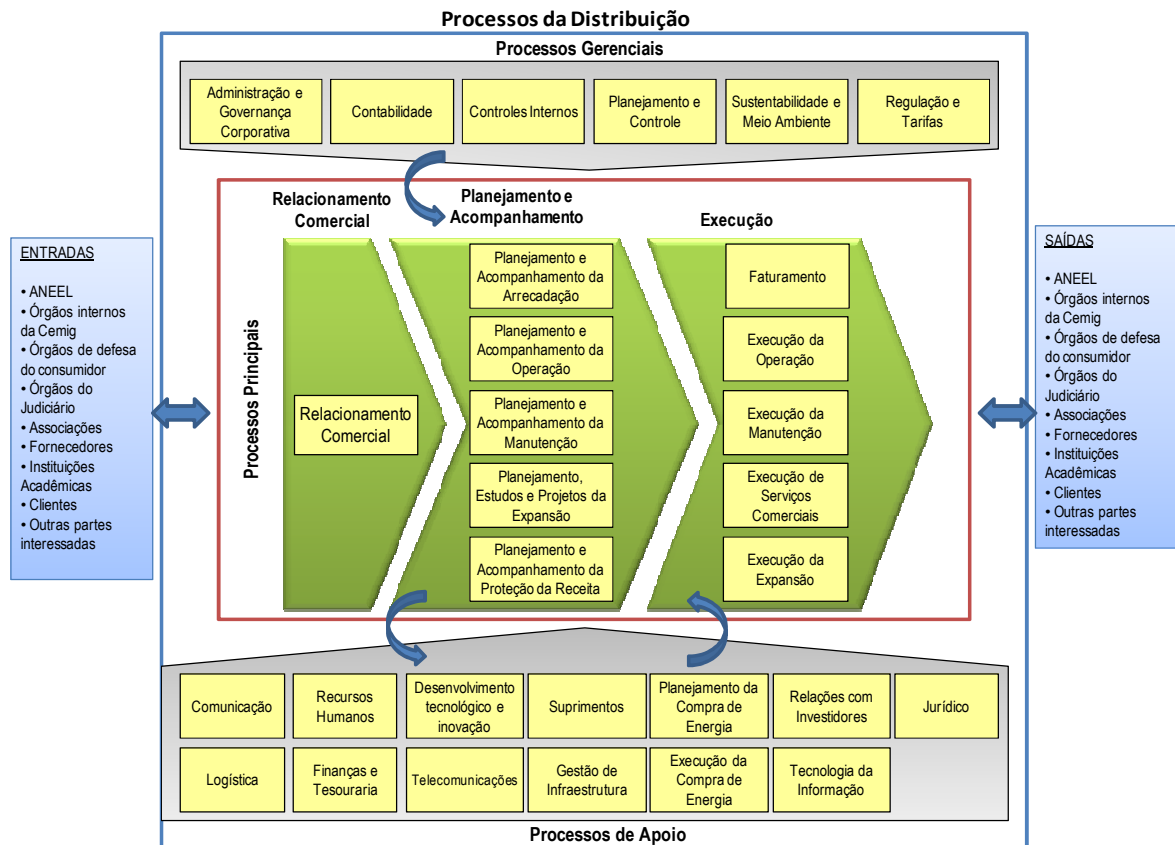


Figura 2 - Mapa de processos da Cemig D

Fonte: Cemig D

No centro da figura estão os Processos Principais da Cemig D. O esquema mostra um fluxo das informações e atividades do processo de Relacionamento Comercial até os processos de Planejamento e Acompanhamento e os Processos de Execução. O esquema está desenvolvido dessa forma porque todo o contato dos clientes com a empresa é feito por meio do Relacionamento Comercial, através de reclamações, solicitações de serviços ou informações. A partir das demandas dos clientes, os vários processos envolvidos para o atendimento são exigidos para a realização do serviço.

Os processos de execução são aqueles que efetivamente realizam os serviços fundamentais da distribuição de energia elétrica que são Execução da Manutenção, Execução da Operação, Execução de Serviços Comerciais, Execução da Expansão e Faturamento. Desses processos, a Execução da Expansão, que corresponde ao processo que executa os investimentos para atendimento de novas cargas e novos clientes, é um processo que não faz parte das despesas operacionais da empresa, uma vez que todo o seu custo é imobilizado no custo total dos ativos da empresa. Portanto, é um processo fundamental, mas que não faz parte do escopo deste trabalho que tem o foco na análise das despesas operacionais.

Os processos de execução não são realizados sem um planejamento e acompanhamento. As atividades relacionadas aos processos de execução são previamente analisadas, organizadas e executadas de acordo com um modelo de gestão previamente estabelecido. Os resultados da execução devem também ser monitorados e analisados para a correção de eventuais problemas, assim como para a melhoria de tais processos. Os processos de Planejamento funcionam, portanto, como uma espécie de gestão da execução. Esses processos se caracterizam por atividades de gestão e acompanhamento realizadas em escritórios e em sua maior parte de forma centralizada.

Os processos principais, quais sejam o Relacionamento Comercial, os processos de Planejamento e Acompanhamento e os processos de Execução, não subsistem sem as diversas áreas que prestam os serviços de apoio. Uma equipe de eletricitistas, por exemplo, que executa atividades de manutenção da rede, necessita de um processo responsável pela gestão dos Recursos Humanos. É necessário em uma empresa de distribuição de energia o recrutamento de pessoal, o desenvolvimento de capacidades, gestão de remuneração e benefícios e elaboração de políticas de pessoal. A infraestrutura de tecnologia da informação (TI) é outro exemplo de um processo de apoio aos processos principais e aos demais processos. Fazem parte, também, dos processos de apoio:

- Comunicação: responsável por todas as atividades direcionadas a comunicação tanto interna quanto externa.
- Logística: pela definição do *Council of Supply Chain Management Professionals*,

“[...] logística é a parte do Gerenciamento da Cadeia de Abastecimento que planeja, implementa e controla o fluxo e armazenamento eficiente e econômico de matérias-primas, materiais semi-acabados e produtos acabados, bem como as informações a eles relativas, desde o ponto de origem até o ponto de consumo, com o propósito de atender às exigências dos clientes” (CARVALHO, 2002, p. 31).

Nas empresas de distribuição de energia elétrica, a logística ainda está muito restrita à gestão dos veículos e materiais da empresa, pois a logística das equipes de manutenção e dos serviços comerciais é realizada dentro dos processos de planejamento e acompanhamento da execução da manutenção e da execução dos serviços comerciais.

- Finanças e Tesouraria: atividades relacionadas à gestão de caixa, gestão econômico-financeira de curto e longo prazo, incluindo a captação de recursos e a administração tributária.

- **Desenvolvimento Tecnológico e Inovação:** o processo tem o objetivo de criar um ambiente mais propício à inovação, por meio de políticas de desenvolvimento tecnológico, políticas de proteção à propriedade intelectual e patentes, além de programas de pesquisa e desenvolvimento.
- **Telecomunicações:** compreende as atividades e despesas necessárias para prover a empresa de uma infraestrutura para compartilhamento e transmissão de dados, sejam eles símbolos, caracteres, imagens ou sons.
- **Suprimentos:** processo responsável pelas compras da empresa e, portanto, responsável por prover a empresa de todos os materiais e serviços necessários para a realização de todos os processos.
- **Gestão de infraestrutura:** a atividade principal do processo é a gestão dos imóveis necessários às diversas atividades.
- **Planejamento da Compra de Energia:** a compra de energia de uma distribuidora é uma atividade complexa. A natureza do produto e a regulamentação exigem um planejamento adequado, assim como a análise dos riscos das contratações de energia. A Lei 10.848, de 15 de março de 2004, estabeleceu que as distribuidoras de energia devem adquirir a energia necessária para o atendimento ao mercado por meio de leilões realizados pela ANEEL.
- **Execução da Compra de Energia:** compreende as atividades de gestão dos contratos de compra de energia, principalmente pagamentos de faturas e controle das contas a pagar relacionadas à energia.
- **Relações com Investidores:** várias empresas de distribuição possuem ações negociadas em bolsas de valores no Brasil e em outros países. A abertura dessas empresas ao mercado acionário significa maior acesso a recursos financeiros para a realização dos investimentos necessários. O processo de Relações com Investidores é, portanto, responsável por atender a todas as exigências regulamentares impostas por cada uma das bolsas de valores nas quais a empresa negocia seus papéis. Além disso, deve atender às demandas dos investidores.
- **Jurídico:** possui atribuições como garantir, por meio de ações judiciais, os direitos da empresa e defendê-la nas ações que lhe são contrárias. Também responsável pela

redação e análise de contratos, emissão de pareceres etc. Portanto, todas as atividades relacionadas à esfera judicial.

Os processos de apoio são, assim, fundamentais para o bom funcionamento de toda a empresa. Todos os outros processos dependem deles.

Por último, os processos gerenciais da empresa, que são responsáveis pela gestão de todos os processos interdependentes da companhia. Todo esforço da companhia deve ser coordenado para atingir os objetivos estabelecidos. Esses processos são responsáveis pelo desenvolvimento de um modelo de gestão global da companhia, assim como do acompanhamento dos resultados obtidos.

Os Processos Corporativos, tanto os de apoio quanto os gerenciais, são executados de forma centralizada, assim como parte dos Processos Principais. Isso significa que os serviços realizados na maior parte dos processos da empresa são realizados na própria sede da empresa. A análise estatística dos direcionadores de custos só é possível nos processos que são executados de forma regional e ainda possuem um sistema de custeio que separe adequadamente os custos nas diversas regiões. O objetivo é analisar estatisticamente a relação entre as variações de custos e as variáveis que supostamente determinam esses custos. Para os demais processos, ou seja, aqueles que não são executados de forma regional, não é possível conduzir esse tipo de análise. Para esses processos, a única forma de identificar estatisticamente os direcionadores de custos seria por meio de uma análise nacional ou internacional, isso porque são necessárias várias observações de custos e das variáveis que supostamente os determinam para encontrar estatisticamente a relação.

Em relação aos Processos Principais, apenas alguns são executados, de forma dispersa, pela área de concessão da Cemig. São eles os processos de Execução da Manutenção, Execução dos Serviços Comerciais e o Faturamento. Para o Relacionamento Comercial, apenas parte de suas atividades é realizada de forma descentralizada, que corresponde ao atendimento presencial aos consumidores.

A Tabela 1 mostra a participação dos custos de cada processo no custo total da Cemig D em 2012.

Tabela 1 - Participação dos custos dos processos no custo operacional da Cemig D em 2012

Processos	% Custo Total
Execução da Manutenção	33,14%
Infraestrutura	10,16%
Planejamento e Acompanhamento do Faturamento	9,43%
Relacionamento Comercial	8,93%
Tecnologia da informação	4,31%
Planejamento e Acompanhamento da Arrecadação	3,97%
Telecomunicações	3,37%
Execução de Serviços Comerciais	3,18%
Execução da Operação	3,18%
Estudos e Projetos de Expansão	2,73%
Recursos Humanos	2,46%
Planejamento e Acompanhamento da Operação	2,41%
Planejamento e Acompanhamento da Manutenção	1,88%
Planejamento e Acompanhamento da Proteção à Receita	1,80%
Jurídico	1,68%
Comunicação	1,17%
Finanças e Tesouraria	0,82%
Planejamento da Expansão	0,80%
Logística	0,69%
Desenvolvimento Tecnológico e Inovação	0,68%
Sustentabilidade e Meio Ambiente	0,65%
Planejamento e Controle	0,60%
Suprimentos	0,57%
Administração e Governança Corporativa	0,51%
Contabilidade	0,45%
Regulação e Tarifas	0,31%
Controles Internos	0,21%
Planejamento da Compra e Venda de Energia	0,14%
Execução da Compra e Venda de Energia	0,10%
Relações com Investidores	0,04%

Fonte: Elaboração do autor a partir de dados da Cemig D.

O processo de execução da manutenção é o maior em termos de custos na distribuição de energia elétrica representando, em 2012, 33,14% dos custos operacionais da empresa. Por se tratar de uma atividade fim de uma distribuidora, esse processo exige grande quantidade de pessoal, materiais e equipamentos. Uma característica marcante nas empresas do setor e também na Cemig D é a terceirização dessas atividades.

Quando somados, os processos que são executados regionalmente, que são Execução da Manutenção, Execução dos Serviços Comerciais e Faturamento, representam 45,75% do custo

operacional total da Cemig D, em 2012. Portanto, uma parcela considerável do custo operacional pode ser objeto de uma análise estatística dos direcionadores de custos. Para os demais processos, a análise só é possível por meio da comparação dos processos de diferentes empresas no Brasil e no mundo.

Esses processos serão analisados individualmente com o objetivo de conduzir para cada processo uma análise dos supostos direcionadores de custos. Para a análise serão definidos modelos econométricos e avaliada a significância das variáveis selecionadas.

3.3 EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO

A execução da manutenção é o principal processo de uma distribuidora de energia elétrica. Manter o sistema elétrico com suas linhas (usualmente os profissionais do setor se referem aos ativos de 69 kV até 161 kV), redes (ativos de 34,5 kV ou menos) e subestações compreende executar as atividades mais características de uma distribuidora de energia elétrica. O eletricitista com seu equipamento enfrentando os temporais para restabelecer a energia de uma comunidade é a primeira imagem que vem à mente das pessoas ao imaginar o serviço prestado por essas empresas.

Em termos de custos, a execução da manutenção representou, em 2012, 33,14% do total para a Cemig D. O segundo maior processo possui 10% do custo anual da distribuidora. A execução da manutenção é separada em três grupos com características bem diferentes: a manutenção em linhas de alta tensão, manutenção em subestações e manutenção em redes de média/baixa tensão. Devido à diferença dos processos de execução da manutenção de linhas, redes e subestações, a gestão dos processos é feita separadamente para esses três grupos. Os tipos de atividades executadas em cada um desses grupos de ativos são muito diferentes, exigindo equipes com treinamento diferenciado e equipamentos específicos. As variáveis que afetam os custos de manutenção em cada um dos grupos de ativos também são diferentes. Portanto, não faz sentido analisar o processo de execução da manutenção como um todo, sem separá-lo nos subprocessos. A identificação dos direcionadores de custos é mais intuitiva e direta quando se considera os subprocessos separadamente.

3.3.1 Manutenção de redes

As principais atividades de execução da manutenção de redes são:

- Poda de árvores e limpeza de faixa: a limpeza de faixa corresponde à adequação da vegetação sob a rede elétrica.
- Operar dispositivos de manobra/proteção: corresponde a abrir ou fechar chaves-fusíveis e outros dispositivos de proteção. No caso de redes não automatizadas, a equipe técnica, respeitados todos os procedimentos de segurança, deve operar o equipamento, religando ou desligando o sistema de acordo com a ocasião.
- Substituir dispositivos de proteção: troca dos equipamentos no caso de avarias;
- Substituir transformador: os transformadores são os equipamentos que reduzem ou elevam o nível de tensão na rede para atendimento aos clientes;
- Substituir cruzetas/isoladores/para-raios: substituição de equipamentos da estrutura de sustentação dos condutores elétricos nos postes;
- Substituir vão de rede de 13,8 kV ou Baixa Tensão: substituição dos cabos condutores do vão. O vão representa o espaço entre os postes;
- Emendar/tensionar cabos condutores;
- Substituir/instalar outros componentes menores relacionados à rede;
- Retirar vespeiros ou objetos estranhos da rede;
- Inspecionar as redes: corresponde a um tipo de manutenção preventiva para verificar pontos frágeis na rede;
- Substituir/escorar postes;
- Retirar/fazer manutenção de ramal de ligação: o ramal de ligação corresponde aos condutores elétricos que chegam diretamente ao ponto de conexão dos clientes;
- Retirar/substituir medidores: a instalação do medidor corresponde a um investimento. A substituição ou retirada são custos da distribuidora;
- Notificar unidades consumidoras em desacordo com normas;
- Atender e inspecionar pontos de iluminação pública;
- Realizar testes.

As redes de média e baixa tensão estão bastante dispersas e capilarizadas em toda a extensão da área de concessão. Para a prestação do serviço de distribuição nos diversos municípios de Minas Gerais atendidos pela Cemig D, os processos finais devem ser realizados diretamente nas localidades, demandando uma grande quantidade de equipes espalhadas estrategicamente pelo território para atender aos requisitos de qualidade. Para a execução da manutenção de redes, existem 16 gerências regionais, que são centros de serviços dotados de um gerente responsável pela coordenação dos processos de execução da manutenção e pelo processo de execução de serviços comerciais. Os custos de cada um dos processos executados nessas gerências também estão separados no sistema de custeio da Cemig D e alocados a cada uma dessas gerências.

A Figura 3 mostra o mapa da área de concessão da Cemig D que corresponde a praticamente todo o território de Minas Gerais, dividido em áreas de abrangência dos serviços realizados pelas gerências regionais, consideradas no sistema de custeio da empresa.

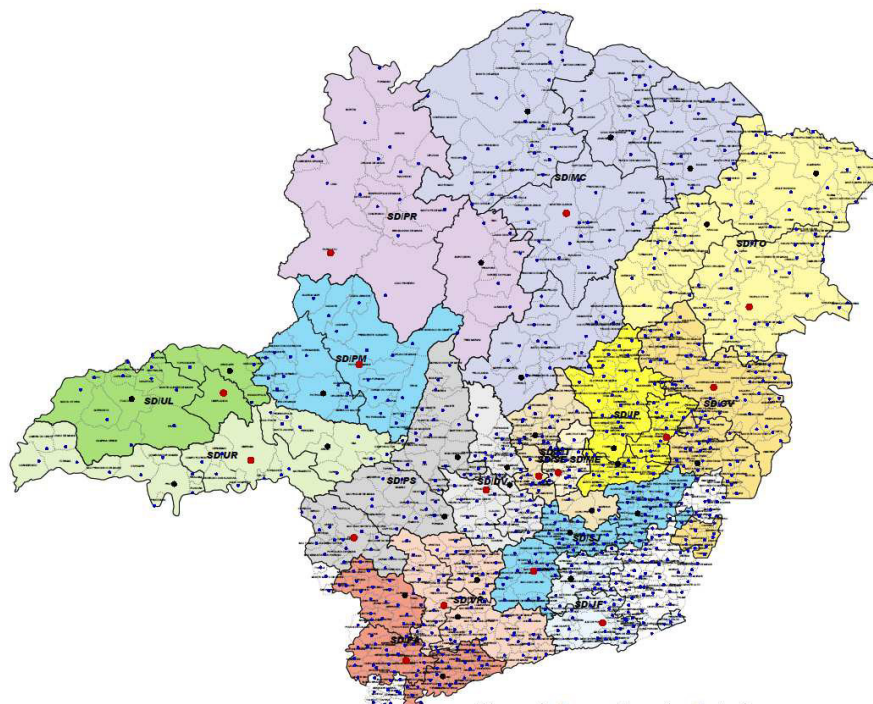


Figura 3 - Mapa das 16 gerências regionais da Cemig D

Fonte: Cemig D

As gerências regionais estão localizadas estrategicamente nas cidades polo de cada uma das regiões que elas atendem. A Tabela 2 demonstra cada uma das gerências regionais, nomeadas após suas cidades polo, e a quantidade de municípios atendidos.

Tabela 2 - Gerências regionais da Cemig D e a quantidade de municípios atendidos.

Sigla	Gerências Regionais	Quantidade Municípios
DV	Divinópolis	35
GV	Governador Valadares	88
IP	Ipatinga	52
JF	Juiz de Fora	48
MT	Metalúrgica	46
MP	Metropolitana	15
MC	Montes Claros	77
PR	Paracatu	23
PS	Passos	48
PM	Patos de Minas	27
PA	Pouso Alegre	75
SJ	São João Del Rey	67
TO	Teófilo Otoni	73
UR	Uberaba	31
UL	Uberlândia	17
VR	Varginha	59

Fonte: Elaboração do autor

Como o Estado de Minas Gerais possui um vasto território, as equipes de manutenção não se encontram somente nas sedes das gerências, mas espalhadas estrategicamente de acordo com a posição das redes e dos consumidores no território de cada gerência regional. Como exemplo, na gerência regional de Montes Claros a distância entre a fronteira sul e a fronteira norte é de 715 quilômetros. Portanto, são necessárias equipes espalhadas por todo o território para realizar a manutenção das redes de distribuição.

No sistema de custeio da empresa, a maior parte dos custos dos processos regionalizados está alocada nas 16 gerências regionais, representada pelos custos diretos de pessoal, material e serviços, e pelos custos indiretos, como logística, suprimentos e infraestrutura.

Intuitivamente, a variável mais importante para a determinação dos custos de execução da manutenção é a extensão da rede da distribuidora. A existência da rede implica constante trabalho de manutenção corretiva e preventiva, tanto para o reestabelecimento de interrupções

de energia quanto para a prevenção dessas interrupções. Tanto nos trabalhos acadêmicos quanto nos modelos de regulação para a distribuição de energia elétrica, o nível de tensão das redes é também apontado como um fator importante na determinação dos custos. Edvardsen et al. (1993), apresentando o modelo de regulação da Noruega, afirmam que os custos podem ser diferentes ao se entregar energia na alta ou na baixa tensão. O custo de uma intervenção em uma linha de alta tensão é, em média, mais alto que a intervenção na baixa tensão, devido à dificuldade de acesso, necessidade de equipamentos maiores e mais caros, equipes especializadas, dentre outros fatores. Porém, a baixa tensão exige uma frequência bem maior de intervenções na rede, fazendo com que ela seja, provavelmente, um fator mais importante como direcionador de custos. Em razão das diferenças que caracterizam a manutenção em cada um desses tipos de ativos, optou-se pela análise separada dos direcionadores de custos entre redes de média e baixa tensão e as redes de alta tensão.

Portanto, o primeiro direcionador de custos de manutenção de redes a ser testado é o comprimento das redes. Quanto maior o comprimento das redes em uma gerência regional, maiores devem ser os custos de manutenção.

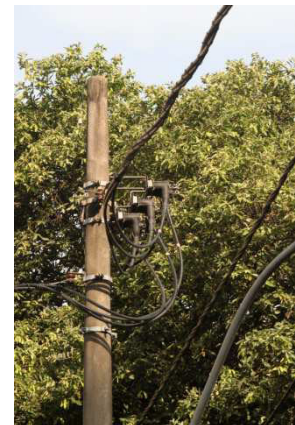
Outro fator importante na determinação dos custos de manutenção é o tipo de rede ou padrão tecnológico da rede. Os tipos de rede são separados em redes convencionais, redes protegidas e redes isoladas. A Figura 4 mostra os três tipos de redes.



Rede Convencional



Rede Protegida



Rede Isolada

Figura 4 - Tipos de redes de Distribuição

As redes convencionais são compostas por condutores sem nenhum tipo de isolante elétrico. Qualquer contato externo nesse tipo de rede pode causar um curto-circuito, que provocará o desligamento do sistema no trecho dessa ocorrência e, conseqüentemente, a necessidade do deslocamento de equipes para restabelecimento da energia. Em razão de uma tempestade em

Belo Horizonte, aproximadamente 80% das redes que apresentaram falhas foram redes convencionais². Além do problema dos desligamentos, as redes convencionais ocupam uma área maior devido à necessidade da distância mínima entre os condutores para não haver curto. Por esse motivo, a rede convencional demanda mais cuidados e maior necessidade da atividade de poda de árvores.

As redes protegidas possuem uma capa isolante nos condutores. A presença do isolante reduz as interrupções decorrentes de contatos de objetos e principalmente de árvores na rede urbana. Os simples contatos de galhos não são suficientes para provocar curto-circuito. Como os condutores são protegidos, a necessidade de espaçamento entre os condutores é menor do que na rede convencional (observar Figura 4). A interferência desse tipo de rede no ambiente é menor, reduzindo a necessidade da quantidade de poda, assim como da área a ser podada nas árvores.

Por fim, a rede isolada possui todas as vantagens da rede protegida, mas de modo mais acentuado. O contato de galhos pode ocorrer de modo permanente. Como os condutores são completamente isolados não há a necessidade de espaçamento entre eles o que reduz muito a área ocupada pela rede. Porém, é uma rede bem mais cara que as demais.

Outro fator relativo ao patamar tecnológico da rede que influencia os custos é a automação da rede. Os religadores automáticos são equipamentos que efetuam tentativas de reenergização do sistema na ocorrência de desligamentos. Quando ocorre um curto-circuito na rede elétrica, os dispositivos de proteção, como chaves-fusíveis, efetuam o desligamento do sistema. Caso esse desligamento ocorra por alguma interferência temporária, como o simples toque de um galho, por exemplo, o sistema pode ser religado novamente. Os religadores automáticos, nesse caso, efetuam tentativas de religar o sistema. Se não ocorrer problema nenhum nas tentativas, o sistema volta a funcionar sem a necessidade do deslocamento de equipes. Sem os religadores automáticos, há a necessidade de uma equipe inspecionar a rede para verificar se não há nenhum problema, como condutores partidos ou algum objeto na rede, e então efetuar o religamento do sistema. A presença de religadores reduz a necessidade do deslocamento de equipes e, conseqüentemente, o custo da manutenção corretiva. É necessário definir um indicador para mensurar o grau de automação da rede, como o número de religadores por quilômetro de rede, para testar sua influência sobre os custos da manutenção.

² Conforme informação da gerência regional responsável pela região metropolitana.

Ainda em relação ao patamar tecnológico, um determinante de custos é a dupla alimentação. Algumas cidades possuem mais de um alimentador, que são os trechos principais das redes dos quais derivam todas as ramificações para atendimento dos clientes. Se ocorrer algum problema em um deles, o sistema pode ser operado de forma a manter a energia aos consumidores com apenas um alimentador, temporariamente. A necessidade de equipes de emergência para atender as ocorrências é menor, reduzindo também o pagamento de horas extras e sobreaviso às equipes.

Na manutenção das redes de média e baixa tensão, os custos mais significativos correspondem à poda de árvores e à limpeza de faixa. Dentro das classes de custo do processo de execução da manutenção, esses custos representaram mais de 10% em 2012. Na literatura referente ao *benchmarking* de custos na distribuição de energia, não há variáveis que procurem mensurar o impacto da arborização sobre os custos na distribuição de energia, mas claramente esse é um custo extremamente importante. A quantidade e o tipo das árvores sob as redes e linhas de distribuição são determinantes do custo tanto das manutenções corretivas quanto preventivas. A poda de árvores é uma atividade frequente de manutenção preventiva para evitar a interferência dessas na rede elétrica, provocando curto-circuito e interrupções, e é um problema praticamente exclusivo das áreas urbanas. Devido ao pouco espaço nessas áreas, a vegetação fica muito próxima à rede elétrica, demandando um trabalho constante da concessionária. Existe a dificuldade de mensurar adequadamente essa variável.

Nas áreas rurais, a poda de árvores é substituída pela limpeza de faixa. A vegetação abaixo da rede deve ser retirada para evitar o contato ou aproximação com a rede elétrica e, conseqüentemente, um desligamento. Portanto, a característica da vegetação sob as redes rurais, ainda que demande manutenções periódicas diferenciadas, é também um direcionador importante. Outro gerador de custos é a presença na rede de postes de madeira, que demandam a realização de aceiros, ou seja, a limpeza de toda a vegetação ao redor dos postes para evitar a sua destruição no caso de queimadas.

Supõe-se, ainda, que os custos de atendimento a áreas com diferentes graus de urbanização comportam-se como uma curva em forma de U. Para áreas com urbanização muito intensa, os custos são muitos altos. Nas áreas urbanas, mas de menor adensamento que as metrópoles, os custos de manutenção são mais baixos. Por fim, nas áreas rurais o custo da manutenção de redes volta a subir muito.

Nas áreas metropolitanas, os motivos para os altos custos de manutenção são variados. Vandalismo, papagaios na rede e acidentes de carro derrubando postes são alguns exemplos de ocorrências que provocam desligamentos. A dificuldade de estacionar os veículos de manutenção e o trânsito fazem com que os atendimentos sejam mais demorados e custem mais. Muitas vezes, a realização da manutenção deve ser feita fora dos horários comerciais para não prejudicar o tráfego, provocando o pagamento de horas extras às equipes. Nas maiores cidades há mais burocracia, com a exigência de licenças para alguns tipos de intervenção na rede. O acesso a algumas áreas, como as favelas, é mais difícil para as equipes de manutenção. Portanto, vários fatores fazem com que o atendimento nessas áreas seja mais caro.

Nas áreas rurais, um problema comum é a conservação das estradas e a dispersão dos clientes. As equipes de manutenção precisam percorrer grandes distâncias para chegar aos pontos de atendimento. O trajeto, muitas vezes, é feito em estradas de terra que exigem veículos mais caros, assim como maior manutenção dos mesmos em decorrência do desgaste provocado pelas condições às quais são submetidos. Em muitos locais, as propriedades estão fechadas e há falta de cobertura de celular necessária para permitir a comunicação entre as equipes e os centros de operação. Outra dificuldade nessas áreas é a topografia. Terrenos acidentados, presença de rios, córregos e matas fazem da manutenção nessas áreas uma tarefa difícil e demorada.

Além dos fatores apontados, os fatores ambientais e climáticos normalmente apresentados na literatura, como quantidade de chuvas, quantidade de raios e a força dos ventos são supostamente responsáveis por aumentos de custos no processo de execução da manutenção. O desenvolvimento socioeconômico também é apontado como um fator importante, uma vez que está associado à maior produtividade da mão de obra na região e a uma melhor infraestrutura.

Por último, uma variável comum em modelos de *benchmarking* é a qualidade do produto. A qualidade da energia pode ser medida pela Duração Equivalente das Interrupções (DEC), que corresponde a uma média da duração das interrupções por consumidor ou pela Frequência Equivalente das Interrupções (FEC), representada pela média por consumidor da quantidade de interrupções em um intervalo de tempo. O baixo custo de manutenção pode ser obtido por meio da redução drástica de equipes, o que poderia implicar um aumento da duração das

interrupções. A redução na quantidade de manutenções preventivas também reduz os custos, mas leva a um aumento das interrupções e, conseqüentemente, do FEC.

Portanto, vários fatores, que não estão presentes no modelo apresentado pela ANEEL, assim como nos modelos de *benchmarking* internacionais, são determinantes significativos de custos. O Brasil apresenta grandes diferenças regionais, como é o caso do Estado de Minas Gerais. Essas diferenças devem ser consideradas, testando estatisticamente sua influência sobre os custos. A Tabela 3 apresenta um resumo dos direcionadores de custos levantados nesta seção e as hipóteses da relação desses direcionadores com os custos no processo de manutenção de redes.

Tabela 3 - Direcionadores de custos e hipóteses para a manutenção de redes

Direcionadores de Custos	Hipótese
Produtos	
Km de rede	+
MWh Distribuído	+
Número de Clientes	+
Fatores Tecnológicos	
Km de rede por tipo	-
Quantidade de Religadores por km/alimentador	-
Dupla Alimentação	-
Nível de Tensão	+/-
Fatores ambientais	
Quantidade de árvores e tipo de arborização sob a rede	+
Km de Rede Rural	+
Km de Rede Urbana	-
Km de Rede Superurbano	+
Km de Estradas de Terra	+
Dispersão dos Clientes	+
Percentual de Clientes Rurais	+
Quantidade de Raios	+
Quantidade de Chuvas	+
Fatores ambientais	
Velocidade dos ventos	+
Desenvolvimento Socioeconômico	-

Fonte: Elaboração do autor

3.3.2 Manutenção de subestações

No caminho entre as unidades geradoras de energia até o ponto de entrega aos consumidores, a energia elétrica passa por linhas e por subestações para que o produto atenda à demanda dos consumidores em níveis de tensão e corrente adequados.

As subestações são, portanto, parte fundamental de um sistema elétrico. Essas instalações elétricas de alta potência possuem a função de controle, proteção e transferência de fluxos de energia elétrica, principalmente pela transformação dos níveis de tensão maiores para níveis menores ou vice-versa, com o objetivo de atender às demandas dos clientes de uma distribuidora.

Para executar essas funções, as subestações possuem diversos equipamentos. De maneira geral, os principais equipamentos são classificados como:

- 1) Equipamentos de transformação: os transformadores possuem a função de alterar a tensão para níveis adequados ao consumo da energia pelos clientes, ou para a transferência do fluxo da energia de um ponto para outro.
- 2) Equipamentos de manobra: são os disjuntores e chaves seccionadoras que têm o objetivo de operar o sistema elétrico, transferindo carga entre circuitos ou isolando trechos para manutenção ou outros objetivos.
- 3) Equipamentos de proteção: são os para-raios, relés e fusíveis. Protegem o sistema contra surtos de tensão ou curto-circuito.

A manutenção de subestações é muito diferente da manutenção de redes de média e baixa tensão. A especialização necessária das equipes, assim como dos instrumentos de manutenção é muito maior, assim como os riscos envolvidos nas tarefas. A gestão desse subprocesso é separada da gestão da manutenção de redes. Os determinantes dos custos são também muito distintos.

Para a organização da manutenção das subestações a Cemig D separa o estado em sete regiões geoeletricas: Centro, Leste, Mantiqueira, Norte, Oeste, Sul e Triângulo. A Figura 5 mostra o Estado dividido nessas sete regiões.



Figura 5 - Mapa das sete regiões geelétricas da Cemig D

Fonte: Cemig D

As equipes de manutenção estão espalhadas pelo território para atender às diversas demandas de manutenção nas subestações, sejam essas manutenções preventivas ou corretivas. O Quadro 5 mostra as sedes onde estão localizadas as equipes de manutenção para cada região. A Tabela 4 mostra a quantidade de subestações em cada uma dessas regiões.

Quadro 5 - Sedes de cada região

Região	Sede
Centro	Belo Horizonte
Leste	Governador Valadares
Mantiqueira	Juiz de Fora
Norte	Montes Claros
Oeste	Divinópolis
Sul	Pouso Alegre
Triângulo	Uberlândia

Fonte: Elaboração do autor

Tabela 4 - Quantidade de subestações por região geelétrica

Região	Número de Subestações
Centro	56
Leste	59
Mantiqueira	42
Norte	66
Oeste	50
Sul	53
Triângulo	56
Total	382

Fonte: Elaboração do autor

Os principais determinantes dos custos de manutenção que foram sugeridos pelos gestores e técnicos responsáveis pela manutenção das subestações foram:

- 1) **Energia transformada:** trata-se do valor de potência aparente (MVA) disponibilizada pelas instalações. A potência aparente varia de acordo com a carga solicitada pelos consumidores, sendo que as instalações do sistema elétrico da distribuidora devem possuir capacidade para suportar essa carga. Quanto maior a potência disponibilizada, maior a necessidade de equipamentos e, conseqüentemente, maiores serão os custos de manutenção desses equipamentos. Além disso, o aumento da potência eleva o carregamento dos transformadores, o que gera também maior necessidade de manutenção pelo desgaste das instalações.
- 2) **Quantidade de transformadores por nível de tensão:** a quantidade de transformadores é um determinante dos custos por se tratar do principal equipamento de uma subestação. A quantidade dos demais equipamentos, de uma maneira geral, é proporcional à quantidade de transformadores de potência. Portanto, quanto maior o número de transformadores, tudo o mais mantido constante, maiores serão os custos necessários para manter a subestação. Além disso, o nível de tensão dos transformadores é um fator importante na determinação dos custos. Os transformadores de níveis de tensão mais elevados exigem equipes e equipamentos de maior especialização para manutenção e, portanto, mais caros. No entanto, subestações e transformadores de maior nível de tensão possuem menor frequência de manutenções.
- 3) **Pontos de Conexão:** são os pontos de interligação entre a subestação e clientes ou alimentadores. Quanto mais conexões possui uma subestação, mais equipamentos, como disjuntores e chaves, são necessários, o que aumenta o custo de manutenção. Além disso, é uma variável que possui relação com a quantidade de consumidores ligados à subestação. Quanto mais conexões, maiores as chances de desligamento de consumidores ligados a essas fontes de energia e, portanto, maior a exigência de equipes para manutenção devido à importância da subestação.
- 4) **Qualidade do fornecimento:** as empresas podem atingir baixos níveis de custos de manutenção por meio de uma baixa qualidade do fornecimento de energia. Poucas equipes de manutenção e pouca manutenção preventiva levam a um baixo custo de manutenção, mas, por outro lado, penaliza-se a qualidade do fornecimento, refletindo em muitas interrupções de energia. A qualidade da energia pode ser medida pela

Duração Equivalente das Interrupções (DEC), que corresponde a uma média da duração das interrupções por consumidor ou pela Frequência Equivalente das Interrupções (FEC), que corresponde a uma média por consumidor da frequência de interrupções em um intervalo de tempo por região. O problema do DEC e FEC para medir a qualidade, dentro do contexto de custos com a manutenção de subestações, é que o valor desses indicadores é afetado também pela qualidade da manutenção nas redes de média e baixa tensão. Um indicador de qualidade específico para subestações é a Taxa de Indisponibilidade dos Equipamentos, que determina o percentual de equipamentos indisponíveis para operação durante um intervalo de tempo.

- 5) **Grandes Clientes:** a existência de grandes clientes em determinada região foi apontado como um determinante do custo de manutenção de subestações. Os grandes clientes geralmente possuem processos produtivos que não podem ser interrompidos ou aceitam apenas interrupções em pequenos intervalos. Para atender esses clientes há uma exigência maior das equipes de manutenção de subestações, já que, na maioria dos casos, esses consumidores estão conectados diretamente às subestações. O critério utilizado para determinar o que são os grandes clientes é a carga maior do que 5 megawatt (MW).
- 6) **Área das subestações:** quanto maior a área das subestações, maiores serão os custos de manutenção, como limpeza e capinagem. Além disso, as subestações, pela sua importância, devem ser constantemente vigiadas. O tamanho da área é um dos fatores que determina os custos dos contratos de vigilância.

Outra variável importante apontada como fator determinante de custos de manutenção de subestações foi o nível de automação das subestações. No entanto, não há uma escala confiável para comparar o nível de automação entre as regiões.

3.3.3 Manutenção de linhas

As linhas de distribuição em alta tensão possuem a função de transportar a energia de uma subestação a um consumidor ou a uma cidade para ser posteriormente distribuída pelas redes de distribuição. As linhas de distribuição possuem uma função no setor elétrico similar às linhas de transmissão. A legislação do setor elétrico definiu a separação dos ativos entre distribuição e transmissão pelo nível de tensão, sendo os ativos com tensão acima de 230 kV considerados como transmissão e, abaixo desse patamar, como distribuição. Portanto, os ativos abaixo de 230 kV são considerados ativos de distribuição.

A engenharia da manutenção na distribuição separa os ativos de transporte de energia em linhas e redes, devido às características e funções totalmente distintas. As linhas são ativos de alta tensão, entre 34,5 kV e 161 kV, no caso da Cemig D, que possuem a função de interligar eletricamente distâncias maiores, geralmente conectando uma subestação a um consumidor ou a outra subestação. As redes de distribuição são ativos de tensão menor (abaixo de 34,5 kV), responsáveis pelo transporte da energia até os consumidores na baixa e média tensão. Por esse motivo, as redes estão normalmente localizadas nas cidades e possuem uma estrutura completamente diferente das linhas. Conseqüentemente, a manutenção dos dois ativos é também bastante diferenciada.

As linhas geralmente estão muito distantes do solo, possuindo estruturas de sustentação muito grandes e robustas. Essa característica decorre da função de transportar a eletricidade em longas distâncias, o que demanda tensões mais altas e, conseqüentemente, maiores distâncias do solo para evitar o contato elétrico. São formadas basicamente pelos condutores, isoladores e pela estrutura. Os condutores fazem a função de transporte da eletricidade. Os isoladores evitam a dissipação da energia ao longo da estrutura e, ao mesmo tempo, suportam o peso dos cabos condutores. As estruturas sustentam todo o conjunto, devendo suportar as condições climáticas mais adversas.

As linhas devem ser bastante robustas, porque sua função de interligar subestações e consumidores em grandes distâncias e com grande volume de energia transportado faz com que muitos consumidores dependam desses ativos ao mesmo tempo. Qualquer falha nesses equipamentos leva a interrupções de energia para milhares de consumidores.

Portanto, pelo fato das linhas de alta tensão possuírem equipamentos mais robustos, as intervenções emergenciais são pouco frequentes. A manutenção de linhas exige mais atividades de inspeção que antecipam as falhas, ou seja, preventivas. Assim, o custo de cada intervenção na rede é muito mais caro que nas redes de média e baixa tensão. A especialização das equipes é muito maior, assim como o custo dos equipamentos necessários. A manutenção é feita, com frequência, com a linha energizada, o que exige altíssimo nível de especialização e equipamentos específicos.

A gestão da manutenção das linhas na Cemig D, a exemplo das subestações, considera sete regiões diferentes no Estado de Minas Gerais: Centro, Leste, Mantiqueira, Norte, Oeste, Sul e

Triângulo. Os principais direcionadores de custos indicados pelos gestores e técnicos especializados na manutenção de linhas foram:

- 1) **Comprimento das linhas:** *ceteris paribus*, quanto mais linhas de alta tensão uma região possui e quanto maiores as extensões, maiores serão os seus custos.
- 2) **Nível de tensão:** os níveis de tensão mais altos possuem estruturas mais robustas. As intervenções são mais caras, mas, por outro lado, são menos frequentes. Portanto, o sinal do efeito do nível de tensão sobre os custos pode ser positivo ou negativo dependendo de qual aspecto se sobressai na definição dos custos, a frequência ou o custo unitário das intervenções nas linhas.
- 3) **Quantidade de estruturas:** as estruturas das linhas são componentes que exigem muita manutenção. Quanto mais estruturas uma região possuir, maiores serão os custos operacionais.
- 4) **Natureza da estrutura:** são três os tipos principais de estruturas de linhas de distribuição em alta tensão: concreto, madeira e metálica. Existem ainda as linhas subterrâneas, mas essas representam apenas 0,09% do total de linhas da Cemig D e não possuem estruturas. A engenharia de manutenção de linhas alega que as estruturas metálicas são as mais robustas, seguidas das estruturas de concreto e de madeira. Essas últimas exigem bastante manutenção, principalmente a execução de aceiros, que corresponde à limpeza da vegetação ao redor da estrutura para evitar destruição da mesma por queimadas ou a proliferação de insetos.
- 5) **Idade do ativo:** quanto mais velhas as estruturas em uma região, maiores serão os custos de manutenção.
- 6) **Importância das linhas:** algumas linhas são mais importantes, seja porque atendem a consumidores importantes, seja porque atendem a cidades de grande porte e, conseqüentemente, a milhares de consumidores. Essas linhas exigem uma quantidade maior de manutenções, como as inspeções visuais para detecção de possíveis problemas e fragilidades na estrutura ou um reestabelecimento bem mais rápido em caso de emergências que venham a interromper o fornecimento. Quanto mais linhas de maior importância uma região possuir, maiores serão os seus custos de manutenção. Uma *proxy* para essa variável é o número de grandes consumidores atendidos na região.
- 7) **Manutenção em linha viva:** a manutenção em linha viva é bem mais cara do que a manutenção com as linhas desligadas. O nível de especialização da equipe deve ser

maior, além de serem necessárias mais pessoas para realizar os serviços. Muitas vezes os serviços são executados com a utilização de helicópteros. Portanto, as regiões que realizam mais manutenções em linha viva incorrerão em maiores custos.

- 8) **Fatores Climáticos e Infraestrutura:** os mesmos fatores climáticos e de infraestrutura que afetam os custos de manutenção de redes devem ser testados também para o efeito sobre os custos de manutenção das linhas. Esses ativos são bastante suscetíveis a danos causados por tempestades, rajadas de vento e raios que provocam desligamentos. As condições de infraestrutura para acesso das equipes também é um fator importante. A má condição das estradas demanda veículos especiais, assim como os serviços se tornam mais caros devido ao maior dispêndio de tempo para concluir as tarefas de manutenção.

3.4 FATURAMENTO

O faturamento compreende os subprocessos de:

- a) Leitura;
- b) Impressão da Fatura;
- c) Entrega da Fatura.

Para a gestão do processo de faturamento, a área de concessão da Cemig D é dividida em sete regiões: Centro, Norte, Sul, Leste, Oeste, Triângulo e Mantiqueira. No entanto, não existem unidades de gestão nessas regiões. Toda a gestão do processo é realizada na sede da empresa em Belo Horizonte. A divisão em sete regiões é feita com a finalidade de organizar os contratos de leitura, permitindo a sua realização em referência às regiões. Além disso, elas são diferenciadas em termos da produtividade dos leituristas.

A leitura é feita mensalmente para os consumidores urbanos e trimestralmente para os consumidores rurais. Apenas os consumidores de baixa tensão e alguns consumidores de média tensão exigem a leitura presencial. Os consumidores de alta tensão e 97% dos consumidores de média tensão possuem medidores com leitura remota, ou seja, a leitura é enviada para a Cemig eletronicamente. A composição dos consumidores de baixa tensão e média/alta tensão não é tão significativa na comparação de custos de leitura entre as regiões da Cemig D, porque o volume de consumidores na baixa tensão é significativamente maior. A Tabela 5 demonstra a participação do total de consumidores da Cemig D, separados em baixa, média e alta tensão.

Tabela 5 - Percentual de consumidores por nível de tensão

Nível de Tensão	Percentual
Alta Tensão	0,01%
Média Tensão	0,17%
Baixa Tensão	99,83%

Fonte: Dados Cemig D de dezembro de 2012.

A leitura dos medidores é feita por apenas um empregado e o custo associado a essa atividade compreende: mão de obra e custo de veículo ou transporte público. A escolha do veículo depende das condições da região onde serão executadas as leituras e da existência de transporte público. A mão de obra para a leitura é totalmente terceirizada. Os contratos com as empresas responsáveis pela leitura são feitos considerando um preço médio por leitura.

O preço médio é considerado diferentemente para consumidores urbanos, rurais e consumidores de povoados, sendo estes últimos considerados como um consumidor intermediário entre o urbano e o rural. São localidades que possuem as unidades consumidoras próximas umas das outras, mas que não possuem uma infraestrutura adequada, o que prejudica o deslocamento dos leituristas.

O preço unitário da leitura de consumidores urbanos, rurais e de povoados é diferente entre contratos e entre regiões. Assim, por exemplo, o preço da leitura definido no contrato para um consumidor urbano da região da Mantiqueira é diferente do preço de leitura de um consumidor urbano de um contrato na região do Triângulo. Os preços são ainda diferentes entre consumidores do mesmo tipo, porém em localidades diferentes dentro de uma mesma região. Assim, por exemplo, o preço da leitura de um consumidor urbano definido no contrato que atende a localidade 1 no Triângulo é diferente do preço de leitura de um consumidor urbano definido no contrato que atende à localidade 2 também no Triângulo. A Tabela 6 mostra um esquema que explica essas diferenças.

Tabela 6 - Exemplo do formato de contratação de leitura

Região Mantiqueira			
Contrato	Preço Leitura Urbano (R\$)	Preço Leitura Rural (R\$)	Preço Leitura Povoado (R\$)
Contrato 1	0,32	3,2	1,05
Contrato 2	0,36	2,4	1,35
Região Triângulo			
Contrato	Preço Leitura Urbano (R\$)	Preço Leitura Rural (R\$)	Preço Leitura Povoado (R\$)
Contrato 1	0,49	5,01	1,24
Contrato 2	0,47	3,88	1,79

Fonte: Elaboração do autor

A diferenciação do preço dos contratos reflete basicamente o adensamento dos consumidores na região que é atendida pelo contrato de leitura e as condições de transporte. A existência de transporte público torna o contrato mais barato. Para definir os preços unitários das leituras para cada tipo de consumidor é feito um cálculo da produtividade média de leituras diárias por leiturista, que considera as condições da região. Com base na produtividade estimada de leituras por dia, feitas por cada leiturista, e no número de consumidores de cada tipo em cada região, define-se a necessidade de mão de obra para cobrir determinada localidade. Definem-se também os custos indiretos necessários para o trabalho dos leituristas, inclusive a existência de supervisores, técnicos de segurança e escritórios para organização das atividades. A estimativa de todos os custos necessários dá origem a um custo unitário da leitura, que é definida no contrato.

Portanto, existem vários contratos de terceirização de leitura de medidores que consideram detalhadamente as condições da região onde será prestado o serviço. Para efeito da definição dos principais direcionadores de custos deve ser definido um modelo que simplifique a realidade do processo, mas que capture os principais aspectos. Entre as distribuidoras, não se obtém a separação da localização dos consumidores em urbano, rural e povoado, mas apenas entre urbano e rural. Desse modo, será testado se a consideração do número de consumidores entre urbano e rural consegue capturar a maior parte da diferenciação dos custos de leitura entre as regiões. Além disso, a consideração da densidade dos consumidores na região deve ser testada, pois o adensamento é levado em consideração na definição dos contratos de leitura.

A impressão e a entrega das faturas possuem um preço fixo por consumidor, pois os contratos, tanto os de impressão quanto os de entrega das faturas, possuem um custo unitário único para todo o Estado. Portanto, a única diferenciação de custos que existe entre as regiões se dá pelo número de consumidores. Entre as distribuidoras, a entrega de faturas possui preços diferentes em função da densidade dos consumidores na área de concessão de cada distribuidora, assim como das condições de infraestrutura.

3.5 EXECUÇÃO DE SERVIÇOS COMERCIAIS

O processo de execução dos serviços comerciais contempla três subprocessos:

- 1) Corte e religação;
- 2) Inspeção de unidades consumidoras;

3) Outros Serviços Comerciais.

O processo é executado pelas mesmas 16 gerências regionais de serviço de campo que executam a manutenção das redes. As equipes de eletricitas executam tanto as manutenções nas redes quanto os serviços comerciais elencados. Portanto, existem centros de custos específicos para o processo de execução de serviços comerciais nas 16 gerências regionais. Os direcionadores de custos desse processo são totalmente distintos daqueles do processo de execução da manutenção de redes.

3.5.1 Corte e religação

O corte e a religação constituem a maior parte dos custos do processo. O corte da energia é feito dentro da política da empresa de combate à inadimplência dos consumidores, sendo todas as atividades e prazos realizados dentro da legislação que regulamenta a relação entre as concessionárias e os consumidores de energia elétrica. Após trinta dias de inadimplência, os consumidores entram em condição de corte. No entanto, as distribuidoras geralmente não executam o corte em todos os consumidores inadimplentes há mais de 30 dias, porque essa prática é inviável economicamente. Nesse ponto, apresenta-se um determinante fundamental dos custos realizados nos serviços comerciais. Na execução da manutenção de redes as tarefas precisam ser, com frequência, realizadas com urgência, já que a interrupção do fornecimento da energia dos consumidores deve ser reestabelecida prontamente. Já nos serviços comerciais existe uma decisão de atuação por parte da concessionária.

Quando um consumidor está inadimplente a concessionária não necessita urgência na execução do corte. Essa atividade é feita com base em análises criteriosas da viabilidade e da eficácia da política de corte, que tem o objetivo de reduzir e desincentivar a prática da inadimplência por parte dos consumidores. Assim, a gestão da inadimplência pode decidir reduzir a quantidade de cortes em determinada região e aumentar em outra. Outro fator importante é a alocação de recursos orçamentários para o processo. Existem períodos em que os recursos estão mais escassos e priorizam-se processos urgentes, como a manutenção de redes, fazendo com que sejam reduzidos os cortes em determinado período.

A definição dos cortes não é feita diretamente pelas 16 gerências regionais de serviço de campo, pois existe uma equipe especializada na gestão da inadimplência que define os consumidores a serem cortados. Para a definição desses cortes, a gestão da inadimplência

define alguns parâmetros. Em primeiro lugar, o número de clientes inadimplentes. As regiões que contêm mais consumidores inadimplentes são priorizadas na efetivação dos cortes, o que inevitavelmente implicará maiores custos. Os cortes são realizados em regiões com maior número de inadimplentes para inibir a inadimplência dos demais consumidores. Nas regiões onde os cortes são negligenciados pela concessionária, os consumidores inadimplentes que não foram cortados tendem a espalhar a notícia aos vizinhos e contatos mais próximos, fazendo com que o comportamento mude e ocorra um aumento da inadimplência.

Outra variável que é considerada na definição dos cortes é o volume da dívida. Obviamente, os cortes são priorizados nos consumidores com maiores volumes de dívida. Assim, regiões com maior volume de dívida apresentarão maior quantidade de cortes do que as demais. Consumidores com um volume de dívida muito pequeno não são viáveis de serem cortados. A quantidade de faturas em débito por cliente também foi um fator determinante apontado nas entrevistas. Além do volume da dívida, os consumidores que acumulam faturas não pagas são os primeiros a serem colocados como alvos de corte.

A composição dos consumidores em urbano e rural também afeta os custos das gerências regionais. Os cortes realizados em consumidores rurais são mais caros pela dificuldade de acesso e pelo tempo gasto para realização da tarefa. As condições da região, portanto, influenciam os custos desse processo. A densidade dos clientes precisa ser testada, já que quanto mais próximos os consumidores, mais facilmente serão realizados os cortes. Além disso, a infraestrutura da região, como a pavimentação das estradas, faz com que os custos sejam maiores ou menores.

Outro fator importante na definição dos cortes são os impedimentos. Quando uma equipe de eletricitas vai a um consumidor para cortá-lo e não consegue, é necessário retornar posteriormente para nova tentativa, ou até mesmo com equipamentos diferenciados para realização de um corte mais complexo, envolvendo, por exemplo, a desconexão do cliente diretamente na rede, e não no ramal de entrada do consumidor. O fator mais importante no impedimento dos cortes é a existência de instalações agrupadas, como os prédios. Caso um consumidor em um prédio seja alvo de corte, mas os eletricitas não consigam acesso ao interior do edifício, eles não podem cortar toda a instalação pelo lado de fora, pois implicaria desligamento de consumidores adimplentes. Deste modo, torna-se necessário um retorno para nova tentativa, o que implica maiores custos.

A religação é uma tarefa que está correlacionada diretamente aos cortes. Os mesmos fatores que afetam a quantidade de cortes em grande medida implicarão posteriormente as religações. No entanto, alguns consumidores realizam religações à revelia, executadas clandestinamente. Essa prática faz com que seja necessário o retorno aos mesmos consumidores para executar novamente o corte.

3.5.2 Inspeção de unidades consumidoras

O objetivo do subprocesso de inspeção de unidades consumidoras se parece com o objetivo do subprocesso de corte e religação, mas é importante destacar as diferenças. O corte e religação tem o objetivo de combate à inadimplência de consumidores. Nesse caso, são consumidores regulares que não pagaram suas contas. A inspeção de unidades consumidoras tem o objetivo de combater os furtos de energia realizados por meio de modificações ilegais nas conexões à rede, nos medidores ou nos ramais de entrada de energia ao estabelecimento do consumidor. Portanto, trata-se de fraudes e não de inadimplência de consumidores legais.

O subprocesso de inspeção de unidades consumidoras conta com um Centro de Seleção de Inspeções e um Centro Integrado de Medição. O primeiro tem a função de analisar o comportamento da carga dos consumidores e do sistema elétrico para identificar fraudes, selecionando, assim, os alvos de inspeção. O último tem a função de coletar as medições de consumidores telemedidos, que são todos conectados à alta tensão e aproximadamente 97% da média tensão. Além disso, o Centro Integrado de Medição realiza a avaliação em laboratório dos medidores que são retirados por suspeita de fraude.

A fraude nos consumidores de média e alta tensão é bem mais difícil devido à tecnologia associada à telemedição. A maioria dos medidores nesses consumidores já avisa ao centro de medição quando a caixa do medidor é aberta, emitindo um alerta para a inspeção. Portanto, as fraudes estão concentradas na baixa tensão, sendo poucos os casos identificados na média e alta tensão.

Para a baixa tensão, há um sistema de avaliação do consumo no sistema de faturamento da empresa. Por meio desse sistema, são identificadas variações atípicas no consumo dos consumidores que são então registrados como possíveis alvos de inspeção. Existem também outros sistemas de avaliação para a seleção de alvos que combinam informações do sistema

elétrico, como queda de tensão, junto com informações de consumo. Outra fonte importante para a seleção de alvos é a denúncia interna, que pode ser feita por eletricitistas e leituristas. Ao realizarem suas atividades, eles identificam os consumidores fraudadores. Além disso, há também a denúncia externa, realizada, por exemplo, pelos vizinhos.

Após as análises dos alvos, é feito o direcionamento da execução da inspeção no campo, que é o foco da análise de custos nesse subprocesso. A execução da inspeção é feita dentro da capacidade das equipes e do orçamento disponibilizado para a atividade. A quantidade e a diversidade de motivos de inspeções são maiores do que a capacidade de atuação por parte da empresa. A inspeção de todos os consumidores suspeitos seria inviável em termos da relação entre o custo e o benefício da regularização do consumidor.

Uma característica importante da inspeção é que as tarefas são executadas em quase sua totalidade por equipes de pessoal próprio. Poucas vezes são executadas inspeções com equipes terceirizadas, que atuam, em geral, apenas em casos de baixa complexidade técnica. Pelo fato do funcionário terceirizado não possuir um vínculo forte com a empresa, posteriormente ele pode funcionar como um agente disseminador da fraude ao invés de combatê-la, principalmente por conhecer os métodos disponíveis e quais as ferramentas de combate das distribuidoras.

Os fatores que diferenciam a quantidade de inspeções de uma região para outra e, conseqüentemente, os custos foram levantados pelos gestores do subprocesso de inspeção. Em primeiro lugar, o número de consumidores, já que, tudo o mais mantido constante, quanto maior o número de consumidores em uma regional maior o número de inspeções. A separação dos consumidores entre urbano e rural foi outro fator apontado como um determinante de custos, pois a inspeção rural é mais cara.

O retorno por consumidor é também uma variável considerada no momento de se definir os alvos para inspeção. Regiões que, historicamente, apresentam um retorno por consumidor mais alto após a regularização do consumo recebem mais recursos para inspeção. O retorno por consumidor está associado ao consumo médio.

O índice de acerto é outro fator apontado como importante na determinação de custos na inspeção. São realizadas mais inspeções em regiões com um maior índice de acerto histórico, uma vez que esse indicador reflete regiões com maior número de fraudes. Por sua vez, o número de fraudes pode ser explicado por indicadores socioeconômicos da região.

A tese de doutorado de Araújo (2006) relaciona o nível de furto de energia e, conseqüentemente, de perdas a variáveis socioeconômicas. São apontadas algumas dimensões socioeconômicas determinantes do nível de perdas, mas fundamentalmente o problema está associado à ausência do Estado e à distribuição de renda.

Quanto à presença do estado, foram indicadas no estudo variáveis associadas à escolaridade, à infraestrutura, à urbanização e à habitação. O aspecto da violência também foi associado ao nível de perdas. As pesquisas mostraram também que quanto maior a renda de uma região menor será o índice de perdas. Portanto, nesse aspecto, variáveis externas à gestão da distribuidora são consideradas importantes como determinantes e devem ser testadas estatisticamente em sua influência sobre os custos do processo de inspeção de unidades consumidoras, que é o processo principal no combate às perdas.

Por último, um fator importante que foi mencionado, mas de difícil mensuração, é a inclinação do Judiciário. Nas regiões onde o Judiciário inibe as ações das distribuidoras no combate às fraudes como, por exemplo, o corte de energia por débitos de irregularidade, julgando favoravelmente ações dos clientes contra as cobranças feitas pelas companhias, há uma tendência ao aumento das fraudes e, conseqüentemente, dos custos de inspeção, pois tende a haver um aumento da percepção de impunidade nessas regiões em relação às irregularidades.

3.5.3 Outros serviços comerciais

O último subprocesso pertencente ao processo de execução de serviços comerciais é chamado de “outros serviços comerciais”. As principais atividades realizadas nesse subprocesso são a vistoria de medidores e o corte para conserto.

A vistoria de medidores é a principal atividade. Após solicitação do consumidor, o medidor é retirado e outro medidor é colocado na instalação do consumidor. O medidor retirado é levado para o laboratório para averiguação. O número de consumidores é uma variável importante para determinação dos custos com a vistoria de medidores. A depreciação média dos medidores também é um fator a ser testado, já que medidores mais velhos tendem a apresentar problemas.

Logo após os reajustes, há um aumento do número de solicitações de vistoria de medidores, já que os consumidores podem suspeitar que o aumento da fatura, que está relacionada ao aumento das tarifas, se deve a problemas em seus medidores. Portanto, deve ser testado se há um aumento nos custos logo após os reajustes.

O ciclo de faturamento também pode ser um fator determinante dos custos relacionados à vistoria de medidores. A leitura não é feita exatamente de 30 em 30 dias. Pode haver meses em que a leitura é realizada após 30 dias, assim como outros meses nos quais ela é feita antes de completados os 30 dias. Nos meses onde o ciclo é maior, pode haver um aumento de solicitações de consumidores para averiguação dos medidores. No entanto, o ciclo médio de faturamento é uma variável difícil de ser mensurada.

No entanto, o subprocesso de Outros Serviços Comerciais, é mais difícil de encontrar determinantes porque nele são registrados todos os serviços que não se enquadram em corte, religação ou inspeção, formando um grupo muito heterogêneo de serviços.

Portanto, esses foram os processos que são executados regionalmente na área de concessão da Cemig D e que são passíveis de serem analisados estatisticamente quanto aos direcionadores de custos dos processos para descobrir as variáveis mais significativas.

4 METODOLOGIA

O levantamento da literatura sobre a regulação de custos operacionais no setor de distribuição de energia elétrica mostrou que há poucos estudos no Brasil sobre a melhor forma de avaliar a eficiência do custo operacional das empresas do setor. Na Europa, a literatura no tema é bem mais ampla. Porém, as condições nos países europeus são muito diferentes do Brasil e a comparação se dá entre empresas trabalhando em condições bem mais homogêneas. No Brasil, não houve nenhuma discussão aprofundada na busca das variáveis que melhor explicariam os custos do setor de distribuição de energia elétrica e, conseqüentemente, do modelo mais adequado para efeitos de comparação entre as empresas. Para tanto, torna-se necessário primeiramente identificar as principais variáveis determinantes de custos na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Como há no país pouco conhecimento acumulado e sistematizado neste tema, esta pesquisa tem características exploratórias. O objetivo da pesquisa não é a verificação de uma teoria ou hipótese já estabelecida para o fenômeno de custos na distribuição de energia elétrica. Para tanto, torna-se necessária, inicialmente, uma análise qualitativa, que possui geralmente características indutivas, possibilitando o surgimento das hipóteses a partir da investigação de campo (MAROY, 2005).

As hipóteses levantadas na etapa qualitativa foram testadas por meio da obtenção de amostras de dados quantitativos das variáveis apontadas na primeira etapa como explicativas dos fenômenos de custos na distribuição de energia elétrica.

Portanto, para atingir os objetivos propostos e responder à questão levantada na pesquisa, foi adotada uma estratégia de pesquisa mista, sendo feito um estudo sequencial adotando primeiramente procedimentos qualitativos seguidos de procedimentos quantitativos, conforme Creswell (2007). A Figura 6 mostra um esquema representativo das etapas da metodologia adotada e uma breve descrição de cada uma delas.

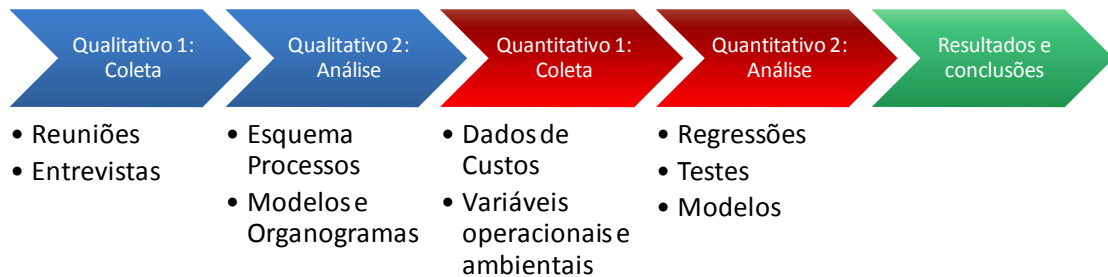


Figura 6 - Etapas da pesquisa

Fonte: Elaboração do autor

Conforme descrito nesta metodologia, foram adotados procedimentos qualitativos de pesquisa nas etapas de estudo dos custos, processos e atividades. Na primeira fase, foram conduzidas entrevistas e reuniões com os gestores dos processos, com o objetivo de identificar as principais variáveis responsáveis pelos custos. Trata-se de uma etapa exploratória que busca descobrir variáveis que não foram ainda identificadas em outras pesquisas. O resultado das entrevistas e reuniões possibilitou a execução da segunda etapa da pesquisa, com a construção de modelos para cada processo e análises estatísticas das regressões entre as variáveis apontadas como explicativas e os custos dos processos. Nessa etapa, foi avaliada a significância estatística das variáveis, identificando aquelas que explicam os custos de cada processo estabelecido após a realização dos devidos testes.

4.1 ENTREVISTAS

A primeira etapa do estudo consistiu na realização de reuniões associadas a entrevistas junto aos gestores da empresa, como também com técnicos responsáveis pelos processos realizados nas regionais da empresa. Os objetivos das reuniões foram, em primeiro lugar, conhecer a estrutura dos processos e atividades da empresa e, depois, compreender quais os determinantes de custos de cada processo executado nas regionais da Cemig D.

Foram elaborados questionários para nortear as reuniões buscando um direcionamento das discussões para o objetivo proposto no estudo. As entrevistas foram semiestruturadas, não seguindo estritamente o questionário elaborado, permitindo que os gestores e técnicos da empresa relatassem sua experiência e o funcionamento dos respectivos processos com

liberdade. O pesquisador atuou apenas com o objetivo de aprofundar o conteúdo das entrevistas e identificar os aspectos mais relevantes porventura não mencionados pelos entrevistados, relacionados ao custeio do processo e às variáveis principais.

As reuniões e entrevistas iniciaram-se em outubro de 2012. A ordem das reuniões procurou seguir a estrutura hierárquica da empresa iniciando pelas instâncias mais elevadas, com o objetivo de obter uma visão geral da organização dos processos. A Cemig D possui uma superintendência de gestão dos processos diretos da distribuição. Foi realizada uma reunião com o superintendente e seus assessores que indicaram a estrutura dos processos, os processos mais importantes e o formato do sistema de custeio da empresa.

Posteriormente, foi realizada uma reunião com o gerente e os principais técnicos responsáveis pela contabilidade de custos para uma melhor compreensão do sistema de custeio da empresa e das possibilidades de obtenção de dados desagregados regionalmente, para possibilitar, dessa maneira, a obtenção de dados representativos do fenômeno estudado.

Nesse ponto da pesquisa, os responsáveis pelo sistema de custeio da empresa explicaram que, a partir de 2010, foi definido um sistema de custeio baseado nos processos. Portanto, todos os dados de custos possuem a limitação de terem sido gerados apenas a partir de 2010. Além disso, alguns processos executados regionalmente possuem custos estruturados para sete regiões de execução e os demais processos separados em dezesseis gerências regionais.

Uma vez compreendida a estrutura dos processos e o sistema de custeio, as entrevistas foram direcionadas primeiramente para os gestores dos processos. O primeiro processo estudado foi a execução da manutenção de redes. A entrevista com o responsável pelo processo teve o objetivo de compreender a gestão, a estrutura organizacional e indicar as principais variáveis que seriam determinantes dos custos nesse processo. O Anexo A mostra o questionário que norteou a entrevista aos responsáveis pelos processos.

A execução da manutenção de redes é realizada regionalmente por 16 gerências espalhadas pela área de concessão da Cemig D. Foram feitas visitas às gerências de Divinópolis, Metropolitana (Belo Horizonte), Uberlândia e Montes Claros com o objetivo de obter uma melhor compreensão das atividades executadas regionalmente e, principalmente, obter a percepção do pessoal de campo a respeito das variáveis que determinam os custos de manutenção de redes. O Anexo B apresenta o questionário utilizado para direcionar as entrevistas aos gerentes das regionais.

Nessas reuniões, os gerentes apresentaram a estrutura da gerência, os principais dados operacionais (número de consumidores, extensão das redes, municípios atendidos etc.), a localização das equipes no território, as principais atividades executadas, as atividades que mais impactam os custos e as principais dificuldades enfrentadas em relação às características da região. A visita às regionais permitiu uma visão mais detalhada das atividades e das especificidades de cada região, identificando o que seria possível incluir na modelagem de custos. Nessas visitas, foram apresentados diversos detalhes do processo.

Cabe destacar a quantidade de informações e dados obtidos nessa etapa da pesquisa. As respostas carregam uma multiplicidade de pontos de vista que demonstram a forma particular como cada entrevistado compreende os fenômenos analisados. Nas reuniões, tanto técnicos quanto gestores apresentaram uma diversidade de dados em formatos diferentes, como mapas, tabelas, fotos e gráficos para contribuir com o objetivo da pesquisa.

O desafio nessa etapa é extrair do emaranhado de informações aquelas que são relevantes, sistematizando toda a informação e direcionando-as ao objetivo do projeto. As entrevistas e reuniões caracterizam-se como investigações qualitativas. Conforme Maroy (2005), esse tipo de investigação implica um trabalho de descoberta onde se procura, a partir de todo o conjunto desorganizado de informações obtidas, classificá-las adequadamente em categorias, formulando progressivamente um esquema de inteligibilidade do objeto estudado.

Após o processo de execução da manutenção de redes, foram feitas reuniões com os gestores dos processos de execução da manutenção de linhas e subestações. Posteriormente, reuniões também foram realizadas com os responsáveis pelo faturamento e execução de serviços comerciais para a compreensão do seu funcionamento e para identificar as variáveis determinantes de custos. O faturamento não possui unidades de negócios espalhadas nas sete regiões que compõem o sistema de gestão. A execução de serviços comerciais é realizada nas mesmas dezesseis gerências regionais de serviço de campo que executam a manutenção das redes.

Esta etapa do trabalho possibilitou obter uma compreensão melhor do serviço de distribuição, a estrutura organizacional da empresa e seu sistema de custeio. O resultado são modelos e figuras representativos dos processos e atividades que permitiram a definição do método de análise da relação entre os custos e as variáveis explicativas. As entrevistas possibilitaram a definição de como os custos seriam agrupados nos processos, quais processos seriam

passíveis de serem analisados em termos dos direcionadores de custos e quais seriam as variáveis explicativas em cada processo.

4.2 BASE DE DADOS E MODELO DE CUSTOS

Fonseca e Reis (2012) apresentam uma arquitetura básica de segmentação de custos que, conforme os autores, pode auxiliar na análise gerencial dos custos operacionais. O modelo foi apresentado na Figura 1.

Esse modelo serve como ponto de partida para as análises dos custos dos processos na Cemig D, mas pode ser aprimorado sem, contudo, perder a simplicidade. As classes de custo são utilizadas como o primeiro nível de desagregação para posteriormente serem associadas aos macroprocessos. No entanto, praticamente todos os macroprocessos apresentados possuem custos de Pessoal, Materiais, Serviços, além de Outros (PMSO). Por exemplo, o macroprocesso de Manutenção aparece associado somente às classes de custo de Pessoal e Materiais, mas em todas as empresas são fortemente associados a Serviços.

Portanto, propõe-se na Figura 7 uma adequação do modelo de custos proposto por Fonseca e Reis (2012), tendo como nível principal dos custos operacionais os macroprocessos. Associados a todos os macroprocessos são verificados os custos de Pessoal, Materiais, Serviços e Outros. O modelo mantém-se bastante simples, mas reflete de maneira mais adequada o modelo básico de custos de uma distribuidora.

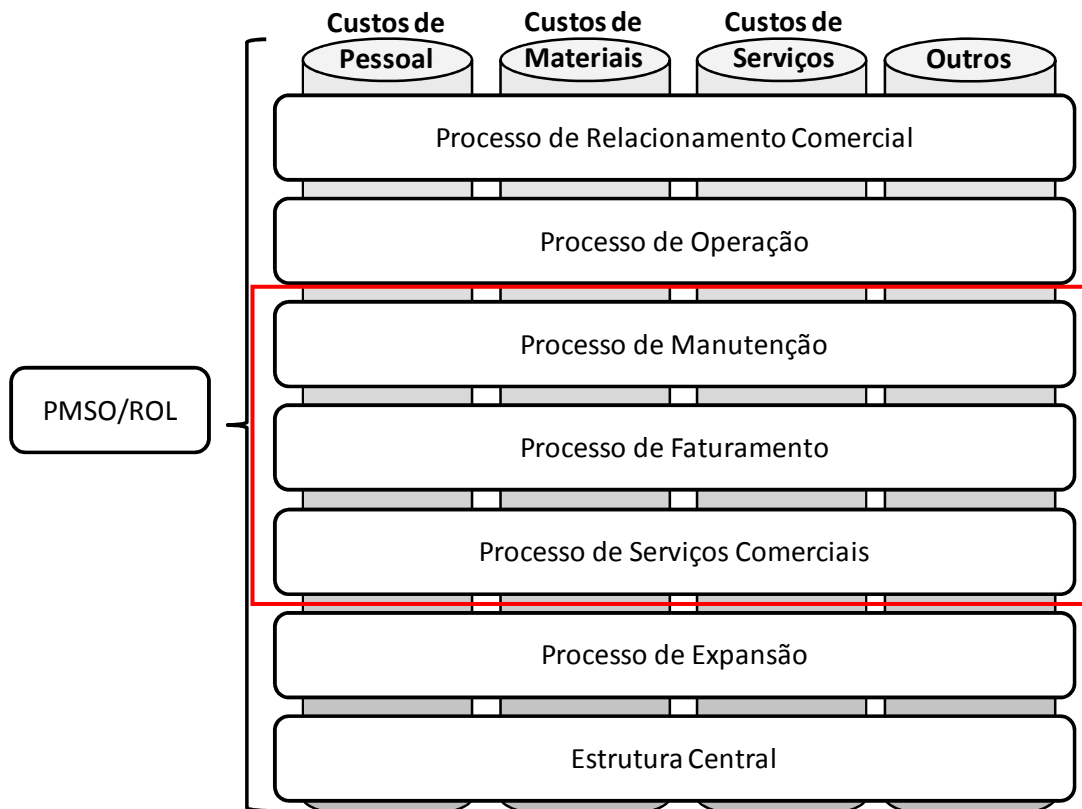


Figura 7 - Modelo básico para agrupamento de custos operacionais para uma distribuidora de energia elétrica

Fonte: Elaboração do autor

Para a análise estatística dos direcionadores de custos, serão avaliados os processos de execução da manutenção, o processo de faturamento e a execução dos serviços comerciais. Os demais processos são executados de forma centralizada, não sendo possível realizar a análise proposta. O processo de expansão é considerado investimento.

4.2.1 Execução da Manutenção de Redes

Conforme dito anteriormente, a gestão da manutenção de redes é realizada em 16 gerências regionais espalhadas pela área de concessão. Minas Gerais possui uma área extensa, com diferenças climáticas, topográficas e socioeconômicas muito marcantes. O norte apresenta uma região semiárida com baixo desenvolvimento econômico. O triângulo mineiro (oeste) apresenta uma topografia bem mais plana que o restante do estado, com um alto desenvolvimento econômico decorrente de uma agroindústria bastante desenvolvida. O centro e a região sul apresentam uma indústria bem desenvolvida e melhor infraestrutura. Em suma,

o Estado de Minas Gerais apresenta, em uma escala reduzida, parte das diversidades verificadas no Brasil.

Para este estudo, foram levantados dados mensais e anuais para os anos de 2010 a 2012 das 16 gerências regionais da Cemig D. Os dados dos supostos determinantes de custos da manutenção de redes foram inicialmente organizados em cinco grupos: (1) consumidores, (2) comprimento de rede, (3) consumo, (4) variáveis socioeconômicas e (5) outras, totalizando 94 potenciais variáveis significantes na determinação dos custos do processo de execução da manutenção de redes. Como variável resposta, foi selecionado o custo de manutenção de redes em formato mensal, de janeiro de 2010 a dezembro de 2012, dividido pelas 16 gerências regionais de serviço de campo. As variáveis dos grupos consumidores, comprimento de rede e consumo foram estratificadas com relação à sua localização: urbana e rural.

A fonte de cada grupo de dados está relacionada a seguir

- Variáveis relacionadas ao número de consumidores: A empresa forneceu os dados.
- Variáveis relacionadas ao comprimento da rede (km): A empresa forneceu os dados.
- Variáveis relacionadas ao consumo (MWh): A empresa forneceu os dados.
- Variáveis socioeconômicas: Dados do IBGE.
- Variáveis outras: Todos os dados foram fornecidos pela empresa, com exceção do comprimento da malha de estradas, que foi fornecido pelo DER-MG.

O Quadro 6 mostra todas as variáveis testadas como determinantes dos custos separadas nos 5 grupos.

Quadro 6 - Variáveis por grupo para o processo de execução da manutenção de redes.

Número de Variáveis	1. Número de Consumidores	2. Comprimento de Rede (km)	3. Consumo (MWh)	4. Socioeconômicas	5. Outras
1	Total	Total	Consumo Total	Proporção domicílios com renda inferior a um salário mínimo	Consumo Médio
2	Total Rurais	Total Urbana	Consumo Urbano	Proporção população com renda mensal de um salário mínimo	Densidade
3	Total Urbanos	Total Rural	Consumo Rural	Proporção população com nível educacional inferior primário incompleto	DEC
4	A2	Urbana Aérea (RDA)	A2	Proporção população com graduação	FEC
5	A3	Urbana Isolada (RDI)	A3	Proporção população com suprimento de água	Densidade Raios
6	A4	Urbana Protegida (RDP)	A4	Proporção população desempregada	Religadores por alimentador
7	AS	Urbana Subterrânea	AS	Número médio de mortes por agressão nos municípios	Dupla alimentação
8	B	Urbana Outras	B1	Salário médio	Estradas Pavimentadas (km)
9	B1	Rural Aérea	B2		Estradas Não Pavimentadas
10	B2	Rural Isolada	B3		Total Km Estradas
11	B3	Rural Protegida	B4		Índice Pluviométrico
12	B4	Rural Outras	Urbano A2		Taxa Falha Árvore
13	Rurais A3		Urbano A3		Número de Postes Totais
14	Rurais A4		Urbano A4		Nº Postes Urbano
15	Rurais AS		Urbano AS		Número Postes Rural
16	Rurais B		Urbano B1		Distância entre Postes
17	Rurais B1		Urbano B2		Distância Postes Urbano
18	Rurais B2		Urbano B3		Distância Postes Rural
19	Rurais B3		Urbano B4		Depreciação
20	Rurais B4		Rural A3		
21	Urbano A2		Rural A4		
22	Urbano A3		Rural AS		
23	Urbano A4		Rural B1		
24	Urbano A2		Rural B2		
25	Urbano B		Rural B3		
26	Urbano B1		Rural B4		
27	Urbano B2				
28	Urbano B3				
29	Urbano B4				

Nota: A2 – Nível de tensão de 138 kV, A3 – 69 kV, A4 – 13,8 a 34,5 kV, AS – subterrâneos, B – baixa tensão, B1 – baixa tensão residencial, B2 – baixa tensão rural, B3 – demais consumidores de baixa tensão, B4 – iluminação pública, RDA – rede de distribuição aérea, RDI – rede de distribuição isolada, RDP – rede de distribuição protegida, DEC – Duração equivalente por consumidor, FEC – Frequência equivalente por consumidor.

4.2.2 Execução da manutenção de linhas

Para o estudo dos direcionadores de custos da manutenção de linhas de alta tensão na Cemig D, foram levantados dados anuais para os anos de 2010 a 2012 de sete regiões geoeletricas da empresa. A Figura 8 mostra as sete regiões consideradas pela gestão da manutenção de linhas.

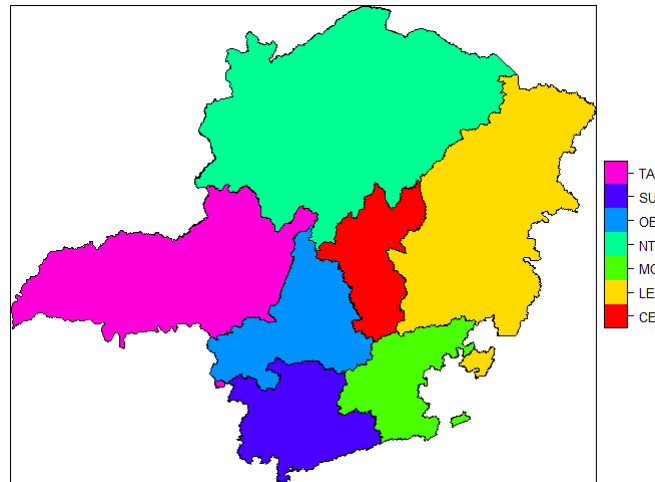


Figura 8 - Sete regiões do Estado de Minas Gerais segundo análise para linhas de alta tensão

Fonte: Elaboração do autor

Os dados dos supostos determinantes de custos da manutenção de linhas foram inicialmente organizados em cinco categorias: (1) comprimento de linha, (2) quantidade de estruturas, (3) características da linha, (4) fatores climáticos e geográficos (5) infraestrutura, totalizando 45 potenciais direcionadores de custos para o processo de execução da manutenção de linhas. Como variável resposta foi selecionado o custo de manutenção das linhas na Cemig D, consideradas as sete regiões geoeletricas. A gestão da manutenção de linhas é feita considerando essas regiões, assim como os custos, que estão separados dessa forma no sistema de custeio da empresa. As variáveis dos grupos comprimento de linhas e quantidade de estruturas foram estratificadas com relação aos níveis de tensão: 138kV, 69kV e 34,5k, e com relação ao tipos de estrutura de sustentação: metálica, madeira e concreto.

O Quadro 7 mostra todas as variáveis supostamente determinantes dos custos separadas nos cinco grupos. Todos os dados foram fornecidos pela empresa, com exceção da extensão de estradas pavimentadas e não pavimentadas, que foram fornecidos pelo DER-MG.

Quadro 7 - Variáveis por grupo para o processo de execução da manutenção de redes.

Número de Variáveis	1. Comprimento de linhas (km)	2. Quantidade de Estruturas	3. Características das Linhas	4. Climáticos e Geográficos	5. Infraestrutura
1	Total	Total Estruturas	Idade Média dos Ativos	Volume de Chuvas	Km Estradas Pavimentadas
2	Subterrâneo	Total Estruturas 138 kV	Grandes Consumidores	Quantidade Raios	Km Estradas Não Pavimentadas
3	Estrutura Metálica	Estruturas Concreto 138 kV	% Manutenção Linha Viva	Densidade Raios	Km Estradas
4	Estrutura Madeira	Estruturas Madeira 138 kV		Área da Regional	
5	Estrutura Concreto	Estruturas Metal 138 kV			
6	Total 34,5 kV	Estruturas Subterrâneas 138 kV			
7	34,5 kV Estrutura Metálica	Total Estruturas 69 kV			
8	34,5 kV Estrutura Madeira	Estruturas Concreto 69 kV			
9	34,5 kV Estrutura Concreto	Estruturas Madeira 69 kV			
10	Total 69 kV	Estruturas Metal 69 kV			
11	69 kV Estrutura Metálica	Total Estruturas 34,5 kV			
12	69 kV Estrutura Madeira	Estruturas Concreto 34,5 kV			
13	69 KV Estrutura Concreto	Estruturas Madeira 34,5 kV			
14	Total 138 kV	Estruturas Metal 34,5 kV			
15	138 kV Subterrânea	Total Estruturas Concreto			
16	138 kV Estrutura Metálica	Total Estruturas Madeira			
17	138 kV Estrutura Madeira	Total Estruturas Metálicas			
18	138 kV Estrutura Concreto				

4.2.3 Execução da manutenção de subestações

A gestão da manutenção de subestações também está organizada em sete regiões, assim como a manutenção de linhas. No entanto, uma diferença fundamental é que os ativos de subestações, diferentemente das linhas, não estão espalhados pelo território. O porte dos ativos, medido por potência aparente entregue em megavolt-ampère (MVA), ou a quantidade de transformadores são variáveis consideradas importantes na determinação dos custos de manutenção.

Os dados disponíveis são mensais, de janeiro de 2011 a dezembro de 2012. Para algumas variáveis, foram disponibilizados dados até maio de 2013, mas como a variável resposta, que são os custos mensais de manutenção das subestações, só apresentava dados até dezembro de 2012, foram considerados apenas os anos de 2011 e 2012.

A base de dados de subestações contém 11 variáveis de supostos determinantes de custos de manutenção das subestações. As variáveis podem ser separadas em três grupos distintos:

- Variáveis relacionadas a ativos de subestações: potência entregue (MVA), número de transformadores com tensão do primário igual a 138kV, número de transformadores com tensão do primário igual a 69kV, número de transformadores com tensão do primário igual a 34,5 KV, total de transformadores e pontos de conexão, totalizando 6 variáveis.
- Variáveis relacionadas à qualidade do fornecimento de energia: DEC, FEC e taxa de indisponibilidade, totalizando 3 variáveis.
- Outras variáveis: número de grandes clientes na região atendida e área das subestações em m².

Todas as informações foram fornecidas pela empresa.

4.2.4 Faturamento

A gestão do faturamento é realizada considerando sete regiões no estado. As variáveis consideradas importantes foram o número de consumidores separados em urbano e rural e a densidade dos consumidores. A base de dados para análise do faturamento contém os custos

anuais de 2010 a 2013, separados nas sete regiões do estado que somam, portanto, 28 observações. O número de consumidores rurais corresponde ao total de consumidores localizados em regiões rurais, observados em junho do respectivo ano, sendo o mesmo critério adotado para os consumidores urbanos. A densidade corresponde ao número total de consumidores de cada região dividido pelo valor da área de atuação. A unidade dessa informação é, portanto, o número de consumidores por km^2 . A área de atuação é medida em km^2 , calculados a partir de dados georeferenciados que consideram a soma da área ao redor das redes, correspondendo a uma distância de quinhentos metros. Esses dados estão disponíveis para cada uma das sete regiões do estado.

4.3 MÉTODOS DE ANÁLISE DOS DADOS

O problema principal da pesquisa consiste na seleção das variáveis mais importantes na determinação dos custos operacionais na distribuição de energia. Como foi descrito anteriormente na estratégia de pesquisa, o ponto de partida foi a percepção dos gestores e funcionários da empresa foi identificada uma série de variáveis que supostamente teriam influência sobre os custos em cada processo.

Portanto, o problema consiste em identificar, a partir da lista de variáveis apresentadas, aquelas que melhor explicam o custo. Supostamente, todas as variáveis apontadas pelos especialistas do setor são importantes na determinação dos custos, mas não devem ser todas consideradas na construção de um modelo. A seleção de variáveis é particularmente importante, porque a definição de modelos, seja para a previsão dos valores da variável dependente (custos), seja para a comparação de empresas em termos de eficiência operacional, requer parcimônia na utilização do número de variáveis independentes. O problema da parcimônia de modelos é conhecido na literatura sobre modelos de regressão.

Miller (2002) e Hocking (1976) afirmam que quanto mais variáveis independentes são adicionadas a um modelo, mais se reduz o viés na previsão da variável dependente, porém aumenta-se a variância. Portanto, se a inclusão de uma variável no modelo faz pouca diferença na redução do viés na estimativa do parâmetro populacional, mas aumenta consideravelmente a variância, ela não deve ser incluída. Há um *trade-off* entre redução de viés e aumento da variância na construção de modelos. O objetivo então é encontrar, de forma

correta e parcimoniosa, os fatores ou variáveis que possuem influência significativa na variável estudada (PARPOULA et al., 2014).

A abordagem tradicional para a construção de modelos empíricos adota, usualmente, procedimentos progressivos de inclusão de variáveis, com avaliação posterior dos gráficos de dispersão e de resíduos, para avaliar o ajuste do modelo. Conforme Miller (2002), esse procedimento é relativamente fácil de ser aplicado para poucas variáveis, mas quando a quantidade de variáveis aumenta muito, além da existência de correlação entre as variáveis predictoras, o procedimento se torna mais difícil e custoso, além das simulações realizadas e resultados possivelmente esconderem combinações de variáveis (*subsets*) que proporcionariam um melhor ajuste. Além das variáveis originais, podem ser incluídas funções que podem proporcionar um melhor ajuste, como o quadrado das variáveis. Nesse sentido, surgem diversas opções de modelos que poderiam passar despercebidos numa análise de regressão progressiva, na qual vão sendo inseridas variáveis passo a passo. Na prática, geralmente não existe apenas um modelo ideal, mas uma série de bons modelos com combinações diferentes de variáveis. O ideal é, portanto, conhecer os melhores modelos possíveis e selecioná-los convenientemente de acordo com algum critério ou pelo conhecimento do fenômeno analisado.

A abordagem de *Best subsets* é recomendada, portanto, quando há a opção de muitas variáveis relativamente correlacionadas entre si e que serão utilizadas para medir os mesmos atributos. O método baseia-se, de maneira geral, no cálculo da soma dos quadrados dos resíduos de cada combinação de variáveis explicativas para procurar os modelos que minimizam esta soma para cada quantidade de variáveis explicativas. Assim, a técnica busca os modelos que minimizam a soma dos quadrados dos resíduos para uma variável explicativa, para duas variáveis explicativas e assim por diante. Os modelos que apresentam as menores somas dos quadrados dos resíduos são os que melhor se ajustam aos dados.

O procedimento é realizado por algoritmos que testam todas as combinações de variáveis, mensurando a soma dos quadrados dos resíduos de cada combinação até chegar àquelas que minimizam esse resultado. Conforme Hocking (1976), a seleção de um modelo, por meio de técnicas de *Best Subsets*, contém três ingredientes básicos: i) a técnica computacional usada para a determinação das melhores combinações de variáveis, ii) o critério utilizado para analisar as variáveis e selecionar as combinações, e iii) as estimativas dos coeficientes na equação final.

As técnicas computacionais utilizadas são agrupadas em cinco categorias (HOCKING, 1976; MILLER, 2002). A primeira técnica é chamada de busca exaustiva, sendo a mais utilizada atualmente pela evolução da capacidade dos processadores. Nessa técnica, algoritmos otimizados são aplicados para que sejam feitas simulações de todas as possíveis combinações, encontrando então as melhores. Como são testadas todas as combinações possíveis, a capacidade dos processadores é fundamental. Os melhores modelos, nesse contexto, se referem àqueles que minimizam a soma dos quadrados dos resíduos.

No segundo grupo de técnicas se encontram as *stepwise regressions*. A ideia é iniciar a construção de um modelo a partir de uma variável e, de maneira gradual, incluir uma a uma as demais variáveis, definindo-se um critério de interrupção do procedimento. A lógica contrária também é aplicada, ou seja, inicia-se o algoritmo a partir de um modelo contendo todas as possíveis variáveis e vão sendo reduzidas uma a uma as variáveis que menos contribuem para o poder explicativo do modelo, até chegar a um critério de interrupção do algoritmo. As críticas mais comuns a essas técnicas afirmam que, por esse meio, não se garante que o melhor modelo será obtido.

O terceiro tipo de técnica de obtenção dos melhores modelos é chamado de *optimal subsets*. O método consiste num modelo de otimização que minimiza a soma dos quadrados dos resíduos. Conforme Hocking (1976), este modelo possui a vantagem de reduzir consideravelmente a quantidade de combinações avaliadas em relação ao método de busca exaustiva. As demais técnicas são chamadas de métodos subótimos e *ridge regression*.

As técnicas que não avaliam todas as combinações possíveis possuem a vantagem de reduzir a quantidade de simulações e, portanto, diminuir o tempo e a capacidade computacional exigida. No entanto, com o desenvolvimento atual dos processadores esta vantagem é consideravelmente diminuída em relação ao ganho informacional obtido com as técnicas de busca exaustiva.

O segundo ingrediente indicado por Hocking (1976), numa análise de modelos por *Best Subsets*, é o critério por meio do qual a informação gerada pelos algoritmos deve ser avaliada, selecionando o melhor modelo a partir da série de modelos informada pela técnica. Nesse caso, deve ser levado em consideração o objetivo da utilização das equações de regressão. De acordo com o autor, são seis os objetivos principais ao se realizar análises de regressão: i) descrição pura, ii) predição e estimação, iii) extrapolação, iv) estimação de parâmetros, v)

controle e vi) construção de modelos. O objetivo principal desta pesquisa é a descrição pura da variável resposta, no caso os custos operacionais de cada processo. Nesse caso, o autor sugere o R^2 ou, preferencialmente, uma função dessa medida, qual seja, o R^2 ajustado.

A técnica de Best Subsets foi aplicada apenas aos processos mais complexos e para os quais foram analisadas muitas variáveis. Para os processos mais simples, a seleção dos modelos foi direta.

Uma vez selecionado o melhor modelo com base na técnica apresentada acima, foram analisadas as suas propriedades. As regressões foram feitas pelo método de mínimos quadrados ordinários (MQO). A equação a seguir demonstra como serão feitas as regressões dos custos dos processos pelos direcionadores selecionados. Conforme o artigo de Banker e Johnston (1993), foi aplicada uma regressão para cada processo.

$$y_{mit} = \sum_{k=1}^n \beta_{ik} x_{mkt} + \varepsilon_{mit} \quad (1)$$

Onde,

y_{mit} = Custo em reais do processo i realizado pela gerência regional m no mês t , $i = 1, 2, 3, \dots, n$,

x_{mkt} = medida do direcionador de custo k na gerência regional m no mês t , $k = 1, 2, 3, \dots, S$.

ε_{mii} = termo de erro.

As variáveis selecionadas pelo método de *Best Subsets* foram então consideradas em um modelo de regressão linear. No entanto, como melhores ajustes podem ser obtidos com outras formas funcionais, foram testadas as especificações na forma log-log, aplicando a forma funcional conhecida na literatura como Cobb-Douglas. O modelo especificado nesta forma funcional possui o seguinte formato.

$$\ln C = \beta_0 + \sum_{j=1}^n \beta_j \ln y_j + e \quad (2)$$

Onde,

C = custo operacional,

β_0 = intercepto da função,

β_j = coeficiente do direcionador de custo j ,

y_j = direcionador de custo j ,

e = termo de erro.

A grande vantagem da função Cobb-Douglas é a sua simplicidade para a interpretação dos resultados. Verifica-se facilmente se o direcionador de custo possui uma relação positiva ou negativa com os custos diretamente pelo sinal dos coeficientes, como na função linear. A limitação da função Cobb-Douglas reside no fato de que ela implica retornos de escala constantes, crescentes ou decrescentes, em todos os níveis do direcionador de custo.

A opção mais flexível para a função que relaciona custos e direcionadores seria a função Translog, que inclui na equação termos quadráticos de cada direcionador de custo, além de termos de interação. No entanto, conforme Chen e Ray (2013), não há restrições aos parâmetros que assegurem as condições de regularidade da função de custo para todos os níveis de direcionadores de custos, condições estas impostas pela teoria econômica. Além disso, a função Translog, sem um sistema associado de equações de custos partilhados, normalmente apresenta níveis de significância dos coeficientes estimados muito baixos, assim como os sinais dos coeficientes muitas vezes são contraditórios com as hipóteses testadas. Portanto, é uma função de interpretação muito difícil e que exige também maior quantidade de dados, devido ao grande número de termos da equação com a aplicação dessa função, o que reduz os graus de liberdade.

Neuberg (1977) elabora funções de custo com a finalidade de testar hipóteses sobre retornos de escala na distribuição de energia elétrica e também para testar hipóteses sobre as diferenças em eficiência entre empresas de distribuição de propriedade de municípios americanos e as empresas privadas. O autor utiliza a forma funcional Cobb-Douglas para a construção do modelo e estima os parâmetros por meio do método tradicional de MQO. Burns e Weyman-Jones (1996) tentam estimar uma função de custo para a distribuição de energia usando dados de distribuidoras do Reino Unido, com a especificação da forma funcional Translog. Porém, os resultados sinalizaram para a utilização de uma função mais parcimoniosa, como a função Cobb-Douglas. Chen e Ray (2013) elaboram uma função de custo para o atendimento odontológico nos EUA e utilizam a Cobb-Douglas como forma da função de custo a ser estimada.

Depois de corrigidos os problemas, serão avaliados os modelos mais adequados para estimar as funções de custo de cada processo. Na modelagem serão consideradas tanto as variáveis operacionais quanto as variáveis ambientais.

5 ANÁLISE QUANTITATIVA DAS VARIÁVEIS

Nesta seção, as análises serão conduzidas por processo considerando as variáveis disponíveis e indicadas como determinantes de custos para cada um. O objetivo é identificar os direcionadores de custos de cada um dos processos.

5.1 EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO DE REDES

A seguir, apresentam-se os resultados da estimação das regressões considerando as variáveis levantadas como principais determinantes do processo de execução da manutenção de redes.

Para melhor compreensão da dimensão e dispersão das variáveis analisadas a Tabela 7 mostra as estatísticas descritivas para a variável dependente que é o custo de manutenção das redes e para as principais variáveis relacionadas à distribuição de energia elétrica.

Tabela 7 - Estatísticas descritivas para as variáveis: PMSO (Mil R\$), rede total (km), número de consumidores, mercado (MWh) e número de postes.

Estatísticas descritivas	PMSO (Mil R\$)	Rede total (km)	Número total de consumidores	Mercado (MWh)	Número total de Postes
mínimo	564.875	10.876	166.995	49.622	126.551
1o quartil	1.836.418	22.972	338.507	119.469	236.460
mediana	2.346.797	27.922	394.512	169.468	292.200
média	2.674.604	29.050	445.843	225.315	295.326
3o quartil	3.108.553	30.789	444.121	329.306	335.650
máximo	13.705.824	64.404	1.595.771	723.117	649.416

Fonte: Elaboração do autor

Considerando a variável número de consumidores, os dados mostram que 87,96% dos consumidores da Cemig D são urbanos, enquanto os consumidores pertencentes à classe de consumidores rurais correspondem a 12,04% do total. Dentre os consumidores, 99,78% estão nas classes de consumo B1, B2 e B3, ou seja, baixa tensão.

Considerando a variável comprimento de rede, o comportamento é oposto ao comportamento da variável número de consumidores. Os dados mostram que 80,06% do comprimento total da rede é caracterizada como rede rural e 19,94% como rede urbana. Com relação à rede rural, 96,77% é composta pela rede aérea. Com relação à rede urbana, 60,66% é composta pela rede aérea, sendo o restante definido pela rede isolada, protegida e subterrânea.

Portanto, estima-se que o custo de manutenção das redes associadas a consumidores rurais seja maior, uma vez que o comprimento da rede por consumidor é maior. Já com relação ao tipo das redes, observa-se ainda uma predominância de redes aéreas (89,58%).

Considerando a variável consumo, 95,20% do consumo total está associado ao consumo urbano. Com relação ao consumo urbano, há a predominância dos consumidores urbanos nas faixas de tensão A2, A4, B1, B3 e B4. Com relação ao consumo rural, predomina a classe residencial.

Para quantificar a relação entre a variável dependente custo de manutenção de redes e as 94 variáveis independentes listadas, foi realizada a análise do coeficiente de correlação de Spearman, que mede a correlação linear entre os postos das variáveis dependente e independentes. A principal vantagem do coeficiente de correlação de Spearman é a robustez com relação a possíveis não linearidades entre as variáveis, mostrando-se insensível a transformações nas variáveis independente e dependente. As seis variáveis independentes com forte correlação com a variável dependente são: número de consumidores da classe B (0,7196), número total de consumidores (0,7190), número de consumidores da classe B1 (0,6606), número de consumidores da classe B3 (0,6313), número de postes na zona urbana (0,5810), comprimento da rede urbana (0,5804). A Figura 9 apresenta uma análise do coeficiente de Spearman para as 94 variáveis independentes agrupadas segundo os grupos: consumidores, consumo, rede, socioeconômicas e outros. A figura mostra que as variáveis com forte correlação positiva pertencem ao grupo consumidores.

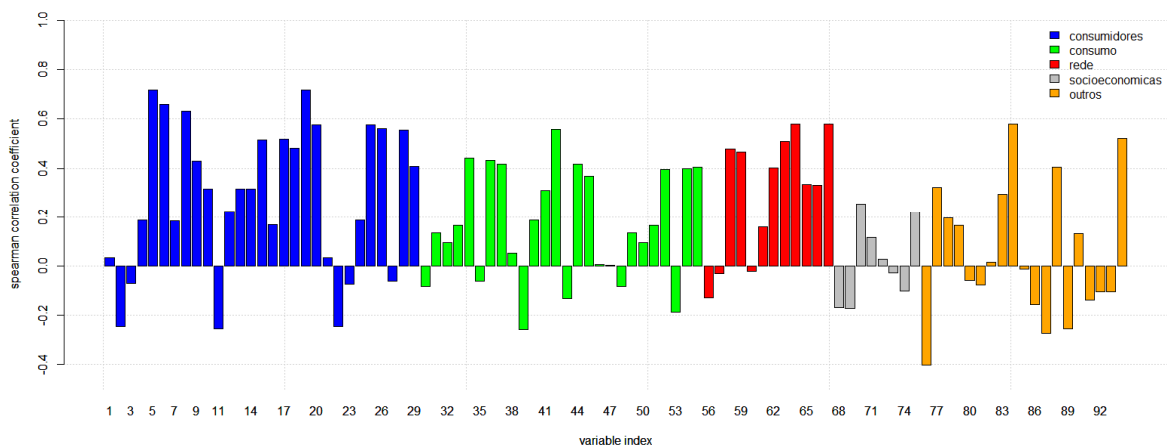


Figura 9 - Gráfico da correlação de Spearman considerando as 94 variáveis independentes, agrupadas segundo os grupos: consumidores, consumo, rede, socioeconômicas e outros

A partir da análise de correlação de Spearman foi definida uma nova variável independente: custo de manutenção de rede dividido pelo número total de consumidores, $\frac{PMSO}{\text{número de consumidores}}$. Dessa forma, a variável número de consumidores, que apresenta alta

correlação com a variável dependente, é incorporada à variável dependente, o que permite ao modelo estatístico evidenciar as correlações entre as demais variáveis.

De forma sucinta, o modelo de regressão utilizando somente a variável número de consumidores, aqui definido como x , é escrito na forma: $y^{\text{PMSO}} = \beta_0 x$. Nesse modelo, o parâmetro β_0 representa o custo por consumidor. O modelo proposto faz com que o parâmetro de intercepto, β_0 , seja definido em função das demais variáveis na forma: $y^{\text{PMSO}} = (\beta_0^* + \beta_1 \frac{\text{rede}}{x} + \beta_2 \frac{\text{consumo}}{x})x$, ou $\frac{y^{\text{PMSO}}}{x} = \beta_0^* + \beta_1 \frac{\text{rede}}{x} + \beta_2 \frac{\text{consumo}}{x}$. Para assegurar a consistência do modelo, as variáveis independentes também são padronizadas pelo número de consumidores.

Uma vez definida a variável dependente como o custo de manutenção de redes por consumidor, foram selecionadas 29 variáveis independentes, a saber: comprimento de rede por consumidor, comprimento de rede rural por consumidor rural, comprimento de rede urbana por consumidor urbano, consumo médio, consumo médio urbano, consumo médio rural, consumo médio rural na classe B1, logaritmo do comprimento total da rede, logaritmo do comprimento total da rede rural, logaritmo do comprimento total da rede urbana, logaritmo do consumo, logaritmo do consumo rural, logaritmo do consumo urbano, logaritmo do consumo rural na classe B1, densidade de raios, índice de chuva, DEC, FEC, taxa de falha por causa árvore, número médio de religadores conectados ao alimentador, número de postes na zona urbana, número de postes na zona rural, número total de postes, distância média entre postes, distância média entre postes na zona urbana, distância média entre postes na zona rural, comprimento total de estradas pavimentadas, comprimento total de estradas não pavimentadas. As variáveis socioeconômicas não foram consideradas, pois estão disponíveis somente para o ano de 2010.

Para avaliar potenciais modelos de regressão para a variável dependente, custo de manutenção da rede por consumidor, e as 29 variáveis selecionadas, foi utilizado o método de regressão *Best subsets*. O método *Best subsets* seleciona os melhores modelos de regressão com 1, 2, 3, ..., n variáveis independentes. Para a análise, foram selecionados os três melhores modelos de regressão, contendo 1, 2, 3, 4 e 5 variáveis independentes, respectivamente. A Tabela 7 apresenta os resultados obtidos utilizando o método de *Best subsets*. Para cada modelo selecionado é apresentado o coeficiente de determinação ajustado (R_{adj}^2).

Tabela 8 - Resultados do ajuste de modelos de regressão aplicando o método *Best subsets* para a seleção de variáveis – variável dependente: custo de manutenção de redes por número de consumidores

Número de Variáveis	Variáveis independentes no modelo de regressão	R ² _{adj}
1	log(rede rural)	12,92%
	log(rede)	12,40%
	rede/consumidores	10,49%
2	log(rede rural) + FEC	17,04%
	log(rede) + FEC	16,48%
	rede/consumidores + FEC	15,70%
3	rede.urbana/consumidores.urbanos + FEC + distância.entre.postes	19,35%
	rede.urbana/consumidores.urbanos + consumo.médio.rural + distância.entre.postes	18,65%
	rede.urbana/consumidores.urbanos + consumo.médio.rural.B1 + distância.entre.postes	18,63%
4	rede.urbana/consumidores.urbanos + consumo.medio.rural.B1 + chuva + distância.entre.postes	21,51%
	rede.urbana/consumidores.urbanos + consumo.médio.rural.B1 + FEC + distância.entre.postes	21,34%
	rede.urbana/consumidores.urbanos + consumo.médio.rural + FEC + distância.entre.postes	21,02%
5	rede.rural/consumidores.rural + consumo.medio.rural.B1 + chuva + distância.entre.postes.urbano + pole.gap.TOTAL	22,99%
	rede.urbana/consumidores.urbanos + consumo.médio.rural.B1 + chuva + FEC + distância.entre.postes	22,71%
	rede.rural/consumidores.rural + consumo.médio.rural.B1 + FEC + número.postes.urbano + distância.entre.postes	22,58%

Nota: Resultados do ajuste de modelos de regressão aplicando o método *Best subsets* para a seleção de variáveis – variável dependente: custo de manutenção de redes por número de consumidores.

Fonte: Elaboração do autor.

Segundo os resultados mostrados na Tabela 7, os melhores modelos de regressão univariados são definidos pelas variáveis: logaritmo do comprimento da rede rural ($R^2_{adj}=12,92\%$), logaritmo do comprimento total da rede ($R^2_{adj}=12,40\%$) e comprimento de rede por número de consumidores ($R^2_{adj}=10,49\%$). Os três melhores modelos, com duas variáveis independentes, contêm as seguintes variáveis: logaritmo do comprimento da rede rural e FEC ($R^2_{adj}=17,04\%$), logaritmo do comprimento total da rede e FEC ($R^2_{adj}=16,48\%$), comprimento de rede por número de consumidores e FEC ($R^2_{adj}=15,70\%$). Os resultados mostram que os melhores modelos com mais de duas variáveis envolvem as quantidades: comprimento de rede urbana, consumo rural, FEC, índice de chuva, distância entre postes e número de postes. Os resultados demonstram um potencial ganho com relação às variáveis que apresentam diferença com relação às classes rural e urbana. Dentre os modelos analisados, o coeficiente de determinação

ajustado máximo é de 22,58%. O coeficiente de determinação baixo pode refletir também problemas na especificação da forma funcional do modelo.

Neuberg (1977), Burns e Weyman-Jones (1996) aplicam o modelo de regressão Cobb-Douglas para funções de custos na distribuição de energia. Essa forma funcional pode ser ajustada pelo método de mínimos quadrados ordinários a partir de uma operação de linearização do modelo:

$$PMSO = \beta_0 x_1^{\beta_1} x_2^{\beta_2} \dots x_p^{\beta_p} \quad (3)$$

$$\log PMSO = \beta_0^* + \beta_1 \log x_1 + \beta_2 \log x_2 + \dots + \beta_p \log x_p$$

Dessa forma, é possível também aplicar a metodologia *Best subsets* de seleção de variáveis para o modelo Cobb-Douglas. Foram selecionadas as seguintes variáveis independentes: número total de consumidores, número de consumidores na zona urbana, número de consumidores na zona rural, comprimento total da rede, comprimento de rede urbana, comprimento de rede rural, consumo total, consumo na zona urbana, consumo na zona rural, número total de postes, número de postes na zona urbana, número de postes na zona rural. O resultado obtido com a metodologia de *Best subsets* é apresentado na Tabela 8. O melhor modelo, considerando uma única variável independente, é definido pelo número total de consumidores. O melhor subconjunto com 6 (seis) variáveis independentes é formado por: (a) número de consumidores na zona urbana, (b) número de consumidores na zona rural, (c) comprimento total da rede, (d) comprimento da rede urbana, (e) consumo na zona rural e (f) número total de postes. Para este modelo, o coeficiente de determinação ajustado (R_{adj}^2) é de 65,70%. O coeficiente de determinação está influenciado também pelo formato mensal dos dados que apresentam maior volatilidade, já que são influenciados por contingenciamentos orçamentários. Muitas vezes, faturas de fornecedores são pagas concentradamente em um mês, após aprovação orçamentária, fazendo com que os custos sejam maiores neste mês especificamente e mais baixos nos demais.

Tabela 9 - Resultados do ajuste de modelos de regressão Cobb-Douglas aplicando o método Best subsets para a seleção de variáveis – variável dependente: logaritmo do custo de manutenção da rede por número de consumidores

Número de Variáveis	Variáveis independentes no modelo de regressão Cobb-Douglas	R²_{adj}
	consumidores	57,37%
1	consumidores.urbanos rede.urbanda	50,27% 29,46%
	consumidores + consumidores.rural	63,26%
2	consumidores.urbando + consumidores.rural consumidores + rede	63,17% 63,14%
	consumidores.urbando + consumidores.rural + consumo.rural	63,81%
3	consumidores.urbando + consumidores.rural + rede consumidores + consumidores.rural + rede.urbanda	63,76% 63,74%
	consumidores.urbando + consumidores.rural + rede + número.postes.rural	64,95%
4	consumidores + consumidores.rural + rede + numero.postes.rural consumidores.urbando + consumidores.rural + rede + consumo.rural	64,74% 64,65%
	consumidores.urbando + consumidores.rural + rede + consumo.rural + log.npoles.R	65,50%
5	consumidores + rede.urbanda + rede.rural + numero.postes + número.postes.urbando consumidores + rede.urbanda + rede.rural + consumo.rural + número.postes	65,18% 65,08%
6	consumidores.urbando + consumidores.rural + rede + rede.urbanda + consumo.rural + número.postes	65,70%

Fonte: Elaboração do autor

Novamente os resultados corroboram com a análise realizada para o modelo de regressão, considerando o custo por número de consumidores. Observa-se que o padrão de seleção de variáveis, considerando a localização dos consumidores urbanos e rurais ou a localização das redes, apresenta os melhores resultados. As demais variáveis, como densidade, índice de chuvas, densidade de raios, percentual de estradas não pavimentadas, taxa de falha por causa árvore, dentre outras, não se mostraram tão importantes como a separação em urbano e rural. Uma explicação possível é que a separação entre urbano e rural concentra boa parte da influência dessas demais variáveis. O ambiente rural apresenta baixa densidade, baixo desenvolvimento socioeconômico e piores condições de infraestrutura, como estradas precárias. O ambiente urbano, por sua vez, apresenta condições melhores, mas maior influência de falhas por árvores.

A separação em urbano e rural torna-se, portanto, uma opção mais atrativa para a modelagem do custo de manutenção, porque concentra grande parte da informação na definição de custos. Um dos desafios na criação de modelos é encontrar tais variáveis, que concentram a maior parte da informação de determinação das flutuações da variável resposta evitando, assim, a necessidade de muitas variáveis que criam dificuldades adicionais tanto em modelos de

regressão quanto em modelos de benchmarking, como os que se utilizam das metodologias DEA e fronteira estocástica.

É importante destacar a diferença entre os valores do coeficiente de determinação ajustado (R_{adj}^2) para os melhores modelos ajustados. Por exemplo, para o modelo que considera a variável dependente $\frac{PMSO}{\text{número de consumidores}}$, o melhor modelo contendo cinco variáveis apresenta um valor $R_{adj}^2 = 22,99\%$, ao passo que o melhor modelo Cobb-Douglas de cinco variáveis apresenta um valor $R_{adj}^2 = 65,50\%$. Entretanto, esses valores não são comparáveis, uma vez a variável dependente é diferente nos dois modelos. No modelo de Cobb-Douglas, a variável dependente é o logaritmo do custo de manutenção. Nesse caso, uma alternativa é definir a variável dependente sobre a qual será calculado o coeficiente de determinação ajustado. Por exemplo, caso o cálculo seja realizado considerando o logaritmo do custo de manutenção, o valor do coeficiente de determinação ajustado para o primeiro modelo é de $R_{adj}^{2*} = 32,53\%$. Este resultado indica que a equação de regressão Cobb-Douglas apresenta um ajuste superior aos dados.

A partir da evidência de que o modelo de regressão de Cobb-Douglas apresenta um melhor ajuste aos dados que o modelo linear com variável dependente custo por consumidor, foi realizada a análise de variância com relação à decomposição das variáveis consumidores, rede e consumo. A análise de variância consiste em avaliar a decomposição da soma dos quadrados dos erros, comparando-se dois modelos. O primeiro modelo considera como variáveis independentes: o número total de consumidores, o comprimento total da rede e o consumo total, conforme indicado na Nota Técnica no. 101/2011 da ANEEL. O segundo modelo apresenta as variáveis consumidores, comprimento de rede e consumo estratificadas segundo as classes rural e urbana. O primeiro modelo apresenta um $R_{adj}^2 = 63,08\%$, ao passo que o segundo modelo apresenta um $R_{adj}^2 = 64,89\%$. O resultado da análise de variância é mostrado na Tabela 9. A hipótese nula estatística considera a equivalência da soma dos quadrados dos resíduos entre os modelos. O valor-P próximo de zero indica que a hipótese nula é rejeitada, ou seja, existe evidência estatística de que a soma dos quadrados dos resíduos no modelo 2 é menor que a soma dos quadrados dos resíduos do modelo 1. Este resultado fornece evidência estatística de que o uso da estratificação das variáveis: consumidores, comprimento de rede e consumo nas classes urbano e rural aprimora a capacidade preditiva da variável dependente custo operacional.

Tabela 10 - Tabela de análise de variância considerando o modelo de regressão com as variáveis independentes: custo, comprimento de rede e consumo (modelo 1) e as variáveis estratificadas para as classes urbana e rural (modelo 2)

Fonte	Graus de liberdade	Soma de Quadrados dos Resíduos	Diferença da Soma dos Quadrados	Estatística F	Valor-P
Modelo 1	572	42,594	2,3071	10,861	6,015e-07
Modelo 2	569	40,287			

Fonte: Elaboração do autor

Uma vez caracterizada a qualidade superior do ajuste do modelo de Cobb-Douglas com as variáveis número de consumidores, comprimento de rede e consumo, separadas segundo as classes urbana e rural, foi realizada uma análise exploratória avaliando o impacto na adição de novas variáveis que apresentaram potencial preditivo segundo resultados mostrados na Tabela 7, a saber: FEC, chuva, distância média entre postes e número total de postes. Uma análise da decomposição da soma de quadrados parciais é apresentada na Tabela 10, supondo um modelo com 10 variáveis dependentes e um $R^2_{adj} = 68,16\%$. Uma análise da decomposição da Soma dos Quadrados evidencia que o número de consumidores para as classes urbana e rural são as variáveis mais preditivas. O resultado também demonstra valores significativos da soma dos quadrados associados às variáveis FEC, índice de chuva, distância média entre postes e número total de postes. Entretanto o ganho preditivo com relação ao coeficiente de correlação é limitado, uma vez que o modelo contendo somente as variáveis de consumidores, rede e consumo nas classes urbano e rural apresenta um $R^2_{adj} = 64,89\%$.

Tabela 11 - Análise estatística da decomposição da Soma dos Quadrados

Variáveis	Graus de liberdade	Soma de Quadrados	Quadrados Médios	Estatística F	Valor P
Número de consumidores urbanos	1	58.39	58.39	909.44	< 2.2e-16
Número de consumidores rurais	1	15.01	15.01	233.82	< 2.2e-16
Comprimento de rede urbana	1	0.40	0.40	6.21	0.0129803
Comprimento de rede rural	1	0.19	0.19	2.94	0.0869170
Consumo urbano	1	0.01	0.01	0.19	0.6654661
Consumo rural	1	1.67	1.67	25.97	4.734e-07
FEC	1	1.91	1.91	29.66	7.682e-08
Índice de chuva	1	0.78	0.78	12.14	0.0005331
Distância média entre postes	1	0.82	0.82	12.77	0.0003826
Número total de postes	1	0.51	0.51	7.89	0.0051528
Resíduos	565	36.28	0.06		

Fonte: Elaboração do autor.

5.2 EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO DE LINHAS

Considerando as variáveis de comprimento de linhas, os dados mostram que 67,50% do comprimento total das linhas são caracterizados como linhas de 138kV, 26,92% são caracterizadas como linhas de 69 kV e 5,58% são linhas de 34,5 kV. Com relação à estrutura da linha, 71,46% do comprimento total é composto por estruturas metálicas, 17,88% do comprimento é composto por estruturas de madeira, 10,56% corresponde a estruturas de concreto e 0.09% a estruturas subterrâneas.

Considerando as variáveis de quantidade de estruturas. Os dados mostram que 58,55% das estruturas estão vinculadas às linhas de 138 kV, 32,56% estão vinculadas às linhas de 69 kV e 8,89 % estão vinculadas às linhas de 34,5 kV. Com relação à composição das estruturas da linha, 59,73 % são estruturas metálicas, 25,70 % são estruturas de madeira, e 14,57 % são estruturas de concreto.

Uma análise descritiva das variáveis associadas às características das linhas e fatores climáticos é apresentada na Tabela 11.

Tabela 12 - Estatísticas descritivas para as variáveis relacionadas à manutenção de linhas

Estatísticas descritivas	Idade média dos ativos (anos)	Número de grandes consumidores	Percentual de manutenção em linha viva	Volume total de chuva	Quantidade de raios	Densidade de raios
mínimo	27.09	8	0.43	2986	16755	0.1440
1o quartil	30.13	11	0.53	3251	26521	0.4233
mediana	31.50	18	0.58	3303	53092	0.8027
média	32.63	19.7	0.65	3680	69986	1.2143
3o quartil	36.35	25	0.80	4592	101153	1.4388
máximo	38.33	38	0.95	4967	200501	4.1942

Fonte: Elaboração do autor

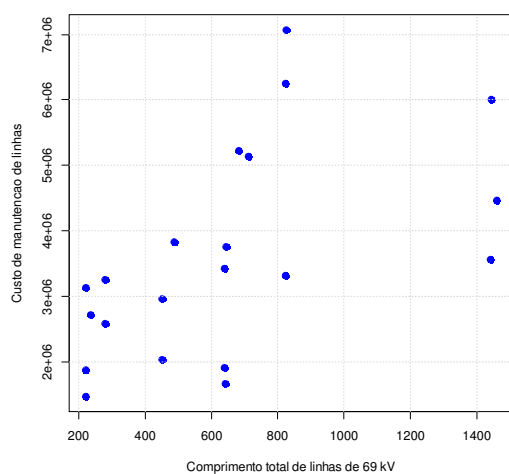
Considerando as variáveis de infraestrutura, os dados mostram que 77,97% do comprimento total de estradas é composto por estradas pavimentadas, ou seja, 22,03% são estradas não pavimentadas.

Para quantificar a relação entre a variável dependente custo de manutenção de linhas e as 45 variáveis independentes listadas, foi realizada a análise do coeficiente de correlação de Spearman e do coeficiente de correlação de Pearson, também conhecido como o coeficiente de correlação linear.

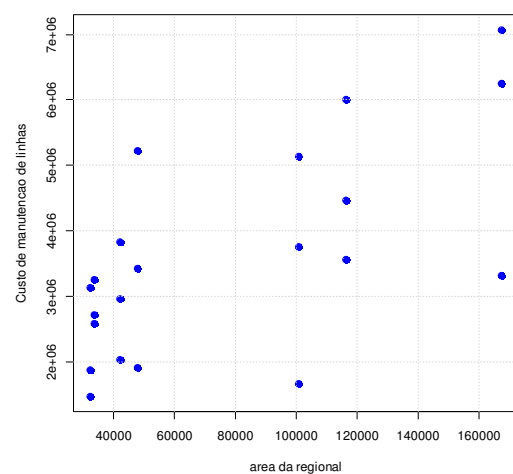
Utilizando o coeficiente de correlação de Spearman, a análise identificou 14 variáveis independentes com correlação absoluta maior que 50% com a variável dependente: comprimento total das linhas de 69 kV (0.7383), área da regional (0.6763), quantidade de estruturas de madeira em 69 kV (0.6264), comprimento total das linhas em estrutura de madeira (0.6148), comprimento total das linhas (0.6028), quantidade de estruturas metálicas em 69 kV (0.6003), quantidade total de estruturas em 69 kV (0.5841), comprimento total das linhas de 69 kV em estrutura metálica, densidade de raios (-0.5688), comprimento total das linhas de 69 kV em estruturas de madeira (0.5573), comprimento total de estradas (0.5465), comprimento total de estradas não pavimentadas (0.5386), comprimento total de estradas pavimentadas (0.5230), comprimento total da linha em estrutura metálica (0.5092).

A análise utilizando o coeficiente de Pearson (linear) identificou onze variáveis independentes com correlação absoluta maior que 50% com a variável dependente: área da regional (0.6516), comprimento de estradas não pavimentadas (0.6154), comprimento total da linha de 69 kV (0.5544), densidade de raios (-0.5527), comprimento da linha de 69kV em estrutura de concreto, comprimento total de estradas (0.5321), comprimento total de linhas (0.5296), comprimento total de linhas em estrutura de madeira (0.5227), quantidade de estruturas metálicas em linhas de 69 kV, comprimento total de linhas de 34,5 kV, quantidade de estruturas de madeira em linhas de 69 kV (0.5098).

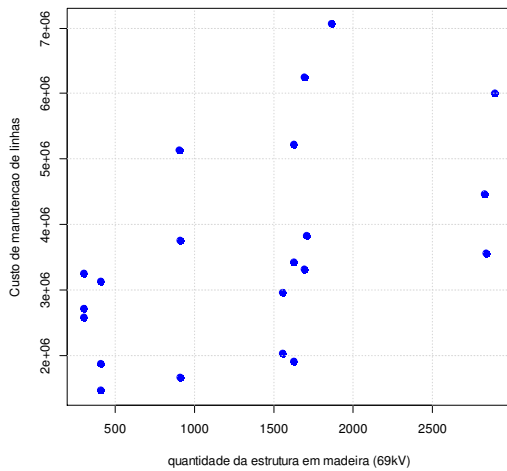
A Figura 10 mostra os gráficos de dispersão das seis variáveis com maior coeficiente de correlação em relação aos custos de manutenção de linhas.



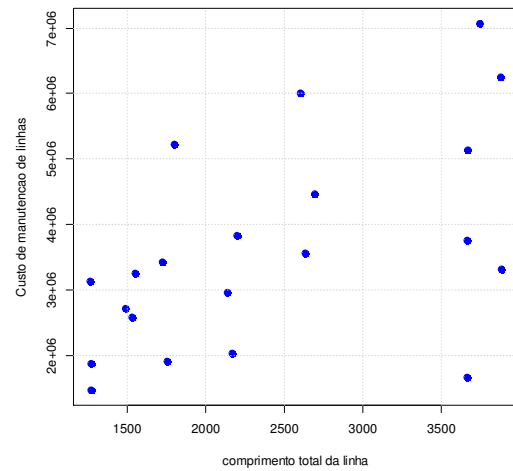
(a) Custo versus Comprimento total de linhas de 69 kV, *Spearman* = 0,7383.



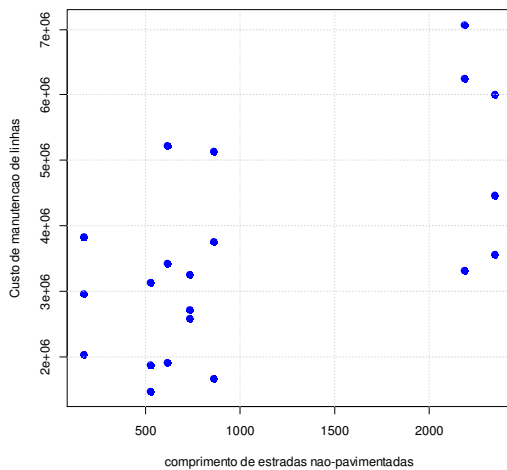
(b) Custo versus área da regional, *Pearson* = 0,6516.



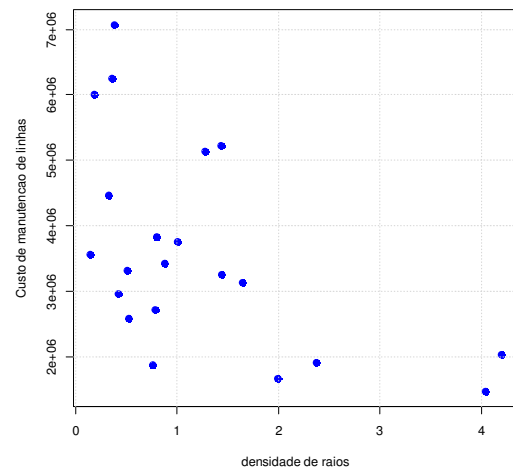
(c) Custo versus quantidade de estruturas em madeira, $Spearman = 0,6264$.



(d) Custo versus comprimento total da linha, $Spearman = 0,6028$



(e) Custo versus comprimento de estradas não pavimentadas, $Spearman = 0,5386$.



(f) Custo versus densidade de raios, $Pearson = -0,5527$.

Figura 10 - Gráficos de dispersão das seis variáveis com os maiores coeficientes de correlação com a variável custo de manutenção de linhas

5.2.1 Análise de correlação para as variáveis dos grupos

Inicialmente foi explorada a correlação linear entre as variáveis dos grupos comprimento de linhas e quantidade de estruturas. Os dois grupos apresentam um total de 35 variáveis, ou seja, 77,8% do total de variáveis. As variáveis dos dois grupos, em geral, apresentam alta correlação linear, já que um maior comprimento de linhas está associado a uma maior quantidade de estruturas. Dentre as variáveis dos grupos, foram consideradas as variáveis de comprimento de linhas agregadas por nível de tensão (138kV, 69 kV e 34,5 kV) e por tipo de

estrutura (concreto-C, madeira-W e metálica-M). Também foram consideradas as variáveis de quantidade de estruturas agregadas por nível de tensão e por tipo de estrutura.

Uma análise visual da correlação linear entre as variáveis é apresentada na Figura 11. As formas representam o grau de correlação entre as variáveis. Quanto mais próximos de uma esfera, menor a correlação linear entre as variáveis. As formas mais delgadas, próximas de uma linha inclinada, indicam uma correlação linear mais forte entre as variáveis. Os resultados mostram que, com relação à variável comprimento total da linha de 69 kV (L69Length_Tot), a mesma apresenta uma alta correlação com as variáveis quantidade total de estruturas em 69 kV (NStruct69_Tot) e quantidade total de estruturas em madeira. A variável quantidade total de estruturas em 69 kV apresenta alta correlação com o número total de estruturas em madeira (NStruct_W_Tot). A variável número total de estruturas em 34.5 kV (NStruct34p5_Tot) apresenta alta correlação com as variáveis: número total de estruturas em concreto (NStruct_C_Tot) e número total de estruturas metálicas (NStruct_M_Tot). Em geral, o comprimento total da rede está associado à quantidade total de estruturas, como demonstrado, por exemplo, para a variável comprimento total de rede em 138 kV (L138Length_Tot) e quantidade total de estruturas em 138 kV (NStruct138_Tot).

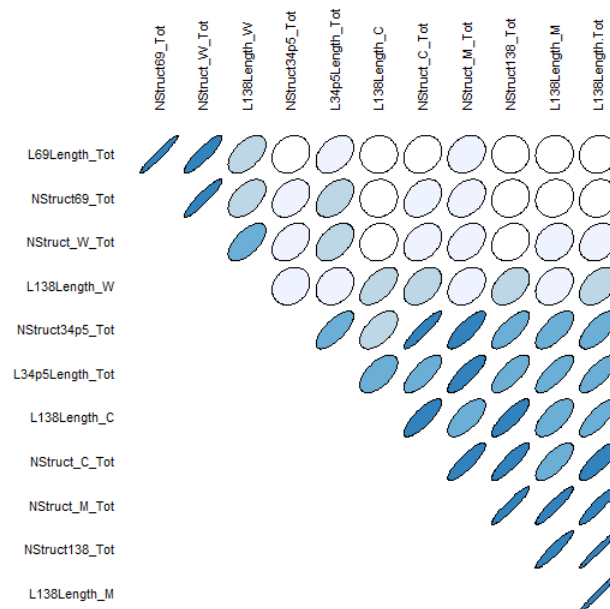


Figura 11 - Análise visual da correlação linear entre variáveis do grupo comprimento de linha e quantidade de estruturas

Nota: Extensão de Linha de 69kV Total (L69Length_Tot); Número total de estruturas de 69kV (NStruct69_Tot); Número de estruturas de madeira (NStruct_W_Tot); Extensão de linha de 138kV com estrutura de madeira (L138Length_W); Número de estruturas de 34,5kV (NStruct34p5_Tot); Extensão de linha de 34,5kV (L34p5Length_Tot); Extensão de linha de 138kV com estrutura de concreto (L138Length_C); Número de estruturas de concreto (NStruct_C_Tot); Número de estruturas metálicas (NStruct_M_Tot); Número de estruturas de 138 kV (NStruct138_Tot); Extensão de linha de 138 KV com estruturas metálicas (L138Length_M).

5.2.2 Análise de regressão linear

Devido ao tamanho limitado da base de dados ($n=21$), a análise do modelo de regressão múltipla limita-se à análise de poucas variáveis. Neste caso, a análise pode ser realizada pela comparação entre diferentes modelos e não pela análise do valor P atribuída às propriedades dos estimadores de cada parâmetro do modelo. A análise de variância entre modelos permite detectar se a diferença entre os mesmos é estatisticamente significativa.

A análise de correlação entre o custo e as variáveis da base de dados indica que o comprimento total da linha possui alta correlação com o custo. Define-se então o modelo de referência como a média entre o custo por comprimento de linha. O modelo a ser comparado consiste em definir as variáveis independentes como a proporção das linhas nos níveis de tensão 138 kV, 69 kV e 34,5 kV. O resultado da análise de variância é mostrado na Tabela 12. O modelo 0 considera os custos por km de linha sem a abertura dos níveis de tensão. O modelo 1 considera o custo por km de linha explicado pela abertura dos níveis de tensão. Os resultados mostram que a decomposição do comprimento das linhas segundo as proporções no diferentes níveis de tensão não é estatisticamente significativa na composição do custo por comprimento de linha. Mantendo-se a variável custo sobre o comprimento total das linhas, analisou-se a significância da decomposição das linhas pelo tipo da estrutura. A Tabela 13 mostra que a análise resultou na não significância estatística da decomposição por tipo de estrutura para o custo da manutenção desses ativos.

Tabela 13 - Análise de variância para avaliar a decomposição das linhas segundo os níveis de tensão

Modelos	Estatística F	valor P
Modelo 0: Custo/km linha total $\propto \beta_0$		
Modelo 1: Custo/km linha total \propto rede138kV/linha total + rede 69kV/linha total + rede 34,5kV/linha total	0.9295	0.4129

Fonte: Elaboração do autor

Tabela 14 - Análise de variância para avaliar a decomposição das linhas segundo o tipo de estrutura

Modelos	Estatística F	valor P
Modelo 0: Custo/rede total $\propto \beta_0$		
Modelo 1: Custo/rede total \propto rede Concreto/rede total + rede Madeira/rede total + Metálica /rede total	2.0387	0.1592

Fonte: Elaboração do autor

A seguir é apresentada a análise de variância para os modelos de custo por quantidade de estruturas. Foram consideradas a abertura das variáveis com relação às proporções da quantidade de estruturas para os diferentes níveis de tensão e para os diferentes elementos construtivos (madeira, metal e concreto). Os resultados mostrados na Tabela 14 e na Tabela 15 mostram que a abertura com relação ao nível de tensão e material foi estatisticamente significativa ao nível de 0,05 (5%).

Tabela 15 - Análise de variância para avaliar o custo em função da quantidade de estruturas em diferentes níveis de tensão

Modelos	Estatística F	valor P
Modelo 0: Custo/quantidade estruturas $\propto \beta_0$		
Modelo 1: Custo/quantidade estruturas \propto estruturas 138kV/total + estruturas 69kV/total + estruturas 34,5kV/total	7.4279	0.004446

Fonte: Elaboração do autor

Tabela 16 - Análise de variância para avaliar o custo em função da quantidade de estruturas com diferentes proporções de tipos de estrutura

Modelos	Estatística F	valor P
Modelo 0: Custo/quantidade estruturas $\propto \beta_0$		
Modelo 1: Custo/quantidade estruturas \propto estruturas concreto/total + estruturas madeira/total + estruturas metálicas/total	5.6	0.01285

Fonte: Elaboração do autor

Com base nas análises de variância, que indicaram que o custo por quantidade de estruturas foi estatisticamente significativo quando se considera a decomposição das estruturas tanto por nível de tensão quanto pelo material da estrutura, foram ajustados modelos de regressão tendo o custo por quantidade de estruturas como a variável resposta. Os resultados do modelo de regressão para a decomposição por nível de tensão estão demonstrados na Tabela 16 e os resultados do modelo para a decomposição por tipo de estrutura estão demonstrados na Tabela 17.

Tabela 17 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para o custo por quantidade de estruturas em função das proporções de estruturas nos diferentes níveis de tensão

Coefficiente	Estimativa	valor P
Intercepto (estruturas 34,5kV/total)	-1579.7	0.01374
Estruturas 138kV/total	2180.5	0.00254
Estruturas 69kV/total	2489.8	0.00117

Nota: R^2_{adj} 39,13%

Fonte: Elaboração do Autor. Nota: R^2_{adj} 39,13%

Tabela 18 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para o custo por quantidade de estruturas em função das proporções de estruturas nos diferentes tipos de material

Coefficiente	Estimativa	valor P
Intercepto (estruturas madeira/total)	567.0	0.0692
Estruturas concreto/total	-1345.3	0.0162
Estruturas metálicas/total	209.7	0.6136

Nota: R^2_{adj} 31,51%

Fonte: Elaboração do autor.

Contudo, as análises de correlação demonstraram que o comprimento das linhas é uma das variáveis mais correlacionadas ao custo. Posteriormente, a análise de variância indicou que a decomposição da quantidade de estruturas com relação ao nível de tensão e o tipo de material utilizado também são relevantes. A partir desses resultados foram avaliados alguns modelos de regressão para explicar o custo por quantidade de estruturas (variável dependente). O primeiro modelo considera como variável independente o total do comprimento das linhas e a proporção de estruturas de concreto no total de estruturas, que foi a variável mais significativa para explicar os custos por quantidade de estruturas, conforme demonstrado na Tabela 17. O segundo modelo considera, além do comprimento total de linhas, a proporção de estruturas de 138kv. Por último, um modelo que considera, além do comprimento das linhas, a proporção das estruturas em concreto e a proporção de estradas não pavimentadas. Os resultados dos coeficientes de determinação ajustados estão demonstrados na Tabela 18. O último modelo mostrou um melhor ajuste com um coeficiente de 61,39%.

Tabela 19 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para três modelos distintos tendo o custo por quantidade de estruturas como variável dependente

Coefficiente	R^2_{adj}
linha total + proporção de estruturas de concreto	0.5404
linha total + proporção de estruturas de 138 kV	0.2428
linha total + proporção de estruturas de concreto + proporção de estradas não pavimentadas	0.6139

Fonte: Elaboração do autor.

Os resultados estatísticos da regressão do modelo com o comprimento total da rede, a proporção de estruturas de concreto, a proporção de estradas não pavimentadas são apresentados na Tabela 19.

Tabela 20 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para o custo por quantidade de estruturas em função do comprimento total de linhas, a proporção de estruturas em concreto e a proporção de estradas não pavimentadas.

Coefficiente	Estimativa	valor P
Intercepto	-540473.7	0.478872
comprimento total	1783.6	0.000202
proporção de estruturas de concreto	-11835189.3	0.001549
proporção de estradas não pavimentadas	4979870.2	0.050671

Nota: R^2_{adj} - 61,39%

Fonte: Elaboração do autor.

O modelo selecionado para explicar o custo da manutenção de linhas considera como principal variável o comprimento total de linhas. A proporção das estruturas de acordo com sua natureza também foi incorporada ao modelo. O fato da proporção de estruturas de concreto ser a variável mais explicativa para representar esta dimensão da análise não encontra explicação entre os especialistas da área. Contudo, indica que alguma variável de proporção das estruturas, conforme a sua natureza, deve ser analisada na explicação dos custos de manutenção de linhas, não especificamente a proporção das estruturas de concreto. Por último, uma variável ambiental, que foi o percentual de estradas não pavimentadas se mostrou significativa ao nível de 10%, mas muito próximo da significância ao nível de 5%.

As análises dos dados de custos de manutenção de linhas e seus determinantes apresentaram desafios adicionais pelo tamanho limitado da base. Contudo, os resultados apresentam percepções interessantes que podem ser exploradas em pesquisas subsequentes relacionadas aos custos do processo analisado. A tentativa de quantificar a relação entre custos de manutenção de linhas e cada tipo de natureza de estrutura (concreto, madeira e metálica) pode ser de grande interesse para o direcionamento dos investimentos no setor.

5.3 EXECUÇÃO DA MANUTENÇÃO DE SUBESTAÇÕES

A gestão da manutenção de subestações também está organizada em sete regiões, assim como a manutenção de linhas. No entanto, uma diferença fundamental é que os ativos de subestações, diferentemente das linhas, não estão espalhados pelo território. O porte dos ativos, medido por potência aparente entregue em megavolt-ampère (MVA), ou a quantidade

de transformadores são variáveis consideradas importantes na determinação dos custos de manutenção.

Considerando as variáveis referentes ao número de transformadores, os dados mostram que 58,23% dos transformadores apresentam tensão no primário de 138 kV, 34,68% apresentam tensão no primário de 69 kV e 7,09% apresentam tensão no primário de 34,5 kV. As estatísticas descritivas das variáveis potência entregue, número total de transformadores, pontos de conexão, DEC, FEC, taxa de indisponibilidade, número de grandes clientes e área das subestações são apresentadas na Tabela 20.

Tabela 21 - Estatísticas descritivas para as variáveis: potência entregue, número total de transformadores, pontos de conexão, DEC, FEC, taxa de indisponibilidade, número de grandes clientes e área das subestações

Estatísticas descritivas	Potência entregue (MVA)	Número de transformadores	Pontos de conexão	DEC	FEC	Taxa de indisponibilidade	Número de grandes consumidores	Área (m ²)
mínimo	531.8	49	90	0.410	0.2500	0.000000	8	275263
1o quartil	730.9	76	97	0.910	0.4675	0.001300	11	457600
mediana	906.0	85	106	1.165	0.5650	0.002500	18.50	655451
média	1008.0	81.57	116.1	1.242	0.5985	0.003693	19.79	691468
3o quartil	1047.4	90	129	1.433	0.6600	0.004875	25	873386
máximo	2075.5	105	164	3.020	1.5200	0.029600	38	1265774

Fonte: Elaboração do autor

O gráfico da correlação de Spearman entre as variáveis é apresentada na Figura 12.

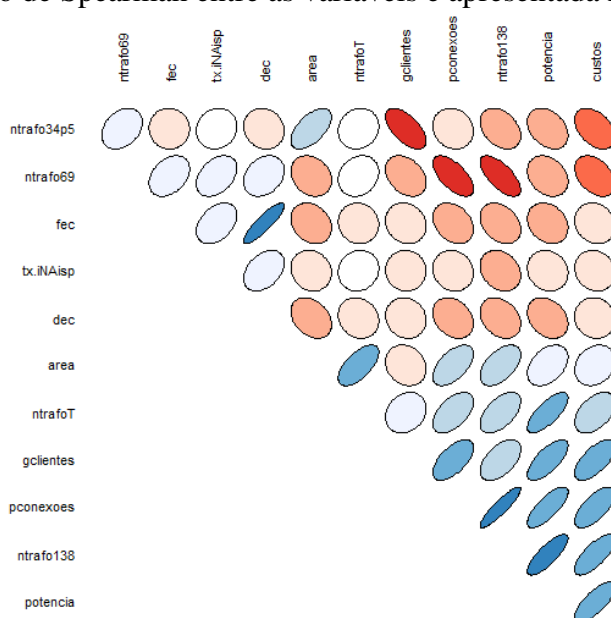


Figura 12 - Análise visual da correlação linear entre variáveis da base de dados de custos de manutenção de subestações

Nota: Número de transformadores de 34,5kV (ntrafo34p5); Número de transformadores de 69kV (ntrafo69); Frequência equivalente por consumidor (fec); Taxa de indisponibilidade (tx.INAisp); Duração equivalente por consumidor (DEC); Área das subestações (area); Número de transformadores total (ntrafoT); Número de grandes clientes (gclientes); Número de pontos de conexões (pconexoes); Número de transformadores de 138kV (ntrafo138); Potência entregue (potencia).

A variável custo está fortemente associada à variável potência entregue ($\rho = 0.7476$), número de transformadores com tensão de primário de 138 kV ($\rho = 0.7331$) e pontos de conexão ($\rho = 0.6744$). Destaca-se que: (a) as variáveis pontos de conexão e número de transformadores de 138 kV apresentam alta correlação ($\rho = 0.8999$); (b) as variáveis potência entregue e número de transformadores de 138 kV também apresentam alta correlação ($\rho = 0.8041$). Destaca-se também a correlação entre grandes clientes e potência ($\rho = 0.7141$).

Inicialmente, foi ajustado um modelo de regressão linear simples para as variáveis custo de manutenção de subestações (variável dependente) e potência entregue. O coeficiente de determinação ajustado do modelo é de $R_{adj}^2 = 0.5562$. Uma análise da abertura da variável número de transformadores para os níveis de tensão 138 kV, 69kV e 34,5 kV é apresentada na Tabela 21, que compara o modelo contendo as variáveis potência e número total de transformadores (Modelo 0) com o modelo com as variáveis potência e número de transformadores estratificados segundo os níveis de tensão (Modelo 1). Os resultados indicam que o modelo com a estratificação do número de transformadores segundo os níveis de tensão ($R_{adj}^2=0.6278$) é estatisticamente superior ao modelo sem a estratificação dos níveis de tensão.

Tabela 22 - Análise de variância para avaliar a decomposição do número de transformadores segundo os níveis de tensão

Modelos	Estatística F	valor P
Modelo 0: Custo \propto potência + número total de transformadores		
Modelo 1: Custo \propto potência + n. total de transformadores de 138 kV + n. total de transformadores de 69 kV + n. total de transformadores de 34,5 kV	14.157	0.0000

Fonte: Elaboração do autor

A partir do resultado da análise da abertura do número de transformadores foram avaliadas as contribuições individuais das variáveis: grandes clientes e DEC. A partir da análise de variância apresentada na Tabela 22, é possível concluir que ambas as variáveis resultam em um ganho estatisticamente significativo no modelo de regressão.

Tabela 23 - Análise de variância para avaliar o desempenho das variáveis: número de grandes clientes e DEC

Modelos	Estatística F	valor P
Modelo de referência: Custo \propto potência + n. total de transformadores de 138 kV + n. total de transformadores de 69 kV + n. total de transformadores de 34,5 kV		
Modelo 1: Custo \propto potência + n. total de transformadores de 138 kV + n. total de transformadores de 69 kV + n. total de transformadores de 34,5 kV + número de grandes clientes	7.4491	0.0070
Modelo 2: Custo \propto potência + n. total de transformadores de 138 kV + n. total de transformadores de 69 kV + n. total de transformadores de 34,5 kV + número de grandes clientes + DEC	6.6463	0.0108

Fonte: Elaboração do autor

A Tabela 23 mostra o resultado do ajuste do modelo de regressão com as seguintes variáveis: potência, número de transformadores segundo os níveis de tensão 138 kV, 69 kV e 34,5 kV, o número de grandes clientes e o DEC. Os resultados mostram valores-p não significativos em função de forte colinearidade entre as variáveis. O modelo ajustado com um número reduzido de variáveis é mostrado na Tabela 24.

Tabela 24 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para as variáveis: potência, número de transformadores segundo os níveis de tensão 138 kV, 69 kV e 34,5 kV, o número de grandes clientes e o DEC

Coefficiente	Estimativa	valor P
Intercepto	-178813.4	0.0904
potência	179.7	0.1079
número de transformadores 138 kV	5640.9	0.0100
número de transformadores 69 kV	418.8	0.8190
número de transformadores 34,5 kV	-3809.3	0.3342
número de grandes clientes	6328.4	0.0317
DEC	84065.7	0.0108

Nota: R^2_{adj} - 65,4%

Fonte: Elaboração do autor.

Tabela 25 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para as variáveis: potência, número de transformadores para o nível de tensão 138 kV, número de grandes clientes e DEC

Coefficiente	Estimativa	valor P
Intercepto	-214685.88	0.0002
potência	183.79	0.0040
número de transformadores 138 kV	5463.05	0.0000
número de grandes clientes	7285.13	0.0004
DEC	92947.88	0.0020

Nota: R^2_{adj} 65,6%

Fonte: Elaboração do autor.

Foram testados modelos substituindo-se a variável DEC pelo FEC e testando a variável ponto de conexões. Entretanto, a variável DEC e o número de grandes clientes foram as variáveis que apresentaram as contribuições mais significativas para a predição do custo de manutenção de subestações.

5.4 FATURAMENTO

Os custos de faturamento da Cemig D, a exemplo da manutenção de linhas e subestações, consideram sete regiões diferentes no Estado de Minas Gerais: Centro (CE), Leste (LE), Mantiqueira (MQ), Norte (NT), Oeste (OE), Sul (SU) e Triângulo (TA), avaliadas anualmente ao longo de quatro anos: 2010 a 2013. Os principais direcionadores de custos indicados pelos gestores e técnicos especializados na operação de faturamento foram:

- 1) Número de consumidores (Total)
- 2) Número de consumidores urbanos
- 3) Número de consumidores rurais
- 4) Densidade de consumidores

Uma análise descritiva das variáveis associadas aos custos de faturamento é apresentada na Tabela 25. Já na Figura 13 é apresentada a análise de correlação entre as variáveis definidas na base de dados de custos de faturamento.

Tabela 26 - Estatísticas descritivas para as variáveis: número (total) de consumidores, número de consumidores urbanos, número de consumidores rurais e densidade de consumidores.

Estatísticas descritivas	Número de consumidores	Número de consumidores urbanos	Números de consumidores rurais	Densidade de consumidores
mínimo	7808717	6063677	640452	134.0
1o quartil	8726608	7439484	1009875	210.0
mediana	10385383	8906584	1145135	267.7
média	12423881	10928886	1494996	437.9
3o quartil	14002228	11234974	1823147	399.8
máximo	25585841	24854956	3102317	1529.6

Fonte: Elaboração do autor

A análise de correlação mostra que a variável custo de faturamento apresenta uma alta correlação com o número total de consumidores ($\rho = 0.8349$), uma correlação moderada com o número de consumidores urbanos ($\rho = 0.7870$) e com a densidade de consumidores ($\rho = 0.6280$), e uma baixa correlação com o número de consumidores rurais ($\rho = 0.1611$). Vale destacar que, na base de dados, o número de consumidores rurais representa em média 13,7% do número total de consumidores, o que justifica uma baixa correlação com a variável custo.

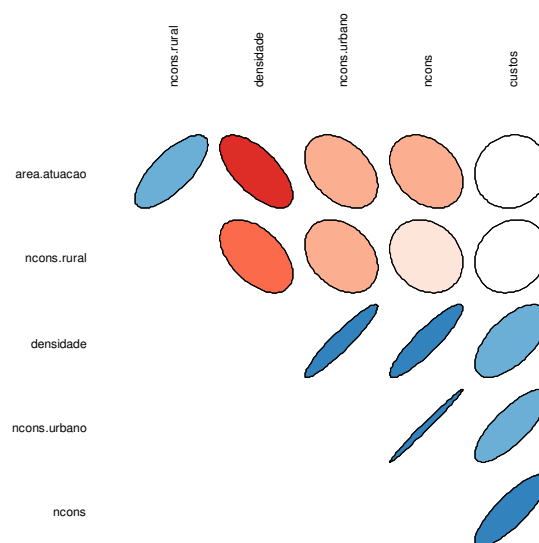


Figura 13 - Análise de correlação das variáveis que compõem a base de dados de custos de faturamento.

Fonte: Elaboração do autor

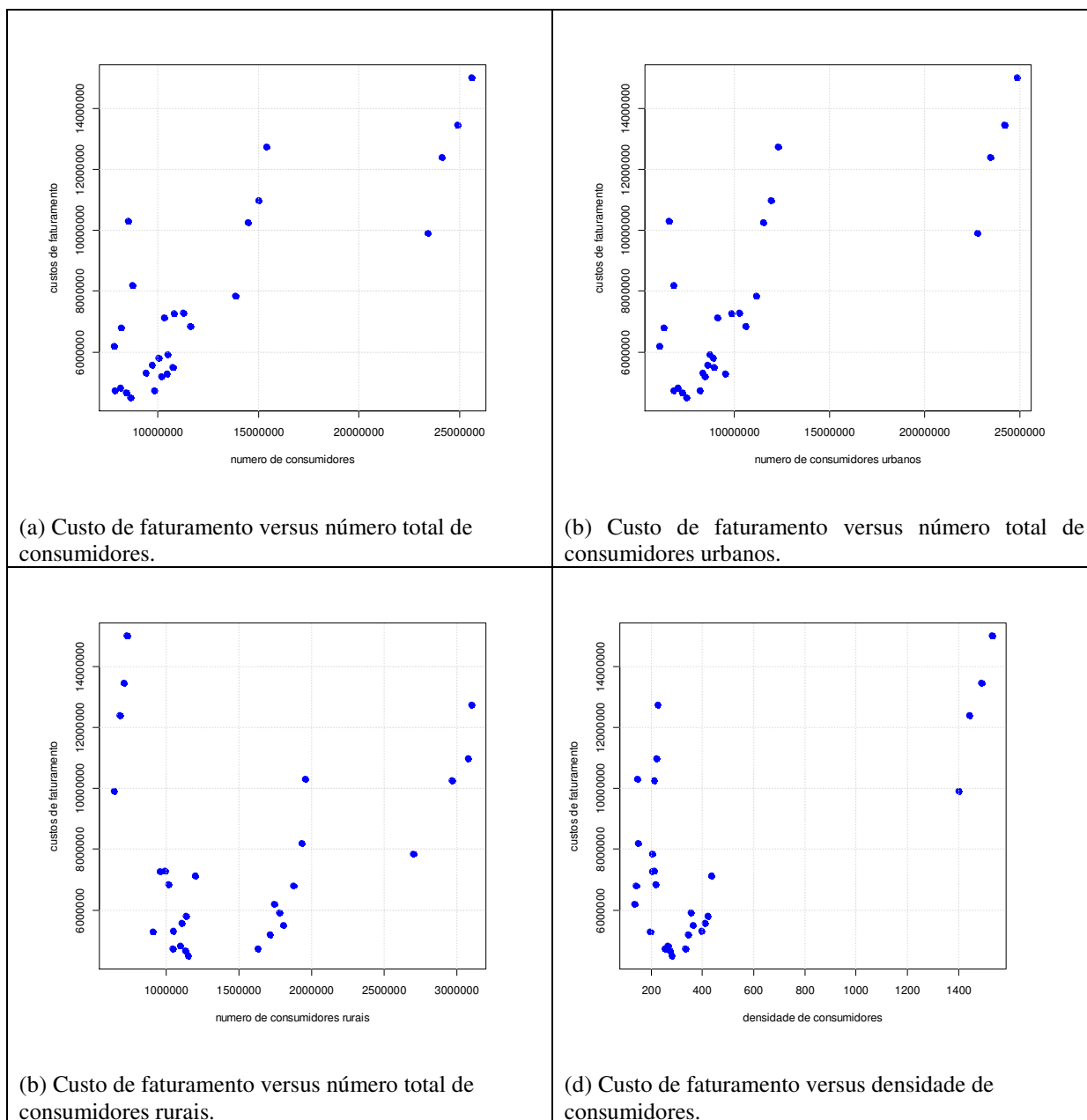


Figura 14 - Gráficos de dispersão do custo de faturamento em função das variáveis: (a) número de consumidores, (b) número de consumidores urbanos, (c) número de consumidores rurais e (d) densidade de consumidores.

Fonte: Elaboração do autor

5.4.1 Análise de Regressão Linear

Devido ao tamanho limitado da base de dados ($n=28$) e do número reduzido de variáveis, foi proposta inicialmente uma análise de variância comparando o modelo de regressão univariado, considerando a variável independente número de consumidores, e o modelo de regressão múltipla com a abertura do número de consumidores nas classes rural e urbana. O resultado é apresentado na Tabela 26. O valor P indica que os modelos são diferentes (valor $P < 5\%$) e, portanto, a abertura do número de consumidores segundo as classes urbana e rural

gera um modelo mais adequado em relação a um modelo com a variável número total de consumidores.

Tabela 27 - Análise de variância para avaliar a decomposição do número de consumidores segundo as classes rural e urbana.

Modelos	Estatística F	valor P
Modelo 0: Custo de faturamento \propto número total de consumidores		
Modelo 1: Custo de faturamento \propto número de consumidores urbanos + número de consumidores rurais	12,929	0,00134

Fonte: Elaboração do autor

O ajuste do modelo de regressão do custo de faturamento em função do número de consumidores urbanos e rurais é mostrado na Tabela 27. Os resultados mostram que o custo unitário de faturamento para o consumidor rural é, em média, de R\$ 1,85 por consumidor. Para o consumidor urbano o custo unitário é, em média, de R\$ 0,49 por consumidor. Ou seja, O custo de faturamento associado ao consumidor rural é, em média, 3,78 vezes maior que o custo de faturamento associado ao consumidor urbano.

Tabela 28 - Resultados do ajuste do modelo de regressão para o custo de faturamento em função do número de consumidores rurais e urbanos.

Coefficiente	Estimativa	valor P
Intercepto	-546186,54	0,5733
Número de consumidores urbanos	0,49842	0,0000
Número de consumidores rurais	1,85213	0,0001

Nota: R^2_{adj} 78,44 %. Fonte: Elaboração do autor.

Portanto, a separação entre consumidores urbanos e rurais é fundamental para a análise dos custos do processo de faturamento porque numa análise de custos entre as regionais, considerar apenas o número de consumidores total, omite a informação fundamental da grande diferença de custos para se atender os diferentes tipos de consumidores.

6 CONCLUSÕES

O presente estudo analisou as variáveis tidas como determinantes de custos para, estatisticamente, estabelecer aquelas que apresentam maior influência. Os resultados obtidos permitem tirar algumas conclusões importantes a respeito do custeio da empresa, lançar alguma luz na definição de indicadores internos de eficiência operacional e também para a definição de modelos de *benchmarking* para o setor.

De modo geral, as literaturas relacionadas à construção de funções de custo para a distribuição de energia elétrica e à construção de fronteiras de eficiência para a comparação da eficiência técnica de empresas do setor analisam o custo global da prestação do serviço. Nas discussões sobre as variáveis a serem utilizadas, vários aspectos são apontados como potenciais determinantes de custos por especialistas do setor ou por pesquisadores. Os direcionadores de custos mais comuns são o número de consumidores, a extensão das redes e a energia distribuída. No entanto, a análise dos custos globais da distribuição de energia omite importantes relações de custos existentes nas empresas, uma vez que essas constituem organizações repletas de complexidades e especificidades.

A análise separada dos processos permite identificar, de modo mais intuitivo e direto, quais os principais direcionadores de custos, como também perceber estatisticamente essas relações. O regulador inglês reconhece essa possibilidade metodológica e a aplica na regulação dos custos das empresas de distribuição no Reino Unido (OFGEM, 2013).

Para o estudo, foram obtidos os dados dos processos que são executados regionalmente e que, portanto, possuem unidades de execução dos serviços espalhadas pela área de concessão da Cemig D, permitindo, assim, a obtenção de uma quantidade suficiente de observações para a análise estatística do fenômeno. Os processos analisados foram: a execução da manutenção de redes, a manutenção de linhas, a manutenção de subestações, o faturamento e a execução de serviços comerciais. Esses processos representavam 45,75% dos custos operacionais da Cemig D em 2012.

Para a execução da manutenção de redes, os resultados das análises estatísticas mostraram que as variáveis mais importantes como determinantes de custos são as mais comuns na literatura, como a extensão das redes, o número de consumidores e o consumo. No entanto, a separação desses produtos por sua localização urbana ou rural é fundamental para o ajuste adequado do

modelo no caso da Cemig Distribuição. Os serviços prestados nesses dois ambientes são completamente distintos em suas características e, conseqüentemente, nos seus custos.

Nascimento (2013) demonstra estatisticamente, por meio da comparação dos escores obtidos antes e depois da consideração das variáveis ambientais, que estas variáveis possuem impacto significativo no valor dos escores. Nesse estudo, as principais variáveis, em termos do seu impacto nos escores de eficiência, foram as variáveis de densidade e de complexidade socioeconômica. No entanto, o presente estudo revelou que as variáveis ambientais não possuem influência tão determinante nos custos quando comparadas às variáveis principais de produtos que são direcionadoras de custos, como redes, consumidores e consumo, desde que elas sejam separadas por localização, ou seja, em urbano e rural.

A falta de significância estatística das variáveis relacionadas ao clima é também corroborada pelo estudo apresentado por Yu, Jamasb e Pollit (2009). Os autores analisam o efeito de variáveis climáticas na eficiência técnica e na eficiência de custos de distribuidoras no Reino Unido. Os resultados apontam que essas variáveis não possuem um efeito considerável sobre a eficiência e, conseqüentemente, sobre os custos.

A separação em urbano e rural torna-se, portanto, uma opção mais interessante para a modelagem do serviço de distribuição, porque concentra grande parte da informação na definição de custos. Os efeitos de todas as dificuldades associadas à prestação do serviço em zona rural, como estradas de difícil acesso, topografia e baixa densidade são capturados nesse tipo de modelagem. Um dos desafios na criação de modelos é encontrar tais variáveis, que concentram a maior parte da informação de determinação das flutuações da variável resposta, evitando, assim, a necessidade de muitas variáveis que criam dificuldades adicionais, tanto em modelos de regressão quanto nos modelos DEA.

O modelo selecionado para explicar o custo da manutenção de linhas considera como principal variável o comprimento total de linhas. A proporção das estruturas de acordo com sua natureza também foi incorporada ao modelo. O fato da proporção de estruturas de concreto ser a variável mais explicativa para representar esta dimensão da análise não encontra explicação entre os especialistas da área. Contudo, indica que alguma variável de proporção das estruturas, conforme a sua natureza, deve ser analisada na explicação dos custos de manutenção de linhas, não especificamente a proporção das estruturas de concreto.

Por último, uma variável ambiental, o percentual de estradas não pavimentadas, se mostrou significativa.

Para a manutenção de subestações, a variável com maior correlação com os custos foi a potência entregue, confirmando as percepções dos especialistas do setor entrevistados. A análise de variância mostrou ainda que a decomposição do número de transformadores nos níveis de tensão apresenta um modelo com melhor significância. Outras variáveis, como o número de grandes clientes, que é uma *proxy* para a importância da subestação no sistema interligado, e o DEC, que mensura a qualidade do fornecimento, se mostraram significativas. Desse modo, as subestações que atendem regiões e clientes mais relevantes demandam mais custos, assim como níveis de qualidade melhores.

Para explicar os custos do processo de faturamento, foram testadas as variáveis número de consumidores urbanos, número de consumidores rurais e a densidade, que são as principais variáveis utilizadas para o balizamento dos contratos de serviços de leituristas, feitos pela empresa com as empreiteiras. A análise de variância mostrou que a separação em urbano e rural é fundamental para a modelagem dos custos nesse processo. A densidade não se mostrou significativa, já que parte da informação já está contida na grande diferença existente entre as densidades dos consumidores urbanos e rurais.

A contribuição principal desse trabalho ao tema, além da sugestão das principais variáveis determinantes de custos nos processos, é a constatação de que as principais variáveis que são tradicionalmente adotadas como direcionadores de custos para a distribuição de energia elétrica, que são a extensão de redes, o número de consumidores e a energia entregue, devem estar separadas pela localização em urbano e rural. A tecnologia de produção do serviço nesses dois ambientes é completamente distinta, sendo que a utilização de um modelo simplificado, sem essa abertura, pode levar a conclusões equivocadas. A comparação de empresas, por meio de um modelo de *benchmarking*, levaria, equivocadamente, a considerar ineficiências em empresas que possuem maior quantidade de consumidores em áreas rurais.

Esse resultado corrobora a tese de Kaplan e Cooper (1987), de que não devem ser considerados apenas direcionadores de custos relacionados a volume para definição do custo dos produtos, mas também direcionadores que expressam a complexidade do processo produtivo. O artigo de Banker e Johnston (1993), ao apresentar uma análise de direcionadores de custos na aviação civil, também mostra que é fundamental a consideração de

direcionadores operacionais. No setor de distribuição de energia elétrica o atendimento aos consumidores em áreas urbanas e rurais é claramente uma complexidade adicional do processo produtivo.

Uma restrição imposta ao presente estudo foi a quantidade disponível de dados, assim como o curto período disponível. A sistematização dos custos das empresas de distribuição nos seus diversos processos é recente, sendo incentivada pelos modelos de regulação de custos adotados pela agência reguladora. Para estudos futuros, uma base de dados maior pode trazer novas percepções acerca da determinação dos custos.

Outra sugestão para futuras pesquisas seria a análise dos direcionadores dos demais processos que são executados de maneira centralizada. Para isso, torna-se necessária a obtenção de dados das empresas nacionais com a separação dos processos. Na análise da Cemig D, para os processos executados centralizadamente, como por exemplo, a contabilidade, só estão disponíveis observações em séries temporais, sendo que a base de dados de apenas três anos implica apenas três observações. A separação dos processos para as demais distribuidoras no país permite uma análise estatística dos processos executados de forma centralizada porque estarão disponíveis bases de dados em painel, com observações de custos diferentes tanto entre empresas como em diferentes períodos no tempo. A pesquisa dos direcionadores de custos de todos os processos é importante para a definição adequada de modelos de regulação dos custos operacionais na distribuição de eletricidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 265 – Metodologia de cálculo dos custos operacionais**. Brasília, DF, 2010.

AGRELL, P. J.; BOGETOFT, P.; TIND, J. DEA and dynamic yardstick competition in Scandinavian electricity distribution. **Journal of Productivity Analysis**, v. 23, n. 2, p.173-201, 2005.

AIGNER, D.; LOVELL, C. A. K.; SCHMIDT, P. Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. **Journal of Econometrics**, v. 6, p. 21-37, 1977.

AKKEMIK, K.A. Cost function estimates, scale economies and technological progress in the Turkish electricity generation sector. **Energy Policy**, v. 37, n. 1, p. 204-213, 2009.

ARAUJO, ANTONIO CARLOS MARQUES DE. Perdas e Inadimplência na atividade de distribuição de energia elétrica no Brasil. Tese (Doutorado em Ciências e Planejamento Energético) – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

AROCENA, P. Cost and quality gains from diversification and vertical integration in the electricity industry: a DEA approach. **Energy Economics**, v. 30, n. 1, p. 39-58, 2008.

BAGDADIOGLU, N.; PRICE, C.M.W.; WEYMAN-JONES, T.G. Efficiency and ownership in electricity distribution: a non-parametric model of the Turkish experience. **Energy Economics**, v.18, n.1/2, p. 1-23, 1996.

BANKER, R.D. Estimating most productive scale size using data envelopment analysis. **European Journal of Operations Research**, v. 17, n.1, p. 35-44, 1984.

BANKER, R.D. Maximum likelihood, consistency and data envelopment analysis: a statistical foundation. **Management Science**, v. 39, n. 10, p. 1265-1273, 1993.

BANKER, R.D.; CHARNES, A.; COOPER, W.W. Some models for the estimation of technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis. **Management Science**, v. 30, n.9, p. 1078-1092, 1984.

BANKER, R.D.; JANAKIRAMAN, S.; NATARAJAN, R. Evaluating the adequacy of parametric functional forms in estimating monotone and concave production functions. **Journal of Productivity Analysis**, v. 17, n.1-2, p. 111-132, 2002.

BANKER, R.D.; JOHNSTON, H. An empirical study of cost drivers in the U.S. airline industry. **The Accounting Review**, v. 66, n.3, p. 576-601, 1993.

BANKER, R.D.; LOPES, A.L.M.; ZHANG, Z. Empirical considerations about returns of scale on incentive regulation. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEA, 9., 2011, Tessalônica. *Anais...* Filadélfia: Now, 2012.

BANKER, R.D.; NATARAJAN, R. Evaluating contextual variables affecting productivity using Data Envelopment Analysis. **Operations Research**, v. 56, n. 1, p. 48-58, 2008.

BARON D. P.; MYERSON R. B. Regulating a monopolist with unknown costs. **Econometrica**, v. 50, n. 4, p. 911-930, 1982

BERG, S.; LIN, C.; TSAPLIN, V. Regulation of state-owned and privatized utilities: Ukraine electricity distribution company performance. **Journal of Regulatory Economics**, v. 28, n. 3, p. 259-287, 2005.

BREUSCH, T. S.; PAGAN, A. R. A simple test for heteroscedasticity and random coefficient variation. **Econometrica**, v. 47, n.5, p. 1287-1294, 1979.

BRIMSON, J. **Contabilidade por atividades**: uma abordagem de custeio baseado em atividades. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2006.

BÓ, D.E.; ROSSI, M.A. Corruption and inefficiency: theory and evidence from electric utilities. **Journal of Public Economics**, v.91, n. 5-6, p. 939-962, 2007.

BURNS, P.; WEYMAN-JONES, T.G. Cost functions and cost efficiency in the electricity distribution: a stochastic frontier approach. **Bulletin of Economics Research**, v. 48, n. 1, p. 41-64, 1996.

CARVALHO, J. M. C. **Logística**. 3. ed. Lisboa: Edições Silabo, 2002

CEPA. Background to work on assessing efficiency for the 2005 distribution price control review, Scoping study, Final report, Prepared for The UK Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), *Cambridge Economic Policy Associates*, 2003. Disponível em: www.ofgem.gov.uk. Acesso em fev. 2012.

CHARNES, A.; COOPER, W.W.; RHODES, E. Measuring the efficiency of decision making units. **European Journal of Operations Research**, v. 2, p. 429-444, 1978.

CHEN, L; RAY, S. C. Cost efficiency and scale economies in general dental practices in the U.S.: a non-parametric and parametric analysis of Colorado data. **Journal of Operational Research Society**, v. 64, p. 762-774, 2013.

COOPER, R.; KAPLAN, R. How cost accounting systematically distorts product costs. In: BRUNS, W. J.; KAPLAN, R. **Accounting and management**: Field study perspectives. Boston: Harvard Business School Press, 1987. p. 204-228.

CRESWELL, J. W. **Projeto de Pesquisa**: Métodos qualitativo, quantitativo e misto. 2. ed. Porto Alegre: Artmed, 2007.

CULLMANN, A. Benchmarking and firm heterogeneity: a latent class analysis for German electricity distribution companies. **Empirical Economics**, v. 42, n. 1, p. 147-169, 2012.

EDVARDSSEN, D. F.; FORSUND, F. R. International benchmarking of electricity distribution utilities. **Resource and Energy Economics**, v. 25, p. 353-371, 2003.

EDVARDSSEN, D. F.; FORSUND, F.; HANSEM, W.; KITTELSEN, S. A.; NEURAUTER, T. Productivity and Regulatory Reform of Norwegian Electricity Distribution Utilities. In:

COELLI, T.; LAWRENCE, D. **Performance Measurement and Regulation of Network Utilities**. Cheltenham: Edward Elgar, 2006, p. 97-132.

ESTACHE, A.; ROSSI, M.A.; RUZZIER, C.A. The case for international coordination of electricity regulation: evidence from the measurement of efficiency in South America. **Journal of Regulatory Economics**, v. 25, n 3, p. 271-295, 2004.

ESTELLITA, M.P.; SOLLERO M. K.; CALÔBA, G.M.; SILVA, A.C. Integrating the regulatory and utility firm perspectives, when measuring the efficiency of electricity distribution. **European Journal of Operations Research**, v. 118, n. 3, p. 1413-1424, 2007.

FARSI, M. ; FILIPPINI, M. Regulation and measuring cost-efficiency with panel data models: application to electricity distribution utilities. **Review of Industrial Organization**, v. 25, n. 1, p. 1-19, 2004.

FILIPPINI, M. Economies of scale and utilization in the Swiss electric power distribution industry. **Applied Economics**, v. 28, n. 5, p. 543-550, 1996.

GOLDFELD, S.M.; QUANDT R.E. **Nonlinear methods in econometrics**. Amsterdã: North-Holland, 1972.

GREENE, W.H. Maximum likelihood estimation of econometric frontier functions. **Journal of Econometrics**, v. 13, p. 27-56, 1980.

GROWITSCH, C.; JAMASB, T.; POLLITT, M. Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution. **Applied Economics**, v. 41, n. 19-21, p. 2555-2570, 2009.

HANEY, A.; POLLITT, M. Efficiency analysis of energy networks: an international survey of regulators. **Energy Policy**, v. 37, p. 5814-5830, 2009.

HATTORI, T. Relative performance of U.S. and Japanese electricity distribution: an application of stochastic frontier analysis. **Journal of Productivity Analysis**, v. 18, n. 3, p. 269-284, 2002.

HATTORI, T.; JAMASB, T.; POLLITT, M. Electricity distribution in the UK and Japan: a comparative efficiency analysis 1985-1998. **Energy Journal**, v. 26, n. 2, p.23-47, 2005.

HEIJ, C. et al. **Econometric methods with applications in business and economics**. Oxford: Oxford University Press, 2004.

HIRSCHHAUSEN, C.; CULLMANN, A.; KAPPELER, A. Efficiency analysis of German electricity distribution utilities: non-parametric and parametric tests. **Applied Economics**, v. 38, n. 21, p. 2553-2566, 2006.

HJALMARSSON, L.; VEIDERPASS, A. Efficiency and ownership in Swedish electricity retail distribution. **Journal of Productivity Analysis**, v. 3, n. 1/2, p. 7-23, 1992.

HOCKING, R. R. The analysis and selection of variables in linear regression. **Biometrics**, v. 32, n. 1, p. 1-49, 1976.

JAMASB, T.; POLLITT, M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, v.9, n. 3, p. 107-130, 2001.

JAMASB, T.; POLLITT, M. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. **Energy Policy**, v. 31, n. 15, p. 1609-1622, 2003.

JOSKOW, P. L. Incentive regulation and its application to electricity networks. **Review of Network Economics**, v.7, n.4, p. 547-560, 2008.

KAPLAN, R. S.; COOPER, R. **Custo e desempenho**: administre seus custos para ser mais competitivo. São Paulo: Futura, 1998.

KORHONEN, P.J.; SYRJANEN, M.J. Evaluation of cost efficiency in Finnish electricity distribution. **Annals of Operations Research**, v.121, n. 1-4, p.105-122, 2003.

KUMBHAKAR, S.C.; HJALMARSSON, L. Relative performance of public and private ownership under yardstick competition: electricity retail distribution. **European Economic Review**, v. 42, n. 1, p. 97-122, 1998.

LAFFONT, J.; TIROLE, J. **A theory of incentives in procurement and regulation**. Boston: MIT Press, 1993.

LEME, A. A. A reforma do setor elétrico no Brasil, Argentina e México: contrastes e perspectivas em debate. **Revista de Sociologia e Política**, v.17, n. 33, p. 97-121, 2009.

LOPES, A. L. M. **Dimensionamento ótimo e eficiente de uma empresa de distribuição de energia elétrica**. Belo Horizonte: CEPEAD-UFMG, 2011. Projeto de pesquisa apresentado à Cemig Distribuição S.A.

MAROY, C. A análise qualitativa de entrevistas. In: ALBARELLO, L. et al. **Práticas e Métodos de Investigação em Ciências Sociais**. Lisboa: Gradiva, 2005. cap. 4, p.117-155.

MEEUSEN, W.; BROECK, J.V.D. Efficiency estimation from Cobb-Douglas production functions with composed error. **International economic review**, v. 18, n. 2, p. 435-444, 1977.

MILLER, A. J. **Subset selection in regression**. Boca Raton: Chapman & Hall, 2002.

MUNISAMY-DORAISAMY, S. *Benchmarking the performance of UK electricity distribution network operators: a study of quality, efficiency and productivity using data envelopment analysis*, 2004. Tese (pós doutorado) - University of Warwick. Coventry, 2004.

NEUBERG, L.G. Two issues in the municipal ownership of electric power distribution systems. **Bell Journal of Economics**, v. 8, p. 303-323, 1977.

OFGEM. **Strategy decisions for the RIIO-ED1 electricity distribution price control: tools for cost assessment**. Londres, 2013. 95 p.

OLSON, J. A.; SCHMIDT, P.; WALDMAN, D.M. A Monte Carlo study of estimators of stochastic frontier production functions. **Journal of Econometrics**, v. 13, p. 67-82, 1980.

PACUDAN, R.; GUZMAN, E. Impact of energy efficiency policy to productive efficiency of electricity distribution industry in the Philippines. **Energy Economics**, v. 24, n. 1, p. 41-54, 2002.

PARPOULA, C.; DROU, K.; KOUKOVINOS, C.; MYLONA, K. A new variable selection approach inspired by supersaturated designs given a large-dimensional dataset. **Journal of Data Science**, v. 12, p. 35-52, 2014.

POLLITT, M. The role of efficiency estimates in regulatory price reviews: OFGEM's approach to benchmarking electricity networks. **Utilities Policy**, v. 13, n.4, p. 279-288, 2005.

RICHMOND, J. Estimating the efficiency of production. **International Economic Review**, v. 15, n. 2, p. 515-521, 1974.

SALVANES, K.G.; TJOTTA, S. Productivity differences in multiple output industries: an empirical application to electricity distribution. **Journal of Productivity Analysis**, v. 5, n. 1, p. 23-43, 1994.

SORDERBERG, M. The role of model specification in finding the influence of ownership and regulatory regime on utility costs: the case of Swedish electricity distribution. **Contemporary Economic Policy**, v. 29, n. 2, p. 178-190, 2011.

VARIAN, H. R. **Microeconomía: principios básicos**. 5. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2000.

WEYMAN-JOHNES, T.G. Problems of yardstick regulation in electricity distribution. In: BISHOP M.; KAY, J.; MAYER, C; (ed). **The regulatory challenge**. Oxford: Oxford University Press, 1995. p. 423-443.

WHITE, H. A heteroscedasticity-consistent covariance matrix estimator and a direct test for heteroscedasticity. **Econometrica**, v. 48, n. 4, p. 817-838, 1980.

ZHOU, P.; ANG, B.W.; POH, K.L.A. Survey of data envelopment analysis in energy and environmental studies. **European Journal of Operational Research**, v. 189, n. 1, p. 1-18, 2008.

ANEXOS

ANEXO A – Guia de entrevistas com as regionais

Agenda

- 1) Apresentação do projeto e objetivo da pesquisa aos participantes;
- 2) Apresentação da regional com foco nas atividades envolvidas e custos envolvidos;
 - a. Sugerem-se tabelas de dados com a frequência das atividades, destacando as atividades mais executadas pelas equipes.
 - b. Tabelas de dados com os totais mensais ou anuais de custos separados por atividades.
 - c. Outros dados que ajudem a esclarecer os custos e a forma de gestão destes por parte das gerências.
- 3) Espaço para discussão dos participantes.

Questões para nortear as discussões:

- 1) Quais são as principais atividades realizadas pela regional?
- 2) Quais são as atividades que mais custam para a regional? Tanto o custo por atividade quanto o custo total anual.
- 3) Quais são as classes de custo representantes dessas atividades? Solicitar tabela com os dados.
- 4) Como os custos são apropriados nessas diferentes classes?
- 5) Houve mudanças no sistema de gestão, ou na organização dos processos nos últimos anos?
- 6) O que torna o atendimento comercial aos consumidores nesta regional mais fácil/difícil que nas demais regionais?
- 7) Quais fatores dificultam/facilitam a manutenção da rede executada pelas equipes subordinadas a esta regional?
- 8) Existem dados disponíveis para mensurar esses fatores? Caso negativo, seria possível adotar uma *proxy*?
- 9) Existem consumidores mais caros para atender? Quais são? Esta regional possui maior ou menor número destes clientes?
- 10) Quais os indicadores são utilizados por esta gerência para avaliar a eficiência dos seus processos?
- 11) Quais as medidas estão sendo adotadas para tornar os processos mais eficientes?

ANEXO B – Guia de entrevistas com os responsáveis pelos processos

Questões para nortear as discussões:

- 1) Quais são as principais atividades executadas pelo processo?
- 2) Quais são as atividades que custam mais para o processo. Solicitar tabela de custos por atividades do processo.
- 3) Quais são as classes de custo representantes dessas atividades?
- 4) Como os custos são alocados nas diferentes classes de custo, por categoria (PMSO)? Quais os critérios?
- 5) Quais os fatores determinam que cada uma dessas atividades sejam mais/menos caras para o processo?
- 6) Existem dados para esses fatores determinantes dos custos ou *proxies*?
- 7) Qual o período disponível para os dados de custo e das variáveis operacionais e qual a periodicidade?
- 8) Houve mudanças no sistema de custeio que afetem a comparabilidade dos períodos?
- 9) Quais são os indicadores utilizados pela superintendência para avaliar a eficiência técnica de suas atividades?
- 10) Quais medidas estão sendo aplicadas para tornar o processo mais eficiente?
- 11) Em sua opinião, quais os fatores são determinantes para que a Cemig D se mostre ineficiente no modelo aplicado pela ANEEL?