

Saad do Carmo Pereira Habib	CEMIG Distribuição S.A.	saad@cemig.com.br
Andre Meffe	Daimon Engenharia e Sistemas	andre.meffe@daimon.com.br
Alden Uherara Antunes	Daimon Engenharia e Sistemas	alden@daimon.com.br
Fabio Romero	Daimon Engenharia e Sistemas	fabio.romero@daimon.com.br
Alessandro Arjona Alves	Daimon Engenharia e Sistemas	alessandro@daimon.com.br
Armando Fernandes Rocha	CEMIG Distribuição S.A.	afrocha@cemig.com.br
Dario Arantes Nunes	Axxiom Soluções Tecnológicas S.A.	dario.nunes@axxiom.com.br

### **Definição de metas de perdas técnicas utilizando análise envoltória de dados e análise técnico-econômica**

#### **Palavras-chave**

**análise envoltória de dados**  
**análise técnico-econômica**  
**metas de perdas técnicas**  
**perdas técnicas de energia**

#### **Resumo**

Um dos principais problemas enfrentados pelo setor elétrico brasileiro são as perdas de energia. As longas redes de distribuição associadas à baixa densidade de carga são os principais fatores que levam a valores consideráveis de perdas técnicas na distribuição. Entretanto, há de se considerar que cada sistema possui características próprias e que alcançar níveis de perdas mais baixos nem sempre é viável. Dessa forma, é fundamental conhecer o nível de perdas que representaria a eficiência máxima de uma distribuidora considerando as características de sua área de concessão. O objetivo principal deste trabalho é desenvolver um arcabouço metodológico que permitisse encontrar o valor ótimo de perdas técnicas para uma distribuidora. Para isso, duas abordagens foram desenvolvidas. Na primeira abordagem, faz-se uso de uma análise de eficiência e produtividade para obter a eficiência relativa de uma distribuidora a partir de comparação com outras distribuidoras. A segunda abordagem realiza uma análise técnico-econômica em um rol de obras com objetivo de reduzir as perdas técnicas. Detalhes das metodologias e os resultados obtidos são apresentados e discutidos.

## 1. Introdução

Atualmente, as perdas técnicas de energia têm grande relevância no setor elétrico brasileiro. De um lado, as concessionárias buscam efetuar um cálculo cada vez mais preciso e próximo da realidade, uma vez que elas constituem um dos insumos no cálculo das tarifas de energia. Por outro lado, o órgão regulador tem buscado dar tratamento igual a todas as concessionárias no cálculo das perdas técnicas regulatórias, utilizando metodologia própria e simplificada e adotando premissas de cálculo que conduzem a uma rede otimizada, visando evitar que eventuais ingerências por parte das distribuidoras sejam repassadas aos consumidores.

O objetivo deste trabalho é desenvolver um arcabouço metodológico visando a definição de metas de perdas técnicas, bem como a trajetória de redução a ser seguida em determinado horizonte de estudo. No arcabouço desenvolvido, duas abordagens foram seguidas e dois métodos foram propostos. O primeiro método visa estabelecer metas de perdas técnicas com base na eficiência relativa de uma distribuidora a partir de comparações com as demais distribuidoras (metas referenciais). Para isso, utilizou-se a Análise Envoltória de Dados (DEA). Já o segundo método faz uso de Análise Técnico-Econômica de algumas obras cujo objetivo é reduzir as perdas técnicas e, com a realização das obras financeiramente vantajosas em termos de perdas, obtêm-se as metas absolutas de perdas. Seja qual for a abordagem escolhida, o objetivo é obter uma meta ou um valor ótimo para as perdas técnicas. Com essa meta, é possível estabelecer uma trajetória de redução de perdas ao longo de um horizonte plurianual.

Com o uso do DEA, é possível obter a eficiência de cada distribuidora do conjunto de dados analisado. Por esse método, é possível estabelecer um ranking das melhores distribuidoras e a empresa mais eficiente apresentará eficiência de 100%. Entretanto, isso não garante que a empresa seja realmente eficiente. O método apenas garante que a empresa líder é a mais eficiente de todas.

Com o uso da análise técnico-econômica, pode-se estudar algumas obras visando a redução das perdas e determinar sua relação benefício/custo. Enquanto essa relação for vantajosa, a execução da obra é viável e o valor ótimo de perdas ainda não foi atingido.

Também foi realizada uma comparação dos índices de perdas de empresas brasileiras com empresas de fora do Brasil, recorrendo a um relatório da SAM Group [8], no qual várias empresas estão relacionadas no Índice de Sustentabilidade Dow Jones (ISDJ). Em contatos com a SAM foi possível adquirir informações adicionais relativas a valores médios de alguns atributos das distribuidoras relacionadas no ISDJ. Basicamente, constavam no relatório apenas distribuidoras da América do Norte, Europa, Ásia e Oceania. No Brasil, as únicas empresas relacionadas são a CEMIG D e o Grupo EDP.

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do projeto de P&D “Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Otimização das Perdas Técnicas na Distribuição Considerando Referencial Internacional e Análise Técnico-Econômica”, o qual já está concluído e teve como entidades executoras CEMIG D, Daimon, Axxiom e Asotech com suporte financeiro da CEMIG D.

## 2. Desenvolvimento

### 2.1. Referencial Internacional

Durante o desenvolvimento do projeto de P&D foi analisado o relatório da SAM Group que apresenta as empresas ranqueadas no Índice de Sustentabilidade do Dow Jones (ISDJ) [8]. Mediante análise do referido relatório e a partir de contatos com a SAM, verifica-se que o ISDJ fundamenta-se na gestão dos riscos associados a fatores econômicos, ambientais e sociais. Perdas técnicas e não técnicas têm peso de 33,3% em um dos critérios de sustentabilidade

avaliados e, este critério, por sua vez, tem peso de apenas 3% na composição do índice global. Além do índice global, há 3 índices regionais para Europa, América do Norte e Ásia/Pacífico. Na análise realizada para o ano de 2009 com relação ao índice global, o universo analisado é de 105 empresas do setor elétrico, sendo que apenas 15 foram ranqueadas. A Tabela 1 apresenta as quantidades de empresas ranqueadas por região.

Tabela 1. Empresas do setor elétrico ranqueadas no ISDJ em 2009.

Empresas contempladas	Total	Percentual (%)
Número de empresas dos EUA & Canadá	4	26,67
Número de empresas da EUROPA	9	60,00
Número de empresas da Ásia	0	0,00
Número de empresas da Austrália	1	6,67
Número de empresas da América do Sul	1	6,67

Não foi possível obter dados das empresas ranqueadas no ISDJ, pois a SAM Group alegou que os dados eram confidenciais. Porém, foi possível adquirir junto à SAM o valor médio de alguns atributos das empresas ranqueadas. Para efeito de comparação, a Tabela 2 mostra alguns dados de algumas empresas brasileiras e a média desses mesmos dados das empresas ranqueadas no ISDJ.

Tabela 2. Quadro comparativo de algumas empresas do setor elétrico.

Empresa	Área [km <sup>2</sup> ]	Extensão de rede [km]	Consumidores	Energia fornecida [GWh/ano]	Perda total [%]
COELBA	563.309,00	180.218,9	4.087.576	12.079,91	9,76
CPFL Paulista	90.440,00	86.778,1	3.284.603	23.865,50	6,37
LIGHT	10.970,00	55.328,0	3.483.913	25.923,42	5,61
COPEL	194.854,00	222.709,0	3.052.753	21.837,63	7,15
ELETROPAULO	4.526,00	41.656,6	6.078.635	38.037,75	4,91
<b>CEMIG</b>	<b>570.197,00</b>	<b>433.320,5</b>	<b>6.389.668</b>	<b>38.219,49</b>	<b>9,20</b>
Média - Companhias ranqueadas no DJSI 2009	364.443,00	630.597,0	13.780.000	207.053,00	6,60

Nota-se que alguns parâmetros médios do ISDJ 2009 são bem superiores aos das distribuidoras brasileiras, como o número de clientes e a energia fornecida. Ressalta-se que parte dos dados apresentados pela média ISDJ referem-se à holding. A partir dos dados da Tabela 2, foram gerados alguns dados adicionais para permitir uma comparação melhor, tais como comprimento de rede por área de concessão [km/km<sup>2</sup>], densidade de energia [MWh/km<sup>2</sup>] e energia anual por cliente [MWh]. Tais dados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Quadro comparativo de algumas empresas do setor elétrico (dados adicionais).

Empresa	Extensão de rede / Área [km/km <sup>2</sup> ]	Energia fornecida / Área [MWh/km <sup>2</sup> ]	Energia fornecida / Consumidor [MWh]
COELBA	0,3199	21,44	2,9553
CPFL Paulista	0,9595	263,88	7,2659
LIGHT	5,0436	2.363,12	7,4409
COPEL	1,1430	112,07	7,1534
ELETROPAULO	9,2038	8.404,27	6,2576
<b>CEMIG</b>	<b>0,7599</b>	<b>67,03</b>	<b>5,9815</b>
Média - Companhias ranqueadas no DJSI 2009	1,7303	568,14	15,0256

Nota-se que algumas distribuidoras brasileiras apresentam comprimento de rede por área de concessão e densidade de energia muito superiores aos valores observados na média das empresas do ISDJ. A energia por cliente ou energia per capita é, em todos os casos, inferior à média ISDJ.

É importante ressaltar que as perdas totais da média ISDJ são compatíveis com os valores observados de perdas técnicas no Brasil. De fato, 86% das empresas responsáveis por esse valor médio são da Europa, onde as empresas registram a ocorrência de apenas perdas técnicas. Além disso, o valor de 6,6% observado para as perdas é, em alguns casos, superior ao observado em algumas distribuidoras brasileiras. Os dados apresentados reforçam a tese de que as perdas técnicas estão relacionadas ao adensamento da carga na região analisada.

## 2.2. Metas Referenciais

Conforme mencionado anteriormente, o objetivo principal do trabalho foi desenvolver um conjunto de metodologias para determinar as metas referenciais e absolutas de perdas. Enquanto as metas absolutas podem ser obtidas a partir de simulações e aplicação de expressões matemáticas, a obtenção das metas referenciais envolve comparações entre empresas.

Nesse contexto, a obtenção de metas referenciais foi dividida em 2 partes. Na primeira parte foram definidos os atributos descritores das empresas cujo objetivo era caracterizar cada distribuidora com relação às perdas técnicas. Os atributos selecionados deveriam representar variáveis explicativas das perdas. Para determinar os atributos descritores, primeiro elaborou-se uma lista inicial de atributos que pudessem explicar o valor observado das perdas, tais como comprimento de rede, resistência média, mercado global, etc. Utilizando uma técnica de análise multivariada [3], [5], a Análise Fatorial, a lista inicial de atributos foi reduzida a um conjunto menor, eliminando variáveis de entrada correlacionadas entre si e variáveis de entrada não correlacionadas com a variável observada (perdas). Ainda assim, o conjunto final de atributos era grande e foi necessário recorrer a uma nova redução no número de variáveis selecionadas utilizando o conhecimento técnico de profissionais experientes a respeito do tema.

Na segunda parte, aplica-se uma técnica de análise de eficiência e produtividade para definir uma meta referencial de perdas: DEA – Análise Envoltória de Dados. Com a aplicação do DEA, é possível obter metas individuais para cada empresa baseadas nas suas eficiências.

A seguir cada uma dessas etapas de trabalho é detalhada.

### *2.2.1. Seleção de Atributos*

Inicialmente, foram relacionados 22 atributos explicativos, divididos em 5 grupos: Mercado, Mercado Técnico, Técnico, Técnico Topológico e Topológico. No grupo Mercado foram classificados 7 atributos: demanda máxima [MW] (DemMax), densidade de energia [MWh/km<sup>2</sup>] (DensEn), quantidade de consumidores BT por transformador MT/BT (NUC/NT), mercado global [MWh] (MerGlob), percentual do mercado global que é destinado aos consumidores BT [%] (MercGlobBT), quantidade de consumidores BT (NUC) e densidade de carga [MW/km<sup>2</sup>] (DensCa). No grupo Mercado Técnico foram classificados apenas 2 atributos: fator de utilização médio dos transformadores MT/BT [%] (FU) e fator de carga médio ponderado pelo consumo de cada nível de tensão [%] (FC). No grupo Técnico foram classificados 4 atributos: potência instalada de subestações de distribuição [MVA] (PotInst), perdas não técnicas [%] (PerNtec) e as médias das correntes máximas dos alimentadores em [A] (Imed) e em [%] (Imed%). No grupo Técnico Topológico foram selecionadas as resistências médias das redes MT (ResMT) e BT (ResBT), ambas em [W], e as resistências específicas

médias das redes MT (ResMT\_esp) e BT (ResBT\_esp) [W /km]. Por fim, os parâmetros quantidade de transformadores MT/BT (NTrafo), comprimento total de rede [km] (CompTot), comprimento médio de rede MT [km] (CompMT), comprimento médio de rede BT [km] (CompBT) e comprimento por unidade de área de concessão [km/km<sup>2</sup>] (CompTot/AC), foram selecionados para o grupo Topológico.

Uma vez definidos os atributos influentes nas perdas técnicas, procedeu-se à redução dos dados a fim de identificar quais têm maior influência na composição das perdas técnicas. De um modo geral, o procedimento de redução dos dados consistiu em, primeiramente, realizar a análise fatorial em cada um dos 5 grupos definidos avaliando as possíveis correlações existentes entre as variáveis do mesmo grupo e determinando, quando cabível, a redução ou agrupamento dos dados. Concluída esta etapa, os atributos selecionados em cada grupo foram submetidos a uma análise fatorial geral com o intuito de averiguar as possíveis inter-relações existentes entre eles. Por fim, foi obtido um conjunto de atributos com características distintas e que estatisticamente têm influência na composição das perdas técnicas.

Com a realização da análise fatorial em cada grupo e da análise fatorial geral, foram selecionados 14 atributos como representativos das características das perdas técnicas. Na Tabela 4 têm-se as correlações desses atributos com a variável parcial (Perda).

Tabela 4. Correlações entre os atributos selecionados e a perda técnica.

Atributo	Correlação com Perda
DensEn	-0,37
MercGlobBT	0,49
FU	-0,50
Imed%	-0,42
PerNtec	0,40
ResMT_esp	0,16
ResBT_esp	0,34
NUC/NT	-0,26
MercGlob	-0,23
FC	0,08
CompTot	0,24
CompMT	0,68
CompBT	0,14
CompTot/AC	-0,62

Após análise técnica nos resultados da Tabela 4, foram selecionados 6 atributos como parâmetros de referência para o processo de definição de metas de perdas para as distribuidoras: DensEn, MercGlobBT, PerNec, ResMT\_esp, ResBT\_esp e CompTot/AC. Os atributos relacionados às resistências específicas das redes de MT e BT – respectivamente ResMT\_esp e ResBT\_esp – foram agregados em uma única variável obtida a partir da média ponderada pelos comprimentos médios de redes MT e BT (ResMTBT\_esp). Os demais atributos não foram selecionados por apresentarem baixa correlação com a perda técnica (por exemplo, o atributo FC) ou por não apresentarem um comportamento definido, como é o caso de MercGlob, FU e Imed% que, de acordo com os resultados da Tabela 4, não estão positivamente correlacionados com o crescimento da perda técnica. Sabe-se que o crescimento do mercado global em MWh, por exemplo, certamente leva a um aumento da perda técnica total em MWh, porém não se pode concluir o mesmo a respeito da perda técnica total em %, que pode aumentar, diminuir ou mesmo permanecer inalterada. Isso depende de como se dá o crescimento dos valores da perda e do mercado em MWh, sendo que este último é a base de cálculo da perda em %. O mesmo ocorre com as variáveis FU e Imed%. Os comprimentos médios

das redes MT e BT (CompMT e CompBT), apesar de apresentarem bons resultados, não foram selecionados, pois a influência do comprimento de rede na composição das perdas técnicas está representado pelo atributo CompTot/AC.

É importante ressaltar que foram observadas correlações baixas entre a maioria desses atributos e as perdas técnicas. Entretanto, deve-se notar que as perdas técnicas totais são compostas de várias parcelas relativas às perdas de cada segmento, cada qual possuindo um grau de relação diferenciado com cada atributo da Tabela 4. Tendo em vista que na última etapa do trabalho (definição de metas) a quantidade de variáveis utilizadas é um fator restritivo, optou-se por uma redução ainda maior no número de atributos inicialmente selecionados pela análise fatorial.

### *2.2.2. Definição de Metas Referenciais*

Finalmente, após conhecidas as variáveis que influenciam as perdas, deve-se utilizar técnicas de comparação para estabelecer um ranking das melhores empresas segundo o aspecto das perdas técnicas. Neste trabalho estudou-se o DEA (Data Envelopment Analysis), que significa Análise Envoltória de Dados.

O DEA é uma técnica para monitoramento de eficiência e produtividade de unidades de decisão (empresas), que fornece dados quantitativos sobre possíveis direções para a melhoria dessas unidades quando ineficientes. A técnica está baseada no conceito de que, em um processo produtivo, um conjunto de insumos gera um conjunto de produtos mediante tecnologia existente. Há várias formas de realizar essa transformação, porém a tecnologia existente é um fator limitante.

O método DEA utiliza técnicas de programação linear para calcular um índice de eficiência que compara o desempenho atual de uma empresa com a combinação mais eficiente das outras observações insumos/produtos. O índice assume o valor 1,0 para as unidades cuja produtividade é “melhor” e um valor menor que 1,0 para as unidades ditas ineficientes, as quais estão posicionadas abaixo da fronteira. O método define unidades de referência para cada observação, o que permite calcular aumento de produtos ou diminuição de insumos para que o “processo produtivo” seja otimizado.

No caso deste trabalho, o valor de perdas técnicas corresponde à variável produto e as variáveis de insumo são representadas pelos 5 atributos descritivos da rede definidos na primeira etapa do trabalho.

Para que a aplicação do DEA seja possível, o conjunto de dados analisados deve ser tal que um incremento nos insumos leva a um incremento nos produtos [2]. Caso tal característica não esteja presente, deve-se proceder a transformações nas variáveis utilizadas. A variável produto é a perda técnica, a qual representa um produto indesejável. Como o DEA visa minimizar os insumos ou maximizar os produtos, é necessário realizar uma transformação da variável perda. A transformação utilizada neste trabalho foi o inverso da perda. Assim, quanto menor a perda, maior o seu inverso, ou seja, maior o produto. O mesmo tipo de transformação foi realizado para as variáveis de insumo quando um incremento nas suas quantidades conduzia à diminuição nos produtos.

Além disso, deve-se escolher o modelo e a orientação a serem utilizados. Entre os modelos possíveis estão o CRS (Constant Returns to Scale) e o VRS (Variable Returns to Scale), os quais consideram diferentes economias de escala, constante e variável, respectivamente. Quanto à orientação, deve-se escolher entre orientação ao produto ou orientação ao insumo. Para este trabalho, adotou-se o modelo VRS com orientação ao produto.

### 2.3. Metas Absolutas

Na definição de metas absolutas por análise técnico-econômica, o objetivo é obter o valor ótimo de perdas técnicas para uma determinada distribuidora sem utilizar comparações com outras empresas. Pode-se dizer que, neste caso, o valor ótimo se constituiria em uma meta absoluta de perdas, ao passo que, no caso da utilização do DEA, a meta obtida seria relativa.

O valor ótimo de perdas que servirá de meta corresponde ao ponto de operação econômica do sistema. É o valor a partir do qual qualquer investimento adicional na rede visando o único objetivo de reduzir perdas não será economicamente viável, pois o benefício auferido com a redução de perdas não compensa o investimento realizado.

O primeiro passo neste tipo de análise é selecionar os tipos de obras que serão estudadas visando a redução das perdas. Para cada tipo de obra, deve-se estabelecer um método para avaliar a redução de perdas que se pode obter com sua execução. Neste trabalho, as seguintes obras foram consideradas: aumento de bitola de ramal de ligação, troca de medidor de energia do consumidor BT, reposicionamento do transformador de distribuição, troca do transformador de distribuição, balanceamento de carga BT, balanceamento de carga MT, instalação de bancos de capacitores, novos alimentadores, reconduzimento de rede BT, reconduzimento de rede MT, seccionamento de rede BT, refaseamento dos consumidores BT e troca de fase de ramais monofásicos MT.

Para avaliar o benefício em redução de perdas obtido com a execução de cada obra, recorre-se a um cálculo inicial de perdas para determinar as perdas iniciais. Nesse cálculo, utiliza-se modelo de cálculo detalhado com uso de fluxo de potência e curvas típicas de carga. Em seguida, para avaliar o efeito de uma determinada obra em um determinado equipamento, são utilizadas algumas regras simples para determinar o novo valor de perdas do equipamento após a execução da referida obra. No caso de obras que envolvem mudança de transformador e/ou bitola de cabo, recorre-se a técnicas de cálculo de transformador econômico e de condutor econômico [6].

Cada obra é executada de forma automática de acordo com a definição de algumas regras para evitar execução de obras em todos os equipamentos de rede. Basicamente, deve-se definir o valor máximo de perdas que um equipamento deve apresentar. Assim, as obras são simuladas apenas nos equipamentos que possuem perdas acima do valor máximo estabelecido.

A execução automática de obras é fundamental para este tipo de análise técnico-econômica, uma vez que o volume de informações associado às redes de distribuição é muito grande. Seria impossível realizar todas essas obras em vários equipamentos de rede de forma manual.

Para cada obra que é executada, calculam-se alguns indicadores econômicos, tais como relação benefício/custo, taxa interna de retorno, tempo de retorno e taxa de rentabilidade inicial do investimento. Portanto, é fundamental o conhecimento dos custos envolvidos na execução dessas obras.

A partir dos resultados obtidos, é possível selecionar apenas as obras economicamente viáveis e determinar o montante de perdas técnicas que poderia ser evitado em cada segmento e, com isso, determinar o valor ótimo de perdas para cada segmento e para a empresa.

## 2.4. Resultados Obtidos

O método DEA foi aplicado ao conjunto de dados de 33 distribuidoras utilizando o software SIAD [1]. A Tabela 5 apresenta os resultados obtidos.

Tabela 5. Eficiências e metas de perdas com a utilização do DEA.

Empresa	Pérdidas Técnicas [%]	Eficiência [%]	Meta [%]	Empresa	Pérdidas Técnicas [%]	Eficiência [%]	Meta [%]	Empresa	Pérdidas Técnicas [%]	Eficiência [%]	Meta [%]
1	6,80	100,0	6,80	12	9,86	100,0	9,86	23	6,20	100,0	6,20
2	7,06	100,0	7,06	13	9,20	82,9	7,63	24	5,68	74,6	4,24
3	4,97	94,7	4,71	14	5,67	100,0	5,67	25	6,35	100,0	6,35
4	6,57	100,0	6,57	15	8,63	93,3	8,05	26	4,91	100,0	4,91
5	8,92	78,2	6,97	16	9,76	88,7	8,66	27	7,02	92,7	6,50
6	9,07	78,7	7,14	17	8,83	89,7	7,92	28	4,19	100,0	4,19
7	6,17	86,5	5,34	18	7,15	100,0	7,15	29	9,96	100,0	9,96
8	9,41	100,0	9,41	19	8,18	100,0	8,18	30	13,81	66,0	9,11
9	8,21	97,5	8,00	20	6,37	100,0	6,37	31	5,61	100,0	5,61
10	9,77	100,0	9,77	21	5,61	74,8	4,19	32	8,55	100,0	8,55
11	12,42	100,0	12,42	22	4,83	93,9	4,54	33	9,91	85,0	8,42

Pelo DEA, cada empresa possui sua meta e não há necessidade de atingir o mesmo nível de perdas de outra empresa definida como referência. Além disso, a empresa de menor perda não é necessariamente a mais eficiente. Há empresas com perdas maiores que são eficientes, ou seja, apresentam perdas adequadas face às características de seus sistemas.

No caso da análise técnico-econômica, foi desenvolvido um software, denominado Pertec AE, para permitir a simulação das obras citadas. Destaca-se ainda que tal software poderá ser aplicado em qualquer distribuidora brasileira, bastando realizar as modificações necessárias nas interfaces com os sistemas corporativos.

Dentre as principais características do software Pertec AE destacam-se:

- Diagnóstico atual do sistema de distribuição em relação às perdas técnicas, permitindo avaliar o volume atual, percentual relativo às energias injetadas (global e em cada segmento), bem como a contribuição de cada segmento no valor resultante da perda técnica global;
- Realização de projeções das perdas durante um período de planejamento específico (na versão atual, de 5 anos), mediante inserção de taxas de crescimento;
- Cálculo das perdas técnicas globais e por segmento do sistema elétrico (energia e demanda) no ano horizonte de planejamento, bem como avaliação das perdas (globais e por segmento) nos demais anos de estudo;
- Avaliação e proposição do conjunto de ações de melhoria e obras de expansão descrito nos itens anteriores com a adoção de valores referenciais que definem violação de critério técnico ou condições específicas para cada alternativa seja avaliada. Por exemplo, pode-se efetuar uma obra de recondução em alimentadores que superem um determinado valor percentual de perdas (critério técnico), e em trechos do circuito que excedam um patamar de carregamento pré-estabelecido (condição específica). A proposição das obras e ações é avaliada inicialmente no ano horizonte de planejamento. Posteriormente, o módulo avalia as condições de carregamento e perdas nos anos anteriores de simulação, determinando-se o ano efetivo de entrada correspondente;
- Apresentação de relatórios com conteúdo informativo incluindo resultados técnicos (perda original; perda após a obra; redução das perdas técnicas), custos e parâmetros econômicos (benefícios e indicadores técnico-econômicos) que auxiliam o usuário na definição do melhor conjunto de obras e ações;

- Seleção de um conjunto adequado de obras e ações (por exemplo, que apresentem relação benefício/custo superior à unidade) ou qualquer conjunto alternativo de modo a se obter diversas trajetórias possíveis de evolução das perdas técnicas;
- Seleção do conjunto otimizado de obras (incluindo a relação de obras e ações com os melhores indicadores técnico-econômicos) que permitem determinar a trajetória otimizada de perdas técnicas da distribuidora.

As Figuras 1 a 3 apresentam uma série de janelas da interface gráfica do Pertec AE. A Figura 1 mostra a tela que permite configurar a execução de uma simulação. Nela, o usuário aponta as SEs que deseja simular, bem como os tipos de obra e suas respectivas regras de execução. A Figura 2 exibe a tela de resultados, a qual permite visualizar os resultados de forma global ou detalhada, permitindo ainda a seleção de quais SEs e quais tipos de obras gravados no banco de dados devem aparecer no relatório. A partir dessa tela, o usuário pode selecionar um conjunto de obras que atenda aos critérios desejados de benefício/custo, TIR, TRII ou tempo de retorno e, com isso, gerar o relatório de perdas otimizadas (Figura 3), o qual indica a evolução das perdas caso sejam realizadas as obras selecionadas. Caso o usuário selecione apenas as obras de benefício/custo maior que 1,0, a trajetória obtida será a trajetória absoluta, com as metas ótimas de perdas considerando análises técnico-econômicas.

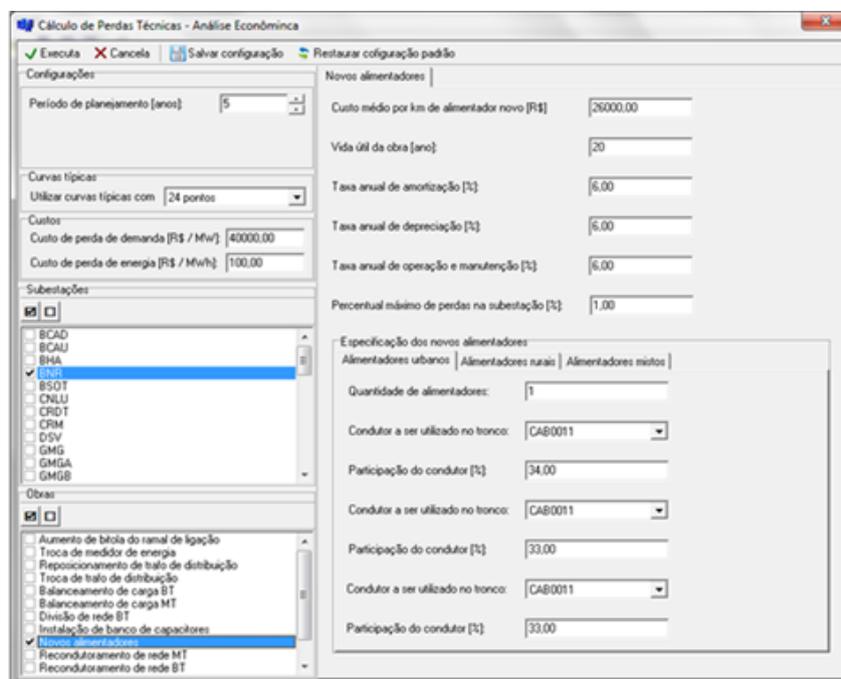


Figura 1. Tela para configuração de regras de execução da obra “novos alimentadores”.

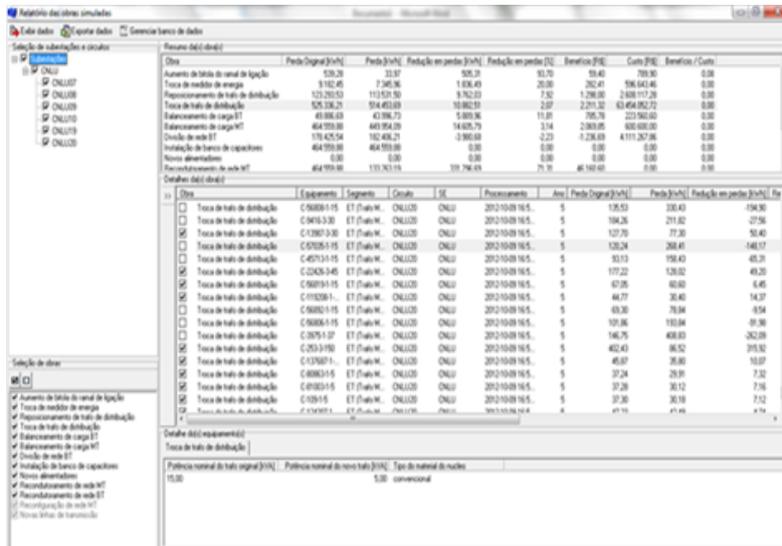


Figura 2. Tela de resultados globais.

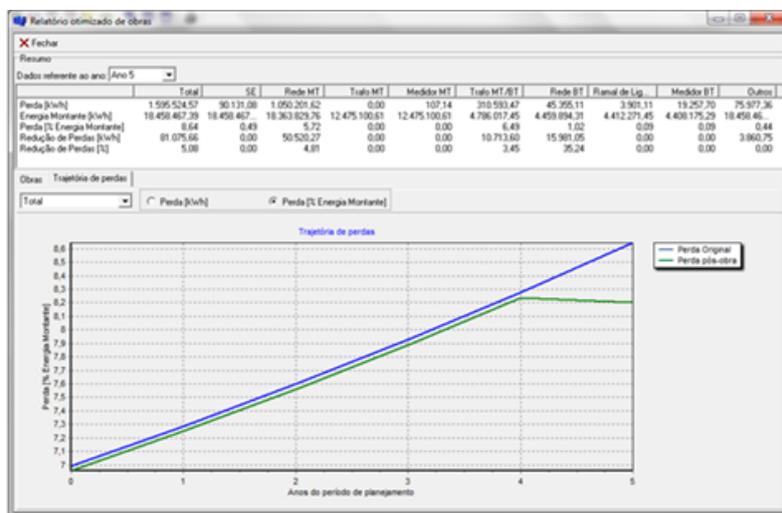


Figura 3. Tela de projeção de perdas no tempo sem e com a realização das obras indicadas.

O Software Pertec AE foi utilizado numa aplicação específica envolvendo a Regional Mantiqueira da CEMIG D e, nesta simulação inicial, duas subestações foram contempladas, a saber: São João Del Rei 1 (SDEU) e São João Del Rei 2 (SDED), possuindo 13 alimentadores e 8.315 transformadores de distribuição, atendendo 68.556 consumidores. Resumidamente, as principais características técnicas e operacionais verificadas no sistema de distribuição desta área são: (i) alimentadores primários com comprimentos elevados; (ii) carregamento máximo relativamente baixo; (iii) baixa densidade de carga; (iv) elevado desequilíbrio da carga; (v) grande número de transformadores de distribuição operando em vazio; e (vi) redes secundárias com baixo carregamento.

Os segmentos mais representativos em termos de contribuição no volume de perdas técnicas foram os transformadores de distribuição (47,15% do total) e os alimentadores primários (26,78%) que respondem por quase 75% do montante global do sistema.

Os resultados das simulações apontaram os seguintes aspectos de destaque:

- Elevado desequilíbrio da carga mostra que uma boa redução das perdas pode ser obtida com ações de balanceamento;
- Condutor econômico deve ser observado com destaque nos novos projetos de redes primárias, dado a boa redução das perdas técnicas propiciada pelas obras de recondução, porém, apresentando uma relação “benefício / custo” pouco atrativa;
- Elevado número de trocas de transformadores de distribuição por outros de menor potência indica a viabilidade de uma observação mais acurada no que tange os projetos de instalação, ou ainda, em relação ao uso dos estoques deste equipamento;
- Medidores digitais propiciam uma boa redução das perdas, porém, ainda se constituem em equipamentos onerosos.

Cabe destacar, entretanto, que nenhuma das ações de melhoria ou obras de reforço apresentou uma taxa de rentabilidade inicial do investimento (TRII, correspondente a relação anual entre benefício / custo) superior a 1,0 (mais precisamente, o maior valor obtido foi de 0,27), resultado decorrente do valor relativamente elevado de custo das obras para uma redução menos expressiva das perdas técnicas (dado que, em decorrência do baixo carregamento do sistema, as reduções de perdas em valor absoluto não se mostraram muito elevadas).

Estes resultados parecem indicar para a viabilidade efetiva de diretrizes que busquem aprimorar os projetos futuros de obras de reforço e ações de melhoria visando auferir uma redução expressiva das perdas e, paralelamente, com taxas de retorno mais vantajosas.

A Figura 4 ilustra a trajetória de perdas (em %) obtida, considerando-se o conjunto de obras proposto e analisado. Na trajetória apresentada a linha azul indica a trajetória de perdas para as subestações SDEU e SDED caso nenhuma obra seja realizada. Já a linha verde indica a trajetória de perdas caso as obras propostas sejam realizadas nos anos indicados.

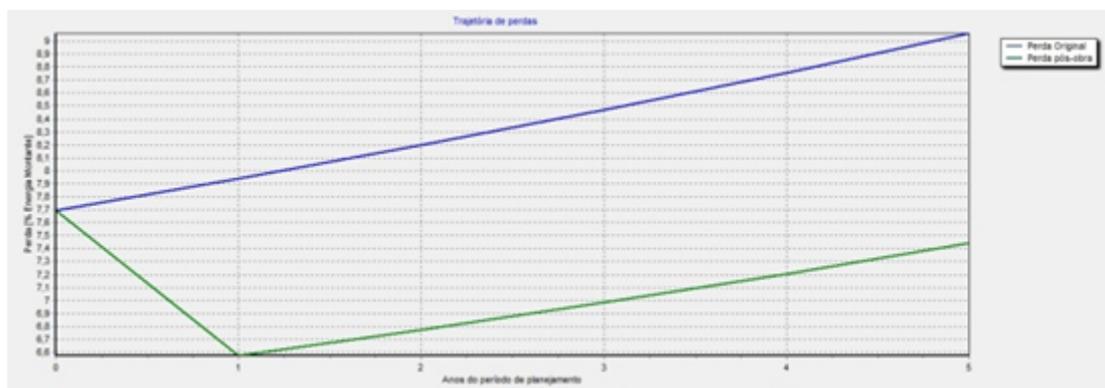


Figura 4. Trajetórias das perdas de energia [%] para as subestações SDEU e SDED

### 3. Conclusões

Neste trabalho foi desenvolvido um conjunto de metodologias com o objetivo de estabelecer metas referenciais e absolutas de perdas técnicas e, conseqüentemente, permitindo o estabelecimento de trajetórias de redução de perdas.

Para o estabelecimento de metas referenciais, utilizou-se o método DEA de forma a obter metas de perdas baseadas nas eficiências das empresas, as quais são caracterizadas por 5 atributos descritores que possuem correlação com as

perdas técnicas. Com o uso do método proposto passa-se a utilizar a eficiência técnica como medida de desempenho e, conseqüentemente, define-se a meta de perda técnica de forma individual. O uso da própria perda como medida de desempenho é inadequado, uma vez que é possível que existam empresas com perdas baixas, porém ineficientes, como também é possível que existam empresas com perdas elevadas, porém eficientes. Tais fatos dependem apenas das características da área de concessão, onde deve-se esperar valores maiores de perdas em ambientes menos favorecidos. O método DEA permite identificar qual seria o valor adequado de perdas para cada distribuidora face às características de sua rede, sempre realizando comparações com as demais empresas do conjunto de dados analisado.

Para o estabelecimento de metas absolutas, foi desenvolvido um método baseado em análise técnico-econômica de obras e ações de melhoria visando a redução de perdas. Foi desenvolvido um software para tornar possível a aplicação da metodologia, o qual permite realizar vários tipos de obras de forma automática de acordo com regras estabelecidas pelo usuário. O software ainda permite selecionar as obras mais vantajosas de forma a obter o valor ideal de perdas ou meta absoluta a ser perseguido pela empresa. Diferente do caso da meta referencial, neste caso a meta é obtida utilizando-se apenas os dados da distribuidora em análise, não sendo realizada a comparação com as demais empresas.

Com isso, acredita-se que a CEMIG D passa a possuir um ferramental que permite obter os valores adequados de perdas, valores esses que levam à melhor solução em termos de custo, apresentando compromisso entre o custo de operação e os investimentos necessários para reduzir as perdas e, dessa forma, beneficiando diretamente o consumidor, uma vez que tais custos têm impacto direto na tarifa cobrada.

#### **4. Referências bibliográficas**

- [1] Angulo Meza, L.; Biondi Neto, L.; Soares de Mello, J.C.C.B.; GOMES, E. G. "ISYDS – Integrated System for Decision Support (SIAD – Sistema Integrado de Apoio a Decisão): a software package for data envelopment analysis model". *Pesquisa Operacional*, v.25, n.3, p 493-503. 2005.
- [2] Coelli, T. J.; Rao, D. S. P.; O'Donnel, C. J.; Battese, G. E. "An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis". 2nd Ed. New York: Springer Verlag, 2006.
- [3] Green, P. E. "Mathematical Tools for Applied Multivariate Analysis". Academic Press, 1976.
- [4] Pessanha, J. F. M. "Um modelo de análise envoltória de dados para estabelecimento de metas de continuidade do fornecimento de energia elétrica". 2006. Tese (Doutorado). Departamento de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2006.
- [5] Gujarati, D. "Econometria Básica". Rio de Janeiro: Elsevier, 2006.
- [6] Willis, H. L. "Power Distribution Planning Reference Book", 2nd Edition, Marcel Dekker, 2004.
- [7] Meffe, A.; Antunes, A. U.; Romero, F.; Alves, A. A.; Uyekita, A. H.; Habib, S. C. P.; Rocha, A. F.; Nunes, D. A. "Proposição de metodologia para definição de metas e trajetórias de redução de perdas técnicas de energia". VII CIERTEC, Porto Alegre, 2011.
- [8] Robeco SAM AG. "Dow Jones Sustainability World Index Guide", Version 11.4, 2010.