

## **2 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA (GLD)**

### **2.1 A EVOLUÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA NO BRASIL E NO MUNDO**

A crise do petróleo ocorrida na década de setenta, motivou a aplicação de medidas de eficiência energética em nível mundial. Desde então, surgiram uma série de medidas de conscientização sobre o uso racional de energia e consideráveis investimentos em P&D.

Na década de oitenta, surgiram em inúmeros países, medidas de otimização da gestão energética com destaque para os programas de Gerenciamento do Lado da Demanda (GLD). Nesta década, também, emergiu o Planejamento Integrado de Recursos (PIR), que considerava novos programas de eficiência energética competindo com as alternativas disponíveis de expansão da oferta, o que ocorreu, sobretudo, nos Estados Unidos, Canadá e a Dinamarca [2]. Ainda na década de oitenta, surgiram, nos Estados Unidos, vários métodos incentivados de regulação tarifária que visavam compartilhar as melhorias no desempenho das concessionárias (monopolistas na época) com seus consumidores. Surgiram assim, os programas de etiquetagem que estabeleciam níveis obrigatórios mínimos de eficiência para equipamentos.

A década de noventa foi marcada pelo movimento global de desverticalização do setor energético, que modificou as estruturas institucionais das empresas do setor elétrico e de gás canalizado, criando ambientes competitivos nos segmentos de produção, distribuição e comercialização. Tais mudanças influenciaram o surgimento de alguns programas em eficiência energética que promoveram uma transformação de mercado com intensa participação e incentivo às empresas prestadoras de serviços de energia ESCOs (Energy Service Company) e a celebração de contratos de desempenho entre estas e seus clientes.

A partir do ano 2000 expandiu-se o uso de leilões de eficiência energética, movimento iniciado na década de noventa, nos mercados atacadistas de energia elétrica e de gás natural. Nos Estados Unidos, leilões começaram a ser utilizados para implantar novos programas de eficiência energética como opção de atendimento à expansão de mercado, conforme relatado por Garcia (2009) [2]. Leilões pela demanda ou DSB (*Demand Side Bidding*), como são conhecidos nos EUA, envolvem, em geral, ofertas de projetos de eficiência energética recomendados e implementados por clientes dos setores comercial e industrial de empresas concessionárias, em alguns casos através das ESCOs. A partir de 2005, vários países europeus, dentre eles, França, Dinamarca, Reino Unido, Itália e Holanda, adotaram os certificados de energia economizada (Certificados Brancos) que podem ser vendidos ou comprados no mercado mediante o excesso ou a falta no cumprimento das metas de economia incorporadas ao planejamento energético [2].

No Brasil, a partir da década de oitenta, os mecanismos de promoção à eficiência energética e conservação de energia foram instituídos pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL que promove ações de conservação energética em diversas áreas, além de ações de marketing, notadamente a Etiquetagem, o Selo e o Prêmio PROCEL. O Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE firmado em 1984 entre o então Ministério da Indústria e do Comércio e a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE, visa prover os consumidores de informações que lhes permitam avaliar e selecionar os produtos de maior eficiência em relação ao consumo, possibilitando economia nos custos de energia. O Programa incentiva a melhoria contínua do desempenho dos eletrodomésticos, estimulando a competitividade do mercado. Em 2000 foi instituído o Programa de Eficiência Energética (PEE) que determina a aplicação do montante de 0,5% da Receita Operacional Líquida – ROL – das concessionárias distribuidoras de energia elétrica em projetos de eficiência energética voltados ao uso final no País. A supervisão do PEE compete à ANEEL.

## **2.2 CARACTERÍSTICAS DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (GLD) NO BRASIL**

Conforme comentado anteriormente, as ações de eficiência energética no Brasil estão fortemente ligadas aos programas desenvolvidos pelo governo brasileiro através da Eletrobras e mais recentemente pelo Programa de Eficiência Energética (PEE) supervisionado pela ANEEL. O Manual de Elaboração do Programa de Eficiência Energética da ANEEL [3] é utilizado como referência para a operacionalização e execução dos Projetos de Eficiência Energética no Brasil, pelas distribuidoras e pelas ESCOs. A aplicação do Manual pelas concessionárias participantes do Programa, que executam projetos em seus clientes, considera o custo evitado à montante de seus sistemas de distribuição com um enfoque de precificação pelo lado da oferta. Neste caso, considera-se o custo evitado das distribuidoras como sendo as economias decorrentes do adiamento de investimentos na expansão do sistema elétrico (custo da demanda evitada) e/ou da redução de despesas operacionais (custo da energia economizada).

Para o Projeto de Eficiência Energética Gerenciado pelo Lado da Demanda (GLD), aplica-se a mesma metodologia do Manual da ANEEL, onde os custos evitados dos clientes são calculados pela precificação da energia economizada e da demanda retirada na ponta pelas tarifas vigentes ao consumidor. Esta metodologia está detalhada na seção 2.3.

Este trabalho busca expandir a metodologia atualmente difundida e aplicada pelo mercado brasileiro, considerando a real complexidade das incertezas técnicas e econômicas inseridas nos Projetos de Eficiência Energética Gerenciados pelo Lado da Demanda (GLD), otimizando oportunidades, valorando a flexibilidade de espera, e avaliando o seu risco.

Muitas vezes, as empresas declinam do projeto pela grandeza dos recursos necessários frente ao risco de desempenho do projeto. Propõe-se reavaliar dinamicamente o projeto tornando o investimento em menor valor (projeto-piloto), todavia otimizando o retorno de economia de energia para este novo patamar. Desta forma, tornando o projeto mais atrativo, com menor risco de execução e criando a

oportunidade de espera para desvendar o desempenho do projeto-piloto para um investimento maior no futuro.

Outras características e complexidades inerentes aos Projetos de Eficiência Energética Gerenciados pelo Lado da Demanda (GLD) e capturadas pela metodologia proposta são descritas a seguir.

### **1. Incertezas técnicas relativas à vida útil dos equipamentos propostos.**

Estas incertezas afetam diretamente o retorno do benefício de economia de cada equipamento (ou conjunto de equipamentos similares), uma vez que se espera que os novos equipamentos retornem uma quantidade de energia economizada até o fim de suas vidas úteis. São comumente conhecidos apenas os valores máximos, mínimos e os mais prováveis, conforme indicação dos fabricantes sobre a operação do equipamento.

### **2. Incertezas técnicas relativas à manutenção dos equipamentos novos.**

Estas incertezas penalizam os benefícios de economia de energia em cada mês de operação dos novos equipamentos. Os custos de manutenção dos equipamentos novos até o final da vida útil do equipamento ou até o fim do contrato de desempenho do projeto geram uma redução no benefício mensal para as empresas que não detêm contratos de manutenção permanente (com contabilização específica destes custos, independentemente da contratação do Projeto de Eficiência Energética). Com base nos dados históricos, são comumente conhecidos apenas os valores máximos, mínimos e os mais prováveis.

### **3. Incertezas de mercado relativas ao preço da energia elétrica no mercado de curto prazo.**

Há uma incerteza sobre os preços de mercado de energia elétrica de curto prazo no Brasil que apresentam um perfil estocástico. Tal incerteza econômica influencia diretamente no valor do fluxo de caixa dos benefícios de economia de

energia em cada mês futuro (até o final da vida útil de cada equipamento ou conjunto).

No Brasil as empresas que aderiram ao Ambiente de Contratação Livre de Energia Elétrica (ACL) e que desejam contratar Projetos de Eficiência Energética têm como importante premissa a avaliação do risco considerando o valor da energia elétrica no mercado de curto prazo durante o tempo de vigência do projeto. Tal preocupação se fundamenta no fato de que os benefícios que retornarão em forma de energia economizada e de demanda retirada na ponta, se darão ao longo do fluxo de caixa do projeto. Logo, estes benefícios deverão ser precificados pelo valor da energia no mercado de curto prazo a cada mês futuro, enquanto durarem os benefícios (limitados pela vida útil dos equipamentos ou pelo prazo do projeto negociado pelo investidor no contrato com a ESCO). Esta valoração pelo preço da energia no mercado de curto prazo dará ao investidor a expectativa do ganho pela venda da energia economizada.

Uma das maiores preocupações dos agentes do setor elétrico, em especial dos que operam no Ambiente de Contratação Livre (ACL), refere-se à volatilidade e a imprevisibilidade do preço no mercado de curto prazo da energia elétrica (Preço da Liquidação das Diferenças – PLD). Segundo Mayo (2009) [31] diferentemente dos mercados de países europeus e norte-americano<sup>1</sup> onde a energia elétrica é uma commodity negociada, com transparência, em bolsas, tendo seu preço ditado pelo mercado, no Brasil o preço da energia é formado a partir dos dados usados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS<sup>2</sup> para otimizar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e do cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO)<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Nos Estados Unidos a bolsa pioneira na comercialização da energia elétrica foi a New York Mercantile Exchange (NYMEX). Entre outras bolsas de negociação de energia elétrica pelo mundo destacam-se a Mumbai Multi Commodity Exchange (MCX), a Intercontinental Exchange, a European Energy Exchange e a Australian Securities Exchange.

<sup>2</sup> Operador independente responsável pela transmissão de energia elétrica e pelo despacho da geração do Sistema Interligado Nacional (SIN), garantindo a otimização energética.

<sup>3</sup> O custo marginal de operação é o acréscimo ao custo mínimo de operação do sistema para se atender a um acréscimo unitário no consumo, sendo o custo marginal de operação medido em R\$/MWh

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) contabiliza as diferenças entre o que foi gerado ou consumido e o que consta nos contratos registrados naquele órgão pelos agentes<sup>4</sup>. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no mercado de curto-prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado, semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado e limitado por um preço mínimo e por um preço máximo estabelecidos anualmente pela ANEEL.

Conforme apresenta Mayo (2009) [31], a função de custo futuro de energia elétrica é calculada pelo programa NEWAVE [32], que utiliza a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica [33]. Esta técnica obtém a estratégia ótima de operação dos Sistemas Hidrotérmicos Interligados, visando o menor custo de operação no horizonte de cinco anos, utilizando diversos cenários possíveis de níveis de reservatórios e tendências hidrológicas. O PLD é resultado de um modelo computacional que calcula o custo marginal operação da energia a partir da decisão ótima de despacho de menor custo de geração, apresentando alta correlação com a hidrologia afluenta, o que reflete esta característica estocástica dos preços no mercado de curto-prazo brasileiro. Períodos de grande afluência de chuvas (períodos úmidos) levam o preço spot a valores baixos devido a não necessidade de despacho de usinas térmicas que operarão em modo de complementação. O contrário ocorre nos períodos de baixa afluência de chuvas (períodos secos).

Os principais parâmetros que influenciam o CMO e por consequência o PLD são:

- Hidrológicos: Níveis iniciais de armazenamento dos reservatórios das usinas e a afluência dos meses anteriores;
- Previsão de carga;
- Curva de Aversão ao Risco<sup>5</sup>;
- Expansão da oferta de geração e transmissão;

---

<sup>4</sup> São agentes do setor elétrico: Concessionárias de Distribuição; Cooperativas de Eletrificação Rural; Geradores de Serviço Público; Produtores Independentes – PIEs; Comercializadores; Empresas de Transmissão e Grandes Consumidores participantes do ACL.

<sup>5</sup> Mecanismo utilizado pelo ONS que sinaliza os eventuais riscos de desabastecimento de energia provocados pela redução no armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas

- Limites de transmissão inter-regionais (entre os submercado);
- Disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão;
- Cronograma de entrada de novos empreendimentos de geração;
- Custo de geração térmica (varia em função do custo do combustível);
- Custo de déficit<sup>6</sup>;
- Taxa de desconto.

Em razão do modo de operação centralizado inerente ao sistema brasileiro, onde o despacho é baseado em custo, a energia elétrica não pode ser considerada uma verdadeira commodity como em outros mercados citados anteriormente. Nestes mercados o preço de curto prazo da energia elétrica é resultante do equilíbrio direto entre a oferta e a demanda.

Neste trabalho foi utilizado o modelo de previsão de preços tomando por base o processo estocástico de reversão a média e as particularidades do sistema de geração de energia no Brasil apresentado por Alves (2011) [14]. Os estudos foram elaborados considerando a característica sazonal do sistema elétrico brasileiro evidenciado pelas médias dos preços de longo prazo nos períodos úmidos (afluência de chuvas) que são inferiores às médias dos preços de longo prazo dos períodos secos, conforme evidenciados no histórico do PLD. O modelo, também considera a evolução do preço de forma diferenciada quando o valor corrente está abaixo da média de longo prazo ou quando o preço está acima deste valor, aplicando velocidades específicas de reversão à média. Assim, para possibilitar a comparação com a realidade do NEWAVE [32], ainda segundo Alves (2011) [14], foram gerados 2.000 cenários para os anos de 2009 e 2010.

## 2.3 DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO

### 2.3.1 Introdução e Conceitos Básicos

---

<sup>6</sup> Parâmetro que avalia o impacto econômico para a sociedade resultante da redução forçada na oferta de energia

A metodologia do diagnóstico energético para levantamento do potencial de eficiência energética apresentado neste capítulo segue o padrão do Manual do Programa de Eficiência Energética da ANEEL [3]. Conforme já comentado, esta metodologia é amplamente utilizada pelas concessionárias e empresas de prestação de serviços (ESCOs) no Brasil. Cabe ressaltar que esta metodologia, denominada de **metodologia tradicional aplicada em problemas de eficiência energética no setor elétrico brasileiro** segundo o Manual da ANEEL, não considera a flexibilidade gerencial e não avalia os valores em risco para os projetos.

O Fluxo de Caixa Descontado (FCD) nesta metodologia tradicional considera o valor das tarifas de consumo (em R\$/MWh) e demanda (em R\$/kW) de energia elétrica constantes até o fim da vida útil dos equipamentos eficientes propostos ou o fim da vigência do contrato de desempenho (conforme premissa do investidor contratante). A decisão de investir é baseada no Valor Presente Líquido - VPL (Benefício - Investimento) e na Relação Custo Benefício – RCB (Investimento / Benefício). P. ex.: para projetos implementados com a verba do Programa de Eficiência Energética da ANEEL somente são aceitos projetos com  $VPL > 0$  e  $RCB \leq 0,8$ .

Segundo os critérios da ANEEL, no Brasil os consumidores de energia elétrica participantes do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL) estão divididos em dois grandes grupos para efeito de aplicação de tarifas (Grupos A e B), conforme detalhados a seguir.

### **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)**

#### **a) Grupo A**

As tarifas do “Grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 kV a 230 kV, e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento, como segue:

- A1 para o nível de tensão de 230 kV ou superior;
- A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- A3 para o nível de tensão de 69 kV;

- A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS para sistema subterrâneo.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), também conhecido como “mercado cativo”, as tarifas do “Grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde.

#### **a.1) Estrutura tarifária convencional**

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia da semana e dos períodos do ano<sup>7</sup>.

O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW.

#### **a.2) Estrutura tarifária horo-sazonal**

A estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos. O período de “ponta” onde ocorre o maior consumo de energia elétrica, considerado entre 18 e 21 horas do dia. E o período “fora de ponta” que abrange as demais horas dos dias úteis e as 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”.

A tarifa horo-sazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento superior a

---

<sup>7</sup> No ano, são estabelecidos dois períodos: “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor, e “período úmido” quando a incidência de chuvas é maior. As tarifas no período seco são mais elevadas em razão do nível mais baixo dos reservatórios das usinas hidrelétricas, o que cria a necessidade de complementação com a geração térmica, que é mais cara pelo custo dos combustíveis. O período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril.

69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde.

### **a.3) Tarifa horo-sazonal azul**

A tarifa horo-sazonal azul é a modalidade de fornecimento que considera os períodos de “ponta” e “fora de ponta” para a tarifação da demanda de potência (medida em kW) e do consumo de energia elétrica (medido em kWh), bem como os períodos do ano (úmido ou seco). Ela é aplicável obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

### **a.4) Tarifa horo-sazonal verde**

A tarifa horo-sazonal verde é a modalidade de fornecimento que considera os períodos de “ponta” e “fora de ponta” para a tarifação do consumo de energia elétrica (medido em kWh) e uma única tarifa de demanda de potência (medida em kW), bem como os períodos do ano (úmido ou seco).

## **b) Grupo B**

As tarifas do “Grupo B” se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV e são estabelecidas para as seguintes classes de consumo:

- B1: Classe residencial;
- B2: Classe rural;
- B3: Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- B4: Classe iluminação pública.

As tarifas do “Grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia (em R\$/kWh), considerando que o custo da demanda de potência já está incorporado ao custo do fornecimento de energia.

## Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) os consumidores, sejam do Grupo A ou do Grupo B, contratam livremente a energia (tarifada em R\$/MWh) através de contratos bilaterais com comercializadoras e geradoras. A componente equivalente à demanda de potência no ACR é a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD (tarifada em R\$/kW). A TUSD é determinada pela ANEEL para cada concessionária e considera os postos tarifários de “ponta” e “fora de ponta”.

### 2.3.2 Objetivos do Diagnóstico Energético

Nos projetos de Eficiência Energética, tem-se como principais indicadores quantitativos a energia economizada (EE), a medida em kWh, e a redução de demanda de potência (RD), medida em kW. Para identificar os potenciais de economia de energia e demanda é necessário efetuar o diagnóstico energético das instalações e dos equipamentos elétricos. O diagnóstico energético compreende um levantamento completo do sistema elétrico (instalações elétricas e equipamentos) de uma empresa ou grupo de unidades consumidoras. Este permitirá a construção de uma **linha base** (conhecido no mercado pelo termo em inglês *base line*) de consumo na utilização da energia elétrica da instalação analisada, estabelecendo-se assim, o potencial na redução no consumo de energia e no nível da demanda. Tem como objetivos:

- Conhecer a instalação do ponto de vista energético;
- Segmentar os consumos específicos por uso final para análise por setor;
- Conhecer o perfil dos consumidores analisando seus históricos de demanda, consumo e programa de operação;
- Identificar os fatores sazonais, climáticos e operativos que afetam os índices energéticos;
- Identificar oportunidades de redução do consumo e demanda, na melhor adequação na operação dos equipamentos, bem como na substituição dos equipamentos atuais por equipamentos mais eficientes;

- Determinar o plano de ação priorizado por investimentos e prazos de execução.

Assim, no diagnóstico energético deverão ser verificadas as instalações, os equipamentos e suas condições de operação (tempo, período, nível de carregamento, área, temperatura, atividades executadas etc.). Cada equipamento deverá ser avaliado e comparado com outro mais eficiente, se existir. Também, deverá ser verificado se a potência do equipamento está adequada à sua utilização e calculado o dimensionamento adequado do sistema. Este ponto requer especial atenção, pois o redimensionamento de equipamentos elétricos poderá implicar em aumentos de consumo e demanda, mesmo quando se substituem os equipamentos antigos por novos equipamentos eficientes, em virtude de novos níveis de potência e/ou novos perfis operativos.

Outra etapa relevante do diagnóstico energético é a definição do Plano de Medição e Verificação (M&V) (detalhado na seção 2.4). Este plano cumpre um papel relevante no processo de conferir credibilidade à energia economizada. Para que se determine o potencial de economia de energia e de redução de demanda de potência, são efetuadas medições nos equipamentos existentes e nos novos equipamentos, após a entrada em operação. Assim, a opção escolhida de M&V deverá comprovar a relação custo vs. benefício (RCB) apurada no diagnóstico energético sem, contudo, acrescentar custos excessivos.

O diagnóstico contempla, também, a especificação técnica dos equipamentos eficientes, o detalhamento dos custos totais, o cronograma de implantação e os cálculos dos indicadores de avaliação por medida proposta e total (detalhados na seção 2.5), compondo dessa forma, um documento que subsidiará a decisão das ações que serão executadas.

Este diagnóstico energético atende o Manual para Elaboração de Projetos de Eficiência Energética da ANEEL [3].

### **2.3.3 Levantamento do Potencial de Economia de Energia**

A seguir estão detalhadas as tabelas para o levantamento de dados técnicos e de utilização dos equipamentos elétricos, por usos finais, necessários para a determinação dos potenciais de economia de energia. São apresentadas também as equações para a apuração do potencial de economia de energia e de demanda de ponta.

Para as instalações enquadradas na modalidade tarifária horo-sazonal, poderão ser apresentadas a energia economizada e a redução de demanda para os segmentos de ponta e fora de ponta. O manual da ANEEL [3] fixa as metas de redução de demanda apenas no horário de ponta para efeito de cálculo de redução de demanda.

### **2.3.4 Projeto de Iluminação**

Em um diagnóstico de sistema de iluminação avalia-se a substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes, de lâmpadas fluorescentes por modelos mais eficientes, de reatores eletromagnéticos por eletrônicos e de luminárias antigas por modelos com refletor em alumínio. Também, se verifica a divisão do acionamento da iluminação em ambientes distintos, a instalação de sensores de presença e o dimensionamento adequado do nível de iluminação de acordo com a atividade executada no ambiente de trabalho, segundo a NBR 5413 – Iluminância de Interiores [34].

#### **2.3.4.1 Levantamento dos Dados e Proposição de Novos**

##### **Equipamentos**

Os dados dos equipamentos deverão ser coletados diretamente nos ambientes da instalação avaliada e lançados em uma planilha, conforme apresentada na Tabela 1. Os tempos de uso para os horários de “fora de ponta” e de

“ponta” são levantados por entrevistas com os usuários responsáveis pela administração dos ambientes em questão.

Onde:

- O fluxo luminoso (lm) e eficiência (lm/W) são dados obtidos do catálogo do fabricante;
- A potência da lâmpada, potência do reator e tempo de uso, são medidos e deverão constar do Plano de Medição e Verificação (M&V);
- O fator de coincidência na ponta (FCP) utilizado para o cálculo do potencial de redução de demanda (RD), varia entre 0 e 1. Este indica que percentuais das lâmpadas são acionadas no horário de ponta (das 18h às 21h), conforme entrevista a ser realizada com usuário que conheça a utilização da iluminação no ambiente em questão. O valor é “1” se as lâmpadas ficam ligadas durante o horário de ponta e “0”, caso fiquem desligadas;
- A Iluminância (nível de iluminação) do local deverá ser medida com a utilização de aparelho chamado luxímetro. É utilizada para o correto dimensionamento do sistema de iluminação proposto. Após a substituição dos equipamentos, deverá ser medida novamente, para confirmar o atendimento à norma NBR 5413 [34].

Empresa	SISTEMA DE ILUMINAÇÃO ATUAL										SISTEMA DE ILUMINAÇÃO PROPOSTO						Tempo Uso Ponta (h/ano)	Tempo Uso Fora Ponta (h/ano)	FCP
	Lâmpada	Potência lâmpada (w)	Qtd.	Potência Reator (W)	Qtd.	Fluxo (lm)	Eficiência (lm/W)	Iluminância (Lux)	Lâmpada proposta	Potência lâmpada (W)	Qtd.	Potência Reator (W)	Qtd.	Fluxo (lm)	Eficiência (lm/W)				
a	Fluoresc.	40	100	13	100	2700	56,25	300	Fluoresc.	30	100	2	100	2.700	84,38	3432	7488	1	
b	Incand.	100	10	-	-	1350	13,5	150	Fluoresc. Compacta	23	10	-	10	1.500	65,2	780	2190	1	

Tabela 1 – Cálculo da Economia de Energia para Sistemas de Iluminação

### 2.3.4.2 Cálculo do Potencial de Economia de Energia

Os resultados esperados de redução de demanda e energia economizada para o uso final de sistemas de iluminação são calculados pelas diferenças entre os somatórios dos consumos dos conjuntos (conjunto = reator + lâmpada) de iluminação atuais e os somatórios dos consumos dos conjuntos de iluminação propostos, multiplicados pelos respectivos tempos de uso nos horários de “fora de ponta” e “ponta” (medidos em kWh/ano). Os cálculos da energia economizada (EE) e da redução de demanda (RD) são apresentados nas equações (2-1 a 2-4) abaixo.

$$RDfp = [(NL_1 \cdot PL_1 + NR_1 \cdot PR_1) - (NL_2 \cdot PL_2 + NR_2 \cdot PR_2)] \cdot FD \cdot 10^{-3} \text{ (kW)} \quad (2-1)$$

$$EEfp = [(NL_1 \cdot PL_1 + NR_1 \cdot PR_1) - (NL_2 \cdot PL_2 + NR_2 \cdot PR_2)] \cdot tufp \cdot 10^{-3} \text{ (kWh/ano)} \quad (2-2)$$

$$RDp = [(NL_1 \cdot PL_1 + NR_1 \cdot PR_1) - (NL_2 \cdot PL_2 + NR_2 \cdot PR_2)] \cdot FCP \cdot FD \cdot 10^{-3} \text{ (kW)} \quad (2-3)$$

$$EEp = [(NL_1 \cdot PL_1 + NR_1 \cdot PR_1) - (NL_2 \cdot PL_2 + NR_2 \cdot PR_2)] \cdot tup \cdot 10^{-3} \text{ (kWh/ano)} \quad (2-4)$$

Onde:

- EEp – energia economizada ponta (kWh/ano);
- EEfp – energia economizada fora de ponta (kWh/ano);
- RDp – redução demanda ponta (kW);
- RDfp – redução demanda fora de ponta (kW);
- NL1 – quantidade de lâmpadas do sistema existente;
- NL2 – quantidade de lâmpadas do sistema proposto;
- PL1 – potência da lâmpada do sistema existente (W);
- PL2 – potência da lâmpada do sistema proposto (W);
- NR1 – quantidade de reatores do sistema existente;
- NR2 – quantidade de reatores do sistema proposto;
- PR1 – potência do reator do sistema existente (W);
- PR2 – potência do reator do sistema proposto (W);
- tup – tempo de uso ponta (h/ano);
- tufp – tempo de uso fora de ponta (h/ano);
- FCP – Fator de Coincidência na (varia de 0 a 1);

- $FD^8$  – fator de demanda. Razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade consumidora.

As equações (2-2) e (2-4) apresentam os cálculos considerando o levantamento do potencial de eficiência energética da unidade consumidora com enquadramento para o consumo em postos tarifários de “fora de ponta” e “ponta”, respectivamente. Este enquadramento aplica-se ao cliente do ACR, do Grupo A, com tarifação horo-sazonal azul ou verde.

Caso a unidade consumidora não possua posto tarifário horo-sazonal, utiliza-se, por convenção, a equação (2-2) considerando a totalidade dos consumos esperados dos sistemas de iluminação atuais e propostos, por ano. Este enquadramento aplica-se ao cliente do ACR do Grupo B; ao cliente do ACR do Grupo A, com tarifação convencional e ao cliente do ACL.

Os resultados esperados de redução de demanda para o uso final de sistemas de iluminação são calculados pelas diferenças entre os somatórios das potências dos conjuntos (conjunto = reator + lâmpada) de iluminação atuais e os somatórios das potências dos conjuntos de iluminação propostos (medidos em kW). Esta diferença é multiplicada pelo fator de demanda da instalação (FD) para os postos tarifários de “ponta” e “fora de ponta” e pelo fator de coincidência na ponta (FCP) para o posto tarifário “ponta”. As equações (2-1) e (2-3) apresentam estes cálculos, considerando o levantamento do potencial de eficiência energética da unidade consumidora com enquadramento para a demanda em postos tarifários de “fora de ponta” e “ponta”, respectivamente. Este enquadramento aplica-se ao cliente do ACR, do Grupo A, com tarifação horo-sazonal azul e ao cliente do ACL.

Caso a unidade consumidora não possua posto tarifário horo-sazonal, utiliza-se, por convenção, a equação (2-1), considerando a totalidade das potências esperadas dos sistemas de iluminação atuais e propostos. Este enquadramento

---

<sup>8</sup> Poderá ser calculado o FD da instalação para os segmentos de ponta e fora de ponta, ou utilizado o valor padrão por atividade conforme a tabela da concessionária que atende ao cliente.

aplica-se ao cliente ACR do Grupo A, com tarifação verde e ao cliente ACR do Grupo A, com tarifação convencional.

Outras observações relevantes sobre a aplicação das equações (2-2) e (2-3):

- Para as instalações enquadradas no Grupo B, não há cálculo da redução de demanda, em razão da forma de tarifação (detalhes na seção 2.5.1). Neste caso, deverá se calcular a energia economizada (EE) utilizando a fórmula (2-2), considerando o tempo total de uso (horas por ano – h/ano) igual à soma do horário de ponta com o horário fora de ponta;
- Para Projetos de Eficiência Energética onde se estabelece o levantamento da redução da demanda somente no horário de ponta, por ser este o horário crítico (p.ex.: metodologia do Programa de Eficiência Energética da ANEEL), deverá se calcular a redução da demanda na ponta (RDP) considerando a equação (2-3).

### 2.3.5 Projeto de Climatização

Em um diagnóstico de climatização avalia-se a substituição do antigo sistema de ar condicionado de ambientes por aparelhos tipo janela e *split* eficientes. Além disso, se verifica o dimensionamento adequado do sistema em função da carga térmica requerida, visando proporcionar a redução dos gastos com energia elétrica e o aumento do conforto térmico do ambiente, segundo a NBR 16401-2 – Instalações de Ar Condicionado – Parâmetros de Conforto Térmico [35].

### 2.3.5.1 Levantamento dos Dados e Proposição de Novos

#### Equipamentos

Os dados de potência (em BTU) e a eficiência (EF) deverão ser coletados dos equipamentos e de seus fabricantes. Assim, calcula-se a potência em Watts a partir da equação (2-5).

$$P = C \cdot 1,055 \cdot \frac{1}{EF} \quad (2-5)$$

Onde:

- $P$  - potência em Watt (W);
- $C$  - capacidade nominal do equipamento (BTU/h);
- $EF^9$  - eficiência do equipamento (kJ/Wh).

No Plano de Medição e Verificação deverá constar a medição da potência (W) e do tempo de uso (h/ano) dos equipamentos atuais, para as condições de temperatura e ambiente necessárias.

Para o cálculo da potência (W) do equipamento proposto, dever-se-á considerar a eficiência (EF) do equipamento (valor definido pelo fabricante) aplicada na equação (2-5). No dimensionamento do sistema proposto, deverá ser efetuado o cálculo térmico do ambiente e definida a potência em BTU realmente necessária para proporcionar conforto térmico do ambiente, o que pode alterar a potência e o número de equipamentos. Os dados dos equipamentos coletados deverão ser lançados em uma planilha, conforme apresentada na Tabela 2. Os tempos de uso para os horários de “fora de ponta” e de “ponta” são levantados por entrevistas com os usuários responsáveis pela administração dos ambientes em questão.

---

<sup>9</sup> Conversão de unidades: 1 kJ = 0,27778 Wh

Setor Sala	Sistema Atual				Sistema Proposto				Tempo Uso Ponta (h/ano)	Tempo Uso Ponta (h/ano)	FCP	
	Equip. Modelo	Qtd.	Cap. (BTUh)	Pot. (W)	Equip. Modelo	Qtd.	Cap. (BTUh)	EF (kJ/Wh)				Pot. (W)
RH	Janela	300	10000	1450	Split	300	12000	11,12	970	660	2640	1

Tabela 2 – Cálculo da Economia de Energia para Sistemas de Ar Condicionado

### 2.3.5.2 Cálculo do Potencial de Economia de Energia

Os resultados esperados de redução de demanda e energia economizada para o uso final de sistemas de climatização são calculados pelas diferenças entre os somatórios dos consumos dos equipamentos de climatização atuais e os somatórios dos consumos dos equipamentos de climatização propostos multiplicados pelos respectivos tempos de uso nos horários de “fora de ponta” e “ponta” (medidos em kWh/ano). Os cálculos da energia economizada (EE) e da redução de demanda (RD) são apresentados nas equações (2-6 a 2-9) abaixo.

$$RD_{fp} = \left[ \sum (P_{Atual} \cdot FD) \right] - \left[ \sum (P_{Proposto} \cdot F \cdot FD) \right] \cdot 10^{-3} \quad (kW) \quad (2-6)$$

$$EE_{fp} = \left[ \sum (P_{Atual} \cdot t_{ufp}) \right] - \left[ \sum (P_{Proposto} \cdot t_{ufp}) \right] \cdot 10^{-3} \quad (kWh/ano) \quad (2-7)$$

$$RD_p = \left[ \sum (P_{Atual} \cdot FCP \cdot FD) \right] - \left[ \sum (P_{Proposto} \cdot FCP \cdot FD) \right] \cdot 10^{-3} \quad (kW) \quad (2-8)$$

$$EE_p = \left[ \sum (P_{Atual} \cdot t_{up}) \right] - \left[ \sum (P_{Proposto} \cdot t_{up}) \right] \cdot 10^{-3} \quad (kWh/ano) \quad (2-9)$$

Onde:

- EEp – energia economizada ponta (kWh/ano);
- EEfp – energia economizada fora de ponta (kWh/ano);
- RDp – redução demanda ponta (kW);
- RDfp – redução demanda fora de ponta (kW);
- P<sub>Atual</sub> – potência do ar condicionado do sistema existente (W);
- P<sub>Proposto</sub> – potência do ar condicionado do sistema proposto (W);
- t<sub>up</sub> – tempo de uso ponta (h/ano);
- t<sub>ufp</sub> – tempo de uso fora de ponta (h/ano);
- FD<sup>10</sup> – fator de demanda. Razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade

<sup>10</sup> Poderá ser calculado o FD da instalação para os segmentos de ponta e fora de ponta, ou utilizado o valor padrão por atividade conforme a tabela da concessionária que atende ao cliente.

consumidora.

As equações (2-7) e (2-9) apresentam estes cálculos, considerando no levantamento do potencial de eficiência energética da unidade consumidora com enquadramento para o consumo em postos tarifários de “fora de ponta” e “ponta”, respectivamente. Este enquadramento aplica-se ao cliente do ACR, do Grupo A, com tarifação horo-sazonal azul ou verde.

Caso a unidade consumidora não possua posto tarifário horo-sazonal para o consumo, utiliza-se, por convenção, a equação (2-7), considerando a totalidade dos consumos esperados dos equipamentos de climatização atuais e propostos, por ano. Este enquadramento aplica-se ao cliente do ACR do Grupo B; ao cliente do ACR do Grupo A, com tarifação convencional e ao cliente do ACL.

Os resultados esperados de redução de demanda para o uso final de sistemas de climatização são calculados pelas diferenças entre os somatórios das potências dos equipamentos de climatização atuais e os somatórios das potências dos equipamentos de climatização propostos (medidos em kW). Esta diferença é multiplicada pelo fator de demanda da instalação (FD) para os postos tarifários de “ponta” e “fora de ponta” e pelo fator de coincidência na ponta (FCP) para o posto tarifário “ponta”. As equações (2-6) e (2-8) apresentam estes cálculos, considerando o levantamento do potencial de eficiência energética da unidade consumidora com enquadramento para a demanda em postos tarifários de “fora de ponta” e “ponta”, respectivamente. Este enquadramento aplica-se ao cliente do ACR, do Grupo A, com tarifação horo-sazonal azul e ao cliente do ACL.

Caso a unidade consumidora não possua posto tarifário horo-sazonal para a demanda, utiliza-se, por convenção, a equação (2-6), considerando a totalidade das potências esperadas dos sistemas de climatização atuais e propostos. Este enquadramento aplica-se ao cliente ACR do Grupo A, com tarifação verde e ao cliente ACR do Grupo A, com tarifação convencional.

Outras observações relevantes sobre a aplicação das equações (2-7) e (2-8):

- Para as instalações enquadradas no Grupo B, não há cálculo da redução de demanda, em razão da forma de tarifação (detalhes na seção 2.5.1). Neste caso, dever-se-á calcular a energia economizada (EE) utilizando a equação (2-7), considerando o tempo total de uso (horas por ano - h/ano) igual à soma do horário de ponta com o horário fora de ponta;
- Para Projetos de Eficiência Energética onde se estabelece o levantamento da redução da demanda somente no horário de ponta, por ser este o horário crítico (p.ex.: metodologia padrão da ANEEL), dever-se-á calcular a redução da demanda na ponta (RDP) considerando a equação (2-8).

### **2.3.6 Projeto de Motor e Compressor**

Os motores que são a força maior da indústria e também os responsáveis pelo maior consumo de energia, podem ser substituídos por modelos mais eficientes, com alto fator de potência e alto rendimento. Os compressores são acionados por motores que podem ser substituídos por modelos mais eficientes, com alto fator de potência e rendimento. Paralelamente, a identificação e a correção de vazamentos implicam em redução significativa no consumo de energia.

#### **2.3.6.1 Levantamento dos Dados e Proposição de Novos**

##### **Equipamentos**

Os itens destacados na Tabela 3 deverão ser coletados diretamente nos equipamentos. São dados de placa tais como potência (CV), n° polos, tensão nominal (V), n° fases, fator de potência ( $\cos \phi$ ), rendimento ( $\eta$ ) e corrente nominal de placa -  $I_{placa}$  (A). No do Plano de Medição e Verificação (M&V) deverão constar as medidas do tempo de uso (h/ano) e da corrente máxima medida –  $I_{med}$  (A). O fator de coincidência na ponta (FCP) é utilizado na apuração do potencial de

redução de demanda (RD). O valor está entre 0 a 1 e indica se o equipamento é acionado no horário de ponta. Sua determinação deve ser efetuada com a colaboração de um especialista da empresa diagnosticada que conheça o regime de produção e utilização naquele setor.

O carregamento do motor é a relação entre a potência fornecida e a potência nominal. O carregamento é determinado a partir da curva de desempenho do motor fornecida pelo fabricante. Essa análise é fundamental para definição da potência de motor realmente necessária para o trabalho realizado pelo equipamento. A potência em Watts (W) efetiva é calculada com base nos dados coletados e medidos e aplicando-se as equações (2-10) para motor trifásico e (2-11) para motor monofásico.

$$P_{3\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{fase} \cdot I_{med} \cdot \cos\phi}{\eta} \quad (2-10)$$

$$P_{1\phi} = \frac{V_{fase} \cdot I_{med} \cdot \cos\phi}{\eta} \quad (2-11)$$

Onde:

- P(W) - potência em Watts;
- P(CV) - potência em Cavalos Vapor;
- $P_{3\phi}$  - potência trifásica (W);
- $P_{1\phi}$  - potência monofásica (W);
- $V_{fase}$  - tensão de fase (Volts);
- $I_{med}$  - corrente máxima medida (A);
- $\cos\phi$  - fator de potência;
- $\eta$  – rendimento: É a razão entre a potência mecânica  $P(CV)$ <sup>11</sup> e a potência elétrica P(W).

<sup>11</sup> Conversão de unidade  $P(W) = P(cv) * 736$

Sistema Atual															
Setor	Equip. / Máq.	Qtd.	Pot. (CV)	Nº Polos	Tensão Nominal (V)	Nº Fases	cos $\phi$	$\eta$	Iplaca (A)	Ined (A)	Carregam. (%)	P(W)	Tempo Uso Ponta (h/ano)	Tempo Uso Fora Ponta (h/ano)	FCP
Expedição	Prensa	1	10	4	380/220	3	0,62	0,86	26,6	15,6	0,48	4,28	780	7980	1

Sistema Proposto													
Setor	Equip. / Máq.	Qtd.	Pot. (CV)	Nº Polos	Tensão Nominal (V)	Nº Fases	cos $\phi$	$\eta$	Iplaca (A)	P(W)	Tempo Uso Ponta (h/ano)	Tempo Uso Fora Ponta (h/ano)	FCP
Expedição	Prensa	1	5	4	380/220	3	0,80	0,88	11,5	3,98	780	7980	1

Tabela 3 – Cálculo da Economia de Energia para Motores

### 2.3.6.2 Cálculo do Potencial de Economia de Energia

Os resultados esperados de redução de demanda e energia economizada para o uso final de sistemas de motores são calculados pelas diferenças entre os somatórios dos consumos dos motores atuais e os somatórios dos consumos dos motores propostos multiplicados pelos respectivos tempos de uso nos horários de “fora de ponta” e “ponta” (medidos em kWh/ano). Os cálculos da energia economizada (EE) e da redução de demanda (RD) são apresentados nas equações (2-12 a 2-15) abaixo.

$$RDfp = [\sum (P_{Atual} \cdot FD)] - [\sum (P_{Proposto} \cdot FD)]. 10^{-3} \quad (kW) \quad (2-12)$$

$$EEfp = [\sum (P_{Atual} \cdot tufp)] - [\sum (P_{Proposto} \cdot tufp)]. 10^{-6} \quad (kWh/ano) \quad (2-13)$$

$$RDp = [\sum (P_{Atual} \cdot FCP \cdot FD)] - [\sum (P_{Proposto} \cdot FCP \cdot FD)]. 10^{-3} \quad (kW) \quad (2-14)$$

$$EEp = [\sum (P_{Atual} \cdot tup)] - [\sum (P_{Proposto} \cdot tup)]. 10^{-6} \quad (kWh/ano) \quad (2-15)$$

Onde:

- EEp – energia economizada ponta (kWh/ano);
- EEfp – energia economizada fora de ponta (kWh/ano);
- RDp – redução demanda ponta (kW);
- RDfp – redução demanda fora de ponta (kW);
- P<sub>Atual</sub> – potência do motor existente (W);
- P<sub>Proposto</sub> – potência do motor proposto (W);
- tup – tempo de uso ponta (h/ano);
- tufp – tempo de uso fora de ponta (h/ano).

As equações (2-13) e (2-15) apresentam estes cálculos, considerando no levantamento do potencial de eficiência energética da unidade consumidora com

enquadramento para o consumo em postos tarifários de “fora de ponta” e “ponta”, respectivamente. Aplica-se ao cliente do ACR, do Grupo A, com tarifação horo-sazonal azul ou verde.

Caso a unidade consumidora não possua posto tarifário horo-sazonal para o consumo, utiliza-se, por convenção, a equação (2-13), considerando a totalidade dos consumos esperados dos motores atuais e dos motores novos propostos, por ano. Aplica-se ao cliente do ACR do Grupo B; ao cliente do ACR do Grupo A, com tarifação convencional e ao cliente do ACL.

Os resultados esperados de redução de demanda para o uso final de sistemas de motores são calculados pelas diferenças entre os somatórios das potências dos motores atuais e os somatórios das potências dos motores propostos (medidos em kW). Esta diferença é multiplicada pelo fator de demanda da instalação (FD) para os postos tarifários de “ponta” e “fora de ponta” e pelo fator de coincidência na ponta (FCP) para o posto tarifário “ponta”. As equações (2-12) e (2-14) apresentam estes cálculos, considerando o levantamento do potencial de eficiência energética da unidade consumidora com enquadramento para a demanda em postos tarifários de “fora de ponta” e “ponta”, respectivamente. Aplica-se ao cliente do ACR, do Grupo A, com tarifação horo-sazonal azul e ao cliente do ACL.

Caso a unidade consumidora não possua posto tarifário horo-sazonal para a demanda, utiliza-se, por convenção, a equação (2-12), considerando a totalidade das potências esperadas dos sistemas motrizes atuais e propostos. Aplica-se ao cliente do ACR do Grupo A, com tarifação verde e ao cliente do ACR do Grupo A, com tarifação convencional.

Outras observações relevantes sobre a aplicação das equações (2-13) e (2-14):

- Para as instalações enquadradas no Grupo B, não há cálculo da redução de demanda, em razão da forma de tarifação (detalhes na seção 2.5.1). Neste caso, dever-se-á calcular a energia economizada (EE) utilizando a fórmula (2-13) considerando o tempo total de uso

(horas por ano - h/ano) igual à soma do horário de ponta com o horário fora de ponta;

- Para Projetos de Eficiência Energética onde se estabelece o levantamento da redução da demanda somente no horário de ponta, por ser este o horário crítico (p.ex.: metodologia padrão da ANEEL), dever-se-á calcular a redução da demanda na ponta (RDP) considerando a equação (2-14).

## **2.4 PLANO DE MEDIÇÃO E VERIFICAÇÃO (M&V)**

O Plano de Medição e Verificação (M&V), cujos custos deverão ser estimados para compor o total do investimento do Projeto de Eficiência Energética, tem a premissa de confirmar as economias levantadas no diagnóstico energético. Muito embora, na fase de estudos abrangidos por este trabalho, o Plano de M&V impacte diretamente o investimento, a sua correta definição e aplicação pós-reforma torna-se o principal instrumento de validação e confirmação do diagnóstico energético, dando credibilidade às ações de eficiência propostas no projeto. Por esta importância, a seguir, buscou-se comentar os pontos principais na concepção do Plano de Medição e Verificação (M&V).

Os resultados de economia de energia (kWh/ano) e redução de demanda (kW) obtidos com a implementação de ações de eficiência energética são apurados comparando-se medições de grandezas elétricas nos equipamentos, antes (ano-base) e após a substituição (pós-reforma). Assim, metodologias de medição e verificação de resultados devem ser previamente definidas e constar do item acompanhamento/medição do projeto. Essa metodologia deverá ser negociada entre as partes e executada, tanto no levantamento inicial (diagnóstico) quanto após a instalação do novo equipamento. Não se negocia o plano de M&V após a implementação do projeto.

A proposta para o Plano de Medição deverá ser baseada no Protocolo Internacional para Medição e Verificação de Performance – PIMVP [5], que fornece uma visão geral das melhores práticas atualmente disponíveis para verificar os resultados de Projetos de Eficiência Energética. O protocolo foi elaborado no ano de 2000 por representantes de vários países e possui quatro alternativas que podem ser adotadas nos programas de eficiência energética. É importante salientar que, quanto mais complexa for a alternativa selecionada, maiores serão os custos e o tempo necessário para sua aplicação.

As economias de energia ou reduções de demanda são determinadas pela comparação dos usos medidos de energia ou demanda antes e após a implementação de um programa de economia de energia.

Em geral:

- ***Economias de Energia = (Uso da Energia Consumo Base) – (Uso da Energia Pós-Reforma) ± Ajustes***

O termo Ajustes nessa equação geral tem a função de trazer o uso da energia de dois períodos de tempo distintos para as mesmas condições. As condições que geralmente afetam o uso da energia elétrica são o clima, a ocupação, os turnos de trabalho, a produtividade total da planta e as operações dos equipamentos requeridas por essas condições. Sendo que os ajustes podem ser positivos ou negativos. Os ajustes são derivados de fatos físicos identificáveis, sendo feitos tanto rotineiramente, como devido às mudanças climáticas. Ou, se necessários quando um segundo turno é adicionado; quando há inclusão de ocupantes no espaço ou ainda pelo aumento na utilização de equipamentos elétricos do sistema. Os ajustes são comumente executados para restabelecer o consumo-base (linha base ou em inglês *base line*) sob condições pós-reforma.

A preparação de um Plano de Medição e Verificação (M&V) é fundamental para a determinação apropriada das economias. O planejamento prévio assegura que todos os dados necessários à determinação das economias estarão disponíveis após a implementação do programa de economia de energia, dentro de um

orçamento aceitável. Um Plano de Medição e Verificação (M&V) deve conter em seu escopo:

- Uma descrição das ações de eficiência energética e o resultado esperado;
- A identificação dos limites da determinação das economias. Eles podem ser tão restritos quanto o fluxo da energia por meio de uma única carga ou tão abrangentes quanto a utilização total de energia de um ou vários sistemas;
- Documentação das condições da operação da instalação e os dados de energia do consumo base;
- Uma auditoria abrangente para reunir as informações do consumo-base e dados de operação do sistema, que sejam relevantes para a medição e verificação:
  1. Perfis de consumo de energia e demanda;
  2. Tipo de ocupação, densidade e períodos;
  3. Condições parciais ou de toda a área da instalação em cada período de operação e estação do ano;
  4. Inventário dos equipamentos: dados de placa, localização, condições (fotografias ou vídeos são maneiras efetivas para registrar as condições do equipamento);
  5. Práticas de operação do equipamento (horários e regulagens, temperaturas/pressões efetivas);
  6. Problemas significativos do equipamento ou perdas.

#### **2.4.1 Opções de M&V**

O Plano de Medição e Verificação - PIMVP [5] adota quatro opções básicas de M&V. As opções determinam as variáveis a medir, o que monitorar e como calcular a economia obtida. Logo, escolher a opção adequada é fundamental para a eficiência do projeto de M&V.

Segundo Garcia [2] há duas questões básicas para a seleção da opção a adotar:

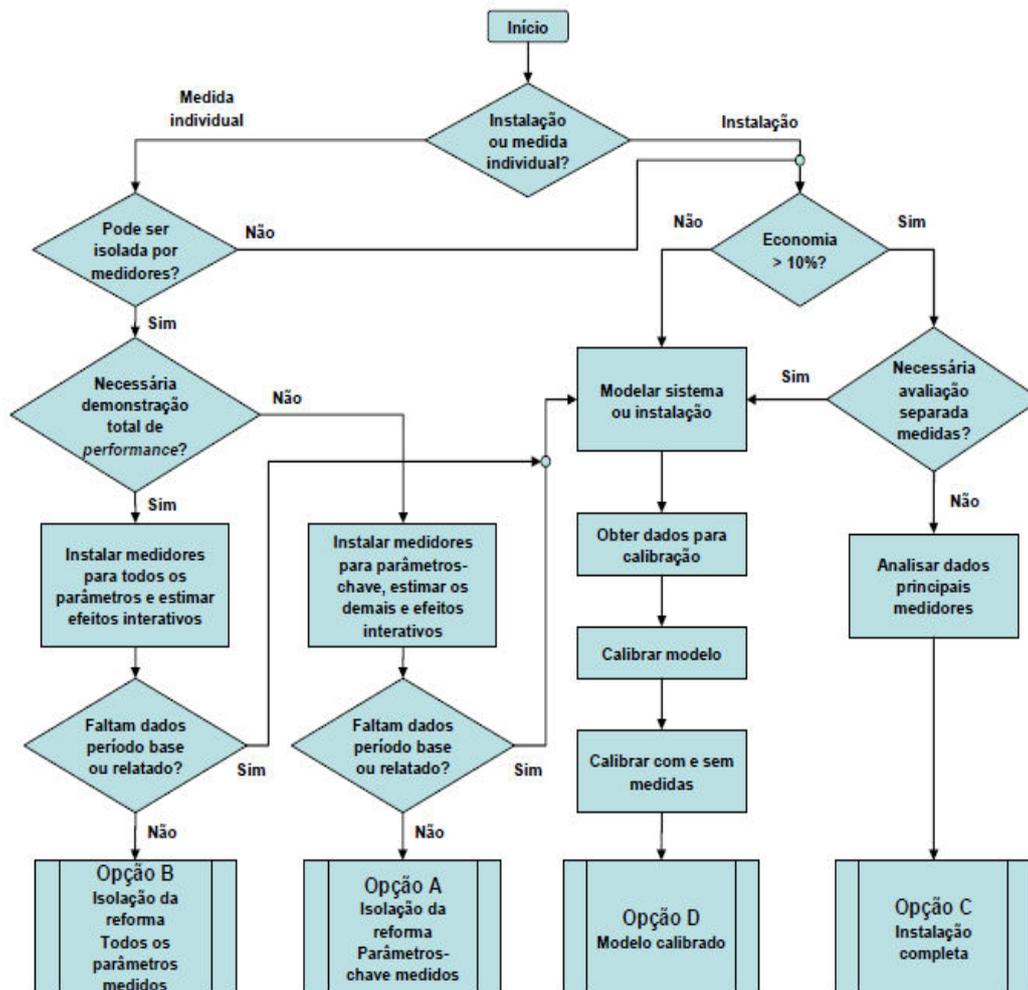
- A ação de eficiência energética é localizada, cujo impacto pode ser isolado do restante da instalação ou tem ação difusa, com impacto relevante no consumo total?
- Pode-se ou não medir as variáveis em ambos os períodos base (antes da reforma) e relatado (pós-reforma)?

O Plano de Medição e Verificação (M&V) segundo o Protocolo Internacional para Medição e Verificação de Performance - PIMVP [5] propõe o fluxograma da Figura 1 para decisão da opção de M&V a adotar.

As medidas que se pode isolar por medição (que, como mostra a Figura 1, irão resultar basicamente nas opções A ou B) são mais adequadas ao contrato de desempenho, pois têm menos interferências com o que acontece na instalação. Ao contrário, as medidas mais abrangentes (que resultarão nas opções C ou D) exploram mais o potencial de eficiência energética, pois podem envolver medidas de difícil mensuração (por exemplo, troca de janelas ou hábitos de consumo).

Nas opções de medição isolada, a opção B o faz totalmente, medindo todas as variáveis que podem afetar o consumo e a opção A mede somente os parâmetros chave, estimando os demais.

A opção D é uma alternativa para as opções de medição isolada (A e B) quando não se dispõem de dados no período base (instalações novas) ou no período relatado (reformas profundas na instalação). A opção D complementa a opção C quando são necessárias avaliações em separado de cada medida ou quando a economia é pequena demais para se distinguir das variações aleatórias de consumo.



Fonte: EVO (2007) - Protocolo Internacional para Medição e Verificação de Performance - PIMVP - p.37 [5]

Figura 1 – Opção de M&V a adotar

## 2.5 INDICADORES DE AVALIAÇÃO DAS MEDIDAS PROPOSTAS

A seguir são apresentados os indicadores que, segundo a metodologia do Manual do Programa de Eficiência Energética da ANEEL (amplamente aplicado pelas empresas que desenvolvem os Projetos de Eficiência Energética no Brasil), permitirão uma avaliação da viabilidade de cada medida de eficiência energética para a tomada de decisão sobre o projeto. É uma decisão do tipo “agora ou nunca”.

### **2.5.1 Energia Economizada (EE) e Redução de Demanda (RD)**

A energia economizada (EE), medida em kWh/ano, e a redução de demanda (RD), medida em kW, são os principais indicadores quantitativos para os Projetos de Eficiência Energética. Conforme já detalhado nas seções 2.3 e 2.4, os valores deverão ser levantados no diagnóstico energético e confirmados após a entrada em operação dos novos equipamentos, com a aplicação do Plano de Medição e Verificação (M&V) definido de acordo com o Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance – PIMVP [5].

### **2.5.2 Investimentos**

Deverão ser detalhados os recursos necessários à implementação de cada ação do projeto, por uso final. Como p.ex.: equipamentos, montagem, transporte, descarte, obra civil, engenharia, impostos, administração, diagnóstico energético, plano de medição e verificação e outros.

### **2.5.3 Benefícios**

#### **Redução do consumo de energia elétrica.**

O principal benefício financeiro é a redução de custos com a energia elétrica em relação à economia de energia (EE) e à redução da demanda (RD). O benefício financeiro (R\$) é obtido multiplicando-se as previsões de EE (kWh/ano) e de RD (kW) pelas tarifas de energia elétrica de distribuição, de acordo com o enquadramento tarifário da unidade consumidora. A Tabela 4 apresenta as principais características dos grupos tarifário das unidades consumidoras no Brasil. A seguir, são detalhados os cálculos dos benefícios considerando a especificidade de cada grupo tarifário.

Grupo Tarifário	Tipo de Tarifa		Tipo de Mercado	
	Convenção	Descrição	ACR	ACL
<p><b>Grupo A</b></p> <p>As tarifas do "Grupo A" são aplicáveis para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 kV a 230 kV.</p>	<p><b>Convenção</b></p> <p>É caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia da semana e dos períodos do ano.</p>	<p><b>Azul</b></p> <p>A tarifa horo-sazonal azul é a modalidade de fornecimento que considera os períodos de "ponta" e "fora de ponta" para a tarifação da demanda de potência (medida em kW) e do consumo de energia elétrica (medido em kWh), bem como os períodos do ano (úmido ou seco).</p>	<p>No Ambiente de Contratação Regulada os Agentes de Distribuição, através de leilões públicos promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, adquirem a energia elétrica para atender seu mercado (consumidores cativos). O consumidor solicita à Distribuidora a qual se pretende conectar, o fornecimento de energia elétrica, e assume a responsabilidade pelo pagamento das faturas e demais obrigações fixadas em regulamentos pela ANEEL. No ACR o consumidor está condicionado ao suprimento da concessionária local.</p>	<p>No Ambiente de Contratação Livre – ACL, os Agentes geradores, produtores independente de energia, autoprodutores, comercializadores e importadores de energia negociam livremente com consumidores livres e especiais, a contratação de energia elétrica por meio de contratos bilaterais. O Mercado Livre é um ambiente de negociação, onde consumidores "livres" podem comprar energia alternativamente ao suprimento da concessionária local. Neste ambiente o consumidor negocia o preço da sua energia diretamente com os agentes geradores e comercializadores. Desta forma, o cliente livre pode escolher qual será o seu fornecedor de energia.</p>
		<p><b>Horo-sazonal</b></p> <p>A estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano.</p>		
<p><b>Grupo B</b></p> <p>As tarifas do "Grupo B" se destinam às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV.</p>	<p>As tarifas do "Grupo B" são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia (em R\$/kWh), considerando que o custo da demanda de potência já está incorporado ao custo do fornecimento de energia.</p>			

Tabela 4 - Principais Características dos Grupos Tarifários do Mercado de Energia Elétrica no Brasil

### a) ACR - unidade consumidora do Grupo B

Para os consumidores do Grupo B atuantes no ACR, a tarifa de energia é monômnia, tendo apenas o componente de consumo (kWh). Portanto, para o Grupo B não há diferenciação para os horários de ponta e fora de ponta e nem, tampouco, para os períodos úmido e seco. O cálculo do Benefício segue a equação (2-16).

$$\text{Benefício anual (R\$)} = EE \text{ total} \times \text{tarifa kWh} \quad (2-16)$$

Onde:

- EE total - energia economizada total (kWh/ano) = energia economizada no horário de ponta + energia economizada no horário fora de ponta;
- Tarifa kWh - tarifa de consumo Grupo B (R\$/kWh).

### b) ACR - unidade consumidora do Grupo A Convencional

Na modalidade convencional no ACR, as tarifas de energia (kWh) não são diferenciadas para os horários de ponta e fora de ponta e nem, tampouco, para os períodos úmido e seco. O cálculo do Benefício segue a equação (2-17).

$$\text{Benefício (R\$)} = EE \text{ total} \times \text{tarifa kWh} + RD \times 12 \times \text{tarifa kW} \quad (2-17)$$

Onde:

- EE total - energia economizada total (kWh/ano) = energia economizada no horário de ponta + energia economizada no horário fora de ponta;
- RD - redução demanda (kW);
- Tarifa kW - tarifa demanda Grupo A Convencional (R\$/kW).

### c) ACR - unidade consumidora do Grupo A Horo-Sazonal Verde

Na modalidade horo-sazonal verde no ACR, as tarifas de energia (kWh) são diferenciadas para os horários de ponta e fora de ponta e para os períodos úmido e seco. Assim, a solução ideal é o cálculo da tarifa média do consumo, em kWh, ponderada pelos consumos de ponta e fora de ponta, conforme equação (2-18).

$$\text{Benefício (R\$)} = (EEp \times \text{tarifa média kWhp} + EEfp \times \text{tarifa média kWhfp}) + RD \times 12 \times \text{tarifa kW} \quad (2-18)$$

Onde:

- Tarifa média kWhp = (tarifa kWhp período úmido \* 5 + tarifa kWhp período seco \* 7 (R\$/KWh) ) / 12;
- Tarifa média kWhfp = tarifa kWhfp período úmido \* 5 + tarifa kWhfp período seco \* 7 (R\$/kWh) / 12;
- EEp - energia economizada na ponta (kWh/ano);
- EEfp - energia economizada fora da ponta (kWh/ano);
- kWhp - kWh ponta;
- kWhfp - kWh fora de ponta;
- RD - redução demanda (kW);
- Tarifa kW - tarifa demanda Horo-sazonal Verde (R\$/kW).

### d) ACR - unidade consumidora do Grupo A Horo-sazonal Azul

Na modalidade horo-sazonal azul no ACR, as tarifas de energia (kWh) e demanda (kW) são diferenciadas para os horários de ponta e fora de ponta, e as tarifas de energia (kWh) são diferenciadas para os períodos úmido e seco. Assim, a solução ideal é o cálculo da tarifa média do consumo, em kWh, de ponta e fora de ponta, que será multiplicada pela EEp e EEfp, conforme a equação (2-19).

$$\text{Benefício (R\$)} = (EEp \times \text{tarifa média kWhp} + EEfp \times \text{tarifa média kWhfp}) + RDp \times 12 \times \text{tarifa kWp} + RDfp \times 12 \times \text{tarifa kWfp} \quad (2-19)$$

Onde:

- Tarifa média kWhp = tarifa kWhp período úmido \* 5 + tarifa kWhp período seco \* 7 (R\$/KWh) / 12;
- Tarifa média kWhfp = tarifa kWhfp período úmido \* 5 + tarifa kWhfp período seco \* 7 (R\$/kWh) / 12;
- EEp - energia economizada na ponta (kWh/ano);
- EEfp - energia economizada fora da ponta (kWh/ano);
- kWhp - kWh ponta;
- kWhfp - kWh fora de ponta;
- RDp - redução demanda ponta (kW);
- RDfp - redução demanda fora de ponta (kW);
- Tarifa kWp - tarifa demanda ponta horo-sazonal azul (R\$/kW);
- Tarifa kWfp - tarifa demanda fora de ponta horo-sazonal azul (R\$/kW).

#### e) ACL - unidade consumidora do Grupo A ou do Grupo B

No ACL, as tarifas de energia (kWh) são negociadas livremente em contratos bilaterais com os fornecedores (geradoras e comercializadoras), sendo o preço da energia (R\$/MWh) independente de postos horários ou períodos sazonais. Para a tarifa uso do sistema de distribuição (TUSD) há tarifas diferenciadas para os postos horários de ponta e fora de ponta, conforme definidos pela ANEEL para cada concessionária. O cálculo do benefício para o cliente livre é apresentado na equação (2-20).

$$\begin{aligned} \text{Benefício (R\$)} &= (\text{EE livre} \times \text{tarifa livre kWh}) + \text{RDp} \times 12 \times \text{tarifa TUSDp} \\ &+ \text{RDfp} \times 12 \times \text{tarifa TUSDfp} \end{aligned} \quad (2-20)$$

Onde:

- Tarifa livre kWh - tarifa de consumo do cliente livre (R\$/kWh);
- EE livre - energia economizada do cliente livre (kWh/ano);
- RDp - redução da demanda de ponta (kW);

- RDfp - redução da demanda fora de ponta (kW);
- Tarifa TUSDp - tarifa de uso do sistema de distribuição na ponta (R\$/kW);
- Tarifa TUSDfp - tarifa de uso do sistema de distribuição fora de ponta (R\$/kW).

#### 2.5.4 Valor Presente Líquido – VPL

Como já comentado anteriormente, o valor do Projeto de Eficiência Energética é o resultado da soma de Fluxos de Caixa, ou Benefícios (B) finitos obtidos, em vários períodos, pela Economia de Energia (EE) e pela redução da demanda (RD) em uma determinada unidade consumidora. Logo, sendo  $i$  a taxa de desconto ajustada ao risco do projeto, tem-se para um tempo  $T$  de vida útil dos novos equipamentos eficientes, o Valor Presente (VP) do projeto calculado por [36]:

$$VP = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{E[B(t)]}{(1+i)^t} \quad (2-21)$$

Como usual, está se considerando que a taxa de desconto não varia com o tempo. Sendo  $I$  o valor do investimento necessário para aquisição e implantação do Projeto de Eficiência Energética, o Valor Presente Líquido (VPL) é calculado segundo a equação (2-22).

$$VPL = \sum_{t=1}^{t=T} \frac{E[B(t)]}{(1+i)^t} - I \quad (2-22)$$

Reescrevendo a equação (2-21), considerando que o Benefício - B(t) é constante em todos os períodos de tempo, sendo a sua taxa de crescimento igual a zero, tem-se:

$$VP = \frac{B}{1+i} + \frac{B}{(1+i)^2} + \frac{B}{(1+i)^3} + \dots \quad (2-23)$$

Fazendo  $B/(1+i) = a$  e  $1/(1+i) = x$  e substituindo em (2-23) tem-se:

$$VP = a(1 + x + x^2 + \dots) \quad (2-24)$$

Multiplicando ambos os lados da equação (2-24) por  $x$  tem-se:

$$VPx = a(x + x^2 + \dots) \quad (2-25)$$

Subtraindo a equação (2-25) da equação (2-24) obtém-se  $VP(1-x) = a$  e substituindo pelos valores de  $a$  e  $x$  chegamos à equação (2-26).

$$VP \cdot \left(1 - \frac{1}{1+i}\right) = \frac{B}{1+i} \quad (2-26)$$

Finalmente, multiplicando ambos os lados da equação (2-26) por  $(1+i)$  e reorganizando tem-se a equação (2-27) do Valor Presente da Perpetuidade ( $VP_{\infty}$ ).

$$VP_{\infty} = \frac{B}{i} \quad (2-27)$$

Brealey & Myers [36] demonstraram que um fluxo de caixa finito, não perpétuo, pode ser calculado pela diferença entre duas séries infinitas. A Figura 2 apresenta este cálculo em detalhe.

A primeira linha da Figura 2 representa o Valor Presente do Fluxo de Caixa produzido pelo Benefício em perpetuidade para cada ano a partir do ano 1. O seu valor presente é dado pela equação (2-27).

A segunda linha da Figura 2 representa o Valor Presente do Fluxo de Caixa produzido pelo Benefício em perpetuidade para cada ano a partir do ano  $t+1$ . O seu valor presente é dado pela equação (2-28).

$$VP = \frac{B}{i(1+i)^t} \quad (2-28)$$

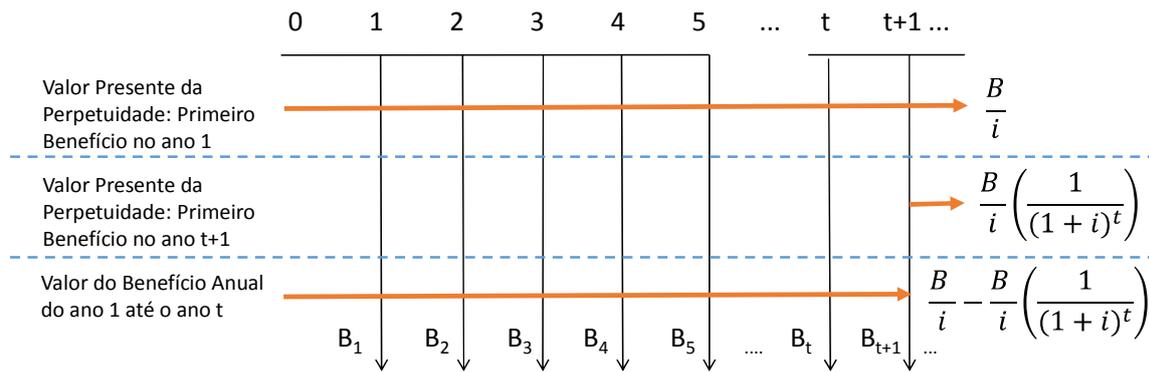


Figura 2 - Cálculo da Diferença Entre Duas Perpetuidades

Logo, a diferença entre as duas perpetuidades representadas pelas equações (2-27) e (2-28) é igual ao Valor Presente (VP) anual do Benefício do Projeto de Eficiência Energética, do ano  $t=1$  até o ano  $t=T$ , sendo este último o tempo de vida útil do equipamento eficiente a ser substituído na instalação da unidade consumidora. A equação (2-29) apresenta este cálculo.

$$VP = B \cdot \left[ \frac{1}{i} - \frac{1}{i(1+i)^t} \right] \quad (2-29)$$

Logo o Valor Presente Líquido (VPL) do Projeto de Eficiência Energética é dado por:

$$VPL = B \cdot \left[ \frac{1}{i} - \frac{1}{i(1+i)^t} \right] - I \quad (2-30)$$

Onde:

- VPL - valor presente líquido (R\$);
- B - benefício anual (R\$);
- $i$  - taxa de desconto ajustada ao risco do projeto;
- $t$  - vida útil do equipamento novo em anos;
- I - investimento inicial total (R\$).

Reestruturando algebricamente a equação (2-30), obtém-se a equação do VPL (2-31), que é apresentada na metodologia do Manual de Eficiência Energética

da ANEEL [3]. Esta equação (2-31), que apresenta o VPL, é um dos principais indicadores utilizados amplamente pelas empresas do setor elétrico brasileiro. Em geral, qualquer investimento que possua VPL maior do que zero é considerado lucrativo e, na seleção de opções de investimento, são priorizados investimentos com maior VPL.

$$VPL = B \cdot \left[ \frac{(1+i)^t - 1}{i \cdot (1+i)^t} \right] - I \quad (2-31)$$

### 2.5.5 Taxa Interna de Retorno – TIR (anual)

A taxa interna de retorno de um investimento ou taxa de atratividade é a taxa que faz com que o valor presente líquido (VPL) do investimento seja igual à zero. Ela é calculada considerando o investimento inicial, os benefícios anuais (redução de custos) a serem obtidos com a implementação da ação e o período (o número de anos dos benefícios corresponde à vida útil do equipamento instalado).

O projeto é atrativo quando o valor da TIR é superior à taxa de desconto ajustada ao risco do projeto. O cálculo da TIR geralmente é executado por método de cálculo numérico, efetuado com a mesma equação do VPL (2-31), sendo substituído o VPL por zero. Normalmente, o cálculo é efetuado por meio de planilha eletrônica.

### 2.5.6 Prazo de Retorno do Investimento (meses)

O prazo de retorno do investimento indica o ponto de equilíbrio do projeto, ou seja o período (em meses) em que o investimento inicial será recuperado com o benefício mensal proporcionado pela implementação das medidas de eficiência energética.

Ponto de equilíbrio (do inglês: break-even-point), é a denominação dada ao estudo, nas empresas, onde o total das receitas é igual ao total dos gastos (custos e despesas). Neste ponto o resultado do VPL, ou lucro final, é igual a zero.

O cálculo do prazo de retorno do investimento geralmente é executado por método de cálculo numérico, efetuado com a mesma equação do VPL (Equação 2.31). Normalmente, o cálculo é efetuado por meio de planilha eletrônica.

Para uma análise simplificada, pode-se efetuar o cálculo sem a aplicação da taxa de desconto, conforme apresentado na equação (2-32).

$$n = \frac{I}{A} \quad (2-32)$$

Onde:

- n - prazo de retorno do investimento (meses);
- I - investimento inicial total (R\$);
- A - benefício mensal com a economia energia (R\$). Sendo A igual ao Benefício anual (B) dividido por 12 meses. Logo:  $A = B/12$ .

Na avaliação gerencial, determina-se que o projeto é atrativo quando seu tempo de retorno do investimento for inferior à vida útil dos equipamentos.

### 2.5.7 Relação Custo vs. Benefício (RCB)

A relação custo-benefício (RCB) indica quanto os custos correspondem em relação aos benefícios gerados pela eficiência energética de cada uso final (iluminação, motriz, ar-condicionado, ar comprimido, etc.).

O cálculo da RCB global do projeto deverá ser efetuado por meio da média ponderada das RCBs individuais. Os pesos são definidos pela participação percentual de cada uso final na energia economizada total.

Na avaliação de projetos, quanto menor o valor da RCB<sup>12</sup>, desde que seja inferior a 1.00, mais atrativo será o investimento.

$$RCB = \frac{\text{Custos Anualizados}}{\text{Benefícios Anualizados}} \quad (2-33)$$

### **Cálculo do Custo Anualizado<sup>13</sup> Total (CA<sub>TOTAL</sub>)**

O custo total anualizado dos equipamentos propostos é igual ao somatório do custo anualizado de cada equipamento ou conjunto de equipamentos idênticos (com a mesma vida útil) propostos, por uso final, conforme a equação (2-34). Este indicador apresenta o custo total por ano de todos os equipamentos propostos.

$$CA_{TOTAL} = \sum (CA_{equip\ 1} + CA_{equip\ 2} + \dots + CA_{equip\ n}) \quad (2-34)$$

Onde:

- CA<sub>TOTAL</sub> - custo anualizado total (R\$);
- CA<sub>equip 1,2,n</sub> - custo anualizado de equipamentos com mesma vida útil (R\$).

#### **a) Cálculo do Custo Anualizado dos equipamentos com mesma vida útil**

O custo total anualizado dos equipamentos propostos ou conjunto de equipamentos idênticos (com a mesma vida útil) proposto, por uso final, é igual ao custo dos mesmos equipamentos acrescidos dos custos dos serviços de implementação da ação, multiplicado pelo Fator de Recuperação de Capital (detalhado no item c abaixo), conforme equação (2-35). Este indicador apresenta a

<sup>12</sup> Projetos executado pelo Programada ANEEL, não poderão ter valores de RCB superiores à 0,80 *Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética. Resolução Normativa nº 300/2008*, 2008 [3] *Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética. Resolução Normativa nº 300/2008*, 2008.

<sup>13</sup> A metodologia adotada pela ANEEL em seu Manual do Programa de Eficiência Energética, define os cálculos com base em períodos anuais. Neste trabalho adota-se o período mensal para aplicação da metodologia proposta, que de forma mais rigorosa, calcula o fluxo de caixa de benefícios mês-a-mês.

contribuição de cada equipamento no custo anual do projeto até o final da sua vida útil ou até o final do contrato.

$$CA_{equip\ n} = CPE_{equip\ n} \cdot FRC \quad (2-35)$$

Onde:

- $CA_{equip\ n}$  - custo anualizado de equipamentos com mesma vida útil (R\$);
- $CPE_{equip\ n}$  - custo dos equipamentos com a mesma vida útil, acrescido dos demais custos para implementação da ação (mão-de-obra, medições, obras civis, etc.) (R\$);
- FRC - fator de recuperação de capital (detalhado abaixo, no item “c” desta seção).

#### **b) Cálculo do Custo dos equipamentos e materiais com mesma vida útil**

Este indicador apresenta a soma dos custos de cada equipamento ou conjunto de equipamentos idênticos (mesma vida útil), por uso final, acrescido do rateio ponderado dos custos dos serviços de implementação das ações do projeto, conforme apresentado na equação (2-36).

$$CPE_{equip\ n} = CE_{equip\ n} + \left[ (CT - CTE) \cdot \frac{CE_{equip\ n}}{CTE} \right] \quad (2-36)$$

Onde:

- $CPE_{equip\ n}$  - custo dos equipamentos com a mesma vida útil, acrescido dos demais custos para implementação da ação (mão-de-obra, medições, obras civis etc.). Os demais custos são vinculados proporcionalmente ao percentual do custo do equipamento em relação ao custo total com equipamentos. (R\$);
- $CE_{equip\ n}$  - custo somente de equipamentos com mesma vida útil (R\$);
- CT - custo total para implementação da ação de eficiência (investimento) (R\$);
- CTE - custo total somente de equipamentos (R\$).

### c) Fator de Recuperação de Capital (FRC)

O Fator de Recuperação de Capital (FRC) está referenciado no Manual do Programa de Eficiência Energética da ANEEL e representa um fator pelo qual se multiplicando o Valor Presente de um capital “VP” (no caso, relativo ao Benefício pelas economias de energia e redução de demanda) se obtém o valor anual de parcelas iguais “(B<sub>1</sub>,B<sub>2</sub>...B<sub>n</sub>)” considerando o horizonte da vida útil ou tempo de contrato “t” (Figura 3), em anos, e a taxa de desconto livre de risco anual “i”.

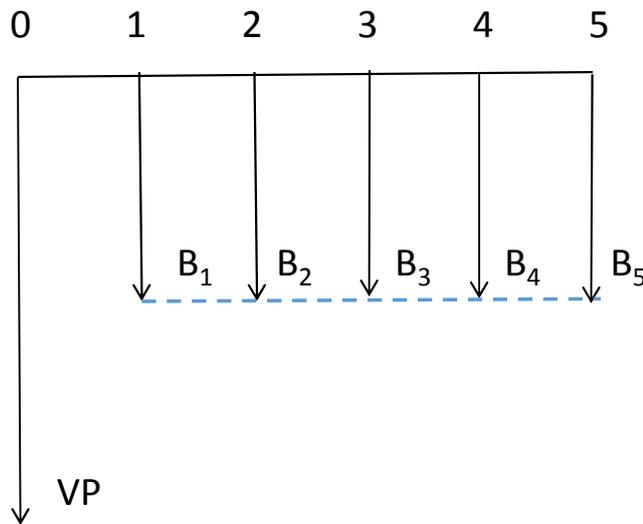


Figura 3 – Fluxo de Caixa Anualizado para o Valor Presente do Benefício (VP) no instante  $t_0$

A partir da equação (2-31) tem-se o Valor Presente do Benefício que é dado pela equação (2-37):

$$VP = B \cdot \left[ \frac{(1+i)^t - 1}{i \cdot (1+i)^t} \right] \quad (2-37)$$

Sendo  $B = VP \cdot FRC$ , concluímos da equação (2-37) que o FRC é dado pela equação (2-38).

$$FRC = \frac{B}{VP} = \frac{i \cdot (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \quad (2-38)$$

Onde:

- FRC - fator de recuperação de capital;
- t - vida útil (anos). A vida útil do equipamento é informada pelo fabricante, no catálogo técnico do produto. Para lâmpadas, dividir a vida útil (horas) pelo número de horas de uso anual;
- i - taxa de juros anual ajustada ao risco do projeto.

Esta seção 2.5 apresentou a metodologia do Manual Programa de Eficiência Energética da ANEEL (Resolução nº 300/2008) que busca simplificar e padronizar os cálculos de economia de energia (EE) e redução de demanda (RD) de forma que todas as concessionárias participantes do Programa atendam aos mesmos critérios e regras. Desta forma, facilitando o trabalho de fiscalização regulatória da ANEEL. O Manual da ANEEL tornou-se uma referência para aplicação nos Projetos de Eficiência Energética no Brasil, não só para as concessionárias (aplicação obrigatória), bem como para as empresas de prestação de serviços (ESCOs).

## **2.6 CÁLCULO DO POTENCIAL DE ECONOMIA UTILIZADO NA METODOLOGIA PROPOSTA**

A metodologia proposta neste trabalho busca expandir a metodologia atualmente difundida e aplicada pelo mercado (segundo o Manual do Programa de Eficiência Energética da ANEEL), considerando a real complexidade das incertezas técnicas e econômicas inseridas nos Projetos de Eficiência Energética Gerenciados pelo Lado da Demanda (GLD), otimizando oportunidades, valorando a flexibilidade de espera, e avaliando o seu risco.

A metodologia proposta por este trabalho considera a aplicação das equações apresentadas nas seções 2.3.4, 2.3.5 e 2.3.6, de acordo com cada uso final e de acordo com a regra do grupo tarifário estabelecido para a unidade consumidora em questão.

Todavia, para a aplicação dos preços de curto prazo do mercado de energia elétrica, a ser representado por um processo estocástico, utilizou-se o padrão do tempo de uso de cada equipamento discretizado em horas/mês considerando vários cenários de incertezas técnicas. O capítulo 6 apresenta os detalhes descritivos da metodologia proposta.