

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
IEE**

CARLOS GERMÁN MEZA GONZÁLEZ

**ESTUDO DE PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS (PIR)
PARA O SISTEMA ELÉTRICO DA NICARÁGUA. PERÍODO 2013-2030**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Energia e Ambiente) para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientadora: Dra. Sonia Seger Mercedes

**SÃO PAULO
2014**

CARLOS GERMÁN MEZA GONZÁLEZ

ESTUDO DE PLANEJAMENTO INTEGRADO DE RECURSOS (PIR) PARA O
SISTEMA ELÉTRICO DA NICARÁGUA. PERÍODO 2013-2030

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientadora: Dra. Sonia Seger Mercedes

Versão corrigida

(versão original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

SÃO PAULO, 2014

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Meza González, Carlos Germán.

Estudo de planejamento integrado de recursos para o sistema elétrico da Nicarágua: período 2013-2030./Carlos Germán Meza González; orientadora Sonia Seger Mercedes. – São Paulo, 2014.

99 f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências)– Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Planejamento integrado de recursos. 2. Sistemas elétricos - Nicarágua. 3. Iluminação. I. Título.

RESUMO

MEZA, Carlos. **Estudo de Planejamento Integrado de Recursos (PIR) para o sistema elétrico da Nicarágua. Período 2013-2030.** 2014. 99 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

O objetivo geral desta dissertação é aplicar a metodologia de Planejamento Integrado de Recursos para o sistema elétrico da Nicarágua, analisando o período entre 2013-2030. Na primeira parte, são apresentadas características do sistema elétrico e a necessidade da aplicação do PIR. Na segunda parte, são avaliados três programas de eficiência energética em andamento: substituição de dois milhões de lâmpadas incandescentes por fluorescente compacta, substituição de lâmpadas de vapor de mercúrio por vapor de sódio na iluminação pública e substituição de 20.000 lâmpadas T12 por T8 e T5 no setor público. Cada um desses programas foi avaliado em comparação com o uso da tecnologia LED disponível. Além disso, foram avaliadas as opções de oferta, empregando curvas de seleção e a curva de duração de carga. Foi incluída uma avaliação de sistemas fotovoltaicos ligados à rede, para o setor residencial, como opção de geração distribuída. Finalmente, os programas de eficiência energética são integrados com as ofertas de geração através de índices como o Fator de Carga da Conservação (FCC).

Palavras-chaves: Planejamento Integrado de Recursos (PIR). Iluminação. Nicarágua.

ABSTRACT

MEZA, Carlos. **Integrated Resource Plan (IRP) for the Nicaraguan electric system. 2013-2030.** 2014. 99 f. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

The main objective of this dissertation is to apply the methodology of Integrated Resource Planning (IRP) for the electric system of Nicaragua. Period 2013-2030. In the first part, some characteristics of the electrical system and the need for implementation of IRP are presented. In the second part, 3 ongoing energy efficiency programs are assessed: replacing of 2 million incandescent bulbs with Compact Fluorescent Lamps, mercury vapor lamps by sodium vapor lamps for street lighting and replacing 20,000 T12 lamps with T8 and T5 in the public sector. Each of these programs was evaluated by comparing with the available LED technology. Moreover, the supply options were evaluated using screening curves and the load duration curve. An evaluation of PV grid connected systems for residential sector was included. Finally, energy efficiency programs are integrated with supply options through merit figures as the Conservation Load Factor (CLF).

Keywords: Integrated Resource Planning. Lighting. Nicarágua.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	7
1.1. CONTEXTO ATUAL.....	9
1.2. JUSTIFICATIVAS PARA AVALIAÇÃO DO PIR COMO UMA ALTERNATIVA PARA NICARÁGUA.....	14
1.3 OBJETIVOS.....	16
2. METODOLOGIA.....	17
2.1. COLETA E ANÁLISE DOS DADOS.....	17
2.2. LIMITAÇÕES DA PESQUISA.....	18
2.3. REVISÃO DE LITERATURA E REFERENCIAL TEORICO.....	20
2.4. METODOLOGIA PARA APLICAÇÃO DO PIR.....	23
2.5. ELEMENTOS DE ANÁLISE ECONOMICO-FINANCEIRA PARA O PIR.....	24
3. AVALIAÇÃO DO PROGRAMA DE ILUMINAÇÃO RESIDENCIAL.....	25
3.1. CARATERIZAÇÃO DO USO.....	26
3.2. PROGRAMA DE SUBSTITUIÇÃO PROPOSTA.....	28
3.3. CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS APLICADOS AO PROGRAMA DE INTRODUÇÃO DE LÂMPADAS FLUORESCENTES COMPACTAS NO SETOR RESIDENCIAL.....	30
4. ILUMINAÇÃO PÚBLICA.....	38
4.1. SITUAÇÃO DO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA DA NICARÁGUA.....	38
4.2. TARIFA E TAXA DE ILUMINAÇÃO PUBLICA.....	39
4.3. PROGRAMA DE SUBSTITUIÇÃO PROPOSTO.....	41
4.4. ANÁLISES ECONOMICAS DAS ALTERNATIVAS.....	42
5. ILUMINAÇÃO-SETOR PÚBLICO.....	46
5.1. PROGRAMA DE SUBSTITUIÇÃO PROPOSTO.....	46

5.2. ANÁLISE ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS.....	46
6. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS LIGADOS À REDE.....	53
6.1. ANÁLISE DA PARIDADE TARIFÁRIA.....	54
6.2. AVALIAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS CONSUMIDORES COM ESQUEMA DE FINANCIAMENTO.....	57
6.3. POTENCIAS IMPACTOS NA CONCESSIONARIA DE DISTRIBUIÇÃO E NOS CONSUMIDORES.....	60
7. AVALIAÇÃO INTEGRADA DE RECURSOS DE OFERTA E DEMANDA.....	62
7.1. PREVISÕES DE DEMANDA DE ENERGIA E POTÊNCIA (PLANO DE EXPANSÃO 2013-2030).....	62
7.2. AVALIAÇÃO DOS RECURSOS DE OFERTA.....	63
7.3. CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA DA NICARAGUA (2012) E EXPANSÃO AO MINIMO CUSTO.....	68
7.4. RECURSOS DO LADO DA DEMANDA.....	70
8. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	73
REFERÊNCIAS.....	77
APÊNDICE- A.....	85
ANEXO- A.....	88

1 INTRODUÇÃO

A Nicarágua está localizada na região Centro-Americana com uma população aproximada de 6,2 milhões de habitantes (INIDE, 2013). Em 2010, a energia primária foi baseada principalmente em lenha (42%) e petróleo (35%), com uma matriz elétrica predominantemente baseada em derivados de petróleo (geração termoelétrica). Em 2011, a demanda de ponta foi de 569,5 MW com um índice de eletrificação de aproximadamente 70% e perdas técnicas e comerciais de 20,6% (MEM, 2011; INE, 2012).

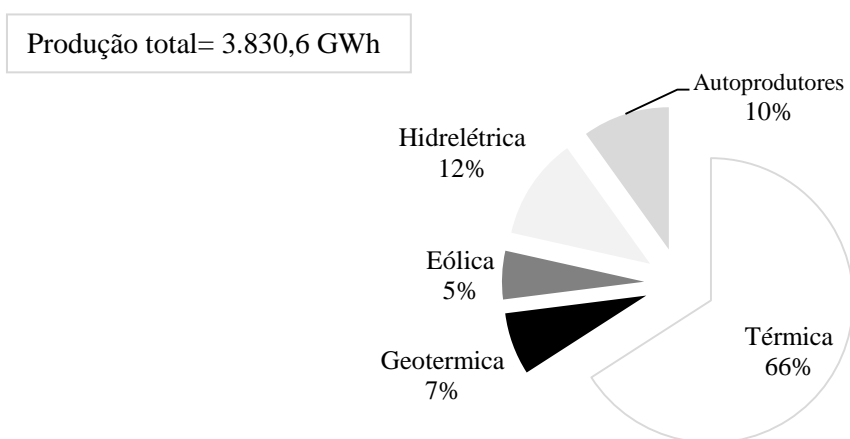


Figura 1- Geração de energia elétrica por fonte – 2011 (%). Fonte: MEM, 2011.

No período 1990-2002, o setor elétrico sofreu desverticalização das atividades, com a privatização parcial das usinas de geração e privatização total da única concessionária de distribuição do sistema interligado do país. A participação governamental ficou restrita principalmente a: regulação (Instituto Nicaraguense de Energia, INE), despacho de carga (Centro Nacional de Despacho de Carga, CNDC) e transmissão (Empresa Nicaraguense de Transmisión Eléctrica, ENATREL). As políticas energéticas e o planejamento foram funções indicativas da Comisión Nacional de Energia (CNE) até 2007, quando a lei nº 612 ordenou a criação do Ministério de Energia e Minas (MEM). A partir daí, o Ministério assumiu as funções da CNE na formulação e implementação de políticas públicas e setoriais.

O Governo da República da Nicarágua, por meio do MEM, está executando o Componente 5, de eficiência energética, do Programa Nacional de Eletrificação Sustentável e Energias Renováveis - "PNESER", cujos recursos provêm do Banco Interamericano de

Desenvolvimento (BID) e outros financiadores. O PNESEER visa apoiar a transformação da matriz energética do país e aumentar a cobertura de eletricidade de 65% para 85% da população. Além disso, o programa pretende reduzir os custos de energia elétrica para as famílias, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e promover o uso eficiente da energia.

Ao longo dos anos 2012-2017, o PNESEER vai estender o serviço a 117.390 novos usuários (domicílios), totalizando 702.000 pessoas em 3.666 comunidades rurais. Os empréstimos do BID ajudaram a financiar as conexões de serviços de energia elétrica para 6.762 dessas residências. O serviço elétrico também será regularizado para 164.000 famílias, que atualmente têm ligações elétricas ilegais.

O componente de eficiência energética do PNESEER está baseado no avanço das atividades pertinentes ao programa de "Desenvolvimento para a Eficiência Energética na Nicarágua" - ATN / JF 9884-NI, em conformidade com as disposições do Decreto 2-2008 emitido pelo Presidente da República da Nicarágua, no "Regulamento sobre a utilização de energia", que afirma que se deve:

"promover o uso eficiente e racional das diversas formas de energia, a fim de contribuir para o fortalecimento da atividade econômica e melhoria da qualidade de vida da população. É necessário implementar ações e programas urgentes que promovam a poupança e uso eficiente de energia elétrica e de combustíveis no Estado e suas instituições, bem como outros setores da economia, empresas privadas e o público em geral." (Decreto Nº 2-2008, 2008).

Nesse contexto, o Ministério de Energia e Minas, através do programa mencionado, lidera a análise e coordenação de programas de eficiência energética nacional para executar projetos nos setores governamentais, de iluminação pública, saúde, indústria e comércio, residencial e outros.

Este trabalho pretende aplicar o Planejamento Integrado de Recursos (PIR) como uma alternativa ao planejamento e gestão atual do sistema elétrico da Nicarágua, visando mostrar os potenciais benefícios que a aplicação de esta metodologia pode gerar para a sociedade.

1.1. CONTEXTO ATUAL

1.1.1. CAPACIDADE INSTALADA E DEMANDA DE POTÊNCIA

Com as mudanças institucionais ocorridas a partir de 1990, depois da derrota eleitoral do partido Frente Sandinista de Libertação Nacional, a economia e o setor elétrico estabeleceram a iniciativa privada como eixo principal da expansão da capacidade instalada. Porém, de 1991 a 2005, a capacidade instalada efetiva aumentou 40,5% (de 361 MW para 607,8 MW), enquanto a demanda de potência de pico cresceu 46% (271 MW a 501 MW) (fig. 2). Este período foi caracterizado por uma pressão no pico da demanda e apagões constantes. Em 2006, a crise tornou-se crítica e apagões diários atingiram até 10-12 horas.

De 2007 a 2012, o déficit foi resolvido com a entrada em operação de aproximadamente 200 MW de usinas térmicas (óleo combustível e diesel) da empresa ALBAGENERACIÓN (empresa ligada ao governo, em cooperação com a Venezuela, no marco da ALBA¹). Atualmente, tem-se desenvolvido investimentos privados e estão previstos futuros investimentos em geração de energia eólica e geotérmica, além da construção da maior hidrelétrica do país: “TUMARIN” (propriedade da ELETROBRÁS, com uma potencia aproximada de 250 MW e entrada em operação estimada para 2018).

Este quadro permite dizer que a etapa crítica está sendo superada. Não obstante, torna-se evidente que a intervenção governamental, através da ALBAGENERACIÓN, foi determinante para a solução do problema.

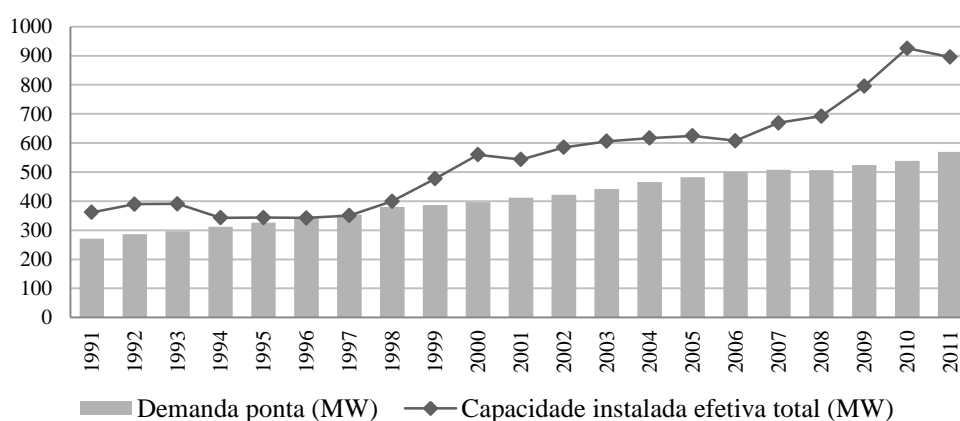


Figura 2- Potencia instalada efetiva e demanda de ponta (MW). Período 1991-2011. Fonte: INE, 2012.

¹ ALTERNATIVA BOLIVARIANA PARA OS POVOS DE NOSSA AMERICA. Países membros: Venezuela, Cuba, Bolívia, Nicarágua, Dominica, Equador, São Vicente e as Granadinas, Antiga e Barbuda.

Assim, pode-se aplicar ao caso nicaraguense a afirmação de SAUER *et al.* (2001), p. 22 referente ao Brasil, no início do século XXI:

[...] A questão é clara: faltou expansão. A capacidade total de armazenamento se expandiu abaixo do necessário, devido à falta de investimentos em produção de energia (usinas). As empresas estatais foram impedidas de investir, como parte do cumprimento dos acordos do país com as agências multilaterais.

1.1.2. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR SETOR

O uso residencial representa cerca de 35% do consumo global de energia na Nicarágua, podendo tornar-se potencial agravante dos problemas globais ligados à energia e ao meio ambiente, como a mudança climática e a depleção de recursos finitos (DAIGLOU *et al.*, 2012). Este setor também é o maior consumidor de eletricidade do país. Em 2011, foi responsável por cerca de 25% dos 3,5 milhões de MWh da demanda bruta de energia (fig. 3).

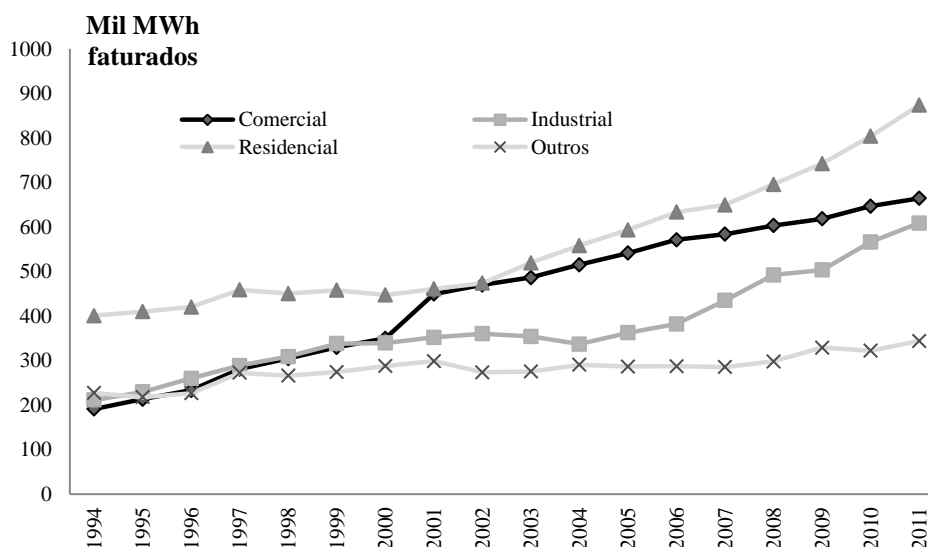


Figura 3- Consumo de energia elétrica faturado por setor (1000 MWh) - 1994-2011. Fonte: BCN, 2012.

1.1.3. TARIFAS

A superação dos racionamentos levantou a discussão do setor elétrico sobre outra questão relevante: as tarifas e a expectativa de sua redução, com a entrada de projetos de fontes renováveis. Durante o período 1990-2011, a tendência das tarifas foi crescente, especialmente entre 2001 e 2011 (Tabela 1). Estimativas baseadas na Pesquisa Nacional de Nível de Vida (EMNV, 2009) mostram que a conta mensal de eletricidade representa cerca de 7% do total

das despesas familiares em bens e serviços básicos.

Tabela 1- Aumentos tarifários por classes de consumo - Nicarágua- 1991 a 2011

	Tarifa média (US\$/MWh)		Variação (%)		Tarifa média (US\$/MWh)		Variação (%)	
	1991	2000	1991-2000	2000	2011	2000-2011	2000-2011	
Residencial	72,24	110,2	34,4%	110,2	218,1	49,5%		
Comercial	100	129,7	22,9%	129,7	287,9	55,0%		
Industrial	67,03	102,3	34,5%	102,3	222,8	54,1%		

Fonte: Estimativas baseadas em INE, 2012.

Embora uma discussão da natureza das tarifas não seja a ênfase principal deste trabalho, é possível dizer que os mecanismos institucionais pelos quais esses investimentos se traduzirão em uma redução dos preços da energia não ficam claros, em especial porque a entrada desses projetos não obedece ao critério de expansão ao mínimo custo, mas sim à superação do déficit e tentativa de alteração da estrutura da matriz energética, com maior participação das renováveis.

1.1.4. PESQUISAS DE USOS FINAIS DE ENERGIA ELÉTRICA

1.1.4.1. SETOR RESIDENCIAL

A participação dos usos finais na demanda de energia elétrica depende principalmente das condições bioclimáticas, socioeconômicas e das tecnologias dos equipamentos. No caso da Nicarágua, não existe ainda um estudo de hábitos de usos da energia para todo o território nacional, mas foram realizados levantamentos para a cidade de Manágua em 1992 (OLADE) e 2010 (CH, 2010) (tabelas 2 e 3).

Tabela 2- Pesquisas no setor residencial cidade de Manágua e consumos

Estratos de consumo (kWh/mês)	Número de residências	Consumo total (kWh/mês)	Consumo médio (kWh/mês/cliente)
Até 50	9	350	39
51 - 100	23	1894	82
101 - 150	30	3931	131
151 - 250	29	5292	182
251 - 350	13	3425	263
351 - 500	20	8443	422
>500	6	5557	926
Total	130	28892	222

Fonte: CH, 2010

Tabela 3- Consumo por usos finais no setor residencial de Manágua

Usos finais	Participação
Geladeiras	52%
Iluminação	22%
Congelador comercial	16%
Freezer	5%
TV e ferro de passar roupa	3%
Ar condicionado	2%
Total	100%

Fonte: CH, 2010

O consumo de energia de geladeiras e freezers representa 57% do total residencial, como reflexo das temperaturas tropicais. A iluminação representa de 10 a 20% no uso da eletricidade na maioria dos países e às vezes mais, nos países em desenvolvimento (DUTT, 1994). Em Manágua, a iluminação é responsável por 22% do uso final da energia elétrica e a presença da iluminação incandescente é uma das razões dessa elevada percentagem (especialmente nos segmentos de consumo superior a 101 kWh). O estudo registra uma percentagem elevada de lâmpadas fluorescentes tubulares e compactas nos estratos de consumo entre 1 a 100 kWh (tabela 2), o que poderia ter como explicação os programas pilotos de eficiência energética desenvolvidos em anos anteriores pelo Ministério Energia e Minas, principalmente naquela cidade.

1.1.4.2. SETOR COMERCIAL E SETOR PÚBLICO

Segundo CH (2010), o consumo de eletricidade no setor de comércio e serviços foi dividido por atividade econômica, com base na Classificação Internacional Industrial Uniforme (CIIU). O número de clientes a serem pesquisados foi calculado levando em conta o peso do consumo de cada cliente (CIIU), utilizando informações de todo o país. Como Manágua representa quase 60% do consumo nacional, os mesmos percentuais foram aplicados para distribuir a amostra de clientes pesquisados neste setor. A amostra total foi definida em 101 clientes, com base no peso deste setor no consumo total de clientes não residenciais (tabela 4).

Tabela 4- Quantidade de pesquisas por CIU - Setor comercial e serviços

CIU	Atividade	Consumo CIU/Consumo SIN	Pesquisas
75	Governo	18%	24
85	Serviço Social y Saúde	13%	17
80	Ensino (escolas)	10%	13
64	Correios e telecomunicações	8%	11
65	Financeiras	6%	8
51	Comercio (grandes lojas)	4%	5
52	Comercio (pequenas lojas)	4%	5
55	Hotéis e restaurantes	13%	17
Total		76%	101

Fonte: CH, 2010

No setor Governo, responsável por alguns dos maiores consumos de energia (tabela 5), foram realizadas auditorias energéticas (tabela 6). O ar condicionado (66%) e a iluminação (13%) são os usos finais que demandam mais energia (tabela 7).

Tabela 5- Consumo de energia elétrica por cliente no setor comercial e serviços.

Atividade	BAIXA TENSÃO		MEDIA TENSÃO	
	Pesquisas	Consumo por cliente (MWh/mês)	Pesquisas	Consumo por cliente (MWh/mês)
Governo	4	311,4	19	196,7
Serviço social e saúde	10	78,5	9	161,9
Ensino	6	15,2	7	30,4
Correio e telecomunicações	5	342,3	3	1.331
Financeiras	7	440,7	1	1.028,2
Comercio (grandes lojas)	6	34,7		
Comercio (pequenas lojas)	6	5,6		
Hotéis e restaurantes	13	46,4	4	226,3

Fonte: CH, 2010

Tabela 6- Consumo médio de energia em instituições de governo

Instituição	Tarifa	Nível de tensão	Consumo médio (MWh/mês)	Consumo médio (MWh/diário)
INIDE	T2E	MT	28,9	1,3
MITRAB	T2E	MT	28,7	1,3
MINED	T2	BT	26,1	1,2
MIFIC	T2D	MT	33,9	1,5
MTI	T2D	MT	71,5	3,3
INETER	T2	BT	12,6	0,6
MARENA	T2	BT	23,3	1,1
MIFAMILIA	T2D	MT	32,3	1,5
MHCP	T2	BT	87,8	4,0

MINGOB	T2D	MT	66,3	3,0
POLICIA	T2D	MT	118,4	5,4
UPOLI	T2D	MT	128,5	5,8
UNI	T2D	MT	198,2	9,0
UNAN	T2D	MT	276,3	12,6
MINREX	T2E	MT	76,4	3,5
Escola Divino Pastor	T1	BT	1,1	0,0
MIDDEF	T2E	MT	14,1	0,6
Hospital La Mascota	T2D	MT	195,7	8,9
Concepción Palacios	T2D	MT	209,9	9,5
Hospital Lenín Fonseca	T2D	MT	208,1	9,5

Fonte: Adaptado de MULTICONSULT, 2009.

Tabela 7- Participação dos usos finais de energia no setor público

Indicadores	Iluminação	Ar condicionado	Outros
Media	13%	66%	22%
Desvio padrão	4%	12%	11%
Faixa de variação entre instituições	8%-17%	55%-78%	12%-33%

Fonte: Elaborado em base a MULTICONSULT, 2009

1.2. JUSTIFICATIVAS PARA A AVALIAÇÃO DO PIR COMO UMA ALTERNATIVA PARA A NICARÁGUA

As mudanças institucionais ocorridas no sistema elétrico da Nicarágua na década de 1990 – e na economia em geral visando à liberalização das atividades do setor e desconsiderando o planejamento determinativo, tiveram como consequências os “apagões” de 2006. Embora os racionamentos possam ter diversas causas (p.ex. fatores políticos), considera-se que a falta de planejamento e gerenciamento pelo lado da demanda pode ter contribuído significativamente. A situação crítica de 2006 foi superada através da instalação de usinas termelétricas de propriedade da empresa ALBA de Nicarágua S.A., no marco da cooperação venezuelana. Porém, ainda existe a necessidade de reestruturar o sistema elétrico para garantir uma expansão ao mínimo custo. Para isso, a consideração da eficiência energética como um recurso passa a ser de grande interesse.

Segundo AMULYA e SUMITHRA (1997), os sistemas de energia elétrica da maioria dos países em desenvolvimento estão presos em várias crises, crise aqui entendida como uma situação que não permite a continuação de velhos padrões de comportamento. Em particular, citam quatro crises: a crise do capital, a crise de desempenho, a crise de acesso e a crise ambiental. O setor elétrico da Nicarágua enfrenta as crises assinaladas por Amulya e

Sumithra.

A crise de desempenho está ligada ao funcionamento e operação do sistema elétrico, especialmente no que se refere aos racionamentos, interrupções, elevadas perdas técnicas e não técnicas e a qualidade de energia e dos equipamentos (redes, transformadores, isoladores, etc.) No caso do setor nicaraguense, o desempenho técnico afeta os balanços financeiros da distribuidora e, portanto, os pagamentos da distribuidora para as geradoras e as tarifas dos usuários.

A crise do capital, ligada as crises mencionadas anteriormente, refere-se às dificuldades financeiras, tanto do governo como dos empreendedores privados, em investir elevadas quantias em projetos de geração de energia elétrica, transmissão e qualidade das redes. No caso dos governos nicaraguenses, as dificuldades financeiras têm uma ligação com a dependência internacional (Fundo Monetário Internacional e organizações multilaterais, e o estabelecimento de metas de endividamento público) e estrutural, devido a condições orçamentárias deficitárias típicas de um país em desenvolvimento. Da perspectiva do setor privado, a iniciativa de investimentos vê-se ameaçada pelas dificuldades decorrentes da necessidade de manter regularidade nos fluxos de caixa e, por outro lado, pela possibilidade de se apropriar dos excedentes econômicos em outros setores com menor tempo de retorno e maior lucro.

A crise do acesso refere-se à dificuldade de levar os serviços de energia elétrica para a totalidade da população, considerando, adicionalmente, o crescimento das comunidades empobrecidas, **que não dispõem de** um serviço de qualidade, quando este existe. É importante dizer que, **no presente, iniciativas governamentais** vem melhorando esses **fatores**, mas há dificuldades persistentes às quais é preciso seguir enfrentando.

A crise ambiental refere-se não só a dependência histórica do sistema nicaraguense dos derivados de petróleo importado para produzir energia elétrica (usinas termoelétricas com óleo combustível). Ela também inclui o fato de que a expansão do sistema elétrico, ainda que privilegiando fontes renováveis, terá um impacto socioambiental.

SAUER (1999), p. 8 afirma que:

[...] nos países em desenvolvimento, como o Brasil, além das questões referentes aos conceitos e uso eficiente dos recursos energéticos, os altos custos da construção de novas usinas, a necessidade de considerar os problemas ambientais no planejamento, a possibilidade da participação pública, as mudanças na regulamentação vigente e também o processo de internacionalização da economia, fazem com que a busca de recursos alternativos e de um planejamento voltado para a eficiência energética nas opções de oferta e demanda visando o mínimo custo seja alguns dos aspectos que o

setor elétrico deve levar em consideração numa nova abordagem de planejamento.

Corroborando esta visão, a metodologia do PIR mostra-se como uma alternativa que pode contribuir para a diminuição das dificuldades do sistema elétrico a médio e longo prazo, especialmente ante a possibilidade futura de atingir níveis de desenvolvimento econômico e humano mais elevados, que incluiriam taxas de crescimento econômicos maiores, grandes projetos (Canal Inter oceânico p.ex.), aumento da cobertura de energia elétrica, diminuição dos índices de desigualdade, redução do desemprego, e outros. O alcance dessas metas precisa de segurança no fornecimento de energia elétrica e o planejamento dos investimentos necessários pode ser realizado com maior transparência e racionalidade ao focar os serviços energéticos demandados e por atender, a eficiência energética e expansão ao menor custo.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é aplicar o método do Planejamento Integrado de Recursos (PIR) ao sistema elétrico da Nicarágua considerando o período de análise compreendido entre 2013 e 2030.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para a consecução do objetivo geral enunciado, considera-se indispensável cumprir os seguintes objetivos específicos:

- Caracterizar o sistema elétrico da Nicarágua.
- Avaliar financeiramente e tecnicamente a carteira de programas de eficiência energética propostos pelo Ministério de Energia para a iluminação residencial, pública e do setor público a ser executada a partir de 2013, como parte do Programa Nacional de Eletrificação Sustentável e Energia Renovável (PNESER).
- Explorar a viabilidade financeira da tecnologia LED como uma contraproposta aos programas de eficiência energética em andamento.
- Avaliar financeiramente a tecnologia de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, para consumidores residenciais, como uma opção adicional de oferta.

- Com base no parque instalado, programa de obras previsto e recursos, definir as tecnologias passíveis de serem implantadas e os respectivos custos envolvidos.
- Integrar as propostas de oferta e de conservação de energia em conjunto.

2 METODOLOGIA

Esta pesquisa é de caráter exploratório e aplica a técnica do Estudo de Caso, tendo o sistema elétrico da Nicarágua como objeto de estudo. É também uma pesquisa quantitativa já que a obtenção e o tratamento dos dados se utilizou técnicas matemáticas e estatísticas e figuras de mérito econômico e financeiro para avaliar o impacto do plano integrado de recursos proposto.

O trabalho adota o método dialético para análise das questões enunciadas, com a intenção de contraditar a realidade atual da gestão do sistema elétrico, apresentando os resultados da aplicação do PIR como plataforma inicial para pensar uma nova forma de gestão setorial. Esta pesquisa se propõe, a partir dos resultados, a mostrar que há opções para continuar melhorando a gestão atual e, portanto, a possibilidade de um resultado distinto no futuro.

O método dialético:

“...Fundamenta-se na dialética proposta por Hegel, na qual as contradições se transcendem dando origem a novas contradições que passam a requerer solução. É um método de interpretação dinâmica e totalizante da realidade. Considera que os fatos não podem ser considerados fora de um contexto social, político, econômico, etc...” (GIL, 1999; LAKATOS e; MARCONI, 1993).

Em relação ao objeto desta pesquisa, a contradição se manifesta no fato de que a atual gestão do sistema elétrico pode ser modificada para se adaptar às diretrizes políticas, econômicas e sociais (Planos Nacionais de Desenvolvimento Humano e PNER) atuais e futuras. O PIR é a tentativa de propor uma alternativa que se pretende superior à atual.

2.1. COLETA E ANÁLISE DE DADOS

Neste trabalho foram utilizados dados secundários obtidos junto ao MEM, disponibilizados sob a forma de relatórios e projetos de consultorias. O MEM (Ministério de Energia e Minas), órgão responsável das políticas energéticas, é a instituição que tem o compromisso formal de enviar os planos, informes e estatísticas necessárias para a elaboração do PIR,

especificamente através da Diretoria de Planejamento Energético e da Diretoria de Energia Renovável e Eficiência Energética.

Embora o MEM tenha sido a fonte majoritária das informações obtidas, também foram consultadas as bases de outras instituições, como o Instituto Nicaraguense de Energia (INE), o Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), Empresa Nacional de Transmissão Elétrica (ENATREL) e a concessionária de distribuição, para o levantamento de dados adicionais, estatísticas e planos de investimentos.

Aplicou-se análise técnico-econômica, uma forma de análise comparativa, a cada programa de eficiência estudado e as opções de oferta. O detalhamento das equações e indicadores empregados será efetuado nos tópicos seguintes.

Foram realizados testes de laboratórios no laboratório de fotometria do Instituto de Energia e Ambiente (IEE) para avaliar os parâmetros técnicos das lâmpadas fluorescentes compactas do programa piloto para iluminação no setor residencial e as lâmpadas fluorescentes compactas e LED disponíveis no mercado nicaraguense. Os procedimentos dos testes serão descritos em maior detalhe em um tópico específico do texto.

Os dados para a simulação da opção fotovoltaica conectada à rede foram coletados da literatura internacional. O preço do sistema fotovoltaico foi cotado na empresa TECNOSOL, S.A que opera na Nicarágua e na região de Centro América.

2.2. LIMITAÇÕES DA PESQUISA

O estudo apresentou as seguintes limitações:

- A pesquisa de usos finais de energia, base do PIR, foi levantada somente para a capital de Nicarágua, Manágua. Atualmente, não existe um estudo de usos finais com abrangência para todo o território nacional. Portanto, os cálculos e as análises referentes a usos finais são desenvolvidos com base na informação disponível. Porém, é importante dizer que Manágua representa aproximadamente 55% da demanda total de energia e é a cidade de maior população e território do país, detendo, também, a maior quantidade de clientes (MEM, 2013). Adicionalmente, as condições bioclimáticas de Manágua não sofrem variações bruscas ao longo do ano, nem diferem significativamente das demais cidades da Nicarágua (tabela 8).

Tabela 8- Temperaturas e umidade relativa em Nicarágua por departamento

Estação	Temperatura (°C)	Umidade relativa (%)
CHINANDEGA	27	76
CORINTO	27,7	77
LEÓN	27,4	76
MANAGUA	26,9	74
RIVAS	27	78
NANDAIME	26,8	78
MASATEPE	23,9	83
MASAYA	26,6	76
CONDEGA	24,1	77
OCOTAL	24,5	74
JINOTEGA	20,7	80
MUY MUY	24,3	80
JUIGALPA	27,2	76
SAN CARLOS	25,7	85
PTO. CABEZAS	26,5	85
BLUEFIELDS	25,5	88
Média	25,7	78,9
Desvio padrão	1,8	4,3

- A avaliação restringiu-se aos programas de eficiência energética em iluminação em execução pelo PNESER, visando integrá-los nos planos de expansão. Também foi efetuada a avaliação da tecnologia LED, que não é contemplada nos planos de governo. Porém, o PIR pode e deve incorporar um número maior de programas de eficiência, abrangendo outros usos. Por exemplo, motores no setor industrial, edificações, equipamentos de condicionamento ambiental, semáforos (sinalização) ou o retrofit de equipamentos como caldeiras, em usinas que usam biomassa como combustível. Não obstante, o tempo de desenvolvimento da dissertação não permite o aprofundamento em um número grande de medidas. Assim, este PIR se apresenta como uma base para expor as possibilidades de aplicação mais ampla desta metodologia.
- A integração dos programas de eficiência em iluminação deve abordar a qualidade de energia, buscando, sempre que possível, submeter a testes as tecnologias eficientes (LFC, LED, lâmpada de vapor de sódio). Neste trabalho, os testes só foram aplicados às lâmpadas fluorescentes compactas do programa residencial, devido às dificuldades de trazer as lâmpadas utilizadas para iluminação pública e do setor público para o

laboratório do IEE.

- As curvas de aprendizado das tecnologias não foram incluídas nas análises. Uma exceção foi a avaliação dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, pois a metodologia de paridade tarifária com a rede considera redução nos preços da tecnologia.

2.3 REVISÃO DE LITERATURA E REFERENCIAL TEÓRICO

Embora o PIR seja uma metodologia de aplicação flexível e dinâmica, o arcabouço conceitual está bem estabelecido na literatura internacional. Originalmente, chamado do Planejamento de Mínimo Custo, o PIR apareceu no setor de concessionárias privadas em meados da década de 1980, primeiramente em um grupo de estados da costa leste dos EUA.

Consiste em modificar o processo de planejamento tradicional para incluir os recursos pelo lado da demanda, considerar os impactos financeiros focalizados em diferentes agentes envolvidos e análise da disponibilidade e custos de tecnologias de ponta. Ao incluir a oferta pelo lado da demanda ou programas de conservação de carga e energia, as previsões de carga e energia (tradicionalmente ligadas ao aumento populacional e o crescimento econômico exclusivamente) sofrem mudanças. Assim, o plano de abastecimento consiste na escolha da combinação do mínimo custo que envolva medidas de conservação, gerenciamento e opções de expansão do sistema.

KRAUSE e ETO (1990) assinalam, citando um reporte do Electric Power Research Institute (1987), que cerca de 17 estados norte americanos tinham adotado estratégias de planejamento do mínimo custo, enquanto metodologias de planejamento de mínimo custo estavam em desenvolvimento em outros 20 estados.

D´SA, 2005, p. 1275 (tradução nossa) indica que:

[...] No caso de países em desenvolvimento como Brasil, Gana, Índia, Indonésia, África do Sul e Tailândia, antes das reformas liberalizantes do setor elétrico, o PIR não tinha sido praticado ao nível nacional, nem estatal, ou mesmo de concessionárias. Políticas públicas incluindo o PIR ou comparação entre opções de oferta e demanda também não tinham sido implantadas. Algumas concessionárias têm projetado planos de mínimo custo, mas não planos integrados de oferta e eficiência. Além disso, estas se restringem à área de atuação das concessionárias e não visam abrangência nacional, como, por exemplo, o “Plano estratégico integrado do sistema elétrico da África do Sul” da empresa Eskom, daquele país. Os

programas de conservação ou DMS (*demand side management*) tem sido desenvolvidos como atividades separadas.

D'SA (2005), prossegue, mencionando alguns poucos casos de exercícios de PIR desenvolvidos por acadêmicos ou instituições de pesquisa para sistemas elétricos para Estados ou países. Por exemplo, os estados de Karnataka, Índia (REDDY *et.al.*, 1991, 1995) e Bengal Oeste (WBSEB e IEI, 1991, 1995).

Na produção acadêmica do próprio PPGE (Programa de Pós-Graduação em Energia do IEE/USP) é encontrada uma quantidade adicional importante de aplicações do PIR ou de programas de racionalização de energia. CÁCERES (1994) avaliou a racionalização de uso de energia na Floricultura da Região Norte do Equador, SALAS (1995) as bases para a melhoria da Eficiência na iluminação na Região Metropolitana da Lima, HERRERA (1996) o impacto da substituição energética na cocção residencial na Área Metropolitana da Costa Rica, CABALLERO (1996) propõe uma metodologia para a caracterização dos usos finais de Energia no setor residencial em Bogotá, PEDRANTI (1997) para a iluminação pública em Cipolleti, Argentina, BENAVIDES (1997) associa a mitigação de Gases de Efeito Estufa ao consumo energético do setor residencial no Equador, ORTEGA (1997) avaliou o consumo energético eficiente como alternativa de Planejamento Elétrico na Panamá, CHACÓN (1997) complementa as pesquisa no caso da Costa Rica incluindo iluminação, SOTELO (1997) avaliou o potencial de racionalização no setor residencial de Bogotá, CAMPOVERDE (1998) efetuou um PIR para a empresa elétrica AMBATO S.A. RCN – Equador, com ênfase na iluminação residencial e pública. Os resultados encontrados mostraram uma potencia evitada de 9,8 MW e uma diminuição no consumo de energia de 44,6 GWh para o ano 2008. BARBOSA (2000) avalia a gestão e o uso eficiente da energia elétrica nos sistemas de iluminação pública. É importante mencionar a dissertação de GONÇALVES (1995) onde se aplicam conceitos do PIR para racionalização conjunta de água e energia no abastecimento público de água da região metropolitana de São Paulo.

SAUER *et al.* (1999), realizou o Estudo de Planejamento Integrado de Recursos para o Sistema Elétrico de Boa Vista-RR, Brasil. SAUER *et al.* (2001), integra os resultados de HERRERA (1996) e CHACON (1997) e publica os resultados de aplicação do gerenciamento pelo lado da demanda ao setor residencial da Costa Rica (iluminação e cocção), incluindo neste caso, a análise integrada com as opções de oferta.

SHRESTHA E MARPAUNG (1999) avaliam os impactos de um imposto de carbono para o setor elétrico da Indonésia, no marco do planejamento integrado, encontrando que a

introdução do imposto melhora o fator de carga e a confiabilidade do sistema. MALIK e SUMAOY (2003) elaboram um plano integrado de recursos local para a Cayan Electric Power and Light Co. (CEPALCO), concessionária privada de distribuição operando no sul das Filipinas, encontrando custos evitados de cerca de US\$ 500,000 (1998/US\$) para um período de análise de 10 anos.

HU *et. al.* (2010), apresenta uma nova metodologia para o PIR chamada planejamento integrado de recursos estratégico tendo como aplicação o caso do sistema elétrico chinês. O estudo conclui que uma aplicação do planejamento integrado de recursos estratégico para China poderia evitar ou postergar até 69 GW de potencia no período 2009-2015, mitigando cerca de 200 MtCO₂, 0,8 MtSO₂ e 0,9 MtNO_x.

AMIRNEKOOEI *et al.* (2012), desenvolvem um estudo de caso de PIR para o Irã num período de 2011-2035. Os resultados mostram que aplicando conjuntamente a substituição de lâmpadas incandescentes pelas LFC, utilização de cozinhas elétricas em vez de gás natural e implementando usinas a carvão para o ano 2035, a economia de petróleo e gás natural equivaleria a 3,2 vezes a oferta primária total de petróleo e gás natural de 2009.

No ano de 2011, o governo da África do Sul publicou o Plano Integrado de Recursos para o período 2010-2030. Este plano é dirigido e coordenado pelas diferentes instituições do governo e não por uma concessionária verticalmente integrada. Adicionalmente, é sujeito a revisão sistemática a cada dois anos, (GOVERNMENT GAZETTE, 2011).

Atualmente, algumas concessionárias nos Estados Unidos ainda tem o PIR como eixo central das políticas de expansão dos serviços energéticos. A empresa IDAHO POWER, com o objetivo de cumprir com os requerimentos da comissão de serviços públicos de Idaho (IPUC) e a comissão de serviços públicos de Oregon (OPUC), publicam desde 2002 o PIR para o sistema elétrico local. Por exemplo, o processo de planejamento para 2013 teve quatro objetivos principais (IDAHO POWER, 2013):

1. Identificar os recursos suficientes para atender com segurança a demanda crescente por energia dentro da área da empresa durante todo o período de planejamento de 20 anos.
2. Verificar se o portfólio de recursos selecionado equilibra custo, risco e as preocupações ambientais.
3. Dar tratamento igualitário e equilibrado aos recursos do lado da oferta, gestão e conservação pelo lado da demanda, e os recursos de transmissão.

4. Envolver o público no processo de planejamento de uma forma significativa.

É interessante mencionar que a IDAHO POWER desenvolveu o plano 2013 com o pressuposto de que durante o período de 20 anos de planejamento a empresa vai continuar sendo responsável pela aquisição de recursos suficientes para servir a todos os consumidores na área de concessão e que continuará operando como uma concessionária verticalmente integrada.

Outro exemplo atual é a empresa PacifiCorps, que apresenta o plano integrado de recursos # 12 (PIR 2013) para submeter às comissões reguladoras, onde apresenta uma estrutura para ações futuras que a empresa terá que fazer para fornecer um serviço confiável, com custos razoáveis e riscos administráveis a seus clientes. Foi desenvolvido com a participação de inúmeros agentes públicos, incluindo funcionários, grupos de defesa do consumidor e outras partes interessadas. Os elementos-chave do PIR 2013 incluem (PACIFIC CORP,2013)²:

Identificação da necessidade de recursos para o período de 2013-2022.

1. A carteira preferencial de recursos pelo lado da oferta e da demanda para atender a essas necessidades.
2. Plano de ação que identifica os passos que a empresa vai tomar durante os próximos dois a quatro anos para implementar o plano.

2.4 METODOLOGÍA PARA APLICAÇÃO DO PIR

A metodologia para aplicação do PIR foi adaptada de SANTOS E SAUER (1999), e organizada nos boxes abaixo.

Metas

- Política: Aplicar o PIR como forma de planejar a expansão do setor elétrico para o sistema elétrico da Nicarágua.
- Técnica: Considerar a redução do pico e do consumo de energia.

² Os autores também assinalam que a empresa PacifiCorp continua pensando em uma base de todo o sistema, acomodando recursos estaduais mandatos e políticas de aquisição (PACIFIC CORP,2013).

Composição do portfólio de recursos e seleção

- Demanda: análise dos projetos em andamento em matéria de eficiência energética no setor residencial, governamental e iluminação pública. Na análise do consumo de energia dos diversos setores e da curva carga da demanda de cada tecnologia de uso final, verifica-se a incidência de cada tecnologia no pico de carga e no consumo total de energia.
- Com base no parque instalado e no programa de obras previsto, define-se quais as tecnologias possíveis de serem implementadas e os respectivos custos envolvidos.

Desenvolvimento do plano - Acompanhamento & seleção

- Elaboração de cenários detalhando as tecnologias em uso nos distintos setores consumidores que serão afetados pelo programa de conservação, as tecnologias eficientes que serão utilizadas, as características de cada tecnologia (potência, vida útil, custo unitário).
- Avaliação dos cenários, verificando, ano a ano, o impacto que as medidas de conservação provocam nos dados de consumo do cenário proposto pela Diretoria de Planejamento do Ministério de Energia (tendencial).
- Comparação econômica entre as alternativas de oferta de energia e usos finais

Fonte: adaptado de SANTOS e SAUER, 1999

2.5. ELEMENTOS DE ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA PARA O PIR

Uma parte essencial do PIR é a avaliação econômico-financeira das opções energéticas tanto de oferta, no sentido convencional, como as medidas de eficiência integradas na expansão do mínimo custo. Neste capítulo são descritas em detalhes as figuras de mérito econômico-financeira utilizadas para avaliar as medidas de conservação de energia e conservação de carga, assim como a oferta de energia. O objetivo é comparar as opções de demanda e oferta.

Cumprir observar que o conjunto de fórmulas, bem como sua descrição, apresentados neste tópico foram fortemente subsidiados no trabalho de SAUER *et al.* (1999 e 2001) “Estudo de Planejamento Integrado de Recursos para o Sistema Elétrico de Boa Vista –RR” e “Demand-side management for the residential sector of the San Jose, Costa Rica, metropolitan region” dada sua relevância para as análises que aqui se pretende desenvolver. O detalhamento das formulas foi colocado no ANEXO A.

3 AVALIAÇÃO DO PROGRAMA DE ILUMINAÇÃO RESIDENCIAL

Neste capítulo detalha-se o uso final iluminação. Este uso é responsável por aproximadamente 22% do consumo de eletricidade no sistema da Nicarágua e apresenta alto potencial de melhoria de eficiência energética. Por esta razão o MEM está desenvolvendo um programa de substituição de 2 milhões de lâmpadas incandescentes pelas lâmpadas fluorescentes compactas (LFC). Embora não incluída neste programa, a análise da inserção da tecnologia LED na forma da lâmpada de 7 W LED também foi efetuada³.

O capítulo está dividido em cinco partes. Na primeira parte as características de uso de iluminação são apresentadas. Inicialmente quantifica-se a importância do uso final no consumo global, mostrando sua influência sobre a curva de carga média do sistema. A seguir, passa-se a uma descrição do programa de conservação de energia em iluminação. Estes requisitos básicos são levantados a partir da análise crítica de programas similares já implementados no Brasil e em outros países. A descrição não apresenta procedimentos detalhados uma vez que o detalhamento de programas está fora do escopo de um relatório PIR.

Foi feita uma avaliação econômica e do potencial de conservação das alternativas consideradas. Nesta análise calcula-se o custo da energia conservada (CEC), o custo de ciclo de vida anualizado (CCVA), a taxa interna de retorno (TIR), o payback de cada uma das medidas sugeridas.

A conservação de energia e potência resultante da implementação do programa proposto depende do grau de participação dos diversos atores envolvidos. Elaboram-se, desta forma, três cenários representando amplitudes de sucesso do programa: cenário pessimista, cenário realista e cenário otimista. Considera-se a partir deste ponto os três cenários para efeito de cálculo dos incentivos necessários à adoção desejada do programa proposto.

Determinados então os valores das figuras de mérito financeiras, detalham-se as análises a partir de três perspectivas: consumidor, concessionária de distribuição e sociedade, o fluxo de

³ Para avaliações de programas de iluminação residencial na Índia ver GADGIL e SASTRY (1994); KAZAKEVICIUS *et al.* (1999) para a Lituânia; OLERUP (1995) para Estocolmo; MARTINOT e BORG (1999) para mais oito países (incluindo latino-americanos) e URGE-VORSATZ e HAUFF (2001) para Hungria.

caixa e impactos financeiros para a empresa concessionária. Finalmente, os testes da qualidade das lâmpadas são analisados.

3.1. CARACTERIZAÇÃO DO USO

Observando as curvas de carga de um dia de semana e um final de semana é possível perceber a importância da iluminação no período das 18:00 hrs até as 22:00 hrs. No dia de semana, o pico da demanda aumenta de aproximadamente 470 MW às 18 horas para 550 MW entre as 19 e 20 horas. Um padrão similar se observa no final de semana. Esta diferença torna possível estimar a carga por iluminação residencial e pública em aproximadamente 100 MW. Os programas de eficiência em iluminação residencial e pública propostos podem auxiliar na redução desses picos (Fig. 4).

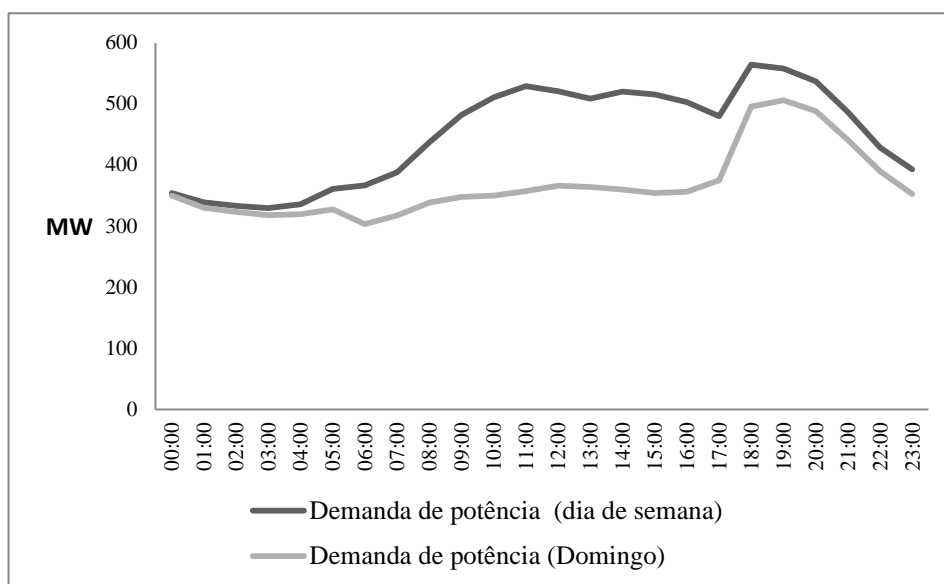


Figura 4- Curvas de carga durante dia de semana e final de semana (Nov, 2012). Fonte: estimativa baseada no CNDC, 2012.

Outro elemento importante é o fator de uso⁴ da iluminação residencial. Através da curva de carga pode-se inferir que o fator de uso varia durante o período de ponta. Intensifica-se nas primeiras horas da noite (18:00 h às 20:00 h) e diminui depois do horário aproximado do jantar, na medida em que as atividades próprias das famílias diminuem até o período de sono. É razoável que uma percentagem das lâmpadas se mantém ligadas principalmente por questões de segurança nas áreas externas descobertas.

⁴ Percentagem do total de lâmpadas ligadas à rede em um intervalo de tempo.

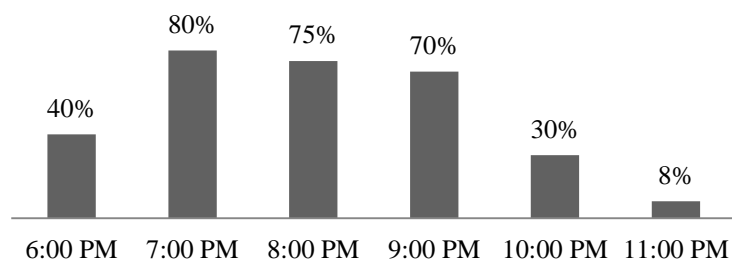


Figura 5- Fator de uso da iluminação residencial na Nicarágua. *Fonte:* MEM, 2010.

No caso da iluminação residencial, o uso está dividido entre a iluminação incandescente e a iluminação fluorescente. A elevada percentagem de iluminação no consumo de energia elétrica (22%) é explicada em parte pela iluminação incandescente (especialmente nos segmentos de consumo acima de 101 kWh por mês). A Tabela 9 apresenta os diferentes tipos de tecnologias de iluminação por faixa de consumo em Manágua.

Tabela 9 - Tecnologias para iluminação para cada faixa de consumo

Faixa de consumo (kWh)	Incandescente	LFC tubular	LFC	Total
Até 50	0%	46,3%	53,7%	100%
51 - 100	0%	75,7%	24%	100%
101-150	7,4%	52,8%	39,8%	100%
151- 250 kWh	6,6%	67%	26,4%	100%
251- 500	23,7%	43,2%	33,1%	100%
>500	16,3%	37,6%	46,1%	100%

Fonte: CH, 2010

É evidente que as percentagens de iluminação incandescente são baixas na cidade de Manágua, especialmente nas faixas de consumo entre 0-150 kWh. Essa situação se explica em parte pelos programas pilotos que foram executados a partir de 2007, principalmente naquela cidade. Outro elemento que poderia influir é que a cidade de Manágua, como capital da Nicarágua, apresenta níveis de renda superiores em comparação com as demais cidades do país⁵. Subentende-se que a decisão do Ministério de Energia e Minas (MEM) fosse executar um programa de substituição de 2 milhões de lâmpadas de abrangência nacional, a fim de contemplar as áreas antes excluídas.

⁵ Ver REYNOLDS *et al.*, 2012 para o caso de Santa Lucia.

3.2. PROGRAMA DE SUBSTITUIÇÃO PROPOSTO

O projeto analisado tem como objetivo diminuir o consumo de energia elétrica em iluminação residencial através da aquisição e distribuição de 2 milhões de LFCs (14 W, 18 W e 23 W) que estão substituindo desde 2013, lâmpadas incandescentes (60W, 75W, 100W), de acordo com a diretriz mostrada na tabela 10.

Tabela 10 -Diretriz para substituição de lâmpadas incandescentes por LFCs

Potencia de iluminarias incandescente existente	Potencia LFC	Número de LFC
60 W	14 W	500.000
75 W	18 W	500.000
100 W	23 W	1.000.000
TOTAL		2.000.0000

Fonte: MEM, 2010

A proposta de distribuição das LFCs por faixa de consumo está na tabela 11. A lógica subjacente, em coerência com os resultados da pesquisa de usos finais, é que as famílias com maiores consumos mensais de energia tem uma quantidade maior de lâmpadas incandescentes a substituir. Uma maior precisão no estudo de usos finais poderia permitir uma concepção mais eficaz do programa.

Tabela 11 - Diretriz de substituição por faixa de consumo

Faixa de consumo	Numero de consumidores em 2007	Quantidade de LFCs por moradia	Total LFCs
0-50	234.559	2	469.118
51-100	137.229	3	460.513
101-150	106.949	5	534.745
151-200	39.502	5	197.510
201-500	47.445	6	284.670
> 500	10.689	5	53.445
Total	576.373		2.000.000

Fonte: MEM, 2010

Os requerimentos técnicos propostos exigidos pelo MEM para os lotes de LFC a ser adquiridos estão sintetizados na tabela 12. Especial ênfase é dada ao fator de potência $\geq 0,9$ e a um THD⁶ $\leq 20\%$. Os testes sob as lâmpadas permitirem comprovar o cumprimento dos parâmetros. Os resultados dos testes serão analisados nos próximos capítulos.

⁶ Distorção Harmônica Total (THD) é uma medida utilizada para definir o grau de conteúdo harmônico de um sinal alternado.

Tabela 12 - Requerimentos técnicos exigidos para a compra dos lotes de LFC.

Parâmetro	Padrão exigido
Tipo de lâmpada	LFC eletrônica
Tipo de base	2,54 cm de diâmetro (medium screw base-27)
Vida útil	≥ 6000 horas
Potencia (W)	≤ 25
Fator de potencia	≥ 0,9
THD	≤ 20%
Tensão mínima de operação	≥ 90 V e ≤ 140 V
Eficiência (lm/W))	≥ 60
Frequência (Hz)	60 Hz
Índice de rendimento da cor	≥ 82
Ruído	≤ 25 decibéis

Fonte: MEM, 2010

Finalmente, o resumo das características do programa é apresentado na tabela 13.

Tabela 13 - Resumo das características do programa

Localização	Investimento total	Preço (subsidiado)	Mecanismo de financiamento	Programas de educação e informação	Órgão responsável	Mecanismo de distribuição das lâmpadas
Zona de concessionária	US\$ 3.200.000	US\$ 1,76 (representa 30-35% do preço de mercado)	3 ou 4 pagamentos mensais opcional	Sim	Ministério de Energia e Minas	Distribuidora, instituições do governo

Fonte: Elaboração própria com dados do MEM, 2010.

Atualmente, o MEM estuda a possibilidade de assumir a totalidade dos custos do fornecimento das LFCs (que sairiam de graça para o usuário) visando, em parceria com organizações comunitárias, atingir o nível máximo de penetração.

3.3. CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS APLICADOS AO PROGRAMA DE INTRODUÇÃO DE LÂMPADAS FLUORESCENTES COMPACTAS NO SETOR RESIDENCIAL

Tabela 14 - Parâmetros básicos e hipóteses assumidas

Parâmetros e hipóteses assumidas	
Taxa de desconto para consumidores e concessionária de distribuição	12% anual
Taxa social de desconto oficial (MHCP, 2010)	8% anual
Preços médios das LFCs (14 W, 18 W, 23 W) na Nicarágua (US\$)	5 ; 6,2 ; 6,1
Vida útil das LFCs de acordo com o produtor (horas)	6.000
Preço da lâmpada incandescente na Nicarágua (US\$)	0,44
Vida útil da lâmpada incandescente (horas)	1.000
Preço da 7 W LED na Nicarágua (US\$)	20,6
Vida útil da LED, de acordo com o produtor (horas)	50.000
Preço médio de compra da energia para a concessionária de distribuição (US\$/kWh) (INE, 2012d)	0,17
Horas diárias de uso das lâmpadas (horas)	3
Heat rate oficial das usinas termelétricas de referência (óleo combustível) (INE, 2012e)	15,7 kWh/Gln
Eficiência estimada das usinas termelétricas de referencia	33%
Fator de emissões (tCO ₂ /MWh) (Coto, 2010)	0,75
Investimento total do programa (MEM, 2010)	US\$3,2milhões

3.3.1. PERSPECTIVA DOS CONSUMIDORES

3.3.1.1. EFETIVIDADE DO PROGRAMA (2013-2014)

Pela Lei nº 785, usuários com um consumo mensal menor do que 151 kWh recebem um subsídio do governo de cerca de 50% da fatura de eletricidade. A Tabela 15 apresenta a economia de energia e os ganhos econômicos, com e sem aplicação do subsídio. As três substituições propostas resultam em ganhos econômicos potenciais, os quais são proporcionais aos consumos mensais e tarifas.

Tabela 15 - Energia e US\$/ano economizados por faixa de consumo

Substituições	Faixa de consumo	0-50	51-100	101-150	151-200	201-500	> 500
60W-14W	Tarifa (US\$/kWh)	0,16	0,22	0,29	0,27	0,27	0,46
	Subsidio (US\$/kWh)	0,08	0,11	0,15	-	-	-
	kWh/ano economizados	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4
	US\$/ano economizados	7,8	11,1	14,8	13,8	13,8	23,2
	US\$/ano economizados com subsidio	3,9	5,5	7,4	-	-	-
75W-18W	Tarifa (US\$/kWh)	0,16	0,22	0,29	0,27	0,27	0,46
	Subsidio (US\$/kWh)	0,08	0,11	0,15	-	-	-
	kWh/ano economizados	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4
	US\$/ano economizados	9,7	13,7	18,3	17,0	17,0	28,8

	US\$/ano economizados com subsidio	4,9	6,9	9,2	-	-	-
100W-23W	Tarifa (US\$/kWh)	0,16	0,22	0,29	0,27	0,27	0,46
	Subsidio (US\$/kWh)	0,08	0,11	0,15	-	-	-
	kWh/ano economizados	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3
	US\$/ano economizados	13,1	18,5	24,7	23,0	23,0	38,9
	US\$/ano economizados com subsidio	6,6	9,3	12,4	-	-	-
Média	Tarifa (US\$/kWh)	0,16	0,22	0,29	0,27	0,27	0,46
	Subsidio (US\$/kWh)	0,08	0,11	0,15	-	-	-
	kWh/ano economizados	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7
	US\$/ano economizados	10,2	14,5	19,3	17,9	17,9	30,3
	US\$/ano economizados com subsidio	5,1	7,3	9,7	-	-	-

Estes resultados mostram um cenário muito positivo, onde o custo total é assumido pelo governo. No entanto, seguindo o mecanismo de distribuição proposto originalmente (ver tabela 13), a eficácia do programa depende do mecanismo de financiamento de que o usuário dispõe para comprar as lâmpadas fluorescentes compactas. A Tabela 16 mostra impactos financeiros nas contas dos consumidores seguindo o esquema de financiamento de 4 parcelas sem juros.

Tabela 16 - Simulação do impacto na tarifa elétrica com a adesão ao programa

Faixa de consumo	Tarifa variável (US\$/kWh)		Parcela fixa US\$ (comercialização + iluminação pública)	LFC por cliente de acordo ao programa	Preço unitário (US\$)	Custo de investimento por cliente (US\$)	Pagamento mensal (4 parcelas sem juros) US\$	Parcela fixa no faturamento (US\$/cliente/mês incluindo pagamento das lâmpadas eficientes)
	Sem subsídio	Com subsídio						
0-50	0,16	0,08	1,47	2	1,76	3,52	0,88	2,35
51-100	0,22	0,11	1,66	3	1,76	5,28	1,32	2,98
101-150	0,29	0,15	3,59	5	1,76	8,80	2,20	5,79
151-200		0,27	5,43	5	1,76	8,80	2,20	7,63
201-500		0,27	5,43	6	1,76	10,56	2,64	8,07
> 501		0,46	16,57	5	1,76	8,80	2,20	18,76

Os resultados mostram que os benefícios econômicos superam os custos. Por exemplo, um consumidor na faixa de 0-50 kWh por mês vai investir US\$ 3,5 para substituir duas lâmpadas incandescentes (US\$ 1,76 por LFC). Supondo-se que as 2 lâmpadas incandescentes são de 60 W e são substituídas por lâmpadas fluorescentes compactas de 14 W, a economia de energia anual será de 100,7 kWh/ano. Com uma tarifa subsidiada de US\$ 0,08 US\$/kWh, os ganhos econômicos seriam da ordem de US\$ 8,1 (US\$ 4 por substituição). Esta substituição representa uma relação benefício/custo de 2,3 apenas no primeiro ano.

De acordo com os resultados e condições descritas nos tópicos deste capítulo o cenário de penetração inicial do programa foi estabelecido em um 95% (1,9 milhões dos 2 milhões de

lâmpadas fluorescentes compactas) distribuição que será feita ao longo período de dois anos (2013-2014).

3.3.1.2 EFETIVIDADE DO PROGRAMA (2018-2023)

Os potenciais benefícios financeiros devido à penetração das lâmpadas fluorescentes compactas, após o término do programa de incentivo, foram estimados projetando as taxas de adoção desta tecnologia pelo consumidor para o período 2018-2023. A Tabela 17 mostra os resultados obtidos empregando no cálculo os preços atuais do mercado nicaraguense (US\$ 5,0; US\$ 6,2; US\$ 6,1 para as LFC de 14W, 18W e 23W). Os custos da energia conservada (CEC) estão bem abaixo das tarifas e as taxas internas de retorno (TIR) são elevadas. Os custos de ciclo de vida anualizados (CCVAs) das LFCs são menores que os CCVAs das lâmpadas incandescentes.

Tabela 17 - Resultados financeiros em condições atuais de mercado

Trocas	Faixa de consumo	0-50	51-100	101-150	151-200	201-500	> 500
60W-14W	Tarifa (US\$/kWh)	0,16	0,22	0,29	0,27	0,27	0,46
	kWh/ano economizados	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4
	US\$/ano economizados	7,8	11,1	14,8	13,8	13,8	23,2
	CEC (US\$/kWh)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	CCVA (US\$) I 60 W	10,7	15	19,8	18,5	18,5	30,9
	CCVA (US\$) 14 W	3,9	4,9	6,1	5,8	5,8	8,6
	Paybacks simples (meses)	8	5	4	4	4	3
	TIR	181%	253%	334%	312%	312%	520%
75W-18W	Tarifa (US\$/kWh)	0,15	0,22	0,29	0,27	0,27	0,46
	kWh/ano economizados	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4
	US\$/ano economizados	9,7	13,7	18,3	17	17	28,8
	CEC (US\$/kWh)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	CCVA (US\$) I 60 W	13,3	18,6	24,6	23	23	38,4
	CCVA (US\$) 14 W	5	6,3	7,7	7,3	7,3	11
	Paybacks simples (meses)	8	5	4	4	4	3
	TIR	175%	246%	326%	304%	304%	508%
100W-23W	Tarifa (US\$/kWh)	0,16	0,22	0,29	0,27	0,27	0,46
	kWh/ano economizados	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3
	US\$/ano economizados	13,1	18,5	24,7	23	23	38,9
	CEC (US\$/kWh)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	CCVA (US\$) I 60 W	17,5	24,7	32,6	30,5	30,5	51
	CCVA (US\$) 14 W	5,8	7,5	9,3	8,8	8,8	13,5
	Paybacks simples (meses)	6	4	3	3	3	2
	TIR	239%	336%	445%	415%	415%	696%

A bibliografia levantada sugere que os LED serão a tecnologia majoritária para iluminação em 2035 (RICHARDS e CARTER, 2009). Atualmente, importadores e comerciantes de LED estão entrando no mercado da Nicarágua. Tabela 18 mostra os resultados financeiros para a substituição de lâmpadas de 60 W incandescentes por LED de 7 W. O resultado do CEC (0,04 US\$/kWh) é menor do que todas as faixas tarifárias, mesmo para os consumidores subsidiados. No entanto, esses resultados positivos são menos atrativos que no caso da substituição de LFCs. Assim, para o mercado da Nicarágua, a melhor estratégia é substituir lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas e aguardar uma redução futura dos custos da tecnologia LED.

Tabela 18 - Resultados financeiros: 7 W LED por lâmpada incandescente de 60 W

Faixa de consumo	0-50	51-100	101-150	151-200	201-500	> 500
Tarifa (US\$/kWh)	0,16	0,22	0,29	0,27	0,27	0,46
Subsidio (US\$/kWh)	0,08	0,11	0,15	-	-	-
US\$/year economizados	9	12,8	17	15,8	15,8	26,8
US\$/year economizados (com subsidio)	4,6	6,4	8,7	-	-	-
CEC (US\$/kWh)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
CCVA (US\$/ano) I 60 W	10,7	15	19,8	18,5	18,5	30,9
CCVA (US\$/ano) 7 W LED	3,9	4,4	5	4,8	4,8	6,3
CCVA (US\$/ano subsidiado) I 60 W	5,8	7,8	10,4	-	-	-
CCVA (US\$/ano subsidiado) 7 W LED	3,4	3,6	3,9	-	-	-
Payback simples (ano)	2,3	1,6	1,2	1,3	1,3	0,8
Payback com subsidio (ano)	4,4	3,2	2,4	-	-	-
TIR	47%	66%	87%	81%	81%	135%
TIR com subsidio	25%	34%	45%	-	-	-

3.3.2 PERSPECTIVA DA DISTRIBUIDORA

Os resultados mostram impactos negativos sobre o equilíbrio financeiro da concessionária, especialmente no caso dos consumidores com tarifas mais altas. Os consumidores entre 0-50 kWh por mês são uma exceção, pois a tarifa de venda da distribuidora é menor que o preço médio da energia adquirida por ela. Se o programa iniciar em 2013, a redução do saldo líquido poderia ser da ordem de US\$ 9 milhões para 2014-2015 (Tabela 19).

Tabela 19 - Impactos financeiros sob a concessionária de distribuição por tipo de cliente

Faixa de consumo	0-50	51-100	101-150	151-200	201-500	> 500
Numero de clientes	234.559	137.229	106.949	39.502	47.445	10.689
Numero de LFCs por cliente	2	3	5	5	6	5
Total de LFCs fornecidas (95%)	445.662	439.339	508.008	18.635	270.437	50.773
Energia media economizada por LFC (kWh)	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4	70,4
Energia total economizada (MWh)	31.375	30.929	35.764	13.210	19.039	3.574
Preço de compra (US\$/MWh)	170	170	170	170	170	170
Redução total na compra de energia (US\$ milhões)	5,3	5,3	6,1	2,2	3,2	0,6
Preço de venda (tarifas) (US\$/MWh)	155	220	290	270	270	460
Redução da receita (US\$ milhões)	4,9	6,8	10,4	3,6	5,1	1,6
Balanço neto (US\$ milhões)	0,5	-1,5	-4,3	-1,3	-1,9	-1,0
Balanço global neto (US\$ milhões)	- 9,6					

Os impactos acumulados no período 2013-2017 são mostrados na tabela 20.

Tabela 20 - Impactos nas finanças da concessionária de distribuição (2013-2017)

Indicadores	2013	2014	2015	2016	2017	Total
Redução na compra de energia (GWh)	67	134	134	134	134	602,5
Redução na compra de energia (milhões US\$)	11,4	22,8	22,8	22,8	22,8	102,5
Redução na venda de energia (milhões US\$)	16,2	32,4	32,4	32,4	32,4	145,8
Balanço total neto (milhões de US\$ em valor presente)	-4,8	-8,6	-7,7	-6,9	-6,1	-34

3.3.3 PERSPECTIVA DA SOCIEDADE

3.3.3.1 PERÍODO 2013-2017

Os impactos do Programa para o período 2013-2017 estão resumidos na seguinte tabela 21. Para 2017 a economia de energia acumuladas serão 602 GWh, equivalente a uma capacidade média de 69 MW e 451,400 tCO₂ em redução de emissões. Cerca de 900 mil barris de óleo combustível serão economizados, representando US\$ 69,5 milhões dólares a valor presente evitados em compra de combustível.

Tabela 21 - Indicadores de impacto (2013-2017)

Ano	Energia economizada (GWh)	Potência media economizada (MW)	tCO ₂ (Milhares)	Óleo combustível economizado (Miles de barris)	Economia em compra de óleo combustível (Milhões de US\$ em valor presente)
2013	67	8	50,2	101,3	9,1
2014	134	15	100,3	202,6	16,9
2015	134	15	100,3	202,6	15,6
2016	134	15	100,3	202,6	14,5
2017	134	15	100,3	202,6	13,4
Total	602	69	451,4	911,7	69,5

3.3.3.2. PERÍODO 2018-2023

Três cenários foram desenvolvidos para a penetração de mercado das LFCs: pessimista (40%), realista (60%) e otimista (80%). A Figura 6 mostra um total de 1,9 milhões de LFCs ligados à rede para 2014. Um crescimento tendencial anual de 3% foi assumido para o período de 2020 a 2023.

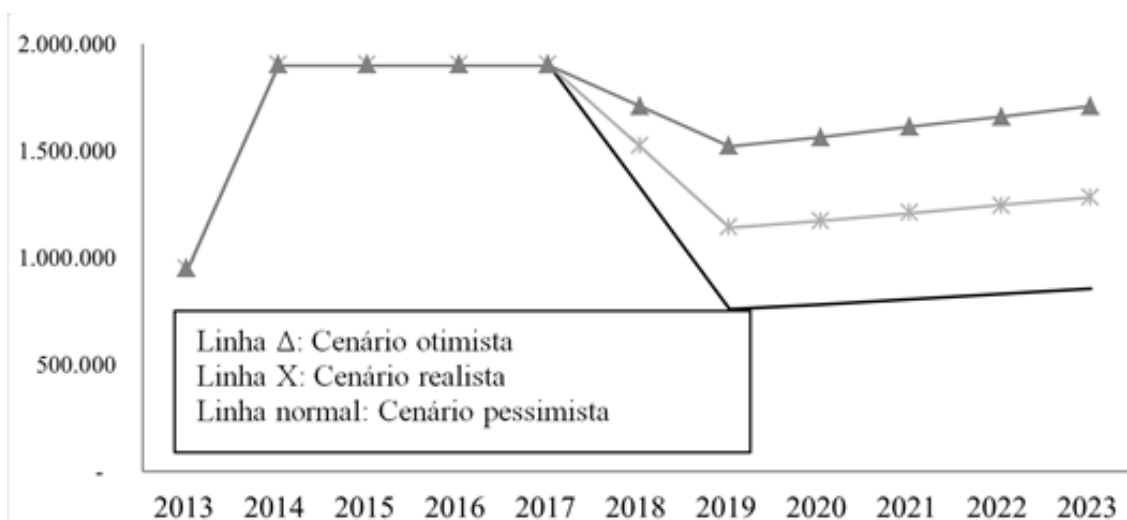


Figura 6- Cenários de penetração para 2023

A tabela 22 apresenta a geração de energia elétrica evitada, a potência média evitada, as emissões de CO₂ evitadas e a redução em compra de óleo combustível para os três cenários em 2023.

Tabela 22 - Impacto do programa em 3 cenários para 2023

Indicadores	Pessimista (40%)	Realista (60%)	Otimista (80%)
Numero de LFCs em operação	855.387	1.283.080	1.710.773
Energia evitada (GWh)	979,6	1135	1290,4
Potência media evitada (MW)	112	130	147
Milhares de tCO ₂ evitadas	735	851	968
Redução em compra de óleo combustível (milhões de barris)	1,5	1,7	2
Milhões de US\$/óleo combustível (a valor presente)	99,1	110,9	122,6

3.3.3.4 IMPLICAÇÕES AMBIENTAIS ADICIONAIS

Existem Normas técnicas que consideram a gestão e eliminação de resíduos sólidos perigosos no país. No entanto, ainda carece-se de uma estrutura logística para fornecer a reciclagem adequada. Embora cada lâmpada fluorescente contenha apenas uma pequena quantidade de mercúrio, se milhões são jogadas, a massa acumulada de mercúrio pode ser significativa. Portanto, é uma questão de saúde pública desenvolver um descarte apropriado, um plano de reciclagem e estruturas adequadas para realizar as tarefas (HU e CHENG, 2012). Usando uma estimativa de US\$ 0,5 por lâmpada em custos de descontaminação (ABILUMI, 2010) o investimento adicional para descartar corretamente as lâmpadas fluorescentes compactas será quase US\$ 1.000.000. Análises e recomendações para América Latina podem ser encontrado em POLANCO, 2007 e MARTINEZ *et al.*, 2012.

3.3.4 TESTES DE QUALIDADE DA ENERGIA

Pesquisas chamando a atenção sobre os impactos da substituição das lâmpadas incandescentes por CLFS e, recentemente, pelas LED são numerosas na literatura (PILEGGI *et al.*, 1993; VOKAS *et al.*, 2001; MATVOZ e MAKSIC, 2008; HOSSEIN e ABBASPOUR, 2009; JAHANIKIA e ABBASPOUR, 2010; RIGO-MARIANI *et al.*, 2010; HANNA *et al.*, 2012; NIKUM e SAXENA, 2012).

A maioria dos resultados assinalam impactos negativos ou potencialmente negativos de tecnologias eficientes sobre a qualidade da energia, devido a fatores de potência baixos e THDs elevados (> 100%). As características elétricas de 8 lâmpadas foram testadas entre elas três LFCs distribuídas como parte de um programa piloto executado na Nicarágua e três LFCs, uma lâmpadas incandescente de 75 W e uma LED 7 W comprados no mercado da Nicarágua.

As medições foram realizadas no laboratório de fotometria do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE-USP). Um medidor 2574R Xitron e uma esfera de integração foram utilizados. Todas as lâmpadas foram testadas após sazonalidade de 100 horas a uma temperatura ambiente e umidade média de 25,8 ° C e 59%.

Tabela 23 - Resultados dos testes de laboratório

Fabricante e tipo	Vtagem	Corrente	Potência	Fator de potencia	THD
Incandescente 70 W (Standard de laboratório)	220 V	0,33	73 W	0,99	1,7%
LFC Philips Twister 20 W E-27 ES (MEM Programa piloto) No. 1	127 V, 50-60 Hz	0,27	19 W	0,55	118,1%
LFC Philips Twister 20 W E-27 ES (MEM Programa piloto) No. 2	127 V, 50-60 Hz	0,27	18,8 W	0,54	117,6%
CFL Philips Twister 20 W E-27 ES (MEM Programa piloto) No. 3	127 V, 50-60 Hz	0,26	18,2 W	0,54	118,2%
Incandescente 75W LAMPTAM E-27 (Comprada em loja)	127 V, 50-60 Hz	0,66	84,1 W	0,99	0,9%
AK 2210 7 W LED E-27 (Comprada em loja)	127 V, 50-60 Hz	0,12	6,7 W	0,44	128,3%
LFC GE Mini spiral 10 W T-3 (Comprada em loja)	127 V, 50-60 Hz	0,13	9,8 W	0,58	121%
LFC Rayovac 25 W E-27/827 No.1 (Comprada em loja)	127 V, 50-60 Hz	0,31	21,4 W	0,54	135%
LFC Rayovac 25 W E-27/827 No. 2 (Comprada em loja)	127 V, 50-60 Hz	0,31	20,9 W	0,54	137%

4 ILUMINAÇÃO PÚBLICA

4.1 SITUAÇÃO DO SISTEMA DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA DA NICARÁGUA

O consumo nacional de energia elétrica por iluminação pública no ano 2012 foi de cerca de 80 GWh, o que representou cerca de 3% do consumo total anual de energia elétrica. A figura 7 mostra a tendência a partir de 1996 e nota-se um crescimento no consumo acentuado a partir de 2002 até 2012 (Fig. 7). Uma hipótese plausível, embora não possa ser corroborada pela falta de dados históricos sobre a infraestrutura de iluminação pública local, é que o aumento a partir de 2002 se explique pela ampliação do número de postes e prevalência de lâmpadas de vapor de mercúrio.

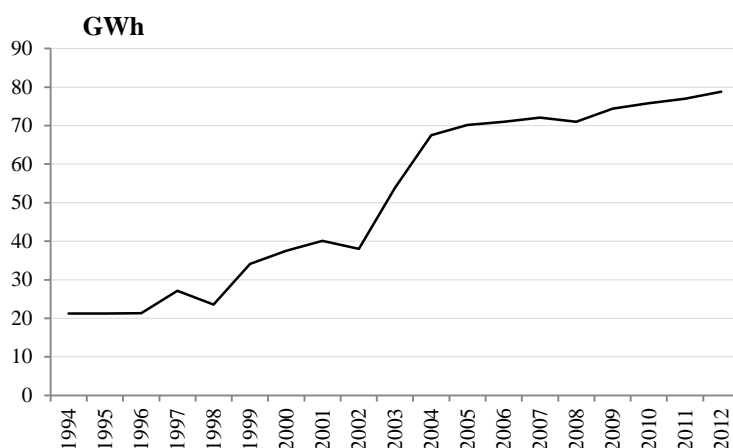


Figura 7- Evolução histórica do consumo de energia elétrica para iluminação pública. Período 1994-2012.

Fonte: BCN, 2013.

Dados da distribuidora publicados em relatórios do Ministério de Energia e Minas mostram que em 2008 havia um total de 82.949 luminárias instaladas em 132 municípios, em sua área de concessão. A tabela 24 mostra que 44% dos equipamentos existentes utilizavam vapor de mercúrio e os 56% restantes, vapor de sódio. A substituição desses 44% de lâmpadas de vapor de mercúrio por lâmpadas de vapor de sódio é uma das metas propostas do Ministério de Energia e Minas. A substituição por LEDs é avaliada visando investigar se existe a possibilidade de adotar diretamente esta tecnologia (no lugar do vapor de sódio) ou encontrar um mix de tecnologias, nas condições atuais do mercado da Nicarágua.

Tabela 24 - Participação das tecnologias de iluminação pública em Manágua e restante do país (por região)

	Vapor de Mercúrio	Vapor de Sódio	Total
Número de lâmpadas	36.512	46.437	82.949
Manágua	12,9%	30,4%	43,3%
Ocidente	8,7%	6,1%	14,8%
Norte	9%	6,6%	15,6%
Sul	9%	9%	18%
Oriente	4,5%	3,8%	8,3%
Participação no Total	44%	56%	100%
Potencia (kW)	7.633	10.377	18.010

Fonte: MEM, 2009

A tabela 25 mostra a quantidade total e as potências das luminárias instaladas por região. A maioria das lâmpadas de vapor de mercúrio instalada é de 175 W e 125 W com uma quantidade de 23.192 e 6.512, respectivamente. Sua localização não se concentra na capital e sim no resto do país. Essa situação mostra que tais regiões têm maior apelo para a implantação do programa de eficiência.

Tabela 25 - Quantidade e potencia das luminárias por região (2008)

Tipo de lâmpada	Mercúrio					Sódio				
	100	125	175	250	400	70	100	150	250	400
Potência luminária (W)	100	125	175	250	400	70	100	150	250	400
Potência reator (W)	17	32	22	27	32	23	23	40	47	42
Potência total (W)	117	157	197	277	432	93	123	190	297	442
Distribuição por regiões										
Manágua	1	1.861	6.366	1.852	619	1.838	121	12.039	11.114	127
Ocidente	0	1.196	4.549	1.363	75	612	14	2.973	1.469	6
Norte	1	1.380	5.083	915	71	790	43	2.467	2.171	3
Sul	8	1.627	4.501	1.099	225	719	61	4.214	2.488	1
Oriente	7	448	2.693	535	37	267	1	1.962	935	2
Quantidade total	17	6.512	23.192	5.764	1.027	4.226	240	23.655	18.177	139
Subtotal			36.512					46.437		
Total										82.949

Fonte: MEM, 2009.

4.2 TARIFAS E TAXA DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Existem duas modalidades de cobrança do serviço de iluminação pública, estabelecidas pelo Instituto Nicaraguense de Energia. No caso de Manágua é uma taxa fixa, estabelecida como uma parcela do faturamento mensal, de acordo com a faixa de consumo e o setor (por exemplo, residencial, comercial, etc.) (tabela 26).

Tabela 26 - Taxa de iluminação pública em Manágua (Dezembro, 2012).

Setores	Faixas de consumo (kWh)	US\$/Cliente-mês
Residencial	0-25	0,49
	26-50	0,63
	51-100	0,78
	101-150	2,91
	151-500	2,91
	501-1000	7,57
	>1000	10,94
Geral Menor	0-150	0,01
	151-500	3,93
	>500	3,93
Geral menor binômia T1-A	0-140	0,96
	>140	3,93
Geral Maior	0-2500	36,21
	> 2500	362,11
Indústria menor	0-140	0,96
	141-500	4,11
	>500	4,11
Indústria mediana	0-2240	11,42
	>2240	23,84
Indústria maior	0-61750	506,95
	>61750	579,38
Radiodifusoras		0,00
Irrigação		0,00
Bombeamento	0-4000	3,58
	> de 4000	9,93
Igrejas	0-25	0,64
	26-50	0,82
	51-100	1,01
	101-500	3,78
	501-1000	9,83
	> 1000	14,20
Apoio à indústria turística T1-H, T-1 AH	0-140	0,96
	>140	3,93
Apoio à indústria turística -T2-H, T2-DH, T2-EH	0-2500	36,21
	>2500	362,11
Indústria turística -T3-H, T-3 AH	0-140	0,96
	>140	4,11
Indústria turística -T-4H, T-4 DHM T-4 EH	0-2240	11,42
	>2240	23,84
Indústria Turística -T-5H, T-5 DH, T-5 EH	0-61750	506,95
	>61750	579,38

Para os demais municípios, o faturamento funciona como uma tarifa aplicada em função do consumo de energia mensal de cada usuário, que varia entre US\$ 0,014/kWh e US\$ 0,026/kWh, de acordo com o município. Pela configuração destes esquemas tarifários, um

programa de eficiência energética aplicado à iluminação pública não tem um impacto econômico explícito nos consumidores finais domiciliares, ao contrário do programa residencial.

4.3 PROGRAMA DE SUBSTITUIÇÃO PROPOSTO

Para realizar a avaliação técnica e econômica deste programa, são propostas três estratégias, partindo da premissa da substituição total de lâmpadas de mercúrio (44% do total geral, em Manágua). A primeira proposta consiste na substituição por lâmpadas de vapor de sódio. A segunda, substituição por LED e a terceira, a substituição de 100% das luminárias existentes (vapor de sódio e vapor de mercúrio) por tecnologia LED. Os parâmetros básicos e as hipóteses assumidas estão na tabela 27.

Tabela 27 - Parâmetros e hipóteses assumidas para a análise econômica*

Parâmetro	Atributo
Taxa de desconto para concessionária de distribuição	12% anual
Taxa social de desconto oficial (MHCP, 2010)	8% anual
Preço médio de compra da energia para a concessionária de distribuição (US\$/kWh) (INE, 2012d)	0,17
Preço médio de venda da energia (US\$/kWh) (INE, 2012d)	0,32
Horas diárias de uso das lâmpadas (horas)	11,5
Heat rate oficial das usinas termelétricas de referencia (Óleo combustível) (INE, 2012e)	15,7 kWh/Gln
Eficiência estimada das usinas termelétricas de referência	0,33
Preço de referencia do óleo combustível (US\$/bbl)	90
Custos de transmissão (US\$/MWh)	7,12
Fator de emissões (tCO ₂ /MWh) (Coto, 2010)	0,75

*Foram usadas 2 fontes principais para a coleta de dos parâmetros técnicos e econômicos das luminárias: dados fornecidos pelo do Ministério de Energia e Minas da Nicarágua (MEM) e a dissertação de mestrado de RIBEIRO, 2013 “Análise comparativa entre eficiência energética de sistemas de iluminação pública com a tecnologia de estado sólido (LED) e com lâmpadas a vapor de sódio”.

Tabela 28 - Parâmetros técnicos e econômicos para avaliação das substituições

mercúrio*				
Parâmetros	125W	175W	250W	400W
Fluxo luminoso (lm)	6000	8000	12500	22000
Potência lâmpada (W)	125	175	250	400
Potencia reator (W)	32	22	27	32
Potencia W (lâmpada+reator)	157	197	277	432
Vida (horas)	15000	15000	15000	15000
Preço referencia lâmpada com acessórios (US\$)	12	14	17	24
Custo de mão de obra (US\$)	50	50	50	50
Preço total (US\$)	62	64	67	74
Sódio de alta pressão**				
Parâmetros	100W	100W	150W	250W
Fluxo luminoso (lm)	5753	5753	9027	15560
Potência lâmpada (W)	112.7	112.7	175.5	256.4
Potência reator (W)	10	10	14	41
Potência W (lâmpada+reator)	123	123	190	297
Vida (horas)	24000	24000	24000	24000
Preço referencia luminária com acessórios (US\$)***	175	175	200	225
Custo de mão de obra (US\$)	50	50	50	50
Preço total (US\$)	225	225	250	275
LED				
Parâmetros	LED 12	LED 12	LED 12	LED 12****
Fluxo luminoso (lm)	7108	7108	7108	14216
Potência lâmpada (W)	89	89	89	179
Potencia reator (W)	0	0	0	0
Potencia W (lâmpada+reator)	89	89	89	179
Vida (horas)	50000	50000	50000	50000
Preço referencia luminária (US\$)	750	750	750	1500
Preço poste padrão (US\$)	450	450	450	900
Custo de mão de obra (US\$)	100	100	100	200
Preço total (US\$)	1300	1300	1300	2600

*Dados do Ministério de Energia e Minas da Nicarágua, exceto o custo de mão de obra (RIBEIRO, 2013) e os preços referencia das luminárias (SAUER, 1999).

**Dados de RIBEIRO, 2013.

*** Inclui luminária, lâmpada, reator, ignitor, relé fotoelétrico.

**** Foram consideradas 2 conjuntos de luminárias de LED12 e 2 postes em função de atingir parâmetros luminosos que possam ser similares as opções de vapor de sódio (250 W) e de mercúrio (400W). Ver fluxos luminosos das tecnologias.

4.4. ANÁLISES ECONÔMICAS DAS ALTERNATIVAS

4.4.1. PERSPECTIVA DOS CONSUMIDORES

Os consumidores domiciliares não percebem benefício econômico direto proveniente de medidas de eficiência energética na iluminação pública, porque o esquema tarifário não prevê nenhum tipo de rateio de compensação, em termos de abatimento na despesa mensal, por redução do consumo específico do equipamento (de IP). Não obstante, o preço médio nacional que os consumidores pagam é de US\$ 0,32/kWh. Usando esse preço médio, é

possível simular os impactos nos consumidores, caso o pagamento da iluminação pública fosse sobre o consumo direto mensal das luminárias.

Tabela 29 - Avaliação financeira das alternativas de substituição para iluminação pública

Mercúrio → Sódio				
Troca	125W-100W	175W-100W	250W-100W	400W-250W
Preço médio da energia (US\$/kWh)	0.32	0.32	0.32	0.32
kWh economizados anual	144.0	311.9	367.3	565.0
US\$ economizados	46	100	118	181
Payback (anos)	5	2	2	2
CEC (US\$/kWh)	0.25	0.11	0.11	0.08
TIR	31%	169%	185%	87%
Mercúrio → LED				
Troca	125W-LED 12	175W-LED 12	250W-LED 12	400W-LED 12
Preço médio da energia (US\$/kWh)	0.32	0.32	0.32	0.32
kWh economizados anual	284.2	452.1	787.9	1063.6
US\$ economizados	91	145	253	341
Payback (anos)	14	9	5	9
CEC (US\$/kWh)	0.77	0.48	0.28	0.43
TIR	Negativo	8.1%	24%	10%
Sódio → LED				
Troca	100 W-LED 12	250 W-LED 12	400W-LED 12	
Preço médio da energia (US\$/kWh)	0.32	0.32	0.32	
kWh economizados anual	140.2	420.6	498.7	
US\$ economizados	45	135	160	
Payback (anos)	29	10	16	
CEC (US\$/kWh)	1.30	0.42	0.83	
TIR		Negativos		

Os resultados mostram que o programa de substituição de lâmpadas de vapor de mercúrio por lâmpadas de vapor de sódio teria impactos positivos. No caso dos LEDs, os resultados mostram que para a substituição de lâmpadas de mercúrio de 175 W e 250 W pelas LED de 12 W existem benefícios econômicos, mas inferiores aos obtidos na troca de vapor de mercúrio por vapor de sódio.

4.4.2 PERSPECTIVA DA CONCESSIONÁRIA

Devido aos preços altos da implantação da tecnologia LED em torno aos US\$1300 (ver tabela 28) os benefícios financeiros são maiores com a estratégia atual de vapor de mercúrio por vapor de sódio. Para a avaliação da perspectiva da concessionária foi considerada uma substituição total das 36.495 luminárias de vapor de mercúrio existentes no ano 2009. A concessionária obtém benefícios duplos com o programa. O primeiro, com a redução na compra de energia e o segundo, mantendo um faturamento igual pela energia vendida antes do programa, pois os usuários continuariam pagando não em função do consumo das luminárias públicas e sem pelo consumo individual de cada um.

Tabela 30 - Resultados financeiros para a concessionária de distribuição

Indicadores	MWh evitados	Custo de substituição (milhões de US\$)	Redução por compra de energia (milhões de US\$)	Venda de energia (milhões de US\$)	Benefícios (milhões de US\$)	Benefícios (milhões de US\$ em valor presente)	Potência média evitada (MW)
2014	3619		0,6	1,1	1,7	1,7	0,4
2015	7281		1,2	2,3	3,5	3,1	0,8
2016	10868		1,8	3,4	5,2	4,2	1,2
2017	10868		1,8	3,4	5,2	3,7	1,2
2018	10868		1,8	3,4	5,2	3,3	1,2
2019	10868	-7,0	1,8	3,4	-1,8	-1,0	1,2
2020	10868		1,8	3,4	5,2	2,6	1,2
2021	10868		1,8	3,4	5,2	2,4	1,2
2022	10868		1,8	3,4	5,2	2,1	1,2
2023	10868		1,8	3,4	5,2	1,9	1,2
2024	10868		1,8	3,4	5,2	1,7	1,2
TOTAL	108711	-7,0	18,5	33,7	45,2	25,7	12,4

Embora a distribuidora não seja responsável pelo investimento no programa proposto pelo Ministério para 2014, entre 2019-2020 seria necessária à substituição das lâmpadas colocadas pelo programa; custo que provavelmente seja assumido pela distribuidora. Porém, os resultados mostram que os benefícios financeiros são positivos e estimados em, aproximadamente, US\$ 25 milhões em valor presente, acumulado no período 2014-2024.

4.4.3 PERSPECTIVA DA SOCIEDADE

Para a avaliação da perspectiva da sociedade também foi considerada uma substituição total das 36.495 luminárias de vapor de mercúrio existentes no ano 2009. Desta perspectiva os benefícios financeiros são estimados em torno dos US\$ 28 milhões de dólares (a valor presente) para 2024 devido à redução na compra de óleo combustível e redução dos custos de transmissão. A redução de emissões se estima em torno de 122 MTCO₂. Porém, os principais benefícios financeiros vão para a receita da concessionária, compensando em parte os potenciais efeitos financeiros negativos do programa de eficiência residencial avaliado anteriormente.

Tabela 31 - Resultados do programa desde a perspectiva da sociedade

Indicadores	MWH evitados	Barris de Óleo Combustível	Redução por compra de óleo combustível (milhões de US\$)	Redução em custos de transmissão (milhões de US\$)	Benefícios da concessionária (milhões de US\$)	Benefícios globais (US\$)	Custos do programa e reposição (US\$)	Balanco (US\$ em valor presente)	Milhares de TCO2	Potencia media evitada (MW)
2014	3619	5428	0,5	0,0	-0,6	0,0	-2,8	-0,6	4,1	0,4
2015	7281	10922	1	0,1	1,7	2,8	-2,8	1,6	8,2	0,8
2016	10868	16302	1,5	0,1	4,0	5,5	-2,8	3,4	12,2	1,2
2017	10868	16302	1,5	0,1	6,8	8,3	0,0	5,4	12,2	1,2
2018	10868	16302	1,5	0,1	6,8	8,3	0,0	5,0	12,2	1,2
2019	10868	16302	1,5	0,1	-7,2	-5,7	-7,0	-4,9	12,2	1,2
2020	10868	16302	1,5	0,1	6,8	8,3	0,0	4,3	12,2	1,2
2021	10868	16302	1,5	0,1	6,8	8,3	0,0	3,9	12,2	1,2
2022	10868	16302	1,5	0,1	6,8	8,3	0,0	3,7	12,2	1,2
2023	10868	16302	1,5	0,1	6,8	8,3	0,0	3,4	12,2	1,2
2024	10868	16302	1,5	0,1	6,8	8,3	0,0	3,1	12,2	1,2
TOTAL	108711	163.066	14,7	0,8	45,2	60,7	-15,4	28,2	122,3	12,4

5 ILUMINAÇÃO - SETOR PÚBLICO

5.1. PROGRAMA DE SUBSTITUIÇÃO PROPOSTO

O programa de iluminação no setor público (principalmente edificações usadas para atividades de governo) pretende substituir 20.000 lâmpadas T-12 40 W por lâmpadas T-8 de 32 W. Via de regra, o setor público representa um faturamento de energia e potência importante para a distribuidora e uma carga financeira importante para o governo central. Neste capítulo, além da medida contemplada no programa, serão avaliadas substituições das T-12 por lâmpadas T-5 de 25 W e LED de 22 W visando explorar as possibilidades de pular a etapa atual. A continuação são apresentados os parâmetros básicos e as hipóteses assumidas para a avaliação do programa.

Tabela 32 - Parâmetros e hipóteses assumidas para a análise econômica

Parâmetros	Atributo
Taxa de desconto para concessionária de distribuição	12% anual
Taxa social de desconto oficial (MHCP, 2010)	8% anual
Preço médio de compra da energia para a concessionária de distribuição (US\$/kWh) (INE, 2012d)	0,17
Preço médio de venda da energia (US\$/kWh) (INE, 2012)	0,21
Preço médio da venda de potência (US\$/kW)	30,22
Preço total de referencia das lâmpadas T-12, T-8, T-5, LED 22W (US\$) ⁷	10,9 - 26,8 – 45- 86
Horas diárias de uso das lâmpadas (horas) ⁸	7,2
Heat rate oficial das usinas termelétricas de referencia (óleo combustível) (INE, 2012e)	15,7 kWh/Gln
Eficiência estimada das usinas termelétricas de referencia	0,33
Preço de referencia do óleo combustível (US\$/bbl)	90
Custo de transmissão (US\$/MWh)	7,12
Fator de emissões (tCO ₂ /MWh) (COTO, 2010)	0,75

5.2. ANÁLISE ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS

5.2.1 PERSPECTIVA DO GOVERNO (consumidor)

Os resultados da tabela 33 mostram um balanço positivo para a adoção do programa proposto pelo MEM (T12-T8). Porém, este balanço positivo se apresenta também no caso da opção T5 e em menor medida com a opção LED 22 W. A taxa interna de retorno para a troca de T12-T8 fica em torno a 66%, apenas superior aos 57% da alternativa T12-T5. O período de retorno do investimento é praticamente igual em as duas opções (2,6 anos para T12-8 e 2,3 anos para T12-T5). Por outro lado, o Custo de Ciclo de Vida Anualizado (CCVA) mostra como a opção

⁷ Este preço inclui os preços das lâmpadas, reator (para as luminárias T8 e T5) e um custo referencia de instalação de US\$10 por lâmpada que se aplicou a todas as tecnologias.

⁸ O horário laboral é de 8 horas diárias. Porém, os cálculos foram realizados levando em conta uma redução de 10% por conta de incorporar a variação por possíveis chegadas tardes.

menos dispendiosa a tecnologia T5. Assim, a escolha entre opções através dos parâmetros tradicionais não fica muito clara por tanto foram incluídas outras figuras de mérito como o *Presente Value Ratio (PVR)*⁹ e o *Profitability Index (PI)*¹⁰. Os resultados são igualmente muito similares com uma leve vantagem para a opção T-5 (*Present Value Ratio* de 2,09 enquanto a T-8 tem um *Present Value Ratio* de 2,07).

Assim, levando em conta a similaridade entre os benefícios financeiros dos projetos é necessário olhar com maior atenção os critérios técnicos em matéria de iluminação. Neste caso, o fluxo luminoso da T-8 (2800 lm) é superior ao fluxo luminoso da T-5 (2660 lm), mas a eficiência da T-5 é superior (95 lm/W) a da T-8 (68 lm/W). Aliás, é necessário avaliar as condições de avaliação em cada instituição pública e procurar atingir um mínimo de 350 lx (U.S. Department of Labor). Além, em casos de não atingir esse padrão considerar medidas complementarias como “task lighting” ou um melhor aproveitamento de luz natural (janelas, p.ex.). Conclui-se preliminarmente, que é mais recomendável substituir diretamente pela lâmpada T-5, em lugar da T8. No caso das LEDs, os preços ainda tornam esta opção a menos atrativa.

Tabela 33 - Avaliação financeira das tecnologias

Indicadores	T12-T8	T12-T5	T12- LED 18W
kWh/ano economizados	24.6	46.0	55.8
kW instalado economizado	0.02	0.03	0.03
US\$/ano economizados (potência+energia)	10.5	19.6	23.8
Custo de energia e potencia conservada (US\$/kWh+kW))	-0.156	-0.116	-0.049
Payback (anos)	2.6	2.3	3.6
TIR	66%	57%	31%
Valor presente liquido (US\$)	55.5	93.9	100.2
Present Value Ratio	2.07	2.09	1.16
Profitability Index	3.1	3.1	2.2
lm médio	2800	2660	1900
W	41	28	22
lm/W	68	95	86

Tecnologias por ordem de custo decrescente	CCVA (US\$)
T-12	41.4
T-8	32.4
LED 18 W	27.1
T-5	26.6

⁹ O *Present Value Ratio (PVR)* é a relação entre o Valor Presente Liquido (VPL) e o valor presente do capital investido. Mostra quantos dólares de VPL são produzidos por cada dólar investido. MIAM, 2002, pp, 282

¹⁰ O *Profitability Index* é obtido dividendo o Valor Presente Liquido futuro do investimento (VPL) pelo investimento. Permite mostrar o lucro relativo do investimento, ou o valor presente do lucro por cada dólar investido. A definição do PI implica que projetos com um maior PI produzem um maior VPL que pode ser acumulado a partir do investimento disponível. MIAM, 2002, pp, 281

Ao comparar os impactos financeiros ano a ano, o programa proposto pelo MEM (T12-T8) consegue economizar US\$ 1 milhão de dólares a valor presente, em um horizonte de 10 anos, enquanto um programa (T12-T5) atinge uma economia de aproximadamente US\$ 1,6 milhões a valor presente no mesmo período (tabelas 34 e 35).

Tabela 34 - Impactos financeiros do programa T12-T8

Parâmetros	Energia economizada (MWh)	Redução no faturamento de energia (milhões de US\$)	Potência economizada (MW)	Redução no faturamento de potencia (milhões US\$)	Benefícios (milhões de US\$)	Custo do programa (milhões US\$)	Balanco (milhões US\$ valor presente)
2014	246	0.1	1.8	0.1	0.1	-0.5	-0.4
2015	492	0.1	3.6	0.1	0.2	0.0	0.2
2016	492	0.1	3.6	0.1	0.2	0.0	0.2
2017	492	0.1	3.6	0.1	0.2	0.0	0.2
2018	492	0.1	3.6	0.1	0.2	0.0	0.2
2019	492	0.1	3.6	0.1	0.2	0.0	0.1
2020	492	0.1	3.6	0.1	0.2	0.0	0.1
2021	492	0.1	3.6	0.1	0.2	0.0	0.1
2022	492	0.1	3.6	0.1	0.2	0.0	0.1
2023	492	0.1	3.6	0.1	0.2	0.0	0.1
2024	492	0.1	3.6	0.1	0.2	0.0	0.1
TOTAL	5,171	1.1	38	1.1	2.2	-0.5	1.0

Tabela 35 - Impactos financeiros da opção T12-T5

Parâmetros	Energia economizada (MWh)	Redução no faturamento de energia (milhões de US\$)	Potência economizada (MW)	Redução no faturamento de potencia (milhões US\$)	Benefícios (milhões de US\$)	Custo do programa (milhões US\$)	Balanco (milhões US\$ valor presente)
2014	460	0.1	3.6	0.1	0.2	-0.9	-0.7
2015	919	0.2	7.2	0.2	0.4	0.0	0.4
2016	919	0.2	7.2	0.2	0.4	0.0	0.3
2017	919	0.2	7.2	0.2	0.4	0.0	0.3
2018	919	0.2	7.2	0.2	0.4	0.0	0.3
2019	919	0.2	7.2	0.2	0.4	0.0	0.2
2020	919	0.2	7.2	0.2	0.4	0.0	0.2
2021	919	0.2	7.2	0.2	0.4	0.0	0.2
2022	919	0.2	7.2	0.2	0.4	0.0	0.2
2023	919	0.2	7.2	0.2	0.4	0.0	0.1
2024	919	0.2	7.2	0.2	0.4	0.0	0.1
TOTAL	9,653	2.0	76	2.3	4.3	-0.9	1.6

5.2.2 PERSPECTIVA DA DISTRIBUIDORA

Para a distribuidora, o impacto do programa proposto pelo MEM (T12-T8) leva a uma redução total na receita de US\$ 0,8 milhões, a valor presente, no período 2014-2024, devido à diminuição da venda de energia e potência, enquanto um programa de T12-T5 diminui aproximadamente US\$ 1,6 milhões no mesmo período (Tabelas 36 e 37).

Tabela 36 - Impactos do programa sobre a distribuidora (T12-T8)

Indicadores	Energia não vendida (MWH)	Energia não faturada (milhões US\$)	Energia não comprada a geradores (milhões US\$)	Potência não faturada (MW)	Potência não faturada (milhões US\$)	Redução total na receita (milhões US\$)	Redução total na receita (milhões US\$ a valor presente)
2014	246	-0.1	0.0	1.8	-0.1	-0.1	-0.1
2015	492	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.1
2016	492	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.1
2017	492	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.1
2018	492	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.1
2019	492	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.1
2020	492	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.1
2021	492	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.1
2022	492	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.1
2023	492	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.05
2024	492	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.04
TOTAL	5171	-1.1	0.9	38	-1.1	-1.3	-0.8

Tabela 37 - Impactos sobre a distribuidora (proposta T12-T5)

Indicadores	Energia não vendida (MWH)	Energia não faturada (milhões US\$)	Energia não comprada a geradores (milhões US\$)	Potência não faturada (MW)	Potência não faturada (milhões US\$)	Redução total na receita (milhões US\$)	Redução total na receita (milhões US\$ a valor presente)
2014	460	-0.1	0.1	3.6	-0.1	-0.1	-0.1
2015	919	-0.2	0.2	7.2	-0.2	-0.3	-0.2
2016	919	-0.2	0.2	7.2	-0.2	-0.3	-0.2
2017	919	-0.2	0.2	7.2	-0.2	-0.3	-0.2
2018	919	-0.2	0.2	7.2	-0.2	-0.3	-0.2
2019	919	-0.2	0.2	7.2	-0.2	-0.3	-0.1
2020	919	-0.2	0.2	7.2	-0.2	-0.3	-0.1
2021	919	-0.2	0.2	7.2	-0.2	-0.3	-0.1
2022	919	-0.2	0.2	7.2	-0.2	-0.3	-0.1
2023	919	-0.2	0.2	7.2	-0.2	-0.3	-0.1
2024	919	-0.2	0.2	7.2	-0.2	-0.3	-0.1
TOTAL	9653	-2.0	1.6	76	-2.3	-2.7	-1.6

5.2.3 PERSPECTIVA DA SOCIEDADE

Para uma avaliação global, foram estimados os benefícios e custos dos três atores envolvidos: governo, concessionária e sociedade. Os resultados das tabelas 38 e 39 mostram que um programa de substituição de lâmpadas T12 por T5 traz um benefício social da ordem US\$ 2,1 milhões a valor presente, no período 2014-2024, superior aos US\$ 0,6 milhões resultantes do programa T12-T8. Este resultado se explica principalmente pelos custos evitados na compra de óleo combustível.

Tabela 38 - Impactos do programa de lâmpadas T12 à lâmpadas T8

Indicadores	MWH evitados	MW evitados	Redução em compra de energia e potência no setor público (milhões de US\$)	Barris de óleo combustível evitados	Redução em compra de óleo combustível (milhões de US\$)	Redução em custos de transmissão (milhões de US\$)	Benefícios globais (milhões de US\$)	Custos do programa (US\$)	Redução na receita da concessionária (US\$)	Custos totais (US\$ milhões)	Balanco beneficio-custo (US\$)	Balanco (US\$ em valor presente)	Milhares de TCO₂
2014	246	1.8	0.1	369	0.0	0.002	0.1	-0.5	-0.1	-0.6	-0.5	-0.5	0.3
2015	492	3.6	0.2	739	0.1	0.004	0.3	0	-0.1	-0.1	0.2	0.1	0.6
2016	492	3.6	0.2	739	0.1	0.004	0.3	0	-0.1	-0.1	0.2	0.1	0.6
2017	492	3.6	0.2	739	0.1	0.004	0.3	0	-0.1	-0.1	0.2	0.1	0.6
2018	492	3.6	0.2	739	0.1	0.004	0.3	0	-0.1	-0.1	0.2	0.1	0.6
2019	492	3.6	0.2	739	0.1	0.004	0.3	0	-0.1	-0.1	0.2	0.1	0.6
2020	492	3.6	0.2	739	0.1	0.004	0.3	0	-0.1	-0.1	0.2	0.1	0.6
2021	492	3.6	0.2	739	0.1	0.004	0.3	0	-0.1	-0.1	0.2	0.1	0.6
2022	492	3.6	0.2	739	0.1	0.004	0.3	0	-0.1	-0.1	0.2	0.1	0.6
2023	492	3.6	0.2	739	0.1	0.004	0.3	0	-0.1	-0.1	0.2	0.1	0.6
2024	492	3.6	0.2	739	0.1	0.004	0.3	0	-0.1	-0.1	0.2	0.1	0.6
TOTAL	5171	38	2.2	7757	0.7	0.04	3.0	-0.5	-1.3	-1.9	1.1	0.6	5.8

Tabela 39 - Impactos do programa de lâmpadas T12 à lâmpadas T5

Indicadores	MWH evitados	MW evitados	Redução em compra de energia e potência no setor público (milhões de US\$)	Barris de óleo combustível evitados	Redução em compra de óleo combustível (milhões de US\$)	Redução em custos de transmissão (milhões de US\$)	Benefícios globais (milhões US\$)	Custos do programa (US\$)	Redução na receita da concessionária (US\$)	Custos totais (US\$ milhões)	Balanco beneficio-custo (US\$)	Balanco (US\$ em valor presente)	Milhares de TCO ₂
2014	460	3.6	0.2	689.5	0.1	0.00	0.3	-0.9	-0.1	-1.0	-0.8	-0.8	0.5
2015	919	7.2	0.4	1378.9	0.1	0.01	0.5	0	-0.3	-0.3	0.3	0.3	1.0
2016	919	7.2	0.4	1378.9	0.1	0.01	0.5	0	-0.3	-0.3	0.3	0.2	1.0
2017	919	7.2	0.4	1378.9	0.1	0.01	0.5	0	-0.3	-0.3	0.3	0.2	1.0
2018	919	7.2	0.4	1378.9	0.1	0.01	0.5	0	-0.3	-0.3	0.3	0.2	1.0
2019	919	7.2	0.4	1378.9	0.1	0.01	0.5	0	-0.3	-0.3	0.3	0.2	1.0
2020	919	7.2	0.4	1378.9	0.1	0.01	0.5	0	-0.3	-0.3	0.3	0.2	1.0
2021	919	7.2	0.4	1378.9	0.1	0.01	0.5	0	-0.3	-0.3	0.3	0.2	1.0
2022	919	7.2	0.4	1378.9	0.1	0.01	0.5	0	-0.3	-0.3	0.3	0.2	1.0
2023	919	7.2	0.4	1378.9	0.1	0.01	0.5	0	-0.3	-0.3	0.3	0.1	1.0
2024	919	7.2	0.4	1378.9	0.1	0.01	0.5	0	-0.3	-0.3	0.3	0.1	1.0
TOTAL	9653	76	4.3	14479	1.3	0.1	5.7	-0.9	-2.7	-3.6	2.1	1.2	10.9

6 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS LIGADOS À REDE

A Nicarágua tem uma radiação solar média entorno a 1900 kWh/m²/ano, que representa um fator de capacidade na ordem de 15%-18% (Tabela 40). A tecnologia fotovoltaica tem sido utilizada nas zonas isoladas do sistema interligado nacional, especialmente nas regiões autônomas do Atlântico (REBANE *et al*, 2011).

Tabela 40 - Radiação solar e fator de capacidade por departamento

Departamentos	Radiação solar (kWh/m ² /dia)	Radiação solar (kWh/m ² /ano)	PR	FC (%)
Carazo	5,8	2117,0	0,75	18,1
Chinandega	5,8	2098,8	0,75	18,0
León	5,8	2098,8	0,75	18,0
Managua	5,5	2007,5	0,75	17,2
Granada	5,5	2007,5	0,75	17,2
Rivas	5,5	2007,5	0,75	17,2
Estelí	5,3	1934,5	0,75	16,6
Madriz	5,3	1934,5	0,75	16,6
Nueva Segovia	5,3	1934,5	0,75	16,6
Masaya	5,3	1916,3	0,75	16,4
Chontales	5,0	1825,0	0,75	15,6
Boaco	5,0	1825,0	0,75	15,6
Matagalpa	5,0	1825,0	0,75	15,6
Jinotega	4,7	1715,5	0,75	14,7
RAAN	4,7	1715,5	0,75	14,7
RAAS	4,7	1715,5	0,75	14,7
Río San Juan	4,5	1642,5	0,75	14,1
Média	5,2	1901,2	0,75	16,3
Desvio padrão	0,4	147,9	0,0	1,3

Fonte: Estimções próprias baseadas no MEM. Mapa solar Nicarágua, 2004. Legenda: PR – Performance Rate ou desempenho do sistema ; FC –Fator de capacidade.

Contudo, as elevadas tarifas de energia elétrica e a diminuição dos preços da tecnologia de sistemas fotovoltaicos no mundo justificam a análise de sistemas fotovoltaicos ligados à rede tanto como opção de oferta e redução da demanda na Nicarágua. A metodologia mais utilizada é a preço-paridade com a rede que permite estimar o período do tempo no futuro onde a eletricidade fornecida pelo sistema fotovoltaico ligado à rede vai ter um custo que viabilize a concorrência com as tarifas da rede geradas com fontes tradicionais (Ver, BHANDARI e STADLER, 2009 para Colômbia, Alemanha; RÜTHER e ZILLES, 2011; LACCHINI e DOS SANTOS, 2013 e JANNUZZI e DE MELO, 2013 para o Brasil; FOKAIDES e KYLILI, 2014 para Chipre). Porém, a metodologia tem limitações principalmente pelo fato que atingir preço paridade com a rede (atingir condições de benefício

financeiro superior ao custo) não necessariamente vai garantir a adoção da tecnologia (YANG, 2011; OLSON, 2012). Por tanto, a necessidade de políticas públicas para diminuir as barreiras que impedem a penetração da tecnologia são necessárias para aumentar a participação de mercado. Assim, também foi simulado um programa de financiamento para adoção dos sistemas que será detalhado nos próximos capítulos.

6.1 ANÁLISE DA PARIDADE TARIFÁRIA

Estimado o fator de capacidade (Tabela 40), é possível usando o consumo médio residencial por faixa de consumo, fazer um dimensionamento preliminar do sistema fotovoltaico e calcular os custos de investimento para cada tipo de cliente. Foi cotado um preço de venda de um sistema fotovoltaico ligado à rede, sem bateria, com a empresa nicaraguense TECNOSOL, em US\$/kW 3,5 (incluindo painel, inversor, bracket, acessórios e instalação). Com esse preço e os dados do consumo, foi dimensionado o sistema e o investimento inicial para cada estrato de consumo nas cidades de Carazo, Chinandega e León as quais apresentam a maior radiação do país com 5,8 kWh/m²/dia (Tabela 41).

Tabela 41 - Dimensionamento por tipo de cliente e investimento inicial estimado

Estrato	Consumo médio (kWh)	Radiação (kWh/m ² /dia)	PR	FC (%)	Potencia do sistema instalado (kWp)	Energia gerada (kWh/mensal)	US\$/WP	Investimento inicial (US\$)
0-25	12,8	5,8	0,75	18,1	0,1	12,8	3,5	342,17
26-50	37,5	5,8	0,75	18,1	0,3	37,5	3,5	1.005,77
51-100	74,7	5,8	0,75	18,1	0,6	74,7	3,5	2.004,63
101-150	134,4	5,8	0,75	18,1	1,0	134,4	3,5	3.605,77
151-500	258,4	5,8	0,75	18,1	2,0	258,4	3,5	6.928,94
501-1000	642,6	5,8	0,75	18,1	4,9	642,6	3,5	17.235,72
>1001	1369,2	5,8	0,75	18,1	10,5	1369,2	3,5	36.720,98

Fonte: Elaboração própria com dados do MEM, 2013 e cotização da empresa TECNOSOL, 2013.

A estimativa do custo de geração da energia fotovoltaica deriva da composição de alguns valores como, radiação solar por região, fator de capacidade resultante e custos de aquisição e instalação dos sistemas fotovoltaicos. Baseado em dados dos fornecedores de equipamentos e da própria literatura, considerou-se um tempo de vida útil do sistema de 25 anos, um custo de Operação e Manutenção de (O&M) de 1% anual, um decaimento do investimento inicial de 5% um crescimento conservador na tarifa de energia de 1% anual. Considerou-se, com base na literatura, um fator desempenho (PR) global do sistema de 75%. Finalmente, estipulou-se

uma taxa de desconto de 12%, valor médio que representa o custo de oportunidade para um investidor na Nicarágua.

Tabela 42 - Parâmetros para estimações do preço paridade com a rede de sistemas fotovoltaicos

Investimento Inicial (US\$)	3.500
Vida útil	25
O&M	1%
Decaimento do Inv. Inicial	-5%
Taxa de desconto	12%
Evolução da Tarifa kWh	1%
Decaimento produtividade	-1%

Os resultados são mostrados nas figuras 8, 9, 10, 11 onde o eixo vertical corresponde aos valores das tarifas da rede e ao custo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico. O eixo horizontal, ao período 2014-2030, que permite projetar as tarifas nacionais e o preço da energia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo do tempo. Desta forma, as linhas com tendência crescente representam as tarifas para cada faixa de consumo¹¹ até 2030 (linhas) e a única linha com tendência decrescente formada por pontos descontínuos representa (legendada com o Fator de Capacidade em forma de porcentagem, p.ex. 15% na figura 8) o custo da energia gerada com o sistema fotovoltaico também até 2030. As estimações foram feitas para cada região do país (fator de capacidade em 15%, 16%, 17%, 18%).

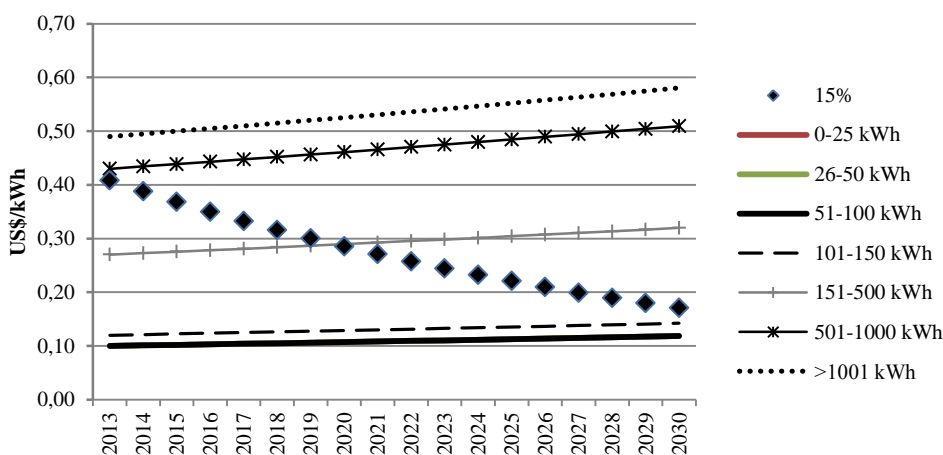


Figura 8- Paridade com a rede com fator de capacidade de 15%. Legenda: As linhas representam as tarifas e os pontos descontínuos o custo por kWh da energia fotovoltaica gerada. **Nota:** as tarifas subsidiadas dos segmentos de consumo entre 0 e 100 kWh estão superpostas entre si em torno aos US\$/kWh 0,10.

¹¹ Estimativas com consumo médio de cada faixa de consumo (Tabela 41).

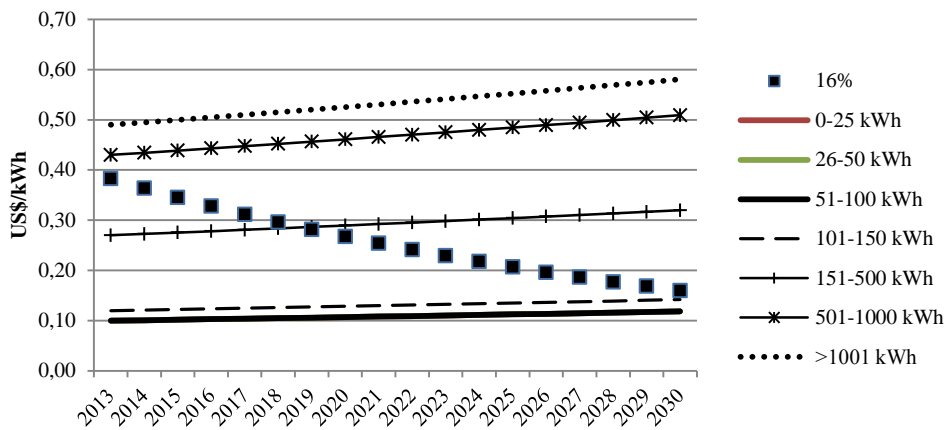


Figura 9 -Paridade com a rede com fator de capacidade de 16%. Legenda: As linhas representam as tarifas e os pontos descontínuos o custo por kWh da energia fotovoltaica gerada. **Nota:** as tarifas subsidiadas dos segmentos de consumo entre 0 e 100 kWh estão superpostas entre si em torno aos US\$/kWh 0,10.

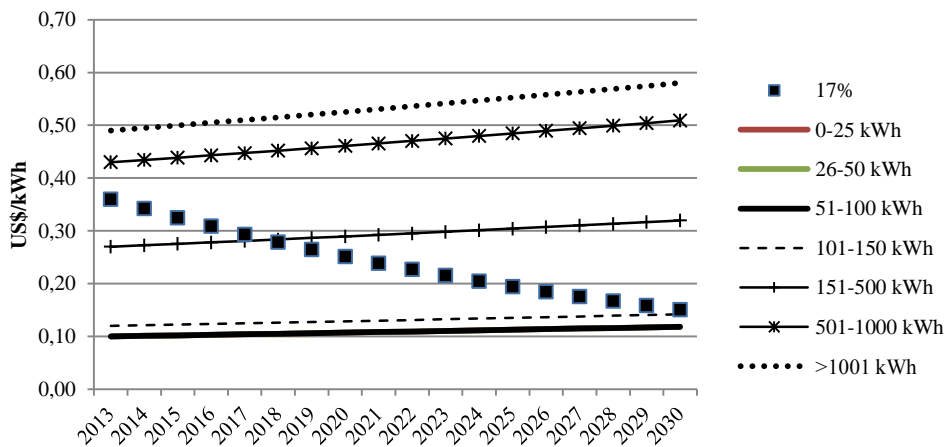


Figura 10- Paridade com a rede com fator de capacidade 17%. Legenda: As linhas representam as tarifas e os pontos descontínuos o custo por kWh da energia fotovoltaica gerada. **Nota:** as tarifas subsidiadas dos segmentos de consumo entre 0 e 100 kWh estão superpostas entre si em torno aos US\$/kWh 0,10.

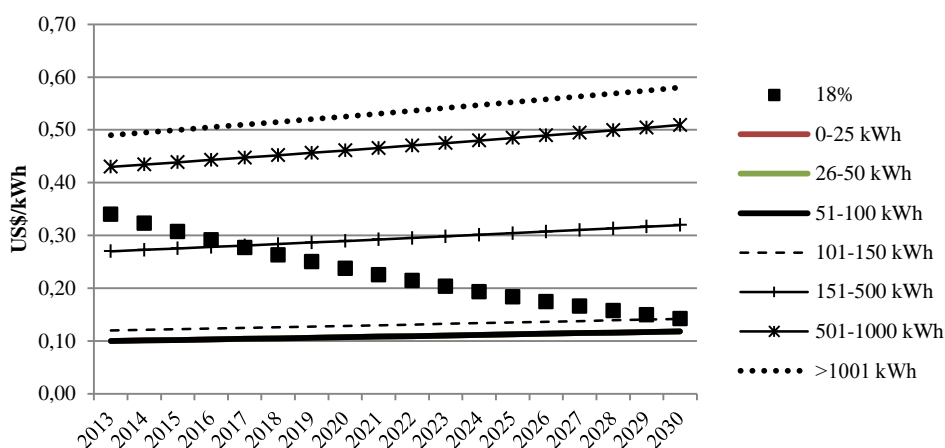


Figura 11- Paridade com a rede com fator de capacidade 18%. Legenda: As linhas representam as tarifas e os pontos descontínuos o custo por kWh da energia fotovoltaica gerada. **Nota:** as tarifas subsidiadas dos segmentos de consumo entre 0 e 100 kWh estão superpostas entre si em torno aos US\$/kWh 0,10.

Os resultados nas figuras mostram que para os consumidores residenciais acima de 500 kWh/mensal o sistema fotovoltaico já representa uma opção mais barata que o pagamento pela energia da rede. Naturalmente, naquelas regiões onde o fator de capacidade é mais alto (pacífico) o retorno seria maior.

Se a tendência futura mostrada nestas simulações se confirmar, no período entre 2018-2020, os sistemas fotovoltaicos efetivamente poderão ser considerados como opções financeiras custo efetivas reais para todo usuário com um consumo superior a 151 kWh/mensal (não subsidiado). Esta situação mostra que é importante avaliar mais amplamente as perspectivas e os impactos que a massificação desta tecnologia pode ter no sistema elétrico. Assim, para 2030 os sistemas fotovoltaicos ligados à rede serão uma realidade e o arcabouço institucional, regulatório e de planejamento devera ter experimentado mudanças conforme a essa nova realidade.

6.2 AVALIAÇÕES FINANCEIRAS PARA OS CONSUMIDORES COM ESQUEMA DE FINANCIAMENTO.

Para avaliar o possível impacto de um programa de financiamento para incentivar a penetração da tecnologia fotovoltaica ligada à rede foram calculadas as taxas de retorno para consumidores acima de 151 kWh, de todas as regiões do país, divididos em três estratos: 151 a 500 kWh/mês; 501 a 1000 kWh/mês e acima de 1000 kWh/mês (usuário médio). Foi assumido um esquema hipotético de financiamento de 50% do investimento inicial, a uma taxa de juros de 10% (similar usada pelos bancos para empréstimos para veículos), para um período de 20 anos (ver tabela 43).

Tabela 43 - Parâmetros para avaliações financeiras para consumidores residenciais não subsidiados com esquema de financiamento.

Faixa de consumo	151-500 kWh	501-1000 kWh	> 1000 kWh
Número de usuários (2012)	60.619	7.080	1.746
Percentagem do total (%)	8,3	1	0,2
Investimento inicial por usuário (US\$)	6.929	17.236	36.721
Potência Instalada (kWp)	2	5	10
Vida útil (anos)	25	25	25
O&M (% a.a)	1	1	1
Tarifa (US\$/kWh)	0,27	0,43	0,49
Evolução da Tarifa kWh (% a.a)	1	1	1
Decaimento produtividade (% a.a)	-1	-1	-1
Porcentagem Financiada (%)	50	50	50
Período Financiamento (anos)	20	20	20
Juros Financiamento (% anual)	10	10	10
Valor Financiado (US\$)	3.464,5	8.617,9	18.360,5

Os resultados são apresentados nas figuras 12, 13 e 14. A figura 12 mostra os resultados para usuários com um consumo mensal entre 151 kWh e 500 kWh (8% do total residencial). As taxas internas de retorno calculadas ficaram em torno 7%-10%; inferior a uma taxa de referência de 12%. Isto mostra que mesmo com o esquema de financiamento, os preços atuais dos sistemas fotovoltaicos não estimulam a adoção deste sistema.

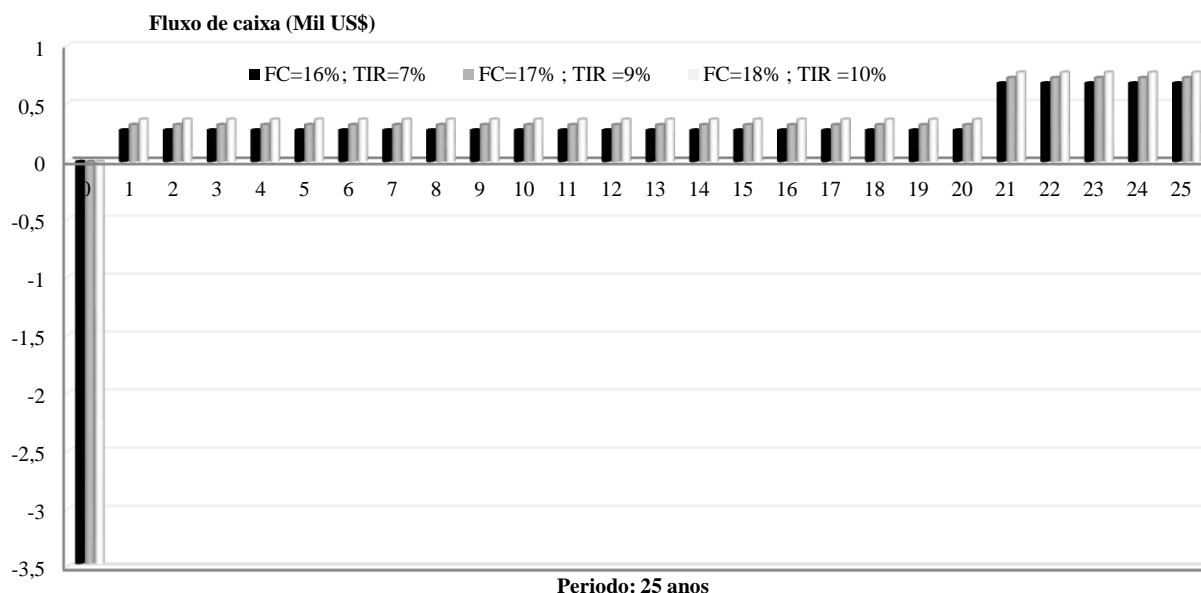


Figura 12- Fluxo de caixa e taxa interna de retorno para usuários com um consumo entre 151 kWh e 500 kWh

A figura 13 mostra os resultados para o segmento de consumo entre 501 kWh e 1000 kWh (7080 clientes, 1% do total residencial em 2012) com tarifas em torno de US\$/kWh 0,4 as taxas internas de retorno superam 20%. Neste estrato provavelmente se apresentam níveis de renda notavelmente acima da média nacional, assim, o financiamento seria acompanhado por condições econômicas mais favoráveis elevando as possibilidades de adoção dos sistemas.

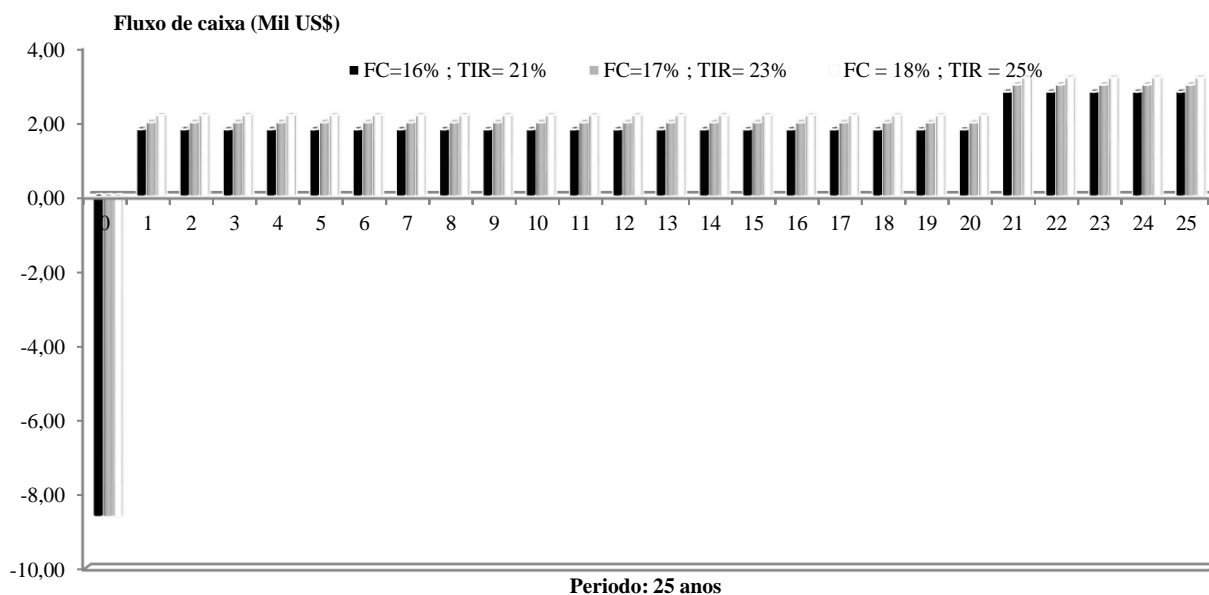


Figura 13 - Fluxo de caixa e taxa interna de retorno para usuários com um consumo entre 501 kWh e 1000 kWh

A figura 14 mostra os resultados para os consumidores residenciais com consumos superiores a 1000 kWh (1746 clientes e só 0,2% do total residencial). O retorno estimado do investimento ficaria em torno de 30%. Dados estes resultados, sugere-se que a adoção da tecnologia fotovoltaica teria maiores chances de sucesso ao priorizar este estrato por terem em função de seu nível de renda, maior consumo de energia e uma tarifa de US\$/kWh 0,5. Além disso, é provável que exista uma correlação positiva entre o nível elevado de renda e o tamanho das moradias da população. Moradias de maior tamanho favorecem a instalação de sistemas de maior potência, o que reforça a recomendação do início de implantação desta tecnologia por este segmento.

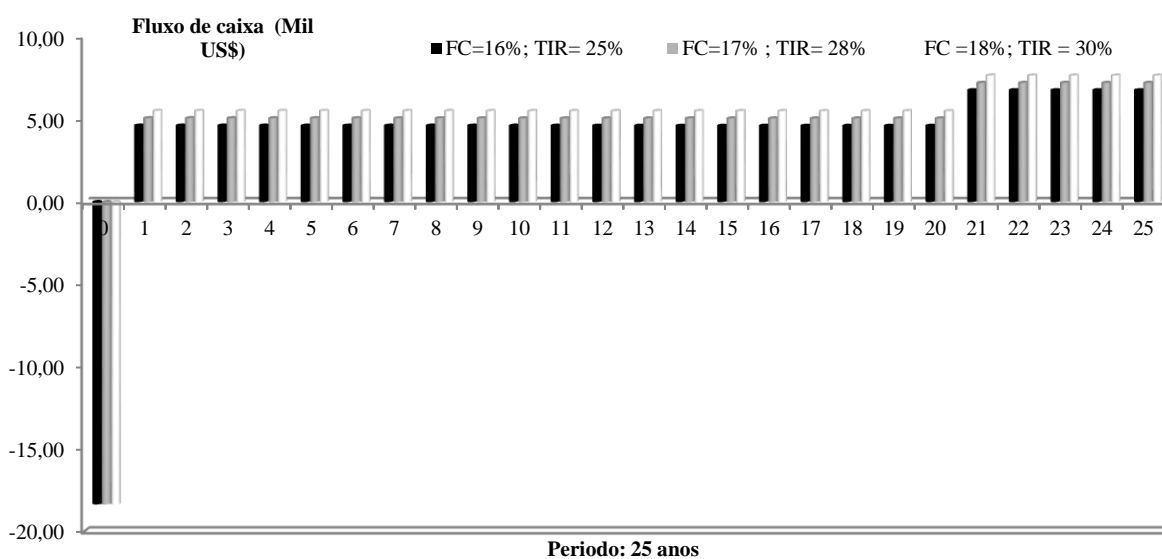


Figura 14 - Fluxo de caixa e taxa interna de retorno para usuários com um consumo maior a 1000 kWh

6.3 POTENCIAIS IMPACTOS NA CONCESSIONARIA DE DISTRIBUIÇÃO E NOS CONSUMIDORES

A penetração de tecnologia fotovoltaica para os segmentos de consumo considerados no capítulo anterior (> 150 kWh) levanta algumas questões importantes desde a perspectiva da concessionária de distribuição e os consumidores subsidiados de menos de (<150 kWh). Usando uma Curva de Lorenz¹² foi verificado que os usuários com um consumo superior a 150 kWh representam 10% dos usuários residências totais, mas consomem o 40% da energia elétrica vendida para o setor residencial e são responsáveis por aproximadamente 60% do faturamento total residencial da distribuidora (MEM, 2012). (Fig. 15). Adicionalmente, por serem usuários com renda superior a média nacional as probabilidades de perdas comerciais neste segmento são menores em comparação o segmento de usuários subsidiados (< 150 kWh).

¹² Gráfico utilizado para representar a concentração de uma variável em um domínio determinado. Neste caso, representa a concentração do consumo de energia elétrica do setor residencial por segmentos do consumo.

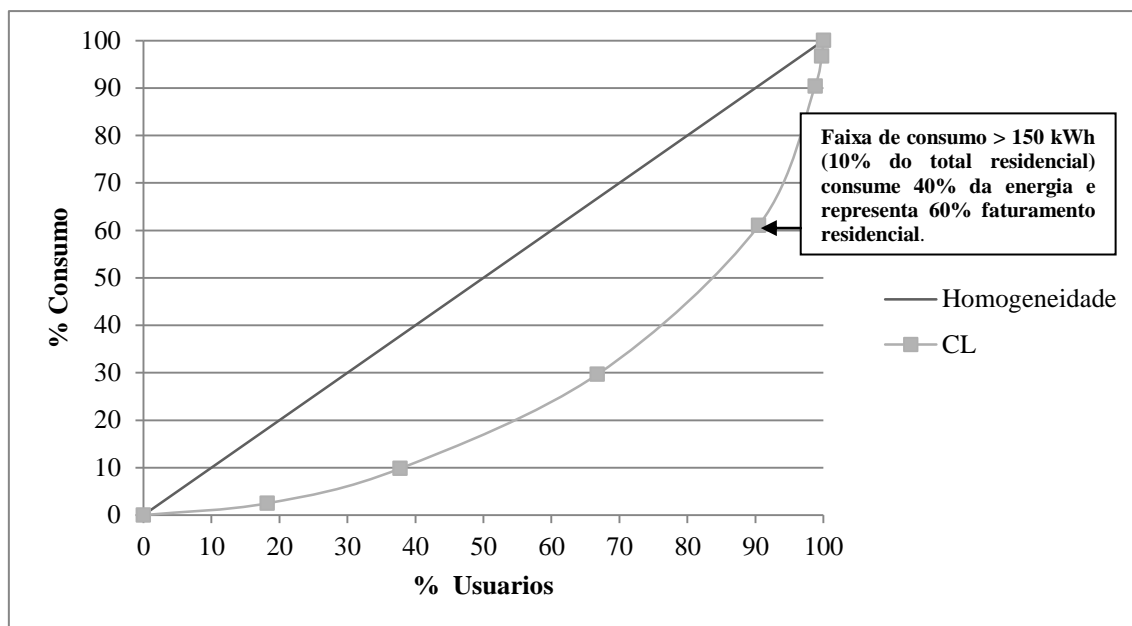


Figura 15 - Curva de Lorenz para os usuários residenciais de energia (2012). Fonte: Elaboração própria com dados do MEM, 2012. Legenda: CL - Curva de Lorenz.

Assim, a desigualdade na distribuição da renda na Nicarágua tem um impacto direto na apropriação da energia elétrica e coloca a questão dos sistemas fotovoltaicos ligados a rede em uma situação paradoxal: por um lado, é importante avançar na descentralização do sistema elétrico, promover tecnologias renováveis de baixo custo com impactos ambientais mínimos, mas à penetração massiva pode impactar significativamente na receita da concessionária derivando em um possível cenário de aumento das tarifas para os setores de consumo de menos de 150 kWh mensal. Isto com o objetivo de recuperar a receita perdida. Por tanto, à futura penetração massiva, deve ser avaliada também em função do impacto sob as tarifas e o subsídio.

Finalmente, é importante explorar as possibilidades técnicas em outros setores (industrial, comercial, setor público, etc.) especialmente naqueles casos como o setor público em que se paga pela energia e pela potência porque facilitaria a recuperação do investimento e melhoraria o retorno.

7 AVALIAÇÃO INTEGRADA DE RECURSOS DE OFERTA E DEMANDA

Este capítulo tem como objetivo resumir os resultados obtidos nos capítulos anteriores (avaliação dos programas de iluminação residencial, pública e para o setor público) é integrar esses programas com as opções de oferta, avaliando-as conjuntamente. Isto visando determinar o mix mais aproximado do atendimento das demandas energéticas da sociedade, com menor custo e menor potencial de prejuízo ambiental.

7.1 PREVISÕES DE DEMANDA DE ENERGIA E POTÊNCIA (PLANO DE EXPANSÃO 2013-2030)

As previsões de energia e demanda máxima são os primeiros passos no PIR; determinando a quantidade e o tipo de recursos que o sistema elétrico poderá precisar no curto, médio e longo prazo.

O Ministério de Energia e Minas em conjunto com outras instituições como o Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) realizam as previsões de energia e potência, baseados em modelos econométricos dinâmicos autorregressivos. As variáveis explicativas são as séries temporais de população, PIB, demanda de energia (MWh) e potência (MW) com defasagem de um período (Y_{t-1}) enquanto as variáveis dependentes são a demanda de energia (MWh) e potência (MW) (Y_t). Adicionalmente, são consideradas as perdas técnicas e não técnicas e o fator de carga. A partir dos coeficientes calculados, são assumidas taxas de crescimento das variáveis explicativas e estimadas a demanda futura de energia e potência.

Este tipo de modelo de previsão, chamado “top-down”, é preferido principalmente pela pouca necessidade de dados e pela pouca necessidade de recursos financeiros, em comparação com os modelos de previsão “bottom-up” por usos finais. Não obstante, os “top-down” podem levantar críticas em duas direções. A primeira é de caráter estrutural, já que a precisão pode se afetar no momento de mudanças nos parâmetros das variáveis ou por elementos de caráter estocástico. A segunda é aceitando a utilidade deles modelos, mas propondo modelos considerados mais robustos, por exemplo, usando métodos de cointegração.

Neste sentido, considera-se que a melhor opção é usar as ferramentas e resultados dos modelos econométricos “top-down” conjuntamente com as informações sobre tecnologias, hábitos de consumo e usadas para os resultados dos modelos “bottom-up”. É recomendável comparar os resultados dos modelos, pois deveriam ser similares.

A modelagem e execução de pesquisas de usos finais para Nicarágua são tarefas que correspondem à metodologia do PIR, mas que infelizmente ficaram fora do escopo deste trabalho, por tanto são utilizadas as projeções oficiais detalhadas a continuação.

Tabela 46 - Previsão de demanda-consumo de energia e potência (GWh/ano- MW/ano).

Período 2010-2030

Ano	Venda de energia (GWh)	Perdas não técnicas		Demanda de energia (GWh)	Perdas técnicas		Perdas totais		Requerimentos líquidos GWh	Fator de carga %	Dem. Max. Liquida MW
		%	GWh		%	GWh	%	GWh			
2010	2452,6	13,6	450,8	2903,4	12,0	398,7	25,6	849,5	3322,7	69,7	538,9
2011	2621,1	12,4	431,9	3052,9	11,7	406,1	24,1	838,0	3476,9	68,5	569,5
2012	2802,5	12,0	439,2	3241,6	11,4	417,9	23,3	857,0	3675,1	68,2	609,9
2013	3050,9	11,1	433,2	3484,1	11,1	433,6	22,1	866,8	3917,7	70,4	635,5
2014	3274,8	10,2	424,2	3699,0	10,8	446,6	21,0	870,9	4145,7	70,6	670,8
2015	3486,9	9,5	412,5	3899,4	10,5	456,8	20,0	869,3	4356,2	70,7	703,1
2016	3696,9	8,8	399,8	4096,6	10,2	465,7	19,0	865,5	4562,3	70,9	734,4
2017	3909,5	8,1	386,8	4296,3	9,9	474,0	18,1	860,8	4770,3	71,1	766,0
2018	4128,1	7,5	373,9	4502,0	9,7	482,1	17,2	856,1	4984,1	71,3	798,2
2019	4354,9	6,9	361,5	4716,5	9,4	490,2	16,4	851,7	5206,7	71,5	831,8
2020	4591,5	6,4	349,5	4940,9	9,2	498,5	15,6	848,0	5439,5	71,6	866,7
2021	4839,5	6,0	337,9	5177,5	8,9	507,2	14,9	845,1	5684,6	71,8	903,5
2022	5099,7	5,5	326,9	5426,6	8,7	516,1	14,2	843,0	5942,7	72,0	942,1
2023	5372,9	5,1	316,4	5689,2	8,5	525,3	13,5	841,7	6214,6	72,2	982,7
2024	5660,2	4,7	306,3	5966,5	8,2	534,9	12,9	841,3	6501,5	72,4	1025,4
2025	5962,2	4,4	296,6	6258,8	8,0	544,9	12,4	841,6	6803,7	72,6	1070,3
2026	6279,9	4,0	287,3	6567,3	7,8	555,3	11,8	842,7	7122,7	72,8	1117,6
2027	6614,7	3,7	278,5	6893,2	7,6	566,1	11,3	844,6	7459,3	72,9	1167,5
2028	6968,5	3,5	270,6	7239,0	7,4	577,5	10,9	848,1	7816,5	73,1	1220,2
2029	7340,5	3,2	262,9	7603,5	7,2	589,1	10,4	852,2	8192,7	73,3	1275,7
2030	7733,1	3,0	257,8	7990,8	7,0	601,5	10,0	859,2	8592,3	73,5	1334,5

Fonte: MEM, 2013.

7.2 AVALIAÇÕES DOS RECURSOS DE OFERTA

Para o caso da Nicarágua, as opções de oferta de energia elétrica incluem usinas a óleo combustível e Diesel (50% da matriz existente), usinas eólicas, geotérmicas, hidrelétricas, solar e biomassa (50% da matriz existente), sistemas fotovoltaicos, pirólisis, compra de energia e potência no mercado elétrico regional e eventualmente a possibilidade de usinas a carvão e gás natural. Nesta análise, será excluída a avaliação da energia comprada no mercado elétrico regional devido a que seu tratamento representa um aumento significativo no escopo deste trabalho, especificamente, pela necessidade de avaliar os sistemas elétricos do resto de

países centro americanos. Porém, é uma realidade e deve se incluir como parte de futuras pesquisas em planejamento energético na região centro americana. Na tabela 47 apresenta-se a capacidade nominal e efetiva do parque gerador existente em 2012 e na tabela 48 a capacidade instalada por tipo de fonte.

Tabela 47 - Capacidade nominal e efetiva do parque gerador existente. Ano 2012

EMPRESAS	Nominal	Efetiva	Participação (% Nominal)
PUBLICAS	233,2	149,8	18%
Geradora Hidroelétrica, S.A. (HIDROGESA)	104,4	98,0	8%
Geradora Elétrica Central, S.A. (GECSA)	122,4	46,0	10%
Geradora San Rafael, S.A. (GESARSA)	6,4	5,8	1%
PRIVADAS	1033,6	880,0	82%
Hidroelétrica ATDER - El Bote	0,9	0,9	0%
Alba de Nicaragua, S.A. (ALBANISA)	291,2	276,9	23%
Corporación Eléctrica Nicaragüense, S.A. (CENSA)	65,3	60,9	5%
Empresa Energética Corinto (ENRON)	74,0	70,5	6%
Tipitapa Power Company	52,2	50,9	4%
Geradora Elétrica de Occidente, S.A (GEOSA)	106,0	100,0	8%
Ormat Momotombo Power Company	77,5	26,3	6%
Polaris Energy Nicaragua , S.A. (PENSA)	87,0	50,8	7%
Nicaragua Sugar States Limited (NSEL)	79,3	77,3	6%
Monte Rosa, S.A. (IMR)	54,5	48,5	4%
Consortio Eólico, S.A. (AMAYO)	63,0	63,0	5%
Blue Power & Energy, S.A.	39,6	32,0	3%
Eolo de Nicaragua, S.A.	43,1	22,0	3%
TOTAL (PUBLICAS+PRIVADAS)	1266,8	1029,8	100%

Fonte: INE, 2013

Tabela 48- Capacidade instalada por tipo de fonte. Ano 2012.

SISTEMA INTERLIGADO	Nominal	Efetivo	% Nominal
TOTAL	1.184,10	975,76	92,08
Hidroelétrica	105,30	98,90	8,19
Térmicas (Fuel Oil + Diesel)	717,50	610,96	55,80
Eólicas	63,00	63,00	4,90
Geotérmicas	164,50	77,10	12,79
Bagaço de Canha	133,80	125,80	10,40

Fonte: INE, 2013

Para uma expansão ao mínimo custo de um sistema elétrico devem-se minimizar os custos totais de investimento, custos fixos e de operação e manutenção ao momento de escolher as novas usinas a serem implantadas¹³. A representação gráfica da *curva de seleção de alternativas de geração elétrica* usando os fatores de capacidade das usinas na abscissa e os custos anualizados (US\$/kW-ano) para cada fator de capacidade na ordenada, permite determinar as opções mais econômicas para cada valor de fator de capacidade. Na tabela 49 é apresentada a carteira de projetos do Ministério de Energia e Minas para o período 2014-2030. Para a estimação dos custos foi usada uma taxa de desconto de 13,61% e uma vida útil de 30 anos para hidroelétricas e 25 anos para o resto. A figura 16 apresenta as curvas de seleção de alternativas de geração elétrica¹⁴.

Tabela 49 - Opções de oferta do plano de expansão 2014-2030 com estimativas dos custos totais anualizados (US\$/kW).

Projetos	Estado	Capacidade nominal (MW)	Custos projetados (US\$/2012)	Custos de investimentos (US\$/kW)	Custos de investimentos anualizados (US\$/kW-ano)	Custos fixos (US\$/kW-ano)	Custos variáveis (US\$/kWh)	Custos totais anualizados (US\$/kW)
La Sirena (Hidro)	Pre-fatibilidade	32,5	85.506.162	2.631	366	12,01	0	378
Los Cangiles (Hidro)	Factibilidade	27,2	73.125.500	2.688	374	12,01	0	386
Salto Y-Y (Hidro)	Factibilidade	24,8	66.889.340	2.697	375	12,01	0	387
El Consuelo (Hidro)	Factibilidade	21	61.400.000	2.924	407	12,01	0	419
Piedra Cajón-Pajaritos (Hidro)	Factibilidade	21,7	67.617.700	3.116	434	12,01	0	446
Copalar Bajo (Hidro)	Perfil	150	503.952.569,2	3.360	467	12,01	0	479
El Carmen (Hidro)	Perfil	100	335.968.379,5	3.360	467	12,01	0	479
Corriente Lira (Hidro)	Pre-factibilidad	40	140.369.658	3.509	488	12,01	0	500
El Barro (Hidro)	Pre-factibilidad	33	121.498.099	3.682	512	12,01	0	524
Boboké (Hidro)	Pre-factibilidad	70	276.668.773,3	3.952	550	12,01	0	562
Piedra Puntuda (Hidro)	Pre-factibilidad	15	61.000.000	4.067	566	12,01	0	578
Valentín (Hidro)	Pre-factibilidad	28	114.895.640	4.103	571	12,01	0	583
Piedra Fina (Hidro)	Pre-factibilidad	42	193.537.607	4.608	641	12,01	0	653
Brito (Hidro)	Pre-factibilidad	250	1.152.059.280	4.608	641	12,01	0	653
BIOMASSA (1,2 e Montelimar)	Perfil, prefactibilidad	30	31.080.000	1.036	147	89,8	0,05	237+CV*8760*FC

¹³ O planejamento indicativo atual da expansão do sistema elétrico da Nicarágua não contempla a escolha determinativa de projetos energéticos. Porém, o planejamento ao mínimo custo e o planejamento integrado de recursos podem ser ferramentas que permitam identificar projetos prioritários, pelo menos enquanto uma reforma nos mecanismos de planejamento seja feita.

¹⁴ Foram escolhidos 3 projetos hidrelétricos da carteira de projetos (a usina com o custo mais elevado, a de menor custo e a de custo médio) para melhorar visualização. Foram projetadas como usinas de fio de água.

BIOMASSA (CASSUR)	Factibilidade	24	27.864.000	1.161	165	89,8	0,05	255+CV*8760*FC
ALBA RIVAS (Eólico)	Construção	40	87.071.384	2.177	309	33,6	0	343
GEOTERMICOS	S/I	35	170.590.000	4.874	692	85	0	777
ALBA MOTOR (Óleo combustível)	S/I	35	33.250.000	950	135	168,42	0,1608	303+CV*8760*FC
CCGNLa 500 MW (Gas natural)	S/I	500	903.000.000	1.806	256	168,42	0,048	425+CV*8760*FC
Carvão 150 MW	S/I	150	586.050.000	3.907	555	168,42	0,029	723+CV+8760*FC
Solar fotovoltaica	S/I	20	83.660.000	4.183	594	23,59	0	617

Fonte: Elaboração própria com informação pessoal não publicada do MEM, 2013¹⁵ e EIA, 2013.

Notas: 1.- Os custos de investimentos projetados correspondem a informação não publicada do MEM. 2.- O custos fixos/kW-ano são estimativas da EIA, 2013 com um ajuste de -15% para os projetos hidrelétricos, biomassa, geotérmicos e solar fotovoltaicos. Esta decisão se explica devido a que salários, preço da terra e outros parâmetros incluídos nesta estimativa, são mais baratos na Nicarágua que em EE.UU. 3.- Para os projetos a base de Óleo Combustível, Gás Natural e Carvão, os custos fixos/kW-ano correspondem ao preço de contrato pela garantia da potência das usinas em operação de ALBAGENERACION (Óleo Combustível). 4.- O custos variáveis usados para os projetos de biomassa e Óleo combustível correspondem aos de usinas em operação na Nicarágua. No caso dos projetos com carvão e gás natural foram usadas as estimações da EIA, 2013.

¹⁵ Mensagem recebida por cgmgcimp@gmail.com em 21/10/2013.

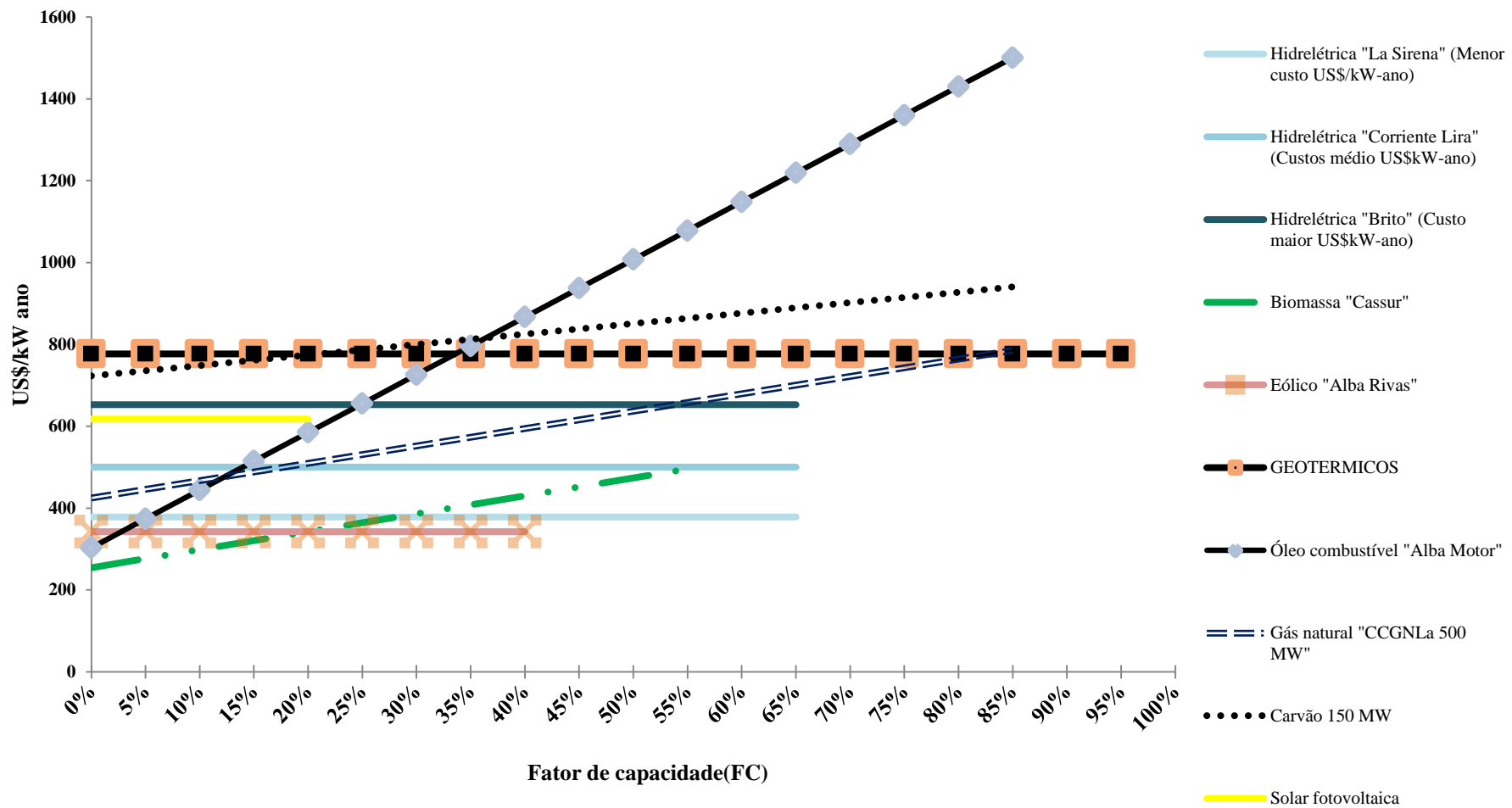


Figura 16- Curvas de seleção de alternativas de geração para o sistema elétrico da Nicarágua. Fonte: Elaboração própria com dados da tabela 49.

7.3 CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA DA NICARÁGUA (2012) E EXPANSÃO AO MÍNIMO CUSTO.

A curva de carga do sistema elétrico da Nicarágua para o ano 2012 será utilizada como uma ferramenta para auxiliar nas escolhas dos projetos energéticos, visando à expansão de mínimo custo. (Ver. fig. 23(a)-23(b) do ANEXO-A). Assim, usando a Figura (16) da curva de seleção de alternativas de geração em conjunto com a figura (17) da curva de duração de curva é possível encontrar a expansão ao mínimo custo do sistema.

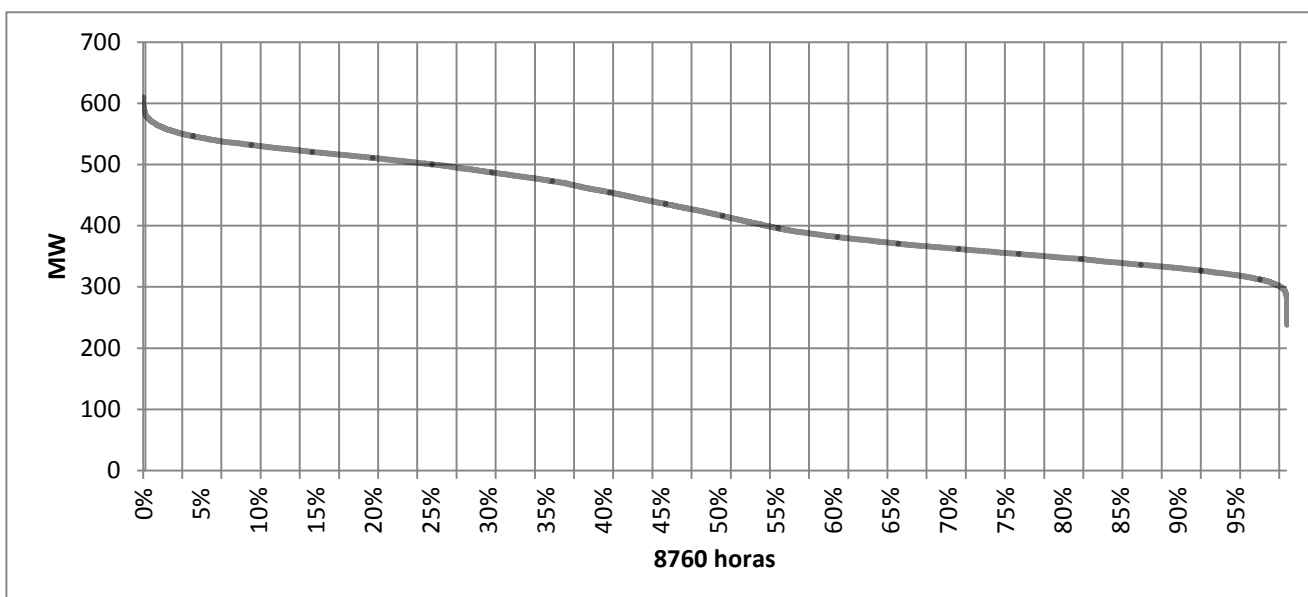


Figura 17 - Curva de duração de carga para o sistema elétrico da Nicarágua. Ano 2012. Fonte: Elaboração própria em base a dados do Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC, 2012).

Os resultados mostram que as usinas eólicas e geotérmicas devem ser priorizadas para satisfazer a demanda de base (em torno a 350 MW) devido, no caso específico da geotermia, a seu elevado fator de capacidade ($\approx 95\%$) que permite atingir o custo de energia mais econômico. No caso dos projetos eólicos, devido a o custo anualizado baixo dos empreendimentos em torno a 300 US\$/kW-ano e um fator de capacidade tipicamente entre 35%-40%. Nesse sentido, as características do país permitiriam aproveitar a estabilidade da geração geotérmica em conjunto com fontes intermitentes como a eólica ou solar, p.ex.¹⁶. Os

¹⁶ A Nicarágua não tem reservas provadas de gás natural e de carvão. Porém, a importação de gás natural e

projetos hidrelétricos e de biomassa podem ser dimensionados para satisfazer a carga intermédia (em torno de 150 MW) e na carga de pico usinas térmicas (biomassa, óleo combustível, entre outras). É claro que a configuração atual, com um 55,8% de geração térmica (óleo combustível+Diesel), não responde a esta lógica o que explica em parte o comportamento histórico crescente das tarifas (ver tabela 1, p.12).

Atualmente, foi ratificado o acordo para a construção da que será a maior usina hidrelétrica do país “TUMARÍN” 253 MW, usina que entrará em operação em 2018-2019, com um investimento aproximado de US\$ 1,100 milhões e um preço de venda da energia de US\$/MWh 115,65. Aliás, a propriedade da usina será transferida ao governo da Nicarágua ≈ 25 anos depois. Independentemente de considerações técnicas e geopolíticas do papel da ELETROBRAS na região latino americana é necessário dizer o seguinte ao respeito do projeto: 1.) O preço de venda da energia US\$/MWh 115,65 é superior em relação ao preço de venda regional da energia produzida por usinas hidrelétricas; 2.) a construção do projeto impactará positivamente no nível de atividade econômica do país, especialmente no curto e médio prazo; 3.) a entrada em operação do projeto transformará a matriz elétrica nicaraguense dependente de combustíveis fósseis (≈50%) para uma matriz baseada em fontes renováveis. Isto implica, além das considerações ambientais, uma potencial melhoria na balança de pagamentos (redução da importação de petróleo) e uma redução na vulnerabilidade da economia nicaraguense em relação à futuros “shocks” do petróleo; 4.) nem a operação de TUMARÍN *per se*, nem a transformação da matriz energética que a entrada em operação do projeto implica, são condições suficientes para esperar reduções significativas nas tarifas de energia elétrica para os consumidores (Ver APÊNDICE-A). Portanto, as considerações referentes a dirigir o planejamento atual da expansão para um planejamento integrado de recursos continuam vigentes.

carvão, representam uma possibilidade futura para levar em conta na configuração da matriz elétrica. Por exemplo, PDVSA, 2011, p. 23. apresentou uma proposta de fornecimento de gás para Centro América e o Caribe. Este é o motivo pelo qual se optou por incluir estas alternativas na análise.

7.4 RECURSOS DO LADO DA DEMANDA

7.4.1 CURVA CUMULATIVA DE RECURSOS

Entre as ferramentas para integrar os programas de conservação de energia, tem-se utilizado o CEC (Custo de energia conservada), de forma que funcione como um indicador do potencial de energia economizável através da *curva cumulativa de recursos de oferta*.

Uma curva de oferta de energia economizada consiste, principalmente, num artifício para comparar e visualizar o custo efetivo de várias medidas de conservação entre as próprias e que também pode ser utilizado em comparação com o preço da energia, para determinar quais das medidas possuem custo efetivo. O primeiro passo para preparar uma curva cumulativa de recursos (indicando o potencial de energia a ser conservada), consiste em listar todas as medidas de conservação em ordem crescente de CEC. O potencial economizável para cada medida é então estimado. As medidas de conservação de energia aparecem na curva de oferta em ordem crescente de custos e, a partir da curva, se define, comparativamente, como as medidas devem ser priorizadas, levando em conta que se devem priorizar as medidas com menor custo.

A seguir serão apresentadas as curvas construídas para este trabalho representando o potencial de conservação de energia de cada uso final estudado. A tabela 50 identifica as medidas escolhidas e apresenta na figura 18 (legendas na tabela 50).

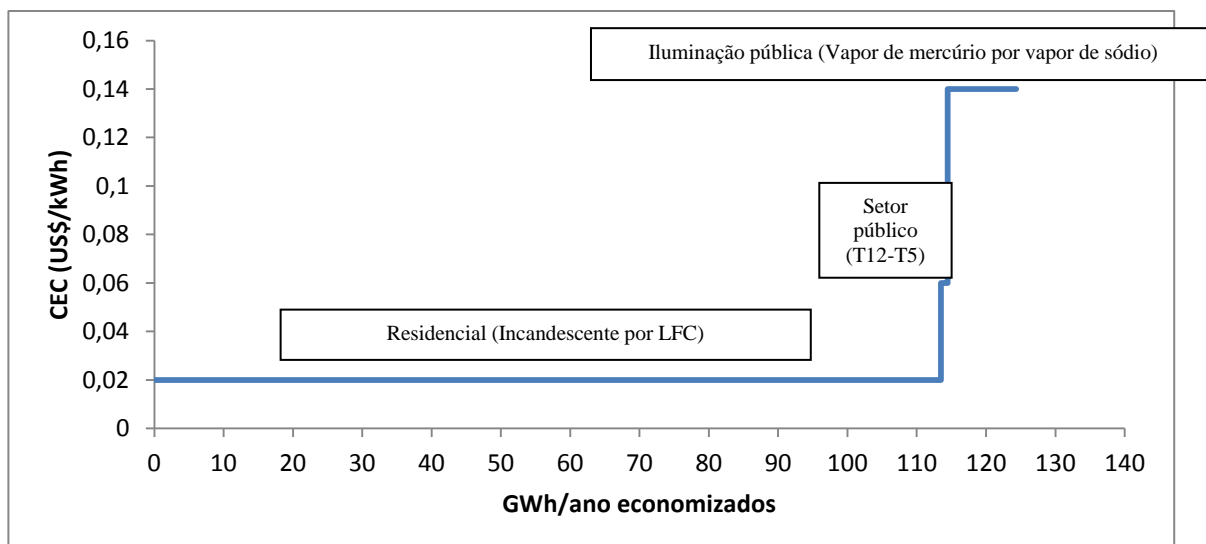


Figura 18- Curva cumulativa de recursos com os três programas de conservação (T12-T5 no setor público). Nota: Para a estimativa do Custo de Energia Conservada (CEC) foi usada uma taxa de desconto de 8% para o programa de iluminação pública e para o setor público; 12%; para o programa de iluminação residencial.

Tabela 50 - Legenda-potencial de conservação de energia e CEC de cada medida de conservação de energia

Medidas de conservação	CCE (US\$/kWh)	Potencial MWh/ano
Residencial (Incandescente por CFL)	0,02	113.500*
Setor público (T12-T5)	0,06	965**
Iluminação pública (Vapor de mercúrio a vapor de sódio)	0,14	9.883***
TOTAL		124.348

* Estimado com o cenário realista de penetração (60%) após o programa.

** Valor médio (2014-2024).

*** Valor médio (2014-224).

Os resultados apresentados a continuação (tabela 51) mostram que o fator de carga da conservação (FCC) dos programas varia de 0,13 (iluminação residencial) a 0,5 (iluminação pública) e é superior a 1 (iluminação no setor público). No caso do setor público, esses resultados se explicam porque a iluminação é usada principalmente para o horário laboral (8:00 am – 5:00 pm) ; ela não coincide com o período de ponta da carga (6:00 pm- 11:00 pm). Isto indica que para economizar potencia instalada na ponta os programas de iluminação residencial e iluminações públicas são os mais efetivos. As elevadas perdas em transmissão e distribuição em torno a 20% diminuíram o potencial de conservação de energia e potencia economizada dos programas.

Tabela 51 - Parâmetros para integrar os programas de conservação de energia

Indicadores	Iluminação residencial (LFC por Incandescente)	Iluminação pública (Sódio por mercúrio)	Iluminação setor público (T12-T5)
Fator de coincidência do pico (FCP)	0,5	0,95	0,1
Redução do pico da demanda MW (RPD)	122	2,5	0,1
Perdas T&D (% PTD)	0,2	0,2	0,2
Redução do pico na capacidade instalada diária (D) MW	73,2	2,8	0,01
Economia anual média no pico levando em conta perdas T&D (MWh)	80.913	11.838	102
CEC (US\$/kWh)	0,02	0,14	0,06
Fator de conservação de carga (FCC)	0,13	0,5	1,6
Custo anual por kW economizado (US\$/kW ano)	22,1	587,7	829,4
Custo médio anualizado de “ALBA MOTOR-óleo combustível” (US\$/kW ano para um FC 15%)	515	515	515
Fator de efetividade de custo (FEC)	0,04	1,1	1,6

Finalmente, usando a relação entre o custo anual economizado por kW (US\$/kW ano) economizado pelo custo médio anualizado dos projetos hidrelétricos em carteira (US\$/kW ano) (Tabela 51), foram calculados os *Fatores de Efetividade de Custo* (FEC). Pode-se afirmar que devem priorizar se os programas de eficiência, em comparação com a oferta, embora seja preciso, simultaneamente, transformar a matriz energética visando a expansão ao mínimo custo e a universalização do serviço de energia elétrica. A integração dos programas de eficiência na expansão é apresentada graficamente na figura 19.

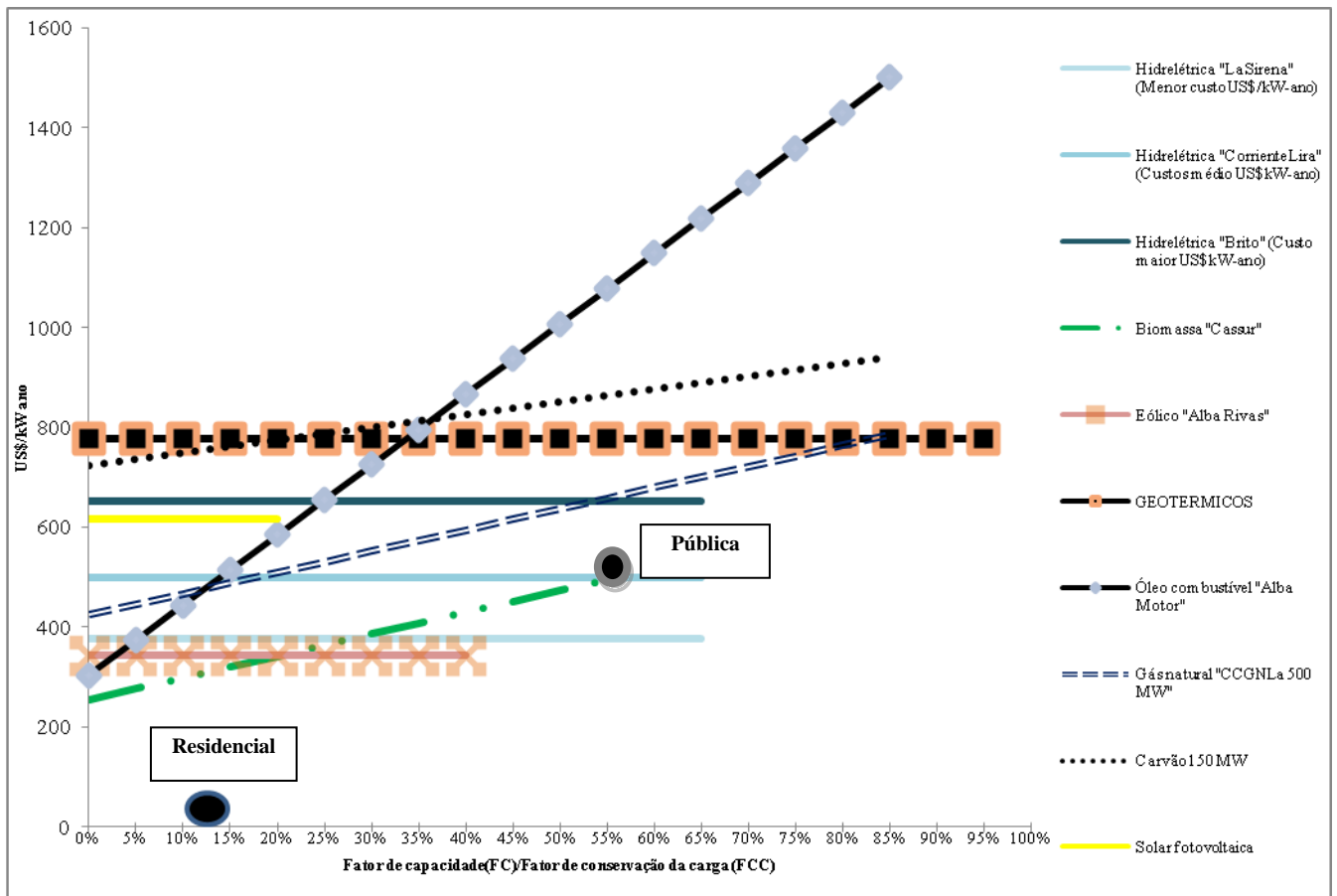


Figura 19 – Curva integrada de recursos de oferta e demanda (programas de eficiência) para o sistema elétrico da Nicarágua.

8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Embora nas condições atuais do mercado existam sinais econômicos para investir em programas de conservação de energia, especificamente iluminação eficiente, os programas de incentivo do governo devem reduzir as barreiras que têm impedido o processo de substituição de ocorrer espontaneamente.

Neste trabalho, foram estimados os custos e benefícios de três programas de eficiência energética na iluminação residencial, pública e do setor público. Cada um dos programas foi avaliado a partir de três perspectivas: consumidores, concessionária de distribuição e sociedade. Os resultados mostram que todos os programas apresentam benefícios financeiros para a sociedade no seu conjunto.

No caso do programa residencial, os resultados foram positivos para os consumidores e a sociedade em geral e negativos para concessionária de distribuição, pela diminuição das vendas de energia. A tecnologia LED ainda apresenta benefícios econômicos inferiores aos reportados pelas LFCs. Também será preciso desenvolver um plano para gestão do mercúrio, no momento de descarte do novo parque de lâmpadas fluorescentes, o que inevitavelmente aumentará os custos em aproximadamente US\$ 0,50 por LFC.

O aumento da eficiência permitirá uma redução dos gastos governamentais para subsidiar contas de energia elétrica dos consumidores. Essa poupança pode ser direcionada para outras prioridades sociais. Desse modo, é necessária uma estimativa mais detalhada dos benefícios e custos, incluindo as recomendações técnicas e ambientais mencionadas no trabalho.

Atualmente, o Ministério de Energia e Minas, em cooperação com organizações sociais, está ponderando entregar as LFCs de graça visando aumentar a penetração do programa. No entanto, é importante procurar mecanismos para controlar aquelas famílias que não precisam das LFCs, os "free riders", e as famílias que atrasam as substituições até o final da vida útil das lâmpadas incandescentes. Um acompanhamento do processo de implantação do programa é importante para uma avaliação ex-post dos seus resultados, em termos da vida útil real das lâmpadas e da energia e potência efetivamente economizadas.

Do ponto de vista do governo, os resultados permitem estabelecer as bases para avaliar a implementação de medidas mais radicais, como a proibição de importação de lâmpadas incandescentes a partir de 2017. No entanto, em termos gerais, é necessário:

- a) Assegurar a implementação dos requisitos sob o fator de potência e o THD, testando amostras estatisticamente representativas das lâmpadas a serem distribuídas pelo governo,
- b) Regular e testar as características de todos os tipos de lâmpadas que entram no mercado nacional;
- c) Definir e implementar procedimentos para a gestão das lâmpadas fluorescentes compactas descartadas;
- d) Avaliar a oportunidade de um programa para introduzir LEDs para residências de alto consumo, clientes comerciais e industriais.
- e) Uma possível redução na vida útil de lâmpadas fluorescentes compactas pode surgir devido a parâmetros deficientes de qualidade de energia na rede. É recomendado analisar o problema com um programa de avaliação da compatibilidade electromagnética simultânea.

No caso do programa de iluminação pública, o esquema tarifário beneficia a distribuidora, na medida em que a troca de lâmpadas de vapor de mercúrio por lâmpadas de vapor de sódio não diminui a energia faturada aos consumidores (os consumidores pagam um cargo de iluminação pública em função do seu consumo mensal como clientes individuais). Os ganhos financeiros podem significar uma compensação para a distribuidora pelo impacto dos outros programas. Os custos da tecnologia LED ainda são muito altos e se recomenda aguardar uma diminuição, que pode ocorrer nos próximos anos.

Finalmente, no caso do programa de iluminação no setor público, o fato da maioria do setor público pagar um cargo por potência e uma tarifa por energia consumida aumenta a relação benefício-custo e garante um retorno dos investimentos em eficiência energética em curto tempo. Porém, é recomendado, baseado nos resultados encontrados, pular a etapa de substituição de lâmpadas T-12 para T8 e implantar as T-5. É recomendado avaliar os fluxos luminosos da iluminação no setor público, para conferir se estão similares aos padrões internacionais mínimos para escritórios e considerar opções como o “task lighting” ou um aprimoramento no uso da luz natural (p.ex. janelas). A redução no faturamento do setor público também pode se direcionar a outras prioridades.

Devido às elevadas tarifas de energia elétrica, a diminuição dos custos internacionais dos sistemas fotovoltaicos e uma radiação solar importante no território nicaraguense (especialmente na região do Pacífico), foi avaliada a introdução de tecnologia fotovoltaica ligada à rede através da metodologia de paridade tarifária e simulando um programa de

incentivo financeiro. Os resultados mostraram que o custo da energia gerada por sistemas fotovoltaicos em regiões com fator de capacidade entre 16% - 18% já é mais barato para consumidores residenciais com um consumo superior a 500 kWh. Adicionalmente, estima-se que se continuar a redução dos preços dos sistemas fotovoltaicos na ordem de 4% anual e a tarifa da rede aumentando 1% anual, em 2025 existirá paridade tarifária para todos os consumidores acima de 150 kWh/mensal (usuários não subsidiados), em todas as regiões do país. Além disso, mostram-se melhoras nos parâmetros financeiros do investimento em caso de um programa de financiamento.

Embora a avaliação tenha sido feita apenas para consumidores residenciais, é recomendável ampliá-la e aprofundá-la para o setor público, industrial e comercial, levando em conta que aqueles consumidores que pagam um cargo por potência poderiam recuperar o investimento em menor tempo. Nesse ponto, é preciso dizer que se confirmar a tendência atual, a geração distribuída pode ter um papel muito importante para 2030. Isto levanta a necessidade de avaliar os impactos sobre o sistema (regulação, tarifas...). Especial atenção deve ser dada à concessionária de distribuição, que poderia experimentar redução significativa na sua receita em caso de uma penetração significativa nos próximos anos e essa redução na receita pode pressionar um aumento nas tarifas.

Foram avaliadas as opções de oferta, mostrando através das curvas de oferta de geração e da curva de duração de carga que o sistema atual não foi desenhado com critérios de expansão de mínimo custo o que em parte explica o comportamento histórico crescente das tarifas. Os resultados indicam que é preciso priorizar os investimentos em geração geotérmica e eólica para trabalhar na base da curva de carga (≈ 350 MW), pequenos projetos hidroelétricos para a carga intermediária e biomassa (≈ 150 MW) e os térmicos para o período da ponta (≈ 100 MW). Os planos de PDVSA GAS de construir um gasoduto até Centro America e a consolidação do Mercado Elétrico Regional Centro americano (MER) levantam a possibilidade da geração elétrica com usinas a gás natural (Ver CEPAL, 2013).

É importante assinalar que só os programas de iluminação residencial e iluminação pública conseguem impactar significativamente o período de ponta (FCC 0,13 e 0,5, respectivamente), porque no caso da iluminação do setor público, os horários laborais não coincidem com o horário de ponta (6:00 pm- 11:00 pm) razão pela qual o fator de conservação da carga é superior a 1.

O desafio do setor elétrico nicaraguense é continuar mudando a matriz energética, mas

visando uma expansão ao mínimo custo e continuar no caminho de ampliar a cobertura de serviços de energia elétrica integrando os programas de eficiência. Uma opção que pode ser avaliada para continuar aumentando a cobertura de energia elétrica nas zonas rurais são os Sistemas Monofilares com Retorno a Terra (MRT). O MRT foi usado com este objetivo inicialmente na Ilha do Norte (Nova Zelândia) em 1941 e rapidamente começou a ser utilizado em países como Austrália, Canadá, Estados Unidos, Rússia, Romênia, Índia, África do Sul, Brasil, entre outros. Naturalmente, devem ser avaliadas e comparadas outras tecnologias e opções e ajustá-las às peculiaridades das condições ambientais, às características do sistema elétrico e da sociedade nicaraguense (DA SILVA, 2006).

Finalmente, é importante apontar ao menos cinco temas para avaliação em estudos futuros. 1.) No âmbito do planejamento, é a possibilidade de um efeito “boomerang”, a médio e longo prazo, reduzindo a poupança de energia e de potência projetados¹⁷; 2.) avaliar o grau de impacto da redução das despesas em energia elétrica na atividade econômica, especificamente no consumo privado; 3.) no âmbito da saúde pública, se refere ao aumento da cobertura elétrica em zonas rurais. BARGHINI e MEDEIROS (2010) apresentam evidência de que a luz artificial pode aumentar a transmissão da doença de Chagas, Leishmaniasis e Malaria. Os autores sugerem pesquisas epidemiológicas; sugestão que pode ser adotada para o caso nicaraguense; 4.) avaliar, em função das condições bioclimáticas da Nicarágua, potenciais mudanças na arquitetura do país, visando uma arquitetura bioclimática que proteja da radiação solar direta, facilite a ventilação natural e priorize o uso de materiais construtivos com baixa inércia térmica¹⁸; 5.) No âmbito da análise política da questão energética, examinar as implicações da aplicação do PIR na relevância política e institucional dos agentes do setor (Mercado Elétrico Regional de Centro América, Governo central, regulador, Ministérios, Concessionárias, etc.). Por exemplo, HIRSH, 1999 mostra, para o setor elétrico norte americano, a importância do “lobby” político e a relevância da hegemonia econômica, ideológica e acadêmica nas decisões e o curso histórico do setor.

¹⁷ Por exemplo, nos Estados Unidos, o impacto do efeito rebote para a iluminação no setor residencial foi estimada entre 5 % e 12 % (GELLER E ATTALLI , 2005) Outras avaliações sob o efeito rebote das políticas de iluminação podem ser encontradas em TSAO et al. , 2010 e FOUQUET e PESSOA, 2011.

¹⁸ Evidentemente, isto deve ir acompanhado da questão da segurança sísmica.

REFERÊNCIAS

ABBASPOUR, M., HOSSEIN, A., 2009. Power Quality Consideration in the Widespread Use of Compact Fluorescent Lamps. **10th International Conference on Electric Power Quality and Utilisation**. 15 Sep- 17 Sept 2009. Lodz, Poland.

AMIRNEKOOEI, K, et al. Integrated resource planning for Iran: Development of reference energy system, forecast, and long-term energy environment plan. **Energy** 46 (2012) 374-385

AMULYA, K., SUMITHRA, G. Integrated Resource Planning. **Energy for Sustainable Development** Vol. III. No. 6, (1997)

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ARESEP, 2011). Disponível em: < <http://www.aresep.go.cr/index.php/buscador-tarifas>>. Acesso em: 23 de abril de 2014.

BHANDARI, R., STADLER, I. Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves. **Solar Energy** 83 (2009) 1634-1644.

BASTOS, F.C. **Policy review of banning incandescent lamps of the Brazilian market**. Dissertation (Master in Energy Planning) Postgraduate Program in Planning Energy, COPPE, Federal University of Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 2011.

BARBOSA, R. **A gestão e o uso eficiente da energia elétrica nos sistemas de iluminação pública**. Dissertação (Mestrado). Agosto de 2000.

BARGHINI, A., MEDEREIROS, B. Artificial Lighting as a Vector Attractan and Cause of Disease Diffusion. **Environmental Health Perspectives**. Volume 118, 11, 2010.

BENAVIDES, A. **Mitigação de Gases de Efeito Estufa Associados ao Consumo Energético no Equador: O Caso do Setor Residencial**. Dissertação (Mestrado). Julho de 1997.

CABALLERO, J. **Metodologia para a Caracterização dos Usos Finais de Energia no Setor Residencial: O Caso da Empresa de Energia de Bogotá**. Dissertação (Mestrado). Fevereiro de 1996.

CÁCERES, S. **Racionalização de uso de energia na floricultura da Região Norte do Equador**. Dissertação (Mestrado). Setembro de 1994.

CAMPOVERDE, V. **Planejamento Integrado de Recursos na empresa elétrica AMBATO**

S.A.RCN-Ecuador, com ênfase na iluminação residencial e pública. Dissertação apresentada ao programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo para obtenção de título de Mestre em Energia, São Paulo, 1998.

CHACON, L. Gerenciamento da Demanda de Energia Usada para Iluminação e Cocção no Setor Residencial da Região da CNFL da COSTA Rica. Dissertação (Mestrado). Setembro de 1997.

CENTRAL BANK OF NICARAGUA (BCN), 2012. **Statistics.** Disponível em: <http://www.bcn.gob.ni/estadisticas/trimestrales_y_mensuales/siec/demoFrameset.html> Acesso em: 12.10.2012.

CONSULTORIA EM ENGENHARIA LTDA (CH). **Actualización estudios previos sobre caracterización de la curva de demanda y uso final de la energía en la ciudad de Managua, para ser aplicados al desarrollo de programas de eficiencia energética** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por martin_yllescas@hotmail.com. Acesso em: 30 de Julio de 2012.

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LÁTINA Y EL CARIBE (CEPAL, 2013). **Análisis del mercado eléctrico regional de Centroamérica y acciones para impulsar proyectos de generación regional.** México, 2013.

COTO, O. Estimación de reducciones de emisiones en el MDL. **II Taller Nacional MDL**, La Habana, Cuba. November, 2010.

DAIGLOU, V., et al. Model projections for household energy use in developing countries. **Energy** (37), 2012, 601-615.

D'SA, A. Integrated resource planning (IRP) and power sector reform in developing countries. **Energy Policy** 33 (2005), pp. 1271-1285

DA SILVA, M. **Avaliação de alternativa para eletrificação rural no contexto dos programas de universalização do atendimento de energia no Brasil.** Dissertação (Mestrado). Abril de 2006.

FOKAIDES, P., KYLILI, A. Towards grid parity in insular energy systems: The case of photovoltaics (PV) in Cyprus. **Energy Policy** 65 (2014) 223–228

GADGIL, A., ANJALI SASTRY, M., 1994. Stalled on the road to the market. Lessons from a project promoting lighting efficiency in India. **Energy Policy** (February), 1994, 151-162.

GIL, A. **Como elaborar projetos de pesquisa**. São Paulo: Atlas, 1991. LAKATOS, E.; MARCONI, M. **Fundamentos de metodologia científica**. São Paulo: Atlas, 1993.

GONÇALVES, P. **Bases metodológicas para a Racionalização do Uso de Água e Energia no Abastecimento Público de Água em São Paulo**. Dissertação (Mestrado). Agosto de 1995.

GOVERNMENT GAZETEE STAATSKOERANT. REPUBLIC OF SOUTH AFRICA. **Integrated Resorce Plan for Electricity 2010-2030**. Department of Energy, 2011.

HANNA, A., et al. A Study on the Impact of a Massive Integration of Compact Fluorescent Lamps on Power Quality in Distribution Power Systems. **Renewable Energies for Developing Countries (REDEC), 2012 International Conference**.

HERRERA, A. **Gerenciamento da Demanda mediante a Substituição Energética na Cocção Residencial na Área Metropolitana da Costa Rica**. Dissertação (Mestrado). Agosto de 1995.

HIRSH, R. **Power Loss. The origins of deregulation and restructuring in the American Electric Utility System**. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts. 2001.

HU, Y., CHENG, H., 2012. Mercury risk from fluorescent lamps in China: Current status and future perspective. **Environment International** 44 (2012), 141-150

HU, Z., et al. Integrated resource strategic planning: Case study of energy efficiency in the Chinese power sector. **Energy Policy** 38 (2010) 6391-6397

IDAHO POWER. **2013 Integrated Resource Plan**. IDACORP COMPANY 2013.

JAHANIKIA, H., ABBASPOUR, M., 2010. Studying the Effects of Using Compact Fluorescent Lamps in Power Systems. **Harmonics and quality of power international conference. 14TH 2010**.

JANNUZZI, G., DE MELO, C. Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. **Energy for Sustainable Development** 17 (2013) 40–46

KAZAKEVICIUS, E., GADGIL, A., VORSATZ, D., 1999. Residential lighting in Lithuania. **Energy Policy** (27), 1999, 603-6011.

KOOMEY, J., ROSENFELD, A. H., GADGIL, A., Conservation Screening Curves to Compare Efficiency Investments to Power Plants. **Energy Policy** (18), 1990, 774-782.

KRAUSE, F., ETO, J., **Least-Cost Utility Planning Handbook for Public Utility Commissioners, Vol. 2: The demand side: Conceptual and Methodological Issues.** National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), Washington, DC, December (1988).

MALIK, A., SUMAOY, C. A case study of local integrated resource planning. **Energy** 28 (2003) 711-720

MARTÍNEZ, C., AYRALA QUIROGA, M., ZURBRIGGEN, N., 2012. Guidelines for the integrated management of mercury-containing lamps as hazardous waste in the Republic Argentina. **7to Congreso de Medio Ambiente AUGM, 22 to 24 May, 2012, UNLP, La Plata, Argentina.**

MARTINOT, E., BORG, N., 1998. Energy-efficient lighting programs. Experience and lessons from eight countries. **Energy Policy** (26), 1998, 1071-1081

MATVOZ, D., MAKSIC, M., 2008. Impact of Compact Fluorescent Lamps on the Electric Power Network. **13th International Conference on Harmonics & Quality of Power.** 28th September – 1st October, 2008.

MIAM, M.A. **Project Economics and Decision Analysis. Volume I: Deterministic Models.** PeenWell Corporation. Tulsa, Oklahoma. 2002. 397 pp.

MINISTRY OF ENERGY AND MINES (MEM), 2011. **National Energy Balance, 2010.** Disponível em: <<http://www.mem.gob.ni/media/file/POLITICAS%20Y%20PLANIFICACION/BALANCES/Balance2010.pdf>> Acessado em: 02.09.2012

MINISTRY OF ENERGY AND MINES (MEM), 2010. **Componente 5. Fortalecida la eficiencia energética en los diferentes sectores de consumo energético nacional. Años 2010-2014.** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por martin_yllescas@hotmail.com. Acesso em: 30 Julio. 2012.

MINISTRY OF FINANCE AND PUBLIC CREDIT (MHCP), 2010. **Social Discount Rate. Nicaragua.** Disponível em: <<http://www.snip.gob.ni/preinversion/TasaSocialdeDescuento.pdf>> Acessado em: 25.05.2013

NATIONAL INSTITUTE OF INFORMATION DEVELOPMENT OF NICARAGUA (INIDE), 2011. **2009 National Survey Household on Living Standards.**

NATIONAL LOAD DISPATCH CENTER (CNDC), 2012. **Medium term Planning/2012/09 September.** Disponível em:
<<http://www.cndc.org.ni/ftp/index.php?parametros=WVc1dmJtbHRidyUzRCUzRHxZVzV2Ym1sdGJ3JTNEJTNEfE1Ea2dVMIZ3ZEdsbGJXSnlauSUzRCUzRHxMMUJzWVc1bFlXMXBaVzUwYnk5TlpXUnBZVzV2SUZCc11YcHZMMU5sYldGdVIXeGxjeTITWldGc1pYTXZNaKf4TWclM0QIM0R8THclM0QIM0R8TVRNMU56YzFNRFf6Tmk0d016UTI%3D&OrderBy=>>> Acessado em: 02.10.2012

NATIONAL LOAD DISPATCH CENTER (CNDC), 2012. **Post-Dispatch.** Disponível em:
<<http://www.cndc.org.ni/consultas/reportesDiarios/postDespachoEnergia.php?fecha=tr&d=1>>
Acessado em: 21.10.2012

NATIONAL INSTITUTE OF INFORMATION DEVELOPMENT OF NICARAGUA (INIDE), 2013. **Total population, June 30, 2012.** Disponível em:
<<http://www.inide.gob.ni/estadisticas/Cifras%20municipales%20a%20C3%B1o%202012%20INIDE.pdf>> Acessado em: 15.05.2013

NICARAGUAN ENERGY INSTITUTE (INE), 2012. **Informe de gestión del Instituto Nicaraguense de Energia ante la honorable Asamblea Nacional de Nicaragua. Período 01 de diciembre 2010 al 30 de noviembre 2011.** Disponível em:
<http://www.ine.gob.ni/noticias/Informe_INE_AN_2011.pdf> Acessado em: 03.07.2012

NICARAGUAN ENERGY INSTITUTE (INE), 2012. **Statistics of electric sector.** Disponível em: <<http://www.ine.gob.ni/DGE/serieHistorica.html>> Acesso em: 13.09.2012

NICARAGUAN ENERGY INSTITUTE (INE), 2012. **Directorate General of Electricity. Tariffs.** Disponível em:
<http://ine.gob.ni/DGE/tarifasdge/2012/09/Pliego_9_SEPTIEMBRE_1.pdf> Acessado em: 27.12.2012

NICARAGUAN ENERGY INSTITUTE (INE), 2012. **Directorate General of Electricity . Wholesale market.** Disponível em:
<http://ine.gob.ni/DGE/mercadomayorista/precios_medios/precios_Dic12_ActMar13.pdf>
Acessado em: 22.12.2012

NICARAGUAN INSTITUTE OF TERRITORIAL STUDIES (INETER), 2005. **Climate characteristics of Nicaragua.** Disponível em:
<<http://webserver2.ineter.gob.ni/Direcciones/meteorologia/clima%20nic/caracteristicasdelclima.html>> Acessado em: 21.08.2012

LACCHINI, C., DOS SANTOS, J. Photovoltaic energy generation in Brazil e Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. **Renewable Energy 52 (2013) 183-189**

LEY No. 785, LEY DE ADICIÓN DEL LITERAL m) AL ARTÍCULO 4 DE LA LEY No. 554, “LEY DE ESTABILIDAD ENERGÉTICA, 2012. Disponível em: <[http://legislacion.asamblea.gob.ni/SILEG/Iniciativas.nsf/0/1eb455e5d744fdf2062579a6007ba5c9/\\$FILE/Ley%20No.%20785%20reforma%20art%C3%ADculo%204%20Ley%20No.%20554%20Estabilidad%20Energ%C3%A9tica.pdf](http://legislacion.asamblea.gob.ni/SILEG/Iniciativas.nsf/0/1eb455e5d744fdf2062579a6007ba5c9/$FILE/Ley%20No.%20785%20reforma%20art%C3%ADculo%204%20Ley%20No.%20554%20Estabilidad%20Energ%C3%A9tica.pdf)> Acessado em: 21.02.2013

OLERUP, B., 1995. The Stockholm lighting programme. **Utilities Policy** (4), 1995, 273-284.

OLSON, A., JONES, R. Chasing Grid Parity: Understanding the Dynamic Value of Renewable Energy. **The Electricity Journal** 25 (2012) 17-27

ORTEGA, B. **Consumo Energético Eficiente como Alternativa de Planejamento Elétrico no Caso do Panamá.** Dissertação (Mestrado). Setembro de 1997.

PACIFIC CORP. **2013 Integrated Resource Plan. Let’s turn the answers on.** April, 2013

PEDRANTI, A. **Eficiência Energética num Mercado Elétrico Reestruturado: O Caso da Iluminação Pública em Cipolletti, Argentina.** Dissertação (Mestrado). Julho de 1997.

PETROLEOS DE VENEZUELA (PDVSA GAS, 2011), p.23. **Venezuela Potencia Gasífera. Impacto en el Desarrollo Nacional. Propuesta de suministro de gás a Centroamérica y el Caribe (1/2).** 2011. Disponível em: < <http://www.venezuelagas.net/documents/Sargas-2011-03.pdf>>. Acesso em: 03/02/2014.

PILEGGI, D., GULACHENSKI, E., ROOT, C., GENTILE, J., EMANUEL, A., 1993. The effect of modern compact fluorescent lights on voltage distortion. **IEEE Transactions on Power Delivery** (8), 1993, 1451-1459.

POLANCO, S., 2007. **The Condition of Post-Disposal of Mercury Lamps consumption in Brazil.** Dissertation (Master of Engineering in Chemical and Biochemical Processes) Maua Engineering School of the University Center of Technology Maua, Sao Caetano do Sul, SP, Brazil, 2007.

REIS, L. **Geração de Energia Elétrica. Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade.** 3. ed. Barueri, SP: Manole, 2003. 324 p.

REBANE, J., BARHAM, B., 2011. Knowledge and adoption of solar home systems in rural Nicaragua. **Energy Policy** 39 (2011), 3064-3075.

REYNOLDS, T., KOLODINSKY, J., MURRAY, B., 2012. Consumer preferences and willingness to pay for compact fluorescent lighting: Policy implications for energy efficiency

promotion in Saint Lucia. **Energy Policy** (41), 2012, 712-722

RIBEIRO, M. **Análise comparativa entre eficiência energética de sistemas de iluminação pública com a tecnologia de estado sólido (LED) e com lâmpadas a vapor de sódio.** Dissertação (Mestrado). 2013.

RICHARDS, M., CARTER, D., 2009. Good lighting with less energy: where next? **Lighting Research and Technology** (41), 285–286.

RIGO-MARIANI, R., RAYUDU, R., WHITERDEN, M., LAI, E., 2010. Power Quality Indices of Compact Fluorescent Lamps for Residential Use – A New Zealand Study. **TENCON 2010 IEEE Region 10 Conference 21 – 24 November 2010. Fukuoka, Japan**

RÜTHER, R., ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy** **39** (2011) 1027–1030

SALAS, L. **Bases para a melhoria da Eficiência na Iluminação na Região Metropolitana da Lima.** Dissertação (Mestrado). Janeiro de 1995.

SAUER, I.L., et al. **Planejamento Integrado de Recursos para os Setor Elétrico de Boa Vista.** Instituto de Eletrotécnica e Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 1994.

SAUER, I.L (Coord); et al. **Estudo de Planejamento Integrado de Recursos para o Sistema Elétrico de Boa Vista –RR.** Instituto de Eletrotécnica e Energia, 1999.

SAUER, I., SEGER, S., HERRERA, A., CHEN-APUY, L., 2001. Demand side management for the residential sector of the San Jose, Costa, metropolitan region. **Energy for Sustainable Development** (3), 2001, 60-80

SAUER, I.L; et al. **A Reconstrução do setor elétrico brasileiro.** Editora Paz e Terra São Paulo. 2001.

SAXENA, R., NIKUM, K., 2012. Comparative Study of Different Residential Illumination Appliances Based on Power Quality. **Power Electronics (IICPE), 2012 IEEE 5th India International Conference**

SOTELO, C. **Avaliação Preliminar do Potencial de Racionalização do Uso de Energia no Setor Residencial de Bogotá e de Seu Impacto Sobre o Abastecimento Elétrico.** Dissertação (Mestrado). Setembro de 1997.

STAHLER, D., LADNER, S., JACKSON, H., 2008. **Maine Compact Fluorescent Lamp**

Study. Department of Environmental Protection, Maine. Disponível em: <<http://maine.gov/dep/rwm/homeowner/cflreport.htm>>

STOFT, S. **The economics of conserved-energy “supply” curves.** POWER, April, 1995.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants.** April, 2013.

U.S. DEPARTMENT OF LABOR. **Occupational Safety and Health Administration. "Illumination".** Regulations (Standards - 29 CFR). Disponível em: <https://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=10630>. Acesso em 22/04/2014.

URGE-VORSATZ, D., HAUFF, J., 2001. Drivers of market transformation: analysis of the Hungarian lighting success story. **Energy Policy** (29), 2011, 801-810.

VOKAS, G., GONOS, I., KOROVESIS, F., TOPALIS, F., 2001. Influence of compact fluorescent lamps on the power quality of weak low-voltage networks supplied by autonomous photovoltaic stations. **IEEE Porto Power Tech Proceedings Conference.** September, Porto, Portugal

YANG, C. Reconsidering solar grid parity. **Energy Policy** 38 (2010), 3270-3273.

APÊNDICE A- ELETROBRAS, USINA “TUMARIN” E O IMPACTO NA MATRIZ ENERGÉTICA NICARAGUENSE.

Em comunicação via correio eletrônico (**informação pessoal**)¹⁹ um funcionário da Eletrobrás, Divisão de Empreendimentos na Nicarágua, indica em referencia ao projeto:

“... Quanto ao Projeto, o que posso dizer, já que ainda há pontos importantes em aberto, é que há uma preocupação muito grande (e muito pertinente) com o preço da energia. **O preço da geração térmica hoje na Nicarágua é em torno de 160 a 190 USD/MWh, enquanto que nós conseguimos oferecer nossa energia próximo a USD 120/MWh, o que ainda é considerado um valor alto pelo governo. O grande problema deste preço é que o mesmo inclui a linha de transmissão até a subestação de Mulukuku, na RAAN, estação mais próxima, a 81 km da usina. Inclui ainda uma estrada de 51 km na RAAS, uma vez que não há condições de passagem do material da usina pelo caminho hoje existente após San Pedro de Norte.** Logicamente toda esta infraestrutura ficaria para o povo da Nicarágua após a obra e certamente faria parte da integração das comunidades do atlântico com a cidades maiores do Pacífico. Do nosso ponto de vista, **Tumarín deve ser tratado como um projeto estruturante, da mesma forma que foi feito com Itaipu no Brasil nos anos 80.** Não há como inserir um empreendimento deste vulto (cerca de 30% da potência instalada no país hoje) sem que haja um gasto acessório com a infraestrutura existente. Outro fator que encarece a obra são as condições de sismo e de dimensionamento de estruturas da represa. **O fato de a Nicarágua estar localizada numa região sísmológica milhares de vezes mais complicada que o Brasil, resulta em estruturas mais robustas do que as que encontramos aqui.** Soma-se a isto o tamanho da estrutura de vertedouro projetada para a usina em função das vazões de segurança necessárias para construção e operação do Projeto. Para se ter uma idéia, o vertedouro de Tumarín teria uma vazão de 35.000 m³/s enquanto que Itaipu, nossa maior usina, tem um vertedouro de cerca de 60.000 m³/s. Ou seja, uma usina quase 50 vezes maior tem um vertedouro que é “somente” o dobro...”

É claro que se ELETROBRAS assumir os investimentos em linhas de transmissão, estrada,

¹⁹ Mensagem recebida por cgmgcimp@gmail.com em 16 de outubro de 2013.

etc., o monto dos investimentos aumentaria e a oferta do preço de venda da energia teria que refletir isto. Porém, no caso específico das condições sísmológicas da Nicarágua -como uma das causas sugeridas dos elevados investimentos- os custos de construção deveriam ser similares aos custos de construção das hidrelétricas privadas construídas em países de Centro America altamente sísmicos como Costa Rica, onde o preço médio de venda da energia gerada por geradores privados é aproximadamente US\$80/MWh (ARESEP, Outubro 2011). Evidentemente esta diferencia entre os preços de venda da hidroeletricidade da Costa Rica ao respeito do preço de venda do projeto TUMARIN, fazia necessária de parte do governo uma avaliação financeira detalhada²⁰ visando uma negociação que proteja os interesses nicaraguenses. Por outro lado, em resposta à pergunta feita pelo autor em relação ao regime de operação da usina, a comunicação indica **(informação pessoal)**²¹ :

“... Não há a definição do INE/CNDC/MEM da política operacional de Tumarín. Inclusive, para efeito de estudos ambientais, os quais devemos apresentar aos órgãos financiadores, que são muito rígidos, nos fez muita falta a definição desta política operacional clara. A forma como a usina vai ser operada influencia e muito no trato com as populações afetadas, de montante e principalmente de jusante. Como não houve uma definição de parte da Nicarágua, os estudos foram feitos considerando condições extremas de operação.

A nossa idéia e que Tumarín operasse sempre na base, uma vez que a usina é fio d'água, com um reservatório modesto (de 40h somente). Como a usina não tem reservatório a montante, o ideal é que a vazão turbinada fosse a vazão afluyente natural do rio, até para possibilitar um volume de espera para se ter um controle de cheias e beneficiar a região além da geração de energia. Desta forma, o controle de geração continuaria a ser feito nas usinas térmicas, que já devem dispor de CAG, já que hoje já são responsáveis pelo balanço de geração do sistema. Até reverter esta base térmica, não consigo ver outra saída. Acredito que, se fosse no Brasil, este seria o modo ideal de operação do empreendimento, porém, não podemos influenciar na política de operação do país. Para se ter uma idéia, sequer tivemos uma definição se seria necessário “guardar” reserva primária

²⁰ Para uma avaliação financeira mais rigorosa é necessário considerar elementos como o período de concessão, participação governamental, regime fiscal, etc., que não foram considerados aqui.

²¹ Mensagem recebida por cgmgcimp@gmail.com em 21 de outubro de 2013.

de geração de 5% em Tumarín. Para o modelo de contratação de Tumarín, esta seria a melhor solução, até porque as renováveis tem direito a prelação de despacho segundo a lei da Nicarágua (Lei de Energias Renováveis, não me recordo o número dela).

Como você pode ver Carlos, ainda **vemos uma certa resistência quanto a mudança institucional necessária para a alteração da matriz energética na Nicarágua.** Podemos até dizer que esta resistência é bem comum, a mudança não é fácil. Mas para aproveitar todo o potencial de renováveis do país, ela é primordial. **Acho que só com estas mudanças e a criação de infraestrutura mais robusta, a redução de tarifas virá. Enquanto isso elas deverão se manter um pouco elevadas, até para financiar a expansão do sistema e a universalização da energia na Nicarágua (que conta com menos de 70% de atendimento, número muito baixo). No Brasil também ocorreu assim, durante muito tempo os consumidores capitalizaram as empresas estatais (Eletrobras inclusive) de forma a financiar a expansão do sistema. Hoje nossa tarifa continua alta por outros motivos, mas a infraestrutura foi montada...”.**

Embora na mensagem anterior não se especifique o significado do termo “condições extremas de operação da usina” é muito provável que essas “condições extremas” simulem um preço “extremo” da energia vendida para atingir a taxa de atratividade desejada pela ELETROBRAS. Nesse sentido, é importante assinalar e considerar à responsabilidade que o funcionário coloca nas autoridades nicaraguenses (INE/CNDC/MEM). De qualquer forma, aparentemente as negociações fecharam com uma diminuição de aproximadamente US\$ 5 ao respeito da proposta original da ELETROBRAS mencionada acima.

Finalmente, as condições deploráveis do sistema elétrico da Nicarágua em 2006, limitam os avanços e impactos positivos da gestão atual. Os preços atuais da geração térmica (óleo combustível e diesel) constituem o preço “regulador” para empresas investidoras com fontes renováveis e custos de energia menores; aumentando o poder de negociação delas frente às instituições do governo. Assim, uma mudança *per se* para uma matriz renovável não garante futuras tarifas baixas ao menos que se leve adiante uma reestruturação do setor elétrico nicaraguense com ênfase no planejamento integrado de recursos.

ANEXO A- FIGURAS DE MÉRITO E FORMULAS

- **TAXA DE DESCONTO E FATOR DE RECUPERAÇÃO DE CAPITAL**

O Fator de Recuperação de Capital (FRC) (eq.1) anualiza o valor de determinado investimento feito no presente, considerando uma determinada taxa de desconto e um período n de anos.

$$FRC = \frac{d(1+d)^n}{(1+d)^n - 1} \quad (1)$$

Onde:

d - taxa de desconto

n - número de anos ou meses

Para o caso da Nicarágua a proposta é utilizar uma taxa de desconto de 12% para os consumidores e distribuidora e 8% para a sociedade (taxa de desconto oficial estimada pelo Ministério de Hacienda y Crédito Público partir de 2008 e até hoje).

CUSTO DA ENERGIA CONSERVADA E OUTRAS FIGURAS DE MÉRITO

- **TEMPO DE RETORNO SIMPLES (TRS)**

$$TRS = \frac{CE - CC}{TE(EC - EE)} \quad (2)$$

Onde:

CE - custo da tecnologia eficiente (investimento inicial) US\$

CC - custo da tecnologia convencional US\$

TE - tarifa de energia (US\$/kWh)

EE - consumo anual de energia com tecnologia eficiente (kWh)

EC - consumo anual de energia com tecnologia convencional (kWh)

- **TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

A TIR é definida como o valor da taxa de desconto que faz com que o Valor Presente Líquido (VPL) de um investimento seja zero. É estimada através de um método iterativo em um planilha de Excel.

- **CUSTO DE CICLO DE VIDA (CCV)**

CCV é o valor presente de todas as despesas de uma alternativa de investimento ao longo do tempo de vida. Possibilita comparar alternativas com o mesmo tempo de vida útil n . O CCV pode ser calculado por:

$$CCV = C + \sum_{n=1}^{VN} E_n * P_n * (1 - d)^{-n} + \sum_{n=1}^{VN} CNE_n * (1 + d)^{-n} \quad (3)$$

Onde:

C - Custo de investimento inicial (US\$)

E_n - Energia consumida no período (ano) n (kWh)

P_n - Preço da energia no período (ano) n (US\$)

CNE_n - Custos não energéticos no período (ano) n (US\$)

d - taxa de desconto por período (ano)

n - vida útil esperada para o(s) equipamento(s) ou instalação (oes) equivalente ao número de períodos de amortização

- **CUSTO DE CICLO DE VIDA ANUALIZADO (CCVA)**

Corresponde ao valor presente de uma série de pagamentos uniformes, necessários (anualmente ou outra periodicidade considerada) para cobrir todos os custos de investimento e manutenção e operação ao longo da vida útil do projeto.

$$CCVA = FRC(d, n) * CCV \quad (4)$$

- **CUSTO DA ENERGIA CONSERVADA (CEC)**

É o custo equivalente para uma unidade de energia conservada. Usualmente se compara com a tarifa, se a tarifa é menor ao custo da energia conservada computado o investimento é custo-efetivo. Pode ser calculado dividendo-se o custo de ciclo de vida Anualizado não energético (CCVAn_e) pela energia conservada em cada ano cada ano do projeto. (SAUER, 2012. Notas de aula).

$$CEC = \frac{FRC(d, n_E) * CE - FRC(d, n_C) * CC + CA_{O\&M}}{EC - EE} \quad (5)$$

Onde:

CEC – Custo de Energia Conservada (US\$/kWh)

d – taxa de desconto

n_E, n_C – vida útil das tecnologias (c- convencional ; e – eficiente)

C- custos (c- convencional; e – eficiente)

E - energia (c- convencional ; e – eficiente)

- **CURVA DE OFERTA DE ENERGIA ECONOMIZADA**

A partir da figura de mérito CEC é construída a curva de oferta de energia economizada (fig. 21). A curva é traçada plotando em um plano ordenado, em ordem crescente de CEC, o montante correspondente de energia economizada para cada medida.

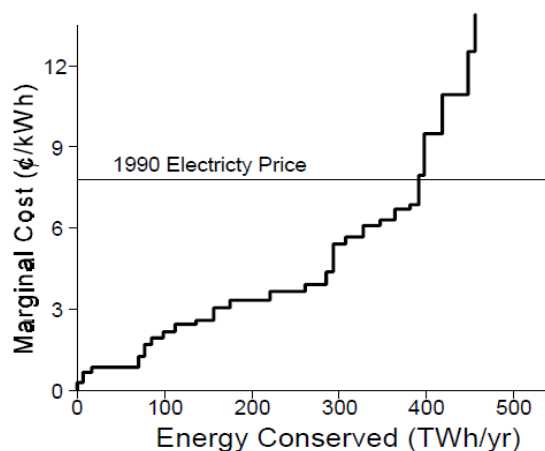


Figura 21- Curva de oferta de energia economizada para o setor residencial dos E.U.A. Fonte: STOFT,

A redução do pico na capacidade instalada (D) através de uma medida de administração de carga é dada por:

$$D = \frac{FCP * RPD}{(1 - PTD) * FDP} \quad (6)$$

Onde:

FCP - fator de coincidência de pico da redução de demanda

RPD - redução do pico da demanda

PTD - perdas na transmissão e distribuição

FDP - fator de disponibilidade da planta

- **CURVA DE SELEÇÃO PARA MINIMIZAÇÃO DOS CUSTOS DE OFERTA DE ENERGIA-MÉTODO PARA OTIMIZAÇÃO ECONÔMICA DA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO**

A curva de seleção consiste na representação gráfica das alternativas de oferta de energia, visando atender determinada curva de carga, em função do custo incorrido. O custo anual total de geração (CgAT) é a soma do custo de investimento anualizado (CIA) com o custo anual fixo de operação (CAFO) mais o custo anual variável de operação (CAVO), de modo que:

$$CgAT = CIA + CAFO + CAVO \quad (7)$$

Todos os custos são considerados em dólares por kW e visto que todos os custos são anualizados, as unidades são US\$/kW/ano.

- **CUSTO DE INVESTIMENTO ANUALIZADO (CIA)**

É o custo do investimento multiplicado pelo fator de recuperação de capital:

$$CIA = FRC * I \quad (8)$$

- **CUSTO ANUAL FIXO DE OPERAÇÃO (CAFO)**

Compõem-se de custos com seguro, manutenção das obras civis e determinados impostos.

- **CUSTO ANUAL VARIÁVEL DE OPERAÇÃO (CAVO)**

Incluem-se custos de: combustível, manutenção, etc. Desde que os custos são normalmente avaliados em kWh, estes devem ser convertidos para custos por kW, para o propósito desejado.

$$CAVO = V \cdot (8760 * f) \quad (9)$$

Onde:

V - custos variáveis de operação (\$/kWh)

f - fator de capacidade p/usina

8760, corresponde ao número de horas em um ano

Para usinas térmicas, a principal variável é o custo de combustível, que corresponde ao único custo de operação. Sendo assim, (V) será dado por:

$$V = (U * E)/H \quad (10)$$

Onde:

U - preço do combustível (\$/u onde U é a unidade de medida: litro, kg, ou m³)

PC - poder calorífico do combustível (kJ/u)

E - consumo específico (kJ/kWh)

V é expresso como um custo por kWh

A equação 11 pode também ser apresentada como uma relação que envolve o preço do combustível e a eficiência.

$$V = PE/ef \quad (11)$$

onde PE é o preço do combustível em \$/kWh (de combustível, não de eletricidade), e ef é a eficiência da planta de geração (%).

A figura 5 apresenta um exemplo das curvas de seleção de oferta de energia de 3 tecnologias.

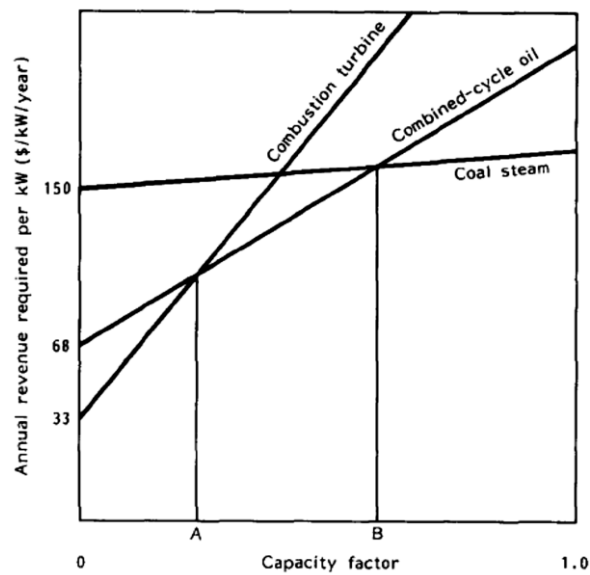


Figura 22- Conventional screening curve. Fonte: KOOMEY et.al, 1990.

- **ESCOLHA DO MELHOR CONJUNTO PARA OFERTA**

Para ilustrar o uso das curvas de seleção como instrumentos de análise de decisão para o planejamento da expansão, apresenta-se uma situação onde estão disponíveis três diferentes tipos de plantas para geração de energia, cada qual com seu valor de investimento e custos operacionais. Na figura 23(a) está a representação dos custos totais das três tecnologias, em função da variação do fator de capacidade de cada planta.

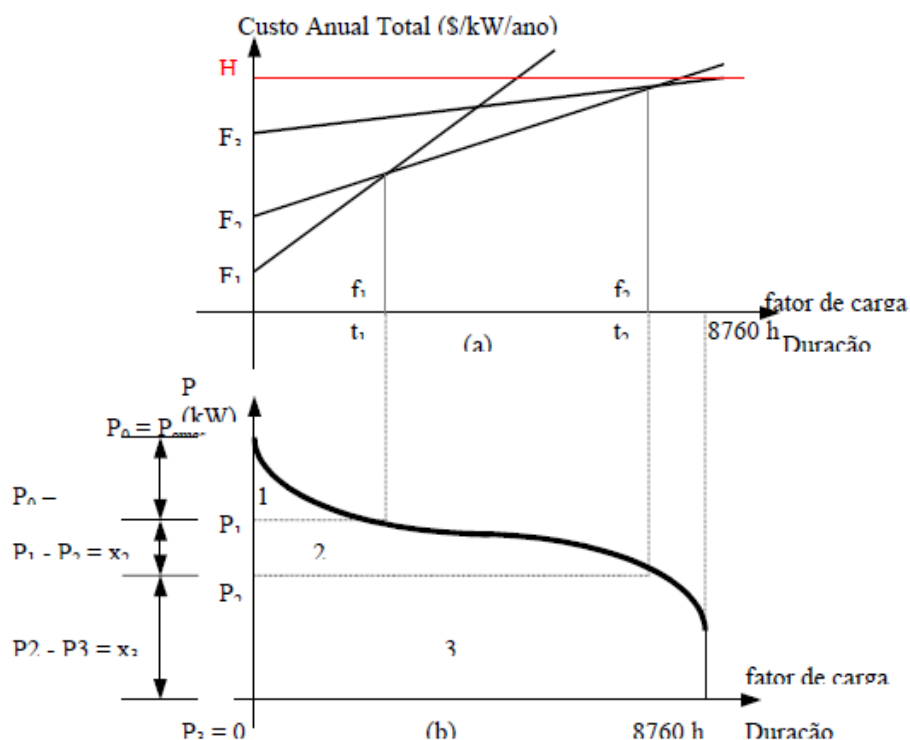


Figura 23- Ponto de equilíbrio ou otimização da expansão da capacidade de geração. (a) curva de seleção; (b) curva de duração de carga. Fonte: VIQUEIRA LANDA (1989) apud DUTT, G. (1993) Nota: A curva representativa das usinas hidrelétricas (H) foi acrescentada ao diagrama por SANTOS E SAUER, 1999.

Verifica-se que para uma planta com fator de capacidade menor do que \$f_1\$, a alternativa 1 tem o menor CgAT. No caso do fator de carga estar entre \$f_1\$ e \$f_2\$, a melhor alternativa (menos dispendiosa) é a 2, e para um fator de carga maior do que \$f_2\$ a 3. A curva correspondente à tecnologia 1 intercepta a da 2, de sorte que, para o valor do fator de carga neste ponto, os custos da tecnologia 1 e 2 são iguais. Então, determina-se o valor de \$f\$, igualando-se as equações para o CgAT das duas tecnologias. O que é equivalente para o segundo ponto, onde os custos para as tecnologias 2 e 3 também são iguais.

$$(FRC_1 * I_1) + CAFO_1 + \frac{(8760 * f_1)(U_1 * E_1)}{H_1} = (FRC_2 * I_2) + CAFO_2 + \frac{(8760 * f_1)(U_2 * E_2)}{H_2} \quad (12)$$

Para obter o melhor conjunto economicamente, projetam-se as linhas verticais da curva de seleção sobre a curva de duração de carga (Figura 23(b)). A tecnologia 3 corresponde à menos dispendiosa para um fator de capacidade superior a \$f_2\$. Verifica-se que o nível de potência correspondente, neste ponto, é \$P_2\$. Assim, a planta correspondente (tecnologia 3), deverá ser construída com a capacidade de geração total estimada por \$P_2\$. Para o caso do fator de capacidade entre \$f_1\$ e \$f_2\$, a tecnologia mais barata é a 2, deste modo o nível de potência a ser atingido compreende valores desde \$P_2\$ até o nível \$P_1\$, entretanto o nível \$P_2\$ já está sendo

atendido com a tecnologia 3, então, a capacidade de geração total necessária será equivalente a P1 - P2. E para o caso em que o fator de carga seja menor do que f1, utiliza-se a tecnologia 1, pois o nível de potência excede P1. Nota-se que na curva de duração de carga está representada a demanda máxima como sendo igual a P0 , sendo necessário estabelecer a capacidade de geração em P0 - P1.

Na Figura 6 nota-se que as três opções de tecnologias para geração apresentadas são de origem térmica. A inclusão de uma curva que represente usinas hidrelétricas, eólicas, geotérmicas, neste tipo de diagrama, apresentará uma “paralela” ao eixo correspondente ao fator de capacidade²².

COMPARAÇÃO E INTEGRAÇÃO ENTRE AS OPÇÕES DE OFERTA E DEMANDA.

FATOR DE CARGA DA CONSERVAÇÃO (FCC)

Para comparar as opções de oferta e as alternativas de conservação de energia e administração da carga usa-se o procedimento proposto por KOOMEY *et al.* (1990) chamado *Fator de carga da conservação* (FCC). O FCC permite uma avaliação da redução da demanda no pico para uma quantidade significativa de energia economizada, bem como a medida do valor desta economia. Este valor pode ser comparado ao custo de energia economizada (CEC). O FCC é definido como:

$$FCC = \frac{\frac{\text{Economia Anual Média(kWh)}}{8760}}{\text{Potência média evitada na ponta(kW)}} \quad (13)$$

Uma medida para conservação de energia que economize um montante constante de demanda, em uma base contínua, possui um FCC igual a 1.0 (KOOMEY *et al.*, 1990). Embora o intervalo para o FCC esteja compreendido entre 0 e 1, se uma medida de conservação for aplicada para atuar preponderantemente fora do período de pico, este poderá exceder 1.

O FCC permite que as medidas de conservação possam ser superpostas como pontos nas curvas de seleção. Este cálculo permite estender o método das curvas de seleção para opções de oferta de modo a incluir as medidas de conservação e administração da carga, de acordo com seus impactos na economia de energia, bem como na redução do pico da demanda.

²² No caso das usinas hidrelétricas com reservatório a curva pode ter uma tendência crescente em função de uma parcela variável dos custos “... dependente do nível de motorização (ou seja, da potência instalada), incluindo custos de casa de força, tomada d’água, equipamentos eletromecânicos etc. Os custos de operação e manutenção (O&M) são incluídos nestes custos variáveis...”. pp. 226. REIS, L. (2003).

Uma curva de seleção para oferta de energia pode ser utilizada não apenas para comparar medidas de conservação de energia e administração da carga como opções de oferta, mas também para avaliar um conjunto de ações para implementação destas opções.

- **FATOR DE EFETIVIDADE DE CUSTO (FEC)**

O *Fator de Efetividade de Custo* (FEC) é um índice que permite uma comparação das medidas junto à curva de seleção de recursos. Assim, o fator de efetividade de custo (FEC), relaciona o custo de conservação de um determinado programa com o custo da opção de oferta para cada ponto da curva de duração de carga. De outra maneira, o FEC é um indicador que mede a relação entre o custo de economizar e o custo de gerar 1 kW.

$$FEC = \frac{CPC(FCC)}{CO(FC)} \quad (14)$$

com $FCC=FC$, onde:

para o Custo anual de Potência Conservada (CPC):

$$CPC(FCC)(US\$/kW) = CEC(US\$/MWh) * FCC(kW\text{médio}/kW\text{ponta}) * 8,76(\text{horas/ano}) * (1000 \text{ kW/MW})$$

$CO(FC)$ = Custo anualizado da oferta (em US\$/kW.ano), obtido através de análises na curva de seleção de recursos para oferta de energia em função do FC (equivalente ao FCC).

FCC - Fator de carga da conservação

CEC - custo da energia economizada para uma determinada medida, de acordo com o FCC equivalente ao FC.

As curvas de seleção para opções de oferta e demanda e os fatores de carga da conservação e de efetividade de custos são propostos como ferramentas para o planejamento da expansão da capacidade de atendimento às necessidades energéticas. Estes elementos de análise econômica e financeira são utilizados nas avaliações dos programas de gerenciamento da demanda em conformidade com as definições e critérios do PIR. Podem indicar soluções para atendimento à demanda requerida, que até então vinham sendo desconsideradas pelo planejamento tradicional.

Cada medida avaliada através do cálculo do FEC possuirá custo efetivo se este for menor do que unidade. O cálculo do FEC possibilita uma análise mais precisa das opções de oferta de energia, visto que este índice estabelece uma relação entre o custo para economizar e o custo para gerar 1 kW, para atendimento de uma certa necessidade da curva de carga. Ou seja, é definido como sendo o quociente entre o custo anual de um programa de conservação e o

custo anual da tecnologia de geração mais econômica, com $FCC = FC$ (SAUER, I.L. e AVENDAÑO M.F.S., 1996).

$$\text{Custo anual por kW economizado} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{kWano}} \right) = \frac{\text{CEC} * 8760 * \text{FCC}}{1000} \quad (15)$$

Pode-se então, também escrever, o FEC:

$$\text{FEC} = \frac{\text{Custo anual por kW economizado} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{kWano}} \right)}{\text{Custo anual de oferta ou geração} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{kWano}} \right)} \quad (16)$$

Equação que mostra a relação entre o custo de investir em eficiência e o custo de investir em aumento da capacidade de geração.

ESTIMATIVA DE IMPACTO DA PERSPECTIVA DO SEGMENTO AFETADO

As estratégias de gerenciamento de carga apresentam impactos heterogêneos para cada diferente segmento considerado: consumidor, distribuidor, sociedade. Programas de conservação podem ser atrativos da perspectiva do consumidor e da sociedade em geral e não ser para a concessionária de distribuição. Assim, a análise deve ser efetuada para cada perspectiva.

- **CONSUMIDORES PARTICIPANTES**

São os usuários finais de energia elétrica que alteram seus consumos com os programas de eficiência. Os impactos serão avaliados segundo a fórmula seguinte:

$$B_p = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta E_i * P_i}{(1+d_p)^n} \quad (17)$$

$$C_p = \sum_{i=1}^n \frac{C_i + C_{ri}}{(1+d_p)^n} \quad (18)$$

Sendo:

B_p - Benefício do consumidor participante (US\$);

C_p - Custos do consumidor participante (US\$);

ΔE_i – Diminuição no consumo de energia elétrica no período i (kWh);

P_i – Tarifa de energia no período i (US\$/kWh);

C_i - Custos do participante (investimento inicial) no ano i (US\$);

Cri- Custos reposição (em caso que houver) no ano i (US\$)

dp - Taxa de desconto do consumidor participante;

n - número de anos;

Esta análise deve ser feita de acordo com cada estrato tarifário, pois o impacto sobre cada um deles varia em função do nível de consumo e do valor da tarifa. No caso do setor público foi incluída a diminuição dos dispêndios em pagamento pela potência.

- **CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO**

A concessionária, supondo um nível tarifário adequado, deve com a receita de suas vendas cobrir os custos de compra de energia. Supondo que as tarifas tenham valores adequados, a receita de vendas cobre os custos de compra junto a terceiros e o pagamento de dividendos a seus acionistas. Os benefícios e custos podem ser computados da seguinte forma:

$$B_c = \sum_{i=1}^n \frac{DC_i}{(1+d_c)^n} \quad (19)$$

$$C_c = \sum_{i=1}^n \frac{CR_i + DR_i}{(1+d_c)^n} \quad (20)$$

Sendo:

Bc - Benefícios da concessionária (US\$);

Cc - Custos da concessionária (US\$);

DCi – Diminuição na compra de energia no ano i (US\$);

CRi - Custos de reposição (programa de iluminação pública) no ano i (US\$);

DRi - Diminuição da receita da concessionária (US\$)²³;

dc - Taxa de desconto da concessionária;

n - número de anos.

O balanço de custos e benefícios para a concessionária pode ser elaborado segundo o impacto que terá sobre o lucro líquido da empresa. Para tal finalidade, basta elaborar o fluxo de caixa resultante dos programas de GLD e computar o impacto sobre o resultado operacional da empresa, levando em consideração as práticas contábeis aplicáveis quanto à tributação,

²³ Inclui diminuição na venda de potência ao setor público.

contribuições, taxas, depreciações, etc. Desta forma obter-se-á uma figura de mérito útil para análises e negociações com o setor financeiro das empresas.

- **SOCIEDADE**

O objetivo desta avaliação é determinar o custo total e os benefícios globais do programa, independentemente de qual agente tenha pagado pelos investimentos ou sido beneficiado pelos ganhos proporcionados pelo programa²⁴.

$$C_c = \sum_{i=1}^n \frac{CA_i + CD_i + CR_i}{(1+ds)^n} \quad (21)$$

$$BS = \sum_{i=1}^n \frac{Te_i + E_i + BSi}{(1+ds)^n} \quad (22)$$

onde:

Bs - Benefícios para a Sociedade (US\$);

Cc - Custos para a Sociedade (US\$);

Ei – Diminuição na compra de óleo combustível no ano i (US\$);

Tei - Redução nos custos de transmissão no ano i (US\$)

CAi - Custos administrativos do programa no ano i (US\$);

Cri - Custos de reposição da tecnologia no ano i (US\$);

CDi – Balanço negativo para a concessionária no ano i (US\$);

Bsi- Balanço positivo para os participantes (US\$)

ds - Taxa de desconto social;

n - Número de anos (períodos)

²⁴ A redução de emissões de CO₂ é um benefício socioambiental e econômico, mas neste trabalho não foram monetizadas.