

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
ENGENHARIA ELÉTRICA

CARLOS HENRIQUE VALENTIM BORGES

**AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE TARIFAÇÃO COM A UTILIZAÇÃO
DE SISTEMA FOTOVOLTAICO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO
2017

CARLOS HENRIQUE VALENTIM BORGES

**AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE TARIFAÇÃO COM A UTILIZAÇÃO
DE SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Trabalho de Conclusão de Curso do
Curso Superior de Engenharia Elétrica da
Universidade Tecnológica Federal do
Paraná, como requisito parcial para
obtenção do título de Engenheiro
Eletricista.

Orientador: Prof. Dra. Gabriela Helena
Bauab Shiguemoto

CORNÉLIO PROCÓPIO
2017



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Cornélio Procópio
Departamento Acadêmico de Elétrica
Curso de Engenharia Elétrica



FOLHA DE APROVAÇÃO

Carlos Henrique Valentim Borges

AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE TARIFAÇÃO COM A UTILIZAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 17:30hs do dia 27/11/2017 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Dr(a). Gabriela Helena Bauab Shiguemoto - Presidente (Orientador)

Prof(a). Dr(a). Edson Aparecido Rozas Theodoro - (Membro)

Prof(a). Dr(a). Murilo da Silva - (Membro)

RESUMO

O estudo deste trabalho tem como objetivo analisar a geração de energia fotovoltaica pelo consumidor residencial e ilustrar uma possível gestão energética de seu consumo, conjugado com o uso de tarifas de energia diferenciadas em função do período de utilização. Além disso, pretende-se apresentar os benefícios da energia produzida de forma sustentável em pequenas centrais de geração em residências, aliadas às práticas de um melhor uso de energia com o emprego de equipamentos mais eficientes e inteligentes, ou seja, possibilidades de gerenciamento pelo lado da demanda. A partir de um modelo padrão de consumo de energia residencial foram desenvolvidos 3 perfis de consumo alternativo aos consumidores e analisados as modalidades tarifárias com a aplicação da geração fotovoltaica e sem geração fotovoltaica.

Palavras-chave: Gerenciamento pelo lado da demanda, Redes Inteligentes, Tarifa Branca, Tarifa Convencional.

ABSTRACT

The objective of this work is analyze the generation photovoltaic by the residential consumer and illustrate a possible energy management of their consumption, combined with the use of energy tariffs differentiated according to the period of use. In addition, it is intended to present the benefits of energy produced in a sustainable way in small power plants in homes, combined with the practices of better energy use with the use of more efficient and intelligent equipment, that is, possibilities of management by the side of demand. From a standard model of residential energy consumption, 3 profiles of alternative consumption were developed for the consumers and analyzed the tariff modalities with the application of photovoltaic generation and without photovoltaic generation

Keywords: Demand side management, Smart Grid, White Tariff, Conventional Tariff

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Redução de Pico.....	13
Figura 2 – Conservação estratégica.	14
Figura 3 – Preenchimento de vales.....	14
Figura 4 – Crescimento estratégico de carga.	15
Figura 5 – Mudança na carga.	15
Figura 6 – Curva de carga flexível.	16
Figura 7 – Comparação entre tarifa branca e tarifa convencional	20
Figura 8 – Bandeiras tarifárias.	21
Figura 9 – Modelo conceitual de redes inteligentes.....	24
Figura 10 – Fontes de geração de energia distribuída.....	25
Figura 11 – Curva de carga classe 301 à 500 kWh.	28
Figura 12 – Perfil de consumo A.	29
Figura 13 – Perfil de consumo B.	29
Figura 14 – Perfil de consumo C.....	30

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Divisão do grupo de consumidores A.	18
Quadro 2 – Valores de tarifa de energia elétrica.....	30
Quadro 3 – Consumo diário nos intervalos de tempo Perfil A	34
Quadro 4 – Consumo diário nos intervalos de tempo Perfil B	36
Quadro 5 – Consumo diário nos intervalos de tempo perfil C.....	37
Quadro 6 – Comparação entre tarifas.....	38
Quadro 7 – Comparação entre tarifas.....	39
Quadro 8 – Comparação entre tarifas.....	40

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	OBJETIVOS	10
1.1.1	Objetivo Geral	10
1.1.2	Objetivos Específicos	10
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	11
2	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA	12
2.1	OBJETIVOS DO GLD	12
2.1.1	Redução de Pico (Peak Clipping)	13
2.1.2	Conservação Estratégica (Strategic Conservation)	13
2.1.3	Preenchimento de vales (Valley Filling)	14
2.1.4	Crescimento estratégico de carga (Strategic Growth)	14
2.1.5	Mudança na carga (Load Shifiting)	15
2.1.6	Curva de carga flexível (Flexible Load Shape)	15
3	SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO	17
3.1	TARIFAS DO GRUPO A	17
3.2	TARIFAS DO GRUPO B	18
3.3	TARIFA BRANCA	19
3.4	BANDEIRA TARIFÁRIA	20
4	SMART GRID	22
4.1	CARACTERÍSTICAS DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	23
4.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	25
5	PROPOSTA EM SISTEMA FOTOVOLTAICOS	27
5.1	ESTUDO DE CASO	28
5.2	RESULTADOS	31
5.3	PERFIL A	33
5.4	PERFIL B	36
5.5	PERFIL C	37
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	41
7	REFERÊNCIAS	43

1 INTRODUÇÃO

As preocupações crescentes com sustentabilidade têm incentivado a geração de energia a partir de métodos mais eficientes e a utilização de equipamentos de uso final que consumam menos potência. Considerando ainda que o armazenamento de energia elétrica não é viável do ponto de vista econômico, o balanceamento entre geração e a demanda deve ser constante, ajustado em tempo real. Além disso, a demanda ao longo do dia possui valores de mínimo e máximo consumo, onde o custo da geração de energia elétrica apresenta valores variáveis.

De uma forma geral, o mercado da energia opera de forma a maximizar o benefício social (geradores e consumidores), porém o consumidor é atualmente cobrado por um preço médio, que não representa o valor correspondente ao custo de geração naquele instante. Uma vez que o sistema elétrico é dimensionado para atender aos períodos de maior consumo (ponta), é perceptível que a utilização da capacidade de geração não é realizada de maneira eficaz.

O Gerenciamento Pelo Lado da Demanda (GLD) é uma ferramenta importante a ser considerada, quando pensa-se em otimizar a utilização do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Aliada à implantação das redes inteligentes juntamente com um sistema de Geração Distribuída (GD), destaca-se a interação dos clientes com o sistema de geração e distribuição, escolhendo tarifas e realizando uma gestão ativa, a fim de adequar o consumo. (BANDEIRA, CELSO DE BRASIL CAMARGO, 2003).

Considerando que as empresas passem a estimular o deslocamento do consumo para outros intervalos, por exemplo como na tarifa branca, onde os valores (R\$/kWh) são variáveis, torna-se possível proporcionar uma demanda adequada à capacidade racional de geração e distribuição, racionalizando os custos e a utilização da rede, beneficiando o sistema como um todo. (GALVÃO, 2013)

1.1 OBJETIVOS

Este tópico tem o propósito de apresentar o objetivo geral do trabalho, bem como os objetivos específicos que foram alcançados ao longo do estudo.

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é apresentar uma análise comparativa entre modelos de tarifas de energia elétrica aliando a geração de energia através de um sistema fotovoltaico, aplicando técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda em diferentes situações da curva de carga dos consumidores residenciais.

1.1.2 Objetivos Específicos

Para que o objetivo geral do presente estudo seja alcançado, abaixo segue uma relação de objetivos específicos que deverão ser cumpridos ao longo do estudo. Tais objetivos são:

- Simular alguns exemplos de curvas de carga de uma residência;
- Através da revisão bibliográfica expor as formas com que monitoramento de cargas residenciais são feitas com *smart grid* e assim propor alternativas ao perfil de consumo;
- Trazer ao usuário uma maneira mais econômica de consumo da energia elétrica dentro das bandeiras tarifárias nacionais;
- Através da comparação dos modelos de tarifação convencional e branca expor a economia proporcionada através do gerenciamento de energia elétrica baseado na produção através da geração distribuída e os conceitos de gerenciamento pelo lado da demanda em uma residência.

-

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está dividido em 7 capítulos, incluso o capítulo introdutório.

Os capítulos 2, 3, 4 consistem na revisão bibliográfica sobre gerenciamento pelo lado da demanda, sistema tarifário brasileiro, smart grids e geração distribuída respectivamente.

O capítulo 5 tem foco em como o estudo do presente trabalho é realizado, bem como a apresentação dos modelos a serem estudados e a escolha do grupo de consumidores onde o estudo foi baseado e apresentação dos resultados, inicialmente expondo as rotinas de cálculos a serem realizados para cada perfil e em seguida expondo os resultados

Por fim, no capítulo 6 será apresentada as considerações finais do trabalho realizado, comentando o trabalho como um todo, os resultados e sugestão de trabalhos futuros.

2 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

O conceito de GLD surgiu pela primeira vez na década de 70 e o primeiro autor a reportá-lo foi Clark W. Gellings. Apesar do tempo de existência de tal conceito, os esforços para gerenciar cargas são conhecidos desde o início da indústria da eletricidade. (Gellings, 1985)

Gellings basicamente define que as atividades de GLD são aquelas que envolvem ações no lado dos consumidores, de modo que estes e a concessionária trabalhem em parceria, buscando uma maneira de remodelar a curva de carga, ou seja, busca influenciar e, se necessário, modificar o comportamento do consumidor, de forma que ambos os lados (consumidores e concessionárias) se beneficiem.

Limaye (1998) explica que os programas de GLD são atividades que influenciam o consumidor a mudar o perfil e a magnitude de sua curva de carga, resultando em um uso mais eficiente de recursos e reduzindo custos tanto para as concessionárias quanto para o próprio consumidor.

Os programas de GLD tem como objetivo, encorajar consumidores a implementar tecnologias, produtos, equipamentos e serviços que tenham eficiência energética. Assim, o GLD influencia diretamente no padrão de consumo dos consumidores, com o intuito de uma utilização mais eficiente e racional da energia elétrica disponível no sistema energético (Bronfman, Fitzpatrick *et al.*, 1991). Os investimentos em ampliação da rede elétrica podem ser postergados com uma gestão energética, utilização da geração distribuída, micro e minigeração (Sica, Camargo, 2014)

2.1 OBJETIVOS DO GLD

O controle das cargas residências permite ao consumidor conhecer e administrar o seu consumo. Dessa forma, há diversas maneiras dentro dos conceitos de GLD de remodelar a curva de carga.

2.1.1 Redução de Pico (Peak Clipping)

Conhecida com uma das formas mais tradicionais de controle de cargas, seu objetivo é reduzir o pico da curva de carga. Este método é uma intervenção direta da concessionária sobre algum equipamento de uso final.

Geralmente, tal método é considerado nos casos de sobrecarga eminente na rede. Ele ajuda a controlar os custos da geração e também das fontes de geração de energia. Conforme Figura 1, o consumo é reduzido em horário de maior consumo, sem deslocar para outros horários onde já existe uma certa demanda.



Figura 1 – Redução de Pico
Fonte: Adaptado de Gellings, 1985.

2.1.2 Conservação Estratégica (Strategic Conservation)

Essa mudança na curva de carga ocorre normalmente devido a conscientização do consumidor, no qual ocorre a troca os equipamentos antigos por equipamentos novos, que consomem menos energia resultando em igual ou maior eficiência.

Assim, com a previsão normal da concessionária, cabe a ela incentivar o consumidor para que esta redução do consumo aconteça de forma mais rápida. A Figura 2, representa como é o comportamento do deslocamento.



Figura 2 – Conservação estratégica.
Fonte: Adaptado de Gellings, 1985.

2.1.3 Preenchimento de vales (Valley Filling)

Como visto na Figura 3, o preenchimento de vales tem como objetivo deslocar as cargas que estão sendo utilizadas em horário de pico para os horários fora de pico.

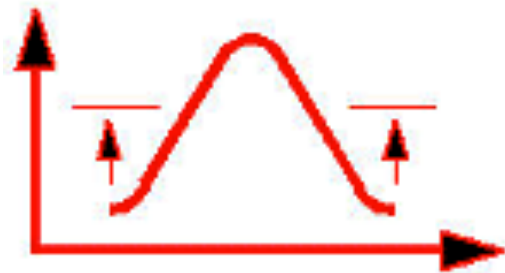


Figura 3 – Preenchimento de vales.
Fonte: Adaptado de Gellings, 1985.

2.1.4 Crescimento estratégico de carga (Strategic Growth)

Esse método estimula o crescimento das vendas de energia elétrica para os consumidores em horários onde a demanda é baixa. A exemplo disso a companhia paranaense de energia (COPEL, 2015) tem uma proposta à pequenos e médios agricultores denominado irrigação noturna.

Essa proposta oferece facilidades no acesso à equipamentos elétricos e ainda descontos que podem chegar até 70% nas tarifas para energia consumida entre as 21h30 até as 6h para fins de irrigação.



Figura 4 – Crescimento estratégico de carga.
Fonte: Adaptado de Gellings, 1985.

2.1.5 Mudança na carga (Load Shifiting)

É a pratica onde altera-se o padrão de consumo, para que a energia utilizada durante o horário de pico seja deslocada para fora deste período. Esse método ocorre com as mudanças e incentivos tarifários. Assim, os consumidores podem optar por utilizar a energia em períodos onde a tarifa é mais barata.



Figura 5 – Mudança na carga.
Fonte: Adaptado de Gellings, 1985.

2.1.6 Curva de carga flexível (Flexible Load Shape)

Esse método está relacionado a confiabilidade. Em um planejamento futuro que engloba a oferta e demanda, a carga poderá ser flexível se forem dadas aos consumidores opções de qualidade do serviço, que variem conforme o preço.



Figura 6 – Curva de carga flexível.
Fonte: Adaptado de Gellings, 1985.

As tecnologias e oportunidades de mercado, hoje, favorecem sistemas de gerenciamento pessoal de energia baseados nos programas de GLD. Entretanto, para que os benefícios sejam atingidos, é essencial que hajam ferramentas no sistema elétrico brasileiro que possam estimular os consumidores a utilizarem seus equipamentos de uma forma dinâmica durante o dia.

Atualmente há contratos diversos nas concessionárias brasileiras que contemplam diferentes modalidades tarifárias para que os usuários possam ser tarifados conforme a demanda daquele momento. (CHIA, CORREIA, 2011).

3 SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO

As tarifas de energia pagas pelos consumidores no Brasil são definidas através dos custos gerenciáveis (investimentos, custos operacionais e depreciação) com a soma dos custos não gerenciáveis (encargos setoriais, energia comprada e encargos de transporte).

Essas tarifas correspondem a quantidade de energia elétrica consumida no mês anterior na unidade de quilowatt-hora (kWh) multiplicada pelo valor unitário medido em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), ou seja, corresponde ao valor de 1 kW consumido em uma hora.

O nível das tarifas é determinado por um conjunto de fatores, dentre os quais pode-se destacar: disponibilidade de recursos energéticos, características do mercado, eficiência operacional dos agentes, qualidade e confiabilidade do fornecimento, natureza e estabilidade do marco regulatório, política social e ambiental e por fim a política tributária e de encargos setoriais que correspondem a quase 40% da conta do consumidor.(ANEEL, 2017)

De acordo com a ANEEL (2010) no Brasil há dois grupos tarifários que classificam os consumidores: os consumidores de baixa tensão (Grupo B – baixa tensão), que em geral estão conectados em 127/220 V e os grandes consumidores, que estão conectados à rede de distribuição em níveis de tensão mais elevados (Grupo A – alta tensão).

3.1 TARIFAS DO GRUPO A

As tarifas do grupo A são voltadas para consumidores de alta tensão, de 2,3 a 230 kV e estão divididas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde (PROCEL, 2011).

O grupo A é composto pelos seguintes subgrupos de acordo com o nível de tensão:

Subgrupo	Tensão de Fornecimento
A1	Maior que 230kV
A2	88 kV a 138kV
A3	69kV
A3a	30 kV a 44kV
A4	2,3 kV a 25kV
AS	Subterrâneo

Quadro 1 - Divisão do grupo de consumidores A.

Fonte: Autoria própria.

A tarifa convencional é a aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potencia elétrica que independe da hora de utilização do dia e dos períodos do ano.

Já a tarifa horo-sazonal é definida por ser uma tarifa flexível, onde ocorre a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e demanda de potencia, de acordo com o período de utilização do dia e do ano.

As tarifas horo-sazonais dependem da delimitação dos períodos para serem praticadas. Dessa forma, foram definidos dois postos tarifários, conhecidos como de ponta e fora de ponta. O primeiro corresponde ao horário de pico (18h às 21h) dos dias uteis e o segundo, compreende o intervalo de 21h as 18h dos dias úteis, além dos finais de semana e feriados. (PROCEL, 2011)

É possível destacar ainda que além dos períodos do dia, as tarifas horo-sazonais, se diferenciam de acordo com o período de seca (maio a novembro) e o período úmido (dezembro a abril).

3.2 TARIFAS DO GRUPO B

As tarifas do grupo B estão divididas nos seguintes subgrupos:

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

3.3 TARIFA BRANCA

A tarifação dos consumidores do grupo B até 2011 era apenas feita de forma única, ou seja, com um preço de consumo de energia em R\$/kWh sem distinção horária.

A partir de 2011, a ANEEL aprovou uma alteração na tarifação dos consumidores do grupo B, onde está previsto a aplicação de tarifas diferenciadas por horário de consumo. Assim, há a possibilidade de ofertas de tarifas mais baratas em horários fora de ponta.

Denominada de tarifa branca, esta nova opção permite os consumidores deslocarem seu consumo dos períodos de ponta para aqueles em que a distribuição de energia elétrica tem capacidade ociosa, nos quais a tarifa é mais barata, permitindo uma economia na fatura ao final do mês e reduzindo a necessidade de ampliação da rede da distribuidora para atendimento do horário de pico.

Os períodos da tarifa branca são divididos em três, de acordo com o horário de consumo. Nos dias úteis haverá a aplicação de uma tarifa mais barata durante o dia. A segunda divisão corresponde ao início da noite, considerando um período de três horas dentro do intervalo de 17h às 22h, a ser definido pela distribuidora, onde o usuário terá uma tarifa mais elevada. A terceira divisão corresponde ao nível intermediário, conhecido como o intervalo entre os dois primeiros horários. Durante os finais de semana e feriados a tarifa que vale é uma tarifa mais barata para todas as horas do dia.

O gráfico da Figura 7 exemplifica e compara a tarifa branca com a tarifa convencional.

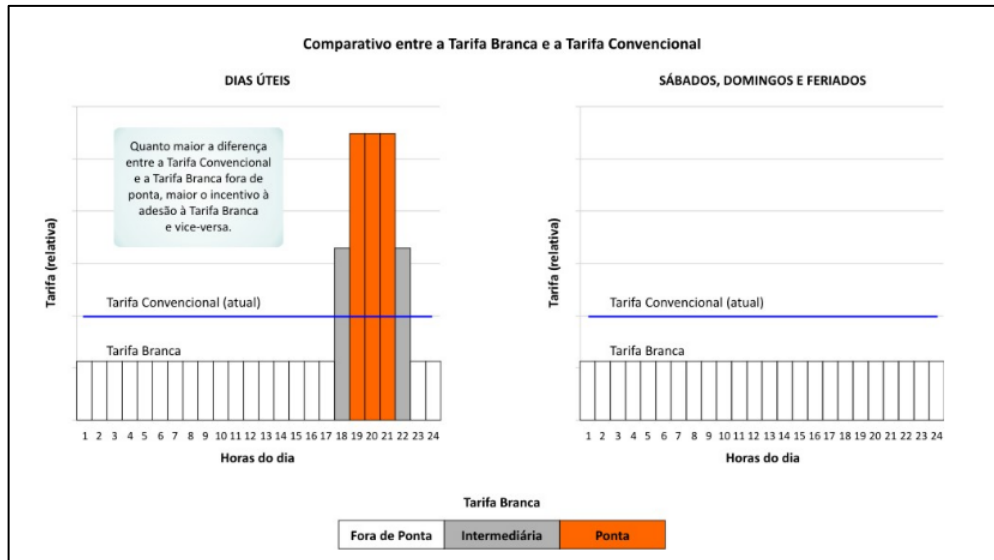


Figura 7 - Comparação entre a tarifa branca e tarifa convencional.
Fonte: Adaptado ANEEL, 2016.

A tarifa branca não se aplica à iluminação pública e aos consumidores de baixa renda, o qual há uma tarifa diferenciada, conhecida como tarifa social de baixa renda.

A regulamentação da tarifa branca vem para atender um dos principais objetivos do *smart grid*, que é o incentivo aos consumidores gerenciarem suas cargas.

3.4 BANDEIRA TARIFÁRIA

Além da tarifa branca, o sistema tarifário brasileiro conta com o sistema de bandeiras tarifárias, em vigor desde de 2015.

As bandeiras tarifárias são uma forma diferente de apresentar um custo que está presente nas contas de energia, mas geralmente passa despercebido. Atualmente, os custos com compra de energia pelas distribuidoras são incluídos no cálculo de reajuste das tarifas dessas distribuidoras e são repassados aos consumidores um ano depois de ocorridos, quando a tarifa reajustada passa a valer. As bandeiras funcionam como um “semáforo de trânsito”, indicando se a energia custará mais ou menos, permitindo ao consumidor adaptar seu consumo.

A Figura 8 exemplifica a alteração tarifária que ela causa.

Bandeira verde	Hidrelétricas operam normalmente. (geração térmica até R\$ 211,28/MWh)	Não há alteração no valor da tarifa de energia.	
Bandeira amarela	Usinas térmicas ativadas. (geração térmica de R\$ 211,28/MWh a R\$ 422,56/MWh)	Acresce na sua conta R\$ 2,00 a cada 100kWh.	
Bandeira vermelha Patamar 1	Usinas térmicas ativadas e alta demanda. (geração térmica de R\$ 422,56/MWh até R\$ 610/MWh)	Acresce na sua conta R\$ 3,00 a cada 100kWh.	
Bandeira vermelha Patamar 2	Usinas térmicas ativadas e alta demanda. (geração térmica maior ou igual a R\$ 610/MWh)	Acresce na sua conta R\$ 3,50 a cada 100kWh.	

Figura 8 – Bandeiras tarifárias.
Fonte: Adaptado CPFL, 2016.

As bandeiras tarifárias são válidas para todos os consumidores do sistema interligado nacional, de alta e baixa tensão.

4 SMART GRID

Smart grid é um termo que se refere às novas redes elétricas inteligentes. Essa nova tecnologia ajuda na gestão do sistema elétrico nacional, pois é desenvolvida a partir de componentes digitais e de comunicações nas redes que transportam energia, permitindo uma interação fácil, rápida e de confiança entre concessionárias e consumidores. (CAÍRES, 2012)

A *EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM SMART GRIDS* (2010) define *smart grids* como redes de eletricidade que podem integrar inteligentemente o comportamento e as ações de todos os usuários conectados a ela, produtores, consumidores e aqueles que fazem as duas coisas, conhecidos como *prosumers*, a fim de entregar um fornecimento sustentável e econômico.

Atualmente, é um tema de amplo estudo e há no cenário mundial diversas pesquisas e investimentos em projetos que utilizem redes elétricas inteligentes, em especial para viabilizar o GLD, através da geração distribuída, medidores inteligentes, tecnologia da informação e gerenciamento de dados.

Uma característica fundamental a ser observada com a implantação das redes inteligentes para o sistema elétrico de potência é a existência do fluxo bidirecional de energia e dados. Com isto, a concessionária pode obter dados em tempo real e precisos em relação ao consumo de seus clientes, permitindo monitorar o fluxo de potencia em tempo real, otimizando a capacidade da rede, podendo intervir em casos de sobrecargas, evitando interrupções antes que venha a acontecer. Ainda por conta da comunicação bidirecional, é possível também, localizar de uma forma rápida e automática as perturbações na rede.

Neste contexto, os usuários residenciais são esperados a desempenhar um papel fundamental na melhoria da eficiência da rede, através da adoção de mecanismos inteligentes para o gerenciamento da demanda.

Tais mecanismos de gerenciamento da demanda são capazes de disponibilizar ao usuário uma vasta quantidade de informações em tempo real como, por exemplo, o valor da energia consumida e um *feedback* sobre o consumo de energia de cada aparelho da residência.

Todos os dados que uma rede inteligente disponibiliza para o usuário pode ser utilizada por mecanismos de GLD, na construção de um perfil de demanda

de energia. Esses mecanismos tem como objetivo não apenas reduzir a fatura de energia, mas também o uso eficiente da energia.

Segundo BARBATO, CAPOTE, CARELLO (2011), por intermédio da *smart grid* será possível utilizar os aparelhos residenciais de acordo com os requisitos da rede elétrica, deslocando-se o pico de energia, ou seja, alterando o comportamento de consumo das famílias, de intermitente para programáveis, através da definição de um perfil de demanda de energia para o dia seguinte.

As redes inteligentes trazem uma inovação tecnológica para o SEP, onde além geração centralizada haverá uma adição de geração caracterizada pelo gerenciamento e controle de geração, favorecendo a redução das perdas e o aumento da eficiência energética. Esta será realizada pelo uso de novas fontes (eólica e solar principalmente), que poderá ser gerada através das microrredes conectadas de forma distribuída a rede elétrica, e do controle do fluxo de potência pela rede de transmissão e distribuição, tida como macrorede. (ALMEIDA, 2012)

4.1 CARACTERÍSTICAS DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

As principais características acerca de redes inteligentes são (ZAHEDI, 2014):

- Capacidade de “auto recuperação”: Usando informações em tempo real dos medidores inteligentes, as redes elétricas inteligentes podem prever, detectar, e responder aos problemas na tentativa de evitar ou minimizar ao máximo as interrupções de energia;
- Fortalecimento dos consumidores: habilidade de incluir os equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação da rede;
- Maior segurança na rede: Um dos principais motivos dessa ocorrência é devido ao roubo de energia elétrica, popularmente conhecido como “gato”. A interação entre a concessionária e o consumidor através da comunicação bidirecional, facilita a identificação de ligações clandestinas;
- Reduzir o impacto ambiental do sistema produtor de eletricidade, reduzindo perdas e utilizando fontes de baixo impacto ambiental;

- Motivar o gerenciamento pelo lado da demanda: como a concessionária pode saber exatamente qual a demanda de energia em determinado instante, esta pode oferecer ao consumidor uma tarifa proporcional ao valor da geração, transmissão e distribuição da energia naquele momento;
- Viabilizar e beneficiar-se de mercados competitivos de energia, favorecendo o mercado varejista e a microgeração.

A Figura 9 compila as principais características de uma rede elétrica inteligente em todos os níveis, desde a geração da energia até o mercado de energia.

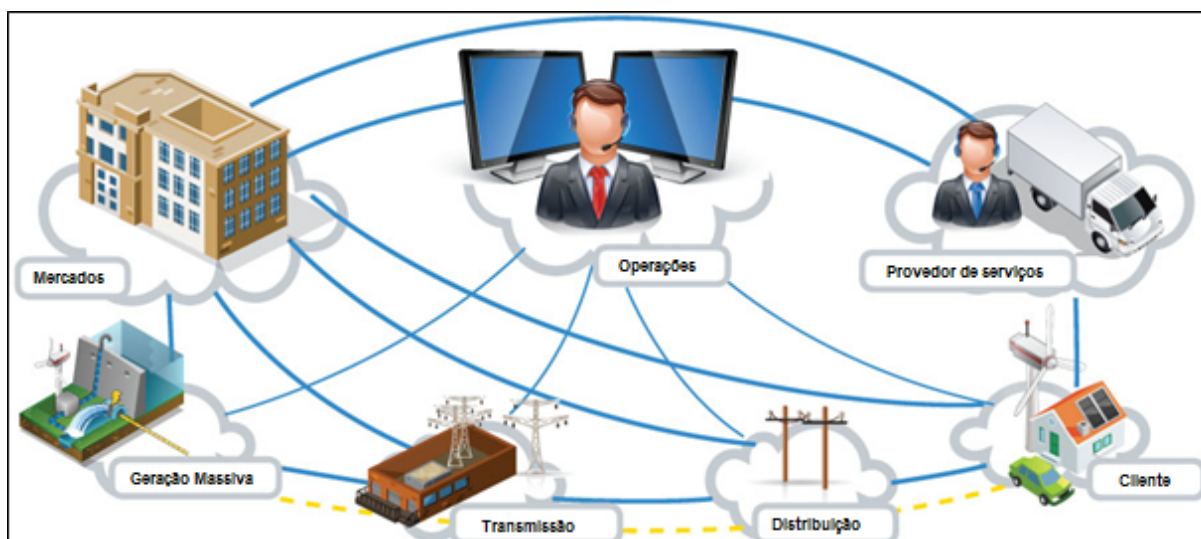


Figura 9 - Modelo conceitual de rede inteligente.
Fonte: Adaptado NIST, 2010.

A figura acima evidencia toda a rede de comunicação e troca de informações. O modelo conceitual deixa claro uma tendência na qual o mercado irá se comportar no futuro, com os diversos setores da cadeia produtiva de energia elétrica e com o meio de utilização dos serviços, como empresas e clientes domésticos, interligados de ponta a ponta na rede inteligente.

4.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A constante procura por serviços e tecnologias mais eficientes, e com reduzidos impactos ambientais, seja no processo de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, associada aos investimentos necessários para o aumento da capacidade instalada no setor elétrico brasileiro, tem colocado a geração distribuída como alternativa às tradicionais soluções. (SPIER, 2002).

A GD se apresenta como uma nova topologia do SEP, pois ela contempla os pequenos geradores, dispositivos de armazenamento de energia e estratégias de gerenciamento da demanda dentro do sistema de transmissão e distribuição.

A GD refere-se a geração elétrica em pequena escala para consumidores integrados ao SIN ou isolados, localizados próximos ao ponto de consumo final, englobando os segmentos industrial, comercial e residencial.

As fontes alternativas de geração são bem conhecidas: sistemas fotovoltaicos, geradores a combustível, geradores eólicos e micro turbinas como é indicado na Figura 10.



Figura 10 – Fontes de geração de energia distribuída.
Fonte: Gonçalves, 2004.

Causas de natureza técnica como saturação nos sistemas de transmissão, restrições geográficas, problemas de estabilidade de tensão, aumento contínuo da carga, privatização do setor elétrico e o mercado competitivo, são incentivos para pesquisas e investimentos em GD segundo diversos autores.

(ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001), (DONNELLY, 1996) e (SPIER, 2002).

5 PROPOSTA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Após a apresentação das diversas formas de gerenciamento de cargas e alternativas de geração distribuída, cabe a este capítulo mostrar a metodologia utilizada no presente estudo. Levando em consideração o sistema tarifário brasileiro, serão analisadas 3 diferentes situações de demanda de energia elétrica no período de 24 horas, com a finalidade de comparar o consumo diário de diferentes formas, e para cada situação responder qual seria a tarifa mais vantajosa.

Outra característica importante é a faixa de consumidores escolhida para a realização do estudo. Foi escolhido o grupo de consumidores B, os quais são atendidos com uma tensão menor de 2300 volts (baixa tensão). Dentro dos consumidores B há subdivisão em 4 grupos: residenciais, comércio, zona rural e outras. Nessa subdivisão foi escolhido o grupo de consumidores residenciais, os quais tem um consumo mensal na faixa de 301 kWh a 500 kWh.

Portanto, para tal análise foram feitas algumas considerações a fim de se averiguar o comportamento de cada uma das tarifas convencional e branca, considerando a inclusão de sistemas fotovoltaicos, respectivamente.

O estudo está embasado na estrutura regulatória vigente referente a microgeração e as modalidades tarifárias nacionais. Há a utilização de dados obtidos a partir de um banco de dados da empresa APsystems (2017), o qual disponibiliza os valores provenientes de uma unidade solar geradora de energia elétrica com capacidade instalada de 2,04 kWpico.

Na sequência foi feita uma coleta de dados referentes a curva de cargas de consumidores residenciais, os valores da produção de energia solar do sistema, os valores de tarifas de energia aplicados pela CEMIG-MG e por fim os valores relacionados ao custo de implantação do sistema fotovoltaico.

Após o levantamento de todos os dados, foram propostos 3 situações diferentes de estudo e assim seguiu-se com a organização dos dados, análise e estruturação dos resultados.

5.1 ESTUDO DE CASO

Para a realização dos objetivos do presente trabalho foi utilizado como base a dissertação que tem por título “Estimação de curvas de cargas em pontos de consumo e em transformadores de distribuição” (FRANCISQUINI, 2006). A partir deste documento foram retiradas as curvas de cargas de consumidores na faixa entre 301 a 500 kWh, o qual se enquadram, inicialmente, na faixa abrangente da tarifa branca a partir de 1 de janeiro de 2018. A Figura 11, mostra o exemplo da curva de carga típica dos consumidores residenciais em dias úteis.

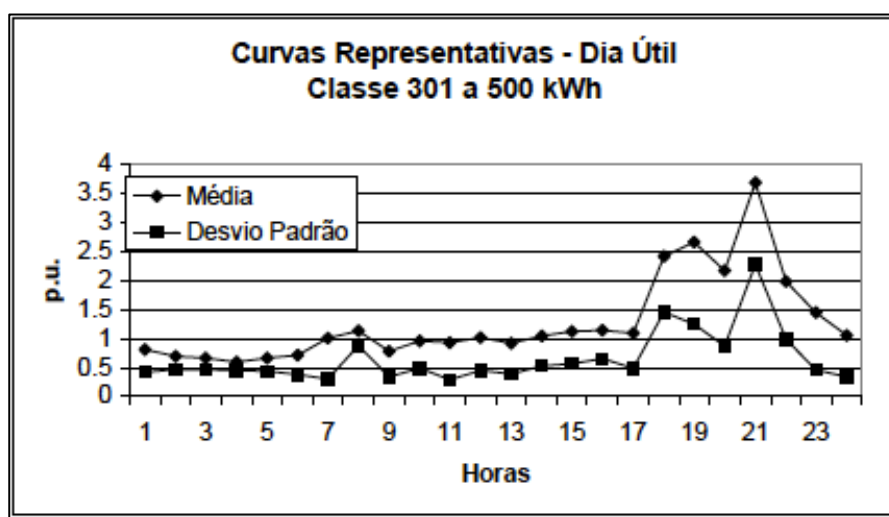


Figura 11 – Curva de carga classe 301 a 500 kWh.
Fonte: Francisquini, 2006.

A partir da curva de carga típica foram simulados 3 perfis de consumo diferentes ao longo do dia.

- Perfil A: Consumo de energia elétrica tradicional, onde a maior parte do consumo está no período noturno a partir das 18h em crescente, tendo o pico de consumo aproximadamente entre as 20h e 21h e por fim estabilizando-se novamente a partir das 23h.

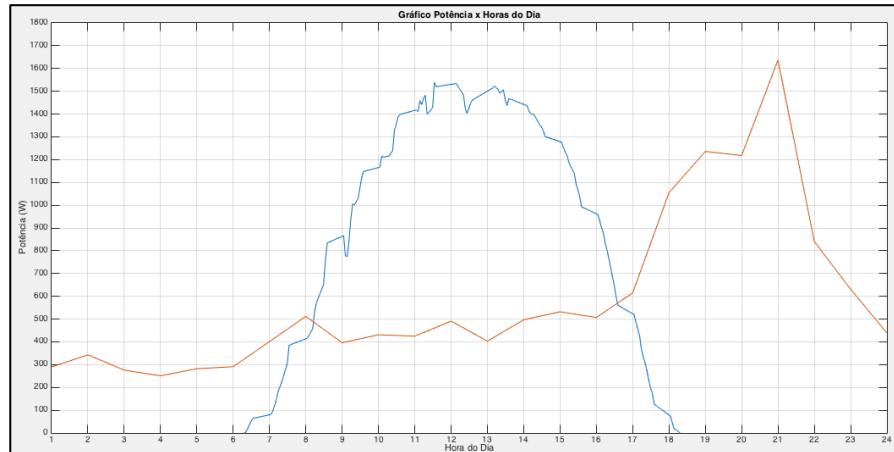


Figura 12 – Perfil de consumo A.
Fonte: Autoria Própria, 2017.

- Perfil B: Consumo de energia fora do tradicional, onde a maior parte do consumo encontra-se no meio do período vespertino, aproximadamente as 15h com um pico de carga as 18h e estabilizando-se a partir das 19h.

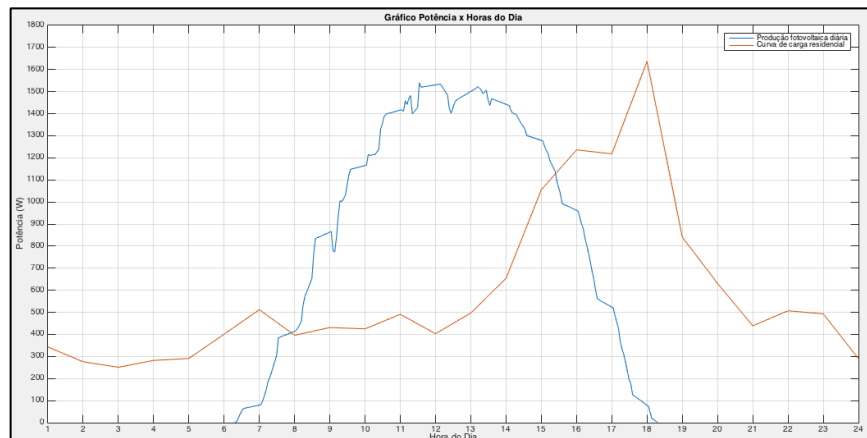


Figura 13 – Perfil de consumo B.
Fonte: Autoria Própria, 2017.

- Perfil C: Consumo de energia, na maior parte, nas horas em que um sistema fotovoltaico esta produzindo energia, ou seja, o maior consumo inicia-se aproximadamente as 9h atingindo seu pico as 13h e por fim estabilizando-se a partir das 17h.

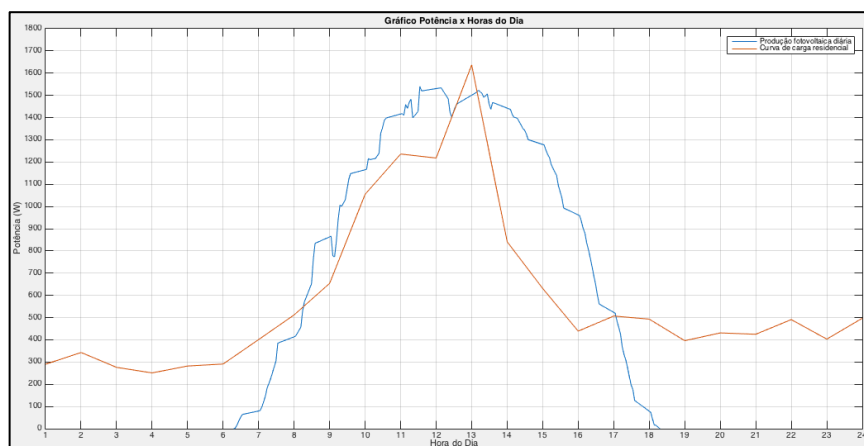


Figura 14 – Perfil de consumo C.
Fonte: Autoria Própria, 2017.

Após a obtenção das curvas de cargas foi necessário buscar os dados relacionados as tarifas de energia elétrica para o grupo B1. Para este fim, utilizaram-se os dados da distribuidora CEMIG – MG (ANEEL, 2012), onde tem-se o valor da tarifa convencional e os valores da tarifa branca. Os dados foram retirados da CEMIG-MG devido a ser a concessionária pioneira na implantação da tarifa branca e disponibilizar uma perspectiva dos valores que seriam praticados para 2018.

Tarifa	Valor (R\$)
Convencional	0,64010121
Branca fora de ponta	0,53128400
Branca intermediária	0,76812145
Branca de ponta	1,17778623

Quadro 2 – Valores de tarifa de energia elétrica.
Fonte: Autoria própria.

Como fonte da geração distribuída foi utilizado um sistema de microgeração fotovoltaico. Os dados de produção coletados são provenientes de uma unidade geradora com capacidade instalada de 2.04 kW_{pico}, instalada em uma residência e em funcionamento desde 22 de outubro de 2015, localizada na cidade de Mirassol estado de São Paulo, cujo a irradiação solar segundo a CRESESB, 2010 é de 5,08 kWh/m²dia. A escolha do sistema no estado de São Paulo, foi devido a ser um sistema real e em funcionamento há algum tempo e haver um sistema de monitoramento do mesmo para extração dos dados relacionados a produção fotovoltaico.

Tal sistema é composto por 8 módulos fotovoltaicos de 255 W cada, ligados a dois inversores APsystems YC1000. Os valores da produção de energia de tal sistema foram coletados através de uma plataforma online *Energy Monitoring & Analysis (EMA) System* da própria empresa APsystems.

Os custos de um sistema fotovoltaico é composto por produto, somado com o valor de instalação e o valor do projeto do parecer de acesso (regulamentação do projeto dentro da concessionária de energia). De acordo com o sistema analisado no presente trabalho foi feita uma cotação de preços. O kit solar foi cotado diretamente com uma empresa importadora brasileira. O kit solar com 8 painéis de 265 W juntamente com os inversores YC1000 para o consumidor final custa R\$9.750,00 esse valor somado com a instalação total do sistema e o projeto totalizam o custo total do sistema em R\$13.512,50 (cotações realizadas em meados de junho de 2017)

5.2 RESULTADOS

Com os dados da demanda padrão do consumidor residencial, os dados da produção fotovoltaica e custo de implementação do sistema, alguns cálculos foram realizados para avaliar o impacto resultante no preço da energia, durante 30 dias, entre as tarifas e com a utilização ou não do sistema fotovoltaico.

Preliminarmente aos cálculos, é necessário o cálculo do payback do sistema para análise final dos resultados.

Inicialmente é necessário calcular a energia produzida por cada módulo fotovoltaico através da equação 1. (NOTAS DE AULA, 2016)

$$En = \frac{Es \times P}{1000} \quad (1)$$

Onde,

En: Energia produzida pelo módulo diariamente $\left[\frac{Wh}{dia}\right]$.

P: Potência do módulo [W]

Es: Insolação diária $\left[\frac{Wh}{m^2 \cdot Dia}\right]$

1000: Constante que engloba a área de módulo e sua eficiência $[W \cdot m^2]$

Em seguida é realizado o cálculo da produção de energia diária do sistema de acordo com a equação 2.

$$Ed = En \times N^{\circ} \text{ de módulos} \quad (2)$$

Ed: Energia diária do sistema fotovoltaico;
 N° de módulos: representa o número total de painéis que formam o sistema.

Com os resultados anteriores é possível calcular a produção mensal do sistema com a equação 3.

$$Pm = Ed \times N^{\circ} \text{ de dias do mês} \quad (3)$$

Pm: produção total do sistema fotovoltaico no mês

Com o resultado da produção mensal multiplicado pela tarifa considerada da concessionária tem-se o valor total que o sistema gera de economia em reais. Por fim para realizar o payback do sistema utiliza-se a equação 4.

$$\text{Payback} = \text{Valor total do sistema} / \text{Valor de economia por mês} \quad (4)$$

As rotinas de cálculos a seguir demonstram o payback do sistema considerado no presente trabalho e utilizando a tarifa convencional que equivale a R\$0,64010121/kWh

$$En = 5,08 \frac{kWh}{m^2 \cdot dia} \times \frac{265 W}{1000} = 1,3462 kWh/dia$$

(5)

$$Ed = 1,3462 \text{ kWh/dia} \times 8 = 10,76 \text{ kWh/dia}$$

(6)

$$Pm = 10,76 \text{ kWh/dia} \times 30 \text{ dias} = 323,088 \text{ kWh/mês}$$

(7)

O payback do sistema considerado é de aproximadamente 5 anos e meio, considerando o modelo *net metering*, onde toda a energia produzida é instantaneamente absorvida pela rede, gerando, assim, créditos ao consumidor. Esse estudo é válido para os modelos de microgeração nos estados onde há a isenção dos impostos sobre a geração devolvida a rede.

$$Economia = 323,088 \text{ kWh/mês} \times R\$0,64010121 = R\$206,8090 \text{ kWh/mês}$$

(8)

$$Payback = R\$13.512,50 / R\$206,8090 = 65,33 \text{ meses}$$

(9)

De acordo com o estudo de FRANCISQUINI (2006), é possível observar que o pico de energia do consumidor residencial se dá no horário das 18 horas às 21 horas, horário esse, onde a tarifa branca tem seu maior preço. A geração fotovoltaica tem sua produção no horário de 10 horas às 17 horas aproximadamente, sendo assim o aproveitamento da energia fotovoltaica para a compensação de energia na tarifa branca seria o menor possível. Dessa forma, foi sugerido para efeitos comparativos a análise de 3 possíveis situações relacionando a produção fotovoltaica com a tarifa branca e também a tarifa convencional.

5.3 PERFIL A

De acordo com o gráfico da Figura 11, é possível obter os dados do consumo residencial de hora em hora e dessa forma fazer os gráficos da curva de

carga residencial para todas as situações analisadas. Através dos dados da plataforma EMA é possível gerar o gráfico de produção fotovoltaica diário. Esse gráfico representa uma média anual da geração, visto que em determinadas épocas do ano os valores de geração podem variar produzindo mais ou menos energia.

Por conseguinte deve-se identificar qual o consumo médio residencial em 3 intervalos de tempo durante o dia, horário de ponta (HP, 19 horas às 21 horas), horário intermediário (HI, 18 horas às 19 horas e 22 horas às 23 horas) e horário fora de ponta (FP, 23 horas às 18 horas).

Para o Perfil A o consumo nos intervalos de tempo correspondem aos seguintes:

Intervalo de tempo	Consumo (kWh)
Total diário	14
HP	4,6
HI	1,9
FP	7,5

Quadro 3 – Consumo diário nos intervalos de tempo Perfil A
Fonte: Autoria própria.

Com os valores de consumo médio em cada período, uma perspectiva de consumo mensal foi traçada e, após obter os valores de consumo mensal em cada período, foi aplicada a tarifa branca e convencional.

A média diária é de 14 kWh, considerando um mês de 30 dias tem-se para esse perfil um consumo mensal de 420 kWh. Utilizando o valor da tarifa convencional do Quadro 1, o gasto de energia é de R\$268,84.

Para a tarifa branca:

$$HP: 4,6kWh \times 30 \text{ dias} = 138 kWh \times R\$1,17778623 = R\$162,53 \quad (10)$$

$$HI: 1,9 kWh \times 30 \text{ dias} = 57 kWh \times R\$0,76812145 = R\$43,78 \quad (11)$$

$$FP: 7,5 kWh \times 30 \text{ dias} = 225 kWh \times R\$0,531284 = R\$119,53 \quad (12)$$

Totalizando um valor de R\$325,85 de energia. Esse valor corresponde ao valor final pago pelo consumidor sem um sistema fotovoltaico instalado, assim como o valor correspondente na tarifa convencional.

Da equação 7, a produção mensal de energia através do sistema fotovoltaico é de 323,088 kWh/mês.

Ao analisar a produção de energia jogada na rede pelo sistema fotovoltaico na tarifa branca, deve ser considerado que o valor pago pela concessionária pelo kWh corresponde ao valor vigente naquela determinada hora do dia. Assim, o valor do kWh pago pela concessionária na tarifa branca corresponde ao mais baixo, que é no horário FP, justamente no período onde tem-se toda produção de energia fotovoltaica.

$$323,088 \frac{kWh}{mês} \times R\$0,531284 = R\$171,65 \quad (13)$$

$$R\$325,85 - R\$171,65 = R\$154,19 \quad (14)$$

Com um sistema fotovoltaico e de acordo com a curva de carga do perfil A, o valor final pago pelo consumidor na tarifa branca é de R\$154,19.

Analogamente aos cálculos anteriores considerando a tarifa convencional.

$$323,088 \text{ kWh/mês} \times R\$0,64010121 = R\$206,80 \quad (15)$$

$$R\$268,84 - R\$206,80 = R\$62,03 \quad (16)$$

Portanto, com o sistema fotovoltaico e na tarifa convencional o valor pago é de R\$62,03.

O payback do sistema para a situação convencional continua o mesmo. Ao aplicar-se a tarifa branca o payback é outro.

$$323,088 \text{ kWh/mês} \times R\$0,531284 = R\$171,65 \quad (17)$$

$$\text{Payback} = R\$13.512,50 / R\$171,65 = 78,72 \text{ meses} \quad (18)$$

Consequentemente o payback do sistema fotovoltaico para a tarifa branca passa a ser de 6 anos e meio, aproximadamente.

5.4 PERFIL B

O Perfil B é o deslocamento da curva de carga residencial para a esquerda, onde a maior parte do consumo está no período vespertino e início do período noturno. Conforme foi identificado o consumo nos 3 períodos para o perfil A, o mesmo se deu para o perfil B.

Intervalo de tempo	Consumo (kWh)
Total diário	14
HP	2
HI	2,17
FP	9,83

Quadro 4 – Consumo diário nos intervalos de tempo Perfil B
Fonte: Autoria própria.

Aplicando os valores da tarifa branca e multiplicando por 30 dias resulta no valor final pago pelo consumidor nessa situação

$$\text{HP: } 2 \text{ kWh} \times 30 \text{ dias} = 60 \text{ kWh} \times R\$1,17778623 = R\$70,66 \quad (19)$$

$$\text{HI: } 2,17 \text{ kWh} \times 30 \text{ dias} = 65,1 \text{ kWh} \times R\$0,76812145 = R\$50,00 \quad (20)$$

$$\text{FP: } 9,83 \text{ kWh} \times 30 \text{ dias} = 294,9 \text{ kWh} \times R\$0,531284 = R\$156,67 \quad (21)$$

O valor final pago é de R\$277,33.

Para a situação do perfil B com sistema fotovoltaico aplicando a tarifa branca:

$$323,088 \text{ kWh/mês} \times R\$0,531284 = R\$171,65 \quad (22)$$

$$R\$277,33 - R\$171,65 = R\$105,68 \quad (23)$$

O valor final pago é de R\$105,68.

Para a tarifa convencional os valores pagos permanecem constantes por não haver um dinamismo de preços ao longo do dia. Portanto, utilizando um sistema fotovoltaico o consumidor continua pagando R\$62,03 e sem sistema fotovoltaico R\$268,84

5.5 PERFIL C

O perfil C representa a curva onde há o aproveitamento quase que integral da geração fotovoltaica ao longo do dia. Nota-se que há um maior aproveitamento de horas do dia onde o consumidor pode utilizar energia elétrica sem acarretar em aumento no valor final pago a concessionária. Comparado aos perfis A e B, onde há um consumo maior por aproximadamente 6 horas, no perfil C o consumidor tem aproximadamente 9 horas diárias.

O consumo diário dos períodos:

Intervalo de tempo	Consumo (kWh)
Total diário	14
HP	1,216
HI	0,814
FP	11,97

Quadro 5 – Consumo diário nos intervalos de tempo perfil C
Fonte: Autoria própria.

Analogamente as situações anteriores para a tarifa branca:

$$HP: 1,216 \text{ kWh} \times 30 \text{ dias} = 36,48 \text{ kWh} \times R\$1,17778623 = R\$42,96 \quad (24)$$

$$HI: 0,814 \text{ kWh} \times 30 \text{ dias} = 24,42 \text{ kWh} \times R\$0,76812145 = R\$18,75 \quad (25)$$

$$FP: 11,97 \text{ kWh} \times 30 \text{ dias} = 359,1 \text{ kWh} \times R\$0,531284 = R\$190,78 \quad (26)$$

O valor final pago é de R\$252,49 sem sistema fotovoltaico.

Para a tarifa branca com sistema fotovoltaico:

$$323,088 \text{ kWh/mês} \times R\$0,531284 = R\$171,65 \quad (27)$$

$$R\$252,49 - R\$171,65 = R\$80,84 \quad (28)$$

O valor final pago é de R\$80,84

Organizando os resultados finais análise e comparação.

	Sem Sistema Fotovoltaico			Com Sistema Fotovoltaico		
	A	B	C	A	B	C
Tarifa Convencional	R\$268,84	R\$268,84	R\$268,84	R\$62,03	R\$62,03	R\$62,03

Quadro 6 – Comparação entre tarifas.

Fonte: Autoria própria.

Com relação a tarifa convencional é possível perceber que os valores para todos os perfis na situação sem sistema fotovoltaico e com sistema fotovoltaico permanecem constantes. Isso ocorre pois os gráficos da curva de carga são os mesmos gráficos deslocados no tempo então devido a não haver um dinamismo de tarifas no sistema tarifário convencional os valores sempre serão os mesmos.

Analisando a tarifa sem sistema fotovoltaico e com sistema fotovoltaico é perceptível dizer o quão vantajoso tal sistema é para o consumidor, houve uma redução de aproximadamente 77% no valor pago a concessionária. A economia gerada pelo sistema FV só não é maior pois em todas as concessionárias os consumidores pagam por um consumo mínimo correspondente ao seu padrão de ligação (monofásico, bifásico ou trifásico) e pelas tarifas de iluminação pública.

Em vista da economia gerado pelo sistema FV e seu tempo de payback estimado em 5 anos e meio é possível dizer que o sistema é bastante compensatório. Há a possibilidade ainda de fazer algumas análises financeiras em alguns bancos utilizando o valor total do sistema FV caso o mesmo montante fosse investido em poupança, ações e outros programas bancários e verificar o tempo de retorno, e então através da análise e comparação de dados instruir os consumidores para o melhor investimento.

	Sem Sistema Fotovoltaico			Com Sistema Fotovoltaico		
	A	B	C	A	B	C
Tarifa Branca	R\$325,85	R\$277,33	R\$252,49	R\$154,19	R\$105,68	R\$80,84

Quadro 7 – Comparação entre tarifas.
Fonte: Aatoria própria.

Analisando a tarifa branca nos perfis sem sistema FV, os resultados estão de acordo com o esperado. Cada vez que o consumidor consegue deslocar sua curva de carga para os períodos distante da ponta do sistema há uma redução no valor a ser pago. Da mesma forma acontece nos perfis com sistema FV, entretanto, no perfil C há a possibilidade do consumidor utilizar energia elétrica por um período diário de 9 horas sem aumentar os custos com energia enquanto que nos perfis A e B apenas por 6 horas. A tarifa branca pode ser compensatória para o consumidor caso haja a uma conscientização e readequação em seus hábitos de consumo, quanto menos energia ele for capaz de utilizar nas horas onde as tarifas são mais caras, maior será sua economia.

	Sem sistema fotovoltaico			Com sistema fotovoltaico		
	A	B	C	A	B	C
Tarifa Convencional	R\$268,84	R\$268,84	R\$268,84	R\$62,03	R\$62,03	R\$62,03
Tarifa Branca	R\$325,85	R\$277,33	R\$252,49	R\$154,19	R\$105,68	R\$80,84
Diferença	+21,20%	+3,15%	-6,08%	+148,57%	+70,36%	+30,32%

Quadro 8 – Comparação entre tarifas.

Fonte: Aatoria própria.

Quando apresentado os dois resultados tanto da tarifa branca como da tarifa convencional, a tarifa branca acaba se tornando uma desvantagem para o consumidor.

Na utilização da tarifa branca a melhor opção é optar por um perfil de consumo de acordo com o perfil C, entretanto essa mudança de perfil depende bastante da conscientização e mudanças nos hábitos de consumo.

Caso o consumidor tenha uma disponibilidade financeira, a melhor condição seria o uso de um sistema fotovoltaico na tarifa convencional.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho buscou-se uma análise de novas possibilidades de tarifação energética para o futuro das configurações da rede de distribuição de energia elétrica, com a inserção de novas tecnologias e fontes alternativas de geração.

A utilização da geração distribuída aliadas a redes inteligentes agregam tecnologia as redes elétricas, facilitando o gerenciamento e um melhor aproveitamento da energia elétrica disponível tanto para os consumidores quanto para as concessionárias, permitindo ainda que o consumidor possa optar pelas fontes alternativas e a melhor maneira de utilizar a energia em tempo real. Isso acarreta na redução de custos relacionados a geração e transmissão de energia elétrica e agrega formas limpas para obtenção de energia para os consumidores.

Sabendo de tais possibilidades pode-se criar novas maneiras de utilização mais eficiente da energia elétrica.

Dessa forma, os estudos presentes neste trabalho trazem uma visão de melhoria não apenas ao consumidor, mas para o sistema como um todo, pois mudando a visão de consumo de forma racional por parte dos clientes, as concessionárias também terão ganhos.

Após as análises dos 3 perfis apresentados em 6 situações diferentes, a tarifa branca torna-se interessante em apenas uma situação, onde a maior demanda está nos horários onde o sistema não está carregado e sem a utilização de energia fotovoltaica. Dessa forma com uma adequação nos hábitos do consumidor, o perfil C torna-se interessante resultando em uma economia de 6,08% em gastos com energia elétrica.

Contudo, as vantagens para os consumidores na utilização de smart grids aliados a sistema fotovoltaicos é a facilidade em acompanhar o valor que será cobrado de energia e assim escolher quanto e quando usar, levando em conta o valor final das tarifas.

Ressalta-se ainda o quão vantajoso é o investimento na implantação de um sistema fotovoltaico, considerando sua vida útil de aproximadamente 30 anos

segundo grande parte dos fabricantes comparado ao tempo de payback, algo em torno de 5 anos e meio.

Novas tecnologias como as redes inteligentes e a geração distribuída, bem como novas formas de tarifação dos consumidores são importantes para a atualização e modernização de toda a rede e matriz energética nacional.

Destaca-se que os estudos relacionados a tarifa branca foram perspectivas baseadas em ações futuras do governo, afim de melhorar a rede elétrica nacional, garantindo uma produção de energia mais sólida e com menor risco de interrupção e falhas, trazendo melhorias no sistema de uma forma geral em todos os sentidos.

Através dos resultados apresentados conclui-se que o trabalho teve grande êxito e pôde-se apresentar, como continuação deste, diferentes abordagens e novas análises em diferentes situações de consumo.

7 REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed Generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Estocolmo, v.57, p.195-204, 2001.

ALMEIDA A. P. **Smart grid: o modelo brasileiro**. Artigo Científico. Secretaria de Acompanhamento Econômico SEAE. Brasília, 2012

ANEEL. **Estrutura tarifária para serviço de distribuição de energia elétrica – Sinal econômico para baixa tensão**. Nota Técnica nº 362/2010-SER-SRD/ANEEL. Brasília, 2010. Disponível em: < <http://migre.me/vhdGW>>. Acesso em: 9 mai 2017.

ANEEL. **Composição da tarifa**. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false> Acesso em: 18 jul 2017.

ANEEL. **Tarifa branca**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 9 mai 2017.

APsystems Energy Monitoring & Analysis (EMA). 2017. Disponível em: < <https://apssystemsema.com/ema/index.action>> Acesso em: 03 jul 2017.

BANDEIRA, E. DE M.; C. CELSO DE BRASIL CAMARGO. **Proposta de modelo para estimativa do potencial de adesão dos consumidores residenciais a programas de GLD**: Uma aplicação de Sistemas Especialistas. XVII SNPTEE: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia, 2003.

BARBATO, A.; CAPONE, A.; CARELLO, G.; et al **House Energy Demand Optimization in Single and Multi-users Scenarios**. IEE Smart Grid Communications, Bruxelas, Bélgica, 2011

BRONFMAN, B.; FITZPATRICK, G.; HICKS, E.; HIRST, E.; HOFFMAN, M.; KEATING, K.; MICHAELS, H.; NADEL, S.; PETERS, J.; REED, J.; SAXONIS, W.; SCHON, A.; VIOLETTE, D. **Handbook of Evaluation of Utility DSM Programs**. OAK RIDGE National Laboratory 1991.

CAÍRES, L. E. **Aplicação de redes inteligentes nas instalações elétricas residenciais**. Dissertação Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2012.

CRESESB. **Atlas solarimétrico do Brasil**. Disponível em: < http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf> Acesso em: 3 jul 2017

COPEL. **Relatório anual de sustentabilidade**. 2015 Disponível em: < [http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio2015/\\$FILE/ReIAAnual15.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatorio2015/$FILE/ReIAAnual15.pdf)> Acesso em: 10 mai 2017

CPFL. **Bandeiras Tarifárias**. 2016 Disponível em: < <https://www.cpfl.com.br/atendimento-a-consumidores/bandeira-tarifaria/Paginas/default.aspx>> Acesso em: 10 jul 2017

CHIA I. M. C.; CORREIA V. T. **Interface de gestão ativa de consumo de energia elétrica para smart grid**. Monografia. Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2011.

DATASHEET Inversor YC1000. Disponível em: < https://usa.krannich-solar.com/fileadmin/content/data_sheets/inverter/usa/APSystems/APsystems-Product-Datasheet-YC1000-6.20.16.pdf> Acesso 10 set 2017.

DONNELLY, M. K. et al. Impacts of the Distributed Utility on Transmission System Stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, Portland, v.11, p.741-746, 1996.

EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM SMART GRIDS, **Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future**, 69 p., Abril 2010, disponível em: < http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRIL2010.pdf > Acesso em: 25 ago. 2016

FRANCISQUINI A. A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo em transformadores de distribuição**. Dissertação de mestrado. Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho, campus Ilha Solteira. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Ilha Solteira, 2006

GALVÃO, R. **O custo das redes elétricas inteligentes**: Necessidade de alto investimento ainda é o principal obstáculo para a implantação no Brasil. *Scientific American Brasil*, 2013.

GELLINGS, C. W. The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. N. 10, p 1468-1470, 1985.

GONÇALVES, L. F. **Contribuições para o estudo teórico e experimental de sistemas de geração distribuída**. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Porto Alegre, 2004.

LIMAYE, D. R.; RABL, V. **International Load Management, p. Methods and Practices**. Lilburn: The Fairmont Press, Inc, 1988.

NIST, N. I. OF S. AND T. **Guidelines for Smart Grid Cyber Security: Vol. 1, Smart Grid Cyber Security Strategy, Architecture, and High-Level Requirements**, 2010. Disponível em: <http://csrc.nist.gov/publications/nistir/ir7628/nistir-7628_vol1.pdf> Acesso em: 4 set 2016.

NOTAS DE AULA. **ECODOT CURSOS LIVRES**. Curso prático de Sistemas Fotovoltaicos. Curitiba, Setembro 2016.

PROCEL. **Manual de tarifação de energia elétrica**. 2011. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf >. Acesso em: 9 fev 2017.

SICA, E. T.; CAMARGO, C. C. D. B. The Water Use while Critical Natural Capital in the Context of the Brazilian Electric Sector. The Water Use while Critical Natural Capital in the Context of the Brazilian Electric Sector. **IEEE Transmission And Distribution - Latin America**. São Paulo: IEEE/PES/T&D. 2004.

SPIER, E. B. Et al. Avaliação da Conexão de Produtores Independentes em Alimentadores Radiais de Sistema de Distribuição. **VII Symposium of Specialists In Electric Operational And Expansion Planning, SEPOPE**, Brasilia, DF, Brasil, 2002.

ZAHEDI, A.. **Proposing a smart electricity pricing model for future smart grid**. 2014. In: AUSTRALASIAN UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, AUPEC 2014. V.1, p. 1 -4