



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

**Análise do uso da Geração Solar nos Telhados
para Redução dos Picos de Carga Diurnos e
Contribuição na Recuperação dos Níveis dos
Reservatórios**

Tarcísio Tadeu de Castro

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO

Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores
Energético e Mineral

Rio de Janeiro, junho de 2017.



Tarcísio Tadeu de Castro

**Análise do uso da Geração Solar nos Telhados para Redução dos
Picos de Carga Diurnos e Contribuição na Recuperação dos
Níveis dos Reservatórios**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral.

Orientador: Rodrigo Flora Calili

Rio de Janeiro

Agradecimentos

Ao MME por essa tão importante iniciativa concedida ao seu corpo técnico setorial.

Ao meu orientador Rodrigo Calili pelos ensinamentos, discussões e explicações que foram essenciais para a conclusão do trabalho.

Aos professores dessa Pós-Graduação da PUC-Rio.

Aos meus pais, in memoriam, que sempre priorizaram o estudo na vida dos filhos.

Ao meu filho Mateus pela batalha que, ainda inicial, tem observado a experiência dos mais velhos para prosseguir na estrada do conhecimento.

À minha esposa Márcia, que sempre tem posições favoráveis à busca de novos horizontes de capacitação para o desenvolvimento e consolidação do indivíduo no seio da sociedade.

Resumo

Castro, Tarcísio Tadeu de; Calili, Rodrigo Flora. **Análise do uso da Geração Solar nos Telhados para Redução dos Picos de Carga Diurnos e Contribuição na Recuperação dos Níveis dos Reservatórios**. Rio de Janeiro, 2017. 52p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O Brasil opera o seu Sistema Elétrico por meio de um modelo integrado com geração e carga distanciadas e por isso depende de longas Linhas de Transmissão e também de uma reserva técnica de água nos diversos reservatórios, tem nos últimos anos experimentado uma escassez hídrica que nos mostra a necessidade de rever esta trajetória. Diante da situação apresentada, uma avaliação dos Picos de Carga Diurnos e o dimensionamento da energia complementar crescente, que tem requerido um percentual elevado do consumo anual de energia elétrica, gerado por meio das térmicas fósil, sugerem alternativas e nesse estudo em particular o cálculo de usinas solar equivalentes como base para as etapas propostas de Micro Geração Solar Distribuída. Através de um estudo de viabilidade, com dois focos diferentes, o Financeiro e o de Compensação (*Net metering*), aplicado conforme regulação da ANEEL pelas Resoluções 482/2012 e 687/2015, é possível concluir que o objetivo proposto não está fácil, porém, com base: na experiência dos primeiros projetos colocados, no sol - bom parceiro do Brasil e na abrangência da Paridade Tarifária que tende em breve alcançar 100% do mercado de geração solar nacional, pode-se ter esperanças positivas de um melhor engajamento do setor no prosseguimento de alguns anos.

Palavras-chave

Geração solar distribuída; Picos de carga diurnos; Reservatórios de energia; Usina solar equivalente; Estudo de viabilidade financeira e Sistema de compensação de energia.

Abstract

Castro, Tarcísio Tadeu de; Calili, Rodrigo Flora. Analysis of the use of Solar Generation on Roofs to Reduce Daytime Peaks and Contribution in the Recovery of Reservoir Levels. Rio de Janeiro, 2017. 52p. Course Completion Work - Specialization Course in Public Policies and Governmental Management in the Energy and Mineral Sectors - Administration Department. Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro.

Brazil operates its Electric System through an integrated model with generation and load distanced and therefore depends on long Transmission Lines and also a technical reserve of water in the various reservoirs, has in recent years experienced a water shortage that shows us the need to review this trajectory. In view of the presented situation, an evaluation of the Daytime Peak Charges and the increasing complementary energy design, which has required a high percentage of the annual consumption of electric energy, generated through the fossil thermals, suggest alternatives and in this particular study the calculation of equivalent solar power plants as a basis for the proposed Distributed Solar Micro Generation Stages. Through a feasibility study with two different focuses, the Financial and Net metering, applied according to ANEEL regulation by Resolutions 482/2012 and 687/2015, it is possible to conclude that the proposed objective is not easy, however, based on: In the experience of the first projects, in the sun - a good partner in Brazil and in the scope of the Tariff Parity, which tends to reach 100% of the national solar generation market, we can hope for a better engagement of the sector in the pursuit of some years.

Key-words

Distributed solar generation: Daytime peak charges; Storage of energy; Equivalent solar power plant; Application study of net metering, Energy compensation system.

Sumário

1. Introdução	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivos Gerais	2
1.1.2. Objetivos Específicos do Trabalho	2
1.2. Relevância.....	3
1.3. Delimitações do escopo do estudo	3
1.4. Estruturação da Dissertação	4
2. Referencial Teórico	5
2.1. Energia Solar Fotovoltaica no mundo.....	5
2.1.1. Quadro Mundial de Inserção da Geração Solar	5
2.1.2. Energia Solar Fotovoltaica na Europa	6
2.1.3. Experiência Alemã - mecanismo de feed-in tariff ou tarifa prêmio.....	7
2.2. Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial	7
2.2.1. Potencial das regiões	7
2.2.2. Distribuição do Potencial de Telhados por Faixas de Consumo.....	8
2.2.3. Potencial Mapeado da Insolação Diária	9
2.3. Valor de CapEx dos Equipamentos Importados e Variações analisadas	9
2.4. Tendência de queda dos preços	11
2.5. Tarifas Vigentes em 2015/2016/2017	11
2.5.1. Tarifa das Permissionárias	11
2.5.2. Tarifas das Concessionárias	12
3. Modelagem do Estudo.....	13
3.1. Avaliação pelos Picos de Cargas do SIN (Potencial MW e MWh).....	13
3.1.1. Diferentes Estações Diferentes Picos	13
3.2. Cálculo da Usina Solar Equivalente	16
3.2.1. Considerações Matemáticas do cálculo	16

3.2.2. Cálculo da Usina Equivalente 1ª Etapa	17
3.2.3. Cálculo da Usina Equivalente 2ª Etapa	18
3.2.4. Cálculo da Usina Equivalente 3ª Etapa	19
3.3. Avaliação pelas Condições Hídricas dos Submercados.....	20
3.3.1. Armazenamento hídrico da Região sudeste /centro oeste.	20
3.3.2. Armazenamento hídrico da Região Nordeste.....	21
3.3.3. Percentual de Energia Complementar utilizado por térmicas no Nordeste.....	21
3.3.4. Percentual de Energia Complementar utilizado por térmicas no SIN	22
4. Potencial de Telhados para MGSD (Micro Geração Solar Distribuída) no Brasil.	23
4.1. Potencial de unidades consumidoras de MGSD no Nordeste	24
4.2. Potencial de unidades consumidoras de MGSD no Centro Oeste	24
4.3. Potencial de unidades consumidoras de MGSD no Sudeste	25
4.4. Telhados necessários para MGSD planejada	25
4.4.1. Características de um Consumidor Residencial Médio Teórico	25
4.4.2. Total de telhados para alcançar a MGSD da 3ª Etapa planejada.....	25
4.4.3. Proposta de MGSD em nº de telhados.....	26
5. Estudo de aplicação de MGSD e análise dos resultados para Brasília e outras regiões	26
5.1. Principais Bases para o estudo	26
5.1.1. Projeto Real em operação – Brasília	27
5.1.2. Dados do Projeto e Premissas de análises	27
5.1.3. Cenários de Referência.....	29
5.2. Sistema Fotovoltaico de uma Casa “Lago Sul BSB”	31
5.2.1. Identificação do Projeto e Definição da Usina Solar	31
5.2.2. Abordagem de Viabilidades do Projeto	32
5.3. Análise “Excel” aplicada nas regiões de boa Insolação (NE e SE/CO)	36
5.3.1. Aplicação da ferramenta Excel nas Distribuidoras do Nordeste	36
5.3.2. Aplicação da ferramenta Excel nas Distribuidoras do Sudeste/Centro Oeste	38

6. Conclusão	39
6.1. Principais Resultados e Considerações Finais.....	39
6.2. Sugestões de Estudos Futuros.....	40
6.2.1. Cadastramento da potencialidade dos telhados existentes. (IBGE)	41
6.2.2. Plano Diretor orientado para MGSD eficiente.....	41
6.2.3. Fundo de Desenvolvimento da energia Solar.....	41
7. Referências Bibliográficas.	41
8. Apêndice	43

Lista de Figuras

Figura 1 - perfil da carga do SIN anos 2014/2015/2016	1
Figura 2 - MME - Boletim Mensal de Energia - Mês de Referência: janeiro de 2017	4
Figura 3 - Mapeamento da irradiação horizontal no mundo	5
Figura 4 - Histórico e cenários da PV 2014 – 2018 -.....	6
Figura 5 - Evolução dos GWh gerados em 12 anos na Alemanha	7
Figura 6 - Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial	8
Figura 7 - Insolação diária do Brasil.....	9
Figura 8 - Curva de Carga Instantânea do dia 05/02/2014	13
Figura 9 - Gráfico do Autor– cargas e demandas ano 2014	14
Figura 10 - Perfil dos picos ano 2014.....	14
Figura 11 - Rampa de 13:00 às 18:00 (26.631,4 MW)	15
Figura 12 - Visualização Gráfica dos Cenários Referências	30

Lista de tabelas

Tabela 1- Potenciais FV por faixa de consumo	8
Tabela 3 - Formação do custo de importação de módulos e Inversores	10
Tabela 4 - Avaliação do CapEx conforme tamanho do projeto	10
Tabela 5 – Trajetória de redução de custos	11
Tabela 6 - Tarifas das permissionárias vigentes a partir de 2015/2016 e 2017	11
Tabela 7 - Tarifas das concessionárias vigentes a partir de 2015/2016/2017	12
Tabela 8 - Energia referente à média dos picos de julho	17
Tabela 9 - Energia referente à média dos picos de outubro	18
Tabela 10 - Energia referente à média dos picos de fevereiro	19
Tabela 11 - Resumo das Etapas de MGSD proposta.....	20
Tabela 12 - Armazenamento hídrico do Sudeste /Centro Oeste	20
Tabela 13 - Armazenamento hídrico do Nordeste	21
Tabela 14 - Percentual de Térmicas na Região Nordeste	22
Tabela 15 - Percentual de Térmicas no Sistema Interligado Nacional	23
Tabela 16 - retomando o resumo das Etapas de MGSD proposta (Tabela 11).....	23
Tabela 17 - Total de consumidores residenciais por regiões	24
Tabela 18 - Unidades Consumidoras Potenciais de sudeste/centro oeste e nordeste	25
Tabela 19 - Reprodução do resumo das Etapas avaliadas pelo capítulo 3	26
Tabela 20 - Planejamento da MGSD em números de Telhados	26
Tabela 21 - Projeto em operação Brasília DF (% mensais médios anos 2015/2016)	27
Tabela 22 - Dados (Premissas) e Análise	28
Tabela 23 - Tamanho do Projeto	28
Tabela 24 - Cenários para análise de aplicação de três Parâmetros significativos (In Put).....	29
Tabela 25 - Resultados (Out Put) dos Parâmetros aplicados na Tabela 24.....	30
Tabela 26 - Dados da usina proposta – Telhado de uma casa (Lago Sul Brasília)	31
Tabela 27 - Resultado “Viabilidade Financeira / Compensação” Tipo – Capital Próprio.....	33
Tabela 28 - Estudo da Viabilidade Financeira – Fluxo de Caixa Descontado	34

Tabela 29 - Detalhes de aplicação da Compensação	35
Tabela 30 - Resultado das duas abordagens anteriores (Tabelas 28 e 29)	35
Tabela 31 - Identificação da Empresa e Algoritmos de Entrada.....	36
Tabela 32 - resultados do projeto casa do lago.....	37
Tabela 33 - Resultados “Out Put” Financeiros e de Compensação (Região Nordeste).....	37
Tabela 34 - Identificação da Empresa e Algoritmos de Entrada.....	38
Tabela 35 - Resultados “Out Put” Financeiros e de Compensação (Região SE/CO)	39

1. Introdução

O crescente aumento da demanda de energia elétrica traz consigo a preocupação com questões ambientais exigindo a presença de políticas públicas para desenvolvimento de fontes de energia limpas. A adoção destas, permitirá através das novas tecnologias a inserção de alternativas energéticas (Geração Distribuída) e meios operacionais que poderão compensar ao longo de cada dia picos diurnos nos meses mais quentes, aquecimento de água para redução dos tradicionais picos noturnos e avanços da REI – Redes Elétricas Inteligente que vão permitir a aplicação do GLD – Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Nesse contexto, a implementação das medidas listadas acima e o incremento das Gerações Distribuídas possibilitará ter um sistema elétrico eficiente, confiável, evitar grandes investimentos com a construção de linhas e subestações de transmissão e o novo conceito de expansão da geração para o futuro crescimento do consumo do país.

O gráfico abaixo, figura 1, dados do ONS sobre o perfil de carga dos três últimos anos mostra de forma consistente que o MW médio dos meses ao longo dos anos é um pouco acima da carga média anual no período quente de verão “dezembro a abril”, relativamente abaixo no período frio / temperado de “maio a setembro” e em torno da média durante a primavera.

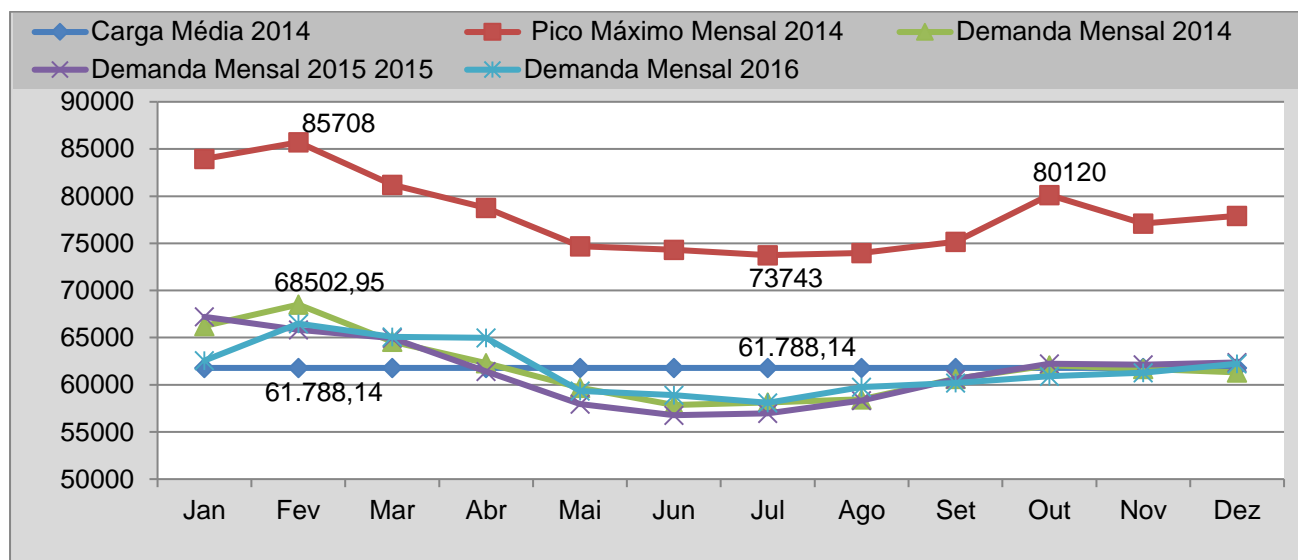


Figura 1 - Perfil da carga do SIN anos 2014/2015/2016

Fonte: Gráfico elaborado com dados do ONS

Ao analisar o Pico de Carga Diurno associado a esta relevante necessidade de geração de MW nos períodos quentes dos anos, pode-se avaliar também em relação ao Pico Máximo de fevereiro de 2014 “85.708 MW” e a Carga Média Anual 2014 “61.788,14 MW” um potencial de

“23.919,86 MW” de sobre geração. A diferença apresentada é uma excepcionalidade, porém indica que estudar uma política para reduzir Pico de Carga Diurno ao longo de todo ano deve ser considerada principalmente nos meses quentes do verão.

O estudo proposto nesse trabalho deverá com auxílio do ONS aprofundar nesta ferramenta gráfica para mostrar as regiões do Brasil e também as outras estações do ano. Isto dará uma ideia mais apropriada para se fazer políticas regionais melhores direcionadas para o perfil de cada localidade.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivos Gerais

O objetivo geral do trabalho é a redução dos Picos de Carga com inserção da Micro e Mini Geração Solar Distribuída e Aquecimento Solar de água. A indicação para aplicação do objetivo é mapeada pelas: dimensões dos picos de carga calculados, recorrentes deficiências hídricas de regiões e respectivos potenciais de insolação favoráveis.

1.1.2. Objetivos Específicos do Trabalho

- Avaliar para 03 momentos diferentes, de 2014, os percentuais de MW e MWh referentes às curvas de cargas respectivas. (O ano de 2014 serviu de referência por ser o detentor até o momento da maior carga média anual e do maior Pico Diurno de Carga registrado no Sistema Elétrico).
- Projetar com dados do ONS o balanço energético do SIN e das regiões que apresentam valores médios de necessidade de energia complementar da ENA.
- Analisar pelo método convencional a viabilidade financeira de um sistema SFCR comparando-o ao resultado estritamente de regulação da Res. 482/2012 e 687/2015 da ANEEL “Compensação de Energia”.
- Indicar as localidades que possuem valores tarifários e insolação favoráveis apresentando valores de atratividade para o negócio.

Em síntese, oferecer a indicação de um percentual do consumo de energia elétrica em Micro e Mini Geração Solar Distribuída que venha preencher de forma adequada e sem exagero a redução do Pico Diurno de carga e dividir com a Geração Térmica a necessidade de complementar a lacuna deixada pela ENA – Energia Natural Afluente que ultimamente tem sido deficitária nas regiões Sudeste /Centro Oeste e Nordeste.

1.2. Relevância

Em 2010 a energia Eólica não era atrativa, hoje é competitiva e tem sido fundamental no balanço energético da região Nordeste. No futuro o Brasil vai voltar a crescer e a Geração Solar Distribuída que hoje não é tão favorável, terá um papel muito importante como energia complementar, permitindo manter os reservatórios em níveis mais prudentes nos momentos de crise hídricas.

O Brasil dotado de privilegiado potencial de recursos naturais hidroelétricos se firmou na direção de construir um parque de Usinas Hidrelétricas de grande porte na maioria das vezes deslocadas dos centros de cargas. E desta forma foi necessário também construir longas Linhas de Transmissão para dar vazão às energias geradas até o local da sua utilização.

A necessidade de energia muito das vezes não coincidia com a ENA - Energia Natural Afluente da região e assim surgiu o conceito do SIN – Sistema Interligado Nacional que permitiu uma otimização dos recursos hídricos complementares tendo em vista a forte correlação positiva existente entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste nesta questão da hidrologia. Como consequência disso, a formação de grandes corredores de transmissão às vezes com dois ou mais circuitos, simples ou duplos, (veja o exemplo de Itaipu, UHE ligada a São Paulo através de três Linhas de Transmissão de 750 kV alternados e dois circuitos ± 600 KV em C.C), tiveram importante papel na interligação das várias regiões permitindo a operação de altos valores de intercâmbios de energia.

No entanto, além do intercâmbio crescente, a necessidade de energia complementar continua cada dia mais evidente nas regiões Sudeste e Nordeste especificamente nesta última trazendo um volume enorme de geração térmica valores que serão abordados em detalhes no item 3.2.3 desse trabalho.

1.3. Delimitações do escopo do estudo

Na construção dos objetivos propostos para este trabalho foram estabelecidas algumas delimitações que passamos a enumerar a seguir.

A Geração Solar Fotovoltaica indicada é a micro e mini geração solar distribuída que está diretamente ligada ao volume dos Picos Diurnos de carga que serão devidamente calculados. Os Picos Noturnos, apenas serão avaliados na resenha com referência a aquecimento da água, sendo, portanto, mencionados no capítulo oito “apêndice deste trabalho”.

Outro limite seguido pela apresentação deste trabalho se refere ao método de determinar a ocorrência dos déficits da ENA – Energia Natural Afluente que são observados ultimamente nas Regiões Sudeste e Nordeste ampliando de certa forma uma superprodução de Geração Térmica Fóssil que no estudo passa a ser compartilhada com a Geração Solar Distribuída.

Neste trabalho o ano de 2014, como pode ser observado no boletim mensal do MME, foi utilizado em todas as referências abordadas por se tratar de um ano que sob o ponto de vista do consumo: Carga (GW médio) e Pico Máximo de Carga ainda está sobrepondo os demais nos valores obtidos.

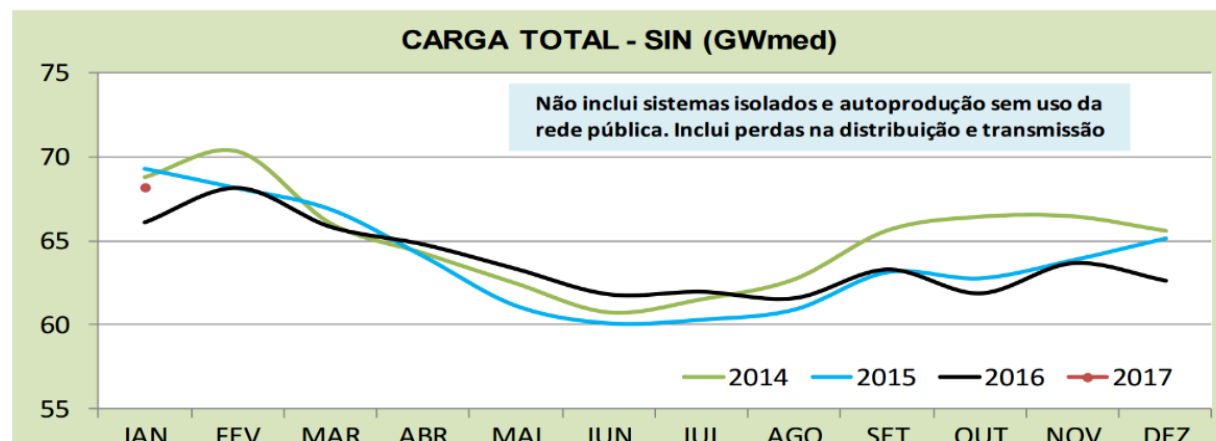


Figura 2 - Boletim Mensal de Energia - Mês de Referência: janeiro de 2017

Fonte: EPE (2017)

1.4. Estruturação da Dissertação

O presente estudo é composto de oito capítulos. Além desta parte introdutória – Capítulo 1, é composto pelo Capítulo 2 - seção de referencial teórico, em que são apresentados dados técnicos abordados ao longo dos demais capítulos. Os capítulos seguintes são estruturados através de: Capítulo 3 - modelagem do estudo em que se busca encontrar um valor, de M2GSD – Micro e Mini Geração Solar Distribuída, relativo ao consumo de energia elétrica do Sistema que transita entre atendimento operacional seguro dos Picos Diurno de Carga e um percentual de contribuição para mitigação dos déficit de armazenamento hídrico; Capítulo 4 - Mercado Potencial da M2GSD em que se busca dimensionar a capacidade dos telhados “residenciais” das regiões que reúnem boas insolações associadas com suas respectivas deficiências de ENA – Energia Natural Afluente, ou seja, recorrentes níveis preocupantes de reservatórios; Capítulo 5 –Estudo hipotético do mercado de Brasília fazendo relatórios de viabilidades e análise de cenários voltados para as variáveis relacionadas às Regiões do Brasil; Capítulo 6 – conclusão – na conclusão foi abordado dois enfoques: Principais resultados e sugestões de estudos futuros; complementados pelas seções de referências bibliográficas Capítulo 7 e pelo Apêndice.

2. Referencial Teórico

2.1. Energia Solar Fotovoltaica no mundo

2.1.1. Quadro Mundial de Inserção da Geração Solar

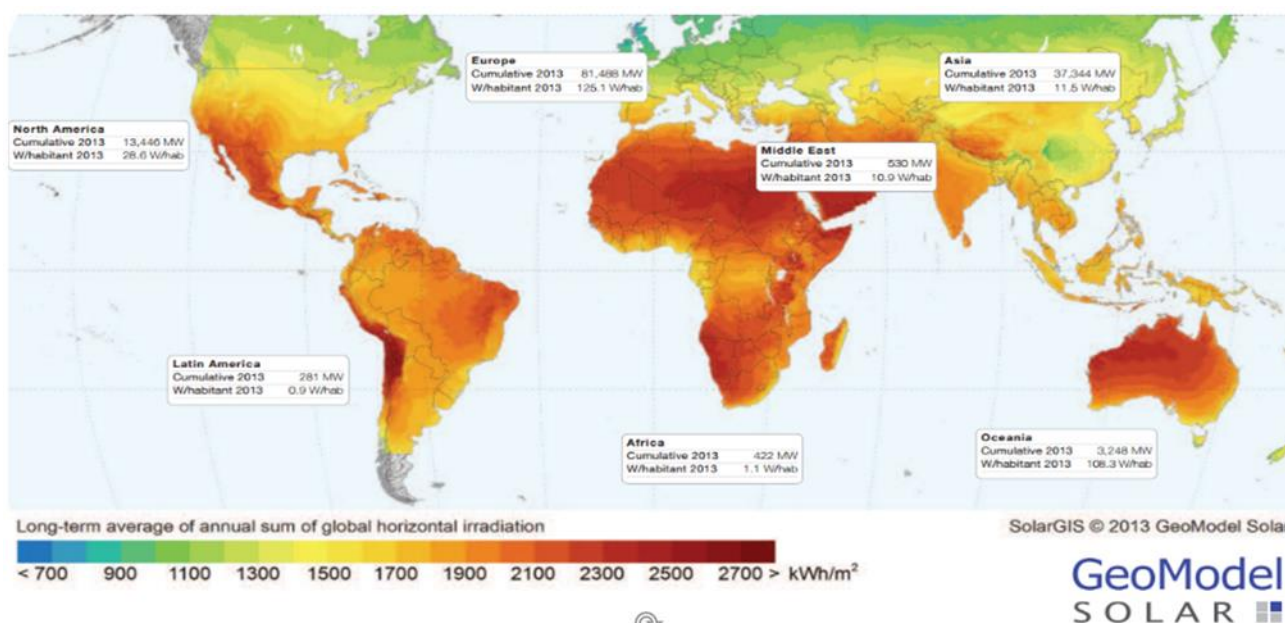


Figura 3 - Mapeamento da irradiação horizontal no mundo

Fonte: EPIA/2013

A figura 3 acima, retirada do relatório *EPIA.Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018*- pagina 31, traz o potencial da irradiação horizontal global (média da soma anual de longo prazo) em que o Brasil tal como as demais regiões subtropicais tem um excelente potencial de irradiação solar por m² por ano, porém, tem uma geração solar ainda incipiente. O relatório da EPIA 2013-2017 dava “página 15” a geração solar por habitante do Brasil de apenas “0,1 W / hab.”, que significava naquele ano menos 1.800 KW instalados. Atualizando para hoje conforme “ANEEL 2017 acessado em 10/05/2017” a geração solar distribuída acumula 78.892,98 KW instalados que representa 0,38 W / hab. que ainda é bem pequeno inferior à média da América Latina.

É interessante notar que o potencial solar do Brasil é bem semelhante ao da Oceania, porém, um número a ser guardado para elucidar este trabalho e que no capítulo 4 será retomado é o índice de W / habitante. A Oceania em 2013, conforme figura 3, obteve a marca de 108,3 W / habitante enquanto o Brasil com as atualizações recentes da ANEEL chegou recentemente a 0,38 W / habitante.

2.1.2. Energia Solar Fotovoltaica na Europa

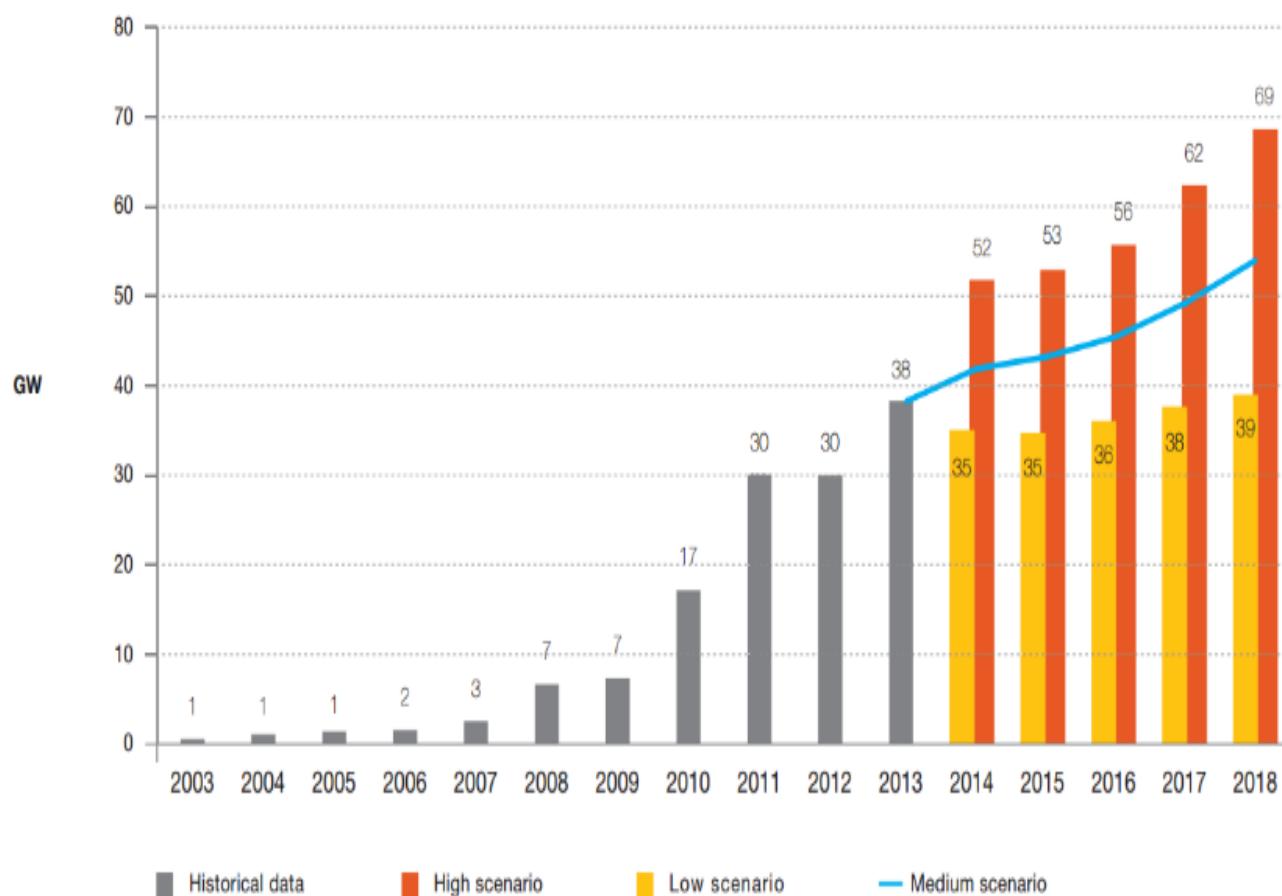


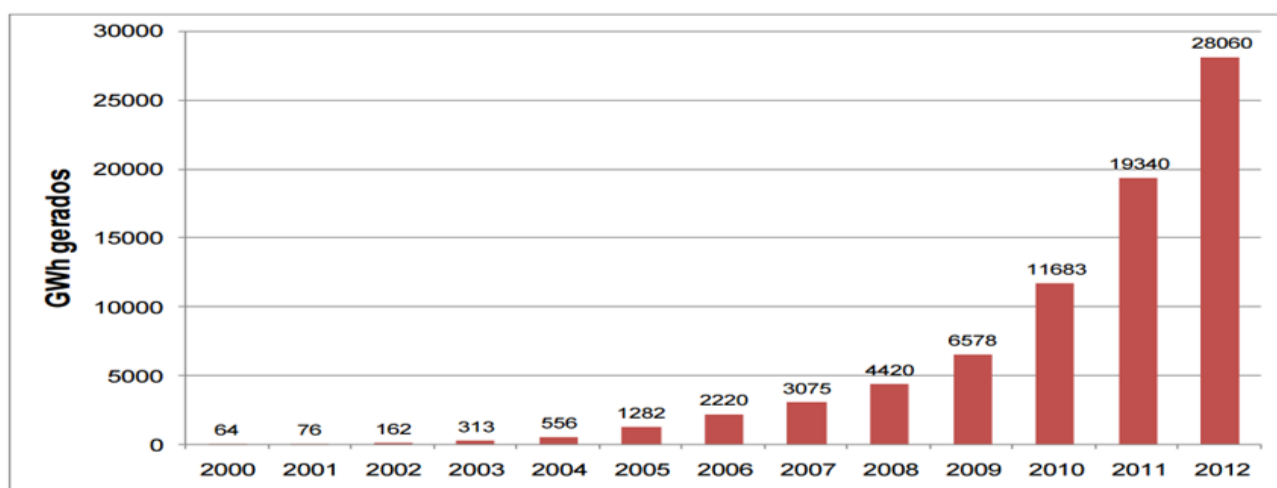
Figura 4 - Histórico e cenários da PV 2014 – 2018 -

Fonte: EPIA (2014)

Revisitando o mapa da Figura 3 nota-se que apesar da Irradiação ser bem menor do que outras regiões a Europa atinge o maior W/hab. (125,1 W / hab.) com geração acumulada de 81.488 MW em 2013. A necessidade e urgência de incrementar fontes alternativas, substitutas das poluentes geradoras de CO₂, determinaram de maneira geral programas de incentivos financeiros a exemplo das Tarifas Prêmio “*Feed-In Tariff*” como forma de induzir o interesse dos investidores.

O resultado é percebido na progressão exponencial de crescimento da geração ocorrida conforme demonstra o gráfico da Figura 4. É importante notar que esta trajetória atingiu o ápice em 2011 com a geração de 22.250 MW sofrendo aí uma inflexão justificada por “EPIA 2014 – 2018 pg 31” tanto pela crise financeira global da época como pela alta demanda pela produção industrial de módulos fotovoltaicos e inversores não acompanhadas pelos fabricantes. Desta forma, os incentivos foram reprogramados e a continuidade projetada conforme os cenários apresentados no gráfico.

2.1.3. Experiência Alemã - mecanismo de *feed-in tariff* ou tarifa prêmio



Fonte: Statistic data on the German Solar power (photovoltaic) industry [40]

Figura 5 - Evolução dos GWh gerados em 12 anos na Alemanha

Fonte: Landeira (2013)

O crescimento exponencial da geração solar nos países que adotaram o incentivo tarifário foi evidente. Isto, normalmente se deu pela necessidade imperativa de substituição de geração térmica com combustíveis altamente poluidores por alternativas renováveis, e nestas, a geração solar distribuída teve um papel destacado.

A Alemanha é um exemplo disso, na Figura 5 pode se verificar que de 2000 a 2012, ou seja, em doze anos ela registrou uma evolução de produção de energia Fotovoltaica com aplicação do Sistema de Incentivo tarifário FIT – *Feed-In Tariff* ou tarifa prêmio alcançando em 2012 o valor de 28.060 GWh gerados. (Este montante representa relativamente ao consumo do Brasil naquele ano – 5,48% de 512.115,6 GWh).

2.2. Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial

2.2.1. Potencial das regiões

A Figura 6 abaixo indica valores médios do Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial das unidades federativas do Brasil. Nela, pode se constatar que a associação da boa insolação com a densidade de telhados disponíveis determina este potencial Fotovoltaico. E assim pode se dizer que o excelente sol do Piauí e de Tocantins não é suficiente para o terceiro nível de potencial por causa da reduzida densidade de telhados/Km², ao passo que, Minas Gerais e São Paulo, mesmo com menor índice de insolação do que a região nordeste, tem um potencial máximo devido à alta densidade de telhados disponíveis.



Figura 6 - Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial

Fonte: Adaptada da NT EPE DEA 19/2014

2.2.2. Distribuição do Potencial de Telhados por Faixas de Consumo

A Tabela 1 permite concluir que 6.564.364 de unidades consumidoras praticam 100 KWh de consumo disponibilidade, com Potência Instalada Máxima que vai de 1,98 KWp a 15,20 KWp, cuja média ponderada representa Potência Instalada média de 3,45 KWp. O consumo anual total destas unidades consumidoras, que representam 21,44% das 30.613.480 unidades consumidoras, soma 54.997 GWh. Ainda, continuando com base nos dados “Konzen, 2014”, o consumo anual total de todas as faixas dos consumidores em 2014 soma 94.163 GWh, este é um bom potencial para se fazer a M2GSD – Micro e Mini Geração Solar Distribuída, porém, indica um limite para objetivos que mais na frente serão abordados neste trabalho.

Tabela 1- Potenciais FV por faixa de consumo (reproduzida da NT EPE DEA 19/2014)

Faixa de Consumo (kWh/mês)	101-200	201-300	301-400	401-500	501-1000	>1000
Unidades Consumidoras	16.308.970	7.740.146	3.274.308	1.414.533	1.514.077	361.446
Consumo Total Anual (GWh)	10.880	28.286	22.641	13.320	7.396	11.640
Média de Consumo (kWh/mês)	145	244	339	436	641	1.937
Consumo Disponibilidade (kWh)	30	50	100	100	100	100
Potência Instalada Máxima (kWp)	0,95	1,60	1,98	2,78	4,47	15,20

Fonte: Adaptado de Konzen (2014)

2.2.3. Potencial Mapeado da Insolação Diária

Conforme mostra o mapa da Fig. 7 abaixo, a região nordeste possui um excelente nível de Insolação com média anual variando de 6 a 8 horas por dia, o que significa ter um Fator de Capacidade acima dos 18% sendo que no noroeste da Bahia centro sul do Piauí e grande parte dos estados da Paraíba, Rio Grande do Norte e leste do Ceará tem uma Insolação diária de 8 horas que propicia um FC de até 25%. As demais regiões, exceto a Norte, com pequenas exceções, apresentam também uma boa Insolação diária nos níveis de 6 e 7 horas, ou seja, com Fator de Capacidade superior a 18%.

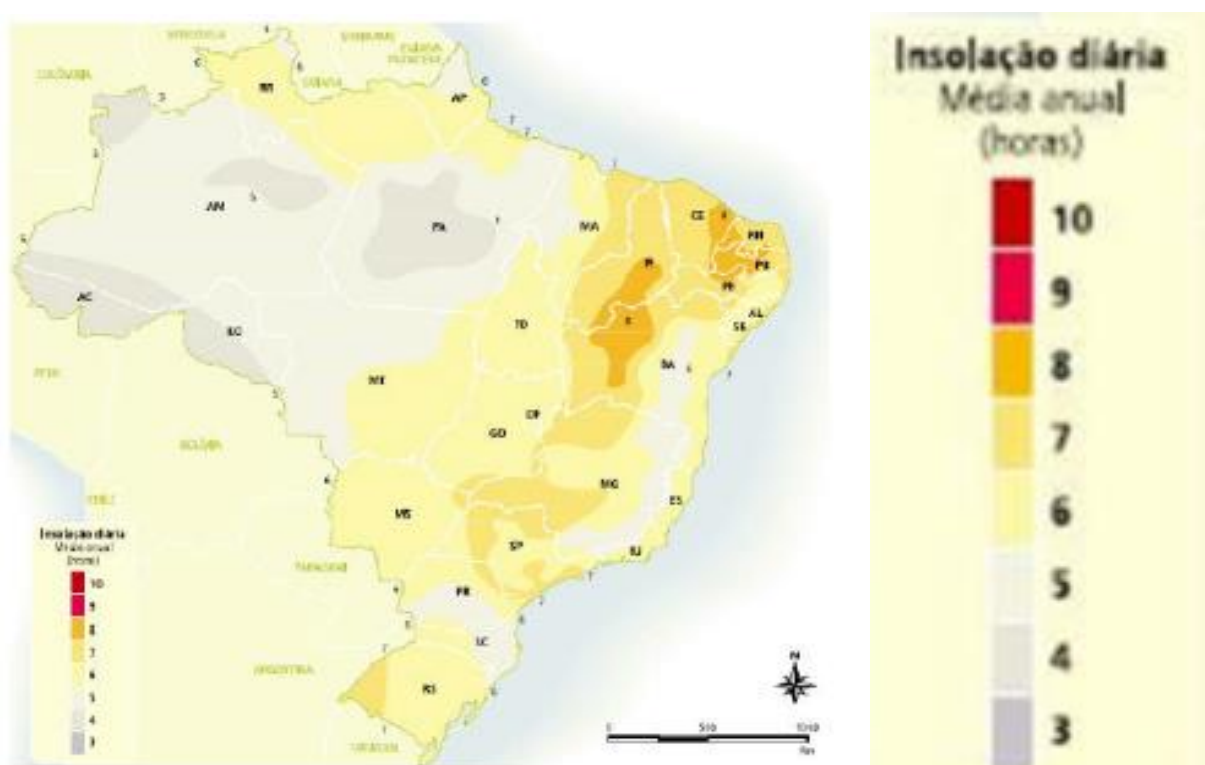


Figura 7 - Insolação diária do Brasil

Fonte: Adaptado de Melo (2015)

2.3. Valor de CapEx dos Equipamentos Importados e Variações analisadas

Uma análise de avaliação tão importante quanto a qualidade da Insolação nos projetos de geração solar é o preço do CapEx (Euro / Wp), portanto, consultando “Landeira / 2013”, páginas “75 a 78”, foi elaborado a tabela abaixo e a partir dela feito algumas observações que poderão

ajudar a partir daí na composição do preço final e a partir desse preço balizar a projeção desse parâmetro (CapEx “R\$/Wp) para o futuro.

Tabela 2 - Formação do custo de importação de módulos e Inversores

CapEx	Projeto SFCR		Projeto Pequeno < 5,0 KWp	
Descrição	Módulos (€)	Inversores (€)	Módulos + 20% (€)	Inversores + 40% (€)
CIF (Fob + Frete + Seguro)	0,632	0,194	0,758	0,272
Impostos	0,217	0,111	0,261	0,158
Outras taxas (12% Impostos)	0,026	0,013	0,031	0,019
Custo (€ / Wp)	0,875	0,318	1,051	0,448

Fonte: Landeira (2013)

Na avaliação feita quanto aos tamanhos de sistema instalados foi sugerido por “Landeira 2013” que nos projetos menores do que 5,0 KWp se atribuisse acréscimos de: 20% para pequenas quantidades de painéis e 40% para os inversores conforme processado nas duas últimas colunas da Tabela 3.

Outra análise que “Landeira 2013” também chamou atenção e que na tabela construída se buscou destacar conforme “linha 2” o significativo peso dos impostos, ou seja, 34,4% incidente sobre os módulos e 57,3% incidente sobre os Inversores, item relevante para uma possível política de incentivo que venha ser em algum momento proposta para o negócio solar.

Uma outra abordagem que deve se considerar na montagem de um preço para um projeto, visto que os módulos e inversores representam a parte mais pesada do investimento, é estabelecer um percentual para os complementos necessários da instalação (cabos elétricos, conectores, SPDA – sistema de proteção de descargas atmosféricas, quadros, controles e proteções, estruturas de suporte e outras) e aqui será usado o mesmo percentual usado por “Landeira 2013” 50,6% dos equipamentos importados.

Posto isto, na tabela abaixo se resume em um quadro estes dados, e, ainda conforme “Landeira 2013” não se deve esquecer da instalação e dos relacionamentos necessários para projetos e aprovação junto às concessionárias e a sugestão aplicada será de R\$ 1,0 / Wp. Por fim a tabela “quadro resumo” Tabela 4 abaixo vem consolidando estas indicações e mostrando os dois enfoques projeto SFCR e projetos menores (< 5,0 KWp).

Tabela 3 - Avaliação do CapEx conforme tamanho do projeto

Discriminação	CapEx SFCR				CapEx Projetos < 5,0 KWp
	Euro/Wp	Tx. Câmbio 2012	R\$ / Wp	%	R\$ / Wp
A - Módulo	0,876	2,82	2,47	40,7%	2,96
B - Inversor	0,318	2,82	0,90	14,8%	1,26
C - Equipamentos Importados	1,194	2,82	3,37	55,5%	4,22
D - Itens Complementar (50% de "C")			1,70	28,1%	2,14
E - Instalação e Aprovação			1,00		1,00
Total			6,07	100,0%	7,36

Fonte: Landeira (2013)

2.4. Tendência de queda dos preços

Um preço de R\$ / Wp alto e uma tarifa também alta viabiliza um projeto de geração solar desde que uma boa Insolação contribua para isto. No Brasil o sol não é o problema, porém, a Paridade Tarifária, que é essa compatibilidade de preço do CapEx e do valor da tarifa, ainda depende desta tendência de queda de preço fenômeno observado na literatura bibliográfica que é abordada pelos estudiosos dessa matéria.

Na Tabela 5 a seguir a EPE, na NT EPE DEA 19/2014, embora partindo de valores um pouco acima dos apresentados no item 2.3 acima, de R\$ / Wp para projetos residenciais (R\$ 7,7 contra R\$ 7,36) em 2012, vislumbra uma queda de preço que se pode creditar como bastante positiva para formação dessa Paridade Tarifária.

Tabela 4 – Trajetória de redução de custos

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial (R\$/Wp)	7,7	7,2	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1	4,8	4,5	4,4	4,2	4,1
Comercial (R\$/Wp)	6,9	6,5	6,1	5,7	5,4	5,1	4,8	4,5	4,2	4,1	3,9	3,8

Fonte: NT EPE DEA 19/2014

2.5. Tarifas Vigentes em 2015/2016/2017

2.5.1. Tarifa das Permissionárias

Tabela 5 - Tarifas das permissionárias vigentes a partir de 2015/2016 e 2017

Distribuidora	Data Vigencia	TE	TUSD	Tarifa Final	Região
Cercos	29/04/2017	159	523,05	681,93	NE
Cedri	30/09/2016	95	564,49	659,55	SE
Cetril	30/10/2016	122	458,27	580,13	SE
Cerim	30/10/2016	98	436,92	534,95	SE
Ceres	22/03/2015	28	504,64	533,08	SE
Ceripa	29/04/2017	141	383,83	524,93	SE
CERRP	15/04/2017	142	369,47	511,56	SE
Ceral Anitápolis	30/10/2016	20	491,58	511,30	S
Ceprag	22/12/2016	76	428,64	504,27	S
Cernhe	17/05/2015	23	470,31	493,03	SE
Cejama	30/09/2016	120	371,79	491,72	S
Cerpalo	30/09/2016	58	422,09	480,35	S
Coorsel	30/09/2016	57	416,3	473,67	S
Cermissões	30/07/2016	61	407,19	467,75	S
CERMC	30/11/2016	132	324,95	457,06	SE
Cerej	30/09/2016	58	397,03	454,78	S

Fonte: Adaptado de ANEEL (2017)

O sucesso de um projeto de compensação conforme a proposição das regulações atuais depende principalmente de três parâmetros: de uma boa Insolação; de um preço do CapEx favorável e de uma boa Tarifa. Enquanto o Preço de um projeto de M2GSD nas condições de operação ainda é muito alto a alternativa positiva recai sobre desenvolver o projeto nas localidades que associam uma Insolação acima de 18% de Fator de Capacidade e Tarifas acima de R\$ 450,00/MWh. Portanto, na Tabela 6 acima, nove localidades entre Sudeste e nordeste, atendem esta condição.

Da mesma forma, voltando para a Tabela 7 abaixo verifica se que 21 Concessionárias (5 do Centro Oeste, 5 do Nordeste e 11 do Sudeste) localidades com Insolação acima de 18% de Fator de Capacidade e Tarifas já homologadas superiores a R\$ 450,00 / MWh também atendem àquela condição.

2.5.2. Tarifas das Concessionárias

Tabela 6 - Tarifas das concessionárias vigentes a partir de 2015/2016/2017

Distribuidora	DataVigencia	TE	TUSD	TarifaFinal	Regiao
Uhenpal	2016/05/22	277	300,43	577,38	S
Celpa	2016/08/07	232	328,82	560,51	N
ENF	2016/06/22	267	282,39	549,36	SE
Eflul	2016/08/29	251	289,84	540,61	S
AmE	2016/11/01	255	280,85	536,27	N
Forcel	2016/08/26	209	325,93	534,71	S
Light	2017/03/15	266	260,73	526,65	SE
Cemig-D	2016/05/28	247	278,49	525,85	SE
ETO	2016/07/04	223	297,76	520,75	CO
EFLJC	2016/08/29	239	279,00	518,00	S
Chesp	2016/11/22	210	307,53	517,78	CO
Sulgipe	2015/12/14	205	311,78	516,73	NE
Cooperaliança	2016/08/29	256	258,98	515,24	S
Ampla	2017/03/15	244	268,01	512,39	SE
EMG	2016/06/22	247	254,97	501,47	SE
EMT	2017/04/08	260	238,17	498,27	CO
Eletroacre	2016/11/30	220	277,74	497,82	N
Cemar	2016/08/28	209	287,27	496,41	NE
EMS	2017/04/08	244	248,58	492,09	CO
EEB	2016/10/05	254	233,52	487,17	SE
Hidropan	2016/07/22	201	282,13	483,50	S
Celpe	2017/04/29	233	247,69	480,36	NE
Cocel	2016/06/29	243	232,12	475,16	S
Coelce	2017/04/22	249	225,05	473,69	NE
CPFL Sul Paulista	2017/03/22	186	286,57	472,27	SE
CFLO	2016/06/29	224	245,79	469,67	S
ESE	2017/04/22	226	242,05	467,59	NE
CPFL Mococa	2017/03/22	193	274,43	467,10	SE
CPFL Santa Cruz	2017/03/22	236	231,35	466,99	SE
ELFSM	2016/08/22	217	244,23	461,23	SE
CPFL Leste Paulista	2017/03/22	199	262,18	461,09	SE
Ceron	2016/11/30	250	205,25	455,67	N
RGE Sul	2017/04/19	252	199,99	452,02	S
CEB-DIS	2016/10/22	264	187,99	451,69	CO

Fonte: Adaptado de ANEEL (2017)

3. Modelagem do Estudo

A modelagem do estudo vai retomar em dois momentos na sequência os temas indicados nos objetivos gerais deste trabalho: Dimensionamento da Usina Micro Geração Solar Distribuída – avaliação pelos Picos de Cargas e Condições Hídricas dos submercados Sudeste / Centro Oeste e Nordeste, avaliação da necessidade de gerações complementares.

3.1. Avaliação pelos Picos de Cargas do SIN (Potencial MW e MWh)

A curva de Carga da figura 8 abaixo mostra com precisão o perfil da carga do SIN detalhada de minuto a minuto para o dia 05 / 02 / 2014. Nela observa-se claramente dois picos de carga: um grande, Pico Diurno, no período de 08:00 às 19:00 horas, período indicado nesse estudo para avaliação da inserção da energia solar fotovoltaica distribuída e O Pico Noturno, tradicional, um pico menor que se estende de 19:00 às 23:00 e reflete para as regiões Sudeste / Centro Oeste / Sul carga de sobre geração “MW” resultante em grande parte pela intensa utilização dos chuveiros elétricos.

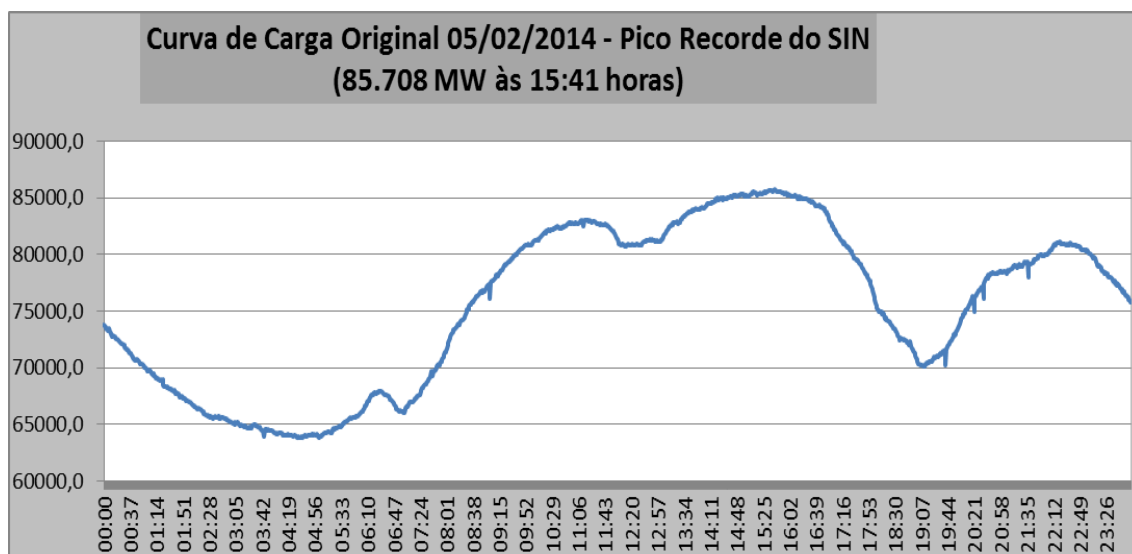


Figura 8 - Curva de Carga Instantânea do dia 05/02/2014

Fonte: ONS (2014)

3.1.1. Diferentes Estações Diferentes Picos

No sentido de dimensionar esta representação, veja na figura 9 “cargas e demandas ano 2014”, o percentual da carga dos picos mencionados acima será dimensionado com base em três momentos diferentes, no ano de 2014: no verão mês de fevereiro maior pico máximo de 2014, no

inverno mês de julho menor pico máximo mensal de 2014 e mês de outubro maior pico máximo ocorrido na primavera.

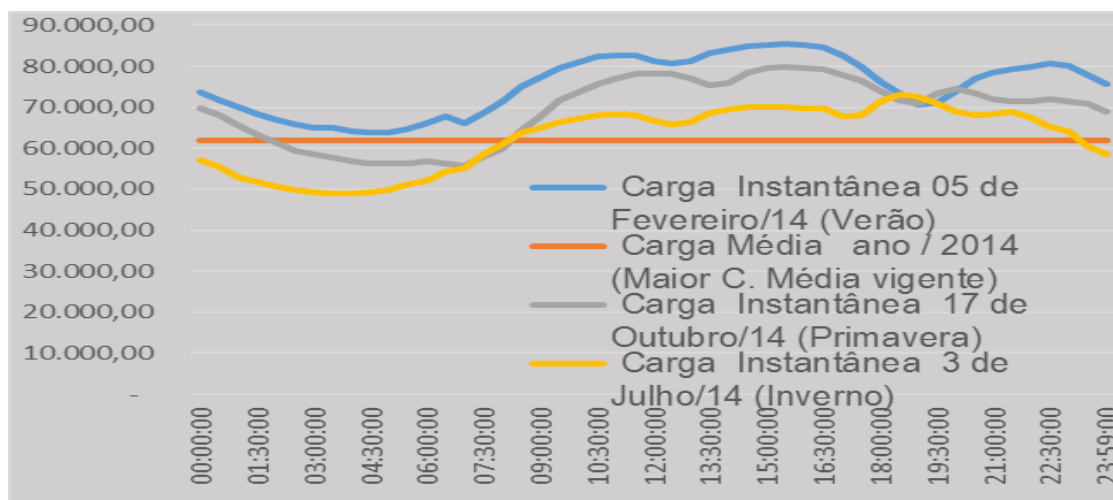


Figura 9 - Gráfico do Autor– cargas e demandas ano 2014

Fonte: ONS (2014)

Percebe-se, olhando na figura 9 tendo como referência o valor da Carga Média de 2014 “61.788,00 MW”, que a redução de Pico Diurno (dimensão da Usina Solar proposta) no verão, linha azul, em um primeiro instante pode não ser uma boa ideia. A iniciativa induzirá no inverno uma intensa rampa a partir do encerramento da luz solar à tarde. Posto isto, nesse trabalho será proposto 03 Etapas:

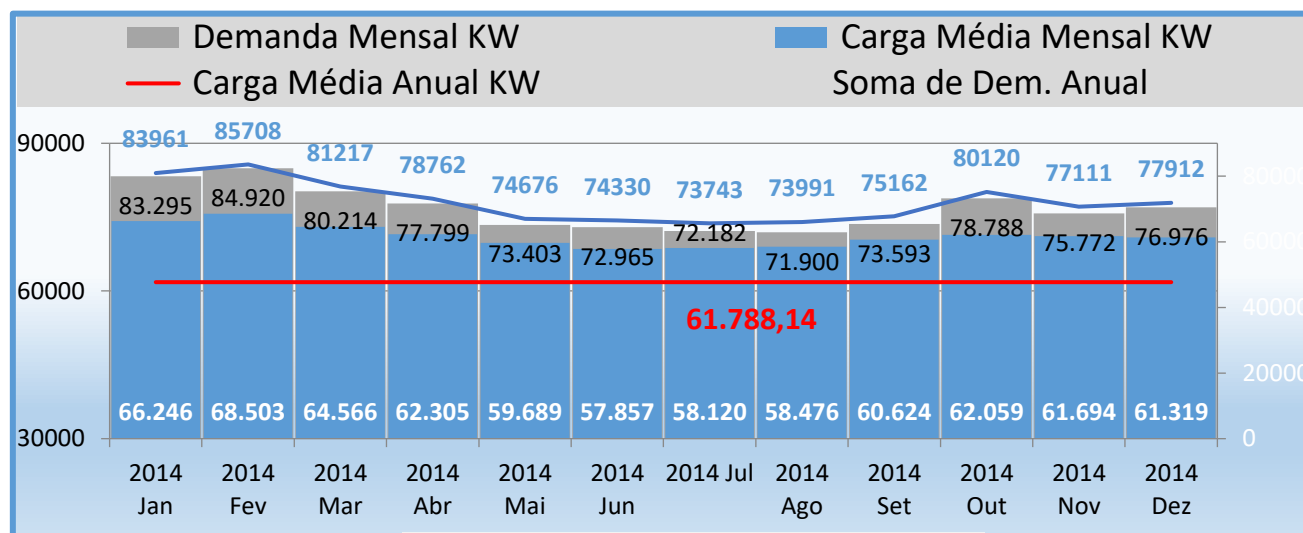


Figura 10 – Perfil dos picos ano 2014

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

A proposição de uma 1ª Etapa em escala menor vai permitir o conhecimento operacional prévio que contribuirá para um aprendizado de comportamento do sistema e amadurecimento da tecnologia propiciando um crescimento mais seguro da aplicação desta modalidade de negócio.

3.1.2. O efeito denominado de Curva do Pato

A figura 11 mostra uma intensa rampa de crescimento de carga ao longo de 05 horas de 13h00min às 18h00min que deverá ser analisada na medida em que gerações elétricas intermitentes, aqui no caso se fala da Geração Solar Distribuída, forem acrescentadas. Assim, a proposta de MGSD 3ª Etapa com um relevante valor localizado em oito horas do dia (período de 8:00 às 18:00 horas) propiciará ao final do dia com encerramento da fonte geradora o fenômeno denominado por alguns cientistas americanos de “Curva do Pato”.

Nos meses de verão e em vários meses de outono e primavera a curva instantânea no período citado aqui no gráfico, representada em azul, tem valores bem superiores, são estes os períodos dos Picos Diurnos de Carga, o que não ocorre nos meses mais frios do inverno como mostra a figura 11 abaixo. Portanto à medida que as Etapas de geração solar forem acontecendo, (no gráfico está representado em alaranjado a proposta da 3ª Etapa) este fenômeno vai se intensificando e por isso então a proposta de promover de forma gradual e até mesmo limitante a prática de geração intermitente distribuída com o perfil da MGSD geração FVCR – foto voltaica conectada à rede.

No momento vale apenas observar que com o desenvolvimento da tecnologia de armazenamento tudo isso terá uma nova dimensão e deverá propiciar novos tempos para a geração solar não só no Brasil, mas, em qualquer lugar do planeta.

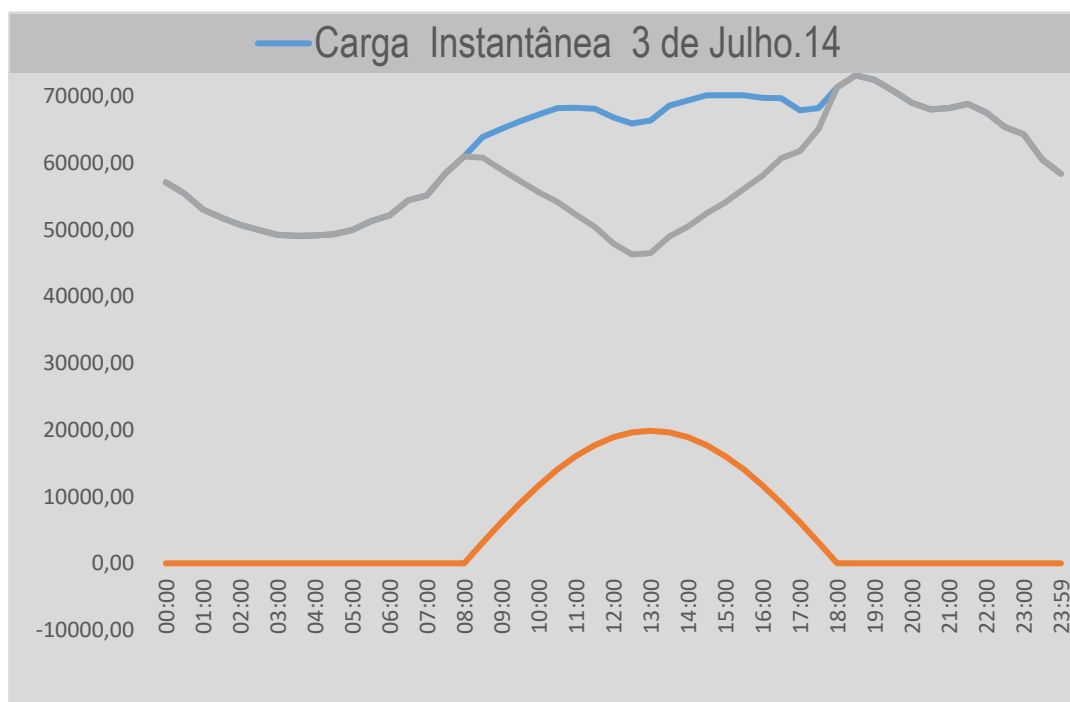


Figura 11 – Rampa de 13:00 às 18:00 (26.631,4 MW)

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

3.2. Cálculo da Usina Solar Equivalente

3.2.1. Considerações Matemáticas do cálculo

O dimensionamento da Usina Solar Equivalente está apoiado em algumas considerações conforme listado a seguir: Período solar considerado – 08:00 às 18:00 ; FICS – Fator de Integração da Curva Solar e Valor do MWp médio (Diferença entre Pico Máximo do dia – Carga Média do ano) média desta diferença ao longo do mês calculado.

O período de 8:00 às 18:00 na prática sofre deslocamentos em função da região, que tem maior ou menor aproximação da Linha do Equador e da Estação do ano.

Ao calcular a área sobre o gráfico da geração solar pode-se fazer de uma maneira bem simples, no caso, considerando a progressão do aproveitamento solar que vai de zero pela manhã ao máximo por volta de 12:00 às 13:00 e retorno a zero no fim da tarde. (Neste caso está considerado zero para: 8:00 e 18:00).

O FICS – Fator de Integração da Curva Solar também será bem simples se se considerar uma progressão linear formada por um Triângulo isósceles: base 10 horas; altura MWp proposta.

FICS para cálculo utilizando o Triângulo Isósceles: Energia anual (MWh) = MWp * 10 horas * 0,5 * 365 dias – aqui FICS = $10 * 0,5 = 5,0$

É possível que se obtenha uma aproximação melhor se for analisado a curva de desempenho da geração solar associada ao seno de $\pi / 2$ para o MWp e o período de 2π radianos para o transcorrer das 10 horas.

FICS para o uso da função periódica seno: $MW [\theta(t)] = MWp * \text{seno} [2\pi / 20 * (t-8)]$

No cálculo da Energia anual (Energia anual (MWh) = $MWp * \int_8^{18} \text{seno} (0,31416t - 2,5133) dt$

* 365 dias) o valor que integra a função de $\text{seno}(t).dt$ no período de 8:00 às 18:00 é que determina o FICS - Fator de Integração da Curva Solar (aqui FICS = 6,2836).

Não é preciso se prender nestes detalhes, pois, o objetivo do estudo é oferecer uma indicação de Micro Geração Solar Distribuída que venha preencher de forma adequada e sem exagero o objetivo de redução do Pico Diurno de carga e dividir com a Geração Térmica a necessidade de complementar a lacuna deixada pela ENA – Energia Natural Afluenta que ultimamente tem sido deficitária nas regiões Sudeste /Centro Oeste e Nordeste.

A seguir é encaminhado o cálculo das três Etapas seguindo o seguinte critério: toma-se, ao longo do mês base para o cálculo, a média das diferenças entre Pico Máximo de cada dia útil e multiplica pelo FICS – Fator de integração da curva solar (nestes cálculos foi usado o FICS

senoidal – 6,2836) encontrando a energia do Pico Médio diário e então multiplica-se por 365 dias para determinar o valor da energia daquela Etapa relativa nesse estudo ao ano de 2014.

3.2.2. Cálculo da Usina Equivalente 1ª Etapa

Tabela 7 - Energia referente à média dos picos de julho

Dia	Dia Útil	Pico Máx. de Carga (Jul/14)	Carga Média 2014	Pico Diário(MW)	MWh Diário do Pico
01/jul	TER	72.158	61.788	10.370	65.161
02/jul	QUA	73.411	61.788	11.623	73.034
03/jul	QUI	73.743	61.788	11.955	75.120
04/jul	SEX	67.364	61.788	5.576	35.037
07/jul	SEG	72.210	61.788	10.422	65.488
08/jul	TER	67.538	61.788	5.750	36.131
09/jul	QUA	70.132	61.788	8.344	52.430
10/jul	QUI	72.297	61.788	10.509	66.034
11/jul	SEX	71.600	61.788	9.812	61.655
14/jul	SEG	71.077	61.788	9.289	58.368
15/jul	TER	72.026	61.788	10.238	64.331
16/jul	QUA	72.512	61.788	10.724	67.385
17/jul	QUI	72.625	61.788	10.837	68.095
18/jul	SEX	72.393	61.788	10.605	66.638
21/jul	SEG	71.971	61.788	10.183	63.986
22/jul	TER	72.811	61.788	11.023	69.264
23/jul	QUA	72.926	61.788	11.138	69.987
24/jul	QUI	72.795	61.788	11.007	69.164
25/jul	SEX	72.267	61.788	10.479	65.846
28/jul	SEG	71.481	61.788	9.693	60.907
29/jul	TER	71.671	61.788	9.883	62.101
30/jul	QUA	72.281	61.788	10.493	65.934
31/jul	QUI	72.315	61.788	10.527	66.147
Média		71.809	61.788	10.021	62.967
1ª Etapa	Média dos MWh diários		x nº de dias do ano		MWh anual
	62.967		365		22.983.004,64

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

O nível de consumo de energia para os meses do inverno aqui representado por julho são relativamente os menores do ano (Média dos Picos Máximos de carga de julho – **71808,87 MW** – sendo média de outubro 75.087,57 MW e média de fevereiro 81.640,00 MW). A utilização deste referencial para o cálculo da Usina de Micro Geração Solar Equivalente “1ª Etapa” é, portanto, o mais indicado. A coluna “5” traz o pico diário para os dias úteis de Julho (Pico Máximo de Carga “col.3” – “Carga Média 2014 ‘col.4’). Por fim a col.”6” registra a energia diária “os MWh diários” de cada dia útil do mês fazendo Pico Diário (MW) “col.5” x FICS (6,2836).

Finalmente nas duas linhas destacadas é efetuado o cálculo da proposta de GSD – Geração Solar Distribuída para a 1ª Etapa sugerida, ou seja, Média dos MWh diários x nº de dias do ano. Portanto, Energia Solar para redução de Pico Diurno da 1ª Etapa = 22.983.004,64 MWh (4,25% de 541.262.880 MWh).

3.2.3. Cálculo da Usina Equivalente 2ª Etapa

O nível de consumo de energia para os meses temperados do ano aqui representados por outubro são relativamente os intermediários (Média dos Picos Máx.de carga de julho – 71808,87 MW – sendo média de outubro **75.087,57 MW** e média de fevereiro 81.640,00 MW). A utilização deste referencial para o cálculo da Usina de Micro Ger. Solar Equivalente “2ª Etapa” é, portanto, o mais indicado. A coluna “5” traz o pico diário para os dias úteis de outubro (Pico Máx.de Carga “col.3” – “Carga Média 2014 ‘col.4”). Por fim a col.”6” registra a energia diária “os MWh diários” de cada dia útil do mês fazendo Pico Diário (MW) “col.5” x FICS (6,2836).

Tabela 8 - Energia referente à média dos picos de outubro

Dia	Dia Útil	Pico Máx. de Carga (Out/14)	Carga Média 2014	Pico Diário(MW)	MWh Diário do Pico
01/out	QUA	75.588	61.788	13.800	86.714
02/out	QUI	72.364	61.788	10.576	66.455
03/out	SEX	70.615	61.788	8.827	55.465
06/out	SEG	70.833	61.788	9.045	56.835
07/out	TER	72.043	61.788	10.255	64.438
08/out	QUA	73.173	61.788	11.385	71.539
09/out	QUI	74.983	61.788	13.195	82.912
10/out	SEX	76.696	61.788	14.908	93.676
13/out	SEG	77.954	61.788	16.166	101.581
14/out	TER	78.915	61.788	17.127	107.619
15/out	QUA	78.677	61.788	16.889	106.124
16/out	QUI	79.132	61.788	17.344	108.983
17/out	SEX	80.120	61.788	18.332	115.191
20/out	SEG	73.165	61.788	11.377	71.489
21/out	TER	73.151	61.788	11.363	71.401
22/out	QUA	72.387	61.788	10.599	66.600
23/out	QUI	73.799	61.788	12.011	75.472
24/out	SEX	75.154	61.788	13.366	83.987
27/out	SEG	73.244	61.788	11.456	71.985
28/out	TER	74.552	61.788	12.764	80.204
29/out	QUA	76.545	61.788	14.757	92.727
30/out	QUI	77.172	61.788	15.384	96.667
31/out	SEX	76.752	61.788	14.964	94.028
Média		75.088	61.788	13.300	83.569
2ª Etapa	Média dos MWh diários x		nº de dias do ano		MWh anual
	83.569		365		30.502.739,02

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

Finalmente nas duas linhas destacadas é efetuado o cálculo da proposta de GSD – Geração Solar Distribuída para a 2ª Etapa sugerida, ou seja, Média dos MWh diários x nº de dias do ano. Portanto, Energia Solar para redução de Pico Diurno da 2ª Etapa = 30.502.739,02 MWh (5,64% de 541.262.880 MWh).

3.2.4. Cálculo da Usina Equivalente 3ª Etapa

O nível de consumo de energia para os meses quentes do verão aqui representados por fevereiro são os maiores do ano (Média dos Picos Máx.de carga de julho – 71808,87 MW – sendo média de outubro 75.087,57 MW e média de fevereiro **81.640,00 MW**). A utilização deste referencial para o cálculo da Usina de Micro Ger. Solar Equivalente “3ª Etapa” é, portanto, o mais indicado. A coluna “5” traz o pico diário para os dias úteis de fevereiro (Pico Máx.de Carga “col.3” – “Carga Média 2014 ‘col.4’). Por fim a col.”6” registra a energia diária “os MWh diários” de cada dia útil do mês fazendo Pico Diário (MW) “col.5” x FICS (6,2836).

Tabela 9 - Energia referente à média dos picos de fevereiro

Dia	Dia Útil	Pico Máx. de Carga (Fev/14)	Carga Média	Pico Diário(M	MWh Diário do Pico
03/fev	SEG	84.331	61.788	22.543	141.651
04/fev	TER	85.019	61.788	23.231	145.974
05/fev	QUA	85.708	61.788	23.920	150.304
06/fev	QUI	85.707	61.788	23.919	150.297
07/fev	SEX	85.367	61.788	23.579	148.161
10/fev	SEG	85.000	61.788	23.212	145.855
11/fev	TER	85.137	61.788	23.349	146.716
12/fev	QUA	84.031	61.788	22.243	139.766
13/fev	QUI	82.754	61.788	20.966	131.742
14/fev	SEX	80.256	61.788	18.468	116.046
17/fev	SEG	76.988	61.788	15.200	95.511
18/fev	TER	77.424	61.788	15.636	98.250
19/fev	QUA	77.518	61.788	15.730	98.841
20/fev	QUI	78.059	61.788	16.271	102.240
21/fev	SEX	80.033	61.788	18.245	114.644
24/fev	SEG	79.382	61.788	17.594	110.554
25/fev	TER	80.295	61.788	18.507	116.291
26/fev	QUA	81.414	61.788	19.626	123.322
27/fev	QUI	80.734	61.788	18.946	119.049
28/fev	SEX	77.643	61.788	15.855	99.626
Média		81.640	61.788	19.852	124.742
3ª Etapa	Média dos MWh diários x		nº de dias do ano		MWh anual
	124.742		365		45.530.839,93

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

Finalmente nas duas linhas destacadas é efetuado o cálculo da proposta de GSD – Geração Solar Distribuída para a 3ª Etapa sugerida, ou seja, Média dos MWh diários x nº de dias do ano. Portanto, Energia Solar para redução de Pico Diurno da 3ª Etapa = 45.530.839,93 MWh (8,41% de 541.262.880 MWh).

RESUMO:

Tabela 10 - Resumo das Etapas de MGSD proposta

Etapas	Energia	Percentual
1ª Etapa da Geração solar distribuída proposta	22.983.004,64 MWh	4,24%
2ª Etapa da Geração solar distribuída proposta	30.502.739,00 MWh	5,63%
3ª Etapa da Geração solar distribuída proposta	45.530.839,93 MWh	8,41%
Total de consumo de energia no ano 2014	541.262.880,00 MWh	100,0%

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

3.3. Avaliação pelas Condições Hídricas dos Submercados

No item 3.1 deste capítulo dimensionou-se o volume de energia médio de um Pico de Carga Diurno em momentos diferentes ao longo do ano 2014, agora neste item 3.2, foram avaliados os déficits de Energia Natural Afluente que estão ocorrendo ultimamente nas regiões do Sudeste /Centro Oeste e Nordeste que por consequência estão reduzindo os níveis de armazenamento e promovendo um uso intenso de Gerações Térmicas Fóssil.

3.3.1. Armazenamento hídrico da Região sudeste /centro oeste.

Tabela 11 - Armazenamento hídrico do Sudeste /Centro Oeste

MÊS	ARMAZENAMENTO PERCENTUAL DOS RESERVATÓRIOS SE/CO NOS ÚLTIMOS 9 ANOS								
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Jan	50,8%	66,2%	77,1%	63,1%	76,1%	37,5%	40,3%	16,8%	44,4%
Fev	65,7%	76,1%	78,1%	68,2%	80,0%	45,5%	34,6%	20,6%	50,9%
Mar	78,6%	80,8%	82,9%	83,0%	78,3%	54,1%	36,3%	28,5%	58,3%
Abr	82,3%	83,7%	82,1%	87,8%	75,9%	62,5%	38,8%	33,5%	57,6%
Mai	83,0%	82,3%	78,9%	87,9%	72,2%	62,9%	37,4%	36,0%	56,7%
Jun	79,7%	78,8%	73,3%	85,3%	71,9%	63,8%	36,3%	36,1%	56,0%
Jul	73,2%	76,2%	66,9%	80,7%	66,6%	60,8%	34,4%	37,4%	51,5%
Ago	66,4%	72,5%	58,5%	74,1%	57,3%	55,1%	30,3%	34,1%	46,0%
Set	58,0%	70,3%	49,3%	65,3%	47,8%	48,7%	25,3%	32,3%	40,1%
Out	52,0%	69,2%	43,0%	61,5%	37,0%	45,1%	18,7%	27,6%	34,8%
Nov	49,7%	67,6%	40,6%	57,1%	32,0%	41,6%	16,0%	27,5%	33,4%
Dez	55,9%	72,6%	44,7%	60,5%	28,9%	43,2%	19,4%	29,8%	33,7%
Média	66,27%	74,69%	64,60%	72,86%	60,33%	51,72%	30,64%	30,03%	46,95%
	Média global do período					55,34%			

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2017)

Na Tabela 12 acima verifica-se que o nível de armazenamento nos últimos 4 anos está basicamente abaixo da média (em vermelho) chegando a registrar em novembro de 2014 e janeiro de 2015 a marca de 16,0 % isto faz com que a necessidade de geração de energias complementares (Energia Térmica) chegue a 33.894.367,2 MWh no Nordeste e no Brasil a 22,83% do consumo anual de 2014 que equivale a 123.569.874,00 MWh.

3.3.2. Armazenamento hídrico da Região Nordeste.

Na Tabela 13 abaixo constata-se que o armazenamento dos reservatórios do Nordeste é ainda mais crítico, pois, além de registrar a partir do ano 2013 quase 100% dos percentuais de armazenamento abaixo da média (em vermelho) registrou 13% em novembro de 2014 e valores abaixo de 9% em outubro, novembro e dezembro de 2015, chegando ao mínimo de 4,7% em novembro de 2015. O ano de 2016 apresentou uma ligeira melhora, mas, no final deste, ainda esteve crítico registrando em dois meses do final do ano marcas próximas a 10%.

Tabela 12 - Armazenamento hídrico do Nordeste

MÊS	ARMAZENAMENTO PERCENTUAL DOS RESERVATÓRIOS do NE NOS ÚLTIMOS 9 ANOS								
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Jan	30,6%	62,9%	71,5%	60,0%	71,7%	32,9%	42,6%	16,4%	17,6%
Fev	48,3%	77,2%	67,7%	61,0%	85,1%	41,9%	42,1%	18,3%	31,8%
Mar	66,3%	85,3%	72,9%	75,9%	82,0%	42,9%	41,5%	23,5%	34,7%
Abr	81,9%	98,6%	77,1%	89,6%	78,9%	48,8%	43,6%	27,4%	33,1%
Mai	82,1%	98,0%	73,4%	90,0%	72,5%	48,5%	40,8%	27,0%	30,1%
Jun	78,6%	93,3%	70,0%	85,5%	66,3%	46,5%	36,6%	25,3%	27,0%
Jul	73,3%	84,9%	63,4%	79,6%	60,3%	41,4%	32,3%	22,5%	23,3%
Ago	64,4%	77,0%	56,0%	70,5%	52,0%	36,4%	27,3%	18,3%	19,2%
Set	55,1%	69,1%	48,2%	60,3%	42,6%	30,9%	21,9%	13,6%	14,8%
Out	43,7%	63,2%	40,0%	51,4%	33,9%	25,4%	15,7%	8,6%	10,9%
Nov	36,4%	61,7%	39,7%	46,2%	34,3%	22,2%	13,0%	4,7%	10,0%
Dez	44,6%	65,5%	45,2%	57,3%	32,2%	33,8%	17,7%	5,2%	16,5%
Média	58,76%	78,07%	60,42%	68,93%	59,32%	37,63%	31,27%	17,57%	22,41%
	Média global do período					48,26%			

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2017)

3.3.3. Percentual de Energia Complementar utilizado por térmicas no Nordeste

A tabela 14 abaixo mostra algumas peculiaridades: a geração hídrica do Nordeste foi de apenas 35,65% da carga média em 2014 e menor do que a geração térmica “40,43%”. O Nordeste para atender a demanda importou 14,56% equivalentes a 1.392,84 MWmed, ou seja, no período quente do verão estendendo até maio importou acima de 2100 MWmed (em vermelho). O Nordeste em 2014 gerou 40,43% de energia térmica que equivale a “3.869,22 MWmed x 24horas x 365 dias” = 33.894.352,60 MWh.

Tabela 13 - Percentual de Térmicas na Região Nordeste

NORDESTE - BALANÇO ENERGÉTICO ANO 2014 EM Mwmed										
Mês	ENA	CARGA		GER. HIDR	GER. TERM	GER. EOL.		Importa	GERAÇÃO	DEMANDA
Jan	11008	9707,01		3701,46	3506,00	487,9		2011,65	9707,01	11567,16
Fev	3972	9781,73		3455,32	3656,38	464,99		2205,04	9781,73	11609,82
Mar	3830	9711,9		3502,97	3556,64	409,46		2242,82	9711,89	11504,02
Abr	4712	9772,16		3478,1	3464,91	372,82		2456,33	9772,16	11583,97
Mai	3000	9526,03		3367,98	3622,73	403,85		2131,46	9526,02	11410,05
Jun	2038	9141,54		3285,2	3397,95	746,11		1712,28	9141,54	11023,01
Jul	1851	9207,4		3307,24	3610,32	1064,72		1225,12	9207,4	10711,9
Ago	1906	9219,88		3278,34	4334,37	1303,37		303,65	9219,73	10829,03
Set	1627	9590,7		3299,9	4161,71	1270,41		858,69	9590,71	11579,12
Out	1228	9707,05		3358,13	4298,89	1545,79		504,25	9707,06	11600,86
Nov	2250	9811,62		3375,19	4405,39	1307,24		723,8	9811,62	11793,12
Dez	6625	9654,53		3527,37	4415,33	1372,81		339,01	9654,52	11640,33
Média	3.670,58	9.569,30		3.411,43	3.869,22	895,79		1.392,84	9.569,28	11.404,37
	38,36%	100%		35,65%	40,43%	9,36%		14,56%		

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

O Nordeste visivelmente mais fragilizado do que o restante do país, quando se trata dos recursos hídricos, por sua vez, é bem abençoado pela qualidade energética solarimétrica. Nisto, permite proposta de geração solar distribuída dos telhados no mínimo compatíveis com seu potencial de tetos avaliados no próximo capítulo, ou seja, na faixa dos MWh propostos das três etapas uma geração de: 7,0 milhões a 15,0 milhões de MWh (chegaria a mais de 44% da geração térmica registrada em 2014).

3.3.4. Percentual de Energia Complementar utilizado por térmicas no SIN

A redução dos Picos Diurnos de carga requer que tenhamos uma proposta de Micro Geração Solar Distribuída atingindo na sua 3ª Etapa o montante de 45.530.839,93 MWh que representa 36,84% dos 123.569.910,50 MWh, veja Tabela 15 abaixo, gerados por Usinas Térmicas no ano de 2014.

Contudo, novamente vale apenas observar que com o desenvolvimento da tecnologia de armazenamento tudo isso terá uma nova dimensão e deverá propiciar novos tempos para a geração solar não só no Brasil, mas, em qualquer lugar do planeta.

Tabela 14 - Percentual de Térmicas no Sistema Interligado Nacional

SIN - BALANÇO ENERGÉTICO ANO 2014 EM MWmed									
Mês	ENA	CARGA	GER. HIDR	GER. TERM	GER. EOL.	NUCL	GERAÇÃO	DEMANDA	
Jan	61807	66246,36	53001,3	10681,42	599,29	1967,43	66249,44	83295,29	
Fev	44675	68502,95	52147,19	13769,88	612,74	1973,15	68502,96	84920,41	
Mar	67418	64565,84	47860,96	14258,68	541,82	1904,39	64565,85	80213,53	
Abr	62609	62305,21	46404,59	14018,12	518,34	1364,15	62305,20	77798,7	
Mai	47234	59688,54	42994,4	14301,72	513,83	1878,58	59688,53	73403,02	
Jun	73854	57856,97	41576,19	13422,93	925,4	1932,44	57856,96	72965,09	
Jul	39380	58120,07	41718,74	13913,75	1238,99	1248,6	58120,08	72182,47	
Ago	25940	58475,97	40562,88	15602,96	1464,89	845,85	58476,58	71900,27	
Set	31233	60623,95	42938,6	14133,68	1533,26	2018,41	60623,95	73592,73	
Out	34476	62058,6	43446,96	14784,35	1812,63	2014,65	62058,59	78787,89	
Nov	31758	61694,47	43077,66	15134,91	1540,11	1941,79	61694,47	75772,04	
Dez	53859	61318,74	42468,42	15251,45	1593,3	2005,57	61318,74	76975,84	
Média	47.853,58	61.788,14	44.849,82	14.106,15	1.074,55	1.757,92	61.788,45	76.817,27	
	77,45%	100%	72,59%	22,83%	1,74%	2,85%			
MWh		541.264.099,10		123.569.910,50					

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

Esta energia requerida para o objetivo estabelecido apresenta fatores favoráveis comuns, pois, combina as regiões de maior déficit de ENA / armazenamento minúsculo com um potencial solar acima da média brasileira e mundial. É possível que se tente fazer um planejamento de geração solar de “40% das propostas sugeridas” no Nordeste e se complete na região Sudeste com o restante do teto meta estabelecido.

4. Potencial de Telhados para MGSD (Micro Geração Solar Distribuída) no Brasil.

O capítulo anterior quantificou atendendo ao objetivo principal deste estudo o percentual físico, potencial de MW e de MWh, dos Picos Diurnos de Carga do SIN, que no presente estudo foi relativo ao ano de 2014. A seguir aparece para retomar a conclusão do capítulo 3 o resumo da proposta de planejamento obtido:

RESUMO:

Tabela 15 - retomando o resumo das Etapas de MGSD proposta (Tabela 11)

Etapas	Energia	Percentual
1ª Etapa da Geração solar distribuída proposta	22.983.004,64 MWh	4,24%
2ª Etapa da Geração solar distribuída proposta	30.502.739,00 MWh	5,63%
3ª Etapa da Geração solar distribuída proposta	45.530.839,93 MWh	8,41%
Total de consumo de energia no ano 2014	541.262.880,00 MWh	100,0%

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

Os números de unidades consumidoras por região como listado abaixo nesta tabela 17 é ponto de partida para a sequência deste estudo e será utilizado para a realização dos cálculos dos potenciais de telhados de cada região conforme se segue nos itens subsequentes.

Tabela 16 - Total de consumidores residenciais por regiões

Região	Residencial		Residencial Baixa - Renda		Residencial Baixa - Renda ÷ Residencial
	Unidades consumidoras	%	Unidades consumidoras	%	
Norte	4.037.306	5,86%	863.372	9,68%	21,38%
Nordeste	18.353.984	26,66%	4.974.987	55,79%	27,11%
Sudeste	31.368.342	45,57%	2.131.844	23,91%	6,80%
Sul	9.947.806	14,45%	580.164	6,51%	5,83%
Centro- Oeste	5.134.196	7,46%	366.811	4,11%	7,14%
Total	68.841.634	100,00%	8.917.178	100,00%	12,95%

Fonte: Adaptado de ANEEL (2016)

4.1. Potencial de unidades consumidoras de MGSD no Nordeste

A definição do potencial de unidades consumidoras da Região Nordeste, abaixo calculada, se faz no caso mediante duas considerações: 1ª- não utilizar para o cálculo “consumidores Residencial Baixa-Renda”; 2ª- estimar para o Nordeste o percentual de 55% das unidades constituídas de casas. Então se tem: Unidades Potenciais do NE = $(18.353.984 - 4.974.987) * 0,55 = 7.358.448$ (Unidades Consumidoras Potenciais).

4.2. Potencial de unidades consumidoras de MGSD no Centro Oeste

A definição do potencial de unidades consumidoras da Região Centro Oeste, abaixo calculada, se faz no caso mediante duas considerações: 1ª- não utilizar para o cálculo “consumidores Residencial Baixa-Renda”; 2ª- estimar para o Centro Oeste o percentual de 55% das unidades constituídas de casas. Então se tem: Unidades Potenciais do Centro Oeste = $(5.134.196 - 366.811) * 0,55 = 2.622.062$. (Unidades Consumidoras Potenciais).

4.3. Potencial de unidades consumidoras de MGSD no Sudeste

Para a Região Sudeste será considerado para o percentual de casas um valor menor, devido serem os condomínios verticais da região mais densos do que nas outras duas avaliadas. Portanto, a definição do potencial de unidades consumidoras da Região Sudeste se calcula no caso, fazendo duas considerações: 1ª- não considerar para o cálculo “consumidores Residencial Baixa-Renda”; 2ª- estimar para o Sudeste o percentual de 45% das unidades constituídas de casas. Então se tem: Unidades Potenciais do SE = $(31.368.342 - 2.131.844) * 0,45 = 13.156.424$ (Unidades Consumidoras Potenciais).

RESUMO:

Tabela 17 - Unidades Consumidoras Potenciais de sudeste/centro oeste e nordeste

Região	Nº de telhados	68.841.634 Unidades Consumidoras Residenciais
Nordeste	7.358.448	10,7% das Unidades Consumidoras Residenciais
Centro Oeste	2.622.062	3,8% das Unidades Consumidoras Residenciais
Sudeste	13.156.424	19,1% das Unidades Consumidoras Residenciais
Total	22.660.195	32,92% das Unidades Consumidoras Residenciais

Fonte: Elaboração própria com dados da ANNEL (2016)

Na avaliação de Unidades Consumidoras Potenciais não se considerou as Regiões Sul e Norte por estas de modo geral não apresentarem o mesmo potencial solar das avaliadas.

4.4. Telhados necessários para MGSD planejada

4.4.1. Características de um Consumidor Residencial Médio Teórico

No sentido de avaliar o percentual de telhados necessários será definido em primeiro instante um consumidor médio teórico com as premissas técnicas e comerciais a seguir: potência da usina – 3,45 KWp; 14 placas 265 Wp; consumo médio mensal 519,50 KWh; % percentual de geração/consumo 90%; Tarifa da Concessionária 0,457 R\$/ KWh e 6,80 R\$ / Wp. Esta definição é possível pelo fato de que não está se considerando consumidor Baixa-Renda e a abrangência deste resultado recairá numa pequena parcela das 22.660.195 Unidades Consumidoras Potenciais.

4.4.2. Total de telhados para alcançar a MGSD da 3ª Etapa planejada

Tendo como base a Usina Equivalente 3ª Etapa com sugestão de gerar o montante de (45.530.889,93 MWh/ano) que representa dividindo por 365 dias (124.742.,16 MWh/dia ou 124.742.160 KWh/dia), se obtêm, aplicando o FC- Fator de Capacidade de 18%, o valor de 22.453.588,80 KWp $(124.742.160 * 0,18)$.

A partir desse valor que representa o conjunto de todas as usinas, pode-se, dividindo 22.453.588,80 KWp por 3,45 KWp (Usina média teórica definida), encontrar o número de telhados necessários para alcançar a MGSD da 3ª Etapa planejada, ou seja, 6.508.286 telhados.

O resultado encontrado de 28,72% dos telhados avaliados vem justificar a abrangência comentada na definição do Consumidor Residencial Médio Teórico.

O índice de W / habitante ao se considerar a geração de 22.453.588,80 KWp estimando a população do Brasil de 206.000.000 habitantes (se fosse fazer esta conta hoje seria 108,99 W / habitante).

É interessante notar que a Oceania em 2013 tinha alcançado praticamente esse índice, ou seja, ela atingiu naquele ano a marca de 108,3 W / habitante ver a Figura 2 do capítulo 2. Observar também que a insolação de Brasil e de Oceania são bastantes semelhantes.

4.4.3. Proposta de MGSD em nº de telhados

Tabela 18 – Reprodução do resumo das Etapas avaliadas pelo capítulo 3

Etapas	Energia	Percentual
1ª Etapa da Geração solar distribuída proposta	22.983.004,64 MWh	4,24%
2ª Etapa da Geração solar distribuída proposta	30.502.739,00 MWh	5,63%
3ª Etapa da Geração solar distribuída proposta	45.530.839,93 MWh	8,41%
Total de consumo de energia no ano 2014	541.262.880,00 MWh	100,0%

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

Utilizando o Fator de proporcionalidade: $6.508.286 / 45.530.889,93 = 0,1429$ pode-se montar a Tabela 20 utilizando MWh planejado conforme Tabela 19 do início do capítulo acima reproduzida e 22.660.195 Telhados Potenciais como referência:

Tabela 19 - Planejamento da MGSD em números de Telhados

ETAPAS	Fator de Proporcionalidade	MWh planejado	Nº de telhados (%)
1ª ETAPA	0,1429	22.983.004,64	3.284.271 (14,49%)
2ª ETAPA	0,1429	30.502.739,00	4.358.841 (19,23%)
3ª ETAPA	0,1429	45.530.839,93	6.508.286 (28,72%)
Total	De telhados		22.660.195 (100%)

Fonte: Elaboração própria com dados do ONS (2014)

5. Estudo de aplicação de MGSD e análise dos resultados para Brasília e outras regiões

5.1. Principais Bases para o estudo

5.1.1. Projeto Real em operação – Brasília

Inicialmente a experiência do projeto abaixo, acompanhamento da micro geração solar “Residencial José De Sordi” da empresa “Smartly Engenharia” com potência instalada de “2,94 KWp” foi tomada como referência para o estudo hipotético que será abordado neste capítulo, os valores mensais de geração dos dois anos acompanhados pela empresa possibilitaram a verificação dos percentuais mensais da insolação de Brasília oriundos de pesquisas do SITE da PvSist com informações das coordenadas geográficas dos locais instalados.

No estudo que se segue foram utilizados para o endereço do consumidor os percentuais calculados conforme a Tabela 21 abaixo mesmo sabendo que as coordenadas geográficas são diferentes, entendendo que os valores solares de Brasília de modo geral deverão ser aproximados destes aqui calculados.

Tabela 20 – Projeto em operação Brasília DF (% mensais médios anos 2015/2016)

Mês	ano 2015	ano 2016	média	%
Jan	425	315	370	99,66%
fev	365	385	375	101,01%
Mar	318	375	346,5	93,33%
Abr	335	392	363,5	97,91%
Mai	346	383	364,5	98,18%
Jun	370	345	357,5	96,30%
Jul	375	392	383,5	103,30%
Ago	427	387	407	109,63%
Set	380	395	387,5	104,38%
Out	428	365	396,5	106,80%
Nov	347	300	323,5	87,14%
Dez	390	370	380	102,36%
Média	375,5	367	371,25	100,00%

5.1.2. Dados do Projeto e Premissas de análises

Aplicando os parâmetros de um cenário realista para Brasília, que estão inclusos nos Dados (Premissas) Tabela 22, FC – Fator de Capacidade “Valor 19,43% - **Análise 1,000**”; V. Tarifa da Concessionária (2017) “Valor R\$ 0,457 – **Análise 1,000**”; CapEx “Valor R\$ 6,69 / Wp – **Análise 1,000**”, percebe-se que a definição destes Parâmetros da coluna Análise é bastante relevante para o Projeto Casa do Lago Brasília como para todas as análises que virão para “Cenários, Região Nordeste e Região Sudeste / Centro Oeste”.

Ainda nos Dados (Premissas) é importante destacar que “Juros Nominais do Investimento” vão definir se a aquisição do projeto é Capital Próprio ou Financiamento. Se **Análise “1”** Capital Próprio “Juros Nominais do Investimento - Valor 4,5% e Juros Reais 0,00%”, se Análise “2”

Financiamento “Juros Nominais do Investimento – Valor 11% e Juros Reais 6,5% (Juros Nominais-Inflação)”. Neste projeto se considerou “1” Capital Próprio.

Tabela 21 - Dados (Premissas) e Análise

Dados (Premissas)	Valor	Análise
Juros Nominais do Investimento	11,0%	2
Juros Reais (Juros Nominais-Inflação)	6,50%	
Taxa de desconto	4,50%	
Prazo do Financ. Avaliado (meses)	120	
Inflação anual	4,5%	
Cons. Mensal Médio (KWh)	519,19	
FC - Fator de Capacidade	19,43%	1,00
% - Percentual de geração	80%	
V.Tarifa da Concessionária (2017)Res.	0,6215	1,360
Incentivo Tarifário	0%	
Reajuste Tarifário	4,5%	
Imposto Imbutido Equip.	41,8%	
Cota	1	
CapEx - R\$ / Wp	6,69	1,00

Tabela 22 - Tamanho do Projeto

Tamanho do Projeto	Valor	Unidade
Perc. % > Micro Ger.Permitida	4,25%	%
Consumo Fat. Mínimo	100,00	KWh
Capital Próprio (30%)	6.400,42	R\$
Tx. Cond. Extra (D15/(D13*5)	1280,08	R\$
Pot. da Usina Solar (KWp)	3,19	KWp
Valor do Projeto (R\$)	21.334,74	KWh
Ger. Mensal Média (KWh)	415,35	R\$
Tarifa Incentivada	0,6215	R\$
* Módulo	2,62	39,2%
* Inversor	1,00	14,9%
* BoS	1,83	27,4%
* Instalação	1,23	18,3%
CapEx - R\$ / Wp	6,69	100%
Tarifa Média	1,16	R\$ / KWh

A viabilidade “Financeira e de Compensação” tanto desse projeto como dos demais casos analisados “Cenários, Região NE, Região SE/CO utiliza exclusivamente como Interface os algoritmos de “**Análise**” da Tabela 22, outras premissas fixas (Taxa de desconto, prazo do Financiamento, Inflação anual, % - Percentual de geração e Reajuste Tarifário).

Ao informar o consumo médio mensal “neste caso – 519,19 KWh” os valores financeiros e operacionais “inclusive CapEx” da Tabela 23 ficam automaticamente vinculados. E nesse capítulo mantido isto e as premissas fixas anteriormente citadas, vale apenas se deter mais nos algoritmos

de Entrada (In Put), que serão daqui para frente sempre muito explorados. O consumo informado vincula Potência da Usina e sendo esta < do que 1,45 KW alterna o Consumo Fat. Mínimo de 100KWh para 30 KWh.

O próximo item 5.1.3. “Cenários de Referência” vem mostrar de forma bem clara esta proposta analítica deste capítulo englobando os quatro números de análise da Tabela 22 em azul claro.

5.1.3. Cenários de Referência

Para as análises realizadas nos estudos de Viabilidade Financeira e Atratividade da Compensação, esta última, uma abordagem direta e estritamente ligada às Resoluções da ANEEL 482/2012 e 687/2015, foi necessário estabelecer alguns cenários como se pode ver na Tabela 24.

Nesta tabela tem em “Projeto Casa do Lago” a referência inicial, algoritmo “1,00 / 1,00 / 1,00” considerado “Cenário BOM”. Para continuidade de “In Put” dos demais cenários é proposto os demais valores de entradas que vinculam os Parâmetros reais “CapEx, FC e Tarifa” sempre relativos à referência inicial. Exemplo: “Cenário Excelente” – “0,70 / 1,30 / 1,30”.

Tabela 23 - Cenários para análise de aplicação de três Parâmetros significativos (In Put)

Análise dos Cenários	Irradiação Solar	CapEx (R\$ / Wp)	FC	Tarifa (R\$ / KWh)	CapEx	FC	Tarifa
EXCELENTE	7,5 Hs	R\$ 4,68	25,26%	0,5941	0,70	1,30	1,30
ÓTIMO	7 Hs	R\$ 5,35	23,32%	0,5484	0,80	1,20	1,20
MUITO BOM	6,5 Hs	R\$ 6,02	21,37%	0,5027	0,90	1,10	1,10
BOM	6 Hs	R\$ 6,69	19,43%	0,457	1,00	1,00	1,00
REGULAR	5 Hs	R\$ 7,36	17,49%	0,4113	1,10	0,90	0,90
RUIM	4 Hs	R\$ 8,03	15,54%	0,3656	1,20	0,80	0,80
PÉSSIMO	-	R\$ 8,70	13,60%	0,3199	1,30	0,70	0,70
Brasília (Proj. Casa do Lago)		R\$ 6,69	19,43%	0,457	1,00	1,00	1,00

Ainda, comentando a Tabela 24, vale ressaltar que os parâmetros e os resultados da aplicação destes podem variar com localidade, políticas de regulação, políticas de preços e aprendizado da aplicação, não sendo, portanto, utopia, nenhum resultado expresso nos cenários analisados.

Tabela 24 – Resultados (Out Put) dos Parâmetros aplicados na Tabela 24

Análise dos Cenários	KWp	VPL(Js 0,0%) x 1000	Payback (Juros 0,0%)	TIR	Com GS / Sem GS	Últimos 12Anos	VPL/KWp	VPL(Js 6,5%)	Payback (Juros 6,5%)
EXCELENTE	2,45	54,72	3,00	24,5%	26,75%	19,72%	18	45,91	5,00
ÓTIMO	2,66	46,57	4,00	18,9%	29,19%	19,72%	14	35,66	8,00
MUITO BOM	2,90	37,89	6,00	14,4%	32,45%	19,72%	10	24,49	11,00
BOM (BSB)	3,19	28,50	8,00	10,7%	36,88%	19,72%	6	12,13	14,00
REGULAR	3,54	18,17	10,00	7,4%	43,06%	19,72%	3	-1,84	18,00
RUIM	3,99	6,55	15,00	4,4%	52,00%	19,72%	0	-18,00	23,00
PÉSSIMO	4,56	-6,91	19,00	1,6%	65,45%	19,72%	-3	-37,31	25,00
Brasília (Proj. Casa do Lago)	3,19	28,50	8,00	10,7%	36,88%	19,72%	6	12,13	14,00

Como produto dos “In Put” da Tabela 24, a Tabela 25 traz os “Out Put”, dados analisados de saída, que informam a Viabilidade Financeira e de Compensação de cada cenário, e ainda, foram rodados pelo programa Excel “VPL e Playback” nas duas condições de contratação “1” Capital Próprio “Juros reais 0,0%” e “2” projeto financiado “Juros reais 6,5%”. Pode-se visualizar que o pagamento de juros restringe muito a faixa de viabilidade do projeto de telhados analisados, basta compararem as partes destacadas em cinza os valores em um caso e no outro.

Na Figura 12, uma visualização gráfica dos cenários propostos acima deixa bem claro os efeitos de pagar ou não pagar juros, basta se concentrar nos Paybacks lado a lado, mas, também mostra que a Viabilidade da Compensação parece até interessante mesmo nos cenários “Péssimo e Ruim” onde Gastos Com Geração Solar / Gastos Sem Geração Solar são respectivamente “65,4% e 52,0%”.

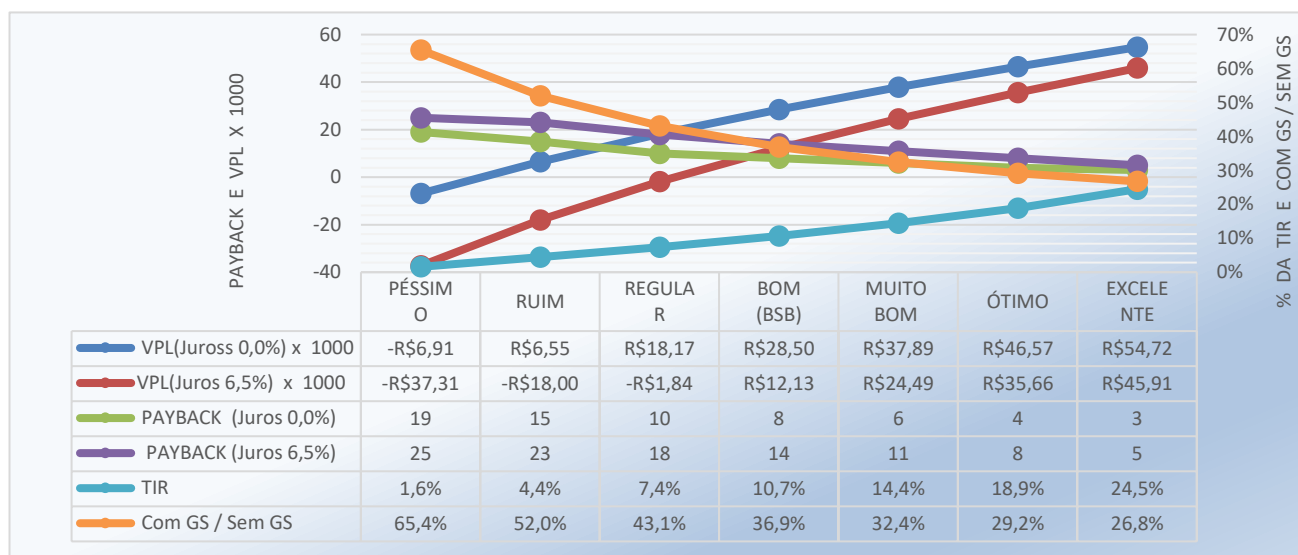


Figura 12 - Visualização Gráfica dos Cenários Referências

Fonte: Elaboração própria de aplicação do Excel

5.2. Sistema Fotovoltaico de uma Casa “Lago Sul BSB”

5.2.1. Identificação do Projeto e Definição da Usina Solar

Neste exemplo de Micro Geração Solar Distribuída foram analisadas as duas formas de abordagem, “Análise Financeira” e “Análise da Compensação” e assim ao dar entrada na Tabela 22 e 23 dos seguintes valores: **Análise “1”**; Juros Nominais do Investimento “4,5%” – Capital Próprio “Juros Reais 0,0%”, e “1,00 / 1,00 / 1,00, ou seja, FC – Fator de Capacidade “19,43%”; Tarifa da CEB 2017 “0,457 R\$ / KWh” e CapEx 6,69 R\$ / Wp).

Tabela 25 - Dados da usina proposta – Telhado de uma casa (Lago Sul Brasília)

Conta de energia CEB código 858532-6					Tarifa base ano 2016 R\$ 0,457				
Consumo (KWh)					Média Mensal (KWh)		Saldo	Pagtº à Distr.	Exper.
Mês	Ano 2013	Ano 2014	Ano 2015	Ano 2016	Consumo	Ger. Solar	G-F	KWh	Mensal
jan	558	557	631		582,00	413,95	-168,05	168,05	99,66%
fev	569	669	476		571,33	419,55	-151,79	151,79	101,01%
mar	756	552	440		582,67	387,66	-195,00	195,00	93,33%
abr	549	530	447		508,67	406,68	-101,99	101,99	97,91%
mai	548	477	499		508,00	407,80	-100,20	100,20	98,18%
jun	562	510	378		483,33	399,97	-83,36	100,00	96,30%
jul	556	442	424		474,00	429,06	-44,94	100,00	103,30%
ago	579	538	429		515,33	455,35	-59,98	100,00	109,63%
set	445	509	455		469,67	433,53	-36,13	100,00	104,38%
out	482	568	530		526,67	443,60	-83,07	100,00	106,80%
nov	571	506	510		529,00	361,93	-167,07	167,07	87,14%
dez	524	448	467		479,67	425,14	-54,53	100,00	102,36%
					6230,33	4984,22		100	
Média	558,3	525,5	473,8		519,19	415,35		123,67	
						80%		24%	
Geração mensal médio			415,35	KWh		Módulos (Wp)	265	Valor do Investimento	
Usina			3.189,05	Wp		12	Placas		
Preço do Wp			R\$ 6,69	R\$/Wp				R\$ 21.334,74	

Fonte: elaboração própria com dados de consumo - conta de energia CEB (anos 2013,2014,2015)

Após isto, informando o consumo mensal do Investidor “Conta de energia CEB código “858532-6” e os percentuais da experiência solar de geração “projeto residencial José de Sordi”, Tabela 21, restou definida a Usina conforme Tabela 26 “Dados da usina proposta – Telhado de uma casa (Lago Sul Brasília).”

A Usina solar objeto deste estudo de viabilidade conforme Tabela 26 é fundamentada pela Conta de energia CEB código 858532-6 e está dimensionada pela ferramenta Excel e pelos dados solares: “percentuais mensais” última coluna, consumo medido KWh médio Mensal “Média dos anos 2016/2014/2015 e geração solar mensal percentuais, obtidos no projeto residencial de

geração José De Sordi, anteriormente apresentado na Tabela 20, resultados da divisão de geração mensal / média mensal anual (371,25 KWh médios).

Ainda com relação à Usina Tabela 26, cabe alguns comentários referentes às colunas “Saldo e Pagamento à Distribuidora”: Coluna “Saldo” sem dificuldades faz-se “Saldo” = “Geração Solar – Consumo” já na coluna “Pagamento à Distribuidora” Dois detalhes devem ser observados: 1º - o número “100” valor importado da Tabela 23, dispositivo legal da regulação que define sobre faixa de Potência instalada e forma de atendimento “mono, bi ou trifásico” valores mínimos de Faturamento, sendo neste caso aqui de 100 KWh (nº 100 em destaque); 2º - preenchimento da coluna mediante uma função “SE” – se(valor do saldo < - 100;“-valor do saldo”; 100,00).

Por fim, todos os demais valores do resumo final, financeiros e operacionais da usina, são importados da célula mãe deste processo -Tabela 22 e 23 “Dados (Premissas) e Tamanho do Projeto” a seguir listados: Usina de micro geração solar distribuída (3,19 KWp); Consumo médio mensal (519,19 KWh); Geração média mensal (415,36 KWh); Módulos de placa solar de 265 Wp (12 unidades) e Valor do projeto (R\$ 21.334,93).

5.2.2. Abordagem de Viabilidades do Projeto

Para análise das duas abordagens, “Análise Financeira e Análise da Compensação” que se seguem, e outras análises que virão nesse capítulo foram consideradas como premissas: Capital Próprio (Juros reais 0,0%) por se tratar de um pequeno investimento; Taxa de desconto de 4,5% equiparada à Inflação; prazo do Financiamento de 120 meses; índice de perda de eficiência dos painéis solares de 0,65% ao ano e reajuste tarifário de 4,5% ao ano.

Outro critério também adotado aqui e nos demais estudos subsequentes se trata de aplicação de apenas 80% dos valores de consumo em Geração evitando assim que os créditos se avolumem dificultando a administração operacional contábil.

A)- Resumo “Análise Financeira / Análise da Compensação”

Tabela 26 - Resultado “Viabilidade Financeira / Compensação” modalidade – Capital Próprio

Base	Análise Financeira			Análise da Compensação	
ANO	FL. Cx. Anual	FL. Cx. Cumulativo	VPL do FCL	Sem Geração	Com Geração
0	-R\$21.334,74	-R\$21.334,74	-R\$21.334,74	0,00	6400,42
1	R\$2.266,63	-R\$19.068,12	R\$2.169,02	R\$3.600,19	2359,31
2	R\$2.360,85	-R\$16.707,27	R\$2.161,90	R\$3.762,20	2407,53
3	R\$2.459,01	-R\$14.248,26	R\$2.154,82	R\$3.931,50	2458,27
4	R\$2.561,28	-R\$11.686,98	R\$2.147,79	R\$4.108,41	2511,68
5	R\$2.667,84	-R\$9.019,14	R\$2.140,81	R\$4.293,29	2567,88
6	R\$2.778,85	-R\$6.240,28	R\$2.133,87	R\$4.486,49	2627,01
7	R\$2.894,47	-R\$3.345,81	R\$2.126,94	R\$4.688,38	2689,28
8	R\$3.012,39	-R\$333,42	R\$2.118,27	R\$4.899,36	2757,87
9	R\$3.134,28	R\$2.800,86	R\$2.109,07	R\$5.119,83	2831,19
10	R\$3.261,13	R\$6.062,00	R\$2.099,93	R\$5.350,22	2908,43
11	R\$3.393,15	R\$9.455,15	R\$2.090,86	R\$5.590,99	1491,90
12	R\$355,10	R\$9.810,25	R\$209,39	R\$5.842,58	7928,52
13	R\$3.673,54	R\$13.483,79	R\$2.072,87	R\$6.105,50	1667,92
14	R\$3.822,36	R\$17.306,15	R\$2.063,97	R\$6.380,24	1763,02
15	R\$3.977,25	R\$21.283,40	R\$2.055,13	R\$6.667,35	1863,16
16	R\$4.136,22	R\$25.419,63	R\$2.045,24	R\$6.967,38	1971,31
17	R\$4.301,31	R\$29.720,94	R\$2.035,28	R\$7.280,92	2085,60
18	R\$4.473,02	R\$34.193,96	R\$2.025,39	R\$7.608,56	2206,00
19	R\$4.649,93	R\$38.843,89	R\$2.014,82	R\$7.950,94	2334,90
20	R\$4.832,92	R\$43.676,81	R\$2.003,94	R\$8.308,74	2471,89
21	R\$5.023,14	R\$48.699,95	R\$1.993,12	R\$8.682,63	2616,25
22	R\$5.220,88	R\$53.920,83	R\$1.982,37	R\$9.073,35	2768,38
23	R\$5.423,57	R\$59.344,40	R\$1.970,65	R\$9.481,65	2932,16
24	R\$5.633,95	R\$64.978,34	R\$1.958,94	R\$9.908,32	3105,04
25	R\$5.852,50	R\$70.830,85	R\$1.947,31	R\$10.354,20	3287,27
	R\$70.830,85		R\$28.496,96	R\$160.443,23	R\$73.012,20
Forma de aquisição	TIR	Playback	VPL	C.GER /S.GER	U.12 Anos
Capital Próprio	13,1%	8	R\$28.497,24	45,5%	29,7%
Finan.(Juros reais - 6,5%)	7,4%	14	R\$12.128,39	48,6%	29,7%

Alterando “Juros Nominais do Investimento passando o algoritmo de “1” para “2” na ” Tabela 22 Juros Nominais do Investimento de “4,5% para 11%” passa esta condição de “Capital Próprio para Financiamento (Juros reais – 6,5%) e nova Tabela é gerada. Aqui não veio ao caso apresentá-la, porém, a visualização do resultado “segundo tópico da Forma de aquisição’ é interessante forma de comparação quando se faz um estudo analítico”.

Para efeito de dar um maior detalhe na sequência são apresentadas duas planilhas: a Financeira Tabela 28 e a de Compensação Tabela 29. O intuito deste trabalho dispensa maiores

explicações das planilhas seguintes por ser analítico o enfoque principal do trabalho, porém vale ressaltar que no ano 2029 “12º ano” é proposto a troca de Inversor “-R\$ 3.175,44”.

B) - Detalhes dos Fluxos de Caixas – Projeto Casa do Lago

Tabela 27 – Estudo da Viabilidade Financeira – Fluxo de Caixa Descontado

Base	Ano	Custo (R\$)	Economia Compensad	FL. Cx. Anual	FL. Cx. Cumulativo	VPL do FCL	VPL Cumulativo
0	2017	-R\$ 21.334,74	R\$0,00	-R\$ 21.334,74	-R\$ 21.334,74	-R\$ 21.334,74	-R\$ 21.334,74
1	2018	R\$ 0,00	R\$ 2.266,63	R\$ 2.266,63	-R\$ 19.068,12	R\$ 2.169,02	-R\$ 19.165,72
2	2019	R\$ 0,00	R\$ 2.360,85	R\$ 2.360,85	-R\$ 16.707,27	R\$ 2.161,90	-R\$ 17.003,83
3	2020	R\$ 0,00	R\$ 2.459,01	R\$ 2.459,01	-R\$ 14.248,26	R\$ 2.154,82	-R\$ 14.849,00
4	2021	R\$ 0,00	R\$ 2.561,28	R\$ 2.561,28	-R\$ 11.686,98	R\$ 2.147,79	-R\$ 12.701,21
5	2022	R\$ 0,00	R\$ 2.667,84	R\$ 2.667,84	-R\$ 9.019,14	R\$ 2.140,81	-R\$ 10.560,40
6	2023	R\$ 0,00	R\$ 2.778,85	R\$ 2.778,85	-R\$ 6.240,28	R\$ 2.133,87	-R\$ 8.426,53
7	2024	R\$ 0,00	R\$ 2.894,47	R\$ 2.894,47	-R\$ 3.345,81	R\$ 2.126,94	-R\$ 6.299,59
8	2025	R\$ 0,00	R\$ 3.012,39	R\$ 3.012,39	-R\$ 333,42	R\$ 2.118,27	-R\$ 4.181,32
9	2026	R\$ 0,00	R\$ 3.134,28	R\$ 3.134,28	R\$ 2.800,86	R\$ 2.109,07	-R\$ 2.072,25
10	2027	R\$ 0,00	R\$ 3.261,13	R\$ 3.261,13	R\$ 6.062,00	R\$ 2.099,93	R\$ 27,69
11	2028	R\$ 0,00	R\$ 3.393,15	R\$ 3.393,15	R\$ 9.455,15	R\$ 2.090,86	R\$ 2.118,54
12	2029	-R\$ 3.175,44	R\$ 355,10	R\$ 355,10	R\$ 9.810,25	R\$ 209,39	R\$ 2.327,93
13	2030	R\$ 0,00	R\$ 3.673,54	R\$ 3.673,54	R\$ 13.483,79	R\$ 2.072,87	R\$ 4.400,81
14	2031	R\$ 0,00	R\$ 3.822,36	R\$ 3.822,36	R\$ 17.306,15	R\$ 2.063,97	R\$ 6.464,78
15	2032	R\$ 0,00	R\$ 3.977,25	R\$ 3.977,25	R\$ 21.283,40	R\$ 2.055,13	R\$ 8.519,91
16	2033	R\$ 0,00	R\$ 4.136,22	R\$ 4.136,22	R\$ 25.419,63	R\$ 2.045,24	R\$ 10.565,14
17	2034	R\$ 0,00	R\$ 4.301,31	R\$ 4.301,31	R\$ 29.720,94	R\$ 2.035,28	R\$ 12.600,42
18	2035	R\$ 0,00	R\$ 4.473,02	R\$ 4.473,02	R\$ 34.193,96	R\$ 2.025,39	R\$ 14.625,81
19	2036	R\$ 0,00	R\$ 4.649,93	R\$ 4.649,93	R\$ 38.843,89	R\$ 2.014,82	R\$ 16.640,63
20	2037	R\$ 0,00	R\$ 4.832,92	R\$ 4.832,92	R\$ 43.676,81	R\$ 2.003,94	R\$ 18.644,57
21	2038	R\$ 0,00	R\$ 5.023,14	R\$ 5.023,14	R\$ 48.699,95	R\$ 1.993,12	R\$ 20.637,69
22	2039	R\$ 0,00	R\$ 5.220,88	R\$ 5.220,88	R\$ 53.920,83	R\$ 1.982,37	R\$ 22.620,06
23	2040	R\$ 0,00	R\$ 5.423,57	R\$ 5.423,57	R\$ 59.344,40	R\$ 1.970,65	R\$ 24.590,71
24	2041	R\$ 0,00	R\$ 5.633,95	R\$ 5.633,95	R\$ 64.978,34	R\$ 1.958,94	R\$ 26.549,65
25	2042	R\$ 0,00	R\$ 5.852,50	R\$ 5.852,50	R\$ 70.830,85	R\$ 1.947,31	R\$ 28.496,96
		-R\$ 24.510,19	R\$ 92.165,59	R\$ 70.831		R\$ 28.496,96	

O resultado financeiro desta Tabela 28 está de forma comparativa apresentado na Tabela 30 e é oportuno relembrar os dados e premissas que produziram os valores acima tanto os financeiros quanto os da energia produzida conforme a seguir: Geração solar média (415,35 KWh); reajuste anual da tarifa (4,5%); Tarifa da CEB Ano 2017 (R\$ 0,457 / KWh); Taxa de desconto (4,5%); FC- Fator de Capacidade solar (19,43%); Valor do CapEx (R\$ 6,69/Wp); Índice de perda de eficiência (0,65%) e Inflação anual (4,5%)

C) - Resultado pela abordagem da Compensação (Res. 482 / 687 da Aneel)

A Tabela 29 está mostrando os 30% de capital próprio capitalizado com M-5 a M-1, ou seja, a parcela de 30% do investimento reunida a partir de cinco meses de antecedência, prestações do Financiamento em até 120 meses e aqui neste caso é os 70% do Projeto sem Juros, pois se trata

Tabela 28 – Detalhes de aplicação da Compensação

financiamento	Prestação	Tarifa Reajustada	Energia Compensada	Valor da E. Compem.	Impostos	COTA Un - mensal
	Capitalização					
	M-5					R\$ 1.280,08
	M-4					R\$ 1.280,08
	M-3					R\$ 1.280,08
	M-2					R\$ 1.280,08
	M-1					R\$ 1.280,08
Mês	Prestação	Evol. Tarifa	Ener. KWh	V. Energia	Impostos	1 Cota mensal
1	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 168,04	R\$ 80,25	R\$ 17,29	R\$ 222,36
2	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 151,78	R\$ 72,49	R\$ 15,61	R\$ 212,92
3	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 195,00	R\$ 93,13	R\$ 20,06	R\$ 238,01
4	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 101,98	R\$ 48,70	R\$ 10,49	R\$ 184,02
5	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 100,20	R\$ 47,85	R\$ 10,31	R\$ 182,98
6	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 100,00	R\$ 47,76	R\$ 10,29	R\$ 182,87
7	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 100,00	R\$ 47,76	R\$ 10,29	R\$ 182,87
8	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 100,00	R\$ 47,76	R\$ 10,29	R\$ 182,87
9	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 100,00	R\$ 47,76	R\$ 10,29	R\$ 182,87
10	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 100,00	R\$ 47,76	R\$ 10,29	R\$ 182,87
11	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 167,07	R\$ 79,78	R\$ 17,19	R\$ 221,80
12	R\$ 124,83	R\$ 0,48	R\$ 100,00	R\$ 47,76	R\$ 10,29	R\$ 182,87
24	R\$ 124,83	R\$ 0,50	R\$ 100,00	R\$ 49,91	R\$ 10,75	R\$ 185,48
36	R\$ 124,83	R\$ 0,52	R\$ 100,00	R\$ 52,15	R\$ 11,23	R\$ 188,21
48	R\$ 124,83	R\$ 0,54	R\$ 100,00	R\$ 54,50	R\$ 11,74	R\$ 191,06
120	R\$ 124,83	R\$ 0,71	R\$ 100,00	R\$ 70,97	R\$ 15,29	R\$ 211,08
180	R\$ 0,00	R\$ 0,88	R\$ 100,00	R\$ 88,44	R\$ 19,05	R\$ 107,49
240	R\$ 0,00	R\$ 1,10	R\$ 104,06	R\$ 114,70	R\$ 24,71	R\$ 139,40
300	R\$ 0,00	R\$ 1,37	R\$ 116,11	R\$ 159,48	R\$ 34,35	R\$ 193,83
	R\$ 14.979,12	R\$ 0,85	42618,82	R\$ 37.256,68	R\$ 8.025,09	R\$ 69.836,76

de uso de “Capital Próprio” evolução da tarifa reajustada a cada ano e na última coluna unidade mensal de cota. A unidade mensal de cota só será necessária para aqueles projetos maiores (Ex. Condomínio Vertical) em que a participação se dará em função da necessidade do cotista.

Tabela 29 – Resultado das duas abordagens anteriores (Tabelas 28 e 29)

Viabilidade Financeira		Viabilidade da Compensação			
VPL	R\$ 28.496,96		Condomínio	Sem Ger. Solar	Com Ger. Solar
TIR	13,07%		Total	R\$ 160.443,23	R\$ 73.012,20
Pay-back	9		Primeiros 13 Anos	R\$ 61.778,95	R\$ 46.782,66
Payback simples	8		Últimos 12 Anos	R\$ 98.664,28	R\$ 29.404,99
					45,51%
					75,73%
					29,80%

O resultado analisado, Tabela 30, mostra lado a lado os dois tipos de abordagem sendo a compensação em princípio mais interessante, pois, sob a visão financeira o Payback de 9 anos é um pouco longo ao passo que pela Compensação pode-se pagar bem menos ao longo dos 25 anos do projeto, ou seja, R\$ pagos Com Geração/ R\$ pagos Sem Geração Fica em 45,51 % e nos últimos 12 anos de apenas “29,80%.

5.3. Análise “Excel” aplicada nas regiões de boa Insolação (NE e SE/CO)

5.3.1. Aplicação da ferramenta Excel nas Distribuidoras do Nordeste

Tendo como base, as horas solar média da região Nordeste conforme mapa de Isolação do Brasil, figura 7, as Tarifas homologadas pela ANEEL com datas de vigência mostrados na Tabela 7, ambas do capítulo 2, e Fatores de Capacidades equivalentes (Horas solar * 0,0324) montou-se a Tabela 31 abaixo.

Para dar entrada dos dados de cada uma das Concessionárias da Tabela 31 na ferramenta de análise “Excel” fez-se a razão de: CapEx (R\$/Wp); FC (%) e Tarifa (R\$/KWh) de cada distribuidora pelos respectivos valores do Projeto Casa do Lago (BSB): 6,69 (R\$/Wp); 19,43% e 457 (R\$/KWh).

Tabela 30 - Identificação da Empresa e Algoritmos de Entrada

IDENTIFICAÇÃO DA EMPRESA					DADOS DE ENTRADA (IN PUT)		
Distribuidora	Horas Solar	CapEx R\$ / Wp	FC	Tarifa (R\$ / KWh)	CapEx	FC	Tarifa
Sulgipe	7 Hs	6,69	22,66%	517	1	1,17	1,131
Cemar	7 Hs	6,69	22,66%	496	1	1,17	1,086
Celpe	7,5 Hs	6,69	24,28%	480	1	1,25	1,051
Coelce	7,5 Hs	6,69	24,28%	474	1	1,25	1,037
ESE	7 Hs	6,69	22,66%	468	1	1,17	1,023
Coelba	7,5 Hs	6,69	24,28%	443	1	1,25	0,968
Cepisa	7,5 Hs	6,69	24,28%	437	1	1,25	0,956
EPB	7,5 Hs	6,69	24,28%	435	1	1,25	0,952
Ceal	7 Hs	6,69	22,66%	428	1	1,17	0,937
EBO	7,5 Hs	6,69	24,28%	427	1	1,25	0,935
Cosern	7,5 Hs	6,69	24,28%	418	1	1,25	0,915

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL (2017)

O resultado verificado ao rodar o “Excel” deixa claro que o bom nível de irradiação solar do Nordeste indica o potencial da região para utilização da MGSD.

A regra continua sendo priorizar as localidades com “8 Horas solar”, ou seja, grandes extensões de áreas das empresas (CELPE, COELCE, COELBA, CEPISA, EPP e COSERN) possuem esse nível de irradiação média diária e associar a isto a utilização de Capital Próprio.

A observação da Tabela 33 mostra esse resultado esperado para a região. A comparação com o “Projeto Casa do Lago – BSB” reproduzido na Tabela 32 permite a afirmação de que todas as empresas em todos os itens analisados tiveram resultados melhores. O resultado da Cosern, mais próximo, porém, um pouco superior registrou “VPL de R\$ 28.610” contra “VPL de R\$ 28.497,24”, mesmo sendo a Tarifa da empresa (Cosern) quase 10% inferior à da CEB.

Tabela 31 – resultados do projeto casa do lago

Forma de aquisição	TIR	Playback	VPL	C.GER /S.GER
Capital Próprio	13,1%	8	R\$28.497,24	45,5%
Finan.(Juros reais - 6,5%)	7,4%	14	R\$12.128,39	48,6%

Tabela 32 - Resultados “Out Put” Financeiros e de Compensação (Região Nordeste)

IDENTIFICAÇÃO DA EMPRESA ANALISADA				RESULTADOS ANALISADOS DE SAÍDA (OUT PUT)				
Distribuidora	Tarifa HOMOL.	HORAS SOLAR	VPL (Juros 0,0%) x 1000	Payback (Juros 0,0%)	TIR	Com GS / Sem GS	Playback (Juros 6,5%)	VPL (Juros 6,5%) x 1000
Sulgipe	516,70	7 Hs	R\$ 38,59	6	17,13%	41,30%	11	R\$ 24,60
Cemar	496,40	7 Hs	R\$ 36,52	6	17,61%	40,91%	12	R\$ 22,53
Celpe	480,40	7,5 Hs	R\$ 35,72	6	17,01%	41,39%	11	R\$ 22,68
Coelce	473,70	7,5 Hs	R\$ 35,21	6	16,86%	41,52%	12	R\$ 21,96
ESE	467,60	7 Hs	R\$ 32,90	6	15,55%	42,71%	12	R\$ 19,07
Coelba	442,50	7,5 Hs	R\$ 31,48	6	15,76%	42,51%	12	R\$ 18,39
Cepisa	437,10	7,5 Hs	R\$ 30,86	6	15,57%	42,69%	12	R\$ 17,77
EPB	434,90	7,5 Hs	R\$ 30,66	6	15,51%	42,75%	12	R\$ 17,56
Ceal	428,00	7 Hs	R\$ 29,78	7	15,24%	43,01%	13	R\$ 16,68
EBO	427,10	7,5 Hs	R\$ 28,74	7	14,93%	43,33%	13	R\$ 15,65
Cosern	418,00	7,5 Hs	R\$ 28,61	7	14,33%	43,99%	13	R\$ 14,62

Ainda vale observar que, resultados Financeiros com pagamento de Juros são inviáveis com prazo de retorno “Payback” acima de 11 anos ao passo que a Compensação “Com Geração Solar / Sem Geração Solar” é pouco diferente da apresentada na Tabela que varia de 43,99% a 41,3%.

5.3.2. Aplicação da ferramenta Excel nas Distribuidoras do Sudeste/Centro Oeste

Aplicando os algoritmos de entrada das três primeiras e das três últimas distribuidoras da Tabela 34 procedendo de forma similar ao já comentado para a região Nordeste, percebe-se Tabela 35 que ocorreu uma extensão da faixa de resultados inferiores a partir do decréscimo das Tarifas associadas ao nível também menor da irradiação solar da região SE/CO. A continuidade operacional de análise para as demais distribuidoras não vem acrescentar muito, pois, os resultados apenas viriam intercalar com estes registrados mantendo-se na mesma faixa destes verificados.

Da mesma forma fica claro que projetos de MGSD tanto no Nordeste quanto nas regiões Sudeste/Centro Oeste estão mais indicados para a prática da “Compensação” ou para as localidades de boa irradiação quando executados com “Capital Próprio”.

Tabela 33 - Identificação da Empresa e Algoritmos de Entrada

Identificação da Empresa					Dados de Entrada (In Put)		
Distribuidora	Horas Solar	CapEx R\$ / Wp	FC	Tarifa (R\$ / KWh)	CapEx	FC	Tarifa
ENF	7	6,69	19,43%	549,36	1,00	1,00	1,20
Light	6	6,69	19,43%	526,65	1,00	1,00	1,15
Cemig-D	7	6,69	19,43%	525,85	1,00	1,00	1,15
ETO	6	6,69	19,43%	520,75	1,00	1,00	1,14
Chesp	6	6,69	19,43%	517,78	1,00	1,00	1,13
Ampla	6	6,69	19,43%	512,39	1,00	1,00	1,12
EMG	6	6,69	19,43%	501,47	1,00	1,00	1,10
EMT	6	6,69	19,43%	498,27	1,00	1,00	1,09
EMS	7	6,69	19,43%	492,09	1,00	1,00	1,08
EEB	6	6,69	19,43%	487,17	1,00	1,00	1,07
CPFL Sul Paulista	7	6,69	19,43%	472,27	1,00	1,00	1,03
CPFL Mococa	7	6,69	19,43%	467,10	1,00	1,00	1,02
CPFL Santa Cruz	6	6,69	19,43%	466,99	1,00	1,00	1,02
ELFSM	6	6,69	19,43%	461,23	1,00	1,00	1,01
CPFL Leste Paulista	6	6,69	19,43%	461,09	1,00	1,00	1,01
CEB-DIS	6	6,69	19,43%	457,00	1,00	1,00	1,00
Escelsa	6	6,69	19,43%	449,18	1,00	1,00	0,98
EDEVP	7	6,69	19,43%	444,71	1,00	1,00	0,97
Elektro	7	6,69	19,43%	442,38	1,00	1,00	0,97
Caná	6	6,69	19,43%	431,19	1,00	1,00	0,94
Celg-D	7	6,69	19,43%	420,15	1,00	1,00	0,92
CPFL Jaguari	6	6,69	19,43%	417,81	1,00	1,00	0,91
CNEE	7	6,69	19,43%	413,75	1,00	1,00	0,91
CPFL Piratininga	7	6,69	19,43%	405,61	1,00	1,00	0,89
CPFL Paulista	7	6,69	19,43%	404,17	1,00	1,00	0,88
Eletropaulo	7	6,69	19,43%	399,06	1,00	1,00	0,87
Bandeirante	7	6,69	19,43%	397,50	1,00	1,00	0,87
DMED	7	6,69	19,43%	357,89	1,00	1,00	0,78

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL (2017)

As análises executadas das concessionárias utilizam os parâmetros de entrada com referência ao projeto rodado na área da CEB-DIS que tem como “In Put” 1,00 / 1,00 / 1,00 que na Tabela 34 aparece com destaque em cor cinza.

Tabela 34 - Resultados “Out Put” Financeiros e de Compensação (Região SE/CO)

IDENTIFICAÇÃO DA EMPRESA ANALISADA				RESULTADOS ANALISADOS DE SAÍDA (OUT PUT)					
Distribuidora	Data Vigência	Tarifa Homol.	Horas Solar	VPL (Juros 0,0%) x 1000	Payback (Juros)	TIR	Com GS / Sem GS	Payback (Juros 6,5%)	VPL (Juros 6,5%) x 1000
ENF	22/06/2016	549,36	7	R\$42,25	6	18,1%	40,6%	10	R\$28,21
CEMIG	28/05/2016	525,85	7	R\$38,08	6	16,2%	42,1%	12	R\$22,97
LIGHT	15/03/2017	526,65	6	R\$36,36	7	15,0%	43,2%	13	R\$19,99
CEB-DIS	01/04/2017	457,00	6	R\$28,50	8	13,1%	45,5%	14	R\$12,13
ELETROP.	04/07/2016	399,06	7	R\$25,23	7	13,3%	45,2%	14	R\$11,20
BAND.	23/10/2016	397,50	7	R\$25,08	8	13,3%	45,3%	14	R\$11,04
DMED	22/11/2016	357,89	7	R\$20,58	8	11,9%	47,2%	15	R\$6,39

6. Conclusão

6.1. Principais Resultados e Considerações Finais

A natureza explica de forma simples a situação energética do país. Diante de recorrentes crises hídricas em que a nossa reserva técnica sofre devido a fatores diversos: posição política de não aprovação de usinas com reservatórios; repetidos anos de afluência hídrica natural escassa, o Brasil diferente da trajetória mundial expande a operação de Geração Térmica, energia altamente emissora de gás efeito estufa.

Nesse trabalho ficou demonstrado que além de Picos Diurnos de Carga, o baixo nível dos reservatórios nesses três últimos anos propiciou a necessidade de gerar em torno de 20% de energia complementar sendo mais de 22% em 2014.

Como já citado a natureza sábia dá ao Brasil um presente. Picos Diurnos de Carga significa calor, sol abundante, chuvas escassas e consequentemente privilegiado nível de insolação. É nesse contexto associado a um bom FC – fator de capacidade para os ambientes solares de quase todo país que esse estudo mediu o mínimo da necessidade energética que está impondo aos Técnicos e Políticos a indicação de propostas para solução dessa lacuna.

Ao utilizar 45% para contabilizar o potencial de telhados da região Sudeste chegou-se em um número mais conservador de 22.660.195 unidades, uma vez que em nota Técnica a EPE já havia definido em 55% o fator que elege a relação de casa / número de unidades consumidoras residenciais.

A boa condição de insolação da maior parte do território brasileiro não permite por si só que a MGSD venha acontecer da forma que se espera para responder aos valores de redução de Picos e de coparticipação da energia complementar que o sistema elétrico vem requerendo com as seguidas crises hídricas.

A tendência mundial de expansão da geração solar contribui para a progressiva redução do preço dos equipamentos e por consequência espera-se que a paridade tarifária possa atingir em breve uma abrangência de praticamente 100% do mercado nacional.

No universo de quase 60 milhões de consumidores residenciais, excluindo no caso o consumidor Baixa-Renda, o percentual para alavancar a proposta inicial (1ª Etapa – 22.983 GWh / ano) implica envolver nas regiões favoráveis mais de 2,9 milhões de casas, equivalentes a 13% dos telhados (4,87% dos consumidores residenciais). Diante desses números, olhando para o resultado da Alemanha que alcançou o montante de 28.060 GWh em 12 anos (de 2000 a 2012) não parece tão difícil, porém, a análise dos números do Brasil após Res ANEEL 482/2012 está bem aquém. É preciso aguardar um pouco mais para avaliar se as alterações da Res 482 por meio da Res ANEEL 687/2015 trará outra perspectiva.

Ao analisar o nível financeiro dos consumidores que possuem telhados verifica-se que 80% destes “NT EPE DEA 19/2014” consomem menos de 400 KWh por mês, portanto são pequenos consumidores e por ser assim a maioria destes podem aderir ao projeto de geração solar no telhado pela modalidade *Net metering* desde que o poder público possibilite linha de crédito longa (a partir de dez anos) taxas baixas (menores ou igual às taxas da habitação) e valores pequenos de empréstimos. Por outro lado, se considerar a viabilidade financeira dos consumidores pequenos (< 500 KWh por mês) com condições financeiras próprias nas localidades que tenham tarifas acima de R\$ 0,480 por KWh e um FC - Fator de Capacidade acima de 19,0%, esta é positiva tendo como resultado TIR acima de 20,0% com 8 anos ou menos de Payback.

6.2. Sugestões de Estudos Futuros

O Brasil não possui a cultura de utilização de energia solar tanto é assim que o aquecimento da água para uso doméstico e principalmente para banho substituindo os chuveiros elétricos não é praticada e isto produziu e ainda produz um grande Pico de Carga Noturno que até pouco tempo era “o Pico de Carga”. Portanto além de sugerir como estudo futuro “Aquecimento Solar da Água” seguem nos próximos itens outras sugestões de estudos futuros.

6.2.1. Cadastramento da potencialidade dos telhados existentes. (IBGE)

Uma previsão do potencial de telhados favoráveis para se obter uma eficiente geração solar não é tarefa possível com as informações atuais. Assim sendo uma proposta razoável para ser adotada de agora em diante é sugerir que órgãos oficiais de pesquisa (IBGE) procedam a realização de um cadastramento criterioso dos telhados existentes.

Um bom telhado precisa de alguns pré-requisitos para encaminhar com maior ou menor facilidade a predisposição do investidor em construir um projeto de geração solar. Portanto, a sugestão colocada para produzir esta ideia é que se faça por meio do IBGE uma pesquisa (Aplicativo) de classificação de todos os telhados existentes conforme orientação direcional, inclinação, sombreamento e disponibilidade de área.

6.2.2. Plano Diretor orientado para MGSD eficiente

Hoje muito se fala em projeto verde, no qual a arquitetura tem trabalhado vários conceitos nos seus trabalhos visando luz natural, boa ventilação, coleta de água pluvial e outros.

Portanto, outra sugestão tão importante quanto às citadas é a de se fazer nos novos projetos de edifícios, casas e condomínios o conceito de **pró-geração solar eficiente** que oriente a construção dos novos telhados com todos os pré-requisitos necessários para viabilização de um bom empreendimento de geração solar.

6.2.3. Fundo de Desenvolvimento da energia Solar

O conceito de compensação conforme regula o “*Net Metering*” não comporta incentivo através de uma maior tarifa que é a prática da tarifa FIT “*Feed IN Tariff*” tarifa prêmio. Portanto, outra sugestão é propor a criação de um fundo específico que permita no sistema atual de compensação custear o consumo mínimo de disponibilidade regulado e uma produção de 20% acima do consumo médio do investidor.

7. Referências Bibliográficas.

ONS - Operador Nacional do Sistema. Resultados da operação. Disponível em:

http://www.ons.org.br/resultados_operacao/SDRO/Diario/index.htm

ONS – Operador Nacional do Sistema. Dados de Geração de energia. Disponível em:

http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx

ONS – Operador Nacional do Sistema. Carga própria de energia. Disponível em:
http://www.ons.org.br/historico/carga_propria_de_energia.aspx

ONS – Operador Nacional do Sistema. Carga própria de demanda. Disponível em:
http://www.ons.org.br/historico/carga_propria_de_demanda.aspx

ONS – Operador Nacional do Sistema. Energia Natural Afluente – ENA. Disponível em:
http://www.ons.org.br/historico/energia_natural_afluente.aspx

ONS – Operador Nacional do Sistema. Energia armazenada do sistema. Disponível em:
http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx

Mello, Marcelo Braga Correa de. Avaliação de Projetos de Investimentos com Opções Reais: Cálculo do Valor da Opção de Espera de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2015. www.maxwell.vrac.puc-rio.br/25462/25462.PDF.

Landeira, Juan Lourenço Fandino. Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013. XVII, 135 p.: il.; 29,7 cm. Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2013.

EPIA - European Photovoltaic Industry Association. (2014). Global Market Outlook for Photovoltaics 2014 - 2018 ISBN: 978-90-82-22840-3. Disponível em:
<http://www.epia.org/news/publications/global-market-outlook-for-photovoltaics-2014-2018/>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Série Recursos Energéticos - Nota Técnica DEA 19/14 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, 2014.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 482. Brasília, 2012. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>; Acesso em 15/06/2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2014) - Cadernos Temáticos ANEEL. Micro e Mini geração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica - Brasília, 2014.

8. Apêndice

RESENHA

Política e Planejamento Energético

PROFESSOR: Leonardo Lima

ALUNO: Tarcisio Tadeu de Castro

1 – Introdução

Esse trabalho deverá apresentar a estrutura do Sistema Elétrico Brasileiro atual, mudanças no perfil de carga ao longo dos anos, existência de picos diurnos e o tradicional pico noturno de carga, dificuldades da crise hídrica refletida nos dados operacionais e necessidades de geração térmica para segurança sistêmico com reflexos imediatos nos custos da energia.

Após análises de situações reais através da utilização de dados operacionais do ONS – Operador Nacional do Sistema - gráficos e tabelas: ENA – Energia Natural Afluente; Geração Hídrica; Geração Térmica; Geração Eólica; Intercâmbio Regional de Energia; Carga Média Consumida; gráfico anual integrando: Carga média mensal; Demanda Média Mensal; Carga Média Anual e Picos Máx. De Demanda Mensal e com base nas curvas diárias de carga, da diversidade de estações e de temperaturas diversas, pode-se sugerir várias alternativas com a utilização de Geração Distribuída através de fonte solar para redução dos picos diurnos e noturnos de carga.

O crescente aumento da demanda de energia elétrica traz consigo a preocupação com questões ambientais exigindo a presença de políticas públicas para desenvolvimento de fontes de energia limpas. A adoção destas, permitirá através das novas tecnologias a inserção de alternativas energéticas (Geração Distribuída) e meios operacionais que poderão compensar ao longo de cada dia picos diurnos nos meses mais quentes, aquecimento de água para redução dos tradicionais picos noturnos e avanços da REI – Redes Elétricas Inteligente que vão permitir a aplicação do GLD – Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Nesse contexto, a implementação das medidas listadas acima e o incremento das Gerações Distribuídas possibilitará ter um sistema elétrico eficiente, confiável, evitar grandes investimentos com a construção de linhas e subestações de transmissão e o novo conceito de expansão da geração para o futuro crescimento do consumo do país.

O gráfico abaixo, figura 1, dados do ONS sobre o perfil de carga dos três últimos anos mostra de forma consistente que o MW médio dos meses ao longo dos anos é um pouco acima da carga média anual no período quente de verão “dez a abril”, relativamente abaixo no período frio /

temperado de “maio a setembro” e em torno da média durante a primavera. Ao analisar o Pico de Carga Diurno associado a esta relevante necessidade de geração de MW nos períodos quentes dos anos, pode-se avaliar também em relação ao Pico Máximo de fevereiro de 2014 “85.708 MW” e a Carga Média Anual 2014 “61.788,14” um potencial de “23.919,86 MW” de sobre geração. A diferença apresentada é uma excepcionalidade, porém indica que estudar uma política para reduzir Pico de Carga Diurno ao longo de todo ano deve ser considerada principalmente nos meses quentes do verão.

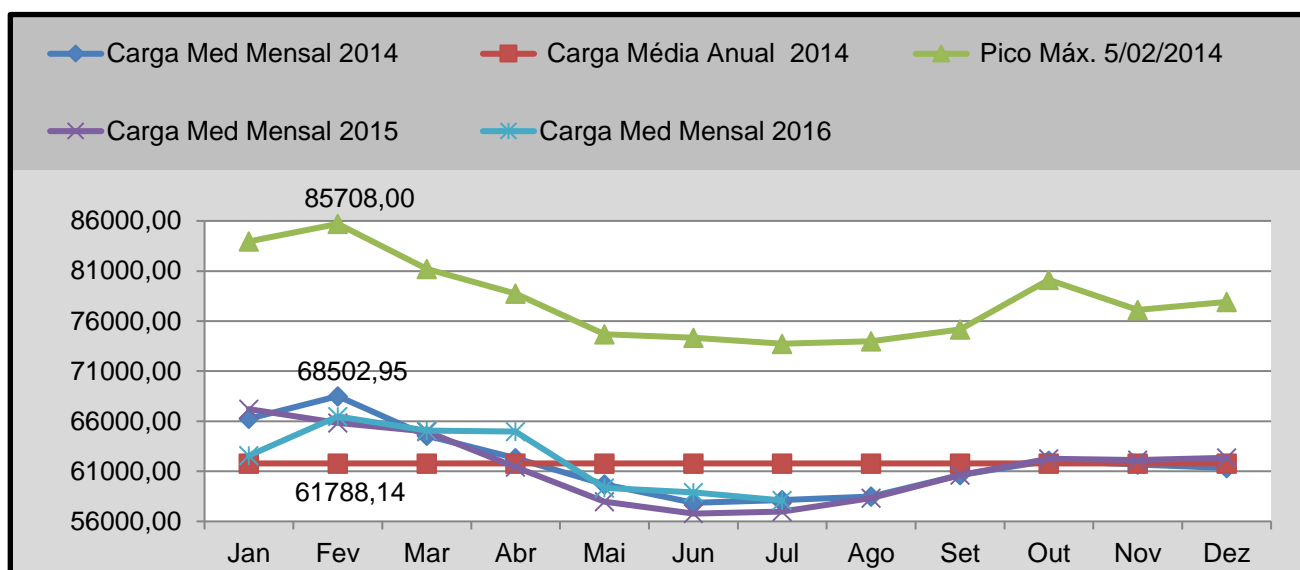


figura 1.1 – Dados do ONS – perfil da Carga 2014/2015/2016

A curva de Carga da figura 2 mostra com precisão o perfil da carga do SIN detalhada de minuto a minuto para o dia 05 / 02 / 2014. Nela fica bem caracterizado um grande Pico no período de 09:00 às 17:00 horas, horário de alta incidência solar e um Pico menor no período de 19:00 às 23:00 que reflete para as regiões Sudeste / Centro Oeste / Sul carga de sobre geração “MW” resultante da intensa utilização dos chuveiros elétricos.

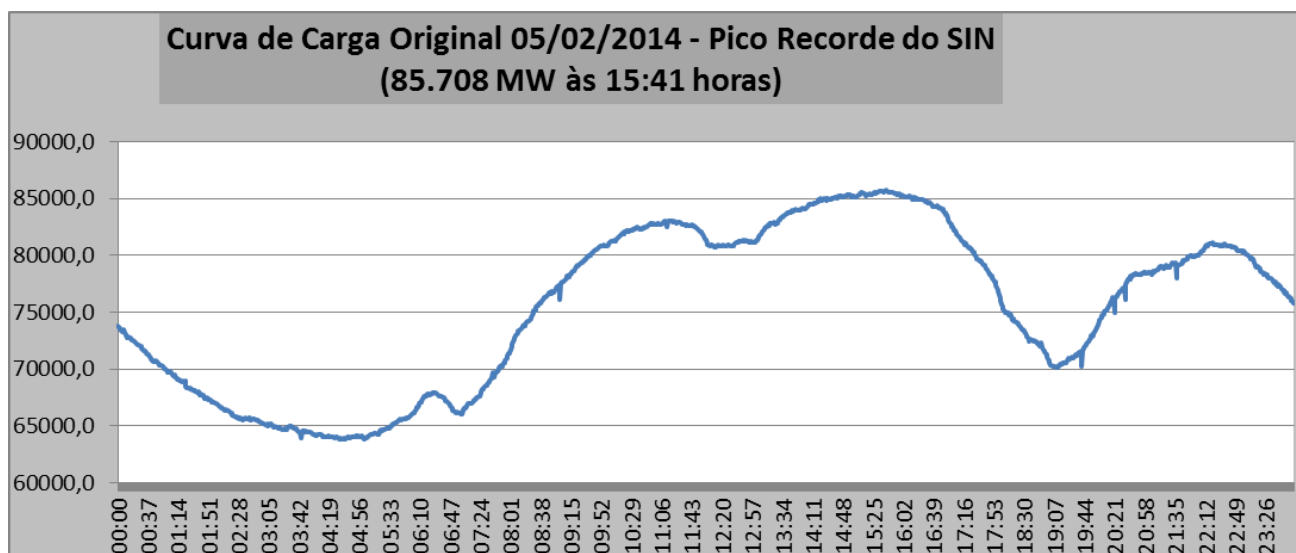


Figura 2 – Curva de Carga Instantânea – 05 / 02 /2014 Dados do ONS.

O estudo proposto nesse trabalho deverá com auxílio do ONS aprofundar nesta ferramenta gráfica para mostrar as regiões do Brasil e também as outras estações do ano. Isto dará uma ideia mais apropriada para se fazer políticas regionais melhores direcionadas para o perfil de cada localidade.

2 – Descrição do Problema / Questão

O Brasil dotado de privilegiado potencial de recursos naturais hidroelétricos se firmou na direção de construir um parque de Usinas Hidrelétricas de grande porte na maioria das vezes deslocadas dos centros de cargas. E desta forma foi necessário também construir longas Linhas de Transmissão para dar vazão às energias geradas até o local da sua utilização.

A necessidade de energia muito das vezes não coincidia com a ENA - Energia Natural Afluente da região e assim surgiu o conceito do SIN – Sistema Interligado Nacional que permitiu uma otimização dos recursos hídricos complementares tendo em vista a forte correlação positiva existente entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste nesta questão da hidrologia. Como consequência disso, a formação de grandes corredores de transmissão às vezes com dois ou mais circuitos, simples ou duplos, (veja o exemplo de Itaipu, UHE ligada a São Paulo através de três LT's de 750 KV alternados e dois circuitos \pm 600 KV em C.C), tiveram importante papel na interligação das várias regiões aliados aos altos valores de intercâmbios de energia. A seguir faz-se uma enumeração dos fatos ocorridos entre 2000 e 2016:

Ano 2001 – crise hídrica, dependência total das Usinas Hidrelétricas, limitada capacidade das Usinas Térmicas a fósfil, sem Usinas Eólicas provocando consequente racionamento de consumo no segundo semestre; (Dados do ONS)

Tabela 1- Dados do ONS- racionamento 2001/2002

Carga de Energia					Geração 2002					
	2000	2001	%	ENA 2001	Hidr.	Termica	T. Emerg	Nuclear	Total	Carga 2002
Jan	39762	42454	6,77%	57.566	31.748	2.520	6,92	1.704	35.979	36.484
Fev	41180	43751	6,24%	60.710	33.659	2.195	0,54	1.790	37.644	37.689
Mar	41008	44262	7,93%	52.664	36.589	2.455	0,18	863	39.907	39.953
Abr	40635	42887	5,54%	42.517	36.841	2.249	2,30	1.593	40.686	40.746
Mai	40720	40286	-1,06%	32.473	35.075	2.183	1,74	1.842	39.102	39.153
Jun	40562	34013	-16,15%	28.214	34.946	2.022	0,70	1.817	38.785	38.880
Jul	39972	32932	-17,61%	25.837	35.089	1.894	1,33	1.634	38.619	38.670
Ago	41085	33801	-17,73%	20.063	36.542	1.942	0,14	1.295	39.779	39.824
Set	41101	33884	-17,56%	20.885	35.952	1.962	0,88	1.607	39.523	39.563
Out	42562	34561	-18,80%	38.932	38.885	1.761	8,23	1.604	42.258	42.290
Nov	41867	35269	-15,76%	32.413	38.668	1.381	12,44	1.583	41.644	41.672
Dez	41581	34924	-16,01%	51.475	37.946	1.330	4,96	1.668	40.949	40.984
	38002,62	35002	-7,90%	38.646	35.995	1.991	3,36	1.583	39.573	39.659

Anos subsequentes – reestruturação do Setor Elétrico, criação do Pro-infra, surgimento de Pequenas Centrais Hidrelétricas, de Usinas Térmicas a bagaço de cana, crescimento do parque de Usinas Térmicas Convencionais, surgimento dos parques Eólicos;

Vale observar que o apagão em Nov./2009 não foi reflexo da condição hidrológica (68% MLT). Dados do ONS

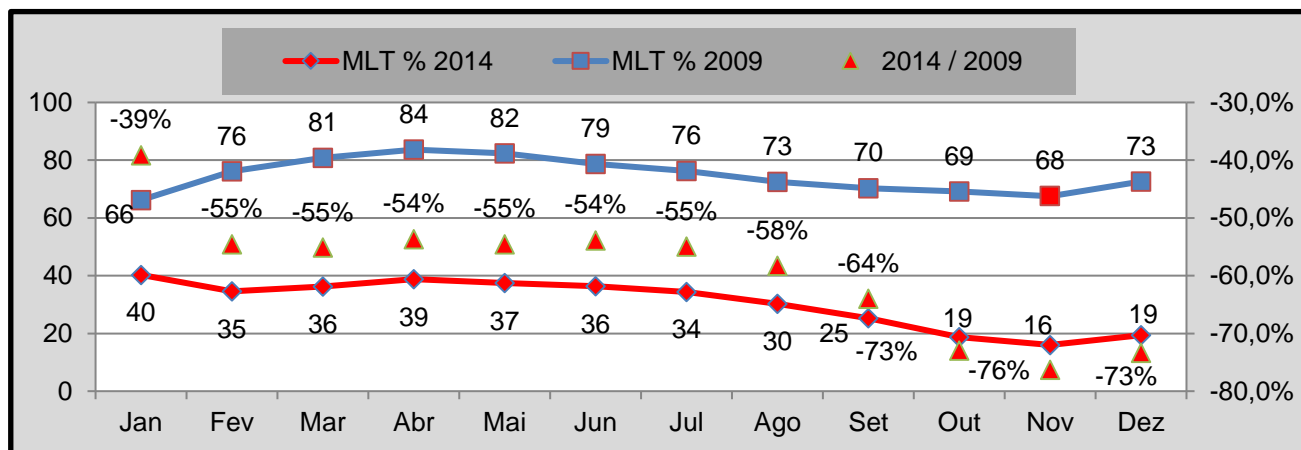


Figura 3 – Dados do ONS armazenamento do SIN 2009/2014

Ano 2014/2015 – crise hídrica principalmente no sudeste cujo reservatório chegou perto da marca de 2001, (ENA 2001/2014 – 20.000 MW médio/ 22.000 MW médio) provocando despacho de térmicas fora da ordem de mérito (Tabela 2) elevando o preço da energia gerada e sobre taxando as tarifas. (Dados do ONS)

Tabela 2 Dados do ONS geração térmica ano 2014

SIN - BALANÇO ENERGÉTICO ANO 2014									
Mês	ENA	CARGA	GER. HIDR	GER. TERM	GER. EOL.		NUCL	GERAÇÃO	DEMANDA
Jan	61807	66246,36	53001,3	10681,42	599,29		1967,43	66249,44	83295,29
Fev	44675	68502,95	52147,19	13769,88	612,74		1973,15	68502,96	84920,41
Mar	67418	64565,84	47860,96	14258,68	541,82		1904,39	64565,85	80213,53
Abr	62609	62305,21	46404,59	14018,12	518,34		1364,15	62305,20	77798,7
Mai	47234	59688,54	42994,4	14301,72	513,83		1878,58	59688,53	73403,02
Jun	73854	57856,97	41576,19	13422,93	925,4		1932,44	57856,96	72965,09
Jul	39380	58120,07	41718,74	13913,75	1238,99		1248,6	58120,08	72182,47
Ago	25940	58475,97	40562,88	15602,96	1464,89		845,85	58476,58	71900,27
Set	31233	60623,95	42938,6	14133,68	1533,26		2018,41	60623,95	73592,73
Out	34476	62058,6	43446,96	14784,35	1812,63		2014,65	62058,59	78787,89
Nov	31758	61694,47	43077,66	15134,91	1540,11		1941,79	61694,47	75772,04
Dez	53859	61318,74	42468,42	15251,45	1593,3		2005,57	61318,74	76975,84
	47853,58	61788,14	44849,82	14106,15	1074,55		1757,92	61788,45	76817,27
	77,45%		72,59%	22,83%	1,74%		2,85%		

Ao analisar os fatos ocorridos ao longo dos anos dois mil até o presente momento à luz da operação e monitoramento sistemático do ONS – Operador Nacional do Sistema chega-se ao indicativo de que o modelo brasileiro interligado sobreviveu bem, porém dá sinais de que é hora de evoluir e buscar em novas tecnologias aproveitamentos de alternativas das quais o Brasil possui em qualidade e abundância.

Quais alternativas Políticas e Operacionais serão incentivadas para reduzir os Picos de carga e contribuir para o fornecimento da energia elétrica do país com maior eficiência e confiabilidade?

3 – Opinião e Indicação de Soluções

Em todos os tempos o ano de 2014 apresentou a maior energia média anual, 61.788,14 MW médio e ainda sustenta o recorde fora do horário de Ponta registrado em 5/2/2014 às 15:41 (Dados do ONS).

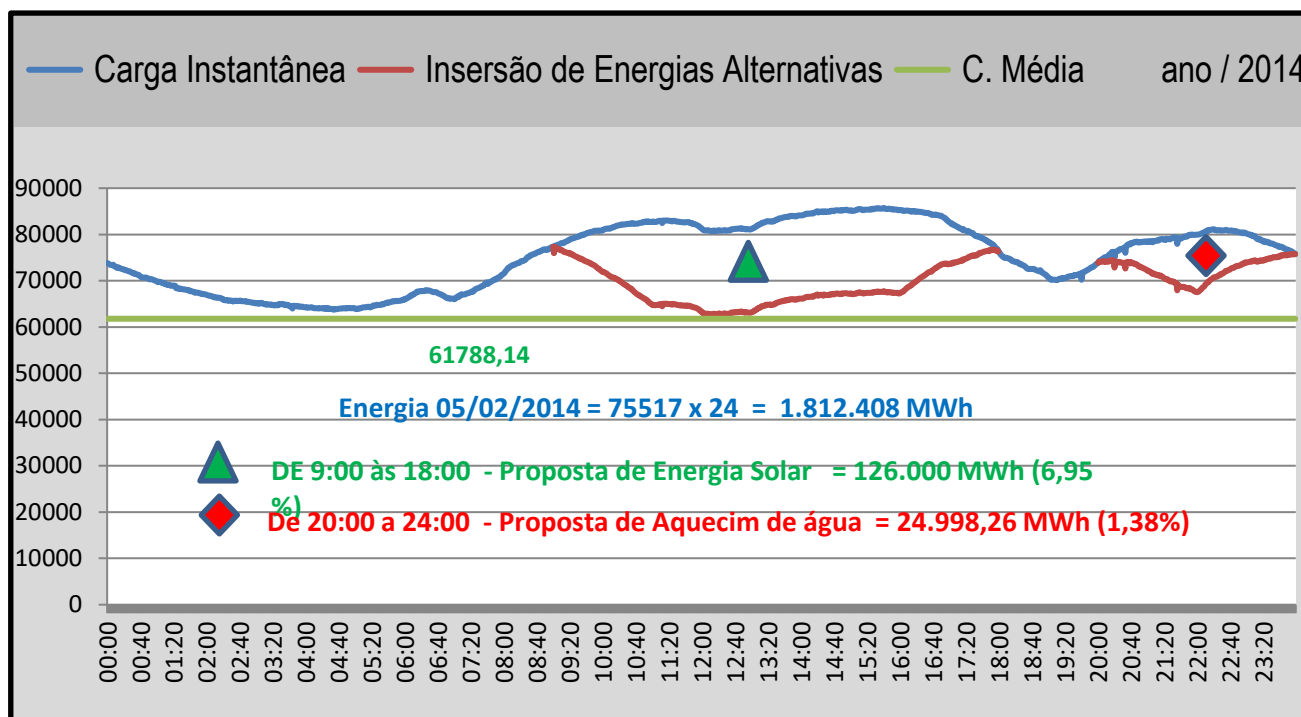


Figura 4 Dados do ONS curva de carga ano 2014 no dia 5/2/2014

3.1 Geração Solar

Fazendo referência ao perfil de carga apresentado acima e ao valor médio anual das energias solares geradas hoje no mundo (necessário fazer uma ref. “EPIA, 2016), pode-se propor uma solução não necessariamente maior do que 10% do consumo anual totalizado, para incentivar diversos seguimentos de Geração Fotovoltaica a serem avaliados:

Micro geração dos telhados do setor residencial horizontal – usar revisão bibliográfica, dados de resenha da ANEEL / EPE ou sugestões de cálculo para avaliar este potencial. Uma avaliação aproximada deste mercado em $\pm 20\%$ do consumo nacional dá uma ideia de facilidade para a proposta de 10%, porém os estudos de casos, fazendo referência a (LANDEIRA, 2012), só trazem um diagnóstico favorável à micro geração, se, além do sistema de geração líquida autorizado pela REN 482 da ANEEL, forem criadas Linhas de financiamento específicas e concedidos outros benefícios complementares.

Micro geração dos Condomínios Verticais – avaliar este potencial estimando a média de consumo das suas áreas comuns e o percentual de consumidores residenciais que formam esse mercado. Um mercado que deve representar 40% dos consumidores residenciais ($\pm 12\%$ do consumo nacional), mas restrito a sua área comum uma vez que tem um espaço reduzido para colocação de placas solares. Exemplo próprio: Teto bruto do edifício – 648,00 m²; aplicar arranjo técnico eficiente em 30% da área – 194,4 m²; rendimento médio solar de 1700 KWh / KWp / ano, com FC – Fator de Carga de 19,43%; 120 módulos de 245 Wp dispostos em 15 fileiras de 8

módulos em modo paisagem- 29,4 KWp; geração de aproximados 4.110,00 KWh mensais médios.(Conta de Energia junho/2016 da área comum – R\$ 3.333,03 – 5.106 KWh médios / mês)

Mini geração do Setor Comercial – avaliar nesse mercado os supermercados, os hotéis, hospitais, estádios e alimentadores elétricos comerciais com pico de carga (referência bibliográfica);

Mini geração dos Condomínios Residenciais Horizontais– Políticas de Project Finance para uma rápida integração deste Setor Habitacional Específico.

No desenvolvimento deste trabalho que acontece de novembro /2016 para 31/03/2017 algumas atualizações serão fundamentais, uma vez que preço dos equipamentos, valor das tarifas e a escolha do local com as melhores irradiações solares impactarão diretamente nos indicadores do resultado econômico. Nesse sentido, é oportuno observar o caso da CEB que no Estudo Brasil (LANDEIRO, 2013) praticava tarifa de R\$ 403,20 e agora em outubro/2016 pratica R\$ 562,76 / MWh – 40% maior “dados de minha conta”.

A aplicação de planilha Excel a exemplo daquele projeto orientado no curso de Professor Leonardo, possibilita propor um modelo econômico, através de algumas premissas, que sejam capazes de traduzir em números a viabilidade dos empreendimentos simulados. E assim conforme (LANDEIRA, 2013), “uma vez definidos os custos de implantação e dos componentes utilizados nas usinas, é possível através de um fluxo de caixa avaliar, através de recursos de matemática financeira, se a implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil é ou não atrativa”.

Em 2010 a energia Eólica não era atrativa, hoje é competitiva e tem sido fundamental no balanço energético da região Nordeste. Amanhã o Brasil vai voltar a crescer e a GD solar, que hoje não é tão favorável, terá um papel muito importante como energia complementar, permitindo manter os reservatórios em níveis mais prudentes nos momentos de crise hídricas.

3.2 Aquecimento de água

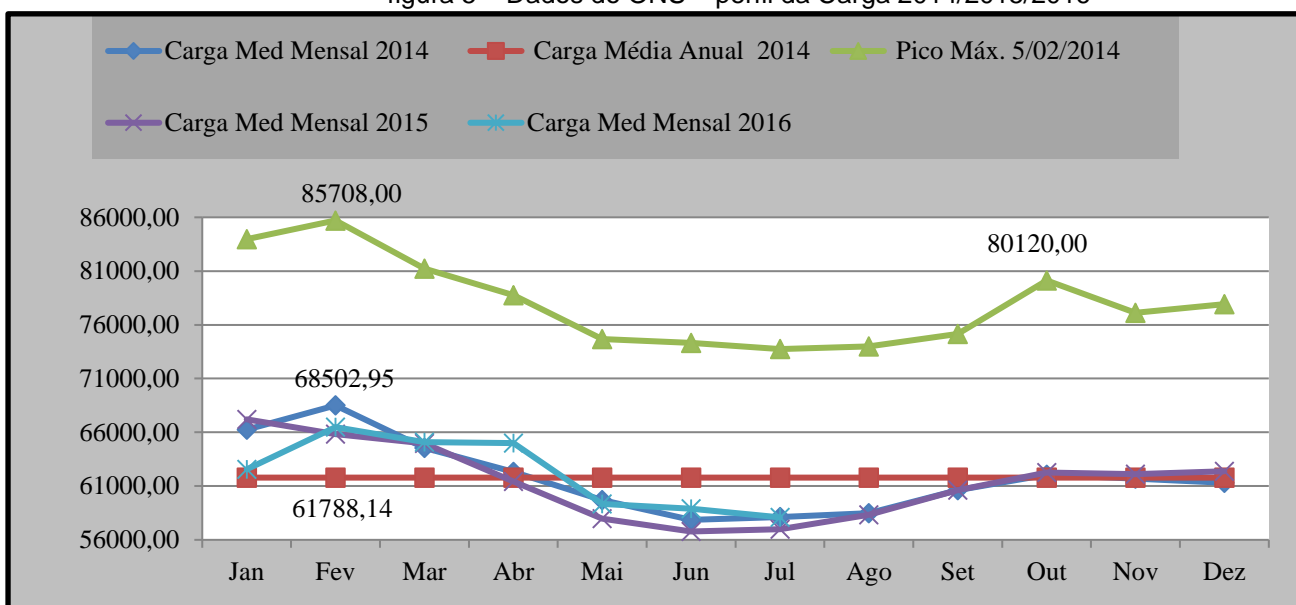
O tradicional pico de carga da noite ainda acontece devido à cultura brasileira de utilizar praticamente o chuveiro elétrico como opção do banho doméstico, porém a partir de 2010, Tabela 3, outro pico maior e mais prolongado vem assumindo os recordes de Demanda Instantânea. (Dados do ONS).

Tabela 3 Dados do ONS – demandas máximas Instantâneas ano 2010

DEMANDA MÁXIMA INSTANTÂNEA ANO 2010 - HORÁRIO DE PONTA E OUTROS HORÁRIOS - MW										
Subsistemas	Horário de Ponta					Valores Máximos Independente do seu horário de ocorrência				
	Dezembro	Até Dez	mês verif	Máx. Verf.	Mês	Em Dez.	Horário	Máx. Verif.	Horário	Mês
SIN	65.640	67.684	set	67684	set/10	69.131	14:49	70.954	14:44	fev/10
SE/CO	41.519	43.023	set	43023	set/10	43.162	14:33	44.190	14:44	fev/10
SUL	11.150	12.157	fev	12157	fev/10	12.677	14:52	13.483	14:33	fev/10
NE	10.057	10.269	out	10269	out/10	10.057	19:39	10.269	18:46	out/10
NO	4.339	4.440	out	4440	out/10	4.339	20:10	4.451	14:40	set/10

O pico da tarde já mencionado tem, como Políticas, as indicações oferecidas no item Geração Solar por meio de GD – Geração Distribuída. A abordagem das propostas para reduzir o Pico Noturno passa pela massificação do uso de medidores eletrônicos, política de preços para o horário de ponta associadas à políticas de aquecimento da água.

figura 5 – Dados do ONS – perfil da Carga 2014/2015/2016



A contextualização deste tema pode ser desenvolvida descrevendo vários enfoques aos quais passo a enumerá-los a seguir: Dimensionamento do seu tamanho, ou seja, fazer uma atualização dos valores divulgados por (ELETROSUL, 2007) ou mesmo calculá-los utilizando a curva de carga das regiões e seus respectivos usuários de chuveiro elétrico;

Atualizar dados da (ANEEL2007) referentes ao custo marginal de GTD – Geração Transmissão e Distribuição de energia elétrica para atendimento da demanda unitária de cada chuveiro elétrico;

Representação relativa de consumo – avaliar a relevância do consumo dos chuveiros na região Sul, Sudeste e Centro Oeste (são 90 % dos usuários de chuveiro elétrico no país) em relação ao consumo nacional de energia;

Bibliografia que apresente recente estudo da curva de carga do consumidor residencial enfatizando o expressivo valor do chuveiro tradicional consumidor do Pico Noturno de carga.

Tabela atualizada definindo o número de consumidores residenciais por região, base para cálculo do Pico de Carga Noturno demandados pelo chuveiro elétrico.

Os estudos experimentais realizados demonstraram que Sistemas Aquecimento de Água podem reduzir em média 70% da demanda dos chuveiros no horário de pico.

4 – Bibliografia

Geração Distribuída Foto Voltaica

LANDEIRA, J.L.F. Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil

INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE DA USP -
<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>

REIS, V.V.; VALVERDE, A.R.; MENDONÇA, R.R.S. Viabilidade econômica de um projeto de micro geração fotovoltaica residencial no ambiente de compensação de energia elétrica.

FGV – FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS ENERGIA - Energias renováveis complementares

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Série Recursos Energéticos - Nota Técnica DEA 19/14 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, 2014.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira

ABINEE; Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira; São Paulo; 2012.

ANEEL; Resolução Normativa No 482; Brasília; 2012; Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>; Acesso em 15/06/2013.

Avaliação de Projetos de Investimentos com Opções Reais: Cálculo do Valor da Opção de Espera de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede. <https://eadpos.iag.puc-rio.br/mod/resource/view.php?id=8890>

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2014).
<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/cadernotematicomicroeminigeracao.pdf>.

Aquecimento de água

DHARUMAN, C.; ARAKERI, J.H.; SRINIVASAN, K. Performance evaluation of an integrated solar water heater as an option for building energy conservation. *Energy and Buildings*, United Kingdom, v.38, n.3, p.214-219, 2006.

KULKARNI, G.N.; KEDARE, S.B.; BANDYOPADHYAY, S. Determination of design space and optimization of solar water heating systems. *Solar Energy*, Great Britain, v.81, n.10, p.958-968, 2007.

MADHLOPA, A.; MGAWI, R.; TAULO, J. Experimental study of temperature stratification in a integrated collector-storage solar water heater with two horizontal tanks. *Solar Energy*, Great Britain, v.80, n.8, p.989-1.002, 2006.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas de energia elétrica do Brasil. Brasília, DF, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/download.htm>>. Acesso em: 15 ago. 2011. [Links]

INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE DA USP - <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>

REIS, V.V.; VALVERDE, A.R.; MENDONÇA, R.R.S. Viabilidade econômica de um projeto de micro geração fotovoltaica residencial no ambiente de compensação de energia elétrica.

FGV – FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS ENERGIA - Energias renováveis complementares

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira

ABINEE; Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira; São Paulo; 2012.

ANEEL; Resolução Normativa No 482; Brasília; 2012; Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>; Acesso em 15/06/2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2014). <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/cadernotematicomicroeminigeracao.pdf>.

PORTAL SOLAR, Estimativa de custo de um SFCR. Disponível em <Http://www.portalsolar.com.br/calculo-solar>, acessado em 10/05/2015

<http://www.pee.ufrj.br/index.php/pt/producao-academica/dissertacoes-de-mestrado/2013-1/2013091801-2013091801/file>

End.