

## **XI-019 - GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM UNIDADES COMPESA SITUADAS NA REGIÃO METROPOLITANA DE RECIFE- ESTUDO DE VIABILIDADE**

**Milton Tavares de Melo Neto<sup>(1)</sup>**

Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE. Mestre em Engenharia Elétrica pela UFPE e Doutor em Engenharia Elétrica também pela UFPE. Especialista em Eficiência Energética da Companhia Pernambucana de Saneamento - COMPESA.

**Artur Carrazzone Nunes Artur<sup>(2)</sup>**

Engenheiro Civil pela Universidade Federal de Pernambuco - UFPE. Analista de Saneamento da Gerência de Estudos da Viabilidade da Companhia Pernambucana de Saneamento - COMPESA.

**Leonardo Nascimento de Oliveira<sup>(3)</sup>**

Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal do Vale do São Francisco - UNIVASF. Engenheiro Eletricista da Companhia Pernambucana de Saneamento - COMPESA.

**Luis Henrique Pereira da Silva<sup>(4)</sup>**

Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Pernambuco - UFPE. Mestre em Tecnologia da Energia pela Escola de Politécnica de Pernambuco - POLI/UPE. Coordenador de Eficiência Energética da COMPESA.

**Endereço<sup>(1)</sup>:** Av. Cruz Cabugá, 1387 - Santo Amaro - Recife – PE – CEP: Brasil – Tel: (81) 3412-9731 - e-mail: [miltontavares@compesa.com.br](mailto:miltontavares@compesa.com.br)

### **RESUMO**

No caminho da sustentabilidade e do uso consciente de seus produtos, a COMPESA segue avançando na busca pela excelência de seus resultados e pela contribuição constante para um planeta mais sustentável.

Um exemplo disto é o Estudo de Viabilidade sobre a autoprodução de energia fotovoltaica em algumas de suas unidades situadas na Região Metropolitana do Recife (RMR).

Esse trabalho detalha as motivações, oportunidades, aspectos das viabilidades técnica e econômica para geração distribuída de fonte solar fotovoltaica na RMR..

**PALAVRAS-CHAVE:** Geração Distribuída, Fotovoltaica, Energia Solar, Viabilidade, Região Metropolitana do Recife.

### **INTRODUÇÃO**

A busca pela universalização do abastecimento de água no estado de Pernambuco aliado a ocorrência de grandes períodos de estiagem ocorridos nos últimos anos, fez com que os investimentos em saneamento no estado buscassem solucionar esses problemas (1).

Ocorre que, devido às características geográficas e de povoamento do estado, as soluções dadas normalmente necessitam de grandes estações elevatórias (EE) que demandam grande quantidade de energia.

Hoje a Compesa consome cerca de 40 GWh por mês, equivalente a 4% da energia consumida no estado, fazendo com que sua fatura, mesmo com todos os descontos como o ICMS, gire em torno de R\$ 15 milhões mensais.

Considerando o consumo estabelecido, os estudos mostram que seria necessário um parque gerador (solar e eólico) com cerca de 150 MW de potência instalada a fim de suprir toda a energia da companhia.

Nesse contexto, tem-se buscado constantemente soluções que venham contribuir para diminuição da fatura de energia. Dentre as diversas medidas estudadas a geração distribuída se apresenta como uma opção interessante, em virtude da solidificação de sua cadeia, produtiva e comercial, no Brasil.

## GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A resolução 482/2012 e posteriores da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica introduz o conceito de geração distribuída (GD)(2)(3). Tais resoluções permitem que as unidades consumidoras possam ter sua geração própria e ainda trazer o mecanismo de compensação de energia.

De forma simples, o mecanismo permite que, ao final de um ciclo de medição (mês), faça-se um balanço entre a energia gerada e consumida. Caso haja um excedente de energia gerada na unidade, a mesma poderá ser utilizada para dedução da conta de energia de outras unidades que possuam o mesmo CNPJ. Ou seja, no que concerne a Compesa, poder-se-ia gerar energia em uma unidade e utilizar o excedente para diminuir a conta de energia de outras.

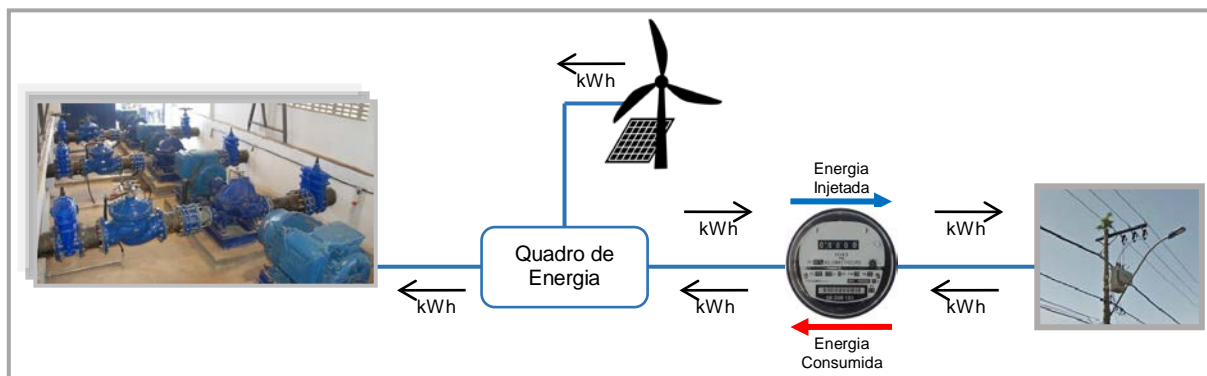


Figura 1: Esquema Simplificado de GD

## ASPECTOS PARA VIABILIDADE TÉCNICA

De forma simples, para a viabilidade técnica de um sistema fotovoltaico três aspectos precisam ser observados: Nível de Irradiação, Área disponível e Facilidade de conexão elétrica.

A irradiação pode ser conseguida através de softwares específicos ou mapas (4). No caso de Pernambuco, o Governo do Estado desenvolveu o mapa eólico solar (5), o qual cruza informações como irradiação e inclinação do terreno, a fim de estabelecer o potencial de irradiação no plano inclinado (plano da superfície do painel).

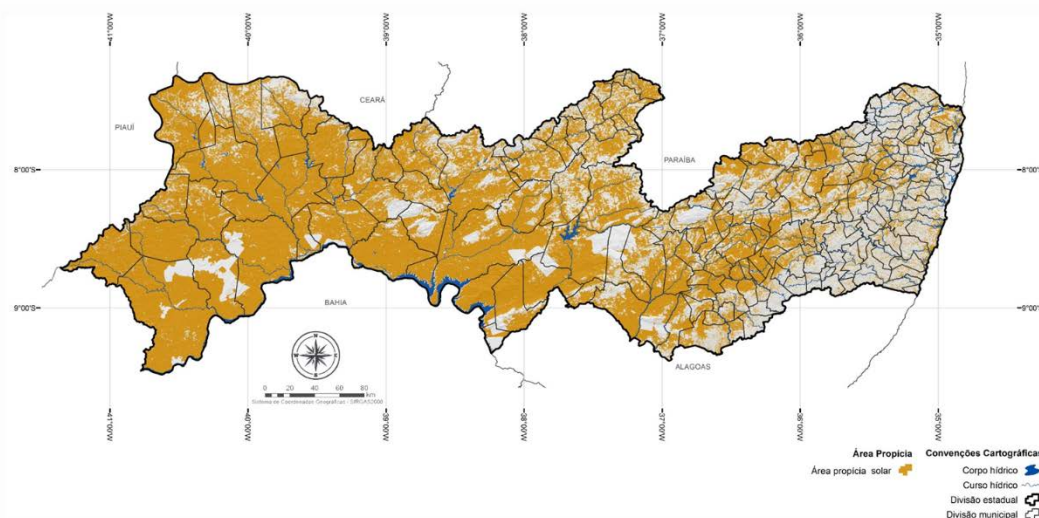


Figura 2: Índice de Irradiação Global média (5)

Através do mapa de irradiação, percebe-se que o maior potencial do estado de PE encontra-se no interior (agreste e sertão). Isso deve-se, majoritariamente, a baixa nebulosidade dessas regiões se comparadas com o litoral e zona da mata (5).

Considerando que a COMPESA presta serviços de saneamento em 177 dos 185 municípios do estado, possuindo unidades (terreno) em quase todo o estado. Porém, não necessariamente a existência de um terreno em local com alta intensidade de irradiação implica diretamente em viabilidade de instalação. A maioria dos terrenos da COMPESA possui benfeitorias que limitam, ou dificultam, a instalação de sistemas fotovoltaicos.

Outro aspecto que deve ser levado em consideração é a segurança patrimonial. Muitas das unidades, principalmente de captação e reservação, estão situadas em locais de difícil acesso, o que facilita ocorrências de vandalismo e furtos. Ainda, uma análise das construções arborizações ao redor da área, em relação ao posicionamento dos painéis (no caso do Brasil, voltados ao norte).

Por último, considerando que normalmente tratam-se de áreas operacionais, há a necessidade de avaliar as interferências nas atividades rotineiras da unidade. Movimentação de pessoas, veículos, além dos acessos a áreas destinadas a operação e manutenção devem ser preservadas. Pelo exposto, fica claro que tais aspectos devem ser levados em consideração no estudo de viabilidade, trazendo a necessidade de análise individual das áreas para definição de potencial.

Quanto a conexão elétrica, verifica-se que na maioria das unidades da COMPESA existe um ponto de conexão, pois normalmente existe, no mínimo, iluminação que necessita conexão com a rede. A questão é que, na maioria dos casos, a rede da concessionária, o padrão de medição e as instalações internadas da unidade não estão adequadas para receber um sistema de GD. Assim, é preciso levar em consideração a potência do sistema de geração, a fim de dimensionar às intervenções necessárias seus custos. Nesse ponto, vale lembrar que potências acima de 50kW, pela resolução 414/2015 da ANEEL, devem ser conectadas em tensão maior de 2,3kV, no caso de Pernambuco 13,8kV (6). Isso traz a necessidade de se considerar os custos com uma subestação, além da adequação do padrão de medição (7)(8).

Da mesma forma, dependendo da potência, pode haver necessidade de reforços na rede da concessionária. Nesse caso, apesar da resolução 414/2015 possibilitar que o cliente execute essas obras, por tratar-se de intervenções específicas na rede da concessionária, normalmente o cliente decide por deixar as obras de reforço por conta da distribuidora, cabendo ao cliente o pagamento de contrapartidas, conforme estabelecido na resolução da ANEEL.

Assim, durante as inspeções nos locais, foi avaliada, de forma superficial apenas para ter uma referência financeiras, quais as intervenções que seriam necessárias na rede da distribuidora, tais como as necessidades e construção, recondutoramento. Os valores foram estabelecidos com base na experiência da COMPESA, em situações similares ocorridas nas ligações de novas unidades.

## **UNIDADES AVALIADAS**

Como mostrado anteriormente, os maiores valores de radiação solar encontram-se no interior do estado. Ocorre que, devido à dimensão territorial e ao grande número de unidades seria impossível realizar o estudo em todo o território de concessão em tempo hábil para tomada de decisão da diretoria colegiada em relação a GD. Assim, ficou determinado que a análise inicial se daria em unidades localizadas na Região Metropolitana do Recife. Até o momento haviam sido analisadas sete áreas (tabela 1)

Observa-se que apesar do potencial, algumas unidades como os RAPs do Jordão, da ETA Castelo Branco e da ETA Alto do Céu foram dispensados, devido às dificuldades particulares. Os potenciais de instalação foram definidos para um arranjo típico, mas acredita-se ser possível otimizados, mas os valores de potência ocupada por área ficaram entre 0,8 a 1,0 KWh/m<sup>2</sup>, similares aos utilizados nas avaliações de mercado.

**Tabela 1: Dados gerais das áreas analisadas.**

|   | Unidade                             | Área Disponível (m <sup>2</sup> ) | Potencial Total (kWp) | Indicada para instalação? | Observações   | Potencial Adotado (kWp) |
|---|-------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|---------------------------|---|-------------------------|
| 1 | Sede da GNM Centro Norte            | 54                                | 6,77                  | SIM                       | Apenas aba do telhado voltada ao norte.   | 6,76                    |
| 2 | RAP Jordão                          | 15.196                            | 1.897,22              | NÃO                       | Risco com a segurança patrimonial.  | --                      |
| 3 | ETA Castelo Branco (RAPs)           | 15.416                            | 1.924,69              | NÃO                       | Dificuldade de individualizar a medição e necessidade de intervenções nas estruturas das coberturas dos reservatórios | --                      |
| 4 | ETA Alto do Céu (RAPs)              | 4.521                             | 564,45                | NÃO                       | Necessidade de intervenções nas estruturas das coberturas dos reservatórios.  | --                      |
| 5 | ETA Alto do Céu (Descampado)        | 288                               | 35,87                 | SIM                       | Pequena área descampada na entrada.   | 35,8                    |
| 6 | RAP Perijucá                        | 3.026                             | 377,75                | SIM                       | Foi reformado a pouco.  | 74,9                    |
| 7 | EEAB Pirapama (Área frontal a EEAB) | 2.256                             | 281,68                | SIM                       | Não há histórico de furto/vandalismo.   | 74,9                    |

Pela tabela 1 percebe-se que, em alguns casos (RAP Perijucá e EEAB Pirapama), definiu-se potencial adotado menor que potencial total. Isso deveu-se a uma decisão estratégica, pois, por exemplo, para unidades com potência instalada até 75kW (SE com transformador de 112,5kVA) o cliente pode optar por se enquadrar como tarifa de Baixa Tensão Comum (tarifa que produz o menor “payback”, como será explicado mais a frente), mas acima disso é obrigatório o enquadramento em uma das tarifas horo sazonais (verde-THV ou Azul-THA).



**Figura 3: Exemplo de Unidade analisada – RAP Perijucá**

Nesse último caso incide-se o custo de demanda, o que poderia inviabilizar o sistema. Além disso, ainda estávamos aguardando retorno da distribuidora, quanto a um questionamento referente a compensação de autoconsumo remoto de unidades enquadradas em tarifas distintas.

## ASPECTOS PARA VIABILIDADE FINANCEIRA ASPECTOS PARA VIABILIDADE TÉCNICA

O Estudo de Viabilidade Econômico-Financeira (EVE) é assentado sobre três variáveis de projeto: seus custos de implantação (CAPEX), seus custos de manutenção (OPEX) e os ganhos advindos do investimento (RECEITA).

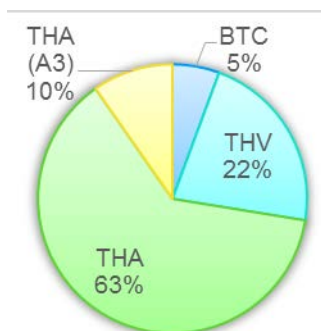
Para este EVE, as premissas de CAPEX foram: (a) custo unitário por MegaWatt instalado variando entre R\$ 4,1 milhões e R\$ 5,5 milhões, sendo estes custos divididos entre módulos fotovoltaicos (55%), estrutura de suporte (20%), inversores (15%) e mão de obra para instalação (10%); (b) custo de aproximadamente R\$ 20 mil para implantação de subestação, quando necessário; (c) custos com isolamento e/ou adequações de instalações elétricas na área em questão, variáveis conforme particularidade de cada terreno; e (d) ciclo de vida dos inversores de 10 anos, sendo necessária sua completa substituição findo este prazo. Os valores de referência foram obtidos no Portal Solar (7) e validados através de comparação com orçamentos obtidos em parceiros no mercado.



Em se tratando de OPEX, as premissas adotadas foram: (a) substituição de 2% dos painéis por ano de funcionamento devido a furtos ou atos de vandalismo; (b) limpeza semestral dos painéis; e (c) alocação de 6% dos ganhos para o caixa da COMPESA a fim de cobrir despesas administrativas provenientes deste projeto.

Finalmente, optou-se por considerar como RECEITA, ou “ganhos”, o valor compensado junto à concessionária de energia elétrica ao longo do projeto. O desempenho do investimento foi balizado pelo tempo de Payback e pela Taxa Interna de Retorno do Projeto (TIRp).

Considerando a estratificação das faturas de energia elétrica da COMPESA em relação às tarifas pagas e os valores destas últimas, observa-se que a de baixa tensão (BTC), apesar de representar apenas 5% do custo total, é a que apresenta maior valor e, portanto, a que possui maior potencial de economicidade.



**Figura 4: Divisão do Custos de Energia da COMPESA de acordo com o tipo de tarifa.**

| TARIFAS                     | R\$/kWh<br>(06/2018) |
|-----------------------------|----------------------|
| <b>BTC</b>                  |                      |
| Consumo Ativo               | 0,4639728            |
| <b>THA (A3)</b>             |                      |
| Consumo Ativo na Ponta      | 0,3658425            |
| Consumo Ativo Fora de Ponta | 0,2332941            |
| <b>THA</b>                  |                      |
| Consumo Ativo na Ponta      | 0,3809744            |
| Consumo Ativo Fora de Ponta | 0,248426             |
| <b>THV</b>                  |                      |
| Consumo Ativo na Ponta      | 1,2566389            |
| Consumo Ativo Fora de Ponta | 0,248426             |

**Figura 5: Tarifas de Energia Praticadas em 2018 (sem bandeira tarifária)**

Ou seja, as unidades atendidas pela tarifa BTC são aquelas em que, sendo instalados sistemas de geração, conseguir-se-ia, teoricamente, obter o menor Payback, pois o consumo de energia advindo da concessionária, possuidor da maior tarifa, seria diminuído.

Com essa restrição de escopo, foram elaborados cenários combinando-se entre si a instalação nas 04 unidades operacionais da Companhia indicadas pelo estudo de viabilidade técnica, podendo haver instalação em uma, duas, três ou quatro localidades. Elencam-se abaixo algumas das características particulares das unidades que impactam sobre os resultados do EVE.

**Tabela 2: Observações a respeito das instalações;**

|   | Unidade  | Particularidade(s)   |
|---|--|--|
| 1 | Sede da GNM Centro Norte                           | Necessita de adequação no sistema de medição (~ R\$ 4.400);<br>Não necessita nova subestação ou nova ligação.  |
| 2 | ETA Alto do Céu (Descampado)                       | Necessidade de isolamento da área a fim de evitar acidentes (~ R\$ 3.800);<br>Não necessita nova subestação;<br>Custo com ligação é subsidiado pela concessionária de energia elétrica.  |
| 3 | RAP Perijucã                                       | Necessidade da instalação de nova subestação (~ R\$ 20.500);<br>Custo com ligação é subsidiado pela concessionária de energia elétrica.  |
| 4 | EEAB Pirapama (giradouro e jardim na área frontal) | Necessidade da instalação de nova subestação (~ R\$ 20.500);<br>Custo com ligação é subsidiado pela concessionária de energia elétrica, restando uma contrapartida da COMPESA (~ R\$ 1.200);<br>Necessidade de isolamento das áreas a fim de evitar acidentes (~ R\$ 13.500) |

Considerando a instalação em apenas um sítio, apenas a unidade Sede da GNM Centro Norte não apresenta viabilidade econômico-financeira, ficando com o tempo de Payback maior do que 20 anos e a TIRp em 0,12%. Para as demais unidades isoladamente, o Payback varia entre 9,7 e 10,8 anos, e a TIRp entre 8,5% e 9,1%.

Para instalações concomitantes em dois sítios, todos apresentaram Payback inferior a 12 anos (maior), sendo as combinações ETA Alto do Céu + RAP Perijucã e RAP Perijucã + EEAB Pirapama os cenários com menor tempo de retorno (9,6 anos) e melhor TIRp (9,1%). Para a instalação de três parques geradores, o Payback

médio foi de 10 anos e a TIRp média de 8,9%, tendo o cenário ETA Alto do Céu + RAP Perijucã + EEAB Pirapama a TIRp destacada em 9,2% e Payback de 9,5 anos. Finalmente, para a instalação de quatro parques fotovoltaicos, se obteria o Payback de 9,8 anos e TIRp de 9%. Abaixo elencam-se na tabela o resumo dos resultados.

## CONCLUSÕES

O Estudo de Viabilidade Econômica mostra que a auto geração através de energia solar fotovoltaica começa a se tornar um investimento viável para as unidades da COMPESA enquadradas na tarifa BTC. Outros estudos estão sendo realizados para outras unidades, inclusive do interior do estado, onde tem-se valores maiores de intensidade solar visando complementar este e obter-se um plano de investimento amplo para autogeração.

Como decisão imediata a diretoria colegiada decidiu por implementar o sistema fotovoltaico de 75kWp no RAP Perijucã, objetivando a absorção da tecnologia por parte da equipe técnica. Juntamente com a geração solar do edifício sede com 230kWp, cujo o processo licitatório está ocorrendo (10), permitirá uma avaliação mais completa sobre os custos de manutenção, operação além de seu desempenho.

**Tabela 3: Resultados da viabilidade.**

| Unidade(s)   | Sede da GNM Centro Norte | ETA Alto do Céu   | RAP Perijucã     | EEAB Pirapama    |
|--|--------------------------|-------------------|------------------|------------------|
| <b>Características do Projeto</b>                                |                          |                   |                  |                  |
| Potência Instalada total (MW)                                    | 0,007                    | 0,036             | 0,075            | 0,075            |
| Custo com instalação dos painéis (R\$)                           | R\$ 37.217,79            | R\$ 151.437,27    | R\$ 310.003,05   | R\$ 310.003,05   |
| Subestação (R\$)   | R\$ -                    | R\$ -             | R\$ 20.467,34    | R\$ 20.467,34    |
| Adequações necessárias (R\$)                                     | R\$ 4.438,83             | R\$ -             | R\$ -            | R\$ -            |
| Isolamento (se necessário) (R\$)                                 | R\$ -                    | R\$ 3.800,00      | R\$ -            | R\$ 13.500,00    |
| Custo total com implantação (R\$)                                | R\$ 41.656,62            | R\$ 155.237,27    | R\$ 330.470,39   | R\$ 343.970,39   |
| Custo do MegaWatt Instalado (R\$/MWInstalado)                    | R\$ 5.505.590,24         | R\$ 4.228.910,08  | R\$ 4.138.340,01 | R\$ 4.138.340,01 |
| Contrapartida para Linha de Transmissão                          | R\$ -                    | R\$ -             | R\$ -            | R\$ 1.218,18     |
| <b>Resultados</b>  |                          |                   |                  |                  |
| CAPEX (R\$)  | R\$ 48.285,83            | R\$ 180.642,42    | R\$ 381.620,89   | R\$ 397.824,07   |
| OPEX (R\$)   | R\$ 78.478,79            | R\$ 101.085,71    | R\$ 131.578,55   | R\$ 131.578,55   |
| Valor economizado bruto (R\$)                                    | R\$ 82.312,49            | R\$ 436.060,20    | R\$ 912.296,73   | R\$ 912.296,73   |
| Valor economizado descontando dispêndios (R\$)                   | R\$ 3.833,69             | R\$ 334.974,48    | R\$ 780.718,18   | R\$ 780.718,18   |
| Economia anual média (R\$)                                       | R\$ 191,68               | R\$ 16.748,72     | R\$ 39.035,91    | R\$ 39.035,91    |
| Payback (anos)   | Maior que 20             | 10 anos e 9 meses | 9 anos e 8 meses | 10 anos          |
| <b>TIR (Taxas de financiamento e reinvestimento = 8,11%) (%)</b> | <b>0,12%</b>             | <b>8,47%</b>      | <b>9,10%</b>     | <b>8,83%</b>     |

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,nodeeste-enfrenta-maior-seca-em-100-anos,10000098878>
2. Resolução 482/2012 - Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída - ANEEL
3. Resolução 687/2015 - Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. - ANEEL
4. PVsyst - <http://www.pvsyst.com/en/>
5. <http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/>
6. Resolução 414/2010 - Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica - ANEEL
7. <http://servicos.celpe.com.br/comercial-industrial/Documents/ALTA%20TENSÃO/NOR.DISTRIBU-ENGE-0111%20-%20Conex%C3%A3o%20de%20Minigeradores%20ao%20Sistema%20de%20Distribui%C3%A7%C3%A3o.pdf>

8. [http://servicos.celpe.com.br/comercial-industrial/Documents/Normas%20e%20Padroes/NOR\\_DISTRIBU-ENGE-0002%20-%20Conex%C3%A3o%20de%20Microgeradores%20ao%20Sistema%20de%20Distrib.pdf](http://servicos.celpe.com.br/comercial-industrial/Documents/Normas%20e%20Padroes/NOR_DISTRIBU-ENGE-0002%20-%20Conex%C3%A3o%20de%20Microgeradores%20ao%20Sistema%20de%20Distrib.pdf)
9. [https:// www.portalsolar.com.br](https://www.portalsolar.com.br)
10. <https://www.licitacoes-e.com.br/aop/consultar-detahes-licitacao.aop?numeroLicitacao=738646&opcao=consultarDetahesLicitacao>