

EMC
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA,
MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



RAFAEL DEZIDÉRIO VILELA
VAGNER VILELA DE SOUSA

**ANÁLISE DE CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

GOIÂNIA, GO
2023



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nomes completos dos autores: Rafael Dezidério Vilela e Vagner Vilela de Sousa

Título do trabalho: Análise de correção do fator de potência em redes de distribuição com geração fotovoltaica

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(à)(s) autor(a)(es)(as) e ao(à) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Gelson Antonio Andrea Brigatto, Professor do Magistério Superior**, em 23/05/2023, às 12:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Vagner Vilela De Sousa, Discente**, em 24/05/2023, às 00:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rafael Dezidério Vilela, Discente**, em 25/05/2023, às 06:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3771368** e o código CRC **B343E22B**.

Referência: Processo nº 23070.059778/2022-11

SEI nº 3771368

RAFAEL DEZIDÉRIO VILELA
VAGNER VILELA DE SOUSA

**ANÁLISE DE CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Gelson Antônio Andréa Brigatto
Coorientadora: Profa. Dra. Lina Paola Garcés Negrete

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Vilela, Rafael Dezidério
Análise de Correção do Fator de Potência em Redes de
Distribuição com Geração Fotovoltaica [manuscrito] / Rafael Dezidério
Vilela, Vagner Vilela de Sousa. - 2023.
XXVIII, 28 f.: il.

Orientador: Profa. Dra. Gelson Antônio Andréa Brigatto; co
orientadora Dra. Lina Paola Garcés Negrete.
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2023.
Bibliografia. Anexos.
Inclui siglas, fotografias, gráfico, tabelas.

1. Fator de potência. 2. Inversores. 3. Taxa mínima. I. Sousa,
Vagner Vilela de. II. Brigatto, Gelson Antônio Andréa , orient. III.
Negrete, Lina Paola Garcés , co-orient. IV. Título.

CDU 658.5



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ATA DE AVALIAÇÃO DE PROJETO FINAL

Curso

(X) Eng. Elétrica	() Eng Mecânica	() Eng Computação
		PFC 1 () PFC 2 ()

Título do Trabalho

Análise de correção do fator de potência em redes de distribuição com geração fotovoltaica

Banca Avaliadora

Membro 1	Prof. Dr. Gelson Antônio Andréa Brigatto (EMC/UFG)
Membro 2	Profa. Dra. Lina Paola Garcés Negrete (EMC/UFG)
Membro 3	Prof. Dr. Fernando Nunes Belchior (FCT/UFG)

Discente

Matrícula	Nome
201802852	Rafael Dezidério Vilela
201802859	Vagner Vilela de Sousa

NOTAS

Matrícula	Membro 1			Membro 2			Membro 3			Média*
	NPT	NTE	NAA	NPT	NTE	NAA	NPT	NTE	NAA	
201802852	9,0	9,0	10,0	9,0	9,0	10,0	9,0	9,0	9,5	9,4
201802859	9,0	9,0	10,0	9,0	9,0	10,0	9,0	9,0	9,5	9,4

NPT – Nota plano de trabalho; **NTE** – Nota do trabalho escrito; **NAA** – Nota de apresentação e arguição

Para Eng. Elétrica, Mecânica e PFC2 da Eng. Da Computação: $NF = 0,1 \times NPT + 0,45 \times NTE + 0,45 \times NAA$

Para PFC1 da Eng. Da Computação: $NF = 0,3 \times NPT + 0,7 \times NAA$

* A APROVAÇÃO DO(S) ALUNO(S) ESTÁ CONDICIONADA À APRESENTAÇÃO DO TRABALHO FINAL AO ORIENTADOR COM TODAS AS CORREÇÕES SUGERIDAS PELA BANCA.

OBSERVAÇÕES:

Preencher com modificações solicitadas, caso existam. Em caso de reprovação, informar a justificativa.

Correções sugeridas constantes nos arquivos devolvidos pelos membros da banca.



Documento assinado eletronicamente por **Gelson Antonio Andrea Brigatto, Professor do Magistério Superior**, em 23/02/2023, às 10:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Lina Paola Garcés Negrete, Professora do Magistério Superior**, em 23/02/2023, às 10:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Nunes Belchior, Professor do Magistério Superior**, em 23/02/2023, às 10:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3537149** e o código CRC **84C62820**.

Análise de Correção do Fator de Potência em Redes de Distribuição com Geração Fotovoltaica

Rafael Dezidério Vilela (EMC/UFG)
Vagner Vilela de Sousa (EMC/UFG)

Resumo — A implantação de geração fotovoltaica em redes de distribuição de energia elétrica pode auxiliar na redução das perdas e a consequente melhoria do perfil de tensão da rede. Os geradores fotovoltaicos normalmente operam seus inversores com fator de potência unitário, o que impacta em seus estudos de viabilidade econômica. Contudo, a operação de geradores fotovoltaicos com fator de potência próximo ao valor unitário pode também trazer benefícios às redes de distribuição, ao proporcionar a injeção de potência reativa na rede de inserção. Este trabalho tem o objetivo de apresentar um estudo de viabilidade econômica para o caso de um gerador fotovoltaico que opera seus inversores perto do fator de potência unitário, mesmo que esta opção implique na redução da geração de potência ativa. O estudo é focado na remuneração para a prestação desse serviço pelo gerador fotovoltaico e redes de distribuição de 10, 33 e 69 barras foram utilizadas para testes e análise de resultados com a modelagem proposta. Baseado nos resultados, nota-se o caráter locacional como grande fator que define a viabilidade econômica para a alteração do fator de potência, apresentando resultados positivos e negativos dependendo da barra de inserção.

Palavras-chave: geração solar fotovoltaica, fator de potência; inversores; taxa de desconto; indicadores financeiros.

Abstract — The implementation of photovoltaic generation in electricity distribution networks can help reduce losses and improve the voltage profile of the network. Photovoltaic generators typically operate their inverters with a unity power factor, which impacts their economic feasibility studies. However, operating photovoltaic generators with a power factor close to unity can also bring benefits to distribution networks by providing reactive power injection into the insertion network. This work aims to present an economic feasibility study for the case of a photovoltaic generator that operates its inverters close to the unity power factor, even if this option implies a reduction in active power generation. The study focuses on the remuneration for the provision of this service by the photovoltaic generator, and distribution networks of 10, 33, and 69 buses were used for testing and analysis of results with the proposed modeling. Based on the results, the locational character is noted as a major factor that defines the economic viability for changing the power factor, presenting positive and negative results depending on the insertion bus of the photovoltaic generator.

Index Terms: photovoltaic generation; power factor; inverters; discount rate; financial indices.

Nomenclatura:

- ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas;
- FP: Fator de Potência;
- GD: Geração Distribuída;
- IEC: *International Electrotechnical Commission*;
- NBR: Norma brasileira;
- PFC: Problema do Fluxo de Carga;
- UC: Unidade Consumidora.

I. INTRODUÇÃO

A matriz de produção de energia elétrica no Brasil, conforme ilustrado na Fig.1, apresenta o predomínio da geração hídrica, que hoje responde por 51,2% da oferta de energia. Contudo, as grandes centrais de geração hídrica normalmente encontram-se distantes dos centros de consumo, sendo preciso a construção de extensos sistemas de transmissão e de distribuição, que são acometidos por consideráveis perdas de energia no transporte, como, por exemplo, o problema em que cerca de 13% de toda a energia gerada é perdida nas redes de distribuição elétrica [1].



*A potência total da matriz não inclui a importação e segue critério aplicado pelo MME, que adiciona, nos valores de capacidade instalada, as quantidades de mini e microgeração distribuída associadas a cada tipo de fonte.



Atualizado em 06/01/2023 | n° 51

Fig. 1: Divisão da matriz elétrica do Brasil [2].

Em anos recentes, vem crescendo rapidamente no Brasil e no mundo a geração elétrica por fontes renováveis (biomassa, biogás, eólica, solar fotovoltaica, etc.), desde a instalação de grandes centrais, bem como na forma de empreendimentos de pequena capacidade e dispersos em sistemas de distribuição, conhecidos por geração distribuída (GD), que se caracterizam por se localizar próximos ou junto às unidades consumidoras [2].

A crescente inserção de geração distribuída acarreta então em novos impactos nas redes de distribuição, que vem sendo estudados pela comunidade acadêmica. Por exemplo, redes de distribuição, normalmente, apresentam disposição tipicamente radial dos seus alimentadores e a presença de geração dispersa relevante na rede pode causar fluxos de potência bidirecionais, conforme ilustrado na Fig. 2, e resultar na perda de seletividade da proteção da rede e aumento das correntes de curto-circuito,

bem como uma elevação dos níveis de tensão quando há uma forte penetração da GD [3], com possível aumento de perdas na rede devido ao surgimento de um fluxo de potência reverso ao normal. Contudo, por corresponder a uma redução de carga nas barras da rede de distribuição, a GD pode também propiciar uma redução de perdas de energia, com consequente melhoria no perfil de tensão nas barras da rede elétrica [2]. Além disso, devido ao efeito “arraste” da rede básica (*grid*) nas tensões de barra da rede, os empreendimentos de GD, normalmente, não comportam capacidade de produção de potência suficiente para exercer um controle da tensão na barra em que se encontram.

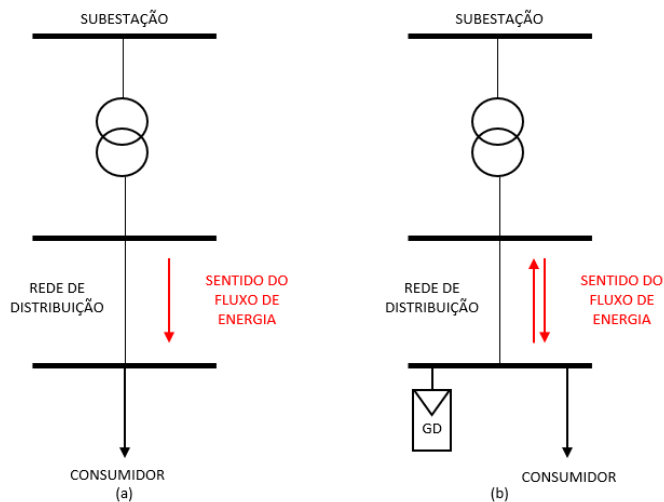


Fig. 2: Fluxo de energia na rede de distribuição (a) sem e (b) com presença de geração distribuída. Fonte: elaborada pelos autores.

Com este novo panorama energético, a geração fotovoltaica, conforme ilustrado no Fig.1, já se encontra bem próxima de se tornar a segunda maior fonte na matriz elétrica brasileira. Além disso, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), inspirada pelo padrão IEC 61727 [4] e a norma alemã VDE-AR-N 4105 [5], criadas devido ao avanço da geração distribuída na Europa, publicou a norma técnica NBR 16149 [6] visando padronizar a conexão de sistemas fotovoltaicos às redes de distribuição do Brasil, baseada no emprego da curva do padrão europeu [7].

Essa crescente inserção da geração fotovoltaica dispersa em redes de distribuição se configura então em uma nova forma de redução das perdas e melhoria dos níveis de tensão. Neste caso, como as unidades consumidoras (UC) nas quais são inseridos os geradores fotovoltaicos são de pequena capacidade instalada (residencial e comercial), estas tem seu consumo faturado em termos apenas de energia ativa (grupo B), e os proprietários de geradores fotovoltaicos optam por operar com fator de potência unitário de seus inversores, para que a injeção do excedente de geração na rede seja apenas na forma de energia ativa, tendo em vista a obtenção de créditos a serem utilizados na redução da fatura de energia da UC nos meses seguintes, mecanismo este regulado pela Resolução Normativa N°. 1.059 [8], tal qual entrou em vigor com a revoga das demais Resoluções Normativas existentes: N°. 482 [9], N°. 687 [10] e N°. 786 [11]. Com este fato, a operação com fator de potência unitário influencia nos estudos de viabilidade econômica dos geradores fotovoltaicos, tal como no cálculo de um indicador financeiro que representa o tempo de retorno do investimento, conhecido como *payback*.

Logo, a operação dos inversores dos geradores fotovoltaicos com fator de potência diferente do valor unitário, normalmente, não é encontrada na prática. Contudo, esta opção pode também contribuir para a redução de perdas e consequente melhoria na tensão da rede ao proporcionar a injeção de potência reativa na rede, mesmo que esta opção sacrifique parte da potência ativa do gerador fotovoltaico para a produção de potência reativa, mas pode ser considerado como prestação de serviço ancilar, passível de remuneração pela concessionária detentora da rede.

Assim, este trabalho de conclusão de curso visa o estudo da viabilidade econômica de um gerador fotovoltaico que opta por operar seu inversor com fator de potência diferente do unitário, como proposta de análise da inserção deste tipo de geração em redes de distribuição. Baseado na variação do valor do fator de potência do inversor, serão realizadas simulações de fluxo de carga da rede de inserção para o cálculo da redução de perdas, como forma de remuneração pela prestação do serviço junto à concessionária, visando o retorno de uma futura compensação financeira que contribua na manutenção ou mesmo redução do *payback* do gerador fotovoltaico, em comparação ao caso usual com operação do inversor com fator de potência unitário.

O prosseguimento deste trabalho é organizado nos seguintes tópicos: no item II é apresentada a contextualização da energia solar fotovoltaica, bem como o problema do fluxo de carga e a teoria econômica correlata, para o posterior desenvolvimento do trabalho, abordado no item III. No item IV é apresentada a análise dos resultados em redes de teste e as conclusões finais são, por fim, abordadas no item V. Para o melhor entendimento dos cálculos, o apêndice B disponibiliza os resultados obtidos.

II. BASE TEÓRICA

Para a melhor compreensão da modelagem proposta neste trabalho, a teoria básica é apresentada nos itens vistos a seguir.

A. Geração fotovoltaica

A célula fotovoltaica consiste na geração de eletricidade a partir da conversão da energia solar em consequência do efeito fotovoltaico, observado por Edmond Becquerel em 1839 [12]. Becquerel, a partir dos seus estudos, teve como resultado uma diferença de potencial nas extremidades de semicondutores na presença de luz incidente. Com a evolução da microeletrônica, esta descoberta culminou na construção das primeiras células fotovoltaicas [13], que não eram viáveis economicamente e, por este motivo, eram apenas aplicadas em casos específicos, por exemplo no fornecimento de energia elétrica em satélites [13]. Com o avanço da ciência, essa tecnologia tem se tornado cada vez mais acessível aos consumidores, conforme demonstrado no histórico dos preços de células de silício na Fig. 3.

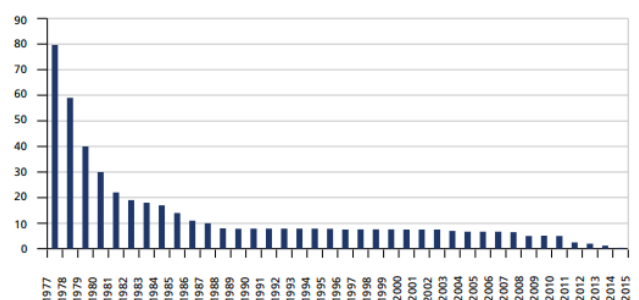


Fig. 3: Histórico dos preços de células de silício em US\$/W com o passar dos anos [14].

Os sistemas fotovoltaicos podem operar de forma autônoma, isolados de uma rede de distribuição (*Off-Grid*), onde parte da energia produzida é armazenada em baterias, o que aumenta o custo de instalação do empreendimento devido à aquisição das baterias. A forma mais utilizada, que é o objeto deste trabalho, são sistemas conectados à uma rede de distribuição (*On-Grid*), onde a rede funciona como bateria para o gerador fotovoltaico e a energia injetada é transformada em créditos concedidos pela concessionária ao proprietário do sistema fotovoltaico, forma esta já regulamentada por lei [8], tal que os custos de instalação do gerador são menores comparados aos sistemas isolados [13].

Os inversores consistem em um dos componentes principais de um sistema fotovoltaico. Estes dispositivos são empregados para converter a corrente contínua (CC) gerada nos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA) na saída, que precisa estar sincronizada com a tensão da rede, além de ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico em rígida conformidade com os limites de operação estipulados pela concessionária da rede, bem como diversas características específicas para atender as exigências de segurança impostas por normas legais [12].

Inversores disponibilizam a opção de alteração do fator de potência (FP), o que possibilita ao gerador fotovoltaico efetuar o controle de reativos consumido ou injetado pela unidade consumidora na rede. Com base na norma técnica NBR 16149, o fator de potência do inversor só poderá ser alterado quando a geração do sistema for maior ou igual a 20% da capacidade do inversor. Desse modo, conforme ilustrado na Fig. 4, o inversor pode trabalhar até um fator de potência igual a 0,9 capacitivo ou indutivo, de acordo com a finalidade pré-estabelecida [6].

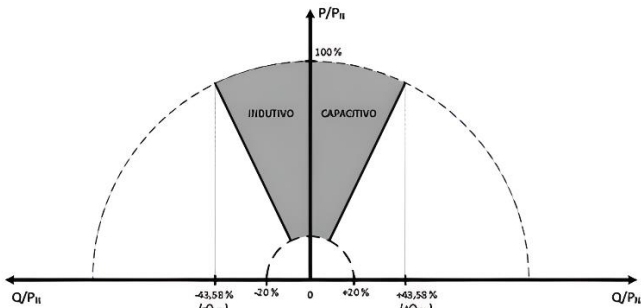


Fig. 4: Limites de injeção/demanda de reativo para unidades PV com potência superior a 6 kW [6].

Analisando-se a Fig. 4, observa-se então que a mudança no modo de operação do inversor, de forma a fazer com que este produza também reativos, implica em uma redução de energia ativa. Conforme descrito no *datasheet* (documento que resume o desempenho e outras características técnicas de um produto) do inversor apresentado no anexo B, o dispositivo estabelece uma potência limite aparente S , tal que a potência ativa P será determinada em função da equação descrita a seguir:

$$P = S \times \text{fator de potência} \quad (01)$$

Logo, observa-se que o ajuste do fator de potência para, por exemplo, 90% da potência limite aparente, implica na redução de 10% da potência ativa disponibilizada pelo inversor. Porém, como os inversores fotovoltaicos são sobredimensionados, essa redução, na realidade, seria um pouco menor.

B. Método da soma das potências

A modelagem clássica de sistemas elétricos considera um comportamento estático para a rede elétrica em estudo, tal que

variações de demanda são consideradas suficientemente lentas para que se possam ignorar os efeitos transitórios. Além disso, admite-se que o sistema elétrico é equilibrado, tal que uma representação por meio de um diagrama unifilar é suficiente para representar a topologia de rede elétrica em estudo [15].

A modelagem convencional do problema do fluxo de carga (PFC) é baseada em um conjunto de equações algébricas não lineares, que residem no modelo estático da rede. A formulação clássica do PFC de um sistema com NB barras é modelada por $2NB$ equações algébricas com $4NB$ variáveis (V_k , θ_k , P_k e Q_k) associadas a cada barra k do sistema classificadas em um de três tipos (PQ, PV ou V θ), tal que $2NB$ variáveis são conhecidas (dados) e $2NB$ são incógnitas. Contudo, como as variáveis de potência (P_k e Q_k) são dependentes das variáveis de tensões de barra (V_k e θ_k), as $2NB$ incógnitas do PFC são obtidas por dois subproblemas distintos, chamados subsistemas, a saber [16]:

- Subsistema 1: consiste em obter o módulo de tensão V_k das barras tipo PQ e o ângulo de fase θ_k de tensões das barras PQ e PV. A solução deste subsistema emprega métodos iterativos desenvolvidos especificamente para se obter este conjunto de incógnitas, onde as particularidades da rede em estudo podem determinar quais métodos de solução são mais adequados;
- Subsistema 2: reside no cálculo da injeção líquida de potência ativa P_k da barra V θ e da injeção líquida de potência reativa Q_k das barras V θ e PV com os resultados do subsistema 1, bem como outras incógnitas de interesse da rede, tais como fluxos e perdas de potência ativa e reativa nos ramos.

Sistemas de distribuição de energia elétrica caracterizam-se por uma disposição tipicamente radial de seus alimentadores, justificado por vantagens como menores perdas de energia nos ramos e maior facilidade para operação e proteção. Estas redes são basicamente formadas por uma subestação (chamada barra fonte, nó raiz ou S/E) como ponto de recebimento de potência da rede básica (*grid*) a montante, e barras de atendimento de carga (consumidores) a jusante, tal que, na ausência de geração elétrica relevante, os fluxos de potência nos ramos do sistema exibe comportamento unidirecional [16]. A Fig. 5 exemplifica a representação unifilar de uma rede de distribuição.

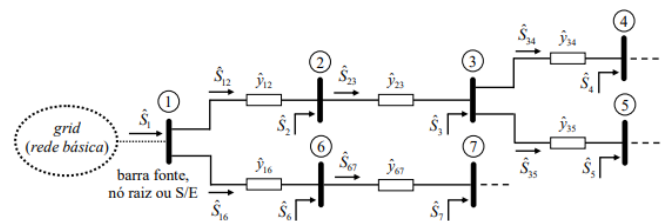


Fig. 5: Esquema unifilar radial típico de redes de distribuição [16].

Em sistemas de distribuição de energia elétrica, geralmente ocorre o efeito “arraste” da tensão da barra fonte (propiciado pelo *grid*) nas demais tensões de barra da rede. Este fato resulta que a geração distribuída usualmente não comporta capacidade de produção de reativos suficiente para exercer um controle sobre a tensão na barra de inserção, tal que as barras destas redes não são classificadas como tipo PV. Logo, o modelo de redes de distribuição, normalmente, classifica as barras como tipo PQ, com exceção da barra fonte, classificada como tipo V θ devido ao controle de tensão pelo arraste do *grid*, bem como por fornecer a necessária referência angular ao sistema [16].

O método da soma das potências (MSP) é um algoritmo de cálculo do subsistema 1 do PFC, adequado às características de redes de distribuição, baseado em uma formulação envolvendo

injeções de potência de barras e perdas de potência de ramos da rede. O MSP fundamenta-se em dois processos de varredura de ramos e de barras da rede, que são iterativamente repetidos até que algum critério de parada do processo seja atingido [16]:

- Varredura inversa: processo acumulativo de potências ativas e reativas nas barras (exceto na barra fonte), calculadas com base no último estado de tensões de barras obtido, partindo das barras terminais e em direção à barra fonte do sistema.
- Varredura direta: processo corretivo do módulo e ângulo das tensões de barra (incógnitas do subsistema 1), partindo do estado da tensão da barra fonte (conhecido previamente por esta ser a barra $V\theta$) e em direção aos nós terminais da rede.

A Fig. 6 exemplifica o processo acumulativo da varredura inversa do MSP, onde a barra m de um ramo genérico $k-m$ da rede em estudo situa-se mais distante da barra fonte do que a barra k do ramo. Definindo-se Φ_m como o conjunto das barras imediatamente a jusante da barra m , tem-se que, partindo-se dos nós terminais e em direção à barra fonte, determinaram-se as potências ativa P_m^{ac} e reativa Q_m^{ac} acumuladas na barra m como a soma das injeções líquidas de potência ativa P_m e reativa Q_m na barra m com o somatório das potências ativas P_ℓ^{ac} e reativa Q_ℓ^{ac} previamente acumuladas nas barra $\ell \in \Phi_m$ e das perdas de potência ativa $P_{m\ell}^{perdas}$ e reativa $Q_{m\ell}^{perdas}$ em um ramo $m-\ell$ situado imediatamente a jusante da barra m (Fig. 6), tal que [16]:

$$P_m^{ac} = P_m + \sum_{\ell \in \Phi_m} (P_\ell^{ac} - P_{m\ell}^{perdas}) \quad (02)$$

$$Q_m^{ac} = Q_m + \sum_{\ell \in \Phi_m} (Q_\ell^{ac} - Q_{m\ell}^{perdas}) \quad (03)$$

onde os montantes das perdas ativa $P_{m\ell}^{perdas}$ e reativa $Q_{m\ell}^{perdas}$ em um ramo $m-\ell$, $\ell \in \Phi_m$, podem ser determinados por:

$$P_{m\ell}^{perdas} = (V_m^2 + V_\ell^2) g_{m\ell} - 2V_m V_\ell g_{m\ell} \cos \theta_{m\ell} \quad (04)$$

$$Q_{m\ell}^{perdas} = -(V_m^2 + V_\ell^2) b_{m\ell} + 2V_m V_\ell b_{m\ell} \cos \theta_{m\ell} \quad (05)$$

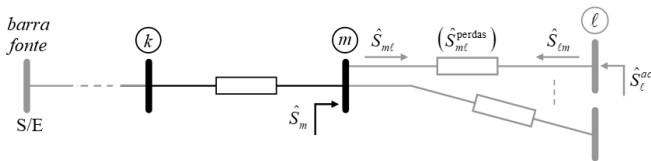


Fig. 6: Ramo $k-m$ para estudo da varredura inversa do MSP [16].

A Fig. 7 exemplifica o processo corretivo da varredura direta do MSP, onde a barra m de um ramo $k-m$ da rede situa-se mais distante da barra fonte do que a barra k e o restante da rede a jusante da barra m está representado pelas potências ativa P_m^{ac} e reativa Q_m^{ac} acumuladas na barra m , obtidas no processo de varredura inversa. Partindo-se da tensão e ângulo conhecidos da barra fonte e em direção aos nós terminais da rede, tem-se que o módulo da tensão na barra m considerando conhecida ou estimada a tensão na barra k é determinado pela identidade:

$$V_m = \sqrt{\frac{1}{2} (\sqrt{A_m^2 - 4B_m} - A_m)} \quad (06)$$

em que os termos A_m e B_m são calculados como a seguir:

$$A_m = \frac{2(Q_m^{ac} b_{km} - P_m^{ac} g_{km})}{y_{km}^2} - V_k^2 \quad (07)$$

$$B_m = \frac{(P_m^{ac})^2 + (Q_m^{ac})^2}{y_{km}^2} \quad (08)$$

em que o termo $\hat{y}_{km} = g_{km} + jb_{km} = y_{km} \angle \phi_{km}$ é a admitância série do ramo $k-m$. Uma vez que o módulo da tensão V_m na barra m está determinado com a equação (5), tem-se que o ângulo de fase θ_m da tensão na barra m é por fim determinado por:

$$\theta_m = \theta_k + \phi_{km} + \arctg \left(\frac{-V_m^2 b_{km} - Q_m^{ac}}{V_m^2 g_{km} - P_m^{ac}} \right) \quad (09)$$

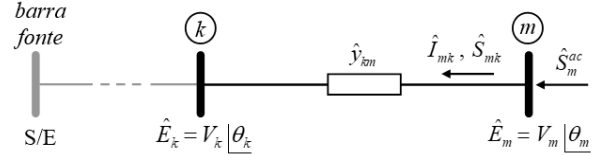


Fig. 7: Ramo $k-m$ para estudo da varredura direta do MSP [16].

Assim, com base nas variáveis encontradas torna-se possível descobrir os valores das perdas de potência ativa e aparente de cada barra. Tendo essas informações calcula-se as perdas de potência aparente, determinada por:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (10)$$

C. Análise Econômica

A avaliação econômica de qualquer empreendimento para a tomada de decisão baseia-se em diversos tipos de indicadores, classificados como de risco e de retorno. O primeiro grupo tem o objetivo de avaliar os riscos do negócio e é composto da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do Período de Recuperação do valor investido (*payback*). O segundo grupo visa avaliar o retorno do empreendimento, sendo composto pelo Valor Presente Líquido (VPL), Índice Benefício/Custo (IBC), Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA), Retorno sobre o Investimento (ROI) e Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa) [17].

Para possibilitar o cálculo de alguns dos indicadores citados, é necessário utilizar uma taxa de desconto, que, normalmente, reside na Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Como a TMA é subjetiva, pois trata-se de uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar na aplicação de seus recursos, esta pode ser estipulada, por exemplo, pela Taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) [17].

O fluxo de caixa reside em uma ferramenta de auxílio para fundamentar as tomadas de decisões e refere-se ao fluxo gerado por receitas (valores recebidos) e despesas (dispêndios) de um investimento durante determinado período [17]. A Fig. 8 exemplifica um fluxo de caixa de 25 anos, onde as setas para cima indicam entrada de caixa e para baixo, saída de caixa.

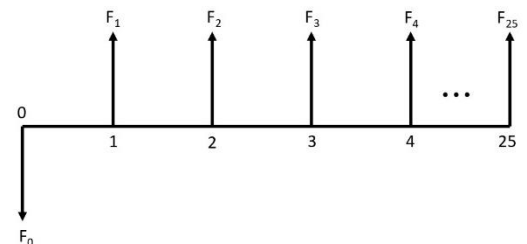


Fig. 8: Fluxo de caixa de 25 anos. Fonte: elaborada pelos autores.

O método do Valor Presente Líquido consiste em uma técnica robusta de análise de investimento e consiste na concentração

de todos os valores esperados de um fluxo de caixa trazidos a valor presente (data zero). Para um certo empreendimento com investimento inicial F_0 e fluxo de caixa dividido por um número n de períodos e $F_j, j = 1, 2, \dots, n$ de receitas iguais, o VPL do fluxo de caixa a uma taxa de desconto i é determinado por [17]:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1+i)^j} - F_0 \quad (11)$$

Caso o valor obtido do VPL seja maior que 0, significa que o empreendimento deve continuar sendo analisado, mas só esse resultado não é suficiente para chegar a uma conclusão [17].

O método do Valor Presente Líquido Anualizado (VPLa) é utilizado para projetos com planejamento longo, como é o caso de Sistemas Fotovoltaicos, transformando o VPL em uma série uniforme ao longo de todo o período, de tal forma a representar o lucro por período do investimento realizado [17]. Este valor é obtido conforme apresentado na equação dada a seguir:

$$VPLa = VPL \frac{i \times (1+n)^n}{(1+n)^n - 1} \quad (12)$$

O método do Índice Custo/Benefício (IBC) reside em uma medida que expressa o quanto se espera ganhar por unidade de capital investido, sendo seu cálculo definido pela razão entre o valor presente do fluxo de benefícios (VPB) e o valor presente do fluxo de investimentos (VPI), determinado por [17]:

$$IBC = \frac{VPB}{VPI} \quad (13)$$

Quando o IBC é maior que 1,0 (um), a análise da viabilidade do negócio pode ser continuada. A partir deste índice é possível determinar o Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA), que é um indicador derivado da taxa equivalente ao IBC para cada período do projeto. Esse valor reside na melhor estimativa de rentabilidade de um dado projeto e demonstra, em termos percentuais, a riqueza, sendo seu cálculo definido por [17]:

$$ROIA = \left(\sqrt[n]{IBC} - 1 \right) \times 100\% \quad (14)$$

Para finalizar, o indicador Retorno sobre Investimento (ROI) mostra quanto de fato o empreendimento irá gerar de riqueza e é obtido a partir do ROIA e da TMA, obtido pela equação [17]:

$$ROI = (1 + TMA) \times (1 + ROIA) - 1 \quad (15)$$

Com relação aos indicadores financeiros de risco, o método da Taxa Interna de Retorno (TIR) expressa a taxa que torna o VPL de um fluxo de caixa igual a zero e pode ser interpretada tanto como indicador de retorno quanto de risco. No primeiro caso, se a TIR for maior que a TMA definida, indica-se que há mais ganho investindo-se no projeto do que na TMA. Já para o segundo caso, a TIR pode ser vista como um limite superior para a variabilidade da TMA, tal que, quanto mais próximo a TMA da TIR, maiores os riscos, inviabilizando o projeto [17].

Conclui-se os indicadores com a apresentação do método de recuperação do investimento (*Payback*) que estima o tempo necessário para o retorno total do investimento no projeto. A regra de referência é que o risco do projeto aumenta à medida que o *payback* se aproxima do horizonte de planejamento [17].

III. DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Como mencionado, este trabalho tem o objetivo de estudar a viabilidade econômica para um gerador fotovoltaico de uma unidade consumidora operar seu inversor com fator de potência

diferente do unitário, considerando que a injeção de potência reativa na rede de distribuição pode contribuir para a redução de perdas e consequente melhoria na tensão da rede, tal que a análise visa estudar uma forma de remuneração pela prestação deste serviço à concessionária da rede de inserção do gerador.

Baseado na variação do fator de potência do inversor, serão realizadas simulações de fluxo de carga da rede de distribuição para o cálculo da redução de perdas em relação à operação do inversor com fator de potência unitário (caso base). Com base nas perdas, é proposta uma forma de remuneração da energia evitada e, com isso, fazer a compensação financeira junto para a unidade consumidora. Essa compensação visa contribuir para a redução ou, pelo menos, a manutenção do *payback* do sistema fotovoltaico, além dos créditos a serem usados na redução da fatura de energia da unidade consumidora nos meses seguintes.

O desenvolvimento da modelagem objeto deste trabalho se baseou na realização dos seguintes estudos:

1. Análise do fator de potência dos inversores a ser adotado nas simulações: indutivo ou capacitivo;
2. Realização de simulações no *software* comercial *PVsys* visando a obtenção dos dados de geração fotovoltaica;
3. Realização de cálculos do fluxo de carga da rede em estudo utilizando o método da soma das potências implementado no *Matlab* para a obtenção das perdas de rede;
4. Realização do fluxo de caixa: análise econômica utilizando os indicadores TMA, ROI, ROIA, TIR e *payback*.

A. Fator de Potência dos Inversores

Conforme observado na Fig. 4, a realização da regulação do fator de potência dos inversores fora do valor unitário pode ser estabelecida para a produção de energia capacitiva ou indutiva, tal que é necessário analisar e escolher qual das opções provém maior vantagem para a rede em relação ao FP unitário.

Cargas de redes de distribuição apresentam comportamento indutivo devido à grande presença de motores e cabeamentos. Além disso, os sistemas elétricos são caracterizados por efeitos resistivos e indutivos de seus cabos, bem como por um efeito capacitivo entre cabos e o terra mas, como os trechos de redes de distribuição são, normalmente, de pequena extensão, sendo por isso modelados como linhas curtas ($< 80 \text{ km}$), e as tensões nominais são relativamente baixas ($< 34 \text{ kV}$), observa-se que o efeito capacitivo destas redes são normalmente desprezíveis, com possível comportamento capacitivo acontecendo apenas no horário reservado (madrugada). Logo, o período diurno, no qual naturalmente ocorre a produção de energia dos geradores fotovoltaicos e grande parte da carga, as redes de distribuição apresentam o predomínio do comportamento indutivo.

Assim, para o estudo da variação do fator de potência dos inversores e análise dos resultados, adotou-se a faixa entre 1,0 e 0,90 indutivo para seguir os padrões da norma técnica NBR 16149 [6], com o intuito de assegurar que não ocorra impactos na rede que possam resultar em aumentos de perdas e elevação de tensão acima da estipulada pela norma do PRODIST.

B. Simulações realizadas no PVsys

O *PVsys* é um *software* desenvolvido na Universidade de Genebra, Suíça, que será utilizado no desenvolvimento desse trabalho, objetivando dimensionar e desenvolver um exemplo de projeto de geração solar fotovoltaica para ser utilizado como base para os cálculos e análise de resultados obtidos.

Inicialmente, é necessário destacar que foi realizado um sobredimensionamento no inversor fotovoltaico para que trabalhe a maior parte do tempo no seu limite. Dessa forma, para a simulação de um sistema fotovoltaico, foi adotado um inversor com potência nominal aparente de 110 kVA [18] e, conectados ao inversor, 288 módulos fotovoltaicos da marca Canadian Solar, de 550 Wp [19], totalizando um sistema de 158,40 kWp. Além disso, foram realizadas vinte simulações variando o fator de potência 0,9 indutivo ao valor unitário, com passo de 0,005.

O *software PVsyst* é capaz de expressar os dados de geração em qualquer período, seja diário até anual. Dessa forma, para a solução do fluxo de carga, implementado no *software Matlab*, foi necessário usar uma base de dados diária e, para isso, será extraído um dia ótimo de geração para cada fator de potência que não tenha a presença de fatores climáticos que atrapalhem a curva de geração. Deve-se salientar que, caso seja necessário utilizar outras potências de sistemas fotovoltaicos, serão feitos cálculos proporcionais à potência base descrita anteriormente.

C. Fluxo de Carga

Para os cálculos do fluxo de carga pelo método da soma das potências e estudos do impacto da injeção de potência reativa em redes de distribuição propiciado pelo sistema fotovoltaico, foram empregadas redes de teste para a obtenção da redução de perdas de energia em relação ao caso base. Para melhor avaliar a remuneração pela prestação do serviço, foi também utilizado um perfil de cargas residenciais com o intuito de aproximar as simulações de casos mais adequadamente com a realidade.

Para cada rede elétrica, foi escolhida uma barra como local de inserção do gerador fotovoltaico para a análise das perdas na rede e estudo de sua viabilidade econômica. O critério para a escolha das barras baseou-se em sua posição em relação a barra fonte, ou seja, em sua distância. Como o intuito é a remuneração pela redução das perdas na rede, o ideal reside em observar o pior caso para as perdas, que seria a última barra em um alimentador da rede. No caso de redes teste com muitas ramificações, adotou-se como critério de escolha as barras com maiores cargas, visando impactos na rede mais pronunciados por parte do gerador fotovoltaico, bem como buscando realizar análises comparativas entre as barras finais dos alimentadores e as barras que estão em posições intermediárias na rede.

Ademais, para cada fator de potência foram realizadas 11 (onze) simulações referentes ao intervalo de horas entre 7:00 e 17:00, sendo essas as horas nas quais a geração solar ultrapassa a marca de 20% da potência nominal do inversor. Assim, as somas destes valores de perdas resultam o total de um dia.

Com base nos resultados das simulações é possível o cálculo das perdas de potência aparentes e pode-se avaliar conjuntamente as perdas ativas e reativas. O intuito do trabalho reside na remuneração das perdas aparentes em razão da injeção de potência reativa.

D. Análise econômica

Como mencionado, para possibilitar o cálculo de alguns dos indicadores usados na análise econômica de empreendimentos, é necessário a escolha de uma taxa mínima de atratividade, que é subjetiva. Para a análise econômica, por ano, do gerador fotovoltaico, neste trabalho, é estipulado uma TMA igual à Taxa Selic, que atualmente, no Brasil se encontra em 13,75% ao ano [20].

Inicialmente, é necessário que seja definido o preço de um sistema fotovoltaico conforme a sua potência. Para tanto, em se tratando de diversos sistemas residenciais, a partir da pesquisa proporcionada pela *Greener*, sobre o preço de sistemas residenciais de 4kWp, será considerado R\$4,96/Wp [21].

Para a realização do fluxo de caixa, é necessário considerar o funcionamento de um sistema fotovoltaico ao longo dos anos. Dessa forma, a partir do *datasheet* do módulo escolhido para as simulações presente no Anexo C, considerou-se que, para o primeiro ano, há uma redução de geração de 2% e, para os anos subsequentes, há uma depreciação anual de 0,55%. Além da geração, considerou-se também que a tarifa de consumo se altera com o passar dos anos. Com base nos valores tabelados disponibilizados pela ANEEL, sob domínio público [22], referente aos índices de reajuste das tarifas residenciais, o reajuste homologado médio dos últimos 5 anos é de 7,75% ao ano, que será o valor utilizado para impactar o valor da tarifa durante o período de vida do sistema fotovoltaico, que neste trabalho considerou-se igual a 25 anos. Essa mesma porcentagem será usada no reajuste da remuneração das perdas.

Para os estudos de viabilidade econômica, em um primeiro caso, considerou-se que a remuneração das perdas de energia na rede de distribuição é igual à tarifa de consumo cobrado nas unidades consumidoras. Para um segundo caso, será calculado qual seria o valor da remuneração que compensaria o ajuste do fator de potência para o investidor do sistema fotovoltaico.

IV. TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS

Conforme mencionado, para as simulações da metodologia proposta neste trabalho, foram realizados testes com redes de distribuição para os cálculos de fluxos de cargas por meio do método da soma das potências, com o propósito de observar o impacto nas perdas da rede para posterior análise da viabilidade econômica em razão da implantação de geradores fotovoltaicos que optam por operar com fator de potência diferente do valor unitário. Para os testes, foram adotadas uma rede fictícia de 10 barras e os sistemas de 33 [23] e 69 [24] barras conhecidas da literatura, cujos dados de entrada são apresentados no anexo A.

Conforme também descrito, os cálculos de fluxos de cargas se diferenciam quanto ao fator de potência e, para tanto, foram analisados 20 (vinte) valores diferentes de FP, com variação de 0,900 a 1,000 a passo de 0,005. Para consulta, os resultados das simulações são mostrados de forma resumida no apêndice B.

A seguir são apresentados os testes das simulações e os seus respectivos resultados para as redes de distribuição adotadas.

A. Rede fictícia de 10 barras

A Fig. 9 apresenta o esquema unifilar de uma rede fictícia de 10 barras, no qual a subestação se localiza na barra 1. Em razão da metodologia proposta, as barras da rede a serem escolhidas para a inserção do gerador fotovoltaico e posterior simulações e análise residem na barra 5, por esta apresentar a maior carga da rede, e a barra 10, por esta ser a mais distante da subestação.

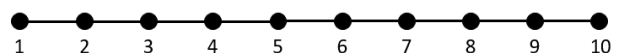


Fig. 9: Rede fictícia de 10 barras. Fonte: elaborada pelos autores.

Preliminarmente à análise de viabilidade econômica de cada gerador fotovoltaico, investigou-se qual fator de potência seria

mais adequado para conciliar a diminuição de perdas na rede e o sacrifício na redução de geração de potência ativa do gerador.

A Fig. 10 mostra os montantes de perdas de energia aparente total diária na rede com o gerador fotovoltaico na barra 5, para cada um dos 21 diferentes fatores de potência analisados. Caso o critério de escolha do fator de potência ideal fosse somente o que causa maior impacto na redução de perdas aparentes, nota-se que o fator de potência 0,905 seria o adotado para a análise da viabilidade econômica para o gerador localizado na barra 5.

Para o melhor entendimento e análise comparativa, foram adicionados dois eixos na Fig.10, e em todas as outras que possuírem o mesmo objetivo. O eixo a esquerda é referente aos valores de perdas aparentes relacionadas a barra, com GD, para os fatores de potência definidos, e do lado direito as perdas aparentes relacionadas a barra sem GD.

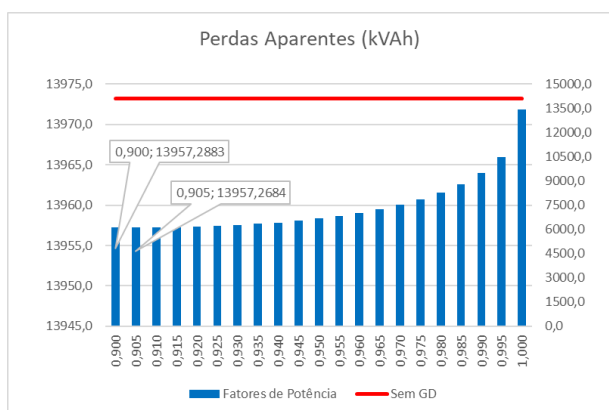


Fig. 10: Perdas aparentes para a barra 5 antes e depois da implantação de GD. Fonte: elaborada pelos autores.

Contudo, a busca do fator de potência que considera também a redução da potência ativa do gerador é necessário. Para isso, o apêndice A apresenta a diferença entre a geração energia ativa diária e os respectivos impactos na redução de perdas aparentes diárias para cada fator de potência adotado, em relação ao fator de potência unitário. Com os valores, calculou-se a razão entre a redução de perdas de energia aparente diária totais (Δ perdas) e a redução de geração de energia ativa diária (Δ Geração) para a barra 5. Logo, o fator de potência com a maior razão pode ser interpretado como aquele que trará mais eficiência na geração de energia ativa. Assim, a Tabela 1 apresenta os resultados dos cálculos das razões e, baseado nesse critério, observa-se então que fator de potência 0,995 apresenta o maior valor.

Tabela 1

Razão entre a redução de perdas aparentes na rede de distribuição e o déficit de geração para a barra 5.

Fator de Potência	Razão [%]
0,900	20,90
0,905	22,13
0,910	23,52
0,915	25,02
0,920	26,72
0,925	28,58
0,930	30,74
0,935	33,14
0,940	36,01
0,945	39,28
0,950	42,78
0,955	46,64

0,960	51,25
0,965	56,92
0,970	64,13
0,975	73,71
0,980	87,36
0,985	109,10
0,990	143,71
0,995	218,25

Fonte: Elaborada pelos autores.

Com base nos cálculos de fluxo de caixa do gerador na barra 5, obtém-se que a remuneração mínima para que compense o ajuste do fator de potência do inversor para os valores 0,905 e 0,995, objetivando igualar o mesmo *payback* referente ao caso do fator de potência unitário, é mostrada na Tabela 2.

Tabela 2

Preços referentes à remuneração para que compense o ajuste do fator de potência do gerador da barra 5.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,905	R\$ 2,2397
0,995	R\$ 0,0932

Fonte: Elaborada pelos autores.

Conforme mencionado na letra D do item III, este trabalho realiza também uma análise do valor presente líquido para outros dois casos de remunerações. A primeira refere-se a média entre a tarifa de energia ativa e a remuneração obtida que compensa o ajuste do fator de potência e a segunda refere-se à tarifa de energia ativa. Nos casos em que a taxa mínima encontrada para viabilizar a troca do fator de potência for maior que a tarifa de energia ativa, não será realizada a média descrita, tendo em vista que não se apresenta factível esse ajuste. Dessa forma, os valores a serem utilizadas são mostrados na Tabela 3.

Assim, ao fazer os cálculos do fluxo de caixa para os valores da Tabela 3, é possível mensurar os impactos deste ajuste no retorno financeiro para o gerador, o que é mostrado na Fig. 11, em que a tarifa de energia ativa é representada pela sigla TI que acompanha o fator de potência na legenda, e a média entre a tarifa de energia ativa e a remuneração que compensa o ajuste do fator de potência é representada pela sigla NT acompanhada do fator de potência na legenda. Contudo, com base na Fig. 3, pode-se observar que esse aumento de remuneração não afeta o tempo de retorno do investimento do cliente.

Tabela 3

Remunerações utilizadas para comparação dos valores presentes líquidos na barra 5.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,995	R\$ 0,4716
	R\$ 0,8500

Fonte: Elaborada pelos autores.

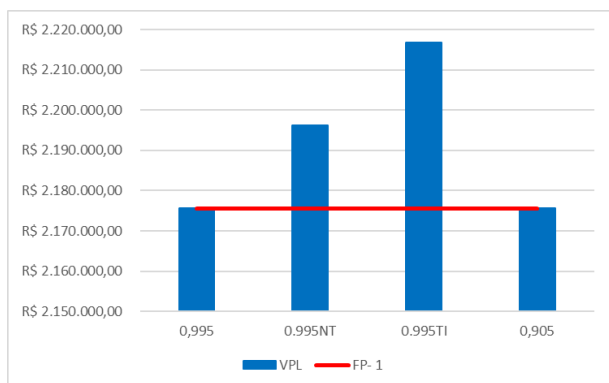


Fig. 11: Comparativo dos valores presentes líquidos na barra 5 para os fatores de potência 0,995 e 0,905. Fonte: elaborada pelos autores.

Conforme observado na Fig.11, as duas novas propostas de preço de energia, média entre a tarifa de energia ativa e a remuneração obtida e a própria tarifa de energia ativa, representam um aumento de 0,95% e 1,90%, respectivamente, em relação ao valor presente líquido para o FP unitário.

Os mesmos passos realizados para o caso da barra 5 serão utilizados para a análise do gerador fotovoltaico inserido na barra 10 da rede fictícia de 10 barras, bem como para as demais barras das redes teste de 33 e 69 barras a serem mencionadas.

Para a barra 10 e com base na Fig. 12, tem-se que o fator de potência escolhido é 0,970 quando a maior redução de perdas de energia aparente total diária na rede é o critério considerado, e a Tabela 4 mostra a razão entre a redução de perdas de energia aparente diária totais e a redução de geração de energia ativa diária. Assim, por possuir a maior razão, foi escolhido o fator de potência 0,995 para a realização da análise devido à sua maior eficiência em geração de energia ativa. As remunerações mínimas obtidas para compensar o ajuste do fator de potência do inversor estão representadas na Tabela 5. Adicionalmente, os valores de remuneração a serem utilizados para que se possa comparar o indicador financeiro estão representadas na Tabela 6 e os resultados reproduzidos são mostrados na Fig. 13.

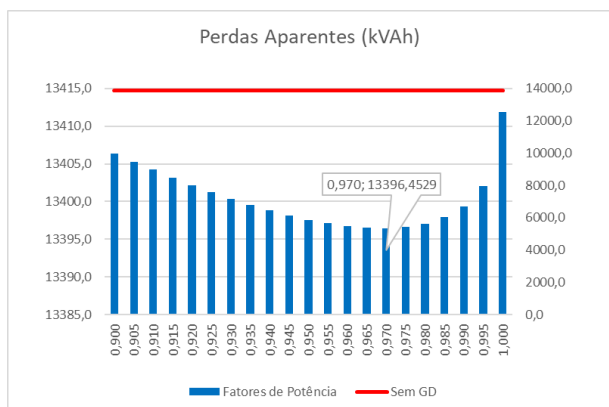


Fig. 12: Perdas aparentes para a barra 10 antes e depois da implantação de GD. Fonte: elaborada pelos autores.

Tabela 4

Razão entre a redução de perdas aparentes na rede de distribuição e o déficit de geração para a barra 10.

Fator de Potência	Razão [%]
0,900	7,80
0,905	9,94
0,910	12,29
0,915	14,86
0,920	17,74

0,925	20,92
0,930	24,55
0,935	28,64
0,940	33,43
0,945	38,96
0,950	45,11
0,955	52,07
0,960	60,40
0,965	70,61
0,970	83,57
0,975	100,76
0,980	125,18
0,985	163,89
0,990	226,80
0,995	364,06

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela 5

Preços referentes à remuneração para que compense o ajuste do fator de potência para a barra 10.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,970	R\$ 0,7347
0,995	R\$ 0,1478

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela 6

Remunerações utilizadas para comparação dos valores presentes líquidos na barra 10.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,970	R\$ 0,7924
	R\$ 0,8500
0,995	R\$ 0,4989
	R\$ 0,8500

Fonte: Elaborada pelos autores.

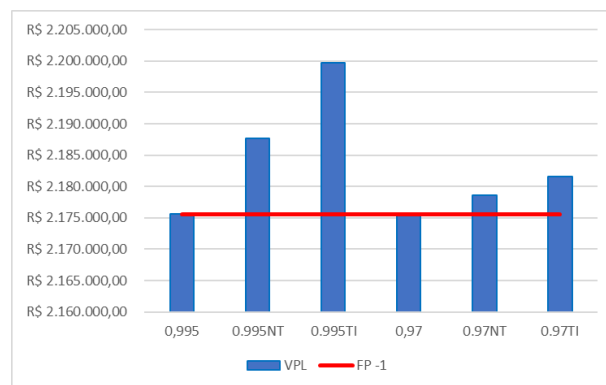


Fig. 13: Comparativo dos valores presentes líquidos na barra 10 para os fatores de potência mencionados. Fonte: elaborada pelos autores.

Conforme observado na Fig.11, as duas novas propostas de preço de energia, média entre a tarifa de energia ativa e a remuneração obtida e a própria tarifa de energia ativa, representam um aumento de 0,56% e 1,11%, respectivamente, para o FP 0,995, e 0,14% e 0,28%, respectivamente, para o FP 0,97.

Assim, para a rede de 10 barras, nota-se um comportamento diferente entre os fatores de potência e suas respectivas perdas de energia aparente para as barras escolhidas, o que é de grande importância para se compreender como cada sistema elétrico de inserção pode apresentar características específicas e únicas.

B. Sistema de 33 barras (Literatura)

A Fig. 14 mostra o esquema unifilar da rede teste de 33 barras [23], no qual a subestação está localizada na barra 1. Para este sistema e em razão da metodologia proposta, as barras da rede a serem escolhidas para a inserção do gerador fotovoltaico e posterior simulações e análise residem nas barras 18 e 33, por estas serem as mais distantes da subestação, e a barra 25, por esta apresentar uma carga ativa e reativa considerável quando comparada com as demais barras da rede teste de 33 barras.

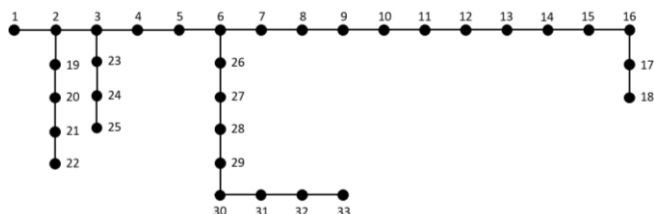


Fig. 14: Esquema da rede de 33 barras. Fonte: elaborada pelos autores.

As etapas estudadas para a rede testem de 10 barras serão então reproduzidas também para a rede de 33 barras. Assim, o fator de potência escolhido para a barra 18 foi 0,900 em relação a maior redução de perdas de energia aparente total diária na rede, concordante com a Fig. 15, e a Tabela 7 mostra a razão entre a redução de perdas de energia aparente diárias totais e a redução de geração de energia ativa diária para a barra 18.

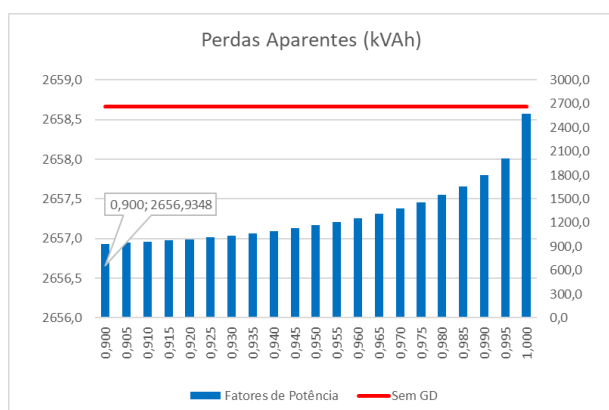


Fig. 15: Perdas aparentes para a barra 18 antes e depois da implantação de GD. Fonte: elaborada pelos autores.

Tabela 7

Razão entre a redução de perdas aparentes na rede de distribuição e o déficit de geração para a barra 18.

Fator de Potência	Razão [%]
0,900	4,14
0,905	4,35
0,910	4,59
0,915	4,84
0,920	5,13
0,925	5,44
0,930	5,81
0,935	6,22
0,940	6,70
0,945	7,26
0,950	7,85
0,955	8,49
0,960	9,26
0,965	10,21
0,970	11,42
0,975	13,02
0,980	15,31

0,985	18,95
0,990	24,73
0,995	37,12

Fonte: Elaborada pelos autores.

Desse modo, por possuir a maior razão, foi escolhido o fator de potência 0,995 para a realização da análise devido à sua maior eficiência em geração de energia ativa. As remunerações mínimas obtidas para compensar o ajuste do fator de potência do inversor estão representadas na Tabela 8.

Tabela 8

Preços referentes à remuneração para que compense o ajuste do fator de potência para a barra 18.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,900	R\$ 12,1195
0,995	R\$ 1,4490

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tendo como base a média da tarifa de energia ativa em Goiás de R\$ 0,85/kWh adotada para a realização do presente trabalho, conclui-se que a variação do fator de potência do inversor para a barra 18 da rede de 33 barras não é viável economicamente. A remuneração mínima calculada excede o valor da tarifa de energia ativa e, dessa forma, não será proposto novas formas de precificação do serviço. Na Fig. 16 está representada apenas as duas remunerações encontradas na Tabela 8.

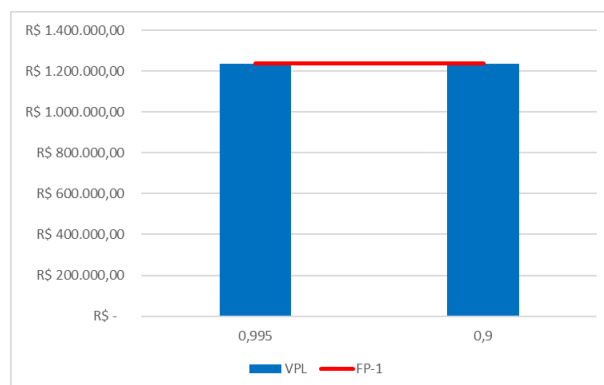


Fig. 16: Comparativo dos valores presentes líquidos na barra 18 para os fatores de potência mencionados. Fonte: elaborada pelos autores.

Já para a barra 25, foi escolhido o fator de potência 0,900, em conformidade com as características vistas anteriormente. Com isso, a Figura 17 mostra as relações de perdas aparentes a fim de confirmar a escolha do FP apresentado acima.

Assim, respeitando as razões apresentadas na Tabela 9, foi escolhido o fator de potência 0,995, com base na maior razão, de forma semelhante às escolhas para as barras anteriores.

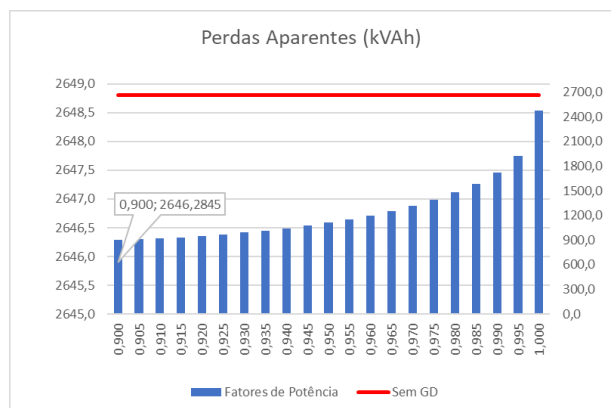


Fig. 17: Perdas aparentes para a barra 25 antes e depois da implantação de GD. Fonte: elaborada pelos autores.

Tabela 9

Razão entre a redução de perdas aparentes na rede de distribuição e o déficit de geração para a barra 25.

Fator de Potência	Razão [%]
0,900	12,21
0,905	12,83
0,910	13,54
0,915	14,29
0,920	15,16
0,925	16,10
0,930	17,20
0,935	18,42
0,940	19,88
0,945	21,54
0,950	23,31
0,955	25,24
0,960	27,55
0,965	30,39
0,970	34,01
0,975	38,82
0,980	45,67
0,985	56,60
0,990	73,92
0,995	111,12

Fonte: Elaborada pelos autores.

Conforme supracitado, serão apresentadas na Tabela 10 os preços mínimos para a alteração do FP do inversor para a barra 25. Conclui-se que, para o fator de potência de 0,900 (caso para qual há a maior redução de perdas aparentes, conforme Fig. 17) não é viável realizar a alteração, logo será apresentada outra remuneração apenas para o fator de potência 0,995 (Tabela 11).

Tabela 10

Preços referentes à remuneração para que compense o ajuste do fator de potência para a barra 25.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,900	R\$ 4,1109
0,995	R\$ 0,4841

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela 11

Remunerações utilizadas para comparação dos valores presentes líquidos na barra 25.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,995	R\$ 0,667
	R\$ 0,850

Fonte: Elaborada pelos autores.

Abaixo, percebe-se na Fig. 18 como as alterações dos preços contribuem para aumentar o lucro líquido para o consumidor. Ademais, ressalta-se novamente que a remuneração das perdas aparentes não contribui para a redução do *payback*.

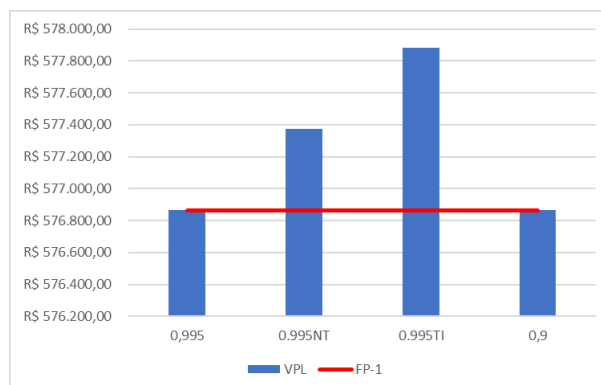


Fig. 18: Comparativo dos valores presentes líquidos na barra 25 para os fatores de potência mencionados. Fonte: elaborada pelos autores.

Conforme observado na Fig. 18, as duas novas propostas de preço de energia, média entre a tarifa de energia ativa e a remuneração obtida e a própria tarifa de energia ativa, representam um aumento de 0,09% e 0,18%, respectivamente, para o FP 0,995.

Por fim, para a barra 33, com base nas perdas aparentes mostradas na Fig. 19, observa-se que o fator de potência 0,900 é o escolhido. O outro fator de potência escolhido é 0,995, em virtude da maior razão entre a redução de perdas aparentes na rede de distribuição e o déficit de geração, conforme Tabela 12.

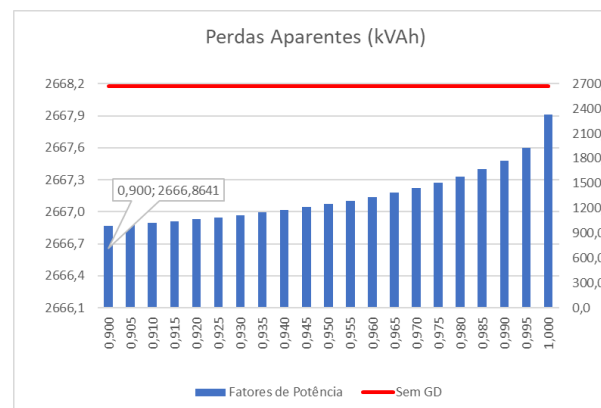


Fig. 19: Perdas aparentes para a barra 33 antes e depois da implantação de GD. Fonte: elaborada pelos autores.

Tabela 12

Razão entre a redução de perdas aparentes na rede de distribuição e o déficit de geração para a barra 33.

Fator de Potência	Razão [%]
0,900	39,75
0,905	41,46
0,910	43,40
0,915	45,48
0,920	47,87
0,925	50,45
0,930	53,49
0,935	56,84
0,940	60,87
0,945	65,45
0,950	70,28
0,955	75,50

0,960	81,76
0,965	89,47
0,970	99,26
0,975	112,30
0,980	130,91
0,985	160,59
0,990	207,39
0,995	307,51

Fonte: Elaborada pelos autores.

Os preços mínimos referentes à remuneração para viabilizar a alteração do fator de potência do inversor do gerador na barra 33 para ambos os valores escolhidos estão na Tabela 13.

Tabela 13

Preços referentes à remuneração para que compense o ajuste do fator de potência para a barra 33.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,900	R\$ 1,2725
0,995	R\$ 0,1749

Fonte: Elaborada pelos autores.

Novamente, observa-se a não viabilidade da mudança para o fator de potência para o valor 0,900, devido ao elevado valor da taxa mínima. Em contrapartida, observa-se que a alteração para o fator de potência 0,995 é exequível. Na Tabela 14 dada a seguir, estão presentes os novos valores propostos.

Tabela 14

Remunerações utilizadas para comparação dos valores presentes líquidos na barra 33.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,995	R\$ 0,5125
	R\$ 0,8500

Fonte: Elaborada pelos autores.

Dessa forma, também foi contraposto os valores presentes líquidos, de tal forma que os dados estão expostos na Fig. 20.

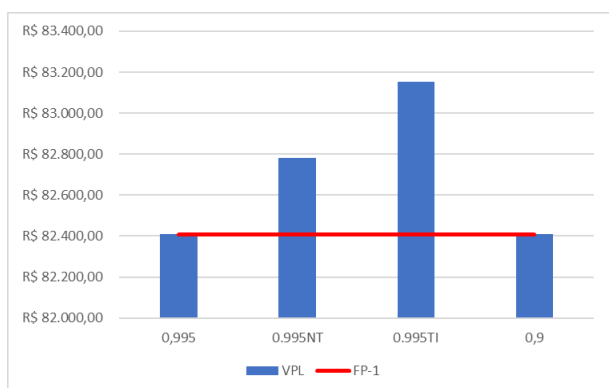


Fig. 20: Comparativo dos valores presentes líquidos na barra 33 para os fatores de potência mencionados. Fonte: elaborada pelos autores.

Conforme observado na Fig.20, as duas novas propostas de preço de energia, média entre a tarifa de energia ativa e a remuneração obtida e a própria tarifa de energia ativa, representam um aumento de 0,45% e 0,90%, respectivamente, para o FP 0,995.

C. Sistema de 69 barras (Literatura)

A Fig. 21 mostra o esquema unifilar da rede teste de 69 barras [24], no qual a subestação está localizada na barra 1. Para este sistema, as barras da rede escolhidas para a inserção do gerador

fotovoltaico e posterior simulações e análise residem na barra 65, por esta possuir uma das maiores distâncias da subestação, e a barra 61, por esta ter uma carga ativa e reativa considerável quando comparada com as demais barras da rede.

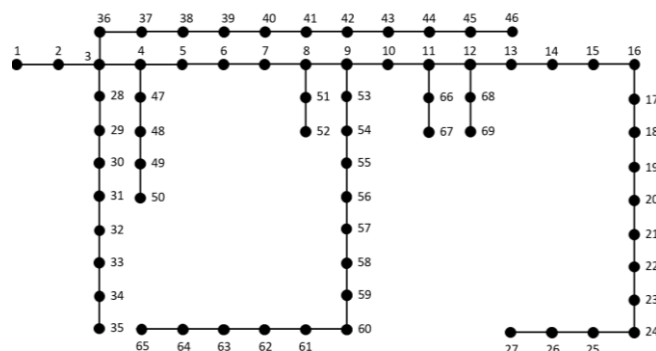


Fig. 21: Esquema da rede de 69 barras. Fonte: elaborada pelos autores.

Para a barra 61, foi escolhido o fator de potência de 0,900 com base na maior redução de perdas aparentes e a Fig. 22 justifica esta escolha. Similarmente, tendo em vista a maior razão entre a redução de perdas de energia aparente na rede de distribuição e a redução de geração de energia ativa, neste caso foi escolhido o fator de potência 0,995, com base na Tabela 15.

Igualmente ao feito anteriormente, os valores necessários para viabilizar a mudança estão representados na Tabela 16 e o estudo do valor presente líquido para estes fatores de potências está disposto na Fig. 23.

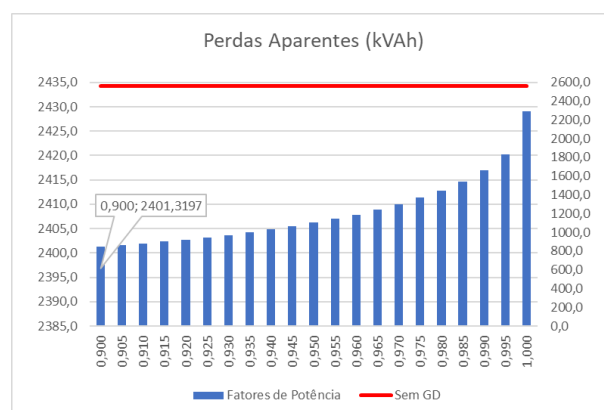


Fig. 22: Perdas aparentes para a barra 61 antes e depois da implantação de GD. Fonte: elaborada pelos autores.

Tabela 15

Razão entre a redução de perdas na rede de distribuição e o déficit de geração para a barra 61.

Fator de Potência	Razão [%]
0,900	50,68
0,905	53,01
0,910	55,65
0,915	58,47
0,920	61,72
0,925	65,23
0,930	69,35
0,935	73,90
0,940	79,37
0,945	85,59
0,950	92,17
0,955	99,32
0,960	107,88

0,965	118,42
0,970	131,81
0,975	149,64
0,980	175,07
0,985	215,62
0,990	279,70
0,995	417,03

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela 16

Preços referentes à remuneração para que compense o ajuste do fator de potência para a barra 61.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,900	R\$ 0,9952
0,995	R\$ 0,1290

Fonte: Elaborada pelos autores.

Tabela 17

Remunerações utilizadas para comparação dos valores presentes líquidos na barra 61.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,995	R\$ 0,4895
	R\$ 0,8500

Fonte: Elaborada pelos autores.

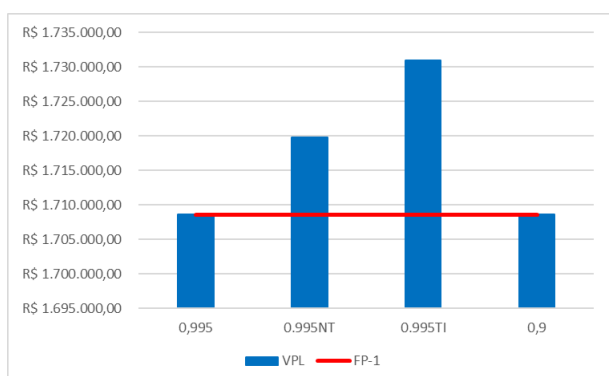


Fig. 23: Comparativo dos valores presentes líquidos na barra 61 para os fatores de potência mencionados. Fonte: elaborada pelos autores.

De acordo com a Fig.23, as duas novas propostas de preço de energia, média entre a tarifa de energia ativa e a remuneração obtida e a própria tarifa de energia ativa, representam um aumento de 0,65% e 1,31%, respectivamente, para o FP 0,995.

Para finalizar, em relação a barra 65, tem-se a escolha dos mesmos FPs: 0,900 e 0,995, conforme representado na Fig. 24 em relação a redução de perdas ativas, e na Tabela 18, sendo o maior percentual entre a redução de perdas aparentes na rede de distribuição e o déficit de geração, respectivamente.

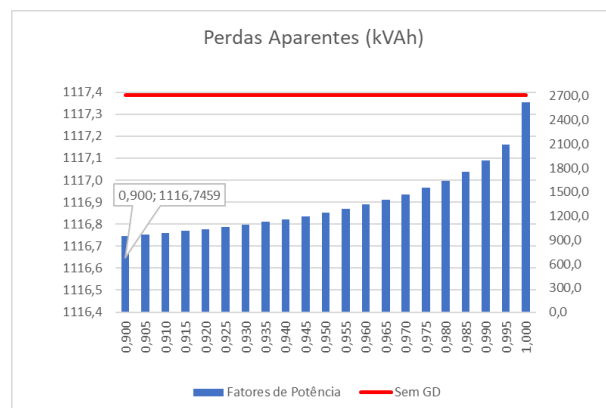


Fig. 24: Perdas aparentes para a barra 65 antes e depois da implantação de GD. Fonte: elaborada pelos autores.

Tabela 18

Razão entre a redução de perdas aparentes na rede de distribuição e o déficit de geração para a barra 65.

Fator de Potência	Razão [%]
0,900	23,41
0,905	24,49
0,910	25,71
0,915	27,01
0,920	28,51
0,925	30,13
0,930	32,04
0,935	34,14
0,940	36,67
0,945	39,54
0,950	42,58
0,955	45,88
0,960	49,84
0,965	54,71
0,970	60,89
0,975	69,13
0,980	80,88
0,985	99,61
0,990	129,21
0,995	192,64

Fonte: Elaborada pelos autores.

Os valores de remunerações referentes a estes fatores de potências estão descritos na Tabela 19 a seguir.

Tabela 19

Preços referentes à remuneração para que compense o ajuste do fator de potência para a barra 65.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,900	R\$ 2,1545
0,995	R\$ 0,2792

Fonte: Elaborada pelos autores.

Igualmente para a barra 61, não é interessante optar por outra remuneração para o FP 0,900, pois este já apresenta um valor maior que a tarifa de energia ativa. Entretanto, para o FP 0,995, adotou-se novas formas de remunerações, cujos valores estão na Tabela 20. Para estes valores apresentados, tem-se a Fig. 25 que representará o comparativo.

Tabela 20
Remunerações utilizadas para comparação
dos valores presentes líquidos na barra 65.

Fator de Potência	Preço da Energia [R\$/kVAh]
0,995	R\$ 0,5646
	R\$ 0,8500

Fonte: Elaborada pelos autores.

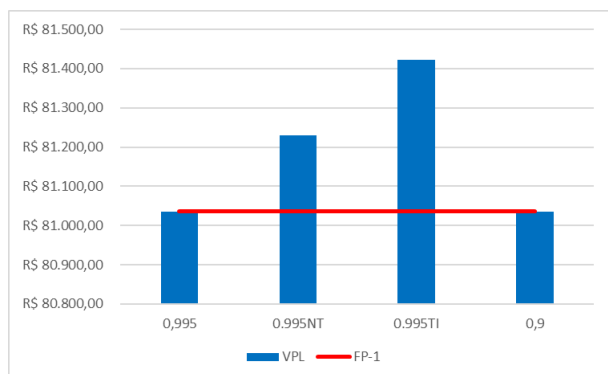


Fig. 25: Comparativo dos valores presentes líquidos na barra 65 para os fatores de potência mencionados. Fonte: elaborada pelos autores.

Conforme observado na Fig.25, as duas novas propostas de preço de energia, média entre a tarifa de energia ativa e a remuneração obtida e a própria tarifa de energia ativa, representam um aumento de 0,24% e 0,48%, respectivamente, para o FP 0,995.

Por fim, observa-se que a carga da barra 61 foi um dos fatores que contribuíram para que a taxa mínima desta se sobressaísse em relação à barra 65, por esta se localizar no fim do ramo. Essa dualidade entre valor da carga na barra e distância da barra da subestação confirma novamente a característica locacional do sistema, contribuindo, dessa forma, para determinar a garantia da necessidade de estudos pontuais, de modo a averiguar a viabilidade da alteração do fator de potência.

V. CONCLUSÕES

Este trabalho de conclusão de curso objetivou a realização de um estudo sobre uma forma de remuneração para compensar financeiramente uma unidade consumidora que opta por operar os inversores de seu gerador fotovoltaico por meio da alteração do fator de potência, baseada na redução de perdas de potência aparente alcançada na rede de distribuição em que se encontra.

É importante destacar que apenas a instalação de um sistema fotovoltaico já contribui para a redução de perdas ativas na rede elétrica. A alteração do fator de potência do inversor consegue então reduzir ainda mais essas perdas e aumentar a eficiência da rede de distribuição. Assim, a retribuição da concessionária seria uma opção para recompensar o empreendedor do gerador fotovoltaico por sacrificar parte da potência ativa pela alteração do fator de potência do inversor, energia esta que poderia ser simplesmente compensada em sua fatura de energia elétrica.

Com base nos cálculos e análises realizadas para diferentes barras das redes de teste, conclui-se que a remuneração das perdas aparentes possui um aspecto locacional, isto é, haverá locais em uma mesma rede que compensará o serviço prestado, enquanto em outros pontos não terá a mesma resposta.

Além disso, é interessante destacar que, para algumas barras (por exemplo, as barras 5 e 10 da rede fictícia de 10 barras, a barra 33 da rede de 33 barras e a barra 61 da rede de 69 barras), a taxa mínima encontrada para viabilizar o ajuste no fator de potência é muito próximo do custo marginal de expansão do Sistema Elétrico Brasileiro considerando a média dos anos de 2027 a 2031, avaliada em R\$ 0,09038/kWh [25]. Assim, nota-se a compatibilidade das remunerações mínimas encontradas com os valores de mercado, não sendo valores propostos sem embasamento técnico. Ademais, tais valores encontrados para algumas barras que são muito abaixo da taxa máxima proposta (tarifa de energia ativa), podem ter essa variação de valores utilizadas como políticas de incentivos sociais, tendo em vista que, quanto maior for a remuneração das perdas, maior será o retorno econômico em lucro líquido para o consumidor.

Por fim, para estudos futuros pode-se considerar a ampliação da complexidade das simulações, ou seja, a aproximação maior junto a realidade. Por hora, nota-se que o presente trabalho é a base comprovada de que existem casos que a remuneração do serviço prestado pelo consumidor compensa economicamente e, para tanto, o afunilamento do estudo para situações próximas da realidade, como por exemplo a consideração da geração em mais de uma barra, traria maior aprofundamento ao estudo.

VI. REFERÊNCIA BIBLIOGRAFIA

- [1] Análise do Sistema de Distribuição Considerando Penetração Fotovoltaica com Ajuste Otimizado do Fator de Potência do Inversor. Disponível em: <https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2353/1990>. Acesso em julho de 2023.
- [2] Infográfico. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em julho de 2023.
- [3] BELCHIOR, FERNANDO NUNES; SILVA, Sérgio Batista ; SOUTO, Olívio Carlos Nascimento ; BRITO, Leonardo Machado ; SANTOS JUNIOR, Getúlio Santiago . IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA TENSÃO ELÉTRICA DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO. In: XIV CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2021, Virtual. XIV CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2021.
- [4] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61727: photovoltaic (PV) systems - characteristics of the utility interface. IEC, 2004.
- [5] ASSOCIATION FOR ELECTRICAL, ELECTRONIC AND INFORMATION TECHNOLOGIES. VDE-AR-N 4105: power generation systems connected to the low-voltage distribution network. VDE, 2011.
- [6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16149: sistemas fotovoltaicos - características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

- [7] ROSA, M.; ALVES, F.; HORIZONTE, B. UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUOS - ATJMEU/1/dissertacao_mestrado_ppgee_marcos_rosa_fabiano_alves.pdf>. Acesso em julho de 2023.
- [8] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa 1059/2023. Governo Federal. 2012. <www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>. Acesso em julho de 2023.
- [9] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa 482/2012. Governo Federal. 2012.<<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em julho de 2023.
- [10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa 687/2015. Governo Federal. 2012. <www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em julho de 2023.
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa 786/2017. Governo Federal. 2012. <www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em julho de 2023.
- [12] OS SISTEMAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. BlueSol Energia Solar. Disponível em: <<https://programaintegradoronline.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Livro-Digital-de-Introdu%C3%A7%C3%A3o-aos-Sistemas-Solares-novo.pdf>>. Acesso em julho de 2023.
- [13] Cássio Araújo De Nascimento. Princípio de Funcionamento da Célula Fotovoltaica. Lavras, Minas Gerais, Brasil 2004.
- [14] DIAMANDIS, P. Solar energy revolution: a massive opportunity. New York: Forbes, Sept. 2014. Disponível em: <<https://www.forbes.com/sites/peterdiamandis/2014/09/02/solar-energy-revolution-a-massive-opportunity/?sh=cb277ca6c900>>. Acesso em julho de 2023.
- [15] MONTICELLI, Alcir J., Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Ed. Edgar Blücher, São Paulo, 1983.
- [16] BRIGATTO, Gelson A. A., “Teoria do Problema do Fluxo de Carga - Material Didático”, 2022. Apostila da disciplina Tópicos em Sistemas Eletro-Eletrônicos, do Programa de Pós-Graduação da EMC/UFG.
- [17] NOGUEIRA, Edemilson. Introdução à Engenharia Econômica. São Carlos: EdUFSCar, 2011.
- [18] RENDIMENTO, A.; MANUTENÇÃO FÁCEIS, O. E. Inversor string de múltiplos MPPTs para sistema de 1.000 Vcc. Disponível em: <<https://sicesolar.com.br/wp-content/uploads/2019/10/ficha-tecnica-sg110cx.pdf>>. Acesso em julho de 2023.
- [19] Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400. Disponível em: <https://solar.co.za/wp-content/uploads/2021/11/CS-Datasheet-HiKu6_CS6W-MS_v1.6_F50A_EN_530-550W.pdf>. Acesso em julho de 2023.
- [20] TAXA DE JURO - LISTA DE PAÍSES. Disponível em: <<https://pt.tradingeconomics.com/country-list/interest-rate>>. Acesso em julho de 2023.
- [21] Análise do Preço de Sistemas Residenciais em 2020. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/analise-do-preco-de-sistemas-residenciais-em-2020/>>. Acesso em julho de 2023.
- [22] Power BI report. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QtM2EyNi00YjkyLW1xNDMtYTU4NTI0NWlyNTI1IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJR9>>. Acesso em julho de 2023.
- [23] BARAN, M.; WU, F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 4, n. 2, pp. 1401–1407, 1989.
- [24] CHIANG, H. D.; JEAN-JUMEAU, R. Optimal Network reconfigurations in distribution systems: Part 2: Solution algorithms and numerical results. IEEE Transactions on Power Systems, 5, n. 3, July 1990
- [25] DE, J. et al. CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO METODOLOGIA E CÁLCULO -2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT%20EPE-DEE-NT-034_2022%20-%20CME.pdf>. Acesso em julho de 2023.

ANEXO A: BASE DE DADOS DAS REDES DE TESTE ADOTADAS NO TRABALHO

Observação 1: para a rede de 10 barras, foram utilizados como base os valores de 23kV para a tensão e 1000kVA para a potência. Para as redes de 33 e 69 barras, foram utilizados como base os valores de 12,66kV para a tensão e 100kVA para a potência.

Observação 2: os ângulos apresentados nas tabelas estão em radiano, e o tipo da barra segue-se a seguinte numeração: 0 para barras tipo PQ (carga), 1 para barras tipo PV (geração), e 2 para barras tipo V θ (*slack*).

Tabela A.1 – Informações referentes a todas as barras da rede teste de 10 barras.

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo	Potência Ativa Gerada (kW)	Potência Reativa Gerada (kVar)	Potência Ativa Consumida (kW)	Potência Reativa Consumida (kVar)
1	2	1	0	0	0	0	0
2	0	1	0	0	0	1840	460
3	0	1	0	0	0	980	340
4	0	1	0	0	0	1790	446
5	0	1	0	0	0	1598	1840
6	0	1	0	0	0	1610	600
7	0	1	0	0	0	780	110
8	0	1	0	0	0	1150	60
9	0	1	0	0	0	980	130
10	0	1	0	0	0	1640	200

Tabela A.2 – Informações referentes aos ramos da rede teste de 10 barras.

Ramos		Resistência (ohms)	Reatância (ohms)
De	Para		
1	2	0,1233	0,4127
2	3	0,014	0,6051
3	4	0,7463	1,2050
4	5	0,6984	0,6084
5	6	1,9831	1,7276
6	7	0,9053	0,7886
7	8	2,0552	1,164
8	9	4,7953	2,716
9	10	5,3434	3,0264

Tabela A.3 - Informações referentes a todas as barras da rede teste de 33 barras [23].

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo	Potência Ativa Gerada (kW)	Potência Reativa Gerada (kVar)	Potência Ativa Consumida (kW)	Potência Reativa Consumida (kVar)
1	2	1	0	0	0	0	0
2	0	1	0	0	0	100	60
3	0	1	0	0	0	90	40
4	0	1	0	0	0	120	80
5	0	1	0	0	0	60	30
6	0	1	0	0	0	60	20
7	0	1	0	0	0	200	100
8	0	1	0	0	0	200	100
9	0	1	0	0	0	60	20
10	0	1	0	0	0	60	20
11	0	1	0	0	0	45	30
12	0	1	0	0	0	60	35
13	0	1	0	0	0	60	35
14	0	1	0	0	0	120	80
15	0	1	0	0	0	60	10
16	0	1	0	0	0	60	20
17	0	1	0	0	0	60	20
18	0	1	0	0	0	90	40
19	0	1	0	0	0	90	40

20	0	1	0	0	0	90	40
21	0	1	0	0	0	90	40
22	0	1	0	0	0	90	50
23	0	1	0	0	0	90	50
24	0	1	0	0	0	420	200
25	0	1	0	0	0	420	200
26	0	1	0	0	0	60	25
27	0	1	0	0	0	60	25
28	0	1	0	0	0	60	20
29	0	1	0	0	0	120	70
30	0	1	0	0	0	200	600
31	0	1	0	0	0	150	70
32	0	1	0	0	0	210	100
33	0	1	0	0	0	60	40

Tabela A.4 - Informações referentes aos ramos da rede teste de 33 barras [23].

Ramos		Resistência (ohms)	Reatância (ohms)
De	Para		
1	2	0,0922	0,0470
2	3	0,4930	0,2511
3	4	0,3660	0,1864
4	5	0,3811	0,1941
5	6	0,8190	0,7070
6	7	0,1872	0,6188
7	8	0,7114	0,2351
8	9	1,0300	0,7400
9	10	1,0400	0,7400
10	11	0,1966	0,0650
11	12	0,3744	0,1238
12	13	1,4680	1,1550
13	14	0,5416	0,7129
14	15	0,5910	0,5260
15	16	0,7463	0,5450
16	17	1,2890	1,7210
17	18	0,7320	0,5740
2	19	0,1640	0,1565
19	20	1,5042	1,3554
20	21	0,4095	0,4784
21	22	0,7089	0,9373
3	23	0,4512	0,3083
23	24	0,8980	0,7091
24	25	0,8960	0,7011
6	26	0,2030	0,1034
26	27	0,2842	0,1447
27	28	1,0590	0,9337
28	29	0,8042	0,7006
29	30	0,5075	0,2585
30	31	0,9744	0,9630
31	32	0,3105	0,3619
32	33	0,3410	0,5302

Tabela A.5 - Informações referentes a todas as barras rede teste de 69 barras [24].

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo	Potência Ativa Gerada (kW)	Potência Reativa Gerada (kVar)	Potência Ativa Consumida (kW)	Potência Reativa Consumida (kVar)
1	2	1	0	0	0	0	0
2	0	1	0	0	0	0	0
3	0	1	0	0	0	0	0
4	0	1	0	0	0	0	0
5	0	1	0	0	0	0	0
6	0	1	0	0	0	2,6	2,20

7	0	1	0	0	0	40,40	30,00
8	0	1	0	0	0	75,00	54,00
9	0	1	0	0	0	30,00	22,00
10	0	1	0	0	0	28,00	19,00
11	0	1	0	0	0	145,00	104,00
12	0	1	0	0	0	145,00	104,00
13	0	1	0	0	0	8,00	5,50
14	0	1	0	0	0	8,00	5,50
15	0	1	0	0	0	0	0,00
16	0	1	0	0	0	45,50	30,00
17	0	1	0	0	0	60,00	35,00
18	0	1	0	0	0	60,00	35,00
19	0	1	0	0	0	0	0,00
20	0	1	0	0	0	1,00	0,60
21	0	1	0	0	0	114,00	81,00
22	0	1	0	0	0	114,00	3,50
23	0	1	0	0	0	5,30	0,00
24	0	1	0	0	0	0,0	20,00
25	0	1	0	0	0	28,00	0,00
26	0	1	0	0	0	0,00	10,00
27	0	1	0	0	0	14,00	10,00
28	0	1	0	0	0	14,00	18,60
29	0	1	0	0	0	26,00	18,60
30	0	1	0	0	0	26,00	0,00
31	0	1	0	0	0	0,00	0,00
32	0	1	0	0	0	0,00	0,00
33	0	1	0	0	0	14,00	10,00
34	0	1	0	0	0	19,50	14,00
35	0	1	0	0	0	6,00	4,00
36	0	1	0	0	0	26,00	18,55
37	0	1	0	0	0	26,00	18,55
38	0	1	0	0	0	0,00	0,00
39	0	1	0	0	0	24,00	17,00
40	0	1	0	0	0	24,00	17,00
41	0	1	0	0	0	1,20	1,00
42	0	1	0	0	0	0,00	0,00
43	0	1	0	0	0	6,00	4,30
44	0	1	0	0	0	0,00	0,00
45	0	1	0	0	0	39,22	26,30
46	0	1	0	0	0	39,22	26,30
47	0	1	0	0	0	0,00	0,00
48	0	1	0	0	0	79,00	56,40
49	0	1	0	0	0	384,70	274,50
50	0	1	0	0	0	384,00	274,50
51	0	1	0	0	0	40,50	28,30
52	0	1	0	0	0	3,60	2,70
53	0	1	0	0	0	4,35	3,50
54	0	1	0	0	0	26,40	19,00
55	0	1	0	0	0	24,00	17,20
56	0	1	0	0	0	0,00	0,00
57	0	1	0	0	0	0,00	0,00
58	0	1	0	0	0	0,00	0,00
59	0	1	0	0	0	100,00	72,00
60	0	1	0	0	0	0,00	0,00
61	0	1	0	0	0	1244,00	888,00
62	0	1	0	0	0	32,00	23,00
63	0	1	0	0	0	0,00	0,00
64	0	1	0	0	0	227,00	162,00
65	0	1	0	0	0	59,00	42,00
66	0	1	0	0	0	18,00	13,00
67	0	1	0	0	0	18,00	13,00

68	0	1	0	0	0	28,00	20,00
69	0	1	0	0	0	28,00	20,00

Tabela A.6 - Informações referentes aos ramos da rede teste de 69 barras [24].

Ramos		Resistência (ohms)	Reatância (ohms)
De	Para		
1	2	0,0005	0,0012
2	3	0,0005	0,0012
3	4	0,0015	0,0036
4	5	0,0251	0,0294
5	6	0,3660	0,1864
6	7	0,3811	0,1941
7	8	0,0922	0,0470
8	9	0,0493	0,0251
9	10	0,8190	0,2707
10	11	0,1872	0,0619
11	12	0,7114	0,2351
12	13	1,0300	0,3400
13	14	1,0440	0,3450
14	15	1,0580	0,3496
15	16	0,1966	0,0650
16	17	0,3744	0,1238
17	18	0,0047	0,0016
18	19	0,3276	0,1083
19	20	0,2106	0,0696
20	21	0,3416	0,1129
21	22	0,0140	0,0046
22	23	0,1591	0,0526
23	24	0,3463	0,1145
24	25	0,7488	0,2475
25	26	0,3089	0,1021
26	27	0,1732	0,0572
3	28	0,0044	0,0108
28	29	0,0640	0,1565
29	30	0,3978	0,1315
30	31	0,0702	0,0232
31	32	0,3510	0,1160
32	33	0,8390	0,2816
33	34	1,7080	0,5646
34	35	1,4740	0,4873
3	36	0,0044	0,0108
36	37	0,0640	0,1565
37	38	0,1053	0,1230
38	39	0,0304	0,0355
39	40	0,0018	0,0021
40	41	0,7283	0,8509
41	42	0,3100	0,3623
42	43	0,0410	0,0478
43	44	0,0092	0,0116
44	45	0,1089	0,1373
45	46	0,0009	0,0012
4	47	0,0034	0,0084
47	48	0,0851	0,2083
48	49	0,2898	0,7091
49	50	0,0822	0,2011
8	51	0,0928	0,0473
51	52	0,3319	0,1114
9	53	0,1740	0,0886
53	54	0,2030	0,1034
54	55	0,2842	0,1447
55	56	0,2813	0,1433
56	57	1,5900	0,5337
57	58	0,7837	0,2630

58	59	0,3042	0,1006
59	60	0,3861	0,1172
60	61	0,5075	0,2585
61	62	0,0974	0,0496
62	63	0,1450	0,0738
63	64	0,7105	0,3619
65	66	1,0410	0,5302
11	66	0,2012	0,0611
66	67	0,0047	0,0014
12	68	0,7394	0,2444
68	69	0,0047	0,0016

ANEXO B: DATASHEET DO INVERSOR DA SUNGROW SG110CX [18]

SG110CX Novo

SUNGROW
Clean power for allInversor string de múltiplos MPPTs para sistema de 1.000 V_{cc}**ALTO RENDIMENTO**

- 9 MPPTs com máxima eficiência de 98,7%
- Compatível com módulo bifacial
- Função de recuperação PID embutida opcional

**OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO FÁCEIS**

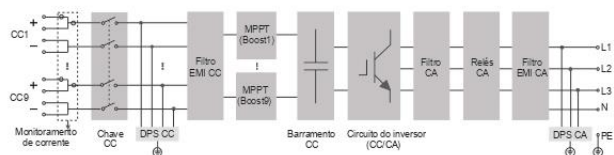
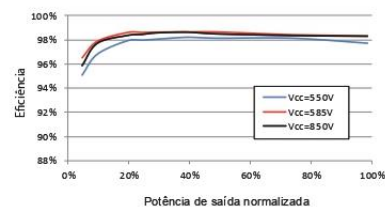
- Atualização de firmware remota e comissionamento sem toque
- Varredura e diagnóstico da curva IV online*
- Design sem fusíveis com monitoramento de corrente de string inteligente

**BAIXO CUSTO**

- Compatível com cabos CA de Al e Cu
- Conexão CC 2 em 1 ativada
- Função Q noturna

**SEGURANÇA COMPROVADA**

- IP66 e grau anticorrosivo C5
- Dispositivo de proteção contra surtos (DPS) tipo II para CC e para CA
- Compatível com segurança e código de rede globais

DIAGRAMA DO CIRCUITO**CURVA DE EFICIÊNCIA**

Descrição do tipo	SG110CX
Entrada (CC)	
Tensão máxima de entrada FV	1.100 V
Tensão mínima de entrada FV/Tensão de entrada de inicialização	200 V/250 V
Tensão nominal de entrada FV	585 V
Intervalo de tensão MPP	200 – 1.000 V
Intervalo de tensão MPP para potência nominal	550 V – 850 V
Nº de entradas MPP independentes	9
Número máximo de strings FV por MPPT	2
Corrente de entrada máxima FV	26 A * 9
Corrente máxima do conector de entrada	30 A
Corrente máxima de CC de curto-circuito	40 A * 9
Saída (CA)	
Potência de saída CA	110 kVA a 45 °C / 100 kVA a 50 °C
Corrente de saída CA máxima	158,8 A
Tensão CA nominal	3/N/PE, 400 V
Intervalo de tensão CA	320 – 460 V
Frequência nominal da rede/Faixa de frequência da rede	50 Hz/45 – 55 Hz, 60 Hz/55 – 65 Hz
THD	< 3% (em potência nominal)
Injeção de corrente CC	Entrada de < 0,5%
Fator de potência em potência nominal/Fator de potência ajustável	> 0,99/0,8 adiantado – 0,8 atrasado
Fases de alimentação/fases de conexão	3 / 3
Eficiência	
Eficiência máxima	98,7 %
Eficiência europeia	98,5 %
Proteção	
Proteção de conexão CC reversa	Sim
Proteção contra curto-circuito CA	Sim
Proteção contra corrente de fuga	Sim
Monitoramento de rede	Sim
Monitoramento de falha de aterramento	Sim
Interruptor CC	Sim
Interruptor CA	Não
Monitoramento de corrente da string FV	Sim
Função Q noturna	Sim
Função de recuperação de PID	Opcional
Proteção de sobretensão	CC tipo II/CA tipo II
Dados gerais	
Dimensões (L*A*P)	1051*660*362,5 mm
Peso	85 kg
Método de isolamento	Sem transformador
Grau de proteção contra intrusão	IP66
Consumo de energia à noite	< 2 W
Faixa de temperatura do ambiente de operação	-30 a 60 °C (redução de potência a > 50 °C)
Faixa de umidade relativa permitida (sem condensação)	0 – 100 %
Método de resfriamento	Resfriamento de ar forçado inteligente
Altitude máxima de operação	4.000 m (redução de potência a > 3.000 m)
Visor	LED, Bluetooth + aplicativo
Comunicação	RS485/Opcional: Wi-Fi, Ethernet
Tipo de conexão CC	MC4 (máx. 6 mm ²)
Tipo de conexão CA	Terminal OT (máx. 240 mm ²)
Conformidade	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-21, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014, UTE C15-712-1:2013, DEWA
Suporte à rede	Função Q noturna, LVRT, HVRT, controle de potência ativa e reativa e controle de taxa de rampa de potência

*: Compatível apenas com logger Sungrow e iSolarCloud



ANEXO C: DATASHEET DO MÓDULO CANADIAN SOLAR CS6W-550MS [19]



HiKu6 Mono PERC

530 W ~ 555 W

CS6W-530 | 535 | 540 | 545 | 550 | 555MS



MORE POWER

- Module power up to 555 W
Module efficiency up to 21.6 %
- Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 5.6 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Years Linear Power Performance Warranty*

**1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



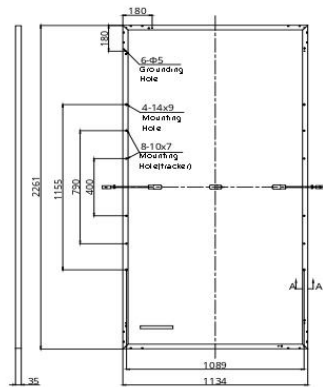
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

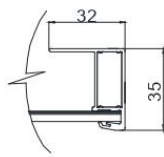
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

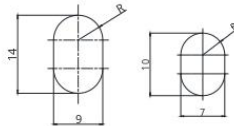
Rear View



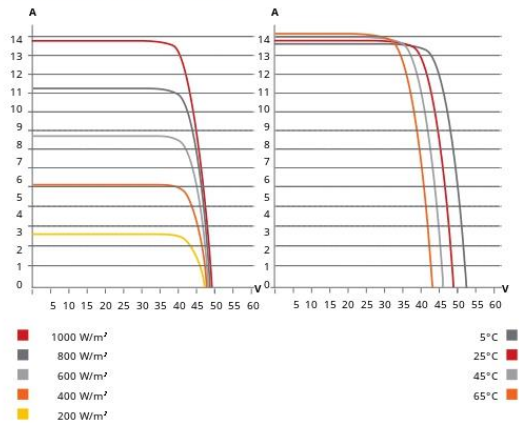
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6W-530MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS	555MS
Nominal Max. Power (Pmax)	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W	555 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V	41.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	12.96 A	13.02 A	13.08 A	13.14 A	13.20 A	13.25 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V	49.8 V
Short Circuit Current (Isc)	13.80 A	13.85 A	13.90 A	13.95 A	14.00 A	14.05 A
Module Efficiency	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	25 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2261 x 1134 x 35 mm (89.0 x 44.6 x 1.38 in)
Weight	27.8 kg (61.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

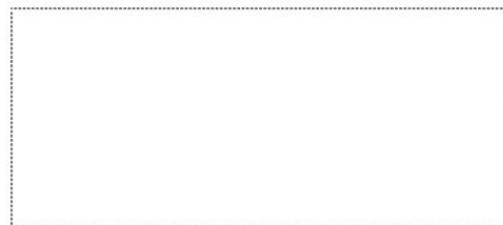
CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS	555MS
Nominal Max. Power (Pmax)	397 W	401 W	405 W	409 W	412 W	416 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.38 A	10.42 A	10.47 A	10.52 A	10.55 A	10.59 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.1 V	46.3 V	46.5 V	46.7 V	46.9 V	47.1 V
Short Circuit Current (Isc)	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A	11.33 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.

199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

APÊNDICE A: ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS PERDAS DE ENERGIA APARENTE E AS GERAÇÕES DE ENERGIA ATIVAS EM RELAÇÃO AO FATOR DE POTÊNCIA UNITÁRIO

Rede fictícia de 10 barras: abaixo encontram-se presentes as variações de perdas de energia aparente total diária, em kVAh, e a geração de energia ativa diária, em kWh, para os casos de o gerador fotovoltaico estar localizado na barra 5 ou na barra 10 da rede.

Barra 5				
FP	Perdas [kVAh]	Δperdas [kVAh]	Geração Diária [kWh]	ΔGeração [kWh]
0,900	13957,2883	14,5666	926,00	69,70
0,905	13957,2684	14,5865	929,80	65,90
0,910	13957,2699	14,5850	933,70	62,00
0,915	13957,2946	14,5603	937,50	58,20
0,920	13957,3445	14,5104	941,40	54,30
0,925	13957,4219	14,4330	945,20	50,50
0,930	13957,5294	14,3255	949,10	46,60
0,935	13957,6703	14,1846	952,90	42,80
0,940	13957,8483	14,0066	956,80	38,90
0,945	13958,0680	13,7869	960,60	35,10
0,950	13958,3350	13,5199	964,10	31,60
0,955	13958,6566	13,1983	967,40	28,30
0,960	13959,0417	12,8132	970,70	25,00
0,965	13959,5024	12,3525	974,00	21,70
0,970	13960,0554	11,7995	977,30	18,40
0,975	13960,7245	11,1304	980,60	15,10
0,980	13961,5462	10,3087	983,90	11,80
0,985	13962,5818	9,2731	987,20	8,50
0,990	13963,9510	7,9039	990,20	5,50
0,995	13965,9622	5,8927	993,00	2,70
1,000	13971,8549	-	995,70	-

Barra 10				
FP	Perdas [kVAh]	Δperdas [kVAh]	Geração Diária [kWh]	ΔGeração [kWh]
0,900	13406,3934	5,4355	926,00	69,70
0,905	13405,2810	6,5479	929,80	65,90
0,910	13404,2083	7,6206	933,70	62,00
0,915	13403,1785	8,6504	937,50	58,20
0,920	13402,1953	9,6336	941,40	54,30
0,925	13401,2630	10,5660	945,20	50,50
0,930	13400,3863	11,4426	949,10	46,60
0,935	13399,5713	12,2576	952,90	42,80
0,940	13398,8250	13,0039	956,80	38,90
0,945	13398,1557	13,6732	960,60	35,10
0,950	13397,5740	14,2549	964,10	31,60
0,955	13397,0929	14,7360	967,40	28,30
0,960	13396,7295	15,0994	970,70	25,00
0,965	13396,5059	15,3230	974,00	21,70
0,970	13396,4529	15,3761	977,30	18,40
0,975	13396,6144	15,2145	980,60	15,10
0,980	13397,0582	14,7707	983,90	11,80
0,985	13397,8979	13,9310	987,20	8,50
0,990	13399,3546	12,4743	990,20	5,50
0,995	13401,9993	9,8297	993,00	2,70
1,000	13411,8289	-	995,70	-

Rede teste de 33 barras: abaixo encontram-se presentes as variações de perdas de energia aparente total diária, em kVAh, e a geração de energia ativa diária, em kWh, para os casos de o gerador fotovoltaico estar localizado na barra 18, 25 ou 33 da rede.

Barra 18				
FP	Perdas [kVAh]	Δperdas [kVAh]	Geração Diária [kWh]	ΔGeração [kWh]
0,900	2656,9348	1,6413	526,14	39,60
0,905	2656,9462	1,6299	528,30	37,44
0,910	2656,9597	1,6165	530,51	35,23
0,915	2656,9753	1,6008	532,67	33,07
0,920	2656,9934	1,5828	534,89	30,85
0,925	2657,0140	1,5622	537,05	28,69
0,930	2657,0375	1,5387	539,26	26,48
0,935	2657,0641	1,5121	541,42	24,32
0,940	2657,0942	1,4820	543,64	22,10
0,945	2657,1282	1,4479	545,80	19,94
0,950	2657,1668	1,4094	547,78	17,95
0,955	2657,2104	1,3657	549,66	16,08
0,960	2657,2601	1,3160	551,53	14,20
0,965	2657,3169	1,2592	553,41	12,33
0,970	2657,3825	1,1937	555,28	10,45
0,975	2657,4589	1,1172	557,16	8,58
0,980	2657,5498	1,0263	559,03	6,70
0,985	2657,6609	0,9152	560,91	4,83
0,990	2657,8035	0,7727	562,61	3,13
0,995	2658,0066	0,5695	564,20	1,53
1,000	2658,5761	-	565,74	-

Barra 25				
FP	Perdas [kVAh]	Δperdas [kVAh]	Geração Diária [kWh]	ΔGeração [kWh]
0,900	2646,2845	2,2563	245,53	18,48
0,905	2646,2984	2,2424	246,54	17,47
0,910	2646,3151	2,2257	247,57	16,44
0,915	2646,3349	2,2059	248,58	15,43
0,920	2646,3580	2,1828	249,61	14,40
0,925	2646,3847	2,1561	250,62	13,39
0,930	2646,4155	2,1253	251,66	12,36
0,935	2646,4506	2,0902	252,66	11,35
0,940	2646,4907	2,0501	253,70	10,31
0,945	2646,5363	2,0046	254,70	9,31
0,950	2646,5881	1,9527	255,63	8,38
0,955	2646,6471	1,8937	256,51	7,50
0,960	2646,7146	1,8262	257,38	6,63
0,965	2646,7920	1,7488	258,26	5,75
0,970	2646,8817	1,6591	259,13	4,88
0,975	2646,9867	1,5542	260,01	4,00
0,980	2647,1118	1,4290	260,88	3,13
0,985	2647,2653	1,2755	261,76	2,25
0,990	2647,4628	1,0780	262,55	1,46
0,995	2647,7453	0,7956	263,30	0,72
1,000	2648,5408	-	264,01	-

Barra 33				
FP	Perdas [kVAh]	Δperdas [kVAh]	Geração Diária [kWh]	ΔGeração [kWh]
0,900	2666,8641	1,0494	35,08	2,64
0,905	2666,8786	1,0349	35,22	2,50
0,910	2666,8942	1,0193	35,37	2,35
0,915	2666,9110	1,0026	35,51	2,20
0,920	2666,9290	0,9845	35,66	2,06
0,925	2666,9484	0,9651	35,80	1,91
0,930	2666,9694	0,9441	35,95	1,77
0,935	2666,9921	0,9215	36,09	1,62
0,940	2667,0166	0,8969	36,24	1,47
0,945	2667,0433	0,8702	36,39	1,33
0,950	2667,0724	0,8412	36,52	1,20
0,955	2667,1042	0,8093	36,64	1,07
0,960	2667,1393	0,7743	36,77	0,95
0,965	2667,1781	0,7354	36,89	0,82
0,970	2667,2217	0,6918	37,02	0,70
0,975	2667,2712	0,6423	37,14	0,57
0,980	2667,3284	0,5851	37,27	0,45
0,985	2667,3965	0,5171	37,39	0,32
0,990	2667,4815	0,4321	37,51	0,21
0,995	2667,5990	0,3145	37,61	0,10
1,000	2667,9135	-	37,72	-

Rede teste de 69 barras: abaixo encontram-se presentes as variações de perdas de energia aparente total diária, em kVAh, e a geração de energia ativa diária, em kWh, para os casos de o gerador fotovoltaico estar localizado na barra 61 ou 65 da rede.

Barra 61				
FP	Perdas [kVAh]	Δperdas [kVAh]	Geração Diária [kWh]	ΔGeração [kWh]
0,900	2401,3197	27,7433	727,24	54,74
0,905	2401,6269	27,4361	730,22	51,75
0,910	2401,9650	27,0980	733,28	48,69
0,915	2402,3366	26,7264	736,27	45,71
0,920	2402,7446	26,3184	739,33	42,64
0,925	2403,1922	25,8708	742,32	39,66
0,930	2403,6833	25,3797	745,38	36,60
0,935	2404,2225	24,8405	748,36	33,61
0,940	2404,8153	24,2477	751,43	30,55
0,945	2405,4683	23,5948	754,41	27,57
0,950	2406,1895	22,8735	757,16	24,82
0,955	2406,9894	22,0736	759,75	22,23
0,960	2407,8810	21,1820	762,34	19,63
0,965	2408,8819	20,1811	764,93	17,04
0,970	2410,0158	19,0472	767,53	14,45
0,975	2411,3172	17,7458	770,12	11,86
0,980	2412,8389	16,2241	772,71	9,27
0,985	2414,6694	14,3936	775,30	6,68
0,990	2416,9814	12,0816	777,66	4,32
0,995	2420,2202	8,8428	779,86	2,12
1,000	2429,0630	-	781,98	-

Barra 65				
FP	Perdas [kVAh]	Δperdas [kVAh]	Geração Diária [kWh]	ΔGeração [kWh]
0,900	1116,7459	0,6078	34,49	2,60
0,905	1116,7526	0,6010	34,63	2,45
0,910	1116,7600	0,5936	34,78	2,31
0,915	1116,7681	0,5855	34,92	2,17
0,920	1116,7771	0,5766	35,06	2,02
0,925	1116,7869	0,5668	35,21	1,88
0,930	1116,7976	0,5560	35,35	1,74
0,935	1116,8094	0,5442	35,49	1,59
0,940	1116,8224	0,5313	35,64	1,45
0,945	1116,8367	0,5170	35,78	1,31
0,950	1116,8525	0,5012	35,91	1,18
0,955	1116,8700	0,4836	36,03	1,05
0,960	1116,8895	0,4641	36,16	0,93
0,965	1116,9115	0,4422	36,28	0,81
0,970	1116,9363	0,4173	36,40	0,69
0,975	1116,9648	0,3888	36,52	0,56
0,980	1116,9982	0,3555	36,65	0,44
0,985	1117,0383	0,3154	36,77	0,32
0,990	1117,0890	0,2647	36,88	0,20
0,995	1117,1599	0,1937	36,99	0,10
1,000	1117,3537	-	37,09	-

APÊNDICE B: RESULTADOS DA ANÁLISE ECONÔMICA

Resultados para as barras 5 e 10 referentes a rede fictícia de 10 barras.

BARRA 5			
Potência [kWp]	158,40 kWp	Valor [R\$]	R\$ 785.664,00
FP Unitário	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	VPL [R\$]	R\$	2.175.600,99
	VPLa [R\$]	R\$	311.584,28
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
	Payback		Entre 46 e 47 meses
FP 0,995	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,0932
	VPL [R\$]	R\$	2.175.600,99
	VPLa [R\$]	R\$	311.584,28
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	
FP 0,995 - Nova Tarifa	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,4716
	VPL [R\$]	R\$	2.196.245,63
	VPLa [R\$]	R\$	314.540,95
	IBC		3,80
	TIR [%]		3,03%
	ROIA [%]		5,48%
	ROI [%]		19,98%
Payback		Entre 45 e 46 meses	
FP 0,995 - Tarifa igual	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,85
	VPL [R\$]	R\$	2.216.890,27
	VPLa [R\$]	R\$	317.497,63
	IBC		3,82
	TIR [%]		3,05%
	ROIA [%]		5,51%
	ROI [%]		20,02%
Payback		Entre 45 e 46 meses	
FP 0,905	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	2,2397
	VPL [R\$]	R\$	2.175.600,99
	VPLa [R\$]	R\$	311.584,28
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	

BARRA 10			
Potência [kWp]	158,40 kWp	Valor [R\$]	R\$ 785.664,00
FP Unitário	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	VPL [R\$]	R\$	2.175.600,99
	VPLa [R\$]	R\$	311.584,28
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
	Payback		Entre 46 e 47 meses
FP 0,995	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,1478
	VPL [R\$]	R\$	2.175.600,99
	VPLa [R\$]	R\$	311.584,28
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	
FP 0,995 - Nova Tarifa	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,4989
	VPL [R\$]	R\$	2.187.689,15
	VPLa [R\$]	R\$	313.315,51
	IBC		3,78
	TIR [%]		3,02%
	ROIA [%]		5,47%
	ROI [%]		19,97%
Payback		Entre 45 e 46 meses	
FP 0,995 - Tarifa igual	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,85
	VPL [R\$]	R\$	2.199.777,31
	VPLa [R\$]	R\$	315.046,75
	IBC		3,80
	TIR [%]		3,03%
	ROIA [%]		5,49%
	ROI [%]		19,99%
Payback		Entre 45 e 46 meses	
FP 0,97	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,7347
	VPL [R\$]	R\$	2.175.600,99
	VPLa [R\$]	R\$	311.584,28
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	
FP 0,97 - Nova Tarifa	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,7924
	VPL [R\$]	R\$	2.178.619,63
	VPLa [R\$]	R\$	312.016,60
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,46%
	ROI [%]		19,96%
Payback		Entre 46 e 47 meses	
FP 0,97 - Tarifa igual	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,85
	VPL [R\$]	R\$	2.181.638,27
	VPLa [R\$]	R\$	312.448,92
	IBC		3,78
	TIR [%]		3,02%
	ROIA [%]		5,46%
	ROI [%]		19,96%
Payback		Entre 46 e 47 meses	

Resultados para as barras 18, 25 e 33 referentes a rede de 33 barras presente na literatura.

BARRA 18			
Potência [kWp]	90,00 kWp	Valor [R\$]	R\$ 446.400,00
FP Unitário	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	VPL [R\$]	R\$	1.236.136,93
	VPLa [R\$]	R\$	177.036,52
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
	Payback		Entre 46 e 47 meses
FP 0,995	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	1,4490
	VPL [R\$]	R\$	1.236.136,93
	VPLa [R\$]	R\$	177.036,52
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	
FP 0,90	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	12,1195
	VPL [R\$]	R\$	1.236.136,93
	VPLa [R\$]	R\$	177.036,52
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	

BARRA 25			
Potência [kWp]	42,00 kWp	Valor [R\$]	R\$ 208.320,00
FP Unitário	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	VPL [R\$]	R\$	576.863,90
	VPLa [R\$]	R\$	82.617,04
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
	Payback		Entre 46 e 47 meses
FP 0,995	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,4841
	VPL [R\$]	R\$	576.863,90
	VPLa [R\$]	R\$	82.617,04
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	
FP 0,995 - Nova Tarifa	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,6670
	VPL [R\$]	R\$	577.373,71
	VPLa [R\$]	R\$	82.690,06
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	
FP 0,995 - Tarifa igual	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,85
	VPL [R\$]	R\$	577.883,52
	VPLa [R\$]	R\$	82.763,07
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,02%
	ROIA [%]		5,46%
	ROI [%]		19,96%
Payback		Entre 46 e 47 meses	
FP 0,90	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	4,1109
	VPL [R\$]	R\$	576.863,90
	VPLa [R\$]	R\$	82.617,04
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	

BARRA 33			
Potência [kWp]	6,00 kWp	Valor [R\$]	R\$ 29.760,00
FP Unitário	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	VPL [R\$]	R\$	82.409,13
	VPLa [R\$]	R\$	11.802,43
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
	Payback		Entre 46 e 47 meses
FP 0,995	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,1749
	VPL [R\$]	R\$	82.409,13
	VPLa [R\$]	R\$	11.802,43
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	
FP 0,995 - Nova Tarifa	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,5125
	VPL [R\$]	R\$	82.780,92
	VPLa [R\$]	R\$	11.855,68
	IBC		3,78
	TIR [%]		3,02%
	ROIA [%]		5,46%
	ROI [%]		19,97%
Payback		Entre 45 e 46 meses	
FP 0,995 - Tarifa igual	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,85
	VPL [R\$]	R\$	83.152,70
	VPLa [R\$]	R\$	11.908,93
	IBC		3,79
	TIR [%]		3,03%
	ROIA [%]		5,48%
	ROI [%]		19,98%
Payback		Entre 45 e 46 meses	
FP 0,90	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	1,2725
	VPL [R\$]	R\$	82.409,13
	VPLa [R\$]	R\$	11.802,43
	IBC		3,77
	TIR [%]		3,01%
	ROIA [%]		5,45%
	ROI [%]		19,95%
Payback		Entre 46 e 47 meses	

Resultados para as barras 61 e 65 referentes a rede de 69 barras presente na literatura.

BARRA 61				
Potência [kWp]	124,40 kWp	Valor [R\$]	R\$ 617.024,00	
FP Unitário	Tarifa [R\$]	R\$	0,85	
	VPL [R\$]	R\$	1.708.615,93	
	VPLa [R\$]	R\$	244.703,81	
	IBC		3,77	
	TIR [%]		3,01%	
	ROIA [%]		5,45%	
	ROI [%]		19,95%	
	Payback		Entre 46 e 47 meses	
	FP 0,995	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
		Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,1290
VPL [R\$]		R\$	1.708.615,93	
VPLa [R\$]		R\$	244.703,81	
IBC			3,77	
TIR [%]			3,01%	
ROIA [%]			5,45%	
ROI [%]			19,95%	
Payback			Entre 46 e 47 meses	
FP 0,995 - Nova Tarifa		Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,4895	
	VPL [R\$]	R\$	1.719.781,13	
	VPLa [R\$]	R\$	246.302,87	
	IBC		3,79	
	TIR [%]		3,02%	
	ROIA [%]		5,47%	
	ROI [%]		19,97%	
	Payback		Entre 45 e 46 meses	
	FP 0,995 - Tarifa igual	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
Tarifa - Perdas [R\$]		R\$	0,85	
VPL [R\$]		R\$	1.730.946,33	
VPLa [R\$]		R\$	247.901,92	
IBC			3,81	
TIR [%]			3,04%	
ROIA [%]			5,49%	
ROI [%]			20,00%	
Payback			Entre 45 e 46 meses	
FP 0,90		Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,9952	
	VPL [R\$]	R\$	1.708.615,93	
	VPLa [R\$]	R\$	244.703,81	
	IBC		3,77	
	TIR [%]		3,01%	
	ROIA [%]		5,45%	
	ROI [%]		19,95%	
	Payback		Entre 46 e 47 meses	

BARRA 65				
Potência [kWp]	5,90 kWp	Valor [R\$]	R\$ 29.264,00	
FP Unitário	Tarifa [R\$]	R\$	0,85	
	VPL [R\$]	R\$	81.035,64	
	VPLa [R\$]	R\$	11.605,73	
	IBC		3,77	
	TIR [%]		3,01%	
	ROIA [%]		5,45%	
	ROI [%]		19,95%	
	Payback		Entre 46 e 47 meses	
	FP 0,995	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
		Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,2792
VPL [R\$]		R\$	81.035,64	
VPLa [R\$]		R\$	11.605,73	
IBC			3,77	
TIR [%]			3,01%	
ROIA [%]			5,45%	
ROI [%]			19,95%	
Payback			Entre 46 e 47 meses	
FP 0,995 - Nova Tarifa		Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	0,5646	
	VPL [R\$]	R\$	81.229,28	
	VPLa [R\$]	R\$	11.633,46	
	IBC		3,78	
	TIR [%]		3,02%	
	ROIA [%]		546,00%	
	ROI [%]		19,96%	
	Payback		Entre 46 e 47 meses	
	FP 0,995 - Tarifa igual	Tarifa [R\$]	R\$	0,85
Tarifa - Perdas [R\$]		R\$	0,85	
VPL [R\$]		R\$	81.422,93	
VPLa [R\$]		R\$	11.661,19	
IBC			3,78	
TIR [%]			3,02%	
ROIA [%]			5,47%	
ROI [%]			19,97%	
Payback			Entre 45 e 46 meses	
FP 0,90		Tarifa [R\$]	R\$	0,85
	Tarifa - Perdas [R\$]	R\$	2,1545	
	VPL [R\$]	R\$	81.035,64	
	VPLa [R\$]	R\$	11.605,73	
	IBC		3,77	
	TIR [%]		3,01%	
	ROIA [%]		5,45%	
	ROI [%]		19,95%	
	Payback		Entre 46 e 47 meses	