

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
(EP/FEA/IEE/IF)**

AIMÉ FLEURY DE CARVALHO PINTO NETO

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

**SÃO PAULO
2016**

AIMÉ FLEURY DE CARVALHO PINTO NETO

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Energia e Ambiente), como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Coorientador: Prof. Dr. Eduardo Lorenzo

VERSÃO MODIFICADA

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

São Paulo
2016

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Pinto Neto, Aimé Fleury de Carvalho

Avaliação do impacto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão / Aimé Pinto; orientador Roberto Zilles; coorientador Eduardo Lorenzo – São Paulo, 2016.

108 f.: il.: 30 cm.

Tese (Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Impactos 2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica
3. Qualidade de Energia

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
(EP/FEA/IEE/IF)

AIMÉ FLEURY DE CARVALHO PINTO NETO

“Avaliação do impacto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de
distribuição de baixa tensão”

Tese defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Roberto Zilles – PPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Ricardo Rütger – UFSC
Membro da Comissão Julgadora

Prof. Dr. João Tavares Pinho – UFPA
Membro da Comissão Julgadora

Dr. Hélio Eiji Sueta – IEE/USP
Membro da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Ricardo da Silva Benedito – UFABC
Membro da Comissão Julgadora

DEDICATÓRIA

À memória de minhas avós Adoêmia e Maria de Nazaré, por sempre me incentivarem e à memória de meu avô Antônio, por sua grande participação na minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por ter me dado forças durante todos os momentos de minha vida e ter iluminado meu caminho.

À minha esposa, Rafaella, por todo o seu apoio e pela sua presença proporcionando carinho e amor.

Aos meus pais, João e Rosa, por terem me educado e ensinado a sempre lutar pelos meus objetivos.

Aos meus avós, que apesar de não estarem mais presentes, sempre me incentivaram e foram meus exemplos de força e perseverança.

À minha tia Cristina, por ter cuidado de mim como uma mãe.

Aos meus sobrinhos, pelos momentos de felicidade e pela compreensão da minha ausência.

Ao Prof. Zilles e a Cristina Fredizzi por todo o apoio e principalmente pela amizade.

Aos demais membros da minha família.

Ao Ricardo Benedito pela amizade e pela grande ajuda com os ensaios.

Aos meus amigos, por participarem de minha caminhada e de muitos momentos importantes.

Aos meus colegas de sala e aos membros do LSF.

A mis amigos en España del IES-UPM.

Ao Eduardo Lorenzo pela grande amizade e por todo o conhecimento transmitido.

Ao Joaquim, por ser um “paizão” e sempre estar disponível para ajudar.

Ao Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madrid pela acolhida e pela experiência proporcionada durante o intercâmbio.

À Universidade de São Paulo, por ter me proporcionado o ambiente de estudo excelente.

RESUMO

Pinto Neto, A. F. C. **Avaliação do impacto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão.** 2016. 110 f. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2016.

Este trabalho apresenta a avaliação dos impactos elétricos da inserção da geração distribuída de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição em baixa tensão, com a finalidade de identificar os impactos e demonstrar que estes podem ser controlados. O estudo consistiu de uma avaliação teórica e de um estudo de caso da inserção da geração fotovoltaica considerando aspectos da qualidade de energia da rede, curva de carga resultante, vida útil de transformadores e gestão ativa da demanda. Os resultados mostraram que a inserção da geração fotovoltaica na rede de baixa tensão altera a curva de carga da unidade consumidora, mas que essas alterações podem ser controladas pela gestão ativa da demanda utilizando armazenamento de energia. Os resultados também mostraram que a geração fotovoltaica também afeta a tensão e o fator de potência da unidade consumidora, mas que essas alterações podem ser controladas pela produção de potência reativa pelo inversor. Além disso, verificou-se que a geração fotovoltaica não afetou a distorção harmônica de tensão da rede e que aumentou a vida útil do transformador.

Palavras-chave: Impactos, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Qualidade de Energia Elétrica.

ABSTRACT

Pinto Neto, A. F. C. **Evaluation of grid connected photovoltaic systems impact on low voltage electrical grid.** 2016. 110 f. Doctor's Thesis - Graduate Program on Energy. São Paulo University. São Paulo, 2016.

This work presents the evaluation of grid connected photovoltaic systems' impact on low voltage electrical grid, in order to identify the impacts and demonstrate that it can be controlled. The study consisted of a theoretical evaluation and of a case study of photovoltaic generation inclusion considering aspects of grid power quality, resulting load curve, lifespan of transformers and demand side management. The results showed that the inclusion of photovoltaic generation in low voltage network changes the load curve of the consumer unit, but these changes can be controlled by demand side management using energy storage. The results also showed that the photovoltaic generation also affects the voltage and the power factor of the consumer unit, but these changes can be controlled by the production of reactive power by the inverter. Furthermore, it was found that the photovoltaic generation does not affect the voltage harmonic distortion of the mains and it increases the lifespan of the transformer.

Keywords: Impacts, Grid Connected Photovoltaic Systems, Power Quality.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	15
1. PRINCÍPIOS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	20
1.1. Transitórios	20
1.2. Variações de frequência.....	21
1.3. Variações RMS de curta duração	21
1.4. Variações RMS de longa duração	23
1.5. Distorção da forma de onda	24
1.5.1. Harmônicos	24
1.5.2. Inter-harmônicos	25
1.5.3. Recorte de tensão	26
1.5.4. Ruído	26
1.5.5. Componente contínua.....	27
1.6. Flutuação de tensão	28
1.7. Fator de potência	28
2. ALTERAÇÃO NA CURVA DE CARGA.....	30
2.1. Alteração normal da curva de carga.....	30
2.2. Gestão ativa da demanda.....	34
2.2.1. Redução da demanda do horário de ponta com a geração excedente	34
2.2.2. Eliminação da demanda do horário de ponta	39
3. IMPACTOS NA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	43
3.1. Níveis de tensão	43
3.2. FP da unidade consumidora	52
3.2.1. Gerador fotovoltaico produzindo apenas potência ativa ($FP = 1$).....	55
3.2.2. Gerador fotovoltaico produzindo potência ativa e reativa indutiva ($FP = 0,92i$).....	58
3.3. Distorção harmônica	62
4. VIDA ÚTIL DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	66
5. ESTUDO DE CASO.....	72
5.1. O sistema fotovoltaico.....	72
5.2. A unidade consumidora.....	73
5.3. Ensaio I: Sem geração fotovoltaica.....	75
5.4. Ensaio II: Geração limitada com fator de potência limitada.....	79
5.5. Ensaio III: Geração limitada com fator de potência indutivo	81
5.6. Ensaio IV: Geração limitada com fator de potência capacitivo	82
5.7. Ensaio V: Geração com fator de potência unitário.....	84
5.8. Ensaio VI: Geração com fator de potência capacitivo	87
5.9. Ensaio VII: Geração com fator de potência indutivo	89
CONCLUSÕES	91
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	92
APÊNDICE 1	99
APÊNDICE 2.....	106
PUBLICAÇÕES GERADAS PELO TRABALHO.....	109

INTRODUÇÃO

A utilização da energia solar vem se popularizando cada vez mais e parte disso deve-se ao fato de ser uma fonte de energia renovável e de ter grande potencial de utilização. Ao analisar a Figura 1 pode-se perceber que a energia solar, diante das outras fontes de energia, é a que apresenta o maior potencial de produção de energia. Utilizando essa fonte é possível fornecer energia suficiente para atender mais de 1.400 vezes o consumo mundial de energia primária do ano de 2015, segundo BP (2016).

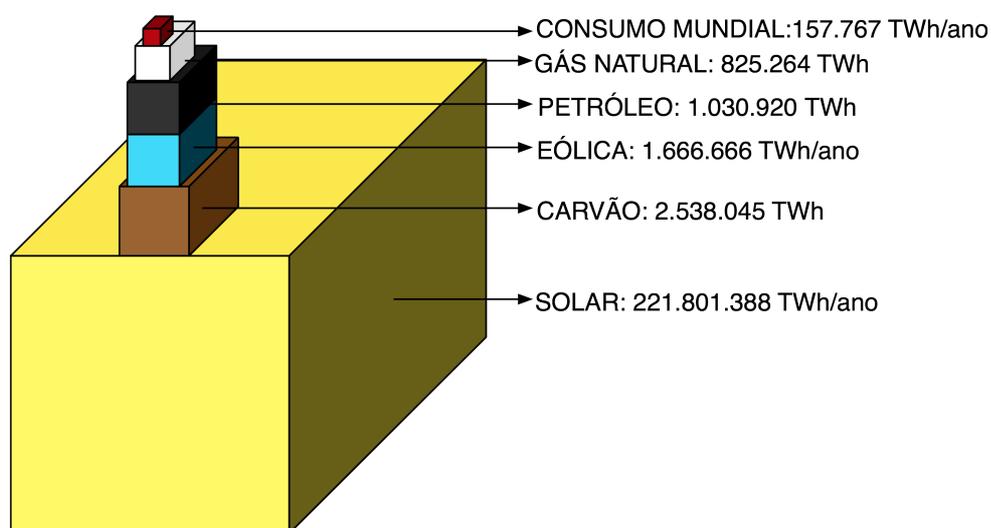


Figura 1 – Potencial de utilização das fontes de energia primária.

Além da energia solar ser abundante, ela pode ser utilizada para diversos fins, como aquecimento, produção de frio, iluminação, geração de eletricidade, etc. Dentre seus diversos usos, o que vem ganhando mais destaque no contexto nacional e internacional é a geração de eletricidade, mas apesar de não ser a mais utilizada, iniciativas de promoção dessa fonte, como os programas alemão e espanhol de *feed-in*, são responsáveis pelo desenvolvimento da indústria fotovoltaica e pela redução de custos desta tecnologia. Através desses programas de incentivos e de redução dos custos, a energia solar fotovoltaica está sendo cada vez mais utilizada.

A capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos, não apenas com sistemas isolados, mas principalmente com sistemas interligados à rede elétrica, tem crescido substancialmente no mundo (Figura 2), principalmente em países como Alemanha, China, E.U.A. e Japão, os quais têm programas de incentivo às fontes renováveis.

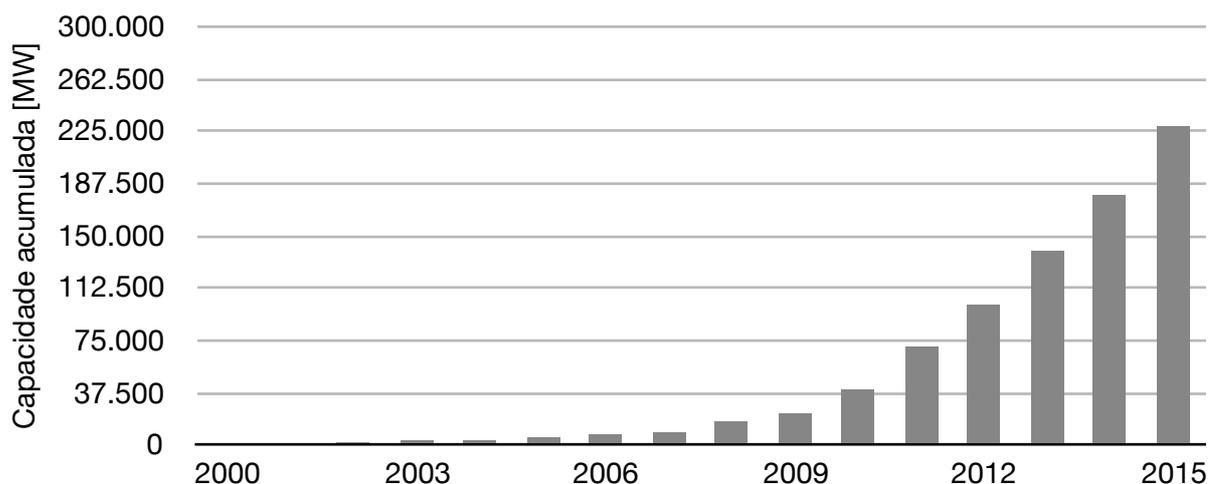


Figura 2 – Capacidade fotovoltaica instalada acumulada no mundo (EPIA, 2016).

As experiências internacionais demonstram os benefícios de uma política de incentivos às fontes renováveis. Com essas experiências, questões técnicas e econômicas foram gradativamente sendo resolvidas, o conhecimento foi acumulado e a economia foi movimentada através do estabelecimento da indústria fotovoltaica associada à geração de postos de trabalho.

No Brasil, a potência fotovoltaica instalada em sistemas conectados à rede ainda é bastante reduzida (capacidade acumulada de aproximadamente 15 MW de geração distribuída em meados do ano de 2016) apesar de apresentar grande potencial de geração de energia. Para que esse crescimento se torne expressivo e a energia solar fotovoltaica tenha maior participação na matriz elétrica brasileira ainda é necessário o desenvolvimento de iniciativas que estimulem a inserção dessa fonte na matriz elétrica nacional.

No contexto regulatório, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a resolução normativa RN nº 482/2012 e sua atualização (RN nº 687/2015) com o objetivo de regular a conexão de micro e mini geração distribuída na rede de distribuição, cuja fonte de energia seja incentivada através de regras da conexão à rede de distribuição e da forma de faturamento da energia gerada (compensação de energia). (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015)

Com as resoluções normativas da ANEEL as distribuidoras de energia criaram suas normativas técnicas de acesso da micro e mini geração distribuída à rede da distribuidora, as quais contêm informações sobre o ponto de acesso, proteções necessárias, requisitos de qualidade de energia e certificações. Porém os reais impactos da geração distribuída na rede elétrica ainda são pouco estudados, principalmente por parte dos agentes de distribuição de energia.

Algumas iniciativas internacionais já começaram os estudos quanto aos impactos da geração fotovoltaica na rede de distribuição a fim de mitigar as barreiras para a introdução desta tecnologia. Dentre as iniciativas destaca-se a atividade *Task 10: Urban-Scale Photovoltaic Applications* do programa *Photovoltaic Power Systems Programme - PVPS* da Agência Internacional de Energia (IEA).

Esta atividade conta com a participação de vários países com grande experiência na utilização de sistemas fotovoltaicos. Além disso, foram avaliados impactos na rede quanto à flutuação da tensão, da frequência, distorção harmônica, nível c.c., ilhamento e gestão ativa da demanda.

Além das iniciativas de agências internacionais, alguns centros de pesquisa também começaram a estudar e publicar estudos sobre tais impactos, como o Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, o Instituto de Energia Solar da Universidade Politécnica de Madrid e o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL).

Grande parte das publicações sobre impactos da geração distribuída referem-se à capacidade máxima de penetração fotovoltaica e ao aumento da tensão da rede, baseando-se em fluxos de carga, produzindo resultados específicos para um estudo de caso (DAVDA; PAREKH, 2012; FAVUZZA; GRADITI; SANSEVERINO, 2016; HAMZEH; VAHIDI; ASKARIAN-ABYANEH, 2015; HOKE et al., 2013, KABIR et al., 2014; KABIR; MISHRA; BANSAL, 2016; KARIMI et al., 2016; LIU; BEBIC, 2008; MOREIRA SOUZA, 2014; NEAIMEH et al., 2015; SHAHNIA et al., 2014; TANG et al., 2012).

Outros trabalhos investigam também o impacto da geração distribuída considerando outros parâmetros de qualidade de energia e também o planejamento das redes de distribuição levando em conta a inserção de novas fontes geradoras (ABDEL-GHANY et al., 2015; AMANULLA; CHAKRABARTI; SINGH, 2012; BATTU; ABHYANKAR; SENROY, 2015; BRAUN et al., 2011; DI SILVESTRE; GRADITI; SANSEVERINO, 2016; FAVUZZA; GRADITI; SANSEVERINO, 2016; GUAN et al., 2015; HASANZADEH; EDRINGTON; BEVIS, 2015; HOKE; KOMOR, 2012; OCHOA; PADILHA-FELTRIN; HARRISON, 2015; PATSALIDES et al., 2015; PICCOLO; SIANO, 2015; PINTO; ZILLES, 2014; STETZ; REKINGER; THEOLOGITIS, 2014; TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ, 2015). Vale ressaltar que grande parte destes estudos é voltada para redes em países europeus e norte americanos e não refletem práticas de países em desenvolvimento.

Outro nicho de publicações sobre o impacto da geração distribuída é a alteração na vida útil dos transformadores. Tais artigos tratam da redução da vida útil do transformador devido à geração distribuída por várias fontes e também considerando a utilização de veículos elétricos juntamente com a fonte solar (ABU-ELANIEN; SALAMA, 2015; ABU-ELANIEN; SALAMA; BARTNIKAS, 2015; AGAH; ABYANEH, 2015; BARNES et al., 2015; CARLEN et al., 2015; CENTER, 2011; DENHOLM; KUSS; MARGOLIS, 2015; HAMZEH; VAHIDI; ASKARIAN-ABYANEH, 2015; HULSHORST; GROEMAN, 2002; JIMENEZ et al., 2006; KACHLER; HÖHLEIN, 2015; PEZESHKI; WOLFS; LEDWICH, 2014; QIAN; ZHOU; YUAN, 2015; MANITO; PINTO; ZILLES, 2016). Apesar dos vários trabalhos, há uma escassez de publicações que levam em consideração a realidade das redes de distribuição brasileiras onde, diferentemente de países europeus e norte americanos, o sobrecarregamento de transformadores é uma realidade nas normas técnicas das distribuidoras de energia.

Apesar das constantes publicações, ainda não há uma conclusão generalizada sobre os reais impactos da geração distribuída por sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição, e também há poucos trabalhos que levam em consideração as particularidades da rede de distribuição no Brasil. Nesse sentido, este trabalho visa analisar os impactos da geração distribuída (através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição) no que tange à qualidade de energia elétrica, curva de carga e vida útil dos transformadores de distribuição considerando as redes elétricas de baixa tensão no Brasil.

Motivação

Apesar da crescente demanda mundial e nacional por sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, algumas questões técnicas acerca da conexão à rede através de geração distribuída por sistemas fotovoltaicos ainda não estão completamente solucionadas.

Uma dessas questões técnicas são os impactos dos sistemas fotovoltaicos na rede elétrica. Como os conhecimentos sobre esses impactos não são amplamente difundidos, e alguns ainda desconhecidos, cria-se uma certa relutância na aceitação dos sistemas fotovoltaicos por parte das distribuidoras de energia, a qual é espessa pela exigência de proteções redundantes ou desnecessárias.

Além da falta de informação sobre os impactos dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, uma das motivações subsequentes é o acompanhamento e participação na execução do projeto P&D Estratégico nº13/2011 CTEEP¹/CESP²/FUSP³ – Processo PD-0068-0029/2011 “Desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede”.

Hipótese

A geração distribuída com energia solar fotovoltaica gera impactos na rede elétrica de distribuição de baixa tensão considerando parâmetros relacionados à qualidade de energia e vida útil de transformadores, mas estes impactos podem ser controlados e mitigados.

Objetivos

O objetivo fundamental deste trabalho é identificar os impactos da inserção de sistemas fotovoltaicos em baixa tensão na rede de distribuição que levam a prejuízos e ganhos para as distribuidoras de energia.

Estrutura do Trabalho

No Capítulo 1 são elucidados os conceitos de Qualidade de Energia Elétrica.

No Capítulo 2 é apresentada a alteração da curva de carga de unidades consumidoras com sistemas fotovoltaicos conectados à rede com e sem gestão ativa da demanda.

No Capítulo 3 são apresentados os impactos dos sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição com relação à Qualidade de Energia Elétrica, mais especificamente quanto aos níveis de tensão, fator de potência e distorção harmônica.

No Capítulo 4 são apresentados os impactos dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição com relação à vida útil dos transformadores de distribuição.

No Capítulo 5 é apresentado um estudo de caso dos impactos de um sistema fotovoltaico de 78 kW na rede.

Por último são apresentadas as conclusões.

¹ CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

² CESP - Companhia Energética de São Paulo

³ FUSP - Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo

1. PRINCÍPIOS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

A geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) tem crescido exponencialmente pelo mundo. No Brasil o uso destes sistemas também tem crescido, porém em menor escala. Para manter a qualidade elétrica da rede, os sistemas fotovoltaicos de conexão à rede devem entregar a energia com padrões mínimos de Qualidade de Energia Elétrica (QEE), cujos conceitos devem ser compreendidos para a análise dos impactos dos sistemas fotovoltaicos na rede elétrica.

O termo Qualidade de Energia Elétrica refere-se a uma variedade de fenômenos eletromagnéticos que caracterizam a corrente e a tensão em um dado instante e posição em um sistema elétrico. Esses fenômenos podem ser classificados em transitórios, variações *RMS* de curta duração e de longa duração, variações de frequência e distorções na forma de onda (IEEE, 2009). Além desses fenômenos, um conceito de QEE muito importante é o fator de potência.

1.1. Transitórios

Transitórios são as manifestações, ou respostas elétricas, oriundas de alterações súbitas nas condições normais de um sistema de energia elétrica. Geralmente a duração de um transitório é muito pequena, mas durante esse curto período o sistema elétrico poderá ser submetido a grandes variações de tensão e/ou corrente. Os transitórios costumam ser subdivididos em transitórios impulsivos ou oscilatórios.

Um transitório impulsivo - geralmente causado por descargas atmosféricas - pode ser definido como uma alteração repentina nas condições do regime permanente da tensão e/ou corrente, caracterizando-se por apresentar impulsos unidirecionais em polaridade (positivo ou negativo) e com frequência bastante diferente daquela da rede elétrica. A Figura 1.1 ilustra a forma de onda de um transitório impulsivo.

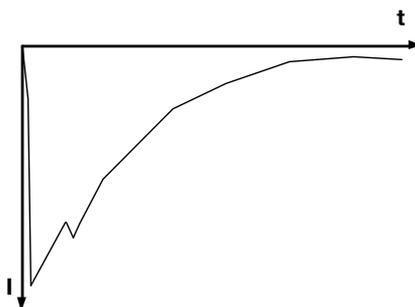


Figura 1.1 – Transitório impulsivo.

Um transitório oscilatório é caracterizado por uma alteração repentina nas condições de regime permanente da tensão e/ou corrente possuindo valores de polaridade positiva e negativa. Estes transitórios normalmente são decorrentes de energização de linhas, eliminação de faltas, chaveamento de bancos de capacitores e transformadores, etc. A Figura 1.2 ilustra um transitório oscilatório.

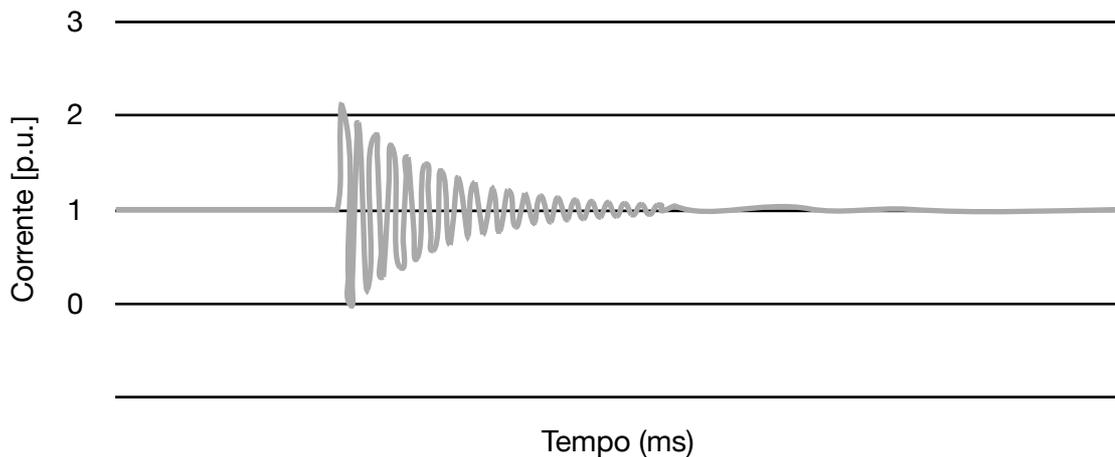


Figura 1.2 – Transitório oscilatório.

1.2. Variações de frequência

As principais causas de variações de frequência na rede são a retirada e a adição de grandes cargas. A frequência de um sistema de fornecimento de energia é determinada pela rotação do gerador síncrono o qual fornece energia elétrica. Logo, quando grandes cargas são adicionadas à rede elétrica, o gerador deve fornecer potência suficiente para atender essas cargas. Porém, enquanto o controlador de velocidade não atuar para fornecer mais energia primária ao sistema, a potência necessária para alimentar a carga é retirada da energia cinética do gerador, fazendo com que ele perca velocidade e reduza a frequência da rede.

Quando uma grande carga é retirada da rede acontece o contrário; a potência excedente é transformada em energia cinética, acelerando o gerador e aumentando a frequência da rede até que o controlador de velocidade atue e diminua o fornecimento de energia primária, a fim de reduzir a velocidade.

1.3. Variações RMS de curta duração

As variações RMS de curta duração são caracterizadas por afundamentos e elevações, ou até mesmo pela total ausência de tensão (interrupção) por um período de tempo inferior a 1 minuto. (IEEE, 2009)

O afundamento de tensão (em inglês *sag* ou *dip*) é um fenômeno caracterizado pela redução da tensão de 10 % a 90 % da tensão base do sistema com duração de 0,5 ciclo até 1 minuto. Normalmente os afundamentos de tensão são provocados por faltas na rede, pela conexão de grandes cargas e pela partida de motores. A Figura 1.3 ilustra um afundamento de tensão.

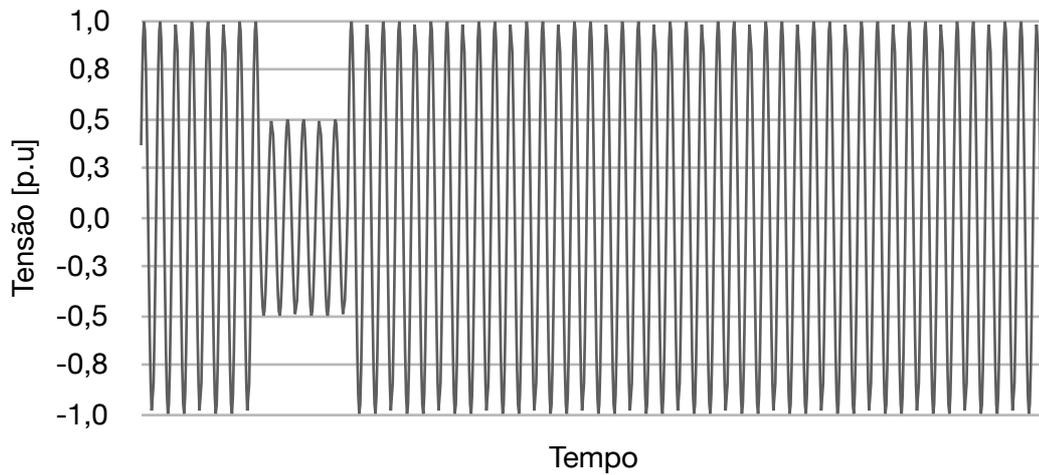


Figura 1.3 – Afundamento de tensão.

A elevação de tensão (em inglês *swell*) é um fenômeno caracterizado pelo aumento superior a 10 % da tensão base do sistema com duração de 0,5 ciclo até 1 minuto. Normalmente as elevações de tensão são provocadas por faltas na rede (aumento de tensão na fase não afetada pela falta), pela desconexão de grandes cargas e conexão de banco de capacitores. A Figura 1.4 ilustra uma elevação de tensão.

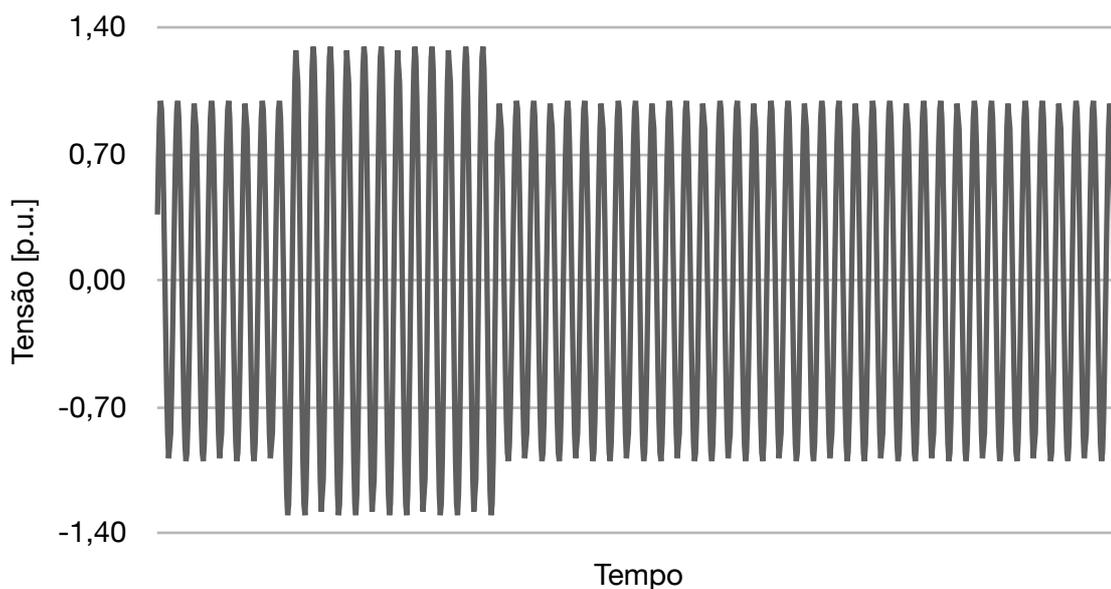


Figura 1.4– Elevação de tensão.

A interrupção (em inglês *interruption*) é um fenômeno caracterizado pela redução para valores inferiores a 10 % da tensão base do sistema com duração de até 1 minuto. Normalmente as interrupções são provocadas por faltas na rede e falhas em equipamentos. A Figura 1.5 ilustra uma interrupção.

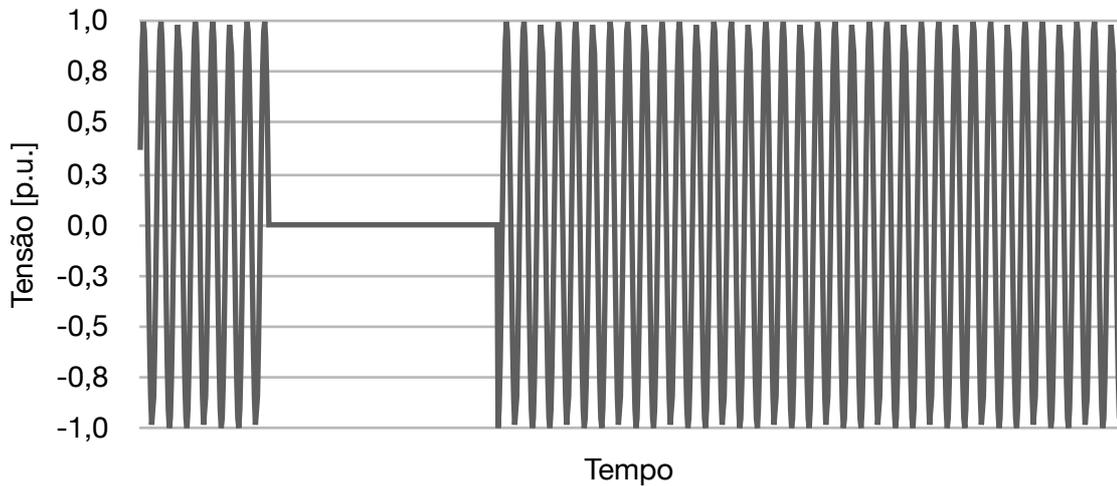


Figura 1.5 – Interrupção.

1.4. Variações RMS de longa duração

As variações RMS de longa duração são caracterizadas por sobre/sub tensões ou até mesmo pela total ausência de tensão (interrupção permanente) por um período de tempo superior a 1 minuto. (IEEE, 2009)

A sobretensão (em inglês *overvoltage*) é um fenômeno caracterizado pelo aumento superior a 10 % da tensão base do sistema com duração superior a 1 minuto. Normalmente, as causas da sobretensão são as mesmas da elevação de tensão. Já a subtensão (em inglês *undervoltage*) é um fenômeno caracterizado pela redução de 10 % a 90 % da tensão base do sistema com duração superior a 1 minuto. Normalmente, as causas da subtensão são as mesmas do afundamento de tensão.

A interrupção permanente (em inglês *sustained interruption*) é um fenômeno caracterizado pela redução para valores inferiores a 10 % da tensão base do sistema com duração superior a 1 minuto. Normalmente, as causas da interrupção permanente são as mesmas da interrupção, com a diferença que as interrupções permanentes também são provocadas por desligamentos programados.

1.5. Distorção da forma de onda

A distorção da forma de onda é definida como o desvio (em regime permanente) em relação a uma forma de onda puramente senoidal, sendo este desvio principalmente caracterizado pelo seu conteúdo espectral. Há fundamentalmente 5 tipos de distorção da forma de onda: harmônicos, inter-harmônicos, recortes de tensão, ruído e componente contínua.

1.5.1. Harmônicos

Os harmônicos são componentes de frequência, em tensão ou corrente, que são múltiplos inteiros da frequência fundamental da rede (60 Hz para o Brasil). Combinados com a componente fundamental (60 Hz), produzem uma forma de onda distorcida. A distorção harmônica é proveniente principalmente da operação de dispositivos e cargas não lineares na rede elétrica. A Figura 1.6 ilustra uma forma de onda distorcida, mostrando as componentes harmônicas e a fundamental que a formaram.

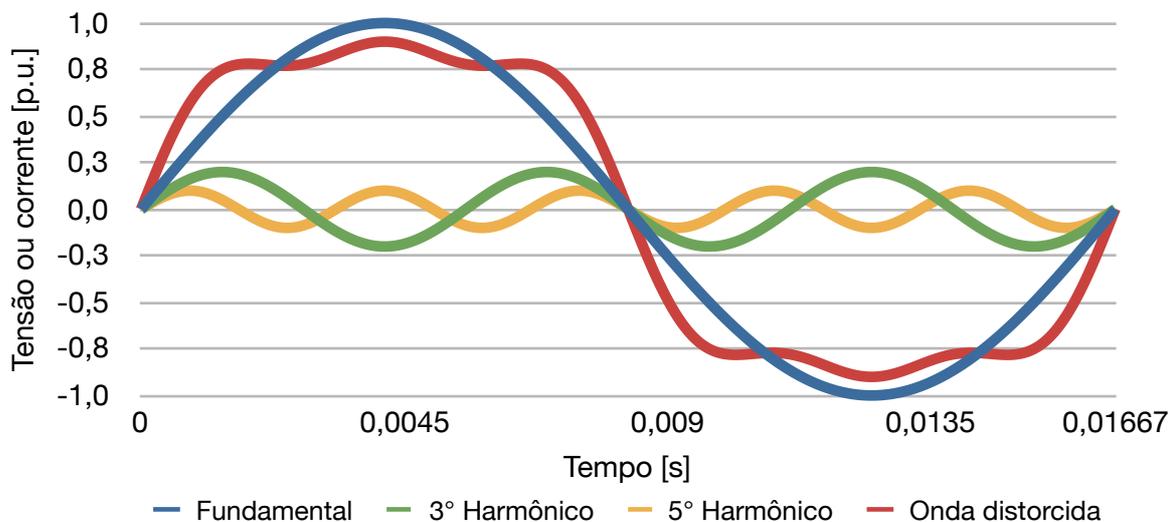


Figura 1.6 – Onda distorcida juntamente com suas componentes harmônicas e fundamental.

O nível da distorção harmônica pode ser caracterizado pela sua distribuição espectral, com a magnitude e/ou fase de cada componente harmônica. A Figura 1.7 apresenta o espectro de frequência da corrente de um *driver* de uma lâmpada LED, a qual contém vários harmônicos com amplitudes consideráveis, o que se traduz em um alto conteúdo harmônico, ou seja, a forma de onda da corrente dessa lâmpada se distancia de uma senoide pura.

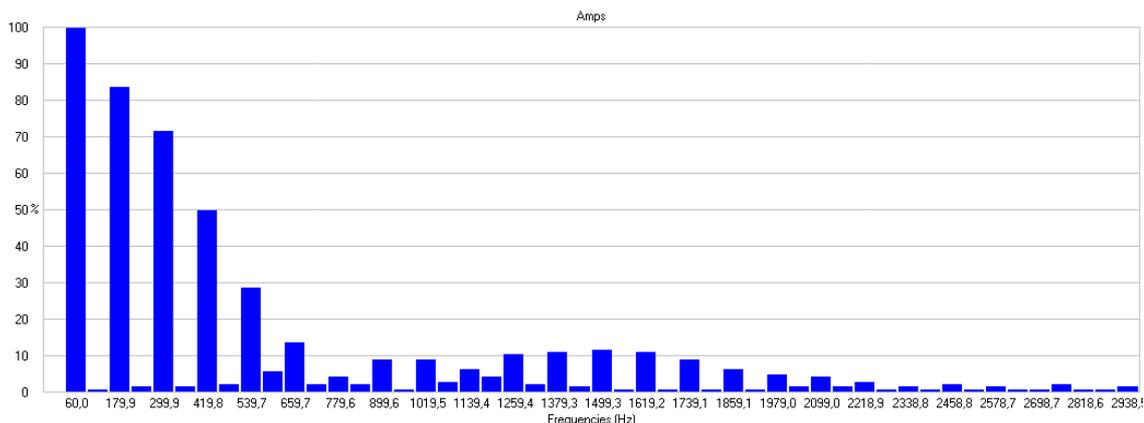


Figura 1.7 – Espectro de frequência da corrente do *driver* de uma lâmpada LED.

O nível da distorção harmônica também pode ser representado através de um número, a Distorção Harmônica Total (DHT), a qual representa percentualmente o desvio da forma de onda distorcida em relação a uma onda puramente senoidal. A DHT pode ser calculada tanto para a corrente quanto para a tensão através da equação 1.1.

$$DHT = \frac{\sqrt{x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + \dots + x_n^2}}{x_1} \quad 1.1$$

onde x_1 é a componente fundamental de tensão ou corrente e x_n as componentes harmônicas.

1.5.2. Inter-harmônicos

Os inter-harmônicos são componentes de frequência, em tensão ou corrente, que não são múltiplos inteiros da frequência fundamental da rede (no Brasil 60 Hz). Elas podem aparecer como frequências discretas ou como uma larga faixa espectral. Os inter-harmônicos podem ser encontrados em redes de diferentes níveis de tensão. As suas principais fontes são: conversores estáticos de potência, cicloconversores, fornos de indução, e equipamentos a arco.

Os efeitos deste fenômeno não são bem conhecidos, mas admite-se que os mesmos podem afetar a transmissão de sinais via rede elétrica e induzir cintilação no *display* de equipamentos com tubos de raios catódicos (IEEE, 2009).

1.5.3. Recorte de tensão

Os recortes de tensão (em inglês *notching*) são distúrbios de tensão causados pela operação normal de equipamentos de eletrônica de potência, quando a corrente é comutada de uma fase para outra. Este fenômeno pode ser caracterizado através do conteúdo harmônico da tensão afetada. Porém, as componentes de frequência associadas com os recortes de tensão são de altíssima frequência e podem não ser medidas pelos equipamentos normalmente utilizados para análise harmônica. A Figura 1.8 ilustra os recortes de tensão em uma forma de onda senoidal.

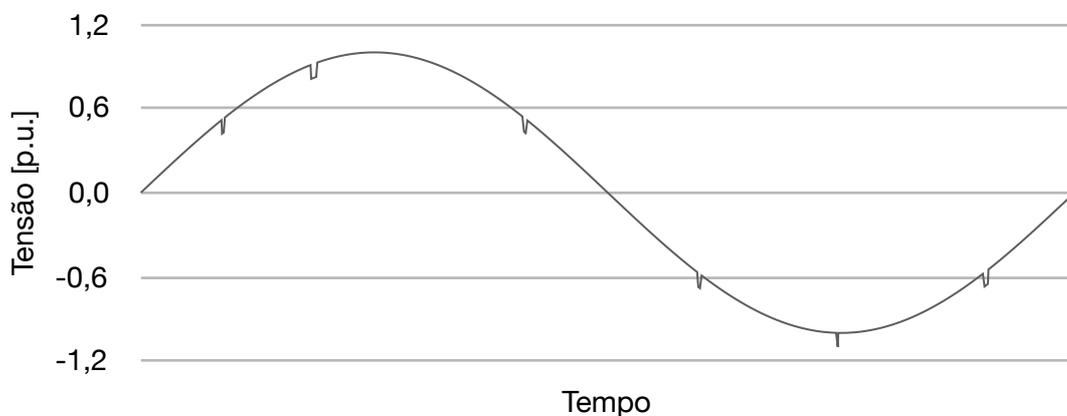


Figura 1.8 – Exemplo de forma de onda com recorte de tensão.

1.5.4. Ruído

O Ruído é definido como um sinal elétrico indesejado, contendo uma larga faixa espectral com frequências tipicamente menores que 200 kHz, as quais são superpostas às tensões e/ou correntes de fase, ou encontradas em condutores de neutro. Basicamente, os ruídos podem ser definidos como quaisquer sinais indesejados, os quais não podem ser classificados como transitórios ou distorção harmônica.

Os ruídos podem ser causados por equipamentos eletrônicos de potência, circuitos de controle, equipamentos a arco, retificadores a semicondutores e fontes chaveadas e, normalmente, estão relacionados com aterramentos impróprios (IEEE, 2009). A Figura 1.9 apresenta um sinal de corrente com ruído, a fim de exemplificar este conceito.

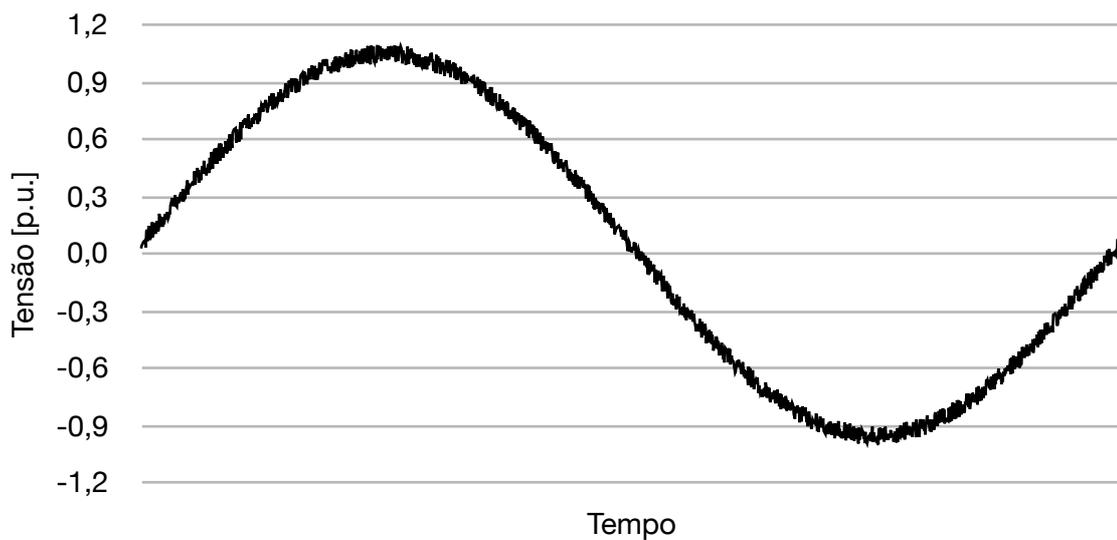


Figura 1.9 – Exemplo de sinal com ruído.

1.5.5. Componente contínua

Um sinal em corrente contínua juntamente com uma forma de onda em corrente alternada é denominado componente contínua. Este fenômeno pode ocorrer como resultado de uma perturbação geomagnética ou devido à retificação de meia onda. Componentes contínuas em redes de corrente alternada podem ser prejudiciais devido a um aumento na saturação de transformadores levando-os ao aquecimento, ao deterioramento do isolamento e outros efeitos adversos (IEEE, 2009).

A componente contínua provoca um deslocamento na forma de onda, como pode-se perceber na Figura 1.10, a qual apresenta uma forma de onda com este tipo de fenômeno.

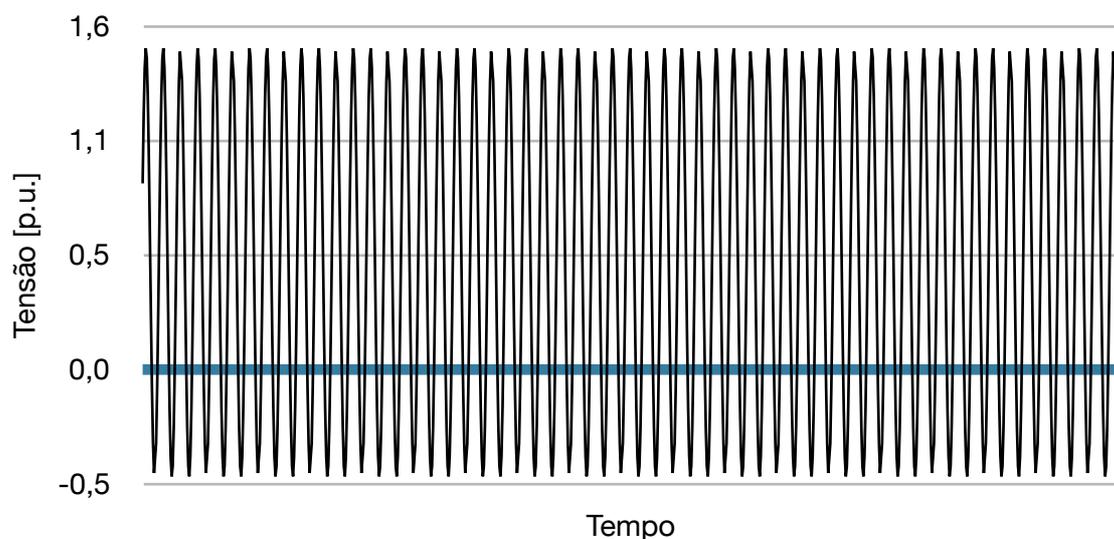


Figura 1.10 – Onda senoidal com componente contínua.

1.6. Flutuação de tensão

As flutuações de tensão correspondem às variações sistemáticas no envoltório do sinal de tensão ou às variações aleatórias de tensão. Normalmente a amplitude destas variações não excede 5 % da tensão base do sistema. Tais flutuações são geralmente causadas por cargas industriais e manifestam-se de diferentes formas. Fornos a arco são os maiores causadores de flutuação de tensão.

A principal consequência das variações de tensão é a mudança da intensidade luminosa em lâmpadas, conhecida como cintilação, a qual causa grande desconforto visual. A Figura 1.11 ilustra um sinal com flutuação de tensão.

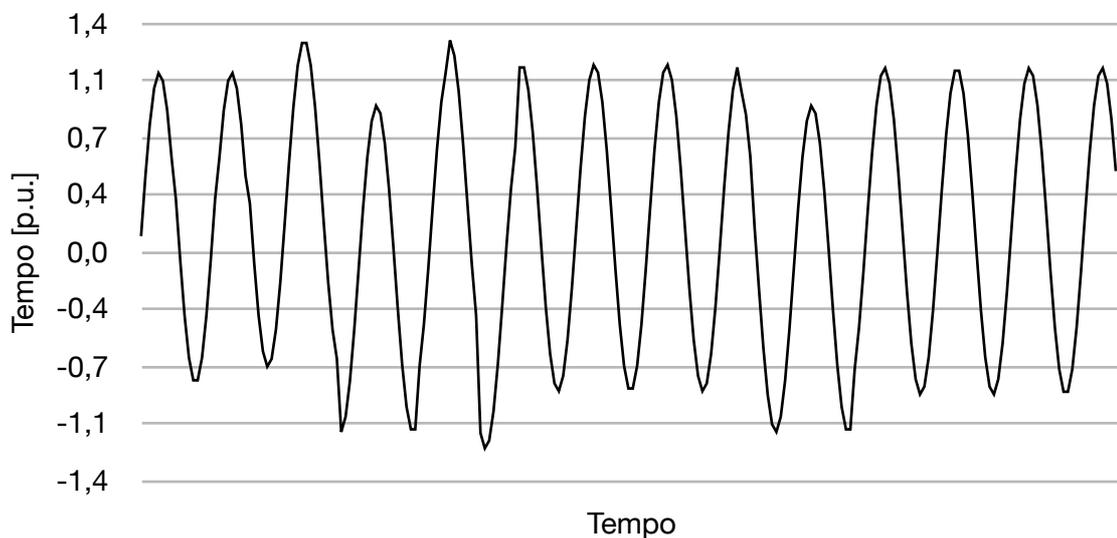


Figura 1.11 – Sinal com flutuação de tensão.

1.7. Fator de potência

Em circuitos de corrente alternada (c.a.) puramente resistivos, as ondas de tensão e de corrente elétrica estão em fase, ou seja, elas estão sincronizadas. Quando cargas não resistivas estão presentes, tais como capacitores e indutores, há o armazenamento de energia na forma de campo elétrico e/ou magnético, o que leva a um defasamento na tensão ou na corrente, dependendo do tipo da carga.

Essa defasagem está relacionada com a diferença entre a energia que foi transformada em trabalho (potência ativa) e a que foi armazenada nos campos elétricos e magnéticos (potência reativa).

O Fator de Potência representa a parcela da potência aparente (potência ativa mais reativa), que foi transformada em trabalho, em função do ângulo de defasagem entre as ondas de tensão e corrente. A equação 1.2 mostra essa relação para circuitos monofásicos.

$$FP = \cos(\theta) = \frac{P}{S} \quad 1.2$$

sendo FP o Fator de Potência, θ o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente, P a potência ativa e S a potência aparente.

2. ALTERAÇÃO NA CURVA DE CARGA

2.1. Alteração normal da curva de carga

A curva de carga de consumidores residenciais, comerciais e industriais que não apresentam geração própria é bastante conhecida pelos operadores das redes de distribuição e transmissão. Tal conhecimento levou às taxações diferenciadas nos picos de demanda do sistema elétrico a fim de evitar sobrecargas nos sistemas de distribuição e transmissão de energia e reduzir o consumo nas horas em que o custo da energia é mais alto.

O consumo nas horas de demanda de ponta (demanda máxima) para clientes residenciais, no Brasil, normalmente se dá em horas no início da noite, por volta das 20:00 h, onde a utilização de chuveiros elétricos se torna demasiadamente alta em várias residências ao mesmo tempo. No restante do dia a demanda permanece baixa em relação às horas de ponta, conforme pode-se observar na Figura 2.1, onde P representa a demanda de potência ativa.

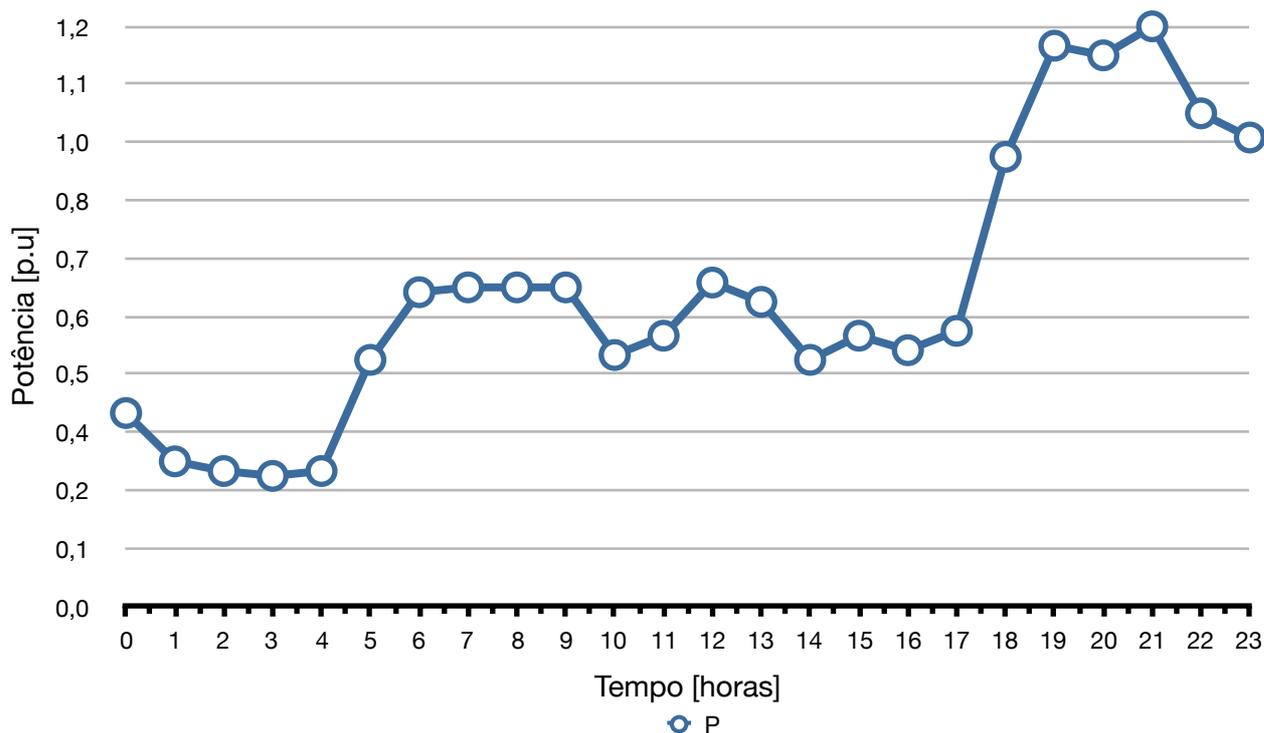


Figura 2.1 – Curva de carga residencial típica.

Os dados das Figuras 2.1, 2.2 e 2.3 foram retiradas das instruções de expansão da rede de distribuição de uma distribuidora de energia brasileira. Além disso, considerou-se as informações para unidades consumidoras residenciais com consumo entre 220 - 500 kWh, para unidades consumidoras comerciais com consumo entre 1.000 - 5.000 kWh e para unidades consumidoras industriais com consumo acima de 10.000 kWh. (AES, 2007)

Para consumidores comerciais e industriais, o perfil da curva de carga é diferente do residencial. As horas de maior demanda dão-se no horário comercial (08:00 - 18:00), tendo uma breve redução no horário do almoço (12:00), e nos períodos restantes a demanda é relativamente reduzida em relação aos outros períodos, conforme pode-se observar nas Figuras 2.2 e 2.3.

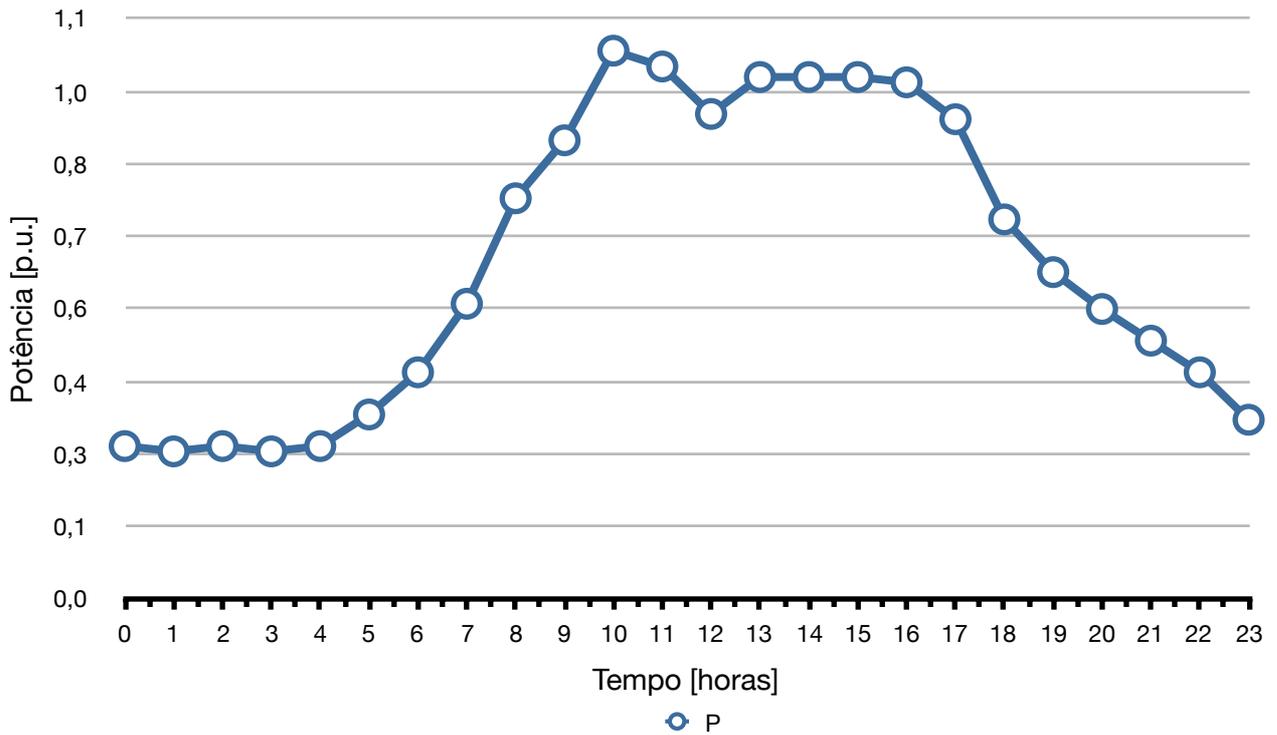


Figura 2.2 – Curva de carga comercial típica.

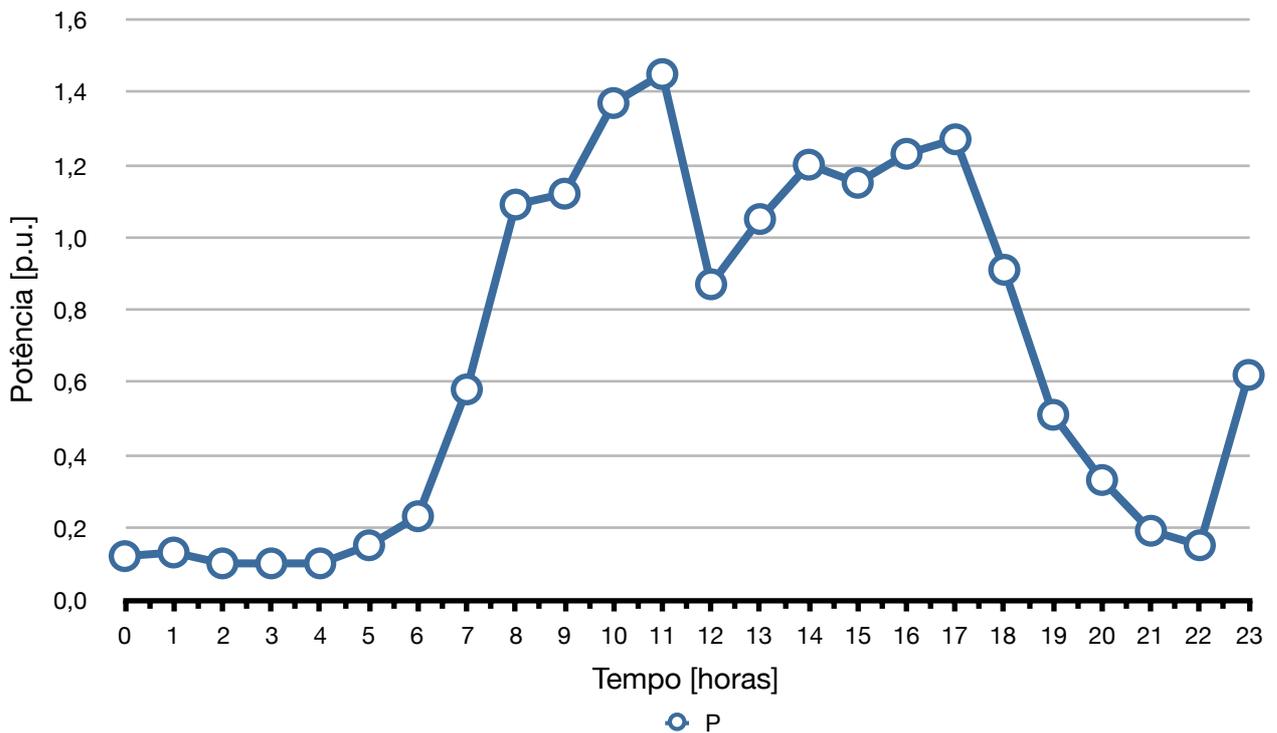


Figura 2.3 – Curva de carga industrial típica.

Considerando-se que unidades consumidoras com curvas de carga iguais às das Figuras 2.1, 2.2 e 2.3 instalem sistemas de geração distribuída através de fonte fotovoltaica, a qual podemos considerar que apresenta uma curva de geração típica hipotética igual à da Figura 2.4, pode-se estimar as alterações nas curvas de carga dessas unidades consumidoras.

As Figuras 2.5, 2.6 e 2.7 mostram as alterações nas curvas de carga dessas unidades consumidoras, sendo P a curva de carga original, FV a curva de geração fotovoltaica e P - FV a curva de carga resultante para as curvas de carga residencial, comercial e industrial, respectivamente, onde as barras viradas para baixo significam que houve injeção de potência na rede e não demanda de potência.

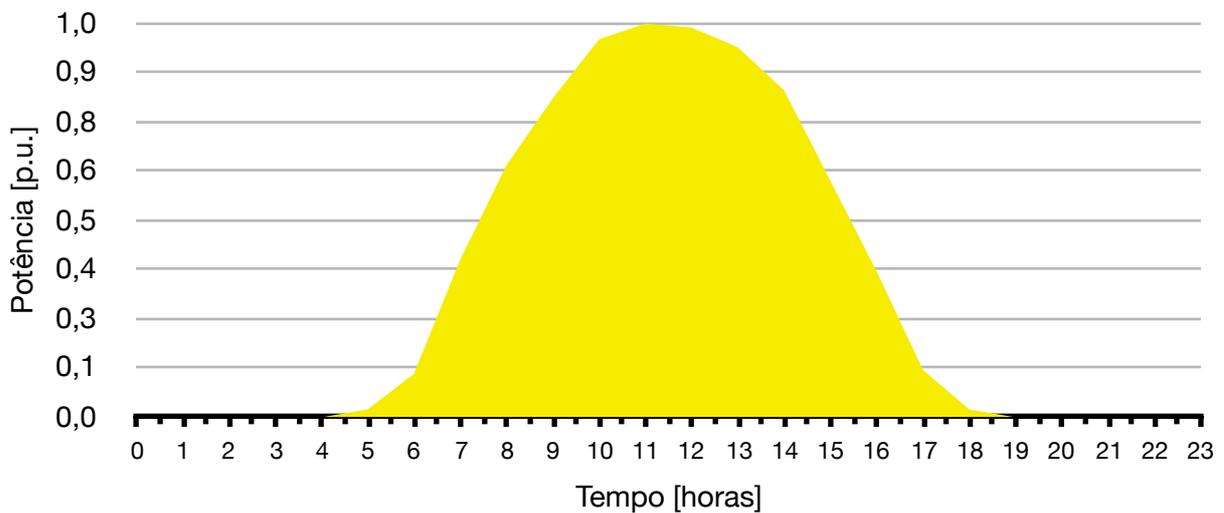


Figura 2.4 – Curva de geração fotovoltaica típica.

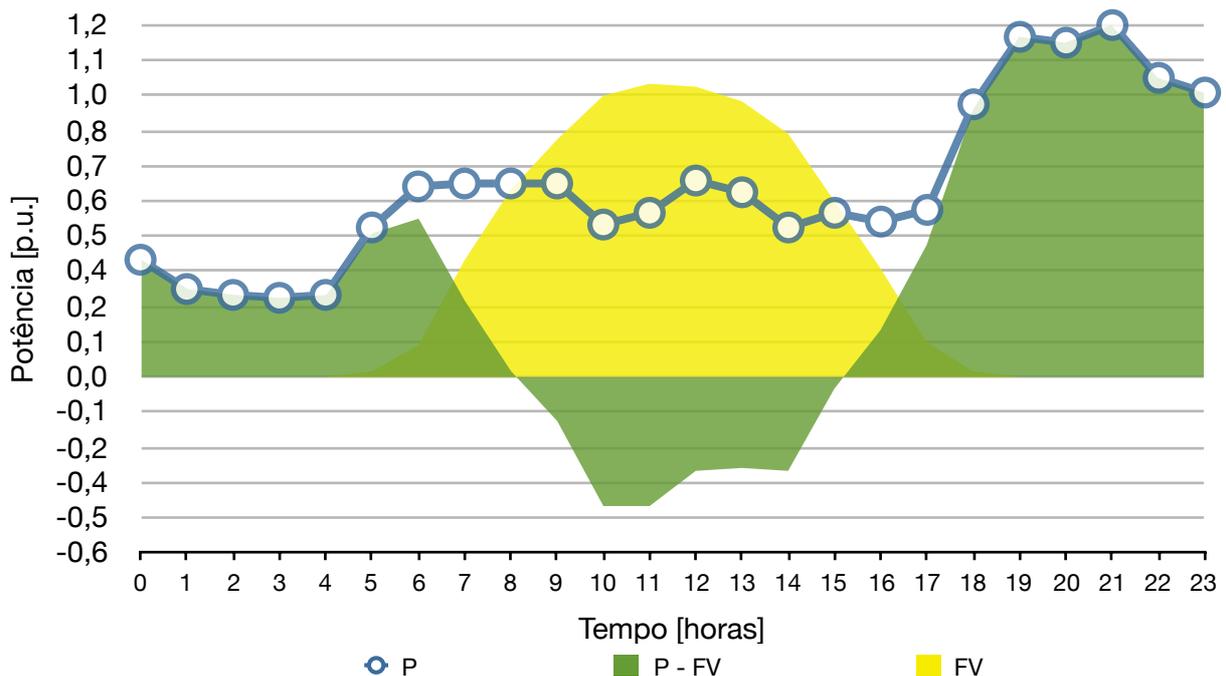


Figura 2.5 – Curva de carga residencial resultante da utilização da geração fotovoltaica.

Observa-se que a geração fotovoltaica máxima foi considerada sempre abaixo da demanda máxima, isto deve-se ao fato de que a maioria das instalações irão optar por isso, a fim de evitar o aumento de custos com a recontração de demanda, o que dificulta a viabilidade deste tipo de geração.

Analisando a Figura 2.5 pode-se perceber que no horário em que a demanda é reduzida a geração fotovoltaica compensa boa parte da carga, além de injetar potência na rede. No horário de maior demanda, como não há geração, o sistema fotovoltaico não reduz a carga. Essa mudança altera a curva de carga residencial, que antes no período diurno apresentava demanda praticamente constante, para valores reduzidos e negativos, o que alivia o sistema de distribuição de energia neste período.

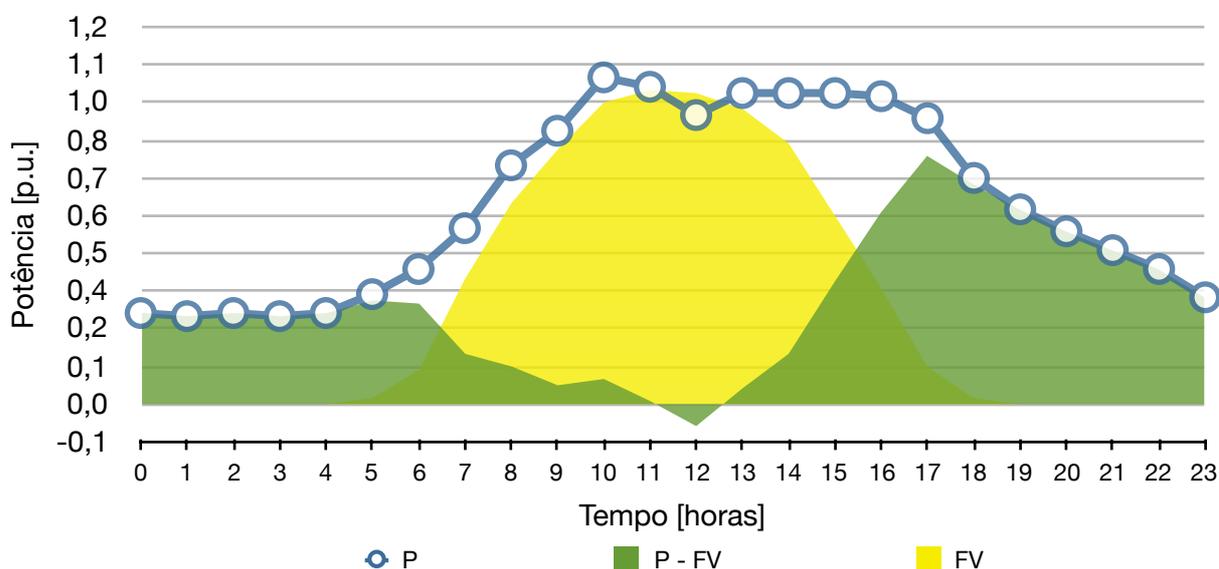


Figura 2.6 – Curva de carga comercial resultante da utilização da geração fotovoltaica.

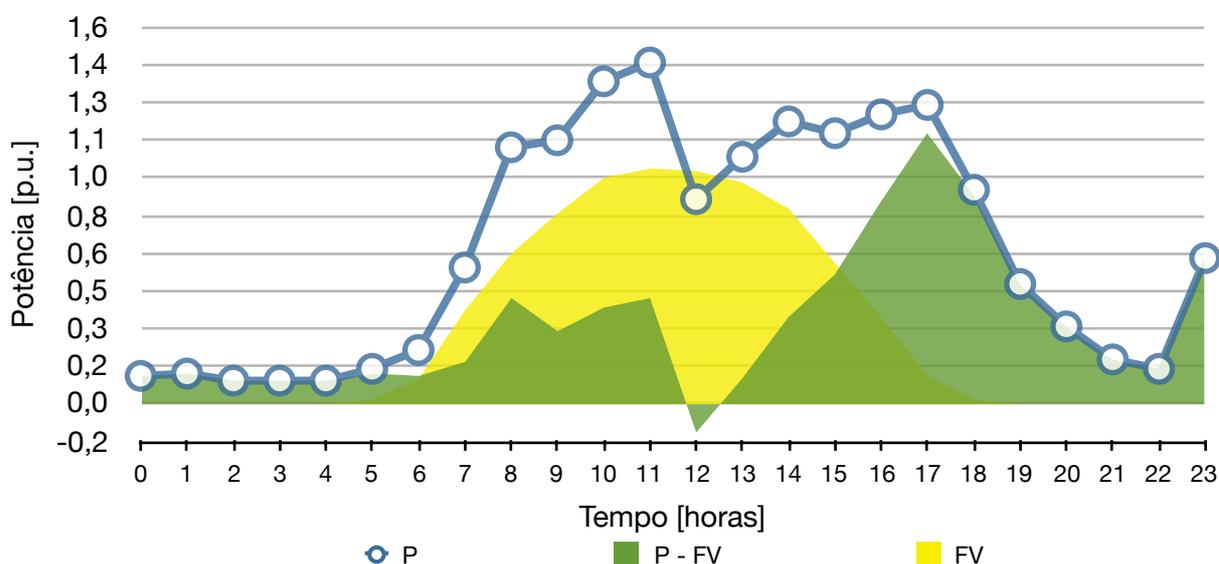


Figura 2.7 – Curva de carga industrial resultante da utilização da geração fotovoltaica.

Analisando-se as Figuras 2.6 e 2.7 pode-se perceber que no horário em que a demanda é elevada a geração fotovoltaica compensa boa parte das cargas. No horário noturno, como não há geração, o sistema fotovoltaico não reduz a carga. Essa mudança altera as curvas de carga comercial e industrial, que antes no período diurno apresentava demanda elevada; porém, com a geração fotovoltaica apresenta valores bem reduzidos e negativos, o que também alivia o sistema de distribuição de energia. Apesar da redução, a curva de carga ainda apresenta um pico de demanda quando se aproxima do período noturno, devido à redução da geração fotovoltaica, mas que é um pouco menor que o pico da curva de carga original (sem geração fotovoltaica).

Vale ressaltar que as curvas resultantes das Figuras 2.5, 2.6 e 2.7 são exemplos e que dependem diretamente da potência fotovoltaica instalada; porém, o perfil geral da curva de carga resultante pode ser considerado semelhante para uma grande faixa de potências fotovoltaicas instaladas.

2.2. Gestão ativa da demanda

Com a utilização de um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, pode-se alterar a curva de carga de forma a gerenciar ativamente o horário e a quantidade de potência demandada da rede. Tal gestão ativa da demanda se torna útil em unidades consumidoras que apresentam tarifas diferenciadas por posto horário ou limitações de injeção de potência na rede, uma vez que pode-se reduzir o consumo em horários de maior custo e, conseqüentemente, reduzir os gastos com energia elétrica (CASTILLO-CAGIGAL et al., 2011).

A alteração da curva de carga depende diretamente do objetivo da gestão ativa da demanda e, para o seu estudo, os seguintes casos foram considerados: redução da demanda no horário de ponta com a geração excedente e eliminação da demanda do horário de ponta.

2.2.1. Redução da demanda do horário de ponta com a geração excedente

Para a redução da demanda do horário de ponta com a geração excedente, é necessário que uma unidade consumidora a qual realiza este tipo de controle apresente um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, onde a geração excedente não é injetada na rede, mas é armazenada para posterior utilização nos horários de ponta.

A Figura 2.8 ilustra o funcionamento da gestão ativa da demanda utilizando sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia. Neste exemplo, a unidade consumidora apresenta capacidade de geração fotovoltaica igual à demanda máxima e curva de carga residencial, a qual proporciona uma maior quantidade de energia gerada excedente em relação às curvas comercial e industrial devido ao descasamento horário entre consumo e geração.

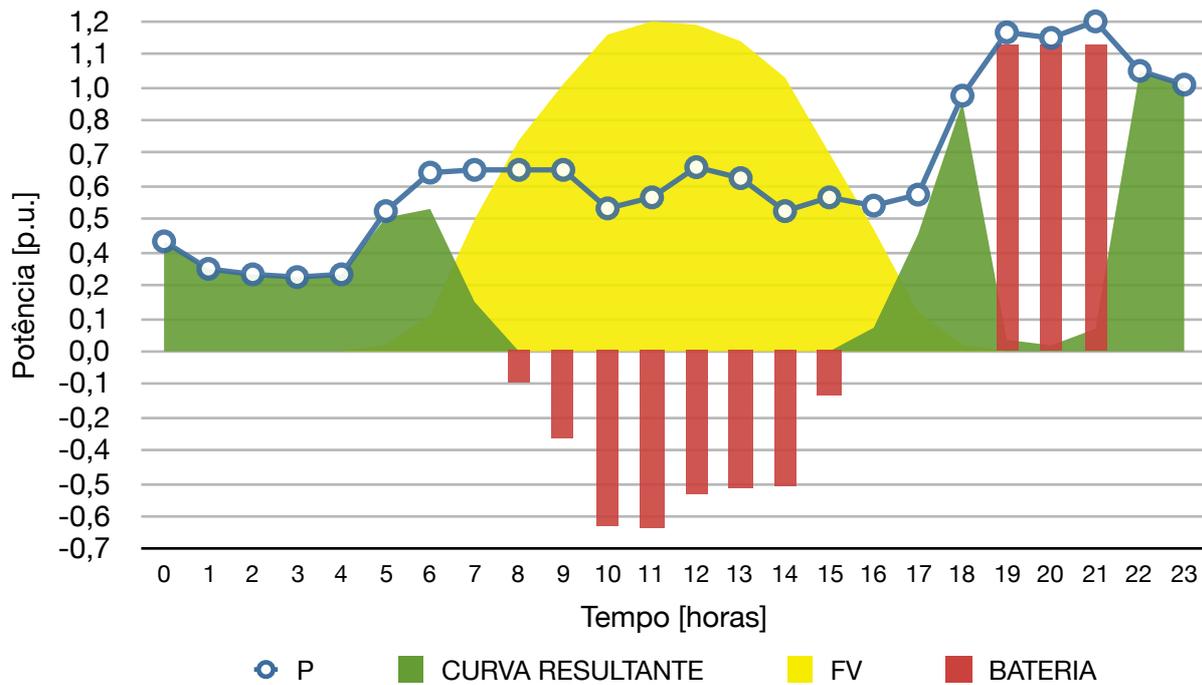


Figura 2.8 – Redução da demanda do horário de ponta com a geração excedente.

Analisando a Figura 2.8 percebe-se que há uma grande quantidade de energia gerada excedente, a qual é armazenada nos acumuladores e liberada no horário de ponta considerado (19 - 21 h). A energia acumulada equivale a 35 % da energia gerada, ou seja, para se realizar a gestão ativa da demanda por redução da demanda do horário de ponta com a geração excedente necessita-se de um acumulador com capacidade de armazenamento igual a 35 % da geração de energia diária. Além disso, como a potência liberada pela bateria é menor que a potência máxima de geração, pode-se utilizar a mesma eletrônica da geração fotovoltaica para a injeção de potência na rede nos horários de ponta.

Vale ressaltar que a Figura 2.8 é apenas um exemplo. Um caso genérico é muito difícil de se criar, pois este tipo de controle depende diretamente da quantidade de energia excedente, a qual depende da capacidade de geração, da curva de carga, da capacidade de acumulação, etc.

Para calcular a capacidade dos acumuladores de energia de um sistema específico, pode-se utilizar a equação 2.1, a qual foi obtida com o auxílio da inspeção da Figura 2.8.

$$C_B = \frac{\int_0^t P_{FV}(t) - P(t) dt}{P_D} \quad 2.1$$

onde C_B é a capacidade do acumulador de energia, P_{FV} a potência fotovoltaica gerada, P a demanda, P_D a profundidade de descarga do acumulador e t o período em que a geração é maior que a demanda.

Como há uma grande variação da demanda e da geração fotovoltaica ao longo do ano, é de grande valia a simulação da curva de carga resultante de uma unidade consumidora com gestão ativa da demanda que utiliza a geração excedente para reduzir o consumo no horário de ponta.

Para tal simulação, utilizou-se dados reais (um ano) de demanda de uma residência da cidade de São Paulo e dados do ano médio típico de geração fotovoltaica para o local da residência produzidos com *software* de simulação de sistemas fotovoltaicos IESPRO da Universidad Politécnica de Madrid. Os dados de demanda para os dias típicos dos meses de janeiro, abril, julho e outubro são apresentados na Figura 2.9 para ilustrar a variação da demanda ao longo do ano e os dados de geração fotovoltaica dos dias típicos de todos os meses são apresentados na Figura 2.10.

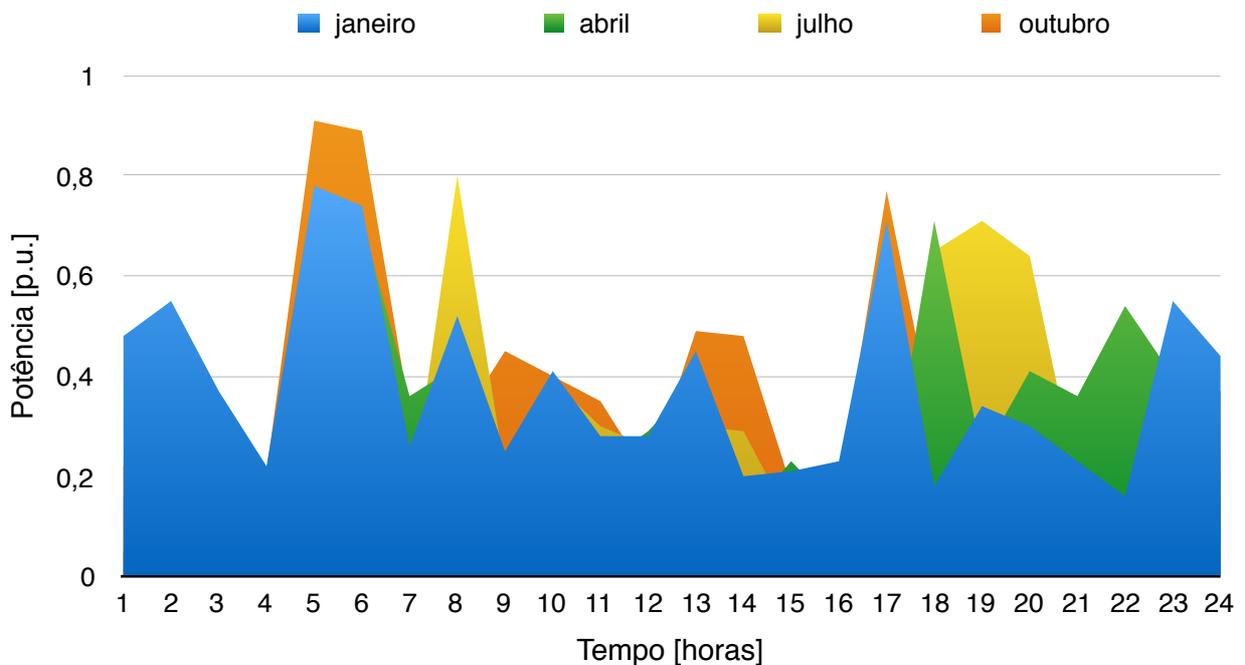


Figura 2.9 – Demanda horária para os dias típicos dos meses de janeiro, abril, julho e outubro.

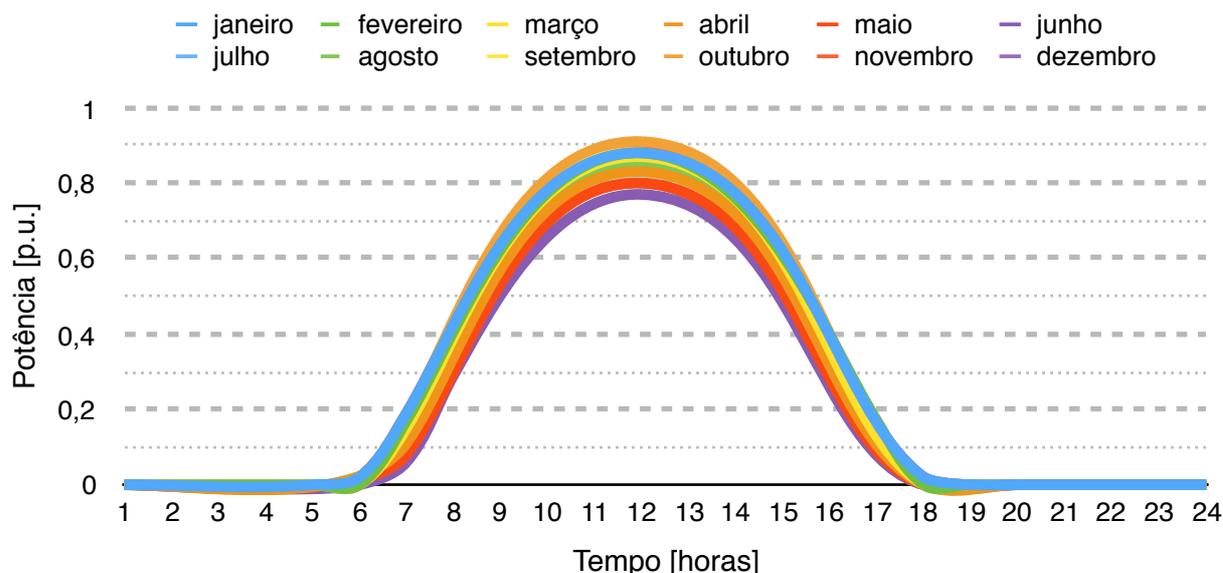


Figura 2.10 – Geração fotovoltaica para os dias típicos dos meses do ano.

Para o dimensionamento do banco de acumuladores, pode-se tomar principalmente dois caminhos: utilizar os dados do dia médio do ano ou utilizar os dados do dia em que a quantidade de energia excedente foi máxima. No primeiro, provavelmente haverá momentos em que a bateria estará totalmente carregada e a energia excedente será injetada na rede. No segundo, será mais difícil acontecer de a bateria estar totalmente carregada, porém o sistema de acumulação poderá se tornar demasiadamente grande e os custos de implantação proibitivos.

Considerando uma potência base de 1 kW e que o sistema fotovoltaico da simulação tem capacidade de 1 p.u. (1 kWp de potência de gerador fotovoltaico), utilizou-se a equação 2.1 para calcular o tamanho do banco de acumuladores para a simulação tomando como referência os dados do dia médio do ano e 50 % de profundidade de descarga máxima. Sendo a integral do numerador da equação 2.1 igual à energia excedente do dia considerado e com esta igual a 3,4 kWh para o dia médio do ano, obtém-se como resultado um banco de baterias com capacidade de aproximadamente 7 kWh.

A simulação foi realizada com passos de hora em hora, considerando que a energia excedente no horário fora ponta seria entregue à bateria até ela atingir a sua carga máxima e, após isso, a energia excedente seria entregue à rede. No horário de ponta (17-19 h), foi considerado que a bateria entregaria toda a energia excedente produzida no horário fora ponta até atingir a profundidade de descarga máxima desejada. Além disso, considerou-se que a bateria apresenta uma curva de eficiência em função do estado de carga igual à curva da Figura 2.11, a qual foi retirada de Stevens & Corey (1996).

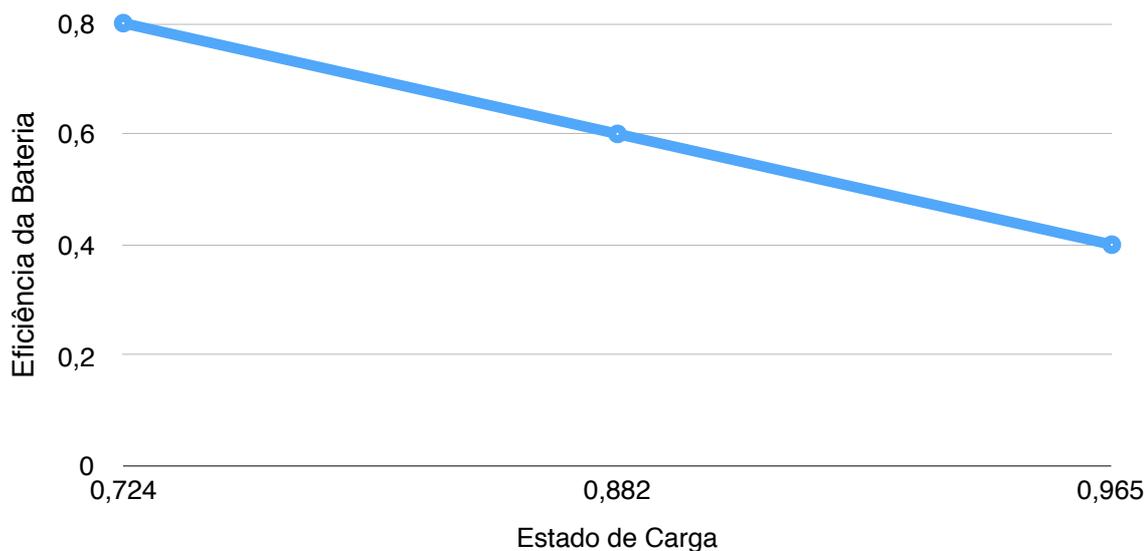


Figura 2.11 - Eficiência da bateria em função do estado de carga.(Stevens & Corey, 1996)

A alteração na curva de carga resultante da gestão ativa da demanda utilizando o armazenamento da energia gerada excedente é apresentada na Figura 2.12 através das curvas de carga dos dias típicos de cada mês. Além disso, são apresentadas as curvas de carga, descarga e estado de carga da bateria no período da simulação (dia típico de cada mês) na Figura 2.13.

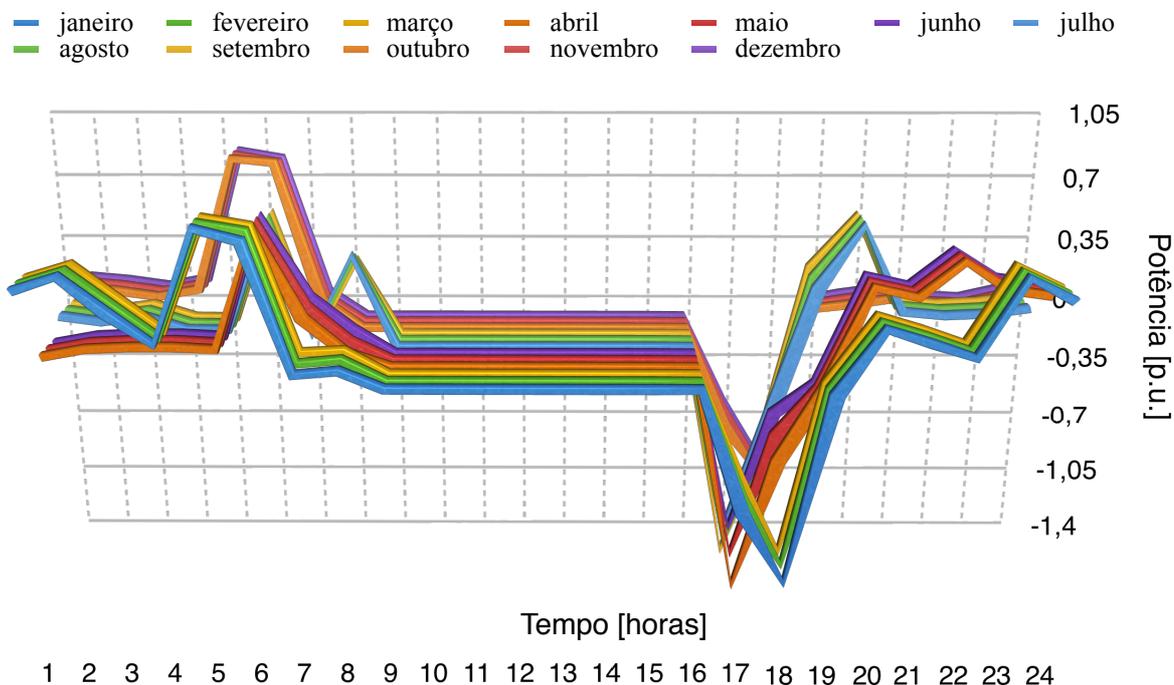


Figura 2.12 - Curvas de carga resultantes da gestão ativa da demanda utilizando armazenamento da energia gerada excedente.

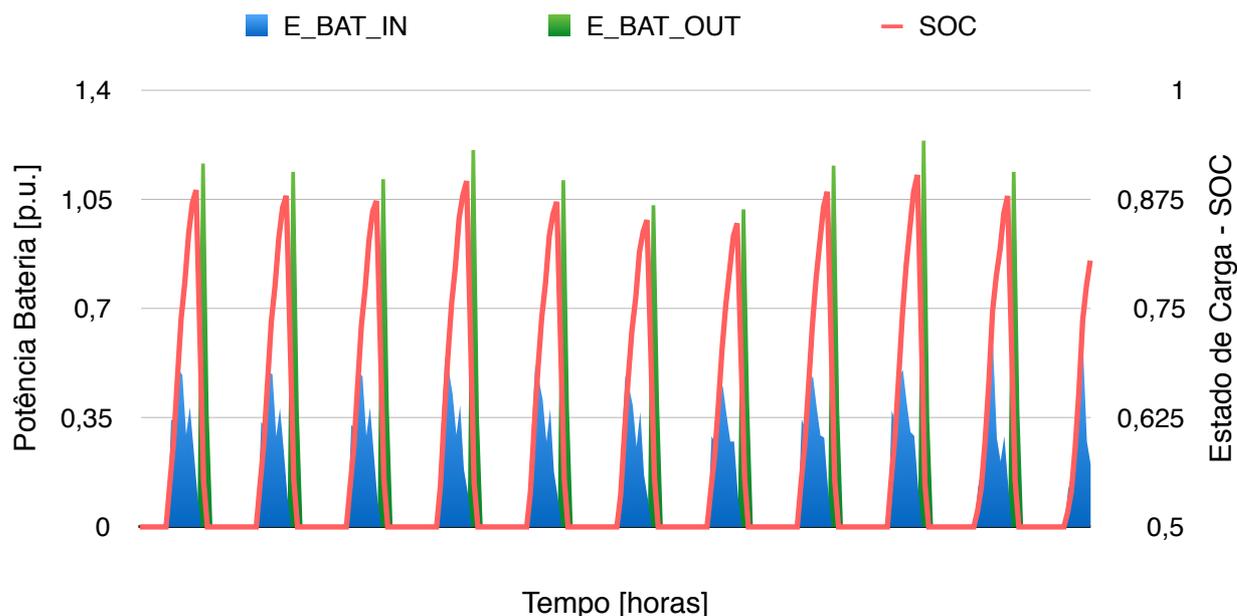


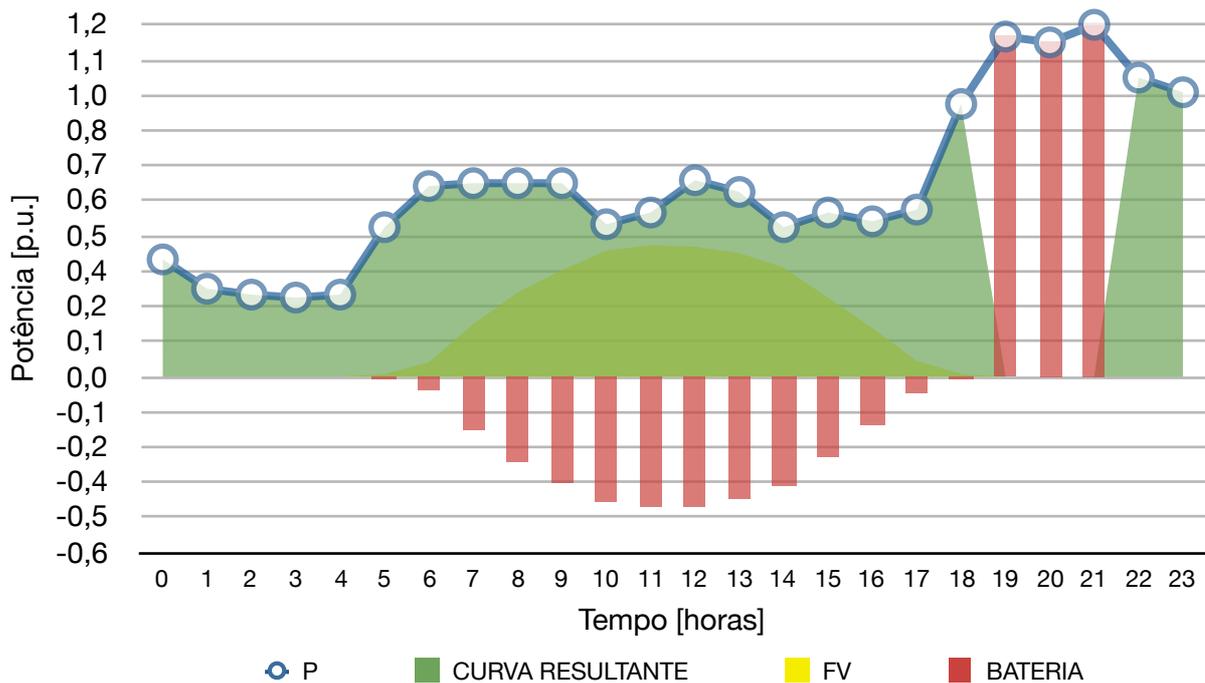
Figura 2.13 - Curvas de carga e descarga da bateria, sendo E_BAT_IN a potência entrando na bateria, E_BAT_OUT a potência saindo da bateria na hora de ponta e SOC o estado de carga da bateria ao longo dos dias.

Analisando os gráficos das Figuras 2.12 e 2.13 percebe-se que a energia excedente foi maior que a energia consumida no horário de ponta, fazendo com que neste período o consumo fosse todo compensado e ainda tenha sido injetada potência na rede. Isto fez com que a curva de carga tenha sido modificada, tornando-se nula na parte do dia onde havia geração fotovoltaica e negativa no horário de ponta, ou seja, houve um alívio de carga na hora de ponta. Além disso, percebe-se que o estado de carga da bateria permaneceu dentro dos limites estabelecidos, ou seja, o dimensionamento da bateria atendeu às expectativas.

2.2.2. Eliminação da demanda do horário de ponta

Para a eliminação da demanda do horário de ponta com a geração fotovoltaica, é necessário que uma unidade consumidora a qual realiza este tipo de controle apresente um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, onde a geração é armazenada para posterior utilização nos horários de ponta.

A Figura 2.14 ilustra o funcionamento da gestão ativa da demanda utilizando sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia. Neste exemplo, a unidade consumidora apresenta capacidade de geração fotovoltaica bem inferior à demanda máxima.



Analisando a Figura 2.14, percebe-se que há uma pequena quantidade de energia gerada, a qual é armazenada nos acumuladores e liberada no horário de ponta considerado (19 - 21 h). A energia acumulada é igual à energia consumida no período de ponta, ou seja, a capacidade do acumulador não depende do formato da curva de carga, mas do consumo na ponta. Além disso, como a potência liberada pela bateria é maior que a potência máxima de geração, deve-se utilizar conversores de maior potência que os utilizados na geração fotovoltaica para a injeção de potência na rede nos horários de ponta.

Vale ressaltar que a Figura 2.14 é apenas um exemplo. Um caso genérico é muito difícil de se criar, pois este tipo de controle depende diretamente da capacidade de geração, do consumo na hora ponta, da capacidade de acumulação, etc.

Para calcular a capacidade dos acumuladores de energia e da geração fotovoltaica de um sistema específico, as equações 2.2 e 2.3 foram obtidas com o auxílio da Figura 2.14.

$$C_B = \frac{C_P}{P_D} \quad 2.2$$

$$E_{FV} = \frac{C_P}{\eta_B} \quad 2.3$$

sendo C_B é a capacidade do acumulador de energia, C_P o consumo no horário de ponta, P_D a profundidade de descarga do acumulador, E_{FV} a energia fotovoltaica produzida, η_B a eficiência do acumulador de energia.

Como há uma grande variação da demanda e da geração fotovoltaica ao longo do ano, é de grande valia a simulação da curva de carga resultante de uma unidade consumidora com gestão ativa da demanda para eliminação do consumo no horário de ponta. Para tal simulação, utilizou-se dados reais de demanda de uma residência da cidade de São Paulo e dados de geração fotovoltaica simulados para o local da residência com o *software* IESPRO (Figura 2.9 e 2.10).

Assim como no caso anterior, para o dimensionamento do banco de acumuladores, pode-se tomar principalmente dois caminhos: utilizar os dados do dia médio do ano ou utilizar os dados do dia em que a quantidade de energia gerada foi máxima.

Considerando uma potência base de 1 kW, utilizou-se as equações 2.2 e 2.3 para calcular o tamanho do banco de acumuladores e gerador fotovoltaico para a simulação tomando como referência os dados do dia médio do ano, 50 % de profundidade de descarga máxima e 80 % de eficiência dos acumuladores. Sendo o consumo no horário ponta, para o dia médio do ano, de aproximadamente 1,5 kWh, obtém-se como resultado um banco de baterias com capacidade de 3 kWh e um gerador com capacidade para gerar em média anual 1,9 kWh/dia o que se traduz em uma potência de 0,32 kWp (0,32 p.u. de potência c.c.).

A simulação foi realizada com passos de hora em hora, considerando que a energia gerada no horário fora ponta seria entregue à bateria até ela atingir a sua carga máxima e após isso a energia excedente seria entregue à rede. No horário de ponta (17-19 h), foi considerado que a bateria entregaria toda a energia armazenada no horário fora ponta até seu estado de carga atingir o valor mínimo. Além disso, considerou-se que a bateria apresenta uma curva de eficiência em função do estado de carga igual à curva da Figura 2.11.

A alteração na curva de carga resultante da gestão ativa da demanda utilizando o armazenamento da energia para a eliminação do consumo no horário de ponta é apresentada na Figura 2.15 através das curvas de carga dos dias típicos de cada mês. Além disso, são apresentadas as curvas de carga, descarga e estado de carga da bateria no período da simulação (Figura 2.16).

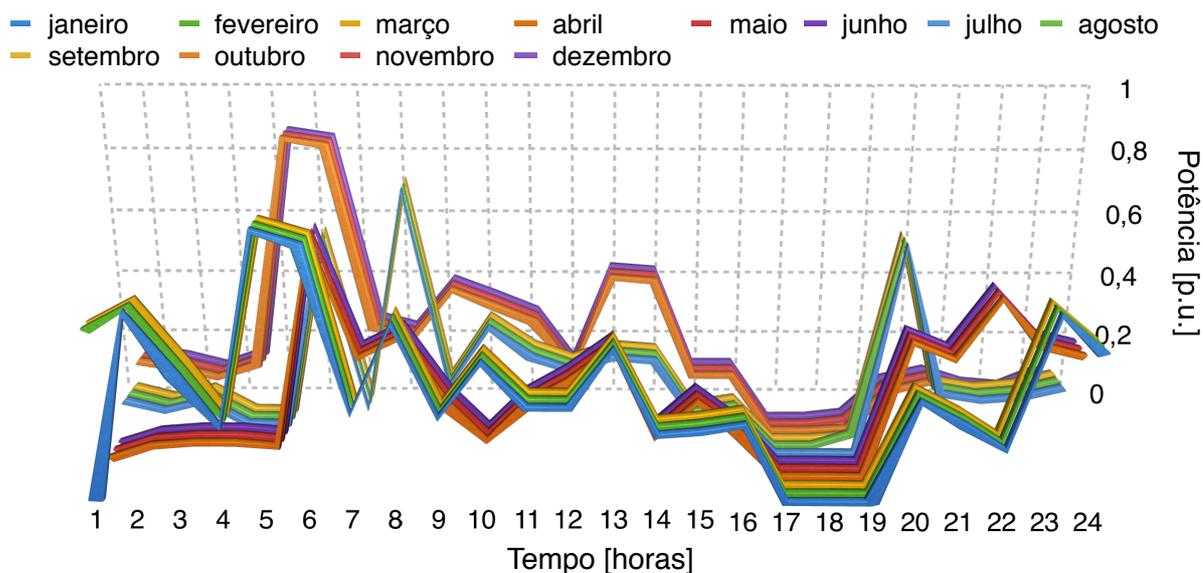


Figura 2.15 - Curvas de carga resultantes da gestão ativa da demanda utilizando armazenamento da energia gerada excedente.

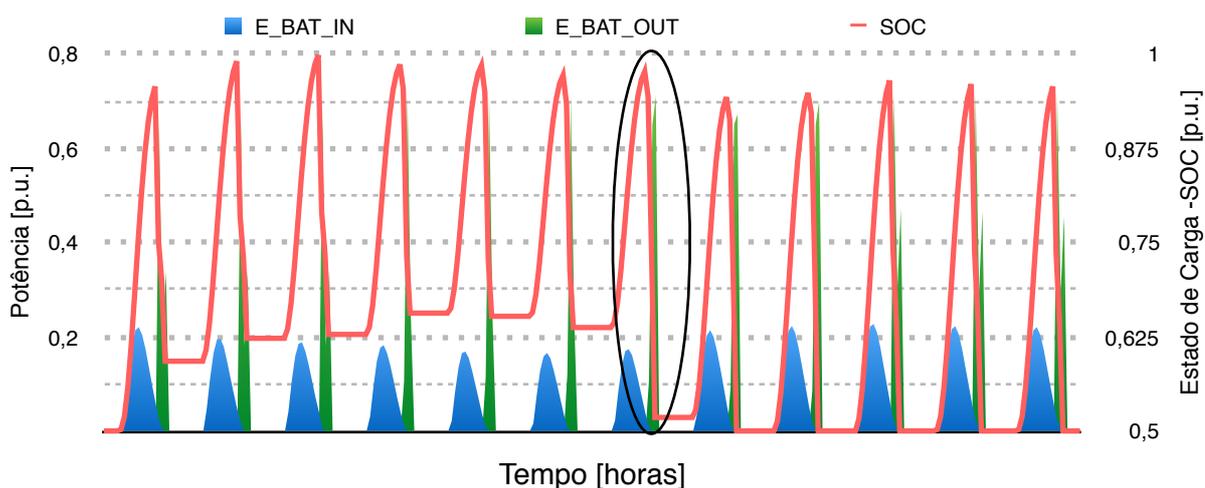


Figura 2.16 - Curvas de carga e descarga da bateria, sendo E_BAT_IN a potência entrando na bateria, E_BAT_OUT a potência saindo da bateria na hora de ponta e SOC o estado de carga da bateria ao longo dos dias.

Analisando as Figuras 2.15 e 2.16 percebe-se que a gestão ativa da demanda exerceu o seu papel eliminando a demanda de ponta na maior parte do tempo; porém, houve um dia (elipse preta) em que o consumo de ponta foi muito maior que o consumo médio utilizado no dimensionamento do sistema, fazendo com que não houvesse energia armazenada suficiente para eliminar o consumo total. Este fato também é confirmado pelo estado de carga da bateria que abaixou para o nível mínimo no dia em que o consumo na hora ponta foi muito grande.

Com este tipo de gestão ativa da demanda a curva de carga de uma unidade consumidora pode ser modificada, tornando nula a demanda no horário de ponta ajudando a aliviar o sistema de distribuição e geração neste período.

3. IMPACTOS NA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Níveis de tensão

Os níveis de tensão da rede elétrica de distribuição estão em constante monitoramento por parte das distribuidoras, devido ao fato de que as mesmas são responsáveis pela manutenção da qualidade do produto e serviços oferecidos, além do fato de serem constantemente fiscalizadas pela ANEEL.

Segundo o módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica do PRODIST⁴ (ANEEL, 2014) a tensão da rede (média em 10 minutos) deve ser mantida dentro do nível de tensão adequado, o qual é apresentado na Tabela 3.1 para as diversas tensões nominais das redes de distribuição no Brasil.

Tabela 3.1 - Níveis (V) de tensão adequados do PRODIST.

Nível de Tensão	Tensão Mínima	Tensão Máxima
220/127	201/116	231/133
380/220	348/201	396/231
440/220	402/201	458/229
220/110	201/101	229/115
254/127	232/116	264/132
208/120	196/113	229/132
230/115	216/108	241/127
240/120	216/108	254/127

Em sistemas radiais sem geração distribuída, o fluxo de potência se dá no sentido subestação-carga; logo a queda de tensão também se dá no sentido subestação-carga. Porém em sistemas radiais com geração distribuída, o fluxo de potência pode ser tanto no sentido subestação-carga como no sentido carga-subestação; portanto, a queda de tensão também pode ser nos dois sentidos.

⁴ PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

Devido ao sentido do fluxo de potência, em sistemas radiais sem geração distribuída, o comportamento da tensão da rede será função principalmente da carga, sendo que em momentos de carga baixa a tensão da rede no ponto de conexão da carga estará relativamente alta e em momentos de carga alta estará relativamente baixa. A Figura 3.1 ilustra o comportamento da tensão em função da distância para momentos de carga baixa e alta.

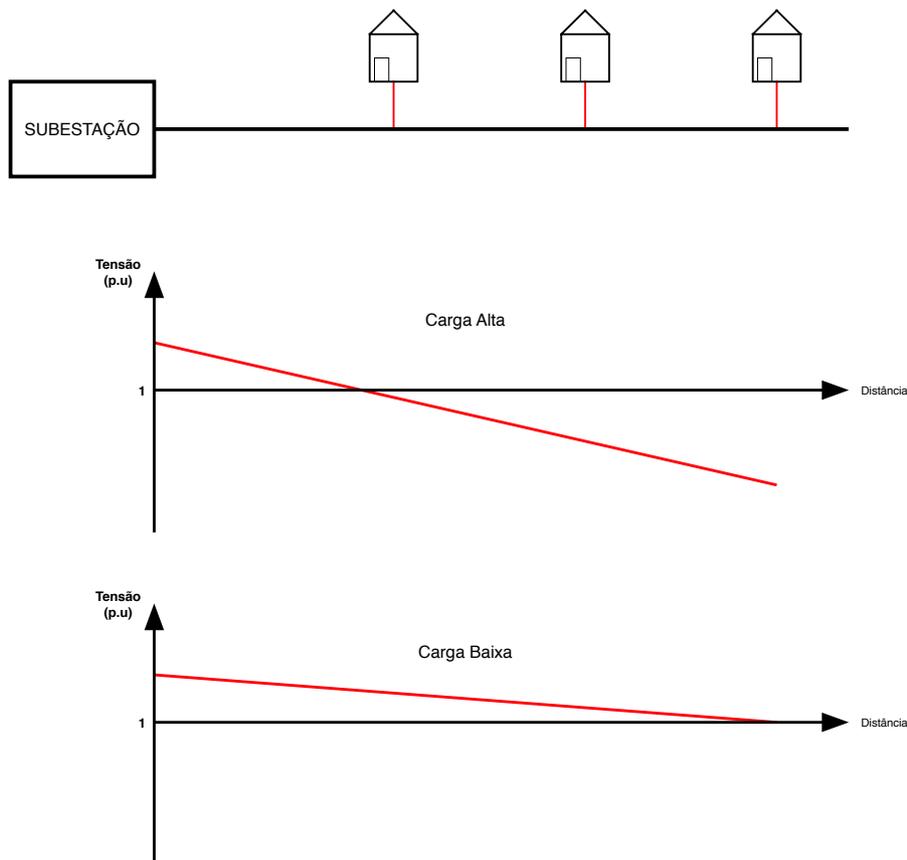


Figura 3.1 - Comportamento da tensão em função da distância para momentos de carga baixa e alta.

Em sistemas radiais com geração distribuída, o comportamento da tensão da rede não será mais função principalmente da carga, mas da carga e da geração, sendo que em momentos de carga baixa e elevada geração a tensão da rede no ponto de conexão da carga estará relativamente alta e em momentos de carga alta e elevada geração não estará mais relativamente baixa. A Figura 3.2 ilustra o comportamento da tensão em função da distância para momentos de carga baixa e elevada geração, sendo que a geração supera a demanda, e carga alta com elevada geração, onde a geração não supera a demanda.

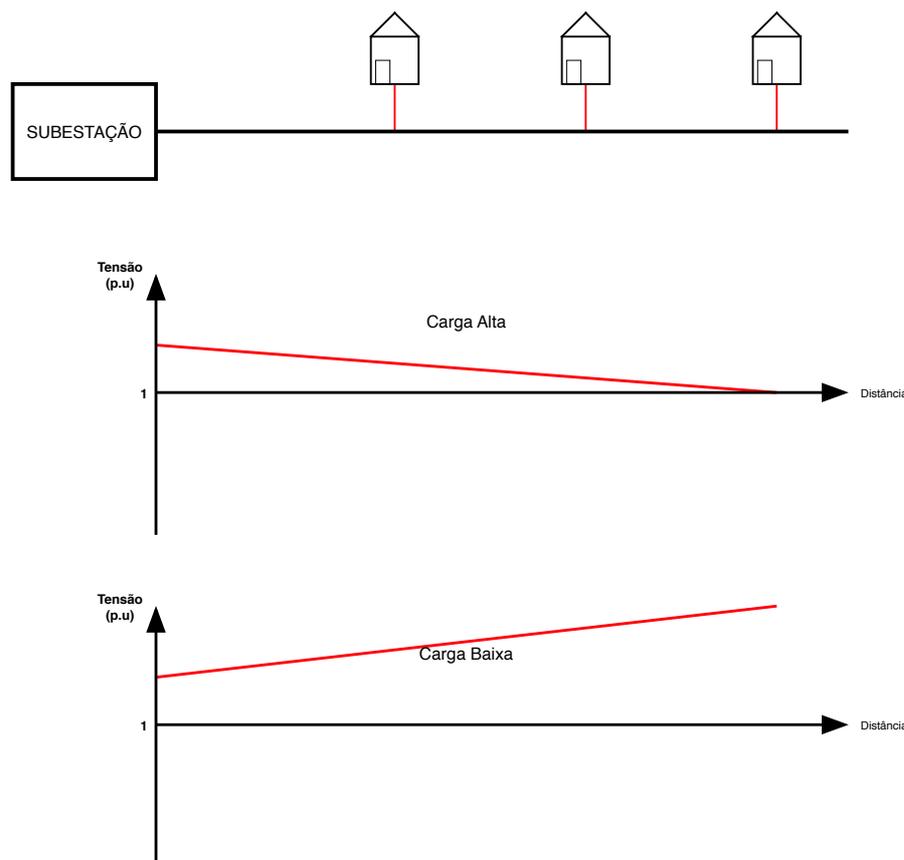


Figura 3.2 - Comportamento da tensão em função da distância para momentos de carga baixa e alta com elevada geração.

Ao analisar as Figuras 3.1 e 3.2, pode-se perceber que a geração distribuída pode levar a tensão da rede a exceder os limites estabelecidos pelo PRODIST; porém isso irá depender de vários fatores como: impedância dos condutores, localização das cargas e da geração, curva de carga e de geração, ajuste do *TAP* dos transformadores, nível de tensão da rede sem a geração distribuída, etc.

Partindo do princípio de que a impedância dos condutores é conhecida, ou seja, a bitola dos condutores utilizados é conhecida, pode-se calcular o acréscimo máximo de tensão (quando a geração é máxima) que uma geração distribuída poderá causar em uma rede de distribuição. Se o nível de tensão máximo em um determinado trecho for conhecido, através do princípio elétrico da superposição, a tensão máxima com geração distribuída poderá ser calculada e pode-se averiguar se ela passará dos limites adequados ou não.

Para calcular o acréscimo de tensão devido à geração distribuída, o circuito da Figura 3.3 foi considerado.

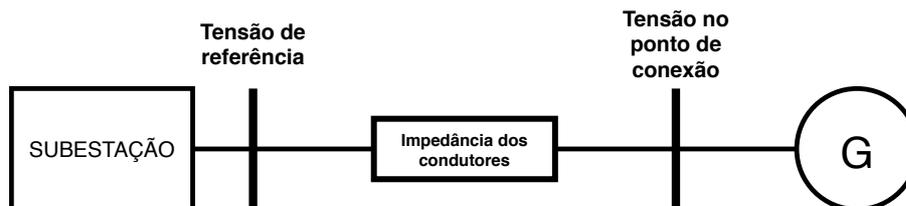


Figura 3.3 - Circuito para o cálculo do acréscimo de tensão devido à geração distribuída.

Com o circuito da Figura 3.3 e considerando que a tensão na subestação é a tensão de referência (V_R), ou seja, é igual a 1 p.u., o acréscimo de tensão devido à geração distribuída será igual à tensão no ponto de conexão (V_G) menos a tensão de referência, ou seja, será a queda de tensão na impedância (Z) dos condutores devido à corrente do gerador.

A partir destas proposições, a equação 3.6 é utilizada para o cálculo do acréscimo da tensão devido à geração distribuída, a partir das equações 3.1 a 3.5.

$$\dot{V}_R = \dot{Z} \times \dot{I} + \dot{V}_G \quad 3.1$$

$$\dot{V}_R = \dot{Z} \times \left| \frac{\dot{S}}{\dot{V}_G} \right|^* + \dot{V}_G \quad 3.2$$

$$\dot{V}_R = \dot{Z} \times \frac{\dot{S}^*}{\dot{V}_G^*} + \dot{V}_G \quad 3.3$$

$$\frac{\dot{V}_R = \dot{Z} \times \dot{S} + \dot{V}_G^* \times \dot{V}_G}{\dot{V}_G^*} \quad 3.4$$

$$\dot{V}_R = \frac{\dot{Z} \times \dot{S} + \left| \dot{V}_G^* \right|}{\dot{V}_G^*} \quad 3.5$$

$$\left| \dot{V}_G^* \right|^2 - \dot{V}_R \times \dot{V}_G + \dot{Z} \times \dot{S}^* = 0 \quad 3.6$$

Para a avaliação do impacto da geração distribuída com relação à tensão da rede, a equação 3.6 foi utilizada em cinco sistemas fotovoltaicos fictícios de 1, 5, 10, 50 e 100 kW c.a., sendo que os sistemas de 50 e 100 kW são trifásicos. Além disso, consideraram-se condutores de cobre e os seus comprimentos foram variados de 0 a 100 m, a bitola desses condutores foi alternada entre 16, 35 e 70 mm² e a potência injetada na rede (S) é igual à potência aparente nominal c.a. dos sistemas. Também foi considerado que os sistemas fotovoltaicos poderiam trabalhar com fator de potência unitário, capacitivo igual a 0,9 e indutivo igual a 0,9.

Tal avaliação foi feita utilizando um algoritmo desenvolvido em Matlab (Apêndice 1) e resultou nos gráficos 3.4 a 3.12, em que foi adicionado uma linha limite igual a 1,1 p.u que corresponde a uma sobretensão de 10 %, que é o limite da faixa de operação normal para sistemas fotovoltaicos estabelecido na norma ABNT NBR 16149 (ABNT, 2013).

FATOR DE POTÊNCIA UNITÁRIO

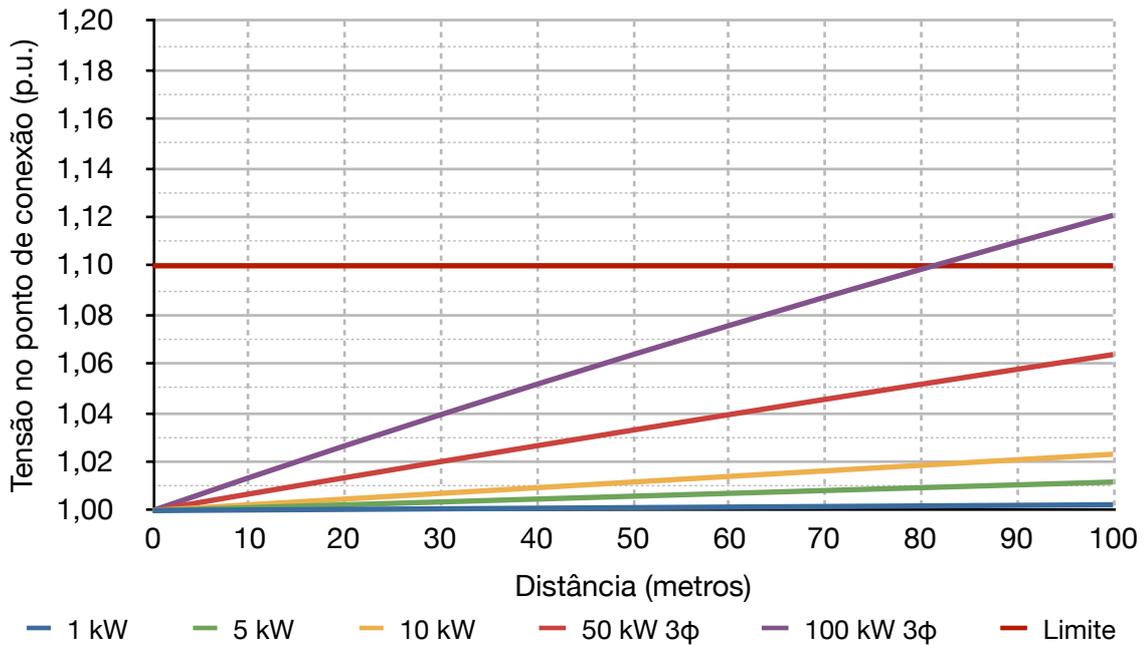


Figura 3.4 - Acréscimo de tensão devido à geração fotovoltaica considerando que o gerador trabalha com fator de potência unitário e os condutores têm bitola de 16 mm².

FATOR DE POTÊNCIA INDUTIVO

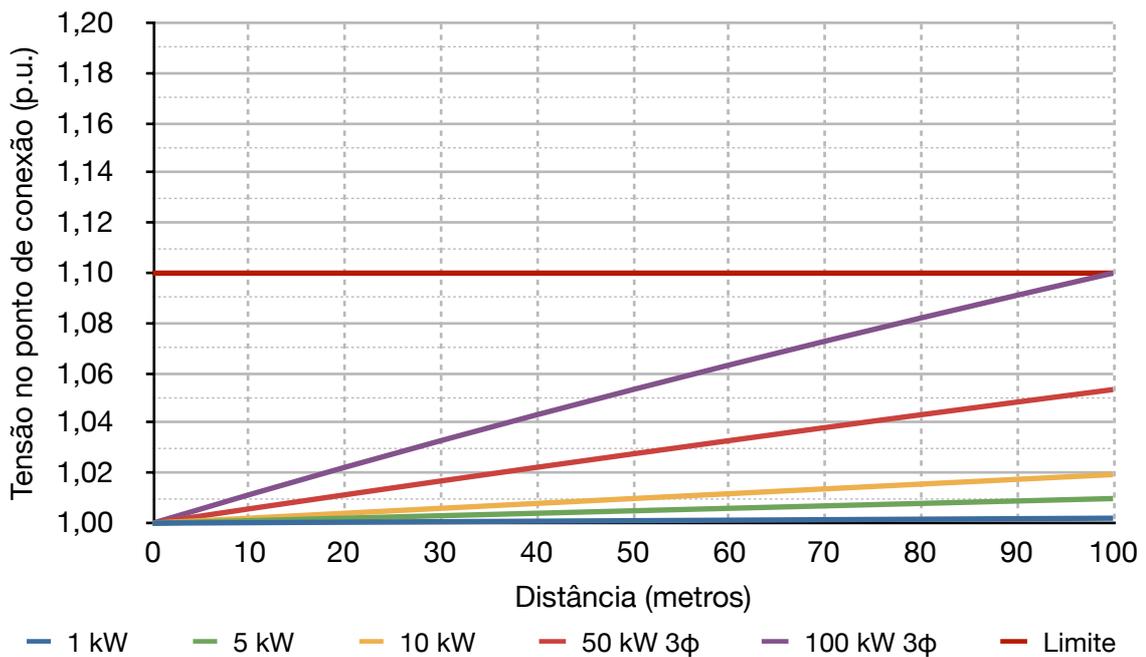


Figura 3.5 - Acréscimo de tensão devido à geração fotovoltaica considerando que o gerador trabalha com fator de potência indutivo igual a 0,9 e os condutores têm bitola de 16 mm².

FATOR DE POTÊNCIA CAPACITIVO

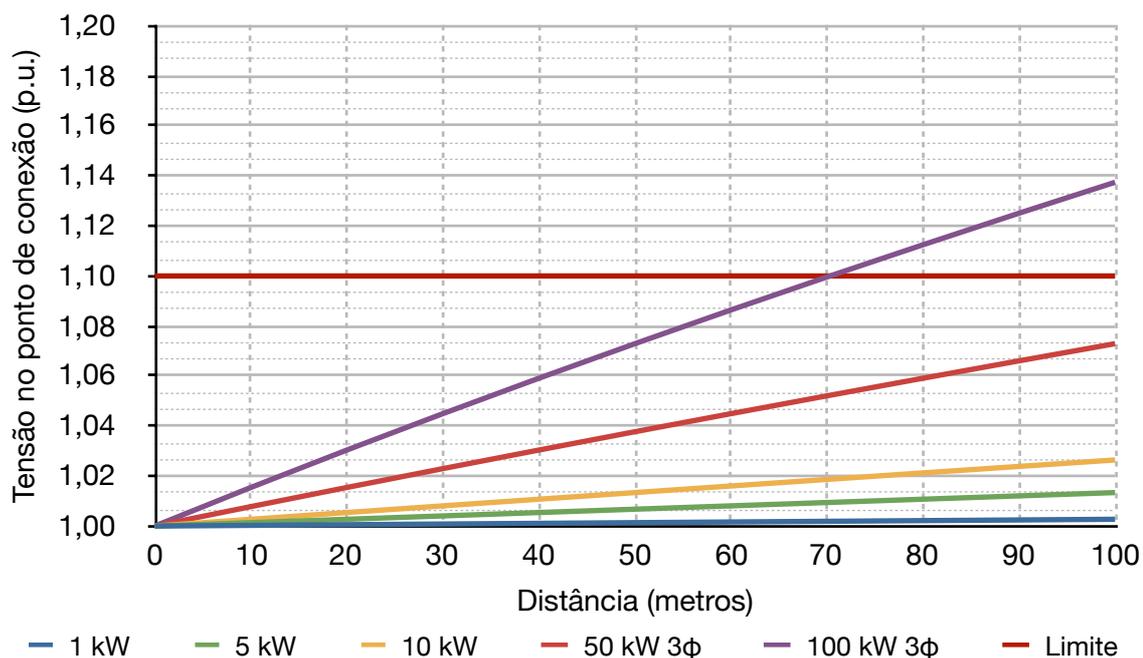


Figura 3.6 - Acréscimo de tensão devido à geração fotovoltaica considerando que o gerador trabalha com fator de potência capacitivo igual a 0,9 e os condutores têm bitola de 16 mm².

FATOR DE POTÊNCIA UNITÁRIO

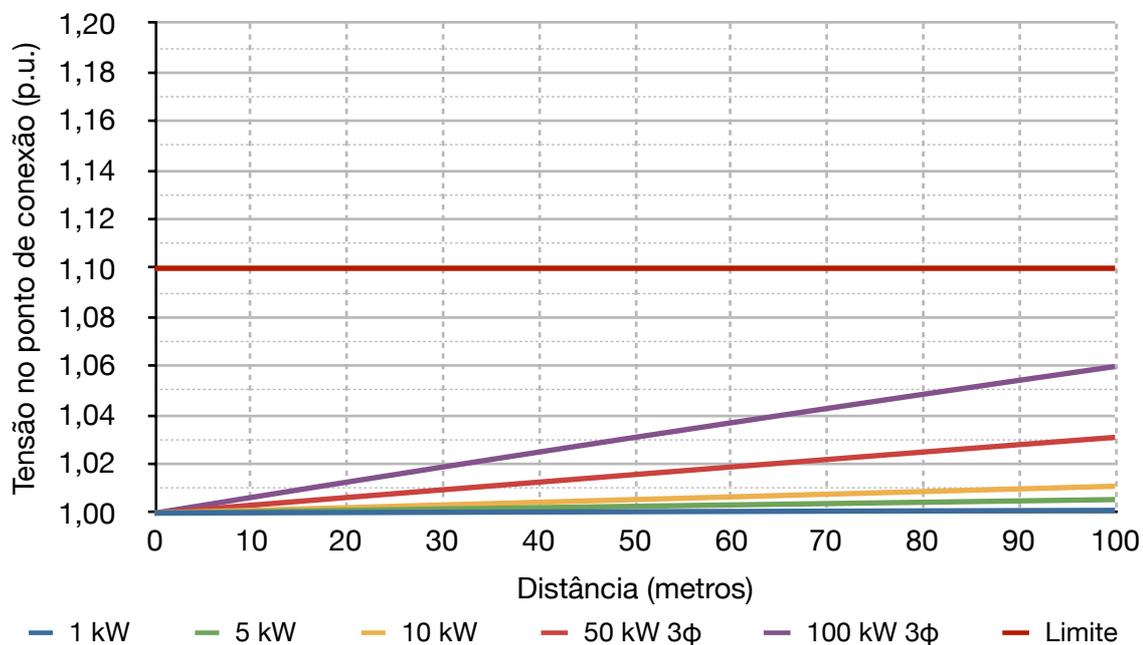


Figura 3.7 - Acréscimo de tensão devido à geração fotovoltaica considerando que o gerador trabalha com fator de potência unitário e os condutores têm bitola de 35 mm².

FATOR DE POTÊNCIA INDUTIVO

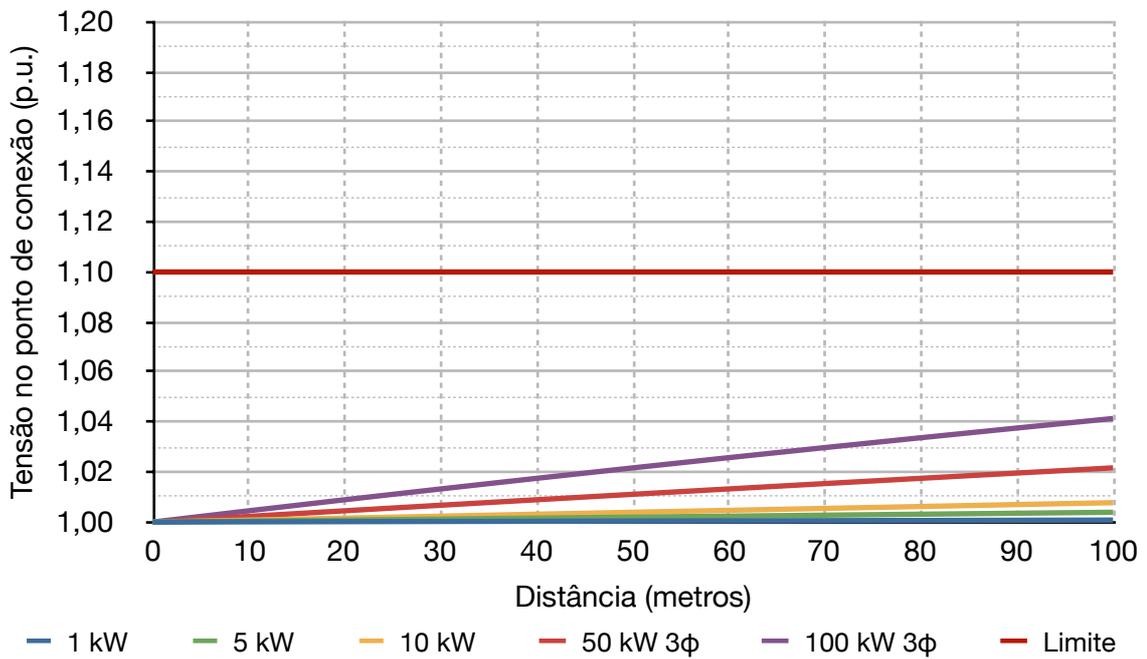


Figura 3.8 - Acréscimo de tensão devido à geração fotovoltaica considerando que o gerador trabalha com fator de potência indutivo igual a 0,9 e os condutores têm bitola de 35 mm².

FATOR DE POTÊNCIA CAPACITIVO

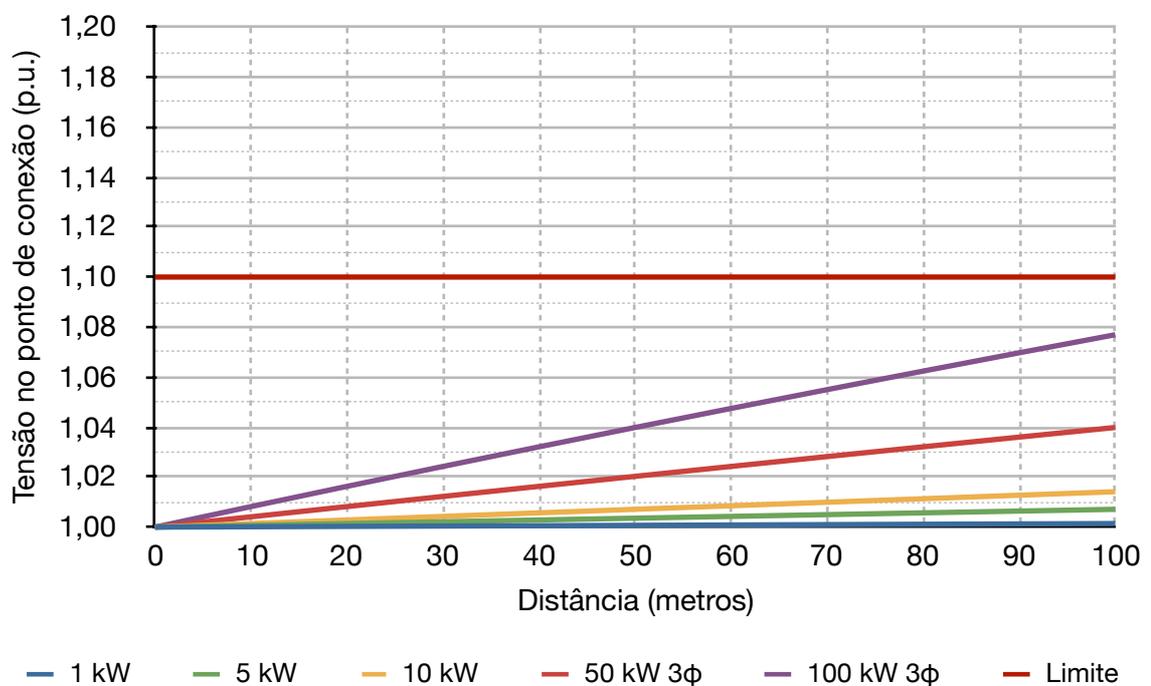


Figura 3.9 - Acréscimo de tensão devido à geração fotovoltaica considerando que o gerador trabalha com fator de potência capacitivo igual a 0,9 e os condutores têm bitola de 35 mm².

FATOR DE POTÊNCIA UNITÁRIO

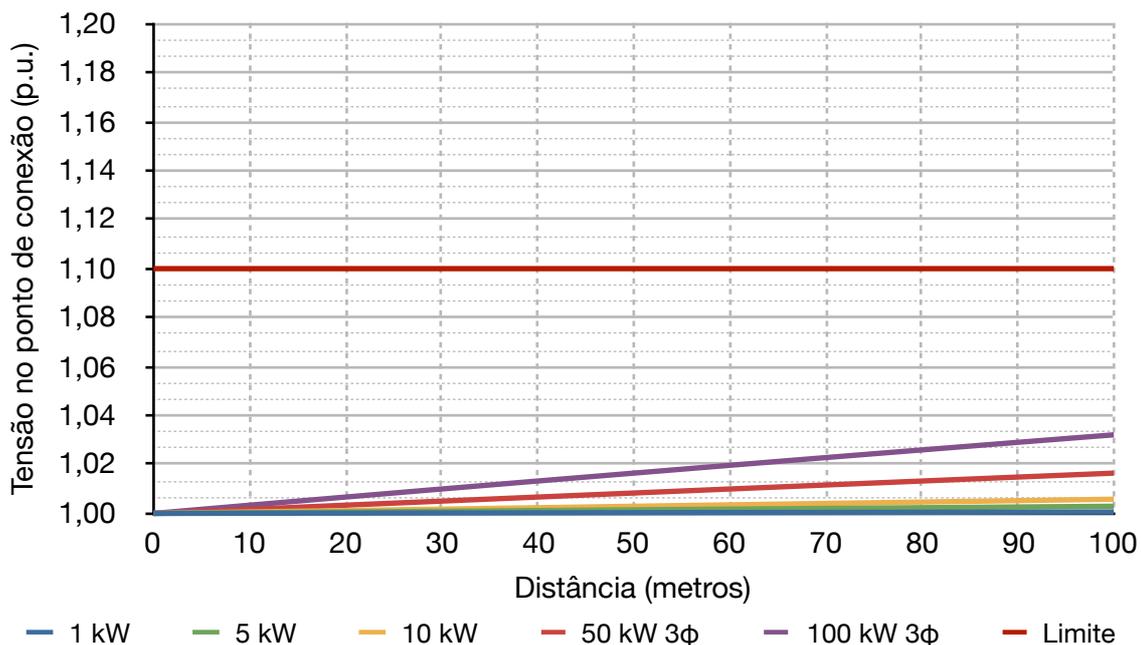


Figura 3.10 - Acréscimo de tensão devido à geração fotovoltaica considerando que o gerador trabalha com fator de potência unitário e os condutores têm bitola de 70 mm².

FATOR DE POTÊNCIA INDUTIVO

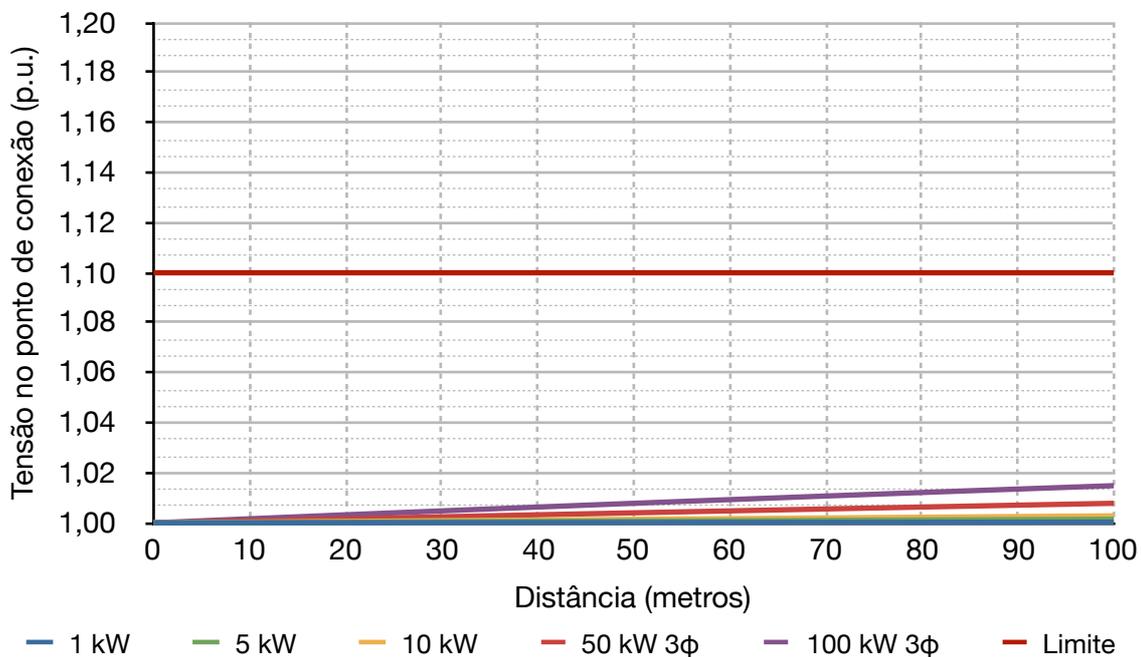


Figura 3.11 - Acréscimo de tensão devido à geração fotovoltaica considerando que o gerador trabalha com fator de potência indutivo igual a 0,9 e os condutores têm bitola de 70 mm².

FATOR DE POTÊNCIA CAPACITIVO

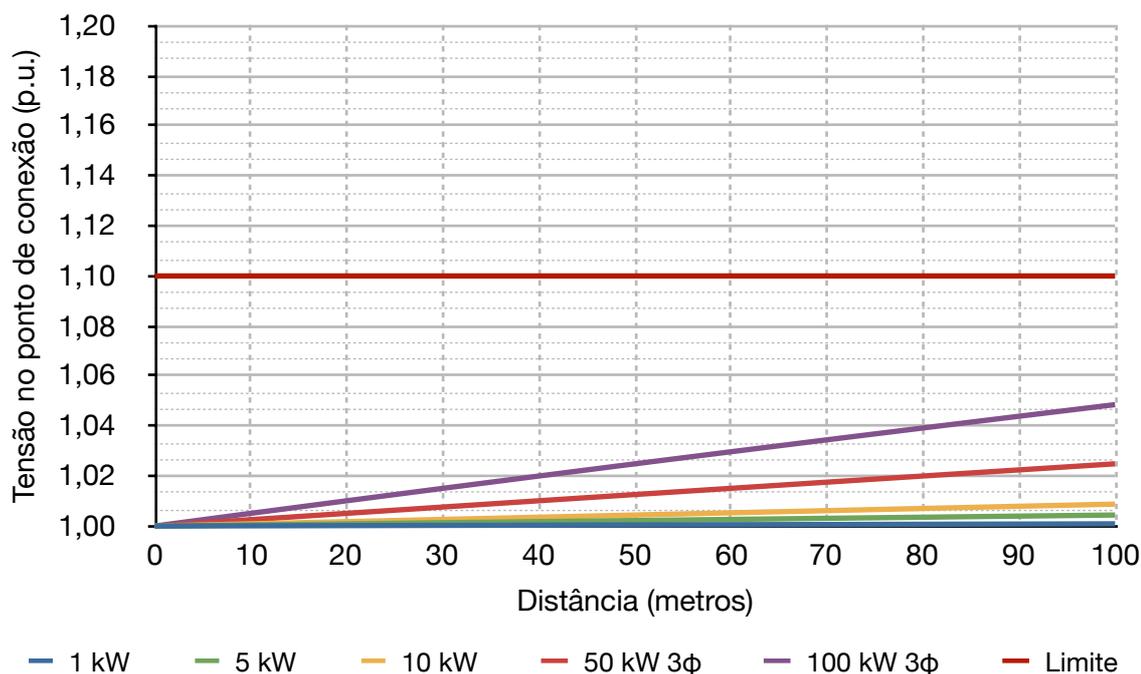


Figura 3.12 - Acréscimo de tensão devido à geração fotovoltaica considerando que o gerador trabalha com fator de potência capacitivo igual a 0,9 e os condutores têm bitola de 70 mm².

Ao analisar as Figuras 3.4 a 3.12 pode-se perceber que sistemas fotovoltaicos conectados através de condutores de 70 e 35 mm² não causam problemas de sobretensão na rede, para uma distância de até 100 m, independentemente do fator de potência adotado. Porém para condutores de 16 mm² dependendo da distância, fator de potência adotado e potência instalada, a tensão do ponto de conexão pode ultrapassar os limites da faixa de operação normal para sistemas fotovoltaicos.

Considerando-se um sistema conectado em rede de baixa tensão de 220 V, a tensão máxima da faixa adequada do PRODIST seria de 1,05 p.u. Com tal limite, a utilização de condutores de 16 mm² para sistemas de 50 e 100 kW poderia levar a uma transgressão do limite adequado por alguns períodos do dia e a partir de certas distâncias entre a geração e o ponto de referência. Vale ressaltar que condutores de 16 mm² não são recomendados para as potências de 50 e 100 kW segundo as normativas de instalações elétricas em baixa tensão, mas esta consideração foi realizada a fim de investigar casos extremos.

Para a utilização de condutores de 35 mm², a ultrapassagem do limite adequado só deve ocorrer para sistemas fotovoltaicos de 100 kW, trabalhando com fator de potência unitário ou capacitivo, por alguns momentos do dia e a partir de certas distâncias entre a geração e o ponto de referência.

Para a utilização de condutores de 70 mm², a ultrapassagem do limite adequado não ocorre para sistemas fotovoltaicos de até 100 kW, independentemente do fator de potência para distâncias entre a geração e o ponto de referência de até 100 m.

Para uma análise mais profunda, deve-se utilizar a previsão de geração do sistema fotovoltaico em intervalos pequenos (os menores a que se tenha acesso) e o nível de tensão da rede e calcular a média a cada 10 minutos e averiguar se os limites semanais de transgressão da faixa adequada do PRODIST são ultrapassados.

Os valores apresentados nas Figuras 3.4 a 3.12 representam o acréscimo de tensão decorrente de apenas um sistema fotovoltaico; caso se queira saber o acréscimo de mais de um sistema que opere em paralelo, partindo do princípio da superposição, os resultados devem ser somados.

3.2. FP da unidade consumidora

Além dos níveis de tensão, o fator de potência da rede elétrica de distribuição está também em constante monitoramento por parte das distribuidoras devido ao fato de que as mesmas são responsáveis pela manutenção da qualidade do produto e serviços oferecidos.

A Resolução ANEEL N° 456/2000 define o fator de potência como um índice que mostra o grau de eficiência em que um determinado sistema elétrico está sendo utilizado. Esse índice pode assumir valores de 0 (zero) a 1 (um). Valores altos de FP, acima de 0,92, indicam o uso eficiente do sistema elétrico e valores baixos evidenciam um mau aproveitamento. (ANEEL, 2000)

Apesar da resolução normativa definir que um FP acima de 0,92 indica o uso eficiente do sistema elétrico, ver-se-á que, dependendo do ponto de medição, o fator de potência de uma unidade consumidora pode reduzir para valores abaixo de 0,92, com o FP da carga permanecendo acima de 0,92, o que não indica um mau uso do sistema e pode até significar o uso eficiente do mesmo.

As unidades consumidoras normalmente apresentam fator de potência não unitário indutivo e demanda máxima durante o dia para unidades comerciais e industriais, e à noite para unidades residenciais, enquanto que a geração fotovoltaica está presente apenas durante o dia.

Para avaliar as alterações no FP de unidades consumidoras com geração fotovoltaica, utilizou-se as curvas de carga das Figuras 2.1, 2.2 e 2.3 como representativas de unidades consumidoras residencial, comercial e industrial, respectivamente, e uma demanda de reativos indutiva foi adicionada de forma que o FP estivesse sempre no limite mínimo, ou seja, um FP fixo em 0,92. Além disso, foi adicionada uma curva de geração fotovoltaica com capacidade de compensar metade⁵ do consumo desta unidade consumidora.

As Figuras 3.12, 3.13 e 3.14 representam as curvas utilizadas para a avaliação da alteração do FP de unidades consumidoras comercial, industrial e residencial, respectivamente, em que FV representa a potência fotovoltaica gerada, P a potência ativa demandada pela carga da unidade consumidora e Q a potência reativa demandada pela carga da unidade consumidora.

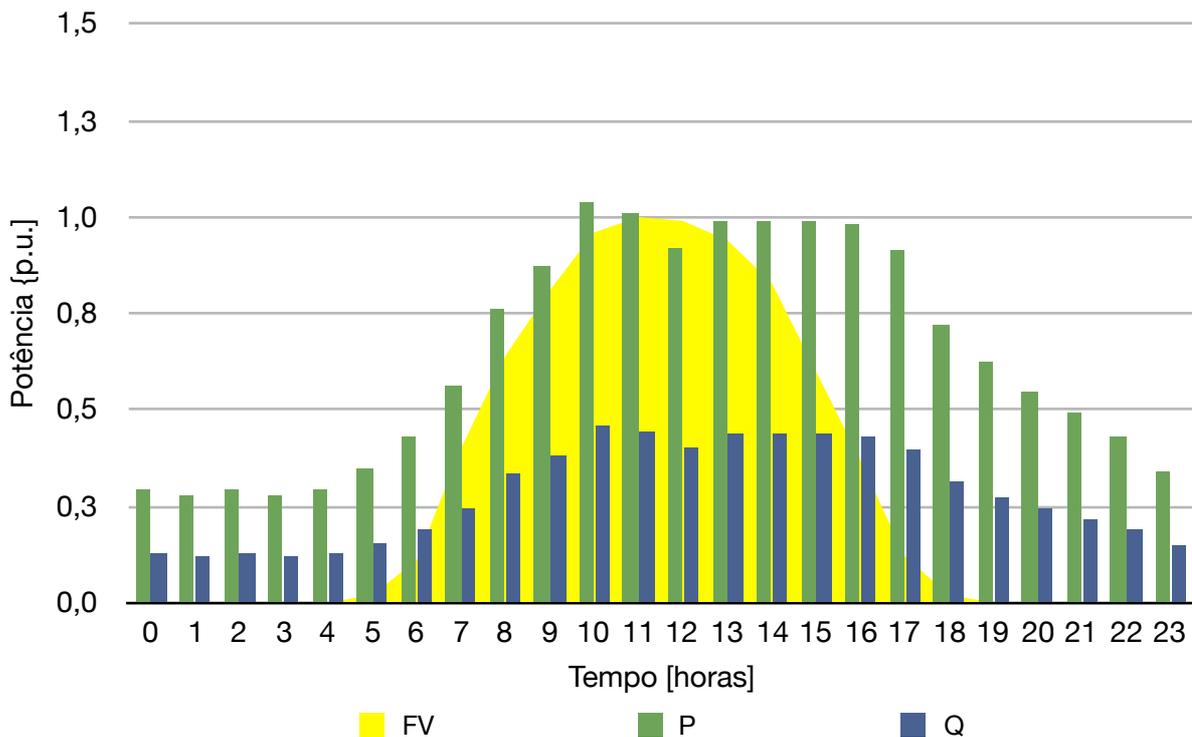


Figura 3.12 - Curva de carga comercial com demanda de reativos (FP da carga fixo igual a 0,92) e curva de geração fotovoltaica.

⁵ Tal curva de geração foi escolhida a título de exemplo e outras poderiam ter sido adotadas, sendo que as conclusões (análise qualitativa) sobre as alterações no fator de potência permaneceriam as mesmas para o exemplo adotado.

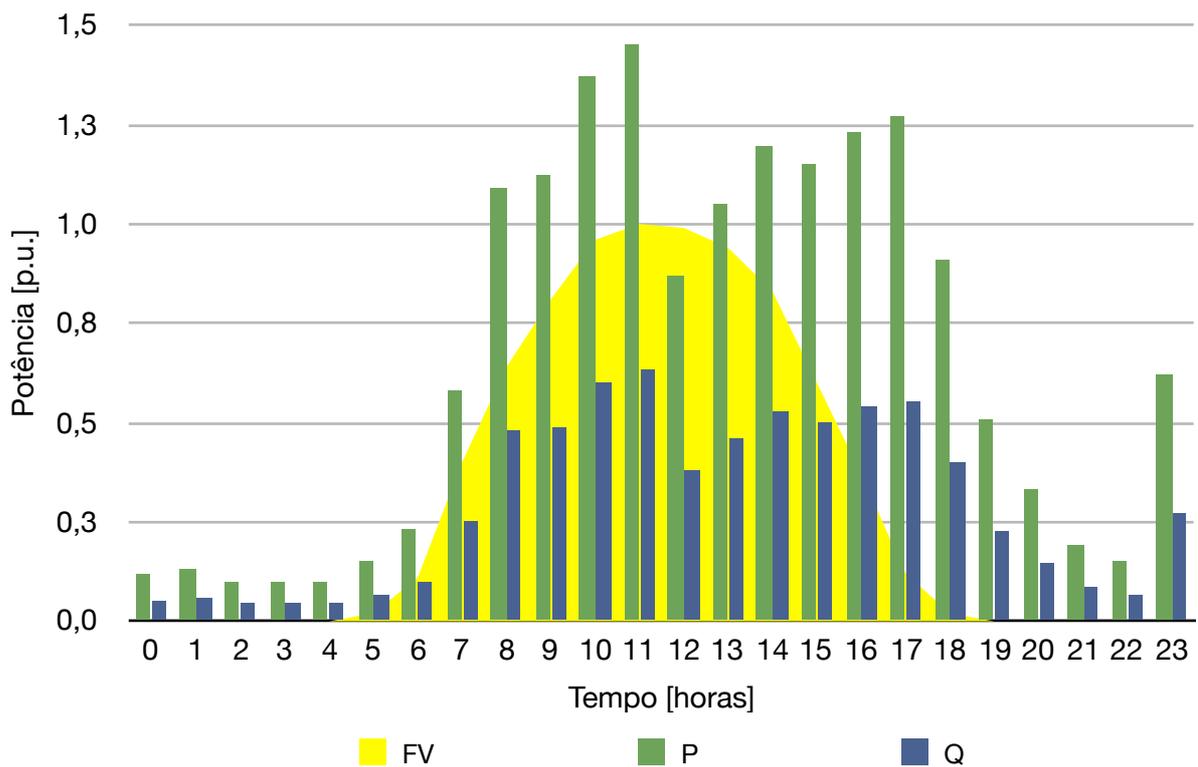


Figura 3.13 - Curva de carga industrial com demanda de reativos (FP da carga fixo igual a 0,92) e curva de geração fotovoltaica.

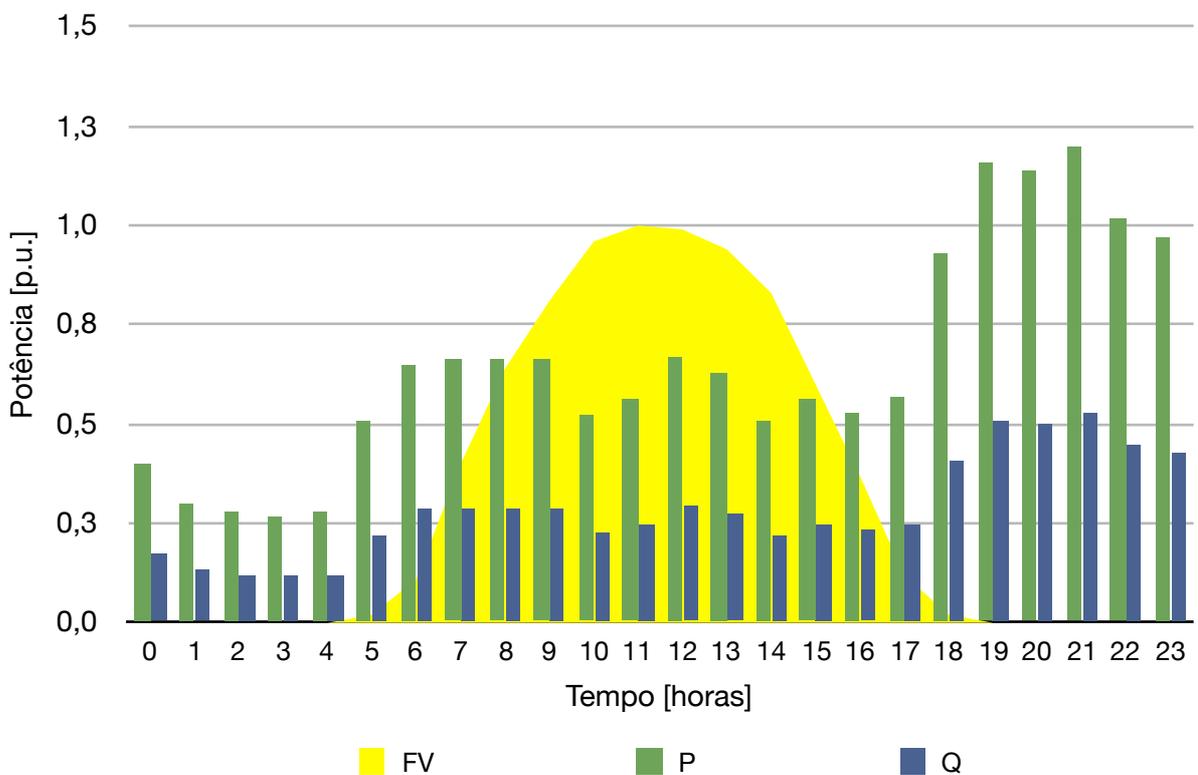


Figura 3.14 - Curva de carga residencial com demanda de reativos (FP da carga fixo igual a 0,92) e curva de geração fotovoltaica.

Inicialmente os sistemas fotovoltaicos eram projetados para injetar potência na rede com FP unitário; porém com a grande quantidade de sistemas fotovoltaicos que foram instalados em países com programas de incentivo, alguns problemas de sobretensão da rede foram verificados e considerou-se a possibilidade dos inversores de trabalhar com FP diferente da unidade, a fim de utilizar a potência reativa para o controle da tensão da rede. (LO; LEE; WU, 2008)

Nesse sentido, a avaliação da alteração do FP de unidades consumidoras com geração fotovoltaica foi dividida em três partes: geradores injetando apenas potência ativa, geradores injetando potência ativa e reativa indutiva e geradores injetando potência ativa e reativa capacitiva.

3.2.1. Gerador fotovoltaico produzindo apenas potência ativa (FP = 1)

Considerando as unidades consumidoras das Figuras 3.12, 3.13 e 3.14 e que os sistemas fotovoltaicos injetam apenas potência ativa e não estão conectados diretamente à rede da distribuidora, ou seja, eles estão conectados através da unidade consumidora, as alterações no FP destas unidades consumidoras registrada por um medidor posicionado de forma a medir o balanço de energia entre a geração e a carga estão ilustradas nas Figuras 3.15, 3.16 e 3.17, em que valores positivos de P-FV e Q representam o fluxo líquido de potência no sentido rede para a unidade consumidora e valores negativos o contrário.

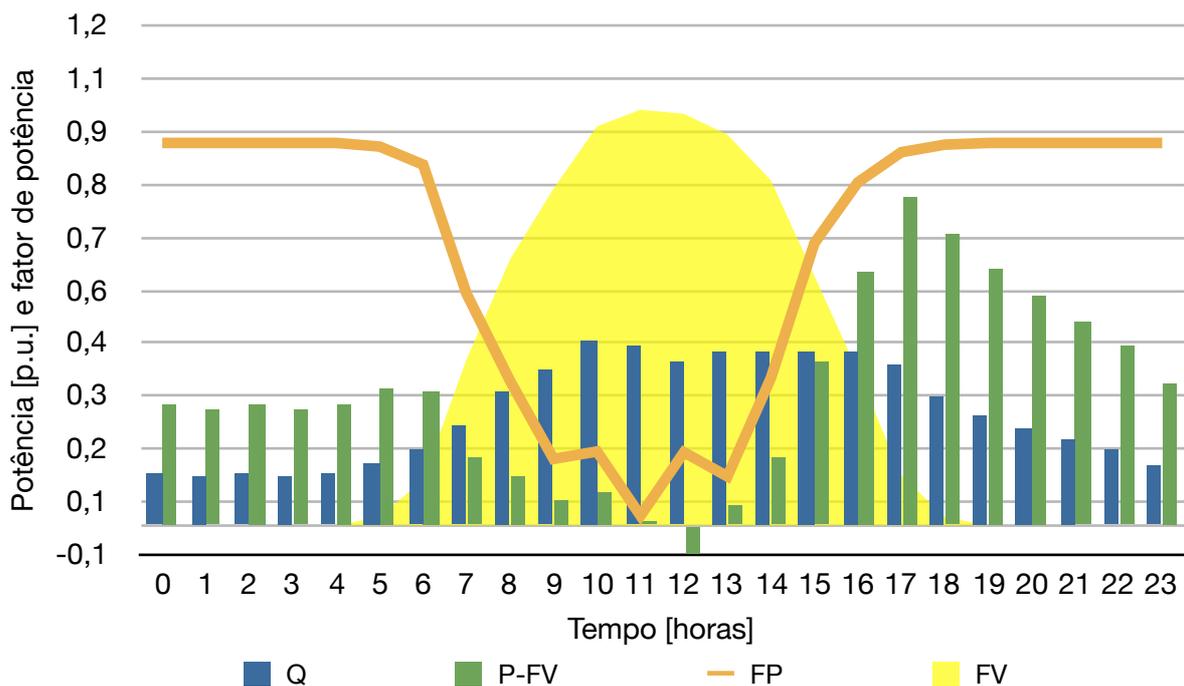


Figura 3.15 - Comportamento do FP de uma unidade consumidora comercial com geração fotovoltaica produzindo apenas potência ativa.

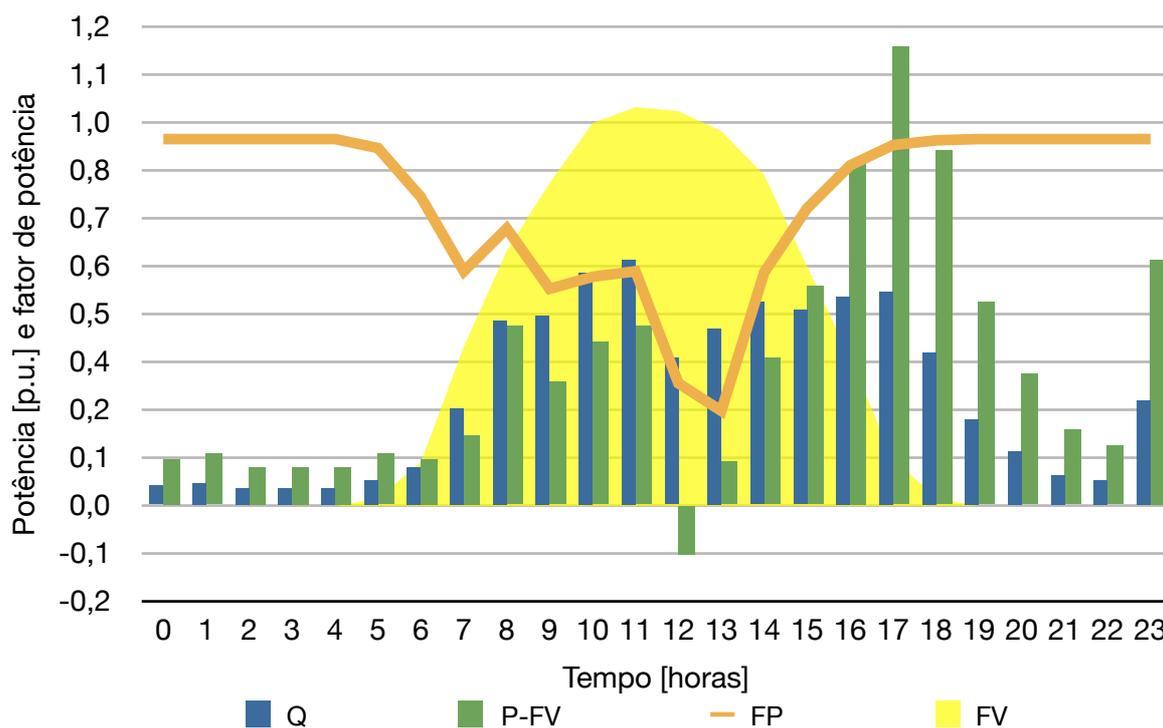


Figura 3.16 - Comportamento do FP de uma unidade consumidora industrial com geração fotovoltaica produzindo apenas potência ativa.

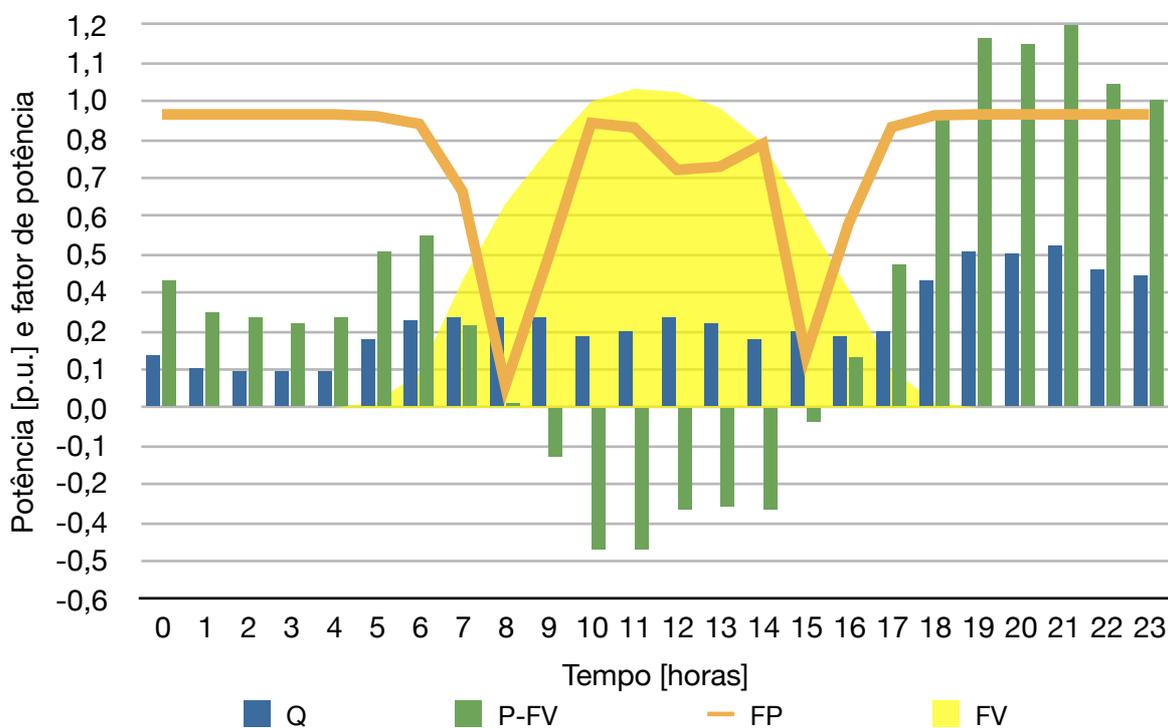


Figura 3.17 - Comportamento do FP de uma unidade consumidora residencial com geração fotovoltaica produzindo apenas potência ativa.

Nas Figuras 3.15, 3.16 e 3.17 é fácil perceber que o FP começa a reduzir e atinge valores abaixo de 0,92 assim que a geração fotovoltaica começa a injetar potência.

Na unidade consumidora comercial (Figura 3.15), durante as horas de maior geração fotovoltaica, a demanda ativa é praticamente igual à geração fotovoltaica, fazendo com que apenas a demanda de reativos seja proveniente da rede, e com a unidade consumidora demandando apenas reativos o FP é reduzido a valores muito baixos.

Na unidade consumidora industrial (Figura 3.16), durante as horas de maior geração fotovoltaica, a demanda de potência ativa é superior à geração fotovoltaica de forma que um fluxo de potência ativa entrando na unidade consumidora permanece; porém, a magnitude desse fluxo é muito próxima também da magnitude do fluxo de reativos, fazendo também com que o FP seja reduzido a valores baixos.

Na unidade consumidora residencial (Figura 3.17), durante as horas de maior geração fotovoltaica, a demanda de potência ativa é inferior à geração fotovoltaica, de forma que há fluxo de potência ativa saindo na unidade consumidora, e como nesse caso a magnitude desse fluxo é relativamente superior à magnitude do fluxo de reativos, a redução do FP não é tão grande como nos outros casos. Além disso, na unidade consumidora residencial percebe-se dois momentos em que o FP reduz-se para valores muito baixos. Isso ocorre nos momentos em que a geração se iguala à demanda fazendo com que haja apenas um fluxo de potência reativa.

Nestes três casos, como o gerador fotovoltaico produziu apenas potência ativa, a demanda de reativos permaneceu a mesma da carga da unidade consumidora; já a demanda de potência ativa sofreu redução, pois parte foi atendida pelo gerador fotovoltaico. Como houve apenas redução na demanda de potência ativa e não um aumento na demanda de potência reativa, o FP também sofreu reduções, que ultrapassaram o limite de 0,92 em alguns momentos do dia. Apesar da redução do FP, não houve um mau uso do sistema elétrico, visto que a demanda de reativos permaneceu a mesma, mas houve uma efficientização dele, uma vez que parte da demanda foi produzida localmente reduzindo perdas de transmissão e distribuição.

Analisando os três casos pode-se concluir que quanto mais próxima a geração estiver da demanda de potência ativa menor será o fator de potência visto por um medidor posicionado de forma a medir o fluxo líquido de potência entre carga e geração. Em outras palavras, a redução do FP está diretamente ligada ao formato das curvas de carga e geração e não à magnitude da demanda e do consumo.

3.2.2. Gerador fotovoltaico produzindo potência ativa e reativa indutiva (FP = 0,92i)

Normalmente os sistemas fotovoltaicos são configurados para trabalhar gerando apenas potência ativa, ou seja, com FP igual a 1; porém há a possibilidade de se trabalhar com outras configurações, dependendo da necessidade da unidade consumidora ou da rede de distribuição.

A utilização da geração fotovoltaica com FP indutivo surgiu da necessidade de se reduzir as sobretensões causadas pelo fluxo de potência ativo injetado na rede elétrica através da redução do fluxo líquido de potência aparente através da demanda de reativos. Além disso, a utilização da geração com fator de potência indutivo pode servir para a redução da tensão em locais de tensão elevada, sem a necessidade de alterar o *TAP* de transformadores.

Considerando as unidades consumidoras das Figuras 3.12, 3.13 e 3.14 e que os sistemas fotovoltaicos injetam potência ativa e reativa indutiva com fator de potência igual a 0,92 e não estão conectados diretamente à rede da distribuidora, ou seja, eles estão conectados através da unidade consumidora, as alterações no FP destas unidades consumidoras registradas por um medidor posicionado de forma a medir o balanço de energia entre a geração e a carga são ilustradas nas Figuras 3.18, 3.19 e 3.20, em que valores positivos de P-FV e Q representam o fluxo líquido de potência no sentido da rede para a unidade consumidora e valores negativos o contrário.

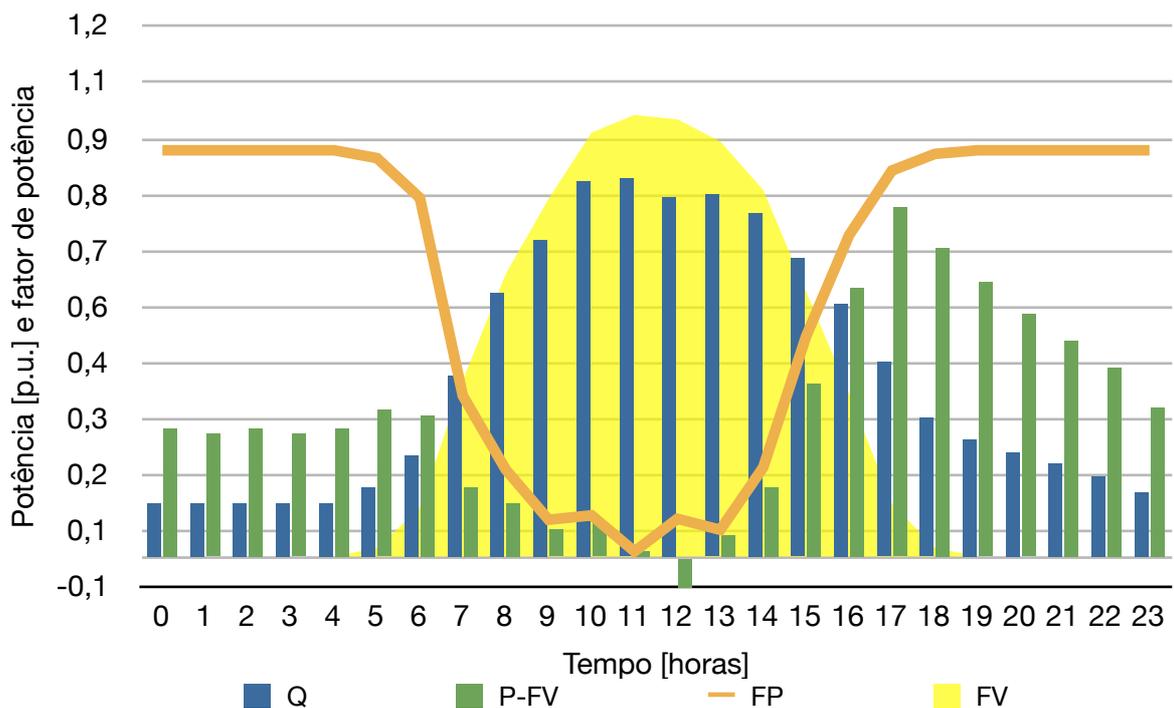


Figura 3.18 - Comportamento do FP de uma unidade consumidora comercial com geração fotovoltaica produzindo potência ativa e reativa com FP indutivo igual a 0,92.

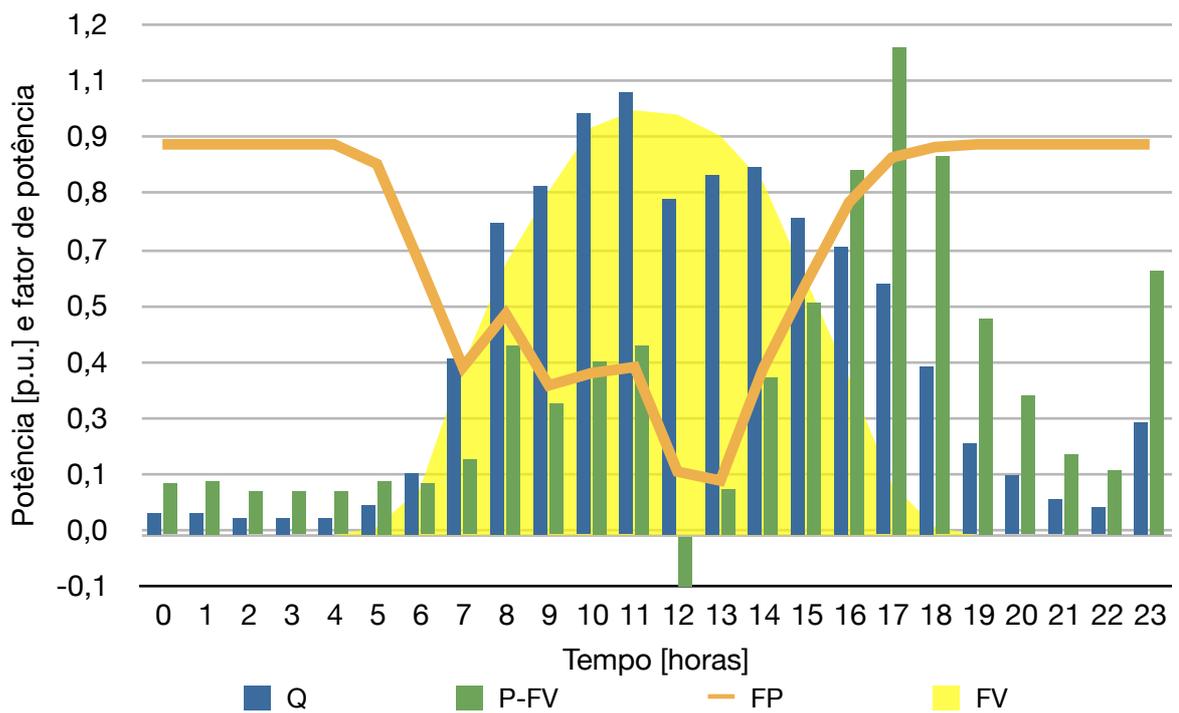


Figura 3.19 - Comportamento do FP de uma unidade consumidora industrial com geração fotovoltaica produzindo potência ativa e reativa com FP indutivo igual a 0,92.

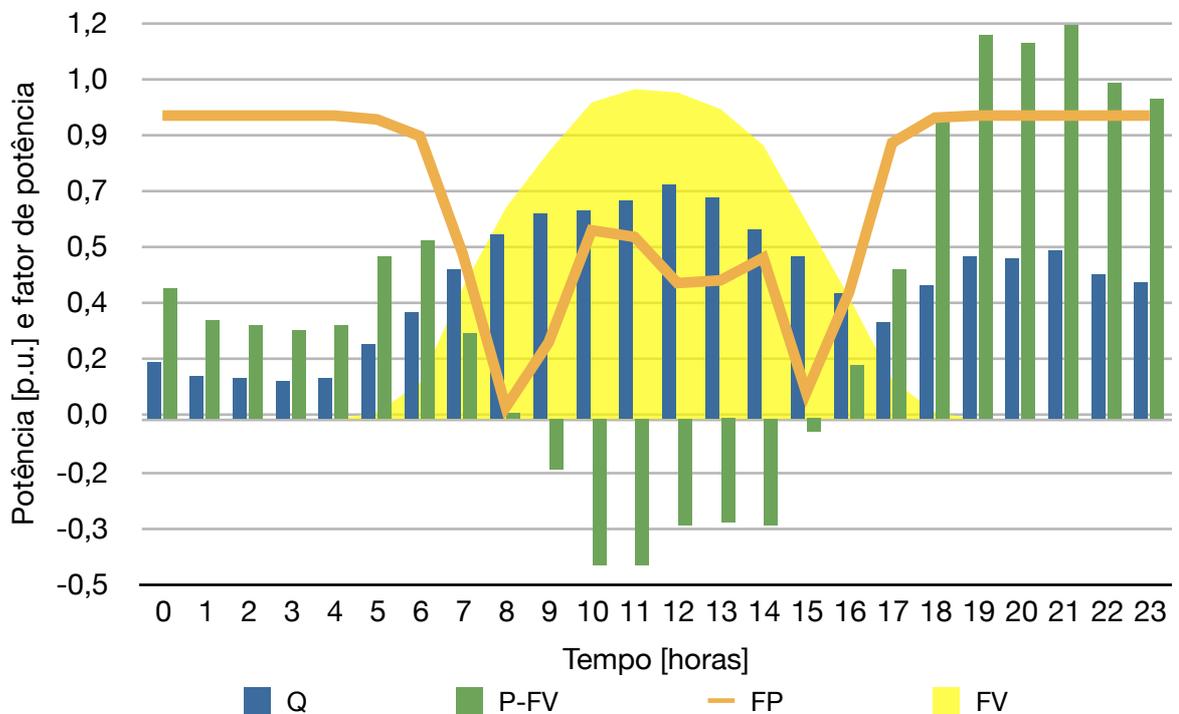


Figura 3.20 - Comportamento do FP de uma unidade consumidora residencial com geração fotovoltaica produzindo potência ativa e reativa com FP indutivo igual a 0,92.

Assim como no caso anterior (3.2.1.), também nas Figuras 3.18, 3.19 e 3.20 pode-se perceber que o FP começa a reduzir e atinge valores abaixo de 0,92 assim que a geração fotovoltaica começa a injetar potência. Além disso, percebe-se o mesmo comportamento do FP apresentado nos três casos da geração com FP unitário, porém a redução do FP foi maior pelo aumento da demanda de reativos visto que agora o gerador fotovoltaico trabalha demandando reativos.

3.2.3 Gerador fotovoltaico produzindo potência ativa e reativa capacitiva (FP = 0,92c)

Além da utilização da geração com FP indutivo, também há a configuração em que o sistema fotovoltaico trabalha com FP capacitivo, que surgiu da necessidade de se aumentar a tensão da rede em locais em que o nível de tensão esteja muito baixo sem a necessidade de alterar o *TAP* de transformadores. Além disso, a utilização da geração com fator de potência capacitivo pode ser utilizada para a compensação de reativos de cargas indutivas.

Considerando as unidades consumidoras das Figuras 3.12, 3.13 e 3.14 e que os sistemas fotovoltaicos injetam potência ativa e reativa capacitiva com fator de potência igual a 0,92 e não estão conectados diretamente à rede da distribuidora, ou seja, eles estão conectados através da unidade consumidora, as alterações no FP destas unidades consumidoras registradas por um medidor posicionado de forma a medir o balanço de energia entre a geração e a carga são ilustradas nas Figuras 3.21, 3.22 e 3.23, em que valores positivos de P-FV e Q representam o fluxo líquido de potência no sentido da rede para a unidade consumidora e valores negativos o contrário.

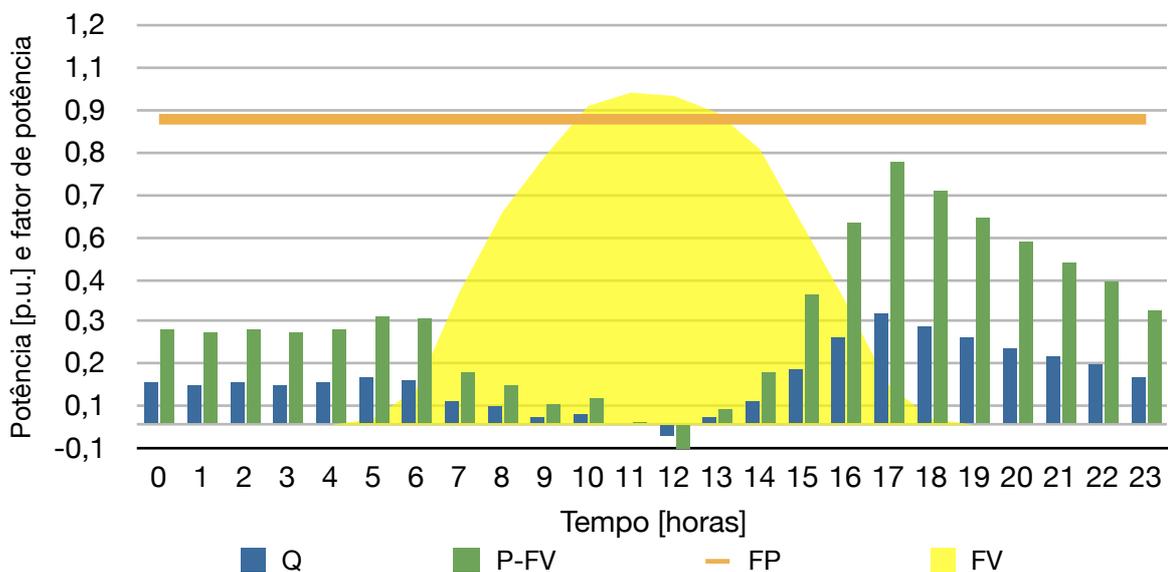


Figura 3.21 - Comportamento do FP de uma unidade consumidora comercial com geração fotovoltaica produzindo potência ativa e reativa com FP capacitivo igual a 0,92.

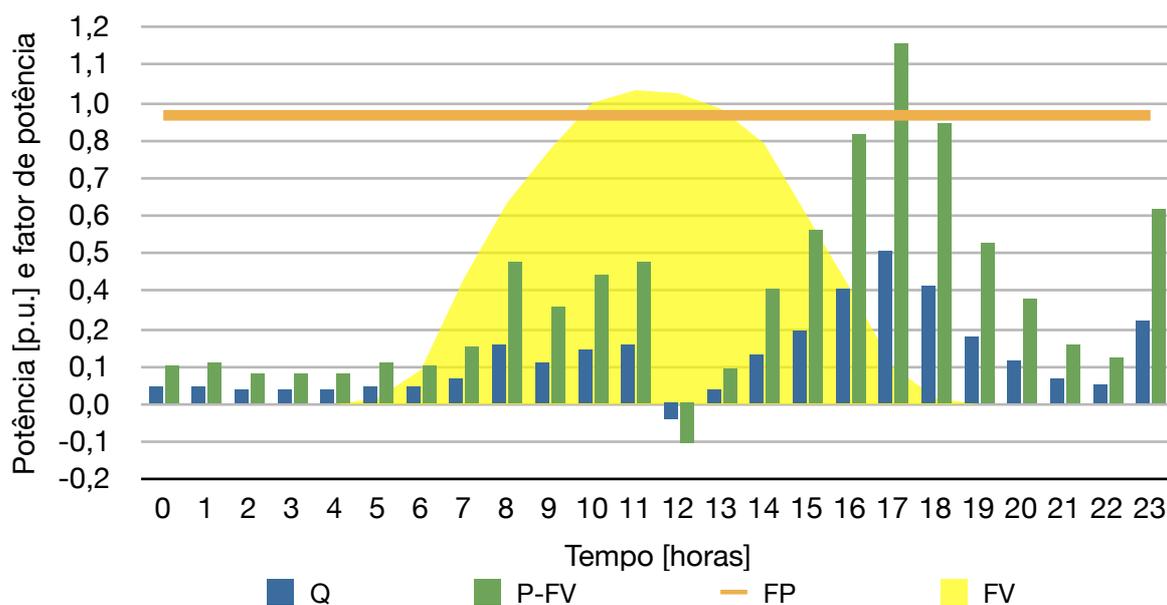


Figura 3.22 - Comportamento do FP de uma unidade consumidora industrial com geração fotovoltaica produzindo potência ativa e reativa com FP capacitivo igual a 0,92.

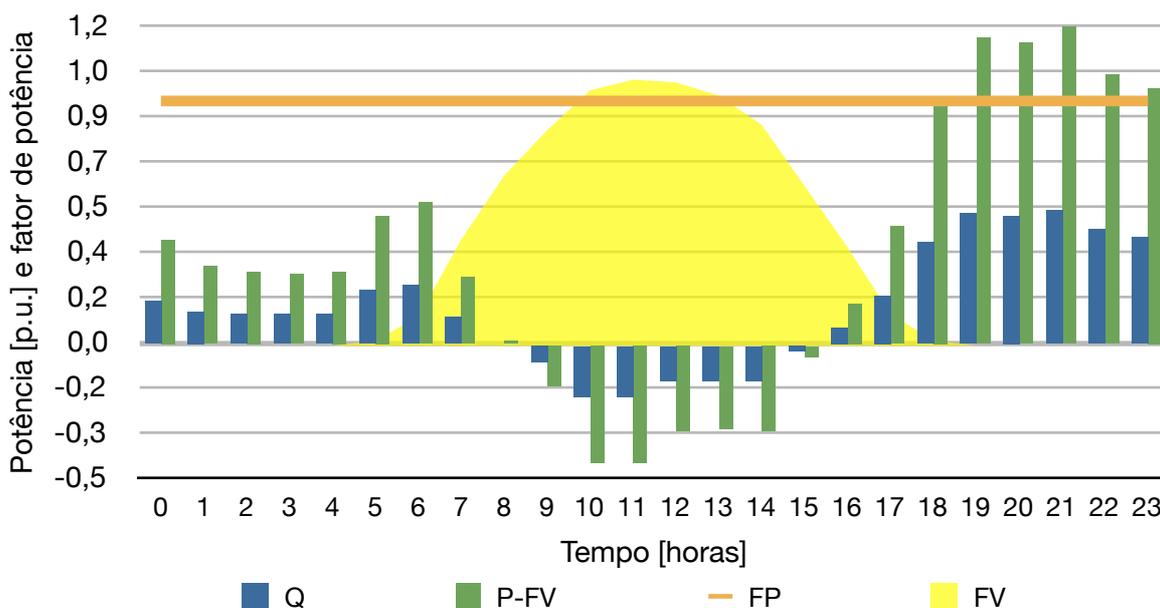


Figura 3.23 - Comportamento do FP de uma unidade consumidora residencial com geração fotovoltaica produzindo potência ativa e reativa com FP capacitivo igual a 0,92.

Diferentemente dos dois casos anteriores (3.2.1 e 3.2.2), não houve redução do FP em nenhum dos casos das Figuras (3.21, 3.22 e 3.23); na realidade houve compensação dos reativos demandados pelas cargas das unidades consumidoras, além da redução do consumo de energia.

Apesar da manutenção do FP acima de 0,92, a variação da potência reativa e do FP também está ligada diretamente ao formato das curvas de carga e geração, como nos outros casos. Isto pode ser mais facilmente percebido na Figura 3.23, onde devido à baixa demanda de potência ativa e reativa indutiva por parte da carga em relação à geração, a demanda de reativos indutivos foi totalmente compensada e a potência reativa excedente foi injetada na rede, o que não ocorreu de forma expressiva nas unidades comercial e industrial, justamente por causa do casamento entre as curvas de carga e geração.

Vale ressaltar que tanto a carga quanto a geração fotovoltaica possuem comportamento dinâmico fazendo com que nem sempre seja possível o casamento entre as curvas de carga e geração de dificultando a manutenção do FP acima de 0,92.

3.3. Distorção harmônica

A distorção harmônica é o principal fator degradante da qualidade do sinal de tensão da rede, pois ela deforma a onda de tensão, prejudicando as cargas, medições, a eficiência do sistema e, dependendo da frequência dos harmônicos, os sinais de dados que são transmitidos perto ou no próprio condutor com harmônicos.

As distorções harmônicas de tensão introduzidas na rede pela geração fotovoltaica são decorrentes da queda de tensão proveniente da corrente harmônica produzida pelo inversor passando pelas impedâncias da rede. Para a sua avaliação no ponto de conexão da unidade consumidora com geração distribuída, considerou-se um caso básico, onde suas características foram alteradas para se tentar avaliar uma faixa maior de possibilidades.

Esse caso básico consistiu em unidade consumidora com um sistema fotovoltaico de 15 kW, em que a conexão à rede é feita com condutores de cobre de 16 mm² entre a saída da unidade e o transformador da distribuidora. Para se avaliar outras possibilidades variou-se a potência do sistema fotovoltaico de 15 kW para 45 e 90 kW, a bitola do condutor entre a saída da unidade e o transformador de 16 mm² para 35 e 70 mm² e o seu comprimento de 0 até 100 m (de 10 em 10 metros).

Para calcular o DHTv devido à geração distribuída, o circuito da Figura 3.3 foi considerado.

Com o circuito da Figura 3.3 e considerando que a tensão no transformador de distribuição (subestação) é a tensão de referência (V_R), a qual foi considerada 1 p.u. para

60 Hz e 0 para as demais frequências, ou seja, não há componentes harmônicas da rede e todo o conteúdo harmônico calculado será proveniente do sistema fotovoltaico.

Tomando isso como premissa e levando em consideração o princípio da superposição, pode-se calcular a tensão no ponto de conexão (V_G) para a frequência fundamental e para cada frequência harmônica utilizando as leis básicas dos circuitos elétricos, das quais se obtém as equações 3.6 e 3.7, e utilizando as correntes produzidas por um inversor de conexão à rede para a frequência fundamental e para cada frequência harmônica.

$$\dot{V}_R = \dot{Z} \times \dot{I} + \dot{V}_G \quad 3.6$$

$$\dot{Z} = R + j(X \times h) \quad 3.7$$

em que V_R é a tensão na referência (transformador), I a corrente do inversor, V_G a tensão no ponto de conexão, Z a impedância dos condutores da rede, R a resistência dos condutores da rede, X a reatância dos condutores e h a ordem harmônica.

Utilizando os dados da Tabela 3.2 como exemplo e as equações 3.6 e 3.7, calcula-se o valor da tensão para todas as frequências harmônicas e utilizando a equação 1.1 calcula-se o DHT_V no ponto de conexão em função da distância (comprimento dos condutores) e da potência do sistema, levando em consideração apenas as distorções provenientes do sistema fotovoltaico, cujos valores são mostrados nas Figuras 3.24, 3.25 e 3.26.

Tabela 3.2 - Corrente em p.u. produzida por um sistema fotovoltaico genérico para cada ordem harmônica e frequência fundamental (valores medidos experimentalmente de um inversor de 15 kW trifásico).

<i>h</i>	<i>I p.u. (%)</i>								
1	100	11	0,2357	21	0,0083	31	0,003	41	0,0007
2	0,6883	12	0,019	22	0,0063	32	0,0013	42	0,0003
3	0,2463	13	0,1537	23	0,0157	33	0,003	43	0,0013
4	0,3	14	0,0123	24	0,0033	34	0,001	44	0,0013
5	0,8827	15	0,0193	25	0,013	35	0,0013	45	0,001
6	0,069	16	0,0073	26	0,0033	36	0,001	46	0,001
7	0,5	17	0,0507	27	0,0043	37	0,0017	47	0,001
8	0,0403	18	0,0057	28	0,0033	38	0,001	48	0,0003
9	0,0583	19	0,0417	29	0,0043	39	0,0023	49	0,0007
10	0,019	20	0,0083	30	0,0017	40	0,001	50	0,0003

Vale ressaltar que os inversores utilizados em geração distribuída seguem normas técnicas que estabelecem padrões quanto à emissão de harmônicos de corrente, logo o espectro de harmônicos de corrente (em plena carga) dos inversores é similar indiferentemente do modelo, fabricante e potência.

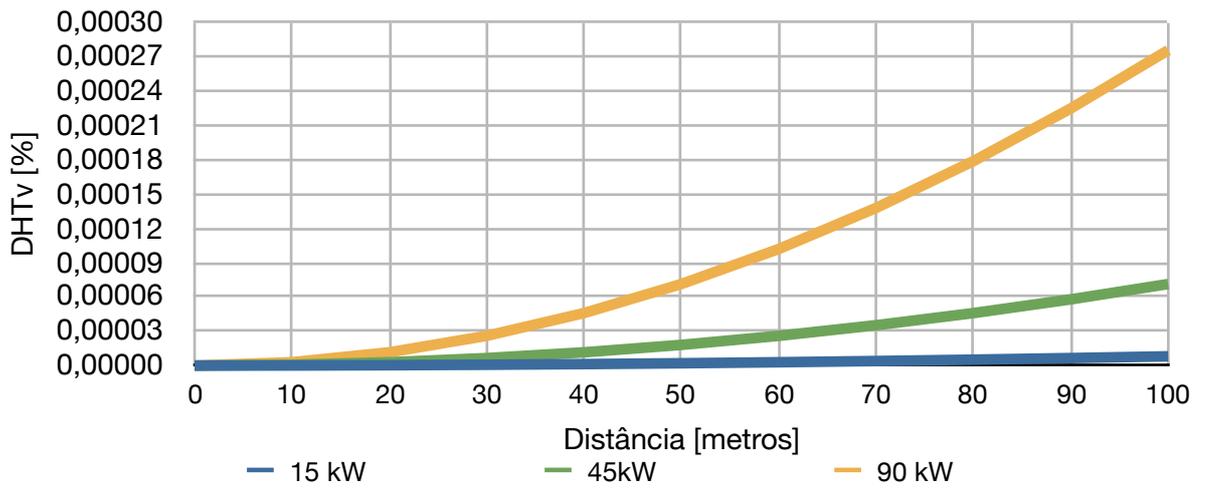


Figura 3.24 - DHT_v no ponto de conexão à rede com condutor de conexão de cobre de 16 mm² e sistemas fotovoltaicos de 15, 45 e 90 kW.

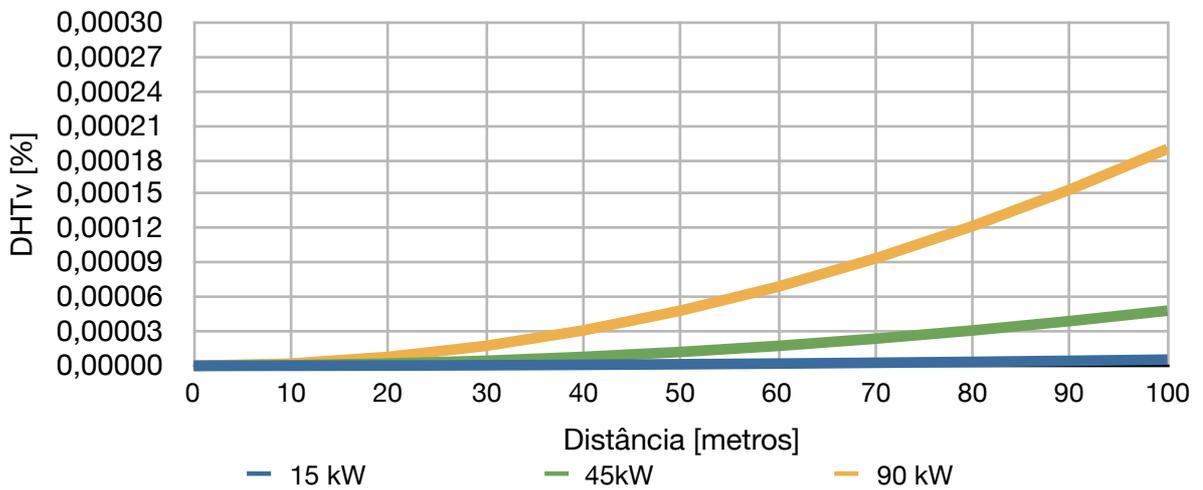


Figura 3.25 - DHT_v no ponto de conexão à rede com condutor de conexão de cobre de 35 mm² e sistemas fotovoltaicos de 15, 45 e 90 kW.

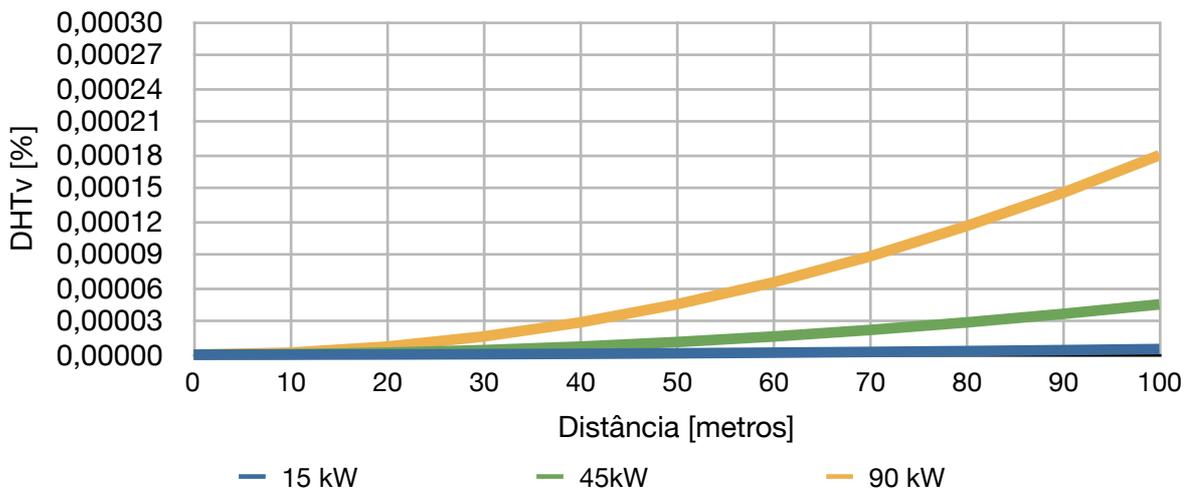


Figura 3.26 - DHT_v no ponto de conexão à rede com condutor de conexão de cobre de 70 mm² e sistemas fotovoltaicos de 15, 45 e 90 kW.

Ao analisar as Figuras 3.24, 3.25 e 3.26 pode-se perceber que a DHT_V referente a apenas um sistema fotovoltaico é desprezível; porém muitos sistemas juntos podem aumentar o DHT_V geral da rede. Entretanto isso deve ser analisado com os dados de cada sistema e da rede como um todo.

4. VIDA ÚTIL DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

O transformador de distribuição é um dos equipamentos principais do sistema de distribuição, pois através dele é feita a redução da tensão de distribuição para o valor utilizado pelos consumidores; além disso toda a potência disponibilizada aos consumidores é transmitida através dele.

Transformadores refrigerados a óleo são os mais utilizados em sistemas de distribuição no Brasil. O óleo é usado para fins de isolamento e de arrefecimento e as suas propriedades físicas e químicas variam ao longo do tempo até ao final da sua vida útil. Fatores tais como a temperatura de funcionamento, a umidade e o teor de oxigênio influenciam o envelhecimento do transformador devido à modificação das propriedades elétricas e térmicas do óleo.

A fim de estimar o tempo de vida do óleo do transformador, vários métodos têm sido propostos. Alguns deles baseiam-se na medição direta das propriedades dos componentes, tais como o grau de polimerização, suas propriedades químicas e a análise de gás dissolvido no óleo (DE FARIA; COSTA; OLIVAS, 2015; SAHA, 2003; ABU-ELANIEN; SALAMA, 2010). No entanto, esses processos são complicados e podem se tornar impraticáveis em sistemas de distribuição de energia de grande porte. Logo têm sido propostos vários métodos alternativos com base em parâmetros que sejam mais fáceis de se obter, tais como o perfil de carga e a temperatura ambiente.

Tais métodos baseiam-se na lei de Arrhenius e consideram a temperatura como a única razão para a redução da vida útil, não considerando outros fatores, tais como o teor de umidade e oxigênio. Embora as quantidades de umidade e oxigênio contribuam para a deterioração do transformador, estes efeitos podem ser minimizados com sistemas de preservação do óleo deixando a temperatura como o parâmetro principal a ser observado quando o transformador está em operação (IEEE, 1996; SRINIVASAN; KRISHNAN, 2012).

As metodologias mais utilizadas que utilizam a lei de Arrhenius deram origem a duas normas técnicas internacionais, IEEE C57.91-1995 e IEC 60076-7 (IEEE, 1996; IEC, 2005), as quais consideram o carregamento e a temperatura ambiente como variáveis de entrada principais para o cálculo da vida útil do transformador que está estimada em 30 anos em média segundo Abu-Elanien, Salama e Bartnikas (2015) e Center (2011).

A utilização de geração fotovoltaica em unidades consumidoras muda a curva de carga resultante e conseqüentemente altera o carregamento dos transformadores de distribuição, o que altera sua vida útil. Nesse sentido, pode-se avaliar as mudanças na vida útil dos transformadores a partir da curva de carga resultante de uma unidade consumidora e da temperatura ambiente. Esta análise foi feita para um dia em três unidades consumidoras fictícias, sendo uma comercial, uma industrial e uma residencial. Além disso, considerou-se a mesma temperatura ambiente para os três casos (Figura 4.1) e que a unidade consumidora é a única carga no transformador em estudo.

Considerando que as unidades consumidoras residencial, comercial e industrial apresentam as mesmas curvas de carga, geração e demanda resultante das Figuras 2.5, 2.6 e 2.7, respectivamente, e utilizando a metodologia de cálculo presente no anexo C da norma IEC 60076-7 (IEC, 2005) calculou-se a redução da vida útil dos transformadores de distribuição com e sem geração distribuída, cujos resultados são apresentados nas Figuras 4.2 a 4.7.

Para a realização dos cálculos, utilizou-se um algoritmo desenvolvido em MATLAB, o qual está presente no Apêndice 2, empregando as seguintes constantes (retiradas do anexo C da norma IEC 60076-7) para a caracterização do transformador:

- elevação da temperatura no topo do óleo em regime permanente e potência nominal, $\Delta\theta_{or}$, igual a 45K;
- gradiente de temperatura entre o ponto mais quente e o topo do óleo na potência nominal, $\Delta\theta_r$, igual a 45 K;
- razão entre as perdas a vazio e a potência nominal, R, igual a 8;
- constante de tempo média do óleo, τ_o , igual a 150 minutos;
- constante de tempo do enrolamento do transformador, τ_w , igual a 7 minutos;
- expoente do óleo, x, igual a 0,8;
- expoente do enrolamento do transformador, y, igual a 1,3;
- constante k_{11} do modelo térmico do transformador igual a 0,5;
- constante k_{21} do modelo térmico do transformador igual a 2;
- constante k_{22} do modelo térmico do transformador igual a 2.

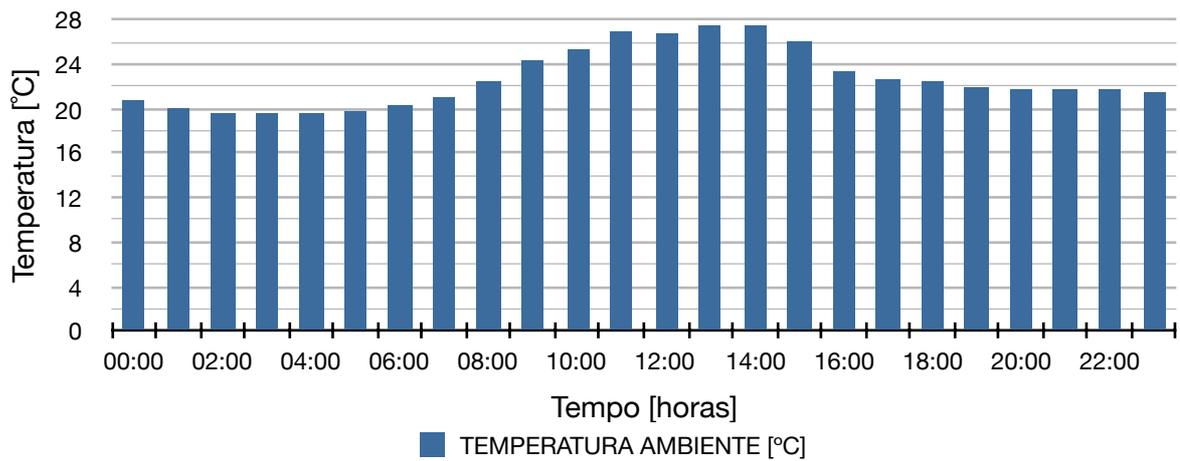


Figura 4.1 - Temperatura ambiente.

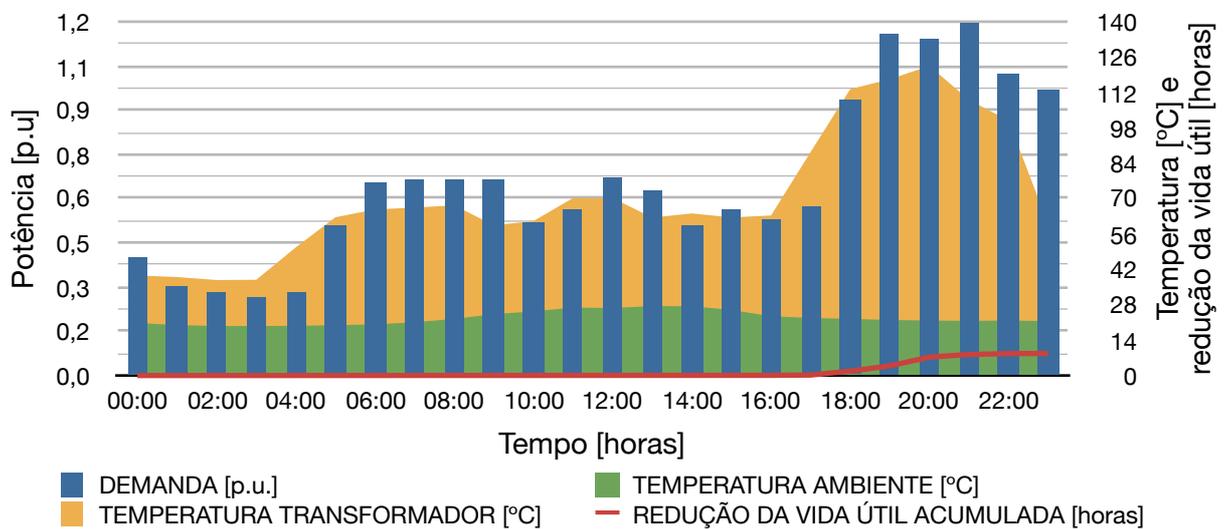


Figura 4.2 - Redução da vida útil do transformador para curva de carga residencial sem geração fotovoltaica.

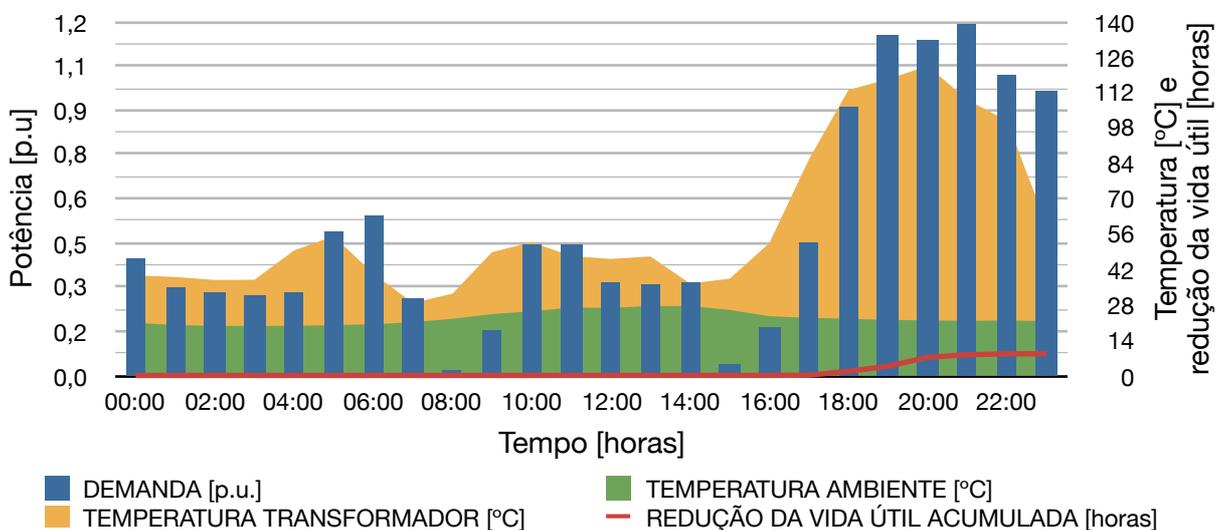


Figura 4.3 - Redução da vida útil do transformador para curva de carga residencial com geração fotovoltaica.

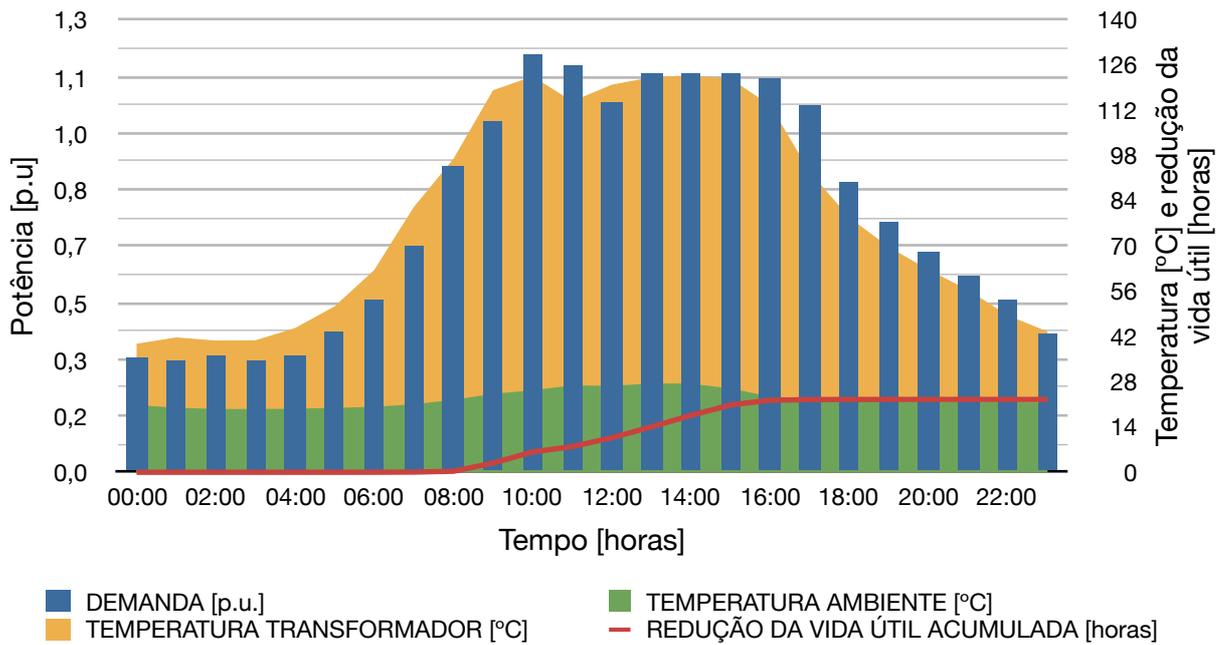


Figura 4.4 - Redução da vida útil do transformador para curva de carga comercial sem geração fotovoltaica.

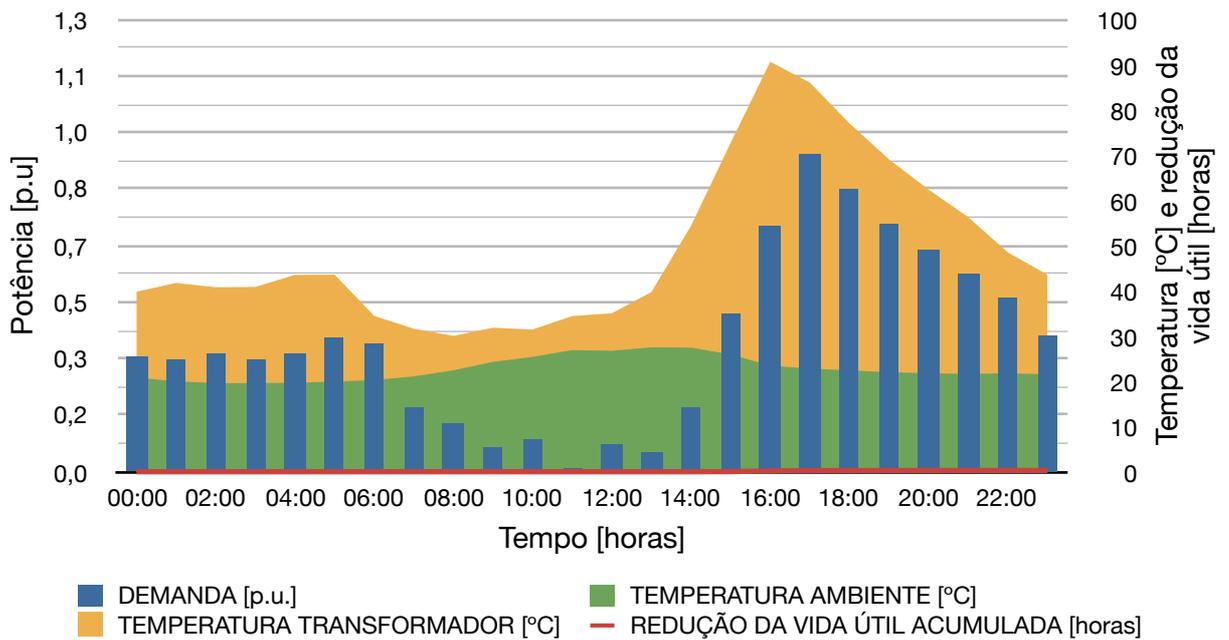


Figura 4.5 - Redução da vida útil do transformador para curva de carga comercial com geração fotovoltaica.

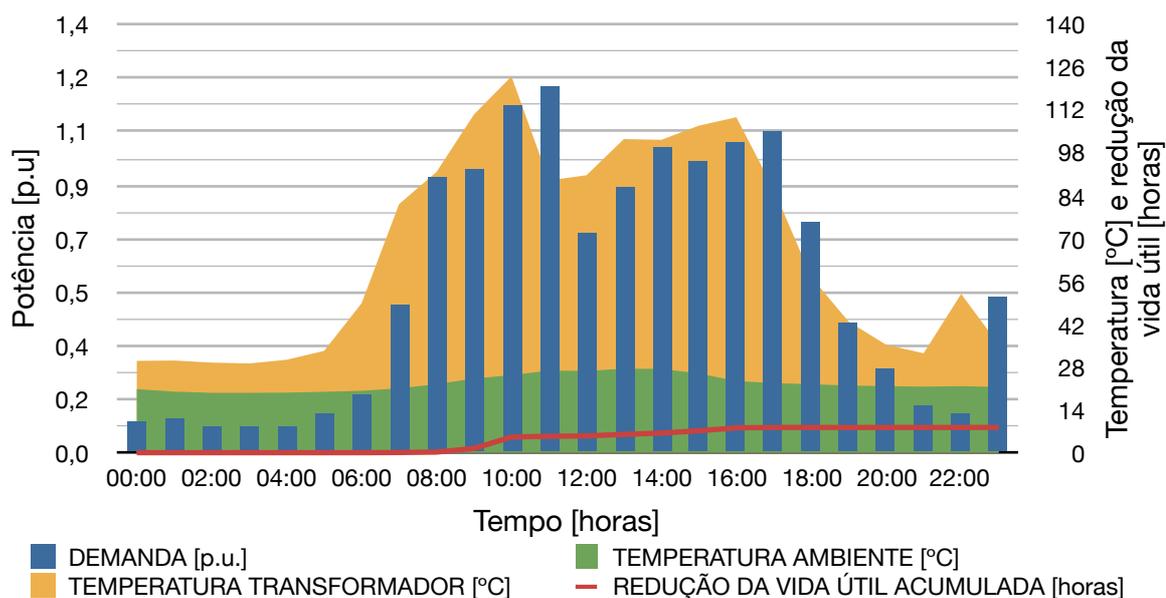


Figura 4.6 - Redução da vida útil do transformador para curva de carga industrial sem geração fotovoltaica.

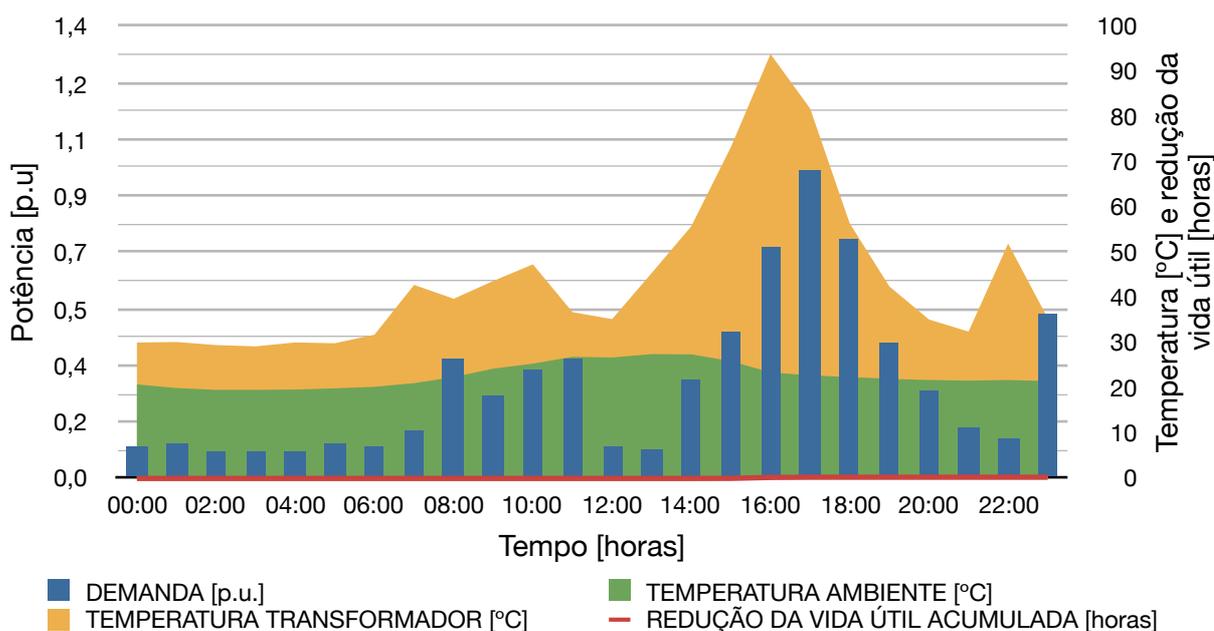


Figura 4.7 - Redução da vida útil do transformador para curva de carga industrial com geração fotovoltaica.

Analisando-se as Figuras 4.2 a 4.7 pode-se perceber que a vida útil do transformador é fortemente dependente do seu carregamento, logo o formato da curva de carga em relação à geração é fator determinante na redução da vida útil. No caso da curva de carga residencial, Figuras 4.2 e 4.3, houve pouca variação na redução diária da vida útil do transformador com a utilização da geração fotovoltaica (no dia estudado houve uma diminuição de 8,7 horas para 8,58 horas, ou seja, o transformador deixou de perder 0,12 horas de sua vida útil nesse dia) devido ao fato de que os momentos em que ocorreram aumentos significativos na temperatura

do transformador foram os de maior demanda, nos quais a geração fotovoltaica não estava presente.

Para a curva de carga comercial, Figuras 4.4 e 4.5, houve uma variação significativa na vida útil do transformador com a utilização da geração fotovoltaica (no dia estudado houve uma diminuição de 22,54 horas para 0,27 horas, ou seja, o transformador deixou de perder 22,27 horas de sua vida útil nesse dia) devido ao fato de que os momentos em que ocorreram aumentos significativos na temperatura do transformador foram os de maior geração fotovoltaica, diminuindo significativamente a carga do transformador e, conseqüentemente, aumentando a sua vida útil.

Uma redução diária da vida útil muito pequena não significa que o transformador irá durar além da vida útil média do equipamento, pois há outros fatores que influenciam a sua durabilidade, por exemplo a oxidação de suas partes metálicas.

No caso da curva de carga industrial, Figuras 4.6 e 4.7, assim como na comercial houve uma variação significativa na vida útil do transformador com a utilização da geração fotovoltaica (no dia estudado houve uma diminuição de 8,26 horas para 0,27 horas, ou seja, o transformador deixou de perder 7,99 horas de sua vida útil nesse dia) devido ao fato de que os momentos em que houve aumentos significativos na temperatura do transformador foram os de maior geração fotovoltaica, diminuindo significativamente a carga do transformador e, conseqüentemente, aumentando a sua vida útil.

Com os resultados obtidos pode-se concluir que o uso dos sistemas fotovoltaicos pode aumentar a vida útil de transformadores de distribuição. Além disso, sua utilização pode permitir o aumento de unidades consumidoras em um mesmo transformador sem sua troca por um de maior potência. Porém uma análise anual da geração e da curva de carga deve ser feita.

Vale ressaltar que as curvas resultantes das Figuras 4.3, 4.5 e 4.7 são exemplos e que dependem diretamente da potência fotovoltaica instalada; porém os resultados podem ser considerados semelhantes para uma grande faixa de potência fotovoltaica instalada. Além disso, a metodologia utilizada (IEC 60076-7) considera apenas a degradação das características elétricas do transformador, as quais estão diretamente relacionadas ao seu isolante interno, e não considera a degradação física causada pelas intempéries.

5. ESTUDO DE CASO

O impacto da geração distribuída na rede de distribuição está ligado diretamente às alterações na curva de carga das unidades consumidoras e à queda de tensão nos condutores. Após a abordagem teórica dos capítulos anteriores, um estudo de caso é realizado para sua verificação. Para tal, utilizou-se um sistema fotovoltaico de 78 kWp e uma unidade consumidora. O estudo foi baseado na realização de ensaios que consistiram na inclusão da geração fotovoltaica variando sua capacidade e o seu fator de potência, a fim de alterar a curva de carga da unidade consumidora e a queda de tensão nos condutores para verificar o impacto da geração distribuída no ponto de conexão à rede.

Infelizmente não foi possível realizar ensaios referentes à mudança da curva de carga através da gestão ativa da demanda, devido à indisponibilidade de um banco de acumuladores com capacidade para a realização do estudo.

5.1. O sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico utilizado no estudo de caso é formado por 300 módulos fotovoltaicos de 260 Wp, modelo SW 260 monocristalino do fabricante SolarWorld, os quais são ligados em séries de 20 módulos. As séries são reunidas em grupos de 3, e cada grupo é ligado a um único inversor. A Figura 5.1 mostra uma vista geral do gerador fotovoltaico.



Figura 5.1 - Vista do gerador fotovoltaico utilizado no estudo de caso.

Os inversores utilizados, modelo PVI-12.5-TL do fabricante Power One/ABB, têm potência nominal de 12,5 kW (13,8 kVA) cada e apresentam a capacidade de controlar o fator de potência e a quantidade de potência reativa em sua saída, e a conexão do sistema fotovoltaico à unidade consumidora se dá através de um transformador abaixador, uma vez que a tensão de saída dos inversores é de 380 V e a tensão nominal da rede é 220 V (fase-fase).

5.2. A unidade consumidora

A unidade consumidora utilizada no estudo de caso é o prédio da administração do IEE (Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo). Este prédio apresenta aproximadamente 1.000 m² e abriga os funcionários da administração do IEE e a biblioteca Prof. Fonseca Telles.

A conexão do sistema fotovoltaico à unidade consumidora se dá no quadro geral de distribuição interno ao prédio da administração, onde há 2 medidores de energia (modelo Saga 1000 do fabricante Landis Gyr) classe C (0,2 % de precisão), sendo um para medir a geração fotovoltaica, outro para o balanço entre a carga e a geração.

Além destes medidores, há um para a medição da tensão no ponto de conexão à rede, que está localizado aproximadamente a 70 m do centro do prédio da administração em um transformador elevador de 75 kVA, refrigerado a óleo, que conecta o sistema fotovoltaico e as cargas à linha de média tensão da rede de distribuição da USP. A Figura 5.2 mostra o ponto de conexão e o transformador elevador e a Figura 5.3 o diagrama unifilar das conexões.



Figura 5.2 - Ponto de conexão à rede e transformador elevador 220/13.800 V.

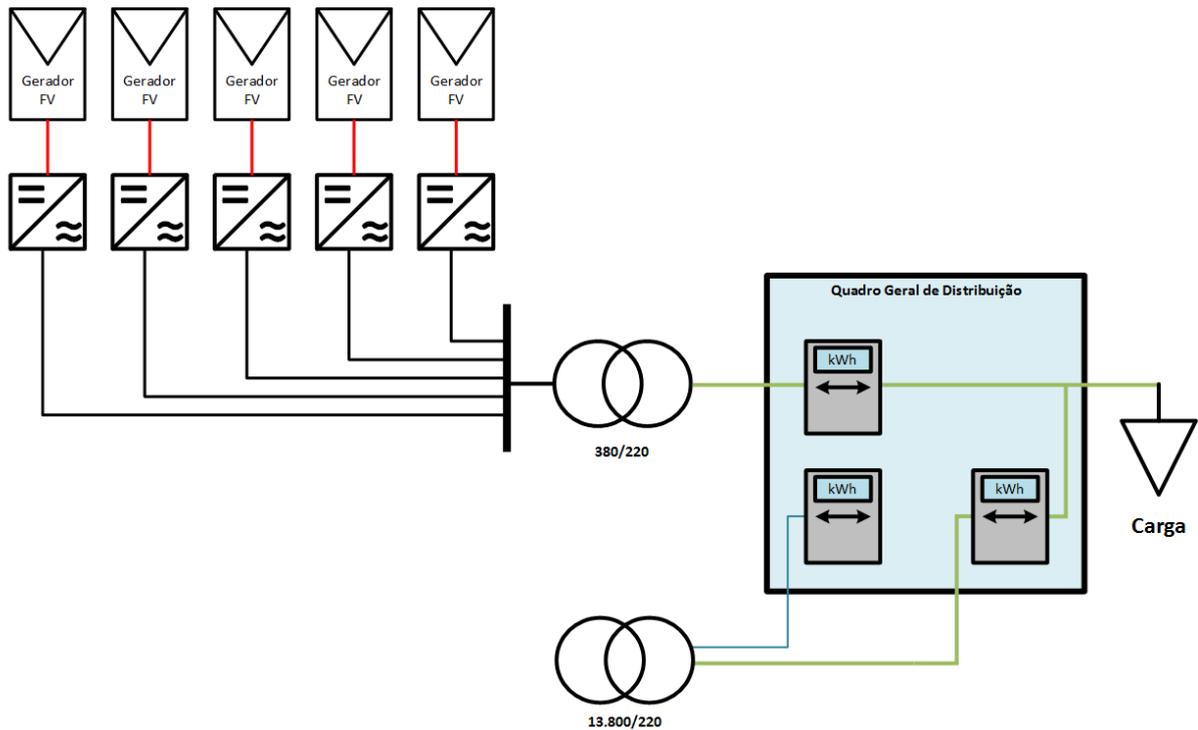


Figura 5.3 - Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico, unidade consumidora e ponto de conexão à rede.

Como a demanda máxima da unidade consumidora, a qual era previamente conhecida, era muito inferior à capacidade do sistema fotovoltaico, resolveu-se separar os ensaios com geração em dois grupos. Um utilizando apenas um inversor, para verificar os impactos decorrentes da alteração da curva de carga em casos em que a potência fotovoltaica é semelhante à demanda contratada, o que será o mais representativo das instalações no Brasil devido às limitações vigentes na resolução ANEEL 687/2015 (Pinto & Zilles, 2013).

O segundo grupo utilizando todos os cinco inversores, para verificar os impactos decorrentes da queda de tensão nos condutores, os quais estão dimensionados para a potência nominal do sistema fotovoltaico.

Nesse sentido, os ensaios foram divididos em sete. O primeiro sem a geração fotovoltaica e os outros seis foram divididos em dois grupos, sendo o primeiro denominado de ensaio com geração limitada, o qual é referente à utilização de apenas um inversor, e engloba as configurações de fator de potência unitário, capacitivo e indutivo. O segundo grupo, referente à utilização dos cinco inversores, englobou as configurações de fator de potência unitário, capacitivo e indutivo; porém, diferentemente do primeiro grupo, com a capacidade de geração total.

5.3. Ensaio I: Sem geração fotovoltaica

O ensaio I consistiu em registrar a potência média, em intervalos de 5 minutos, da carga alimentada pela rede, a tensão e DHT (de tensão e corrente) no quadro geral de distribuição (denominado ponto de conexão da carga) e no ponto de conexão à rede e a temperatura ambiente. Para tal, utilizaram-se os medidores de energia presentes no quadro geral de distribuição do prédio da administração do IEE e o medidor de temperatura ambiente da estação solarimétrica do LSF (Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos) a qual está a aproximadamente 140 m de distância.

O ensaio foi mantido no período de 21/06/2014 a 25/06/2014 e, com os dados registrados desse ensaio, foi possível caracterizar a carga, alguns parâmetros da rede, como a tensão média, e a redução média da vida útil do transformador do ponto de conexão à rede.

A curva de carga da unidade consumidora mostrou-se predominantemente diurna e com perfil comercial e apresentou um fator de potência capacitivo. A Figura 5.4, mostra a curva de carga e o fator de potência médio no período.

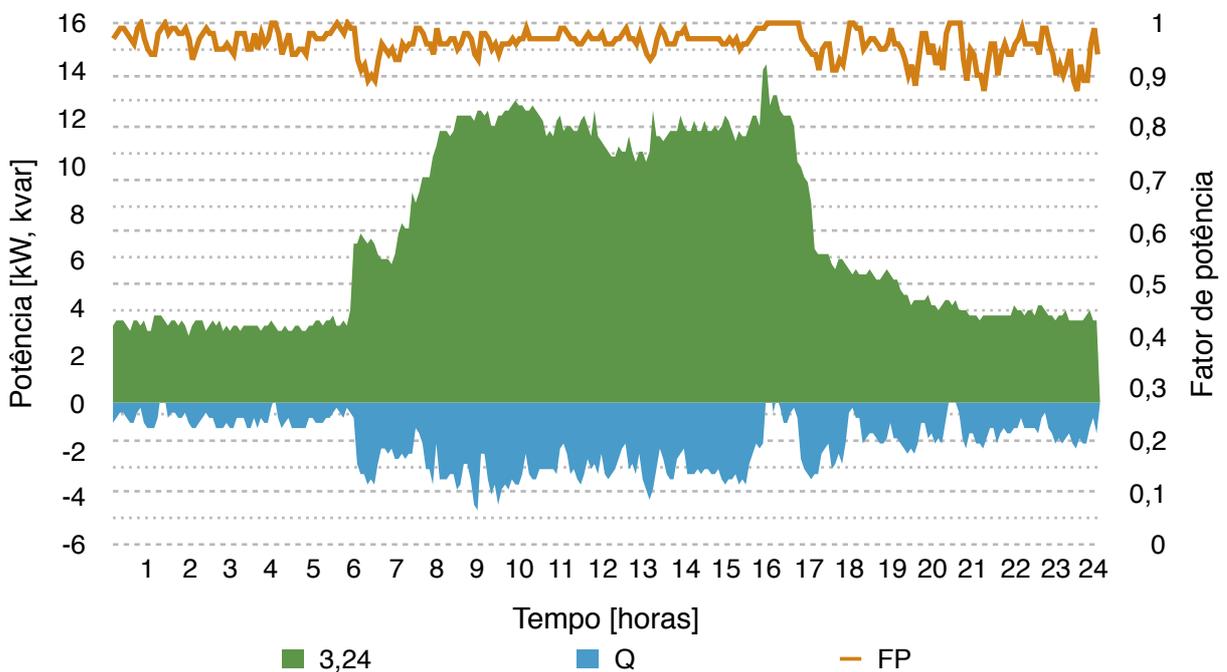


Figura 5.4 - Curva de carga e fator de potência médio da administração do IEE.

Na Figura 5.4, P é a demanda de potência ativa, Q a demanda de potência reativa e FP o fator de potência visto pela rede. Além disso, valores positivos consideram o fluxo de potência no sentido rede-carga e valores negativos no sentido contrário.

Considerando-se a tensão no ponto de conexão à rede como referência, podemos representar a tensão no ponto de conexão da carga em forma de valores por unidade, p.u., conforme mostrado na Figura 5.5.

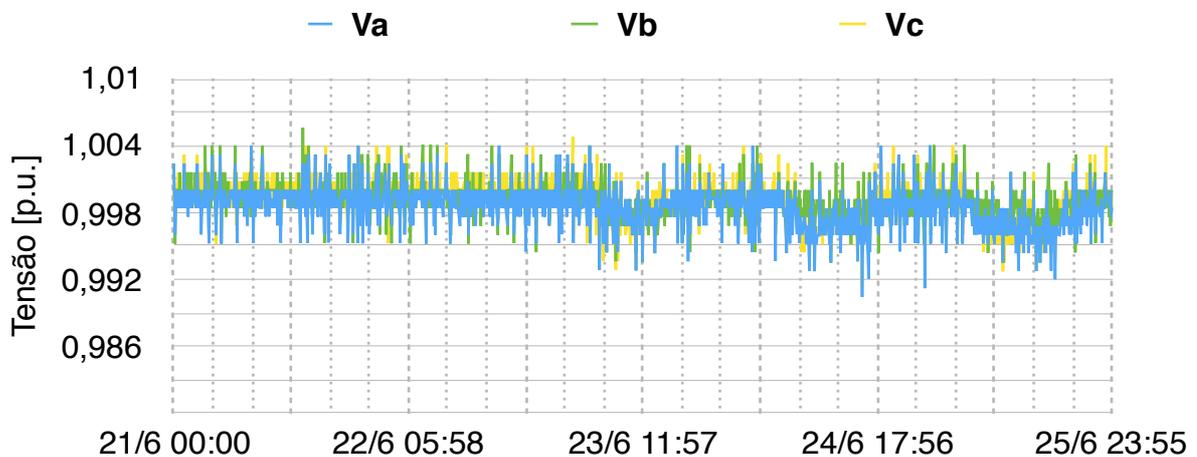


Figura 5.5 - Tensão no ponto de conexão das cargas.

Analisando a Figura 5.5, percebe-se um período inicial (do dia 21 ao 22) em que quase não há diferença entre a tensão nos dois pontos de medição considerados na figura, ou seja, a tensão no ponto de conexão da carga é 1 p.u. Isto deve-se ao fato de a carga estar muito baixa em consequência do prédio estar fechado no final de semana, fazendo com que a queda de tensão entre os pontos de medição seja muito baixa e, conseqüentemente, a tensão seja praticamente a mesma nos dois pontos.

No resto do período de medição, a tensão no ponto de conexão das cargas reduziu-se a valores de 0,994 p.u. (durante o período de trabalho dos funcionários da edificação) quando a demanda chegou aos seus valores máximos. A tensão média (média das médias das fases A, B e C) no período total de medição do ensaio I foi de 125 V (fase-neutro).

Com os registros dos medidores de energia, também foi possível caracterizar o conteúdo harmônico da carga e os seus reflexos na tensão da rede. A carga apresentou conteúdo harmônico altíssimo, principalmente quando a demanda estava baixa (finais de semana e períodos fora do horário comercial), e mesmo a plena carga a distorção harmônica se manteve relativamente alta, acima de 30 %, conforme pode-se perceber nas Figuras 5.6 e 5.7.

A Figura 5.7 caracteriza o conteúdo harmônico de corrente da carga em função da potência. Com os dados desta figura pode-se modelar matematicamente a emissão de harmônicos de corrente de acordo com a demanda.

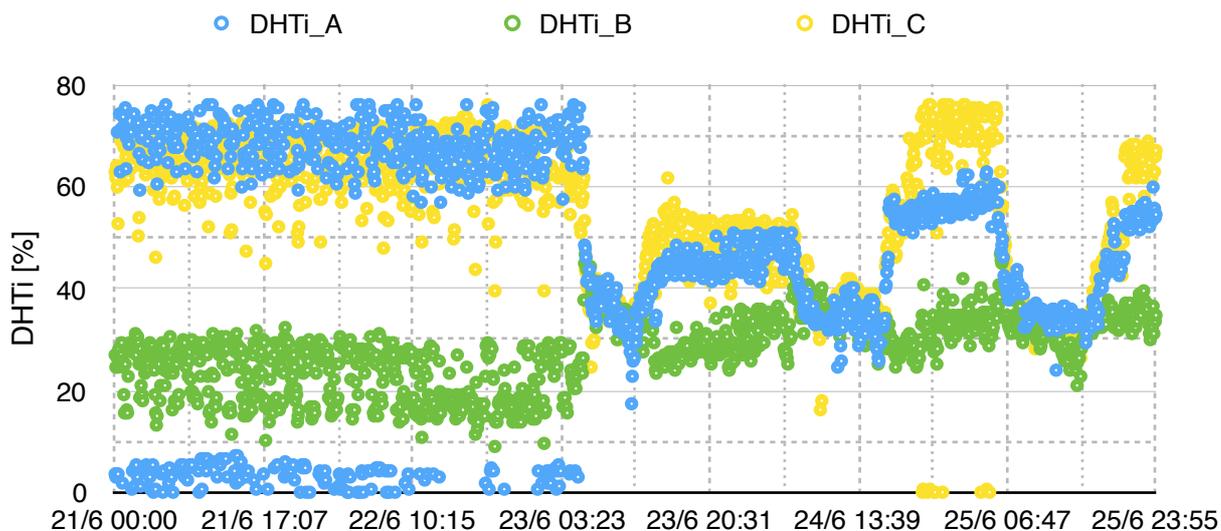


Figura 5.6 - DHT de corrente no ponto de conexão das cargas.

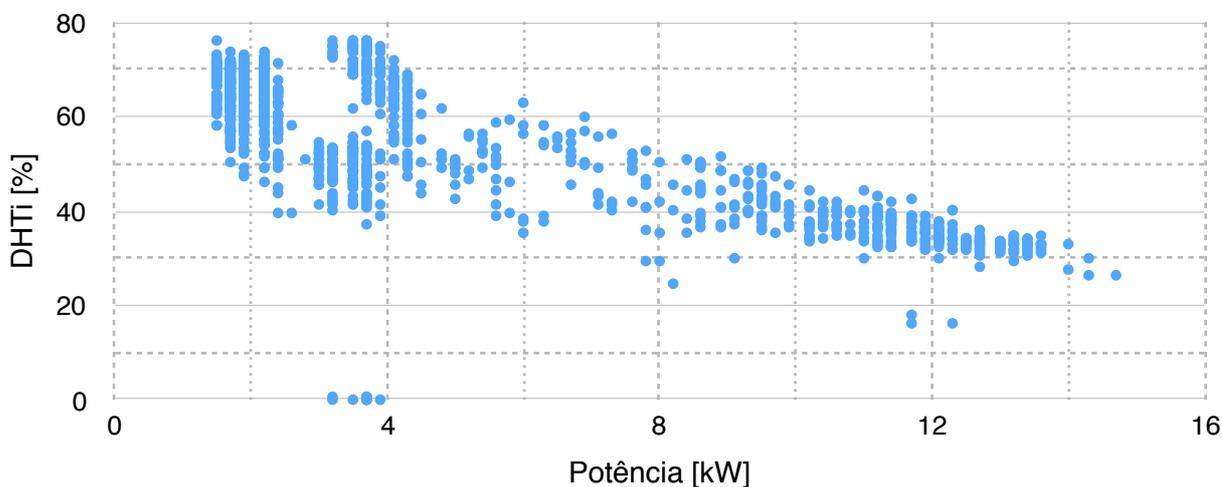


Figura 5.7 - Curva de potência vs DHTi da carga na fase A.

Pode-se perceber uma grande diferença no DHTi entre as fases A e C em relação a fase B. Provavelmente essa diferença deve-se ao fato de que na fase B estão muitas cargas que ficam ligadas 24 horas por dia e algumas poucas cargas que apenas são ligadas no período comercial, enquanto que nas outras fases a maioria das cargas é ligada apenas no horário comercial.

Apesar do alto conteúdo harmônico de corrente, houve pouco reflexo na distorção harmônica total de tensão, devido às baixas quedas de tensão no circuito, conforme visto na Figura 5.5. Analisando a Figura 5.8, pode-se notar que a DHTv no ponto de conexão da carga permanece próxima de zero durante quase todo o tempo para as três fases, porém perto do período de almoço (12 h) há picos relativamente baixos de aproximadamente 1 %, provavelmente devido à partida de alguma carga não linear.

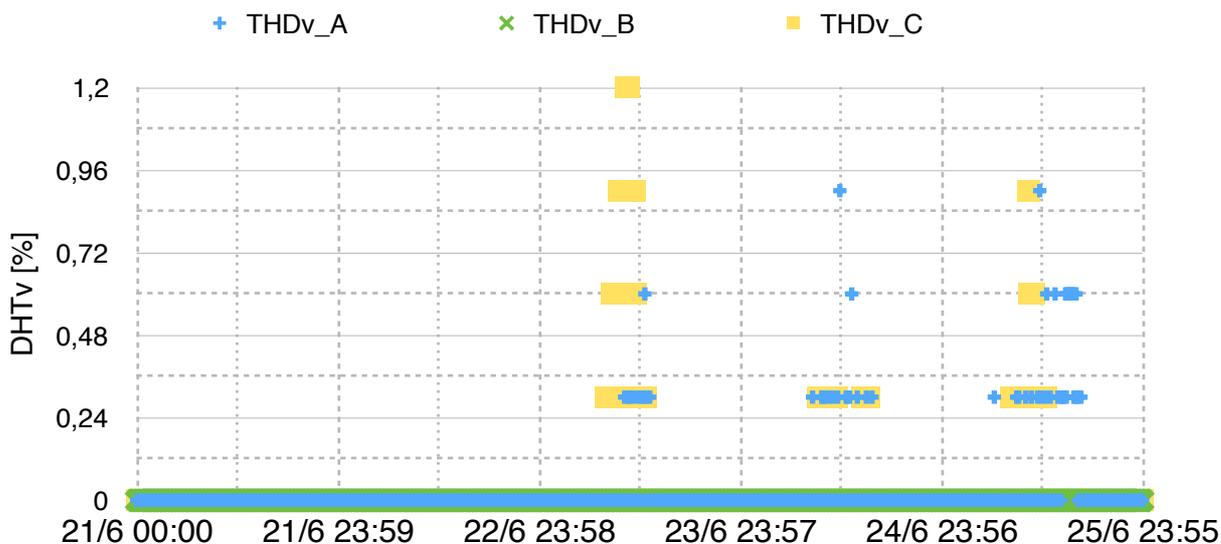


Figura 5.8 - DHTv no ponto de conexão da carga.

No ensaio I, a avaliação da redução da vida útil do transformador do ponto de conexão à rede também foi realizada. Tal avaliação foi realizada utilizando a metodologia do anexo C da norma IEC 60076-7 (IEC, 2005), os dados de potência alimentada pela rede e a temperatura ambiente medida durante o período de ensaio. Para o cálculo da redução de vida útil do transformador, utilizou-se um algoritmo desenvolvido em MATLAB, o qual está presente no Apêndice 2, empregando as constantes da norma IEC 60076-7 apresentadas no capítulo 4.

Realizou-se o procedimento de cálculo da redução de vida útil do transformador para o dia 24/06/2014, o qual foi escolhido aleatoriamente dentro do período de medição, que resultou nos valores mostrados na Figura 5.9.

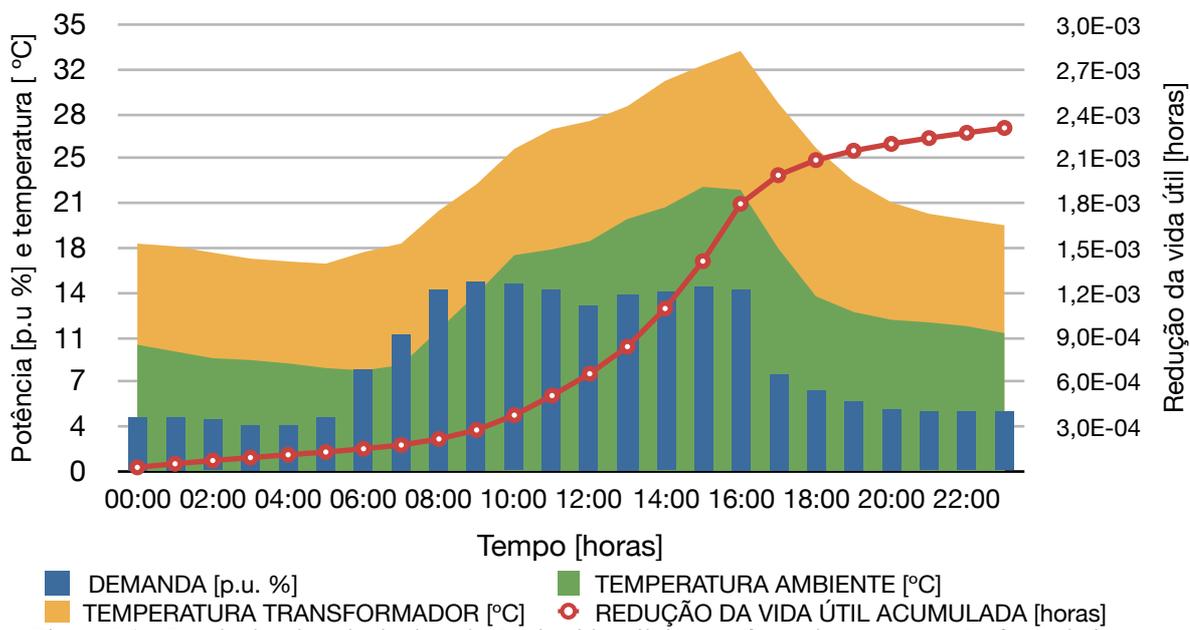


Figura 5.9 - Resultados do cálculo de redução de vida útil do transformador, sem geração fotovoltaica.

Fazendo-se uma análise quantitativa nos dados da Figura 5.9 pode-se ver que a redução diária da vida útil do transformador é extremamente baixa (cerca de 4 segundos). Isso deve-se ao baixo carregamento do transformador, que não chega a 15 %. Como a redução da vida útil depende diretamente do seu carregamento, não se tem neste caso grandes valores de redução, devido à particularidade de o transformador estar muito sobredimensionado em relação à carga.

5.4. Ensaio II: Geração limitada com fator de potência limitada

O ensaio II consistiu em registrar a potência média, em intervalos de 5 minutos, da geração e da carga alimentada pela rede (potência líquida entre a carga e a geração), a tensão e a DHT (de tensão e corrente) no quadro geral de distribuição e no ponto de conexão à rede, e a temperatura ambiente. Para este ensaio apenas um inversor foi mantido em operação e configurado com fator de potência unitário. O ensaio foi mantido durante o dia 30/07/2014, e com os dados resultantes, as seguintes análises puderam ser feitas.

A curva de potência da carga (curva P da Figura 5.10) se manteve com o mesmo perfil de quando não havia geração, porém o mesmo não ocorreu com a curva de potência alimentada pela rede (curva P-FV). De forma muito semelhante à análise teórica da alteração da curva de carga (Figura 2.6), a demanda provida pela rede foi reduzida nos momentos em que havia geração e uma pequena quantidade de energia foi injetada na rede. Isto deve-se principalmente ao casamento das curvas de geração e demanda.

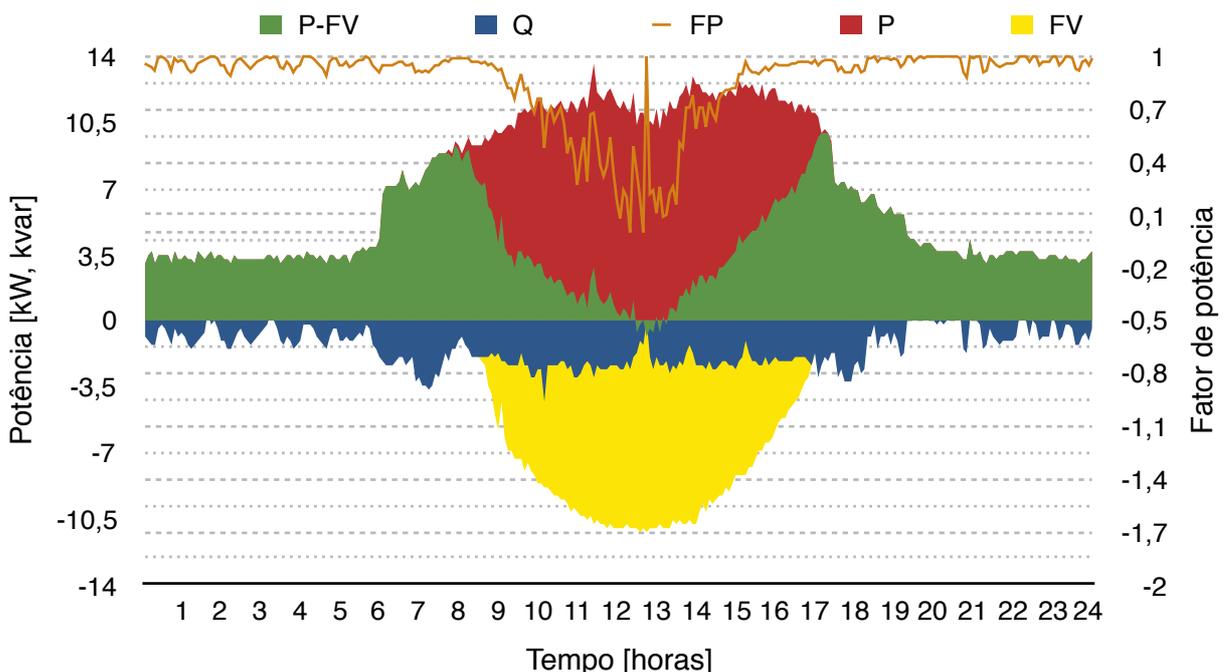


Figura 5.10 - Curvas de potência e fator de potência do ensaio I, geração com fator de potência unitário.

A alteração do formato da curva de carga alimentada pela rede, de morro para vale, trouxe consequências para o fator de potência (curva FP da Figura 5.10), o qual foi reduzido para valores próximos de zero, uma vez que a geração fotovoltaico (curva FV) apenas compensou a potência ativa, deixando a potência reativa (curva Q) inalterada. A redução do fator de potência visto pela rede à medida que a geração fotovoltaica aumenta e compensa apenas a potência ativa, deixando a potência reativa para a rede suprir, já era de se esperar conforme experiências anteriores apresentadas por Macedo e Zilles (2009) e Pinto e Zilles (2014).

Além da alteração no fator de potência, as mudanças no formato da curva de carga trouxeram também modificações na vida útil do transformador de distribuição. Tais modificações foram avaliadas utilizando a metodologia do anexo C da norma IEC 60076-7 (IEC, 2005), os dados da potência alimentada pela rede e a temperatura ambiente medida durante o período de ensaio.

Para o cálculo da redução de vida útil do transformador, utilizou-se o mesmo algoritmo e as mesmas constantes dos estudos do ensaio I, resultando nos dados mostrados na Figura 5.11.

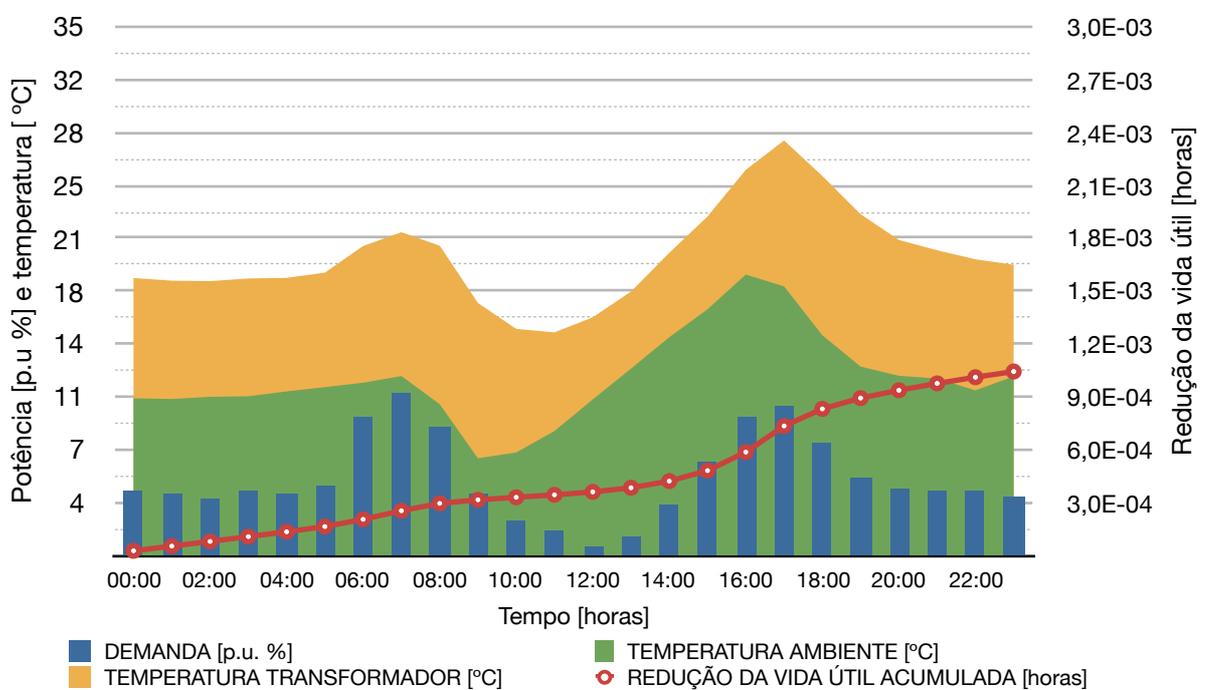


Figura 5.11 - Resultados do cálculo de redução de vida útil do transformador, com geração fotovoltaica.

Ao analisar as linhas vermelhas das Figuras 5.9 e 5.11, que representam a integração da redução da vida útil no dia, pode-se perceber uma diminuição de quase 50 % na redução diária da vida útil, ou seja, a vida útil do transformador dobrou com a geração fotovoltaica. Fazendo-se uma análise quantitativa nos dados, da mesma forma que no caso sem geração (ensaio I) a redução diária da vida útil do transformador é extremamente baixa. Isso deve-se ao baixo carregamento do transformador, que não chega a 11 %. Já na análise qualitativa, o aumento percentual da vida útil foi significativo, de forma análoga aos valores calculados no capítulo anterior (Figuras 4.4 e 4.5), os quais demonstram o potencial de aumento da vida útil do transformador com a utilização da geração fotovoltaica.

Como era de se esperar, a diferença de tensão entre o quadro geral de conexão e o ponto de conexão à rede não pôde ser medida devido ao seu valor extremamente pequeno, decorrente da potência baixa utilizada nos ensaios com geração limitada, em relação à capacidade dos condutores. Logo, essa análise só será refeita nos ensaios V, VI e VII.

5.5. Ensaio III: Geração limitada com fator de potência indutivo

O ensaio III consistiu em registrar a potência média, em intervalos de 5 minutos, da geração e da carga alimentada pela rede (potência líquida entre a carga e a geração), a tensão e as DHT (de tensão e corrente) no quadro geral de distribuição e no ponto de conexão à rede ambiente.

Para este ensaio apenas um inversor foi mantido em operação e configurado com fator de potência indutivo igual a 0,92, de forma a produzir uma quantidade de potência reativa próxima à demanda reativa da unidade consumidora. O ensaio foi mantido durante o período de 14 - 21 de abril de 2015 e com os dados resultantes as análises seguintes puderam ser feitas. Apesar do longo período de coleta de dados, apenas três dias são considerados na análise (14, 17 e 21) para facilitar a apresentação dos dados.

A curva de potência da carga (curva P da Figura 5.12) não é alterada pela geração, além disso percebe-se que há um dia de final de semana identificado no gráfico, em que quase não havia cargas ligadas na unidade consumidora. Porém, o mesmo não ocorreu com a curva de potência alimentada pela rede (curva P-FV). De forma muito semelhante à análise teórica da alteração da curva de carga (Figura 2.6), a demanda provida pela rede foi reduzida nos momentos em que havia geração e uma pequena quantidade de energia foi injetada na rede nos dias úteis. Isto deve-se principalmente ao casamento das curvas de geração e demanda.

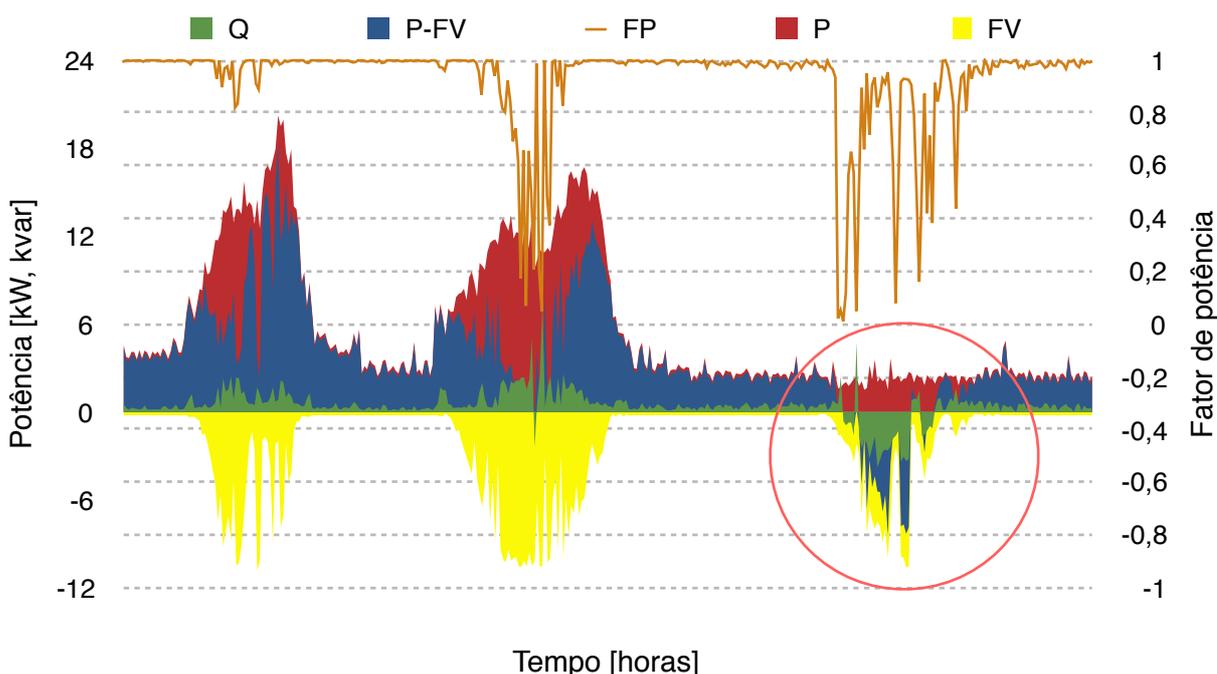


Figura 5.12 - Curvas de potência e fator de potência do ensaio III, geração com fator de potência indutivo.

Diferentemente do item 3.2.3 (análise teórica de compensação de reativos), a potência reativa provida pela rede (Q) não foi compensada de maneira satisfatória. Isto deveu-se ao não casamento entre a geração e a demanda de reativos devido principalmente à intermitência da fonte solar, o que é muito difícil de ser considerado na análise teórica sem medições prévias e, além disso, à intermitência da carga.

Como a compensação de reativos não foi satisfatória, o fator de potência visto pela rede (FP) foi alterado para valores inferiores aos limites estabelecidos pela legislação atual (0,92), mostrando a dificuldade de se controlar este fator utilizando apenas o ajuste de um valor fixo de Fator de Potência no inversor.

Nesse sentido, a utilização do ajuste com valores fixos de fator de potência no inversor da geração distribuída por fonte solar fotovoltaica para a compensação de reativos não se dá de forma satisfatória. Apesar disso, outras ferramentas, como a injeção de reativos através do ajuste de valores fixos ou variáveis de potência reativa no inversor têm sua eficácia experimentalmente comprovada (BENEDITO, 2015).

5.6. Ensaio IV: Geração limitada com fator de potência capacitivo

O ensaio IV consistiu em registrar a potência média, em intervalos de 5 minutos, da geração e da carga alimentada pela rede (potência líquida entre a carga e a geração), a tensão e DHT (de tensão e corrente) no quadro geral de distribuição e no ponto de conexão à rede.

Para este ensaio apenas um inversor foi mantido em operação e configurado com fator de potência capacitivo igual a 0,9. O ensaio foi mantido durante o dia 01/08/2014 e com os dados resultantes, as seguintes análises puderam ser feitas.

A curva de potência ativa da carga (curva P da Figura 5.13) se manteve com o mesmo perfil de quando não havia geração, porém o mesmo não ocorreu com a curva de potência alimentada pela rede (curva P-FV). De forma muito semelhante à análise teórica da alteração da curva de carga (Figura 2.6) e aos ensaios II e III, a demanda provida pela rede foi reduzida nos momentos em que havia geração e uma pequena quantidade de energia foi injetada na rede. Isto deve-se principalmente ao casamento das curvas de geração e demanda.

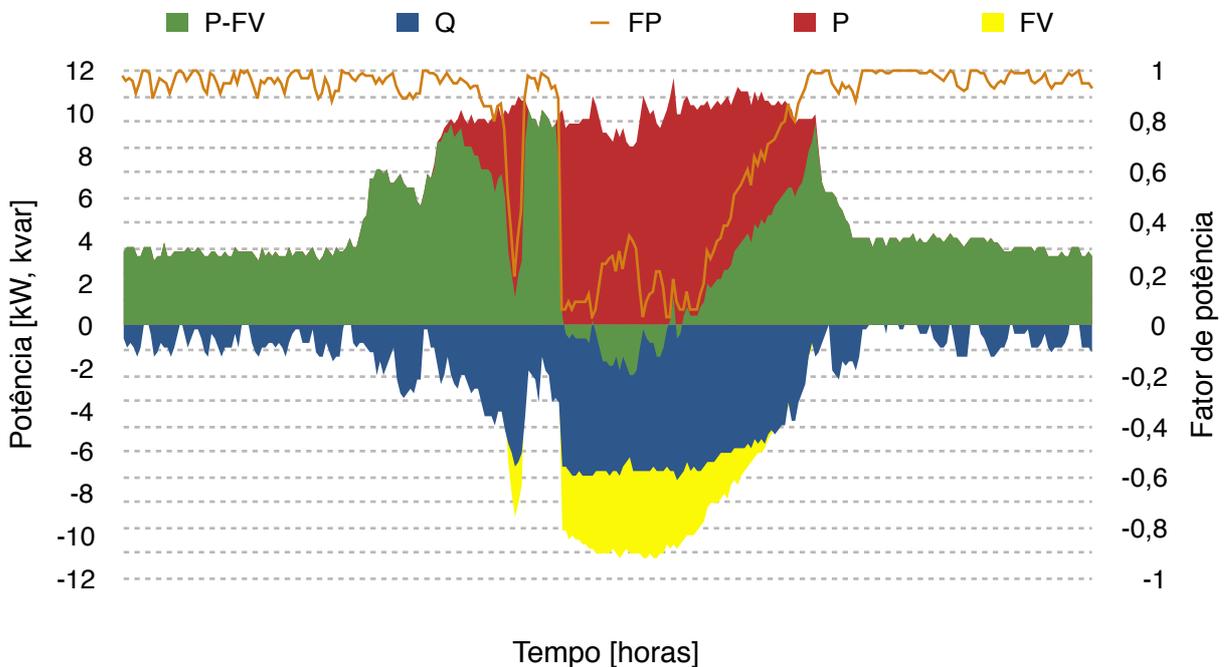


Figura 5.13 - Curvas de potência e fator de potência do ensaio IV, geração com fator de potência capacitivo.

Diferentemente do ensaio I (sem geração fotovoltaica), a potência reativa alimentada pela rede (Q) aumentou de 3 kVAr (demanda reativa da carga) para quase 7 kVAr; isto deveu-se ao fato do sistema fotovoltaico estar gerando reativos capacitivos e sendo a demanda reativa da carga também capacitiva, as demandas se somaram, fazendo também o fator de potência visto pela rede cair para valores muito baixos.

Como a demanda reativa da carga era capacitiva e a geração fotovoltaica também estava gerando reativos capacitivos, ocorreu justamente o contrário da análise teórica da Figura 3.21, onde os reativos capacitivos da geração compensavam os reativos indutivos da carga. Nesse sentido, deve-se comparar os ocorridos no ensaio com a análise teórica da Figura 3.18, onde os reativos indutivos da geração e indutivos da carga se somam e reduzem o fator de potência visto pela rede, da mesma maneira que o ocorrido no ensaio IV.

5.7. Ensaio V: Geração com fator de potência unitário

O ensaio V consistiu em registrar a potência média, em intervalos de 5 minutos, da geração e da carga alimentada pela rede (potência líquida entre a carga e a geração), a tensão e as DHT (de tensão e corrente) no quadro geral de distribuição e no ponto de conexão à rede.

Para este ensaio todos os cinco inversores foram mantidos em operação e configurados com fator de potência unitário. O ensaio foi mantido durante o período de 25/08/2014 a 30/08/2014 e com os dados resultantes as seguintes análises puderam ser feitas.

A primeira análise realizada foi com relação aos níveis de tensão da rede. Para tal, utilizou-se a metodologia do capítulo 3 para o cálculo da sobretensão na rede teórica, considerando a potência fotovoltaica, ativa e reativa, máxima injetada na rede verificada nos ensaios V, VI e VII, a referência sendo o ponto de conexão à rede e os condutores presentes na instalação (70 mm² de cobre com cobertura HEPR instalados em eletroduto não magnético). O resultado da aplicação desta metodologia é mostrado na Figura 5.14.

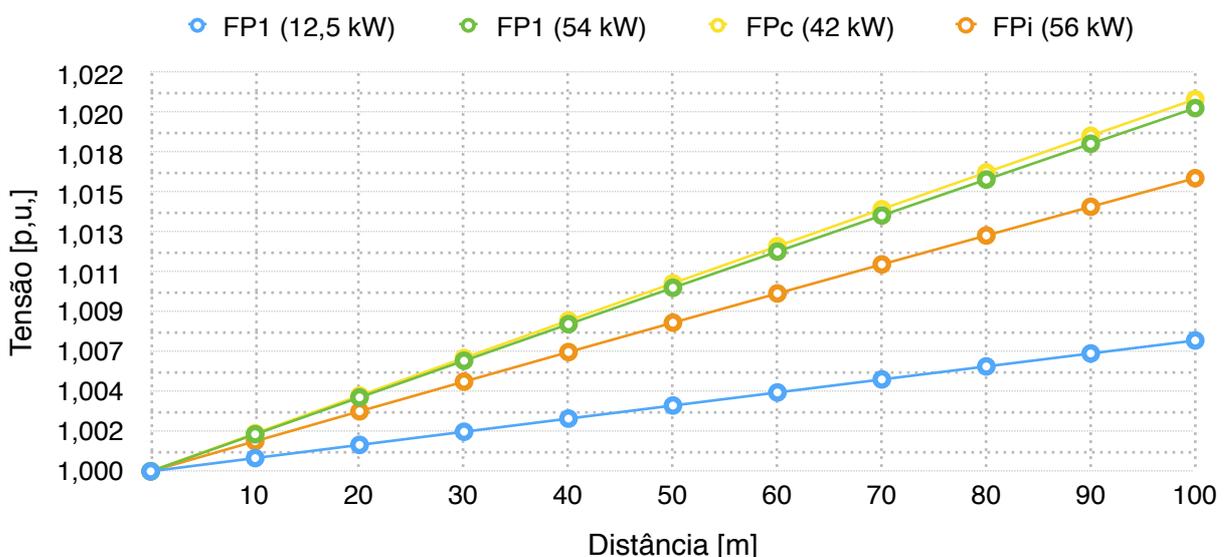


Figura 5.14 - Tensão na rede considerando que o gerador trabalha com fator de potência unitário (FP1), 0,9 indutivo (FPi) e 0,9 capacitivo (FPc).

A Figura 5.14 revela que em baixas potências a interferência da geração fotovoltaica na tensão da rede é desprezível, ficando na faixa de 0,5 %. Como era de se esperar, para a potência nominal da geração, o acréscimo de tensão na rede já é perceptível, porém não leva a valores precários. Para a geração com fator de potência unitário, que é o caso deste ensaio (V), o acréscimo na tensão deveria ficar na faixa de 1,4 % (1,0141 p.u.).

As medições do período em ensaio (Figura 5.15), mostram o acréscimo de tensão para quando havia apenas um inversor ligado (dia 25/08), que permaneceu muito próximo da unidade, e para os dias em que todos os inversores estiveram ligados, onde o acréscimo de tensão não ultrapassou o limite teórico de 1,4 % (1,014 p.u.), com a exceção de um ponto, que provavelmente é derivado de um pico de potência não registrado no valor médio.

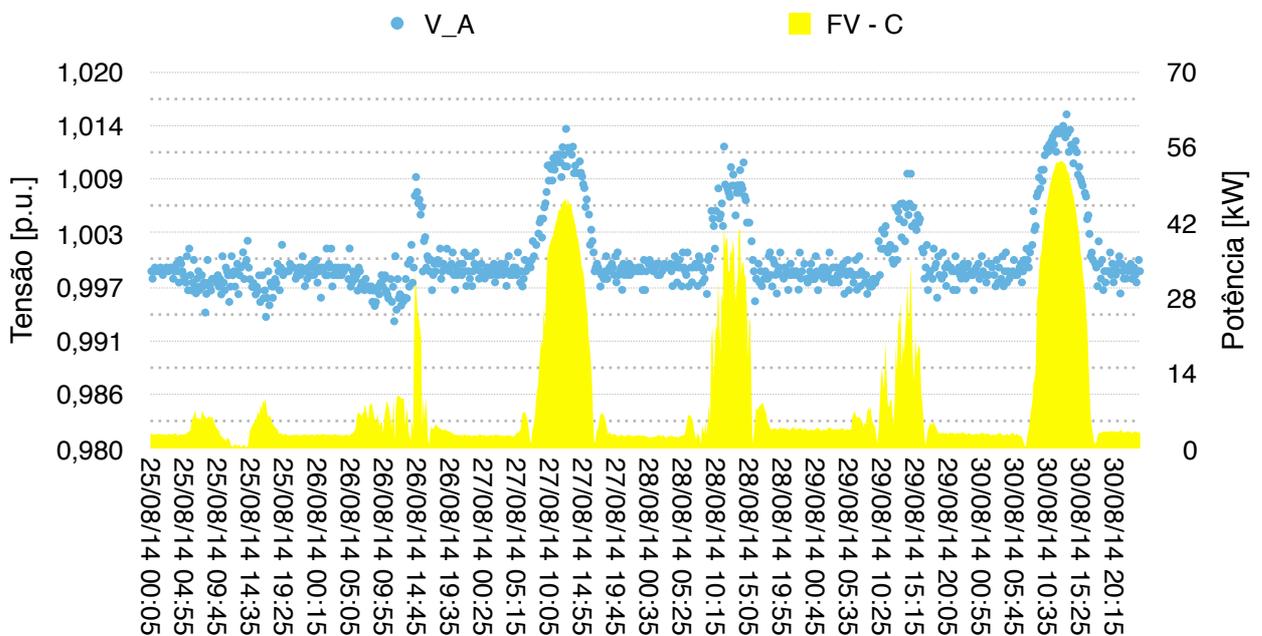


Figura 5.15 - Tensão na rede (fase A - V_A) e demanda líquida (FV - C) para apenas um inversor ligado (dia 25/08) e para todos os inversores ligados (resto dos dias).

Além do ponto que ultrapassou o limite teórico (1,014 p.u), também pode-se perceber outros picos de tensão na Figura 5.15, que devem ser derivados de picos de potência presentes principalmente em dias nublados devido ao efeito lente das nuvens (ALMEIDA; ZILLES; LORENZO, 2014) que não aparecem na curva devido à pouca influência no valor médio registrado, mas que provocam alterações na média da tensão, mostrando a não linearidade entre a tensão e a potência.

Vale ressaltar que os dados analisados foram transformados em valores médios com período de integração em 10 minutos, enquanto que as medições eram médias de 5 minutos. Esta transformação foi realizada para entrar em conformidade com a definição de sobretensão da rede, segundo o módulo 8 do PRODIST, no qual a tensão da rede é avaliada em médias de 10 minutos. (ANEEL, 2014)

A segunda análise realizada foi com relação à distorção harmônica. Com os dados medidos, pôde-se verificar o perfil de distorção harmônica de corrente da geração fotovoltaica e da demanda líquida (carga menos geração), os quais são mostrados na Figura 5.16. O perfil de distorção harmônica da geração se mostrou compatível com o dos inversores presentes no mercado (alto conteúdo harmônico em baixas potências e DHT_i reduzida para valores abaixo de 5 % após 20 % de carga), enquanto que a demanda líquida mostrou elevado conteúdo harmônico em carga baixa e máxima, devido à grande quantidade de cargas não lineares (lâmpadas PL, reatores, etc.).

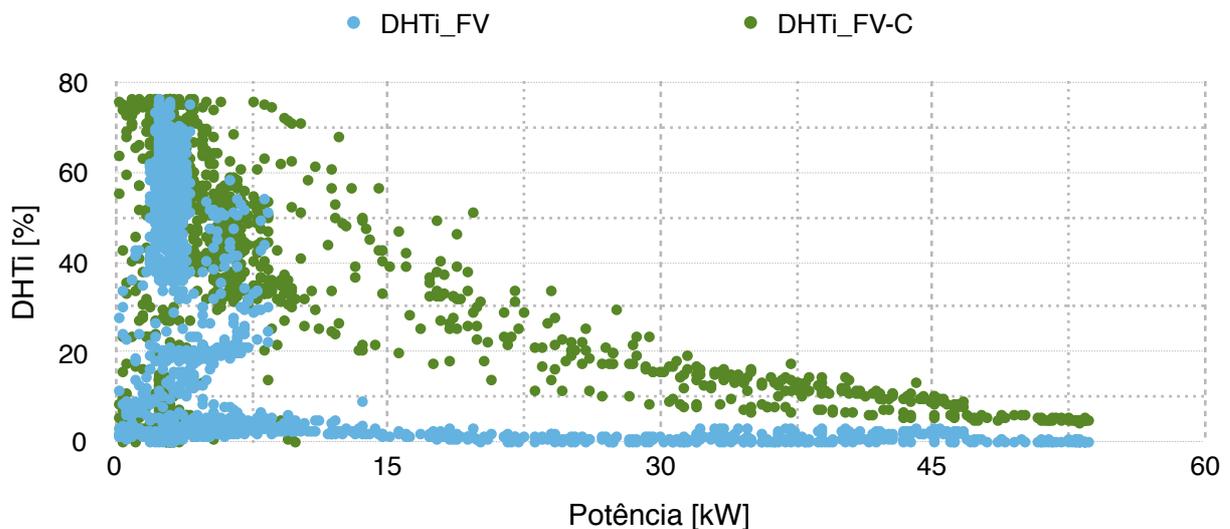


Figura 5.16 - Perfil de DHT_i vs potência para a geração FV e para a demanda líquida (carga menos geração fotovoltaica).

Apesar do alto conteúdo harmônico da geração em baixas potências, a sua contribuição para a distorção harmônica de tensão permaneceu desprezível, conforme a predição da metodologia do capítulo 3 (Figura 3.27) na qual a DHT_v devido à geração fotovoltaica não deveria passar de 0,00001 %. A Figura 3.17 mostra a distorção harmônica total de tensão para as três fases, cujo perfil e faixa de valores permaneceu semelhante aos valores medidos no ensaio I (sem geração), ou seja, a geração fotovoltaica não teve contribuição significativa para a DHT_v , confirmando a previsão teórica do capítulo 3.

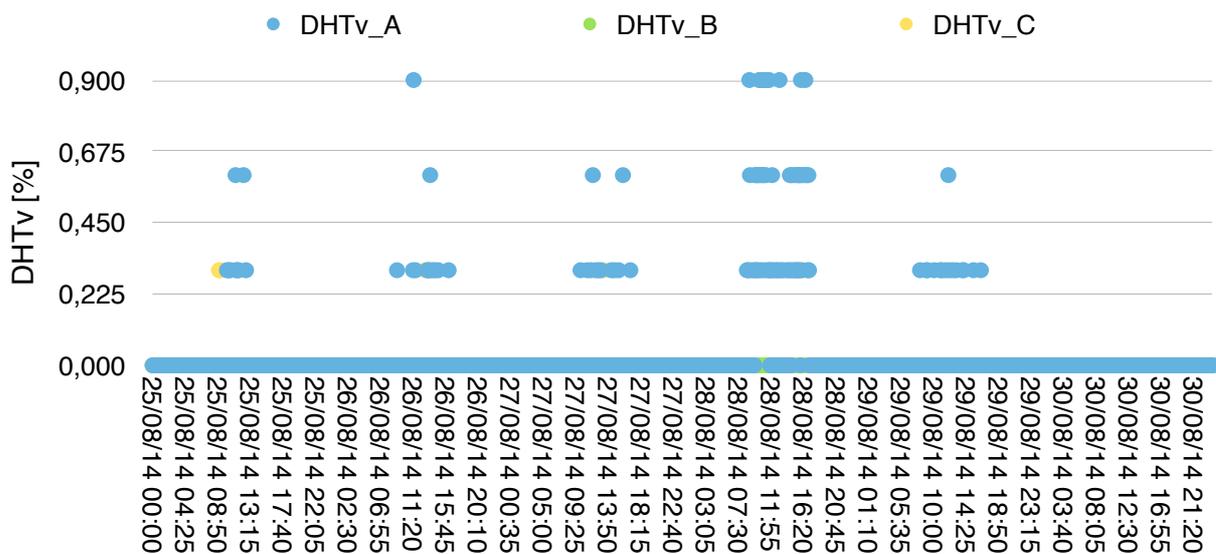


Figura 5.17 - Distorção harmônica total de tensão no ponto de conexão da carga.

5.8. Ensaio VI: Geração com fator de potência capacitivo

O ensaio VI consistiu em registrar a potência média, em intervalos de 5 minutos, da geração e da carga alimentada pela rede (potência líquida entre a carga e a geração) e a tensão no quadro geral de distribuição e no ponto de conexão à rede.

Para este ensaio todos os 5 inversores foram mantidos em operação e configurados com fator de potência capacitivo igual a 0,9. O ensaio foi mantido durante o período de 11/09/2014 a 15/09/2014 e com os dados resultantes analisou-se os impactos da geração fotovoltaica na tensão da rede.

Da mesma forma que no ensaio V, os valores medidos foram transformados em médias de 10 minutos para se adequar ao conceito de sobretensão estabelecido pelo PRODIST. A Figura 5.18 mostra os valores medidos de tensão na rede e a demanda líquida registrada no período.

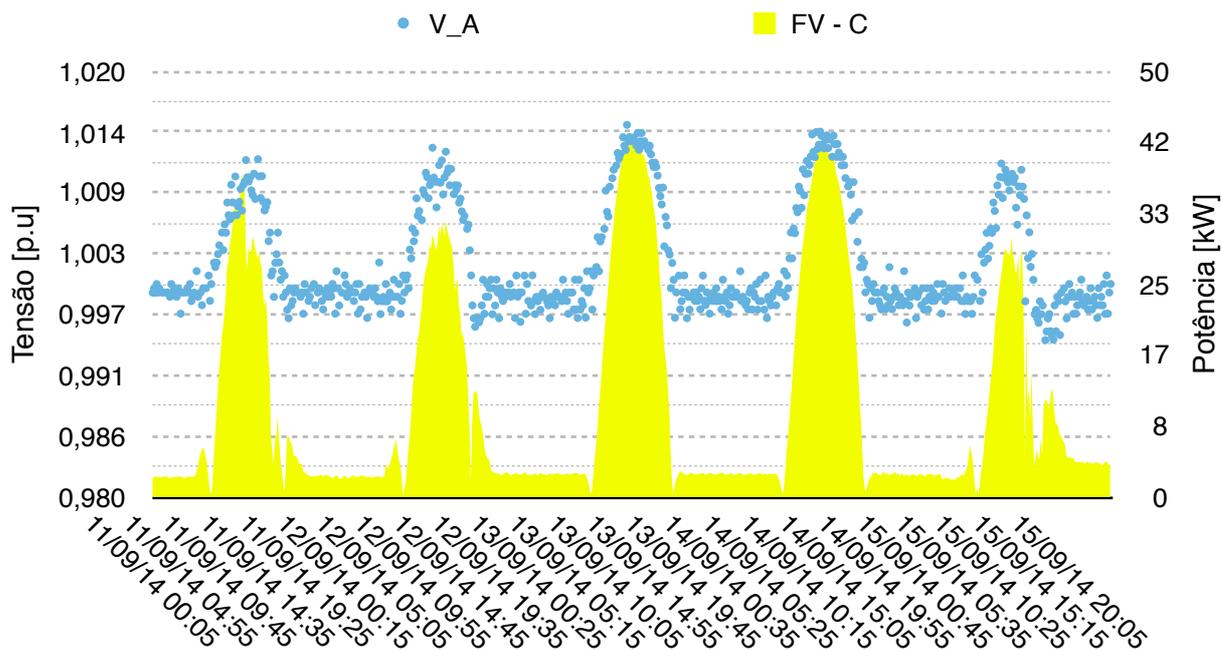


Figura 5.18 - Tensão na rede (fase A - V_A) e demanda líquida (FV - C) com todos os inversores ligados e trabalhando com fator de potência capacitivo igual a 0,9.

Analisando-se a Figura 5.18, percebe-se que a média da demanda é bastante inferior à média do ensaio V; isto deve-se a dois fatores: o primeiro é que os dias estiveram menos ensolarados e o segundo deve-se à configuração do inversor. Quando o inversor é configurado para trabalhar com fator de potência inferior a um, o mesmo reduz o limite máximo de potência ativa para que o limite de potência aparente não seja ultrapassado.

Também pode-se perceber com a Figura 5.18, que nos dias 13 e 14 o fluxo de potência na rede foi maior, isto deveu-se ao fato de ser final de semana e, conseqüentemente, a carga estar reduzida, fazendo com que o máximo de potência fotovoltaica fosse injetado na rede. Mesmo assim, a tensão da rede não chegou a valores precários e não ultrapassou o limite teórico de 1,45 % (1,0145 p.u.) calculado utilizando a metodologia do capítulo 3, porém alcançou valores superiores aos do ensaio anterior, mostrando que esta configuração de fator de potência aumenta a tensão da rede em relação ao fator de potência unitário.

5.9. Ensaio VII: Geração com fator de potência indutivo

O ensaio VII consistiu em registrar a potência média, em intervalos de 5 minutos, da geração e da carga alimentada pela rede (potência líquida entre a carga e a geração) e a tensão no quadro geral de distribuição e no ponto de conexão à rede. Para este ensaio todos os 5 inversores foram mantidos em operação e configurados com fator de potência indutivo igual a 0,9. O ensaio foi mantido durante o período de 02/10/2014 - 06/10/2014 e com os dados resultantes analisou-se os impactos da geração fotovoltaica na tensão da rede. Não se repetiu a análise referente às distorções harmônicas, uma vez que estas não influenciaram os resultados e já foram contempladas no ensaio V.

Da mesma forma que no ensaio V, os valores medidos foram transformados em médias de 10 minutos para se adequar ao conceito de sobretensão estabelecido pelo PRODIST. A Figura 5.19 mostra os valores medidos de tensão na rede e a demanda líquida registrada no período, onde percebe-se que a média da demanda é superior a dos ensaios V e VI e mesmo assim a tensão da rede não ultrapassou 1,011 p.u., ficando 20 % abaixo das tensões da rede quando a geração fotovoltaica trabalhava com fator de potência unitário. Isto quer dizer que o controle do fator de potência é uma boa ferramenta para a redução dos impactos da geração fotovoltaica na tensão da rede de distribuição.

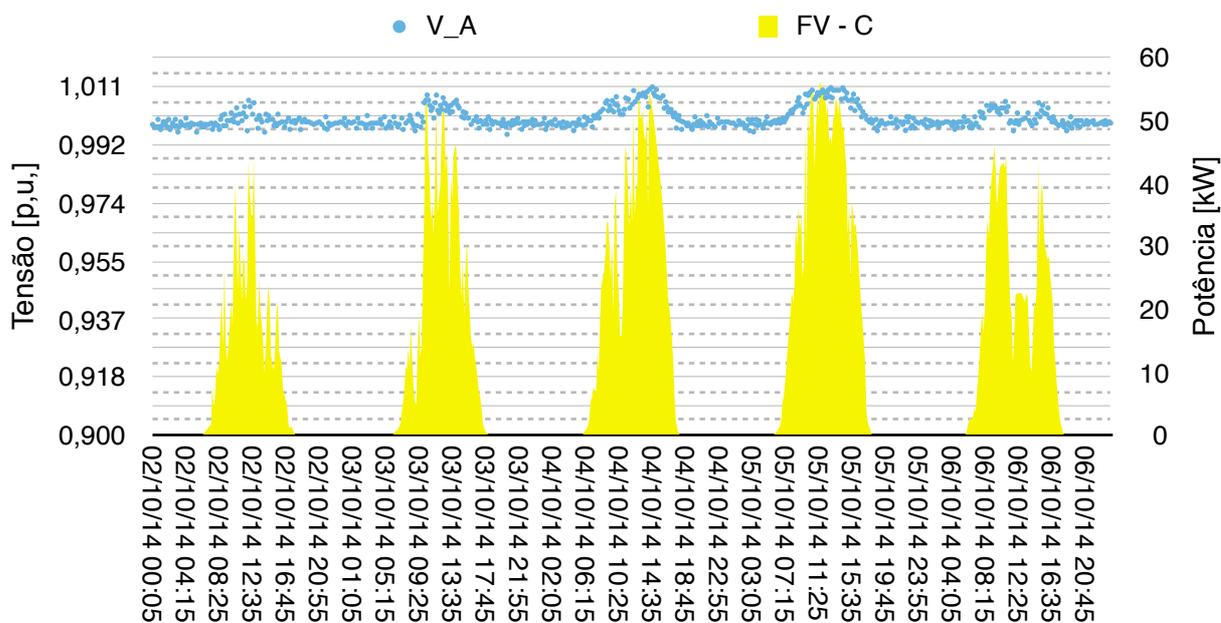


Figura 5.19 - Tensão na rede (fase A - V_A) e demanda líquida (FV - C) com todos os inversores ligados e trabalhando com fator de potência indutivo igual a 0,9.

Além disso, o valor de tensão na rede não ultrapassou o limite teórico (1,0114 p.u) calculado com a metodologia do capítulo 3 para a verificação de sobretensão na rede devido à geração fotovoltaica, mostrando mais uma vez a eficácia da metodologia e o baixo impacto da geração distribuída.

CONCLUSÕES

Esse trabalho consistiu da avaliação dos impactos da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição em baixa tensão baseando-se em uma avaliação teórica e em um estudo de caso, para a constatação das observações resultantes da primeira parte, os quais geraram as seguintes conclusões relacionadas aos impactos da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos à rede:

- A curva de carga da unidade consumidora é alterada com a geração distribuída;
- A alteração da curva de carga pode ser controlada com a gestão ativa da demanda utilizando armazenamento de energia;
- A alteração da curva de carga provoca mudanças no fator de potência registrado pelo medidor de faturamento da distribuidora de energia;
- As alterações no fator de potência da unidade consumidora podem ser reguladas pelo controle de reativos do inversor;
- ★ A configuração do inversor com fator de potência fixo não atinge resultados satisfatórios para a compensação de reativos da carga (regulação do fator de potência da unidade consumidora);
- ★ A configuração do inversor para injetar determinada potência reativa pode ser utilizada para atingir resultados satisfatórios para a compensação de reativos da carga (regulação do fator de potência da unidade consumidora);
- A alteração na curva de carga reduz o carregamento dos transformadores de distribuição e pode aumentar drasticamente a sua vida útil;
- A quantidade de harmônicos introduzidos na rede pela geração fotovoltaica não provoca distorção harmônica de tensão;
- A geração fotovoltaica pode elevar ou baixar os níveis de tensão da rede;
- A tensão na rede pode ser controlada pela injeção de reativos do inversor.

Além da avaliação dos impactos da geração distribuída, outros resultados deste trabalho são as metodologias de dimensionamento de bancos de bateria para a gestão ativa da demanda e de cálculo da sobretensão provocada pela geração fotovoltaica.

Como sugestão para trabalhos futuros destaca-se a precificação dos serviços ancilares que podem ser exercidos pela geração distribuída por fonte solar fotovoltaica principalmente no que tange o controle da tensão da rede e a compensação de reativos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDEL-GHANY, H. A. et al. **Optimizing DG penetration in distribution networks concerning protection schemes and technical impact**. Electric Power Systems Research, v. 128, p. 113 – 122, out. 2015.

ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A. **Asset management techniques for transformers**. Electric Power Systems Research, v. 80, n. 4, p. 456–464, 2010.

ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A.; BARTNIKAS, R. **A techno-economic method for replacing transformers**. Power Delivery, IEEE Transactions on, v. 26, n. 2, p. 817 – 829, out. 2015.

AES ELETROPAULO. **NT – 2.018: Cálculo de demanda da rede para acréscimo de novas cargas na rede de distribuição de baixa tensão**. São Paulo, 2007.

AGAH, M. S.; ABYANEH, A. H. **Distribution transformer loss-of-life reduction by increasing penetration of distributed generation**. Power Delivery, IEEE Transactions on, v. 26, n. 2, p. 1128 – 1136, out. 2015.

ALMEIDA, M. P.; ZILLES, R.; LORENZO, E. **Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil. Solar Energy**, v. 110, p. 168–173, dez. 2014.

AMANULLA, B.; CHAKRABARTI, S.; SINGH, S. N. **Reconfiguration of power distribution systems considering reliability and power loss**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 27, n. 2, p. 918 – 926, abr. 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N° 456, de 29 de novembro de 2000**. Brasília, 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **PRODIST – Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**, Brasília, 2014.

BARNES, P. R. et al. **The feasibility of replacing or upgrading distribution transformers during routine maintenance**. Tennessee, 2015.

BATTU, N. R.; ABHYANKAR, A. R.; SENROY, N. **DG planning with amalgamation of economic and reliability considerations**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 73, p. 273 – 282, out. 2015.

BENEDITO, R. **Análise de um mecanismo de compensação de reativos incorporado aos inversores de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 130f. Tese (Doutorado em Energia) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2014.

BP. **Statistical Review of World Energy June 2016**. London: BP, jun. 2016.

BRAUN, M. et al. **Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment? State of the art, progress, and future prospects**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 20, n. 6, p. 681 – 697, 2011.

CARLEN, M. et al. **Life cycle assessment of dry-type and oil-immersed distribution transformers with amorphous metal core**. 21th International Conference on Electricity Distribution. Frankfurt, 2011

CASTILLO-CAGIGAL, M. et al. **PV self-consumption optimization with storage and active DSM for the residential sector**. Solar Energy, v. 85, n. 9, p. 2338–2348, set. 2011.

DAVDA, A. T.; PAREKH, B. R. **System impact analysis of Renewable Distributed Generation on an existing Radial Distribution Network**. Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2012 IEEE, London, 2012.

DE FARIA, H.; COSTA, J. G. S.; OLIVAS, J. L. M. **A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 46, p. 201–209, jun. 2015.

DENHOLM, P.; KUSS, M.; MARGOLIS, R. M. **Co-benefits of large scale plug-in hybrid electric vehicle and solar PV deployment.** Journal of Power Sources, v. 236, p. 350 – 356, out. 2015.

DI SILVESTRE, M. L.; GRADITI, G.; SANSEVERINO, E. R. **A generalized framework for optimal sizing of distributed energy resources in Micro-Grids using an indicator-based swarm approach.** Industrial Informatics, IEEE Transactions on, v. 10, n. 1, p. 152 – 162, jan. 2016.

FAVUZZA, S.; GRADITI, G.; SANSEVERINO, R. E. **Adaptive and dynamic ant colony search algorithm for optimal distribution systems reinforcement strategy.** Applied Intelligence, v. 24, n. 1, p. 31 – 42, jan. 2016.

GUAN, W. et al. **Distribution system feeder reconfiguration considering different model of DG sources.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 68, p. 210 – 221, out. 2015.

HAMZEH, M.; VAHIDI, B.; ASKARIAN-ABYANEH, H. **Reliability evaluation of distribution transformers with high penetration of distributed generation.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 73, p. 163 – 169, out. 2015.

HASANZADEH, A.; EDRINGTON, C. S.; BEVIS, T. **Comprehensive study of power quality criteria generated by PV converters and their impacts on distribution transformers.** p. 5820 – 5826, out. 2015.

HOKE, A. et al. **Steady-State Analysis of maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders.** IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 4, n. 2, p. 350 – 357, 2013.

HOKE, A.; KOMOR, P. **Maximizing the benefits of distributed photovoltaics.** The Electricity Journal, v. 25, n. 3, p. 55 – 67, 2012.

HULSHORST, W.; GROEMAN, J. **Energy Saving In Industrial Distribution Transformers.** Arnhem, 2002

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **C57.91-1995**: Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers. 1996.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Std 1159-2009**: Recommended practice for monitoring electric power quality. 2009.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 60076-7**: Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers. 2005.

JIMENEZ, H. et al. **The impact of photovoltaic systems on distribution transformer: A case study**. Energy Conversion and Management, v. 47, n. 4, p. 311 – 321, mar. 2006.

KABIR, M. N. et al. **Improving voltage profile of residential distribution systems using rooftop PVs and battery energy storage systems**. Applied Energy, v. 134, p. 290 – 300, 2014.

KABIR, M. N.; MISHRA, Y.; BANSAL, R. C. **Probabilistic load flow for distribution systems with uncertain PV generation**. Applied Energy, v. 163, p. 343 – 351, 2016.

KACHLER, A. J.; HÖHLEIN, I. **Aging of cellulose at transformer service temperatures. Part 1: Influence of type of oil and air on the degree of polymerization of pressboard, dissolved gases, and furanic compounds in oil**. Electrical Insulation Magazine, IEEE, v. 21, n. 2, p. 15 – 21, out. 2015.

KARIMI, M. et al. **Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 53, p. 594 – 605, jan. 2016.

LIU, E.; BEBIC, J. **Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics**. Golden, 2008.

LO, Y.-K.; LEE, T.-P.; WU, K.-H. **Grid-connected Photovoltaic system with power factor correction**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, v. 55, n. 5, p. 2224–2227, maio 2008.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. **Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities.** Energy for Sustainable Development, v. 13, n. 3, p. 202–211, set. 2009.

MANITO, A. R. A.; PINTO, A.; ZILLES, R. **Evaluation of utility transformers' lifespan with different levels of grid-connected photovoltaic systems penetration.** Renewable Energy, v. 96, p. 700–714, out. 2016.

MOREIRA SOUZA, M. E. **Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real.** 105 f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, 2014.

NEAIMEH, M. et al. **A probabilistic approach to combining smart meter and electric vehicle charging data to investigate distribution network impacts.** Applied Energy, out. 2015.

OCHOA, L. F.; PADILHA-FELTRIN, A.; HARRISON, G. P. **Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index.** Power Delivery, IEEE Transactions on, v. 21, n. 3, p. 1452 – 1458, out. 2015.

PATSALIDES, M. et al. **Towards the establishment of maximum PV generation limits due to power quality constraints.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 42, n. 1, p. 285 – 298, out. 2015.

PEZESHKI, H.; WOLFS, P. J.; LEDWICH, G. **Impact of high PV penetration on distribution transformer insulation life.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 29, n. 3, p. 1212 – 1220, 2014.

PICCOLO, A.; SIANO, P. **Evaluating the Impact of Network Investment Deferral on Distributed Generation Expansion.** Power Systems, IEEE Transactions on, v. 24, n. 3, p. 1559 – 1567, out. 2015.

PINTO, A.; ZILLES, R. **Reactive power excess charging in grid-connected PV systems in Brazil.** Renewable Energy, v. 62, p. 47–52, fev. 2014.

POWER SYSTEM ENGINEERING RESEARCH CENTER. **Transformer Overloading and Assessment of Loss-of-Life for Liquid Filled Transformers.** Texas, 2011.

QIAN, K.; ZHOU, C.; YUAN, Y. **Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power transformers.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 65, p. 102 – 112, out. 2015.

SAHA, T. K. **Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers.** IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, v. 10, n. 5, p. 903–917, out. 2003.

SHAHNIA, F. et al. **Voltage unbalance improvement in low voltage residential feeders with rooftop PVs using custom power devices.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 55, p. 362 – 377, 2014.

SRINIVASAN, M.; KRISHNAN, A. **Prediction of Transformer Insulation Life with an Effect of Environmental Variables.** International Journal of Computer Applications, v. 55, n. 5, p. 43 – 48, 2012.

STETZ, T.; REKINGER, M.; THEOLOGITIS, I. **Transition from Uni-Directional to Bi-Directional Distribution Grids: Management Summary of IEA Task 14 Subtask 2 – Recommendation based on Global Experience.** Kassel, 2014.

STEVENS, J. W.; COREY, G. P. **A study of lead-acid battery efficiency near top-of-charge and the impact on PV system design.** Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1996, 1996.

SOLARPOWER EUROPE. **Global market outlook for photovoltaics 2016–2020,** 2016.

TANG, L. et al. **Determination of distributed generation capacity from a voltage regulation perspective.** Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES. Orlando, 2012.

TOVILOVIĆ, D. M.; RAJAKOVIĆ, N. L. J. **The simultaneous impact of photovoltaic systems and plug-in electric vehicles on the daily load and voltage profiles and the harmonic voltage distortions in urban distribution systems.** Renewable Energy, v. 76, p. 454 – 464, out. 2015.

APÊNDICE 1

Códigos Matlab para o cálculo da sobretensão e da DHTv no ponto de conexão à rede.

```

%Obaco Tensao vs Potencia Fotovoltaica 16 mm2
%Impedancia Linha - Z (p.u.)
%Comprimento Linha (km)- d
%Impedancia Base Zbase - Zb (ohms)
%Potencia Base Sbase - Sb (VA)
%Tensao Base Vbase - Vb (V)
%Potencia Gerador Fotovoltaico - PV (P(W) + Q(VAr)):1, 5, 10, 50, 100 kW)
clc
clear all

Vb = 220;
Sb = 1000;
Zb = (Vb^2)/Sb;
d = [0:0.01:0.1];

%Z condutor 16mm - Impedancia (FONTE: Norma Tecnica COPEL NTC 841001)
Z = (d/Zb).*(1.140+ 1i*0.357);
x0 = 1;
PV_Pf1 = [-1000 -5000 -10000 -50000/(3^0.5) -100000/(3^0.5) ] ;

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(PV_Pf1,2)
        [x,output] = fsolve(@(x)(abs(x)^2)-conj(x)+(Z(k)*conj(PV_Pf1(h)/Sb)),x0);
        Vabs_Pf1(h,k) = abs(x);
    end
end

PV_Pfi = [(-1000+0.4843*1000*1i) (-5000 + 0.4843*5000*1i) (-10000+0.4843*10000*1i) (-50000+0.4843*50000*1i)/(3^0.5) (-100000+0.4843*100000*1i)/(3^0.5) ] ;

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(PV_Pfi,2)
        [x,output] = fsolve(@(x)(abs(x)^2)-conj(x)+(Z(k)*conj(PV_Pfi(h)/Sb)),x0);
        Vabs_Pfi(h,k) = abs(x);
    end
end

PV_Pfc = [(-1000-0.4843*1000*1i) (-5000 - 0.4843*5000*1i) (-10000-0.4843*10000*1i) (-50000-0.4843*50000*1i)/(3^0.5) (-100000-0.4843*100000*1i)/(3^0.5) ] ;

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(PV_Pfc,2)
        [x,output] = fsolve(@(x)(abs(x)^2)-conj(x)+(Z(k)*conj(PV_Pfc(h)/Sb)),x0);
        Vabs_Pfc(h,k) = abs(x);
    end
end

```

```

%Abaco Tensão vs Potência Fotovoltaica 35 mm2
%Impedância Linha - Z (p.u.)
%Comprimento Linha (km) - d
%Impedância Base Zbase - Zb (ohms)
%Potência Base Sbase - Sb (VA)
%Tensão Base Vbase - Vb (V)
%Potência Gerador Fotovoltaico - PV (P(W) + Q(VAR)):1, 5, 10, 50, 100 kW)
clc
clear all
Vb = 220;
Sb = 1000;
Zb = (Vb^2)/Sb;
d = [0:0.01:0.1];
%Z condutor 35 mm2 - Impedância (FONTE: Norma Técnica COPEL NTC 841001)
Z = (d/Zb).*(0.538+ 1i*0.324);
x0 = 1;
PV_PFI = [-1000 -5000 -10000 -50000/(3^0.5) -100000/(3^0.5) ] ;

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(PV_PFI,2)
        [x,output] = fsolve(@(x)(abs(x)^2)-conj(x)+(Z(k)*conj(PV_PFI(h)/Sb)),x0);
        Vabs_PFI(h,k) = abs(x);
    end
end

PV_PFI = [(-1000+0.4843*1000*1i) (-5000 + 0.4843*5000*1i) (-10000+0.4843*10000*1i) (-50000+0.4843*50000*1i)/(3^0.5) (-100000+0.4843*100000*1i)/(3^0.5) ] ;

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(PV_PFI,2)
        [x,output] = fsolve(@(x)(abs(x)^2)-conj(x)+(Z(k)*conj(PV_PFI(h)/Sb)),x0);
        Vabs_PFI(h,k) = abs(x);
    end
end

PV_PFC = [(-1000-0.4843*1000*1i) (-5000 - 0.4843*5000*1i) (-10000-0.4843*10000*1i) (-50000-0.4843*50000*1i)/(3^0.5) (-100000-0.4843*100000*1i)/(3^0.5) ] ;

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(PV_PFC,2)
        [x,output] = fsolve(@(x)(abs(x)^2)-conj(x)+(Z(k)*conj(PV_PFC(h)/Sb)),x0);
        Vabs_PFC(h,k) = abs(x);
    end
end

```

```

%% Abaco Tensão vs Potência Fotovoltaica 70mm2
%Impedância Linha - Z (p.u.)
%Comprimento Linha (km) - d
%Impedância Base Zbase - Zb (ohms)
%Potência Base Sbase - Sb (VA)
%Tensão Base Vbase - Vb (V)
%Potência Gerador Fotovoltaico - PV (P(W) + Q(VAR)):1, 5, 10, 50, 100 kW)
clc
clear all
Vb = 220;
Sb = 1000;
Zb = (Vb^2)/Sb;
d = [0:0.01:0.1];
%Z condutor 70mm2 - Impedância (FONTE: Norma Técnica COPEL NTC 841001)
Z = (d/Zb).*(0.283+ 1i*0.3);
x0 = 1;
PV_PFI = [-1000 -5000 -10000 -50000/(3^0.5) -100000/(3^0.5) ] ;

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(PV_PFI,2)
        [x,output] = fsolve(@(x)(abs(x)^2)-conj(x)+(Z(k)*conj(PV_PFI(h)/Sb)),x0);
        Vabs_PFI(h,k) = abs(x);
    end
end

PV_PFI = [(-1000+0.4843*1000*1i) (-5000 + 0.4843*5000*1i) (-10000+0.4843*10000*1i) (-50000+0.4843*50000*1i)/(3^0.5) (-100000+0.4843*100000*1i)/(3^0.5) ] ;

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(PV_PFI,2)
        [x,output] = fsolve(@(x)(abs(x)^2)-conj(x)+(Z(k)*conj(PV_PFI(h)/Sb)),x0);
        Vabs_PFI(h,k) = abs(x);
    end
end

PV_PFC = [(-1000-0.4843*1000*1i) (-5000 - 0.4843*5000*1i) (-10000-0.4843*10000*1i) (-50000-0.4843*50000*1i)/(3^0.5) (-100000-0.4843*100000*1i)/(3^0.5) ] ;

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(PV_PFC,2)
        [x,output] = fsolve(@(x)(abs(x)^2)-conj(x)+(Z(k)*conj(PV_PFC(h)/Sb)),x0);
        Vabs_PFC(h,k) = abs(x);
    end
end

```

```

%Abaco DHTv vs Potencia Fotovoltaica e distancia
%Impedancia Linha : Z (p.u.)
%Comprimento Linha (km): d
%Impedancia Base Zbase : Zb (ohms)
%Potencia Base Sbase : Sb (VA)
%Tensao Base Vbase : Vb (V)
%Potencia Gerador Fotovoltaico : PV (P (W) + Q (VAR))

clc
clear all

Vb = 220;
Sb = 10000;
Zb = (Vb^2)/Sb;
d = [0:0.01:0.1];

%Inversor de 15 kW da Jema
I1 = 21.6;

Ih = [21.6 0.1486728000000000 0.0532008000000000 0.0648000000000000κ
0.1906632000000000 0.0149040000000000 0.1080000000000000 0.0087048000000000κ
0.0125928000000000 0.0041040000000000 0.0509112000000000κ
0.0041040000000000 0.0331992000000000 0.0026568000000000κ
0.0041688000000000 0.0015768000000000 0.0109512000000000κ
0.0012312000000000 0.0090072000000000 0.0017928000000000κ
0.0017928000000000 0.0013608000000000 0.0033912000000000κ
0.0007128000000000 0.0028080000000000 0.0007128000000000κ
0.0009288000000000 0.0007128000000000 0.0009288000000000κ
0.0003672000000000 0.0006480000000000 0.0002808000000000κ
0.0006480000000000 0.0002160000000000 0.0002808000000000κ
0.0002160000000000 0.0003672000000000 0.0002160000000000κ
0.0004968000000000 0.0002160000000000 0.0001512000000000κ
6.480000000000000e-05 0.0002808000000000 0.0002808000000000κ
0.0002160000000000 0.0002160000000000 0.0002160000000000κ
6.480000000000000e-05 0.0001512000000000 6.480000000000000e-05];
Ih = -Ih/(Sb/Vb);

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(Ih,2)
        %Z condutor 16mm2
        Z = (d(k)/Zb).*(1.140+ (1i*0.357*h));

        V_F(k,h)=-Z*Ih(h);

        V(k,h) = abs(V_F(k,h));

    end
    H1(k) =abs(V_F(k,1)+1);
    V(k,1) =0;
    THDv(k,1)= 100*sumsqr(V(k,:))/H1(k);
end

% Inversor de 45 kW
I1 = 3* 21.6;

Ih = 3* [21.6 0.1486728000000000 0.0532008000000000 0.0648000000000000κ
0.1906632000000000 0.0149040000000000 0.1080000000000000 0.0087048000000000κ
0.0125928000000000 0.0041040000000000 0.0509112000000000κ
0.0041040000000000 0.0331992000000000 0.0026568000000000κ
0.0041688000000000 0.0015768000000000 0.0109512000000000κ
0.0012312000000000 0.0090072000000000 0.0017928000000000κ
0.0017928000000000 0.0013608000000000 0.0033912000000000κ
0.0007128000000000 0.0028080000000000 0.0007128000000000κ
0.0009288000000000 0.0007128000000000 0.0009288000000000κ
0.0003672000000000 0.0006480000000000 0.0002808000000000κ
0.0006480000000000 0.0002160000000000 0.0002808000000000κ
0.0002160000000000 0.0003672000000000 0.0002160000000000κ
0.0004968000000000 0.0002160000000000 0.0001512000000000κ
6.480000000000000e-05 0.0002808000000000 0.0002808000000000κ
0.0002160000000000 0.0002160000000000 0.0002160000000000κ
6.480000000000000e-05 0.0001512000000000 6.480000000000000e-05];

```

```

0.001792800000000000 0.001360800000000000 0.003391200000000000κ
0.000712800000000000 0.002808000000000000 0.000712800000000000κ
0.000928800000000000 0.000712800000000000 0.000928800000000000κ
0.000367200000000000 0.000648000000000000 0.000280800000000000κ
0.000648000000000000 0.000216000000000000 0.000280800000000000κ
0.000216000000000000 0.000367200000000000 0.000216000000000000κ
0.000496800000000000 0.000216000000000000 0.000151200000000000κ
6.4800000000000000e-05 0.000280800000000000 0.000280800000000000κ
0.000216000000000000 0.000216000000000000 0.000216000000000000κ
6.4800000000000000e-05 0.000151200000000000 6.4800000000000000e-05];
Ih = -Ih/(Sb/Vb);

```

```

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(Ih,2)
        %Z condutor 16mm2
        Z = (d(k)/Zb).*(1.140+ (1i*0.357*h));
        V_F(k,h)=- (Z*Ih(h));
        V(k,h) = abs(V_F(k,h));
    end
    H1(k) =abs(V_F(k,1)+1);
    V(k,1) =0;
    THDv(k,2)= 100*sumsqr(V(k,:))/H1(k);
end

```

```

% Inversor de 90 kW
I1 = 6*21.6;

```

```

Ih = 6*[21.6 0.1486728000000000 0.0532008000000000 0.0648000000000000κ
0.1906632000000000 0.0149040000000000 0.1080000000000000 0.0087048000000000κ
0.0125928000000000 0.0041040000000000 0.0509112000000000κ
0.0041040000000000 0.0331992000000000 0.0026568000000000κ
0.0041688000000000 0.0015768000000000 0.0109512000000000κ
0.0012312000000000 0.0090072000000000 0.0017928000000000κ
0.0017928000000000 0.0013608000000000 0.0033912000000000κ
0.0007128000000000 0.0028080000000000 0.0007128000000000κ
0.0009288000000000 0.0007128000000000 0.0009288000000000κ
0.0003672000000000 0.0006480000000000 0.0002808000000000κ
0.0006480000000000 0.0002160000000000 0.0002808000000000κ
0.0002160000000000 0.0003672000000000 0.0002160000000000κ
0.0004968000000000 0.0002160000000000 0.0001512000000000κ
6.4800000000000000e-05 0.0002808000000000 0.0002808000000000κ
0.0002160000000000 0.0002160000000000 0.0002160000000000κ
6.4800000000000000e-05 0.0001512000000000 6.4800000000000000e-05];
Ih = -Ih/(Sb/Vb);

```

```

for k=1:size(d,2)
    for h=1:size(Ih,2)
        %Z condutor 16mm2
        Z = d(k)*(1.140+(1i*0.357*h))/Zb;
        V_F(k,h)=- (Z*Ih(h));
        V(k,h) = abs(V_F(k,h));
    end
    H1(k) = abs(V_F(k,1)+1);
    V(k,1) =0;
end

```

```
THDv(k,3)= 100*sumsqr(V(k,:))/H1(k);  
end
```

APÊNDICE 2

Códigos Matlab para o cálculo da redução da vida útil do transformador.

```

%clc ;
%clear all;

%Vida util de Transformador IEC 600076-7

dtetaor = 45; %Top-oil (in tank) temperature rise in steady state at rated
losses (no-load losses + load losses)
dtetahr = 35; %Hot-spot-to-top-oil (in tank) gradient at rated current
tauo = 150; %Average oil time constant
tauw = 7; %Winding time constant
R = 8; %Ratio of load losses at rated current to no-load losses
x = 0.8; %Exponential power of total losses versus top-oil (in tank)
temperature rise (oil exponent)
y = 1.3; %Exponential power of current versus winding temperature
rise (winding exponent)
k11 = 0.5; %Thermal model constant
k21 = 2; %Thermal model constant
k22 = 2; %Thermal model constant
K %load
ta %ambient temperature

Dt = 5;

tetao(1) = (((1+(K(1)^2)*R)/(1+R))^x)*dtetaor) + ta(1);
dtetah1(1) = k21*(K(1)^y)*dtetahr;
dtetah2(1) = (k21 - 1)*(K(1)^y)*dtetahr;
dtetah(1) = 0;
tetah(1) = 0;
DL(1) = 0;
L(1) = 0;

for n=2:288

Dtetao(n) = (Dt/(k11*tauo))*((((1+(R*K(n)^2))/(1+R))^x)*dtetaor) -
(tetao(n-1)-ta(n)); %Top-oil (in tank) temperature rise at the load
considered
tetao(n) = tetao(n-1) + Dtetao(n); %Top-oil temperature (in the
tank) at the load considered
Ddtetah1(n) = Dt/(k22*tauw)* (((k21)*dtetahr*(K(n)^y))-dtetah1(n-1));
dtetah1(n) = dtetah1(n-1) + Ddtetah1(n);
Ddtetah2(n) = Dt/(tauo/k22)* (((k21-1)*dtetahr*(K(n)^y))-dtetah2(n-1));
dtetah2(n) = dtetah2(n-1)+ Ddtetah2(n);
dtetah(n) = dtetah1(n)- dtetah2(n); %Hot-spot-to-top-oil (in tank)
gradient at the load considered
tetah(n) = tetao(n)+dtetah(n); %Hot-spot temperature
DL(n) = Dt*exp(15000/383)/exp(15000/(tetah(n)+273));
L(n) = L(n-1)+DL(n); %Total ageing over the time period
considered
end

LMM(1)=0;
for a=1:24
for b=2:12
LM(b) = tetah(((a-1)*12)+b);
LMM(b) = LMM(b-1) + LM(b);
tetahhora(a)= LMM(b);
end
end

LMM(1)=0;
for a=1:24
for b=2:12
LM(b) = DL(((a-1)*12)+b);
LMM(b) = LMM(b-1) + LM(b);
DLhora(a)= LMM(b);

```

```
end  
end
```

```
LMM(1)=0;  
for a=1:24  
  for b=2:12  
    LM(b) = K(((a-1)*12)+b);  
    LMM(b) = LMM(b-1) + LM(b);  
    Khora(a)= LMM(b);  
  end  
end
```

```
LMM(1)=0;  
for a=1:24  
  for b=2:12  
    LM(b) = ta(((a-1)*12)+b);  
    LMM(b) = LMM(b-1) + LM(b);  
    tahora(a)= LMM(b);  
  end  
end
```

```
tetahhora=tetahhora/12;  
DLhora=DLhora/12;  
tahora=tahora/12;  
Khora=Khora/12;
```

PUBLICAÇÕES GERADAS PELO TRABALHO

Artigos em periódicos

MANITO, A.; PINTO, A.; ZILLES, R. **Evaluation of utility transformers' lifespan with different levels of grid-connected photovoltaic systems penetration.** Renewable Energy, v. 96, p. 700–714, out. 2016.

PINTO, A.; ZILLES, R. **Reactive power excess charging in grid-connected PV systems in Brazil.** Renewable Energy, v. 62, p. 47–52, fev. 2014.

Artigos em congressos

RODRIGUEZ, M. ; ALMEIDA, M; PINTO, A.; ZILLES, R.; BENEDITO, R. **Protótipo De Seguidor Solar De Eixo Horizontal Para Sistemas Fotovoltaicos.** V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, 2014.

ALMEIDA, M; PINTO, A.; RODRIGUEZ, M.; ZILLES, R. **Desenvolvimento de Protótipo de Seguidor Solar de Eixo Horizontal para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** VII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2013.

PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. **Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** IV Congresso Brasileiro de Energia Solar (IV CBENS) e V Conferência Latino Americana da ISES, 2012, São Paulo. Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia Solar (IV CBENS), 2012.

JESUS, L.; BRITO, A.; FEDRIZZI, M. C. ; PINTO, A; ZILLES, R. **Desenvolvimento de um sistema de supervisão e aquisição de dados para bancada de ensaios de motobombas utilizando labview.** IV Congresso Brasileiro de Energia Solar (IV CBENS) e V Conferência Latino Americana da ISES, São Paulo, 2012.

VIANA, T.; PINTO, A.; ALMEIDA, M.; ZILLES, R. ; SILVA, J. **Projeto "seguidores solares para sistemas fotovoltaicos conectados à rede: sistemas com e sem concentração".** IV Congresso Brasileiro de Energia Solar (IV CBENS) e V Conferência Latino Americana da ISES, São Paulo, 2012.