

IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS SOBRE O FATOR DE POTÊNCIA DE UNIDADES CONSUMIDORAS: UC FV UFSC

Fernando André Cossengue Caiavi – fernandocaiavi@hotmail.com

Helena Flávia Naspolini

João Pedro Frederico de Abreu

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica

Ricardo Rütther

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Resumo. A Resolução Normativa Nº 1.000 da Agência Nacional de Energia Elétrica, de 7 de dezembro de 2021, estabelece, para o fator de potência (FP) de unidades consumidoras (UC) enquadradas na tarifação horária (horária verde ou horária azul), o limite mínimo de 0,92, a avaliação do FP com resolução horária e o faturamento de energia reativa excedente e da demanda reativa excedente, também em base horária. Este trabalho visa avaliar os impactos sobre o FP que advêm da inserção de fontes de geração fotovoltaica e de sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) na UC FV UFSC, que contrata sua energia elétrica junto à concessionária local na modalidade horária verde. Foram levantados perfis de demanda ativa, demanda reativa e de FP da UC sem a inserção de sistemas FV nem de SAEB e com a inserção de tais sistemas. No período analisado, os resultados mostraram que, sem a inserção de geração FV nem de SAEB, no período compreendido entre 23h30 e 5h30 da manhã, a UC apresenta FP menor do que 0,92 (capacitivo), fato que gera a cobrança de energia reativa excedente, ficando a UC, assim, sujeita à cobrança de multas por parte da concessionária. Com a inserção de geração FV e de SAEB, no período compreendido entre 5h30 e 23h30, o perfil do FP da UC é capacitivo e menor do que 0,92, fato que gera a cobrança de energia reativa excedente, ficando assim, sujeita à cobrança de multas por parte da concessionária. No período complementar ao anteriormente citado, verifica-se que, quando a UC injeta potência ativa na rede da concessionária, seu FP é indutivo. Neste caso, sempre que o valor do FP da UC é menor do que 0,92, a UC é penalizada através de multas devido ao baixo FP. Os resultados mostram ainda que a penalidade devido ao baixo FP da UC seria originada apenas pela energia reativa excedente e equivaleria à R\$ 89,79. Observou-se que a inserção de sistemas FV e de SAEB impacta fortemente o perfil do FP da UC FV UFSC.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos; Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias; Fator de Potência.

1. INTRODUÇÃO

Em 2022, a micro e minigeração distribuída (MMGD) teve 18.423 GWh de geração, com destaque para a energia solar fotovoltaica. Nesse mesmo ano, foi promulgada a Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022), estabelecendo o Marco Legal da MMGD. A Resolução Normativa Nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2023), estabeleceu a regulamentação da conexão de MMGD no sistema de distribuição nacional. A energia gerada e injetada na rede da concessionária pode ser compensada no consumo da UC, possibilitando economias por parte dos usuários da UC.

A variabilidade da geração FV é um problema para o sistema elétrico. Sistemas de armazenamento de energia elétrica em baterias (SAEB) podem ser utilizados como recurso flexível para arbitrar o melhor horário do despacho da energia acumulada, aumento do autoconsumo da geração FV, redução da curva de carga, fornecimento de energia em momentos críticos ou de contingência e regulação de picos de carga. Segundo XIE *et al.* (2020), SAEBs podem ser combinados com sistemas de geração FV para aumentar o autoconsumo de energia ativa e diminuir sua influência intermitente.

O uso de SAEB é uma tendência global em expansão, impulsionado pelo aumento da demanda por eletrônicos, veículos elétricos e eletricidade (EPE, 2019). Segundo (PDE 2030,2021) e (PDE 2031, 2022), no Brasil, o uso de SAEB, ainda pouco difundido devido ao seu alto custo, pode ser utilizado para o deslocamento de consumo nas tarifas A4 e branca e para o aumento do autoconsumo da UC.

Dantas *et al.* (2022) observaram que a inserção de SAEB em usina com geração intermitente permite suavizar a potência ativa e corrigir o FP da geração intermitente, melhorando a qualidade da energia no ponto de conexão. Pinto *et al.* (2020) avaliaram perfis de demanda, potência excedente injetada na rede e do fator de potência (FP) de uma UC alimentada em média tensão, com geração FV de 105 kWp. Bonilla *et al.* (2023) e Chaspierre *et al.*, (2022) estabeleceram métodos para a correção do FP em sistemas de armazenamento de energia (SAEB) ligados a fontes de geração ou a subestações. Adewuyi, *et al* (2019) propuseram a utilização de SAEB conectado diretamente à rede para a correção do

FP. Gomes et al. (2022) avaliaram os impactos da inserção de um SAEB de pequeno porte em uma unidade consumidora (UC) do grupo B com potência FV instalada de 6,82 kWp e perceberam que a inserção do SAEB aumentou o autoconsumo da UC em 18% e reduziu em 21% suas despesas mensais com energia elétrica. XIE *et al.* (2020) fizeram uso de sistemas de armazenamento para responder à ocorrências de contingências. Zhuk *et al.* (2016) utilizaram SAEB para prover energia adicional durante picos de demandas. Segundo Taveira et al. (2020) e Benedito *et al.* (2021), a inserção de sistemas FV em UCs conectadas à rede elétrica pode causar diminuição do FP da UC, durante os períodos de injeção de energia elétrica na rede da concessionária.

A REN N° 1.000/2021 (ANEEL, 2021), estipula critérios para consumidores sob tarifações horárias. Durante o período das 6h30 às 23h30, o FP deve ser, no mínimo, 0,92 para a energia e demanda de potência reativa indutiva (ind.) fornecida. Já entre 23h30 e 6h30, a concessionária local deve considerar seis períodos consecutivos de uma hora, com a exigência de que o FP seja, no mínimo, 0,92 para energia e demanda de potência reativa capacitiva (cap.) recebida. Com isso, a avaliação do perfil de FP para sistemas FV com SAEB se torna necessário.

Este trabalho visa avaliar os impactos sobre o FP que advêm da inserção de fontes de geração fotovoltaica (FV) e de sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) na UC FV UFSC, alimentada em média tensão (13,8 kV) e que contrata sua energia elétrica junto à concessionária local na modalidade horária verde.

2. METODOLOGIA

2.1 Caracterização da UC

O Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Laboratório Fotovoltaica-UFSC), está localizado no norte de Florianópolis (27°25'51,7"S 48°26'27,9"O). Segundo (Köppen, 1936), Florianópolis está localizada em uma região de clima subtropical úmido (cfa), oceânico, sem estação seca e verão quente.

A Fig. 1 apresenta a vista aérea do Laboratório FV UFSC.



Figura 1 – Vista aérea do Laboratório FV UFSC

Fonte: Arquivo FV UFSC.

A unidade consumidora do Laboratório Fotovoltaica UFSC (UC FV UFSC) pertence à classe de tensão A4 (13,8 kV) e possui minigeração solar fotovoltaica de aproximadamente 208 kWp, dos quais apenas 108 kWp estão em operação (durante a elaboração deste trabalho, os sistemas FV bifaciais do CTG (100 kWp) ainda não estavam conectados à rede elétrica). A UC possui também, sistemas de armazenamento de energia em baterias de íons de lítio de primeira vida (100 kW, 100 kWh) e sistemas de armazenamento de energia em baterias em segunda vida (100 kW, 105 kWh), que se conectam a um *Power Conversion System* (PCS), conforme mostra a Fig. 2. Como a potência nominal do PCS é de 100 kW, os sistemas de armazenamento de energia de primeira e de segunda vida operam separadamente. Neste trabalho, será avaliada apenas a operação do SAEB de primeira vida.

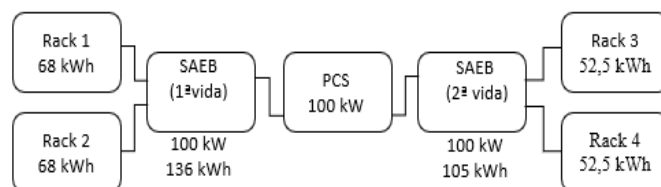


Figura 2 - Configuração do SAEB - FV UFSC

Fonte: Adaptado de Cantú *et al.* (2022).

A carga elétrica da UC é constituída por sistemas de iluminação à LED, sistemas de ar condicionado, tomadas de uso geral que alimentam majoritariamente microcomputadores, circuitos que alimentam bancadas experimentais e um ônibus elétrico (75 kW, 128 kWh), sua maior carga (indisponível no período analisado neste trabalho). Cargas auxiliares tais como, um condicionador de ar de 9.000 BTUs, um condicionador de ar de 72.000 BTUs e uma tomada para conectar o cortador de grama foram instaladas nos containers que abrigam o SAEB e a subestação (SE), partes integrantes da UC FV UFSC. Adicionalmente, no Bloco B do Laboratório FV UFSC, está instalado um sistema de armazenamento de energia em baterias (30 kW, 60,5 kWh) cuja finalidade é fornecer energia elétrica para o Laboratório FV UFSC em

momentos em que a rede elétrica falha (*nobreak*). Tal sistema de armazenamento de energia em baterias opera normalmente em “*standby*”.

O SAEB, objeto de estudo, opera dentro de períodos específicos para a realização das tarefas horários de início e fim. O modo de operação dos controladores do medidor da rede e o do SAEB estão mostrados na Tab. 1.

Tabela 1 - Períodos, modos e valores de operação do SAEB.

Período	Controlador Medidor	Modo de operação	Valores de operação
6h01 às 17h15	Rede	Injeção	Potência Fixa = 0 kW
	SAEB	Carga	Faixa de potência (entre mínimo e máximo da potência ativa excedente injetada na rede elétrica <100 kW); FP = 1.
17h16 às 18h30	SAEB	Carga	Potência Fixa = 100 kW; FP = 1.
18h31 às 20h30	Rede	Consumo	Potência fixa=0 kW; FP = 1.
	SAEB	Descarga	Faixa de potência entre o máximo e o mínimo da potência demandada; FP =1.
20h31 às 21h30	SAEB	Descarga	Potência Fixa = 100 kW; FP = 1.

Fonte: Adaptado de Pinto (2020)

A Fig. 3 apresenta em diagrama de blocos, os subsistemas elétricos integrantes da UC FV UFSC.

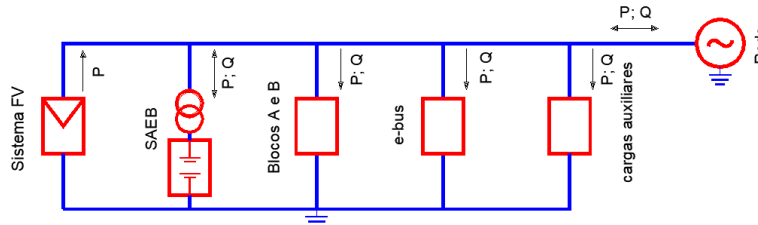


Figura 3- Subsistemas elétricos integrantes da UC FV UFSC.

2.2 Demanda ativa, demanda reativa, energia ativa e energia reativa da UC

Dados de demanda ativa (kW)/reativa (kvar) injetada/requerida do sistema elétrico de distribuição pela UC, em intervalos de 15 minutos, foram obtidos a partir do medidor de energia elétrica instalado no ponto de entrega da UC. Dados de demanda ativa/reativa dos subsistemas que integram a UC FV UFSC (Blocos A e B, sistema FV e SAEB), em intervalos de 1 minuto, foram obtidos através de medidores de energia elétrica instalados em cada subsistema.

A partir dos perfis de demanda ativa/reativa injetada/requerida do sistema elétrico de distribuição pela UC, foram calculadas as energias ativas (kWh)/reativas (kvarh) injetadas/requeridas da concessionária pela UC, em intervalos de 15 minutos, conforme mostra a Eq. (1). A energia elétrica ativa/reativa, no intervalo de tempo i , pode ser calculada com o somatório das energias ativa/reativa num intervalo de tempo k , integralizados no intervalo de tempo especificado conforme é mostrado na Eq. (2).

$$E = \frac{15}{60} * D \tag{1}$$

$$E_{(i)} = \sum_{k=1}^n E_{(k)} \tag{2}$$

onde, E - Energia ativa ou reativa injetada/requerida da concessionária, em intervalos de 15 minutos; D - Demanda ativa ou reativa injetada/requerida da concessionária, em intervalos de 15 minutos. $E_{(i)}$ - Energia ativa ou reativa consumida/injetada na rede, no intervalo de tempo i ; $E_{(k)}$ - Energia ativa ou reativa consumida/injetada na rede no intervalo de tempo k .

Este trabalho adota para o Horário de Ponta (P), a mesma definição da concessionária local (Celesc), ou seja, o período compreendido entre 18h30 e 21h30 e Horário Fora de Ponta (FP) ao horário complementar ao Horário P.

2.3 Fator de potência (FP), energia reativa excedente e demanda reativa excedente da UC

O FP, no intervalo de tempo i , pode ser obtido pela relação entre a demanda ativa medida no intervalo de tempo i e a demanda aparente no mesmo intervalo de tempo (i), conforme mostra a Eq. (3).

$$FP_{(i)} = \frac{D_{P(i)}}{\sqrt{D_{P(i)}^2 + D_{Q(i)}^2}} \quad (3)$$

A energia reativa excedente E_{RE} (kWh) e o excedente de demanda da UC $D_{RE}(p)$ (kW) são calculados conforme prescrições da Resolução Normativa ANEEL N° 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021, conforme mostram as Eq. (4) e Eq. (5). A despesa pelo excedente de energia reativa (M_{ERE}) e a despesa pelo excedente de demanda reativa (M_{DRE}) podem ser calculadas pelas equações 6 e 7, respectivamente, ambas dadas em R\$.

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[E_{P(T)} * \left(\frac{FP_R}{FP(T)} - 1 \right) \right] \quad (4)$$

$$D_{RE}(p) = \sum_{T=1}^n \text{MAX} \left(DAM_T * \frac{FP_R}{FP(T)} \right) - DAF(p) \quad (5)$$

$$M_{ERE} = E_{RE} * TE \quad (6)$$

$$M_{DRE} = D_{RE} * TD \quad (7)$$

onde, $E_{P(T)}$ - Energia ativa medida no período T de 1 hora, durante um ciclo de faturamento, expressa em kWh; FP_R - fator de potência de referência = 0,92; $FP(T)$ - fator de potência da UC calculado no período T de 1 hora, durante um ciclo de faturamento; DAM_T - demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de uma hora "T", durante o período de faturamento, expressa em quilowatt (kW); $DAF(p)$ - demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário "p" no período de faturamento, expressa em quilowatt (kW); TE - tarifa de energia da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, em R\$/kWh; TD - tarifa de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul, em R\$/kW.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para facilitar a interpretação dos gráficos, denominou-se “SSFB” à UC sem geração FV nem SAEB e “SCFB” à UC com geração FV e SAEB. Os dados foram normalizados em pu (100 kW, 100 Kvar). Quando aplicável, o FP referência (0,92) é representado no gráfico pela linha na cor preta.

3.1 Perfis de demanda ativa, demanda reativa e do FP da UC - dia não útil

A Fig. 4 apresenta, para o dia 12/02/2022 (sábado), a evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do FP da UC sem a inserção dos sistemas de geração FV e de SAEB (SSFB), em intervalos de 15 minutos.

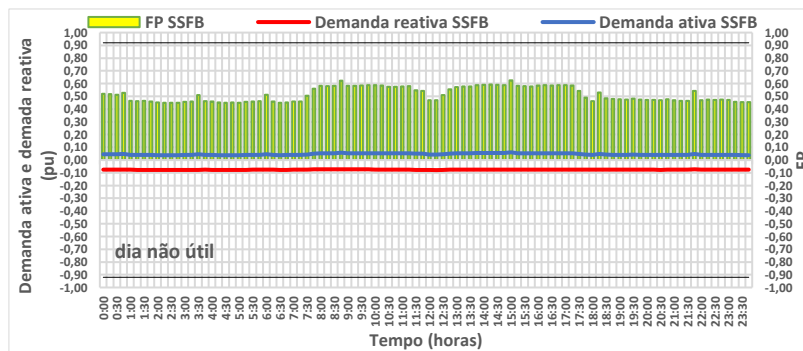


Figura 4 - Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência da UC sem a inserção dos sistemas de geração FV e do SAEB, em intervalos de 15 minutos - 12/02/2022.

Observam-se valores baixos de demanda ativa e de demanda reativa (capacitiva) requeridas da concessionária pela UC, justificáveis pelo fato de que, em dias não úteis (feriados, sábados e domingos) o consumo da UC corresponde apenas

ao consumo de sistemas de segurança tais como, alguns pontos de iluminação, iluminação e sistemas de ar condicionado instalados nos containers que abrigam a subestação transformadora e o SAEB e ainda ao consumo do sistema de baterias (30 kW, 60,5 kWh), utilizado exclusivamente como *nobreak*, permanentemente em *standby*. Observa-se que o FP da UC (capacitivo) varia entre 0,45 e 0,63, muito abaixo do FP referência de 0,92. A Fig. 5 apresenta, para o dia 12/02/2022 (sábado) e para os sistemas FV agrupados, a evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do FP, em intervalos de 15 minutos.

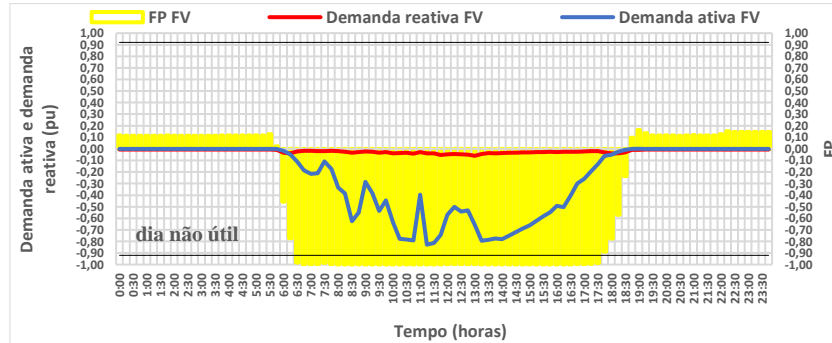


Figura 5 - Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência dos sistemas de geração FV agrupados, em intervalos de 15 minutos - 12/02/2022.

Observa-se que nos períodos compreendidos entre 0h e 6h30 e entre 18h20 e 23h45, os sistemas FV não geram energia elétrica. Observa-se ainda que, os sistemas FV integrantes da UC estão ajustados para produzir energia com FP aproximadamente igual a um. A demanda ativa FV começa a ser registrada pelo medidor de energia elétrica por volta das 6h30, atinge o valor máximo de 0,83 pu (11h30) e o valor mínimo de 0,05 pu (18h15). Observa-se que das 6h30 às 18h15, horário de funcionamento da geração FV, o FP é de aproximadamente igual a um.

A Fig. 6 apresenta, para o dia 12/02/2022, a evolução da demanda ativa e da demanda reativa e do FP da UC com a inserção dos sistemas de geração FV e do SAEB em *standby*, em intervalos de 15 minutos.

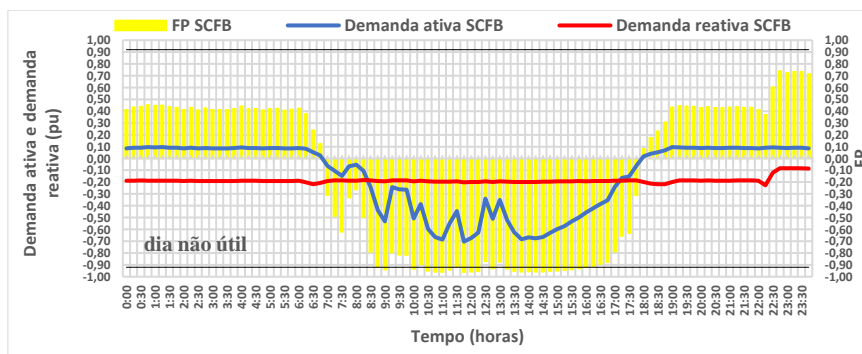


Figura 6 - Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência da UC com a inserção dos sistemas de geração FV e do SAEB (em *standby*), em intervalos de 15 minutos - 12/02/2022.

No período compreendido entre 0h e 6h45 as demandas ativas e reativas variam pouco. Neste período, o FP assume valores que variam de 0,41 (cap.) e 0,18 (cap.). No período compreendido entre 6h45 e 18h, a UC injeta energia elétrica na rede da concessionária. As demandas ativas injetadas na rede variam consideravelmente ao longo do dia em função da variação da irradiação solar incidente no plano dos sistemas FV (de 0,3 pu a 0,7 pu) e as demandas reativas injetadas na rede da concessionária apresentam pouca variação. Neste período, o FP apresenta valores que variam de 0,31 (ind.) a 0,96 (ind.). No período correspondido entre 8h45 e 17h15 o FP é aproximadamente 0,92 (ind.). Entre 18h15 e 23h45, notam-se baixas demandas ativa/reactiva solicitadas à rede da concessionária e baixo FP. A Fig. 7 resume, para o dia 12 de fevereiro de 2022, a evolução do FP da UC sem inserção da geração FV e de o SAEB (SSFB) e a evolução do FP da UC com a inserção da geração FV e do SAEB (em *standby*) (SCFB).

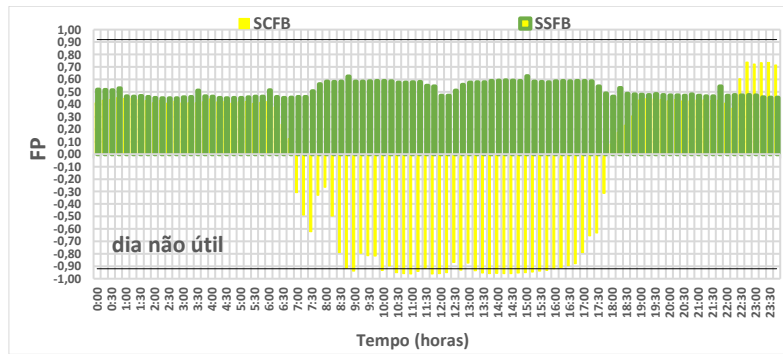


Figura 7 - Evolução do FP da UC sem inserção da geração FV e SAEB e do FP da UC com a inserção da geração FV e SAEB (em *standby*) – 12/02/2022.

3.2 Perfis de demanda ativa, demanda reativa e do FP da UC - dia útil

A Fig. 8 apresenta, para o dia 15/02/2022 (terça-feira), a evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência da UC sem a inserção dos sistemas de geração FV e SAEB, em intervalos de 15 minutos.

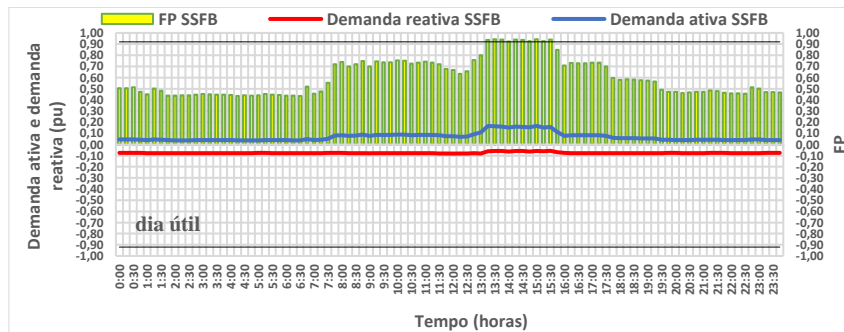


Figura 8 - Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência da UC sem a inserção dos sistemas de geração FV e SAEB, em intervalos de 15 minutos - 15/02/2022.

Os resultados mostram valores baixos para as demandas ativas e demandas reativas (capacitiva) solicitadas à rede da concessionária durante todo o período analisado. Durante as 24 horas do dia, o FP da UC apresenta-se capacitivo. Das 0h às 7h30 observam-se baixos FPs. Maiores valores de FP são observados no início do dia, por volta das 8h, período em que começa a se notar maior demanda ativa solicitada da rede pela UC. Neste período o FP (cap.) varia entre 0,7 e 0,8 e se mantém até as 12h30, quando cai para 0,66. A partir das 13h45, o FP aumenta (aproximadamente 0,92) mantendo tal valor até as 16h. As 16h registra-se diminuição do FP para 0,71, continuando a diminuir até as 19h45 (variando entre 0,71 pu e 0,47 pu). Como a demanda reativa permanece praticamente constante, o FP varia em função da variação da potência ativa solicitada pela UC. A Fig. 9 apresenta, para o dia 15/02/2022 e para os sistemas FV agrupados, a evolução da demanda ativa e da demanda reativa (expressas em pu) e do FP, em intervalos de 15 minutos.

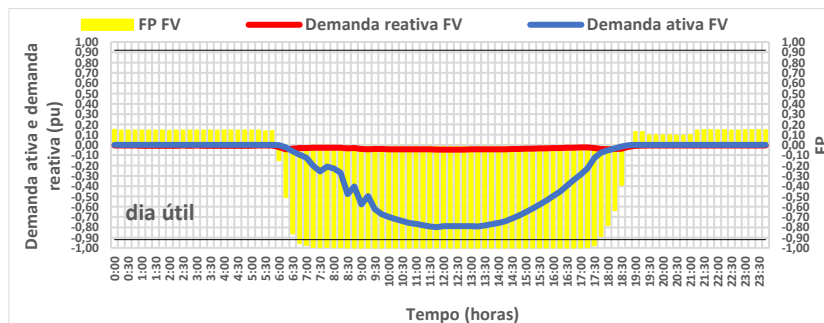


Figura 9 - Evolução da demanda ativa, demanda reativa e FP dos sistemas FV agrupados em intervalos de 15 minutos – 15/02/2022.

Observa-se que nos períodos compreendidos entre 0h e 6h e entre 18h15 e 23h45, os sistemas FV não geram energia elétrica. Os sistemas FV integrantes da UC estão ajustados para produzir energia com FP aproximadamente igual a um. A demanda ativa FV injetada na rede da concessionária começa a ser registrada pelo medidor de energia elétrica por volta das 6h15 (0,03pu) e atinge o valor máximo às 12h (0,79 pu). No período entre 07h e 17h45, o FP é maior do que 0,92. A Fig. 10 apresenta, para o dia 15/02/2022 e para o SAEB, a evolução das demandas do FP.

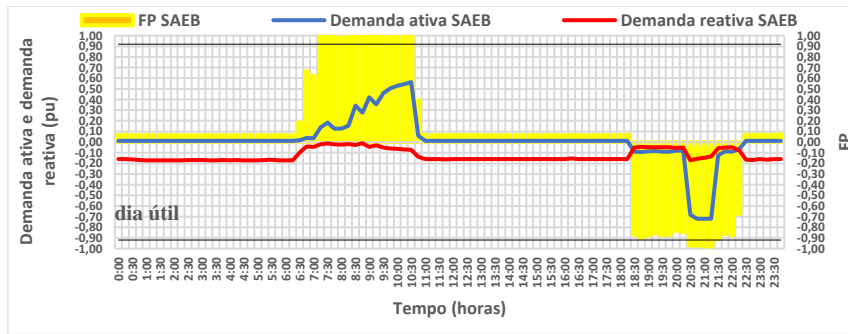


Figura 10 - Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do fator de potência do SAEB, em intervalos de 15 minutos – 15/02/2022.

Os resultados mostram que o SAEB começa a ser carregado com a energia excedente injetada na rede da concessionária por volta das 6h30, e completa sua carga às 10h30. O SAEB permanece em *standby* aguardando seu descarregamento até as 18h30. Das 18h30 às 20h30 (Horário P), a descarga do SAEB é feita com potência ativa equivalente à demanda da UC. Das 20h30 às 21h30, descarrega-se o SAEB com potência equivalente à sua potência nominal (100 kW). A demanda reativa observada se deve à operação do transformador conectado ao SAEB. Observa-se que, durante o processo de carga e descarga, o SAEB apresenta FP elevado. Entre as 7h e 10h30 (carregamento do SAEB), o FP do SAEB é maior que 0,92 (cap.). Durante o Horário P, das 20h30 às 21h30, o SAEB é descarregado com FP próximo a 0,98 (ind.). A Fig. 11 apresenta a evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do FP do SCFB.

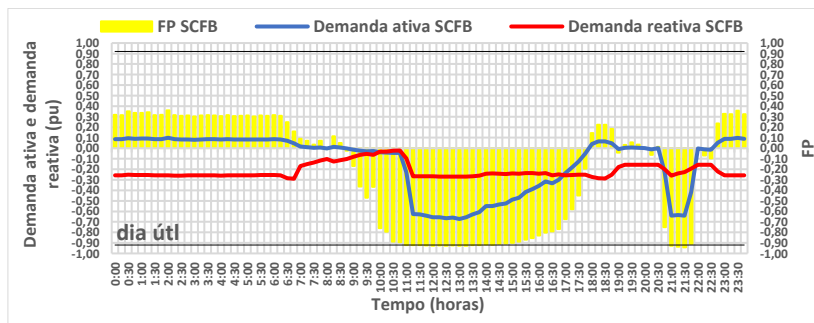


Figura 11 - Evolução da demanda ativa, da demanda reativa e do FP da UC com a inserção dos sistemas de geração FV e do SAEB, em intervalos de 15 minutos – 15/02/2022.

Entre 0h e 6h30 as demandas ativas e reativas solicitadas à concessionária pela UC variam pouco. Neste período, o FP assume valores que variam entre 0,32 (cap.) e 0,25 (cap.). Entre 9h e 17h45, a UC injeta energia elétrica na rede. As demandas ativas injetadas na rede variam consideravelmente ao longo do dia em função da variação da irradiação solar incidente no plano dos sistemas FV e as demandas reativas apresentam pouca variação. Neste período, a UC apresenta FP entre 0,31 (ind.) e 0,96 (ind.). Das 10h45 às 16h o FP é aproximadamente 0,92 (ind.). No Horário P ocorre a descarga do SAEB, com potência ativa equivalente à demanda da UC (baixo FP da UC) e das 20h30 às 21h30 ocorre a descarga do SAEB em sua potência nominal (elevado FP da UC). A Fig. 12 resume a evolução do FP do SSFB e do SCFB.

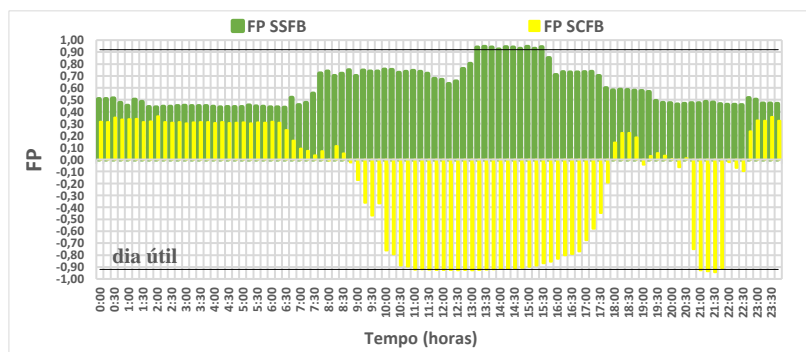


Figura 12 - Evolução do FP da UC sem inserção da geração FV e de SAEB e do FP da UC com a inserção da geração FV e do SAEB, em intervalos de 15 minutos - 15/02/2022.

A Tab. 2 apresenta a evolução horária do FP do SSFB e do SCFB. Valores de FP que geram excedentes de energia e de demanda reativa, que por sua vez implicam em penalidades à UC, estão destacados na cor amarela. Em verde, são apresentados os valores de FP maiores ou iguais a 0,92. Em rosa, estão destacados valores de FP menores do que 0,92, que não implicam em penalidades à UC.

Tabela 2 - Evolução horária do FP do SSFB e do SCFB.

		FP para o sistema sem geração fotovoltaica e SAEB (SSFB)																		Ponta				
Horas	20jan: 23:30	0:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30
Dia	às 00:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	23:30
12/fev	0,51	0,48	0,45	0,47	0,46	0,45	0,47	0,47	0,58	0,59	0,58	0,57	0,50	0,57	0,59	0,59	0,58	0,58	0,49	0,48	0,47	0,47	0,49	0,46
15/fev	0,50	0,48	0,44	0,45	0,44	0,44	0,44	0,50	0,72	0,73	0,74	0,73	0,66	0,89	0,93	0,93	0,76	0,72	0,59	0,55	0,47	0,48	0,46	0,49
		FP para o sistema com geração fotovoltaica e SAEB (SCFB)																		Ponta				
Horas	20jan: 23:30	0:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30
Dia	às 00:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	23:30
12/fev	0,43	0,45	0,42	0,42	0,43	0,42	0,36	-0,44	-0,54	-0,89	-0,92	-0,95	-0,95	-0,93	-0,96	-0,95	-0,92	-0,79	0,08	0,41	0,43	0,43	0,44	0,73
15/fev	0,32	0,33	0,33	0,31	0,31	0,31	0,29	0,11	0,07	-0,36	-0,70	-0,92	-0,92	-0,92	-0,92	-0,89	-0,82	-0,64	0,14	0,11	-0,01	-0,92	-0,62	0,33

No período compreendido entre 23h30 e 5h30, os resultados mostram que a UC apresenta baixos valores de FP (capacitivo) tanto sem como com a inserção da geração FV e SAEB. Neste período os valores de FP (cap.) estão abaixo de 0,92, o que gera excedente de energia e de demanda reativa, pois a rede é capacitiva. Observa-se a baixa frequência de ocorrência de valores do FP menores do que 0,82 durante o período em que ocorre injeção de energia FV na rede da concessionária. Valores de FP indutivo maiores ou iguais a 0,92, são observados o período compreendido entre 10h30 e 15h30, período de elevada injeção de energia FV na rede da concessionária, e também no período compreendido entre 20h30 e 21h30, horário em que o SAEB descarrega toda sua energia na rede da concessionária, com potência nominal.

3.3 Energia reativa excedente

A Tab. 3 apresenta a evolução horária da energia reativa excedente da UC sem e com a inserção da geração FV e de SAEB. O dia não útil (12/02) está destacado na cor-de-rosa e o dia não útil em branco. A penalidade devido à energia reativa excedente é aplicável à UCs que contratam sua energia tanto na modalidade horária verde como na modalidade horária azul.

Tabela 3 - Evolução horária do excedente de energia reativa do SSFB e do SCFB.

		Excedente de energia reativa (kWh) Ponta e Fora P do sistema sem geração FV e SAEB (SSFB)																		Horário de Ponta					
Horas	20jan: 23:30	0:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	Total
Dia	às 00:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	23:30	Total
12/fev	3,6	3,8	4,0	3,9	4,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,4
15/fev	3,6	3,9	4,1	4,1	4,1	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,9
Total																									47,3
		Excedente de energia reativa (kWh) Ponta e Fora P do sistema com geração FV e SAEB (SCFB)																		Horário de Ponta					
Horas	20jan: 23:30	0:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	Total
Dia	às 00:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	23:30	Total
12/fev	10,2	9,9	10,4	10,5	10,3	10,5	0,0	8,0	8,3	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	83,2
15/fev	16,2	15,9	16,2	16,5	16,6	16,5	0,0	0,0	0,0	2,6	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	4,2	9,3	0,0	0,0	8,6	0,0	5,3	0,0	130,6
Total																									213,8

Para o SSFB, no período compreendido entre 23h30 e 5h30, como consequência do FP sempre capacitivo, haveria a ocorrência de penalidades devido a energia reativa excedente, pois a rede é capacitiva. Para período compreendido entre 6h e 23h30, embora o FP seja sempre menor do que 0,92 capacitivo, não há aplicação de penalidades, pois neste período a rede é indutiva. No dia 12 de fevereiro, a energia reativa excedente da UC seria de 23,4 kWh e no dia 15 de fevereiro seria de 23,9 kWh, totalizando 47,3 kWh. Para o SCFB, entre 23h30 e 5h30, como consequência do FP sempre capacitivo, há a ocorrência de penalidades devidas à energia reativa excedente, pois a rede é capacitiva. No período compreendido entre 6h e 17h30, o FP da UC é indutivo. Sempre que o FP da UC atinge valor menor do 0,92 (ind.), há aplicação de penalidades, pois neste período a rede é indutiva. No período compreendido entre 18h30 e 21h30 sempre que o FP da UC atinge valor menor do 0,92 (ind.), há aplicação de penalidades, pois neste período a rede é indutiva. No dia 12 de fevereiro, a energia reativa excedente da UC é de 83,2 kWh e no dia 15 de fevereiro de 130,6 kWh, totalizando 213,8 kWh. Observa-se, que a inserção de geração FV e SAEB proporcionou maior excedente de energia reativa à UC, e consequentemente, aumento de despesas monetárias devido ao consumo de energia reativa excedente.

3.4 Excedente de demanda de potência reativa

A Tab. 4 apresenta a evolução horária do excedente de demanda de potência reativa do SSFB e do SCFB.

Tabela 4 - Evolução horária do excedente de demanda de potência reativa do SSFB e do SCFB.

		Excedente de demanda reativa (kW) do sistema sem geração fotovoltaica nem SAEB (SSFB)																		Horário de Ponta					
Horas	20jan: 23:30	0:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	Total
Dia	às 00:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	23:30	Total
12/fev	3,6	3,8	4,0	3,9	4,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15/fev	3,6	3,9	4,1	4,1	4,1	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Excedente de demanda reativa (kW) do sistema com geração fotovoltaica e SAEB (SCFB)																		Horário de Ponta					
Horas	20jan: 23:30	0:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	Total
Dia	às 00:30	1:30	2:30	3:30	4:30	5:30	6:30	7:30	8:30	9:30	10:30	11:30	12:30	13:30	14:30	15:30	16:30	17:30	18:30	19:30	20:30	21:30	22:30	23:30	Total
12/fev	10,0	9,8	10,1	10,3	9,9	10,3	0,0	12,3	19,6	38,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15/fev	15,5	15,7	15,2	16,3	16,5	16,4	0,0	0,0	0,0	3,6	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	49,0	39,1	30,3	0,0	0,0	7,9	0,0	16,0	0,0	

Para o SSFB, no período compreendido entre 23h30 e 5h30, como consequência do FP sempre capacitivo, haveria a ocorrência de demanda de potência reativa excedente, pois a rede é capacitiva e, conseqüentemente, haveria também penalidade devido à demanda de potência reativa excedente. Para o período compreendido entre 6h e 23h30, embora o FP seja sempre menor do que 0,92 (cap.), não haveria aplicação de penalidades, pois neste período a rede é indutiva.

Para o SCFB, no período compreendido entre 23h30 e 5h30, como consequência do FP da UC sempre capacitivo, há ocorrência de demanda de potência reativa excedente, pois a rede é capacitiva. Neste período, haveria penalidade devido à demanda de potência reativa excedente. No período compreendido entre 6h e 17h30, o FP da UC é indutivo. Sempre que o FP da UC atinge valor menor do que 0,92 (ind.), há a ocorrência de demanda de potência reativa excedente e, haveria penalidade devido à demanda de potência reativa excedente, pois a rede é indutiva. No período compreendido entre 18h30 e 21h30 sempre que o FP da UC atinge valor menor do 0,92 (ind.), há a ocorrência de demanda de potência reativa excedente, com penalidade aplicada à UC devido à demanda de potência reativa excedente, pois a rede é indutiva.

4. CONCLUSÃO

A Resolução Normativa ANEEL N° 1.000, de 7 de dezembro de 2021, estabelece que UCs alimentadas em média tensão (MT) com FP abaixo de 0,92, estão sujeitas à penalidades devido à energia reativa excedente e à penalidades devido à demanda reativa excedente.

No período analisado, os resultados mostraram que, sem a inserção de geração FV nem de SAEB, no período compreendido entre 23h30 e 5h30 da manhã, a UC apresenta FP menor do que 0,92 (cap.), fato que gera energia reativa excedente, ficando assim, sujeita à cobrança de multas por parte da concessionária. Com a inserção de geração FV e de SAEB, no período compreendido entre 5h30 e 23h30, o perfil do FP da UC é capacitivo e menor do que 0,92, fato que gera energia reativa excedente, e conseqüentemente a cobrança de multas por parte da concessionária. No período complementar ao anteriormente citado, verifica-se que, quando a UC injeta potência ativa na rede da concessionária, seu fator de potência é indutivo. Neste caso, sempre que o valor do fator de potência da UC é menor do que 0,92, a UC é penalizada através de multas devido ao baixo fator de potência. Os resultados mostram que a inserção dos sistemas FV e do SAEB impactam fortemente o perfil do FP da UC FV UFSC.

Para a Celesc e para o ano de 2023, os valores das tarifas de energia (TE) e de demanda (TD) (sem tributos), nos horários FP e P, são de TE= R\$ 0,37832/KWh (FP) e TD =18,56 R\$/kW(FP) e de TE=R\$ 1,4144/KWh (P) e TD=36,16 R\$/kW (P) ([Tarifas de Energia \(celesc.com.br\)](http://tarifas.de.energia.celesc.com.br), 2023). A UFSC contrata a energia para a UC FV UFSC na modalidade hoária verde.

Se a UC apresentasse os mesmos perfis de consumo (observados do período analisado neste trabalho) nos dias 12/02/2023 e 15/02/2023, os resultados mostram que a penalidade devido ao seu baixo FP seria originada apenas pela energia reativa excedente e equivaleria à R\$ 89,79.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e ao Laboratório FV UFSC pelas bolsas de estudo, e ao Laboratório FV UFSC pela disponibilização de dados para a realização da pesquisa.

REFERÊNCIAS

- Adewuyi, O. B., Shigenobu, R., Ooya, K., Senjyu, T., & Howlader, A. M. (2019). Static voltage stability improvement with battery energy storage considering optimal control of active and reactive power injection. *Electric Power Systems Research*, 172, 303–312. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.004>.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2023. Resolução Normativa ANEEL N° 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Disponível em <ren20211000.pdf (aneel.gov.br)>. Acesso em: 15 de mar 2023.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL N° 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. Brasil, 7 fev. 2023b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 15 mar. 2023.
- Benedito, R. S., Zilles, R., Pinho, J. T., 2021. Overcoming the power factor apparent degradation of loads fed by photovoltaic distributed generators. *Renewable Energy*, v. 164, p. 1364-1375.
- Bonilla, O., & Le, H. T. (2023). Multi-functional energy storage system for supporting solar PV plants and host power distribution system. *Journal of Energy Storage*, 73(108933), 108933. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108933>
- Brasil, Lei No 14.300, de 6 de janeiro de 2022. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –ANEEL.
- Cantú, V. Z., De Oliveira, A. K. V., Braga, M., Hohmann, M., Gomes, A. M. F., Dos Santos, D. O., Rütther, R., 2022. Comparativo técnico entre bancos de baterias de primeira e segunda vida para aplicação on-grid de porte comercial, IX CBENS - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.
- Chaspierre, G., Panciatici, P., & Van Cutsem, T. (2022). Control of a battery energy storage system to compensate for ADN equivalents inaccuracies. *Electric Power Systems Research*, 213(108455), 108455. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108455>
- Dantas, N. K., Souza, A. C., Vasconcelos, A. S., Junior, W. D. A., Rissi, G., Dall’Orto, C., ... & Rosas, P. 2022. Impact analysis of a battery energy storage system connected in parallel to a wind farm. *Energies*, v. 15, n. 13, p. 4586.

- EPE – Sistemas de armazenamento em baterias. Aplicações e questões relevantes para o planejamento, 2029. Disponível em: [Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento \(epe.gov.br\)](https://www.epe.gov.br/Sistemas-de-Armazenamento-em-Baterias-Aplicacoes-e-Questoes-relevantes-para-o-Planejamento). Acesso em 27 de novembro de 2023.
- Gomes, A. M. F., Pinto, G. X. A., de Oliveira, A. K. V., Pizzutti, K. B., Braga, M., Dos Santos, D. O., Nascimento, L. R., Rütther, R., 2022. Análise da viabilidade econômica para um sistema de armazenamento de energia sob a ótica tarifária em uma unidade prosumidora residencial, IX CBENS - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.
- Köppen, W., 1936. Das geographische System der Klimate, Handbuch der Klimatologie, edited by: Köppen, W. and Geiger, G., I. C. Gebr, Borntraeger, p. 1–44.
- PDE 2030- Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021 https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf.
- PDE 2031- Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2022 https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf.
- Pinto, G. X. A., 2020. Metodologia de avaliação técnica e econômica da inserção de um sistema de armazenamento de energia em baterias em consumidor comercial ou industrial com geração solar fotovoltaica e veículo elétrico. Qualificação de doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da UFSC.
- Pinto, G. X. A., dos Santos, D. O., de Abreu, J. P. F., Hirassaki., Naspolini, H. F., 2020. Perfis de demanda, potência excedente injetada na rede elétrica e fator de potência de unidade consumidora com geração fotovoltaica e veículo elétrico. IX CBENS - IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.
- Taveira, I. M., Leao, R. P. S., Neto, T. N. C., 2020. A influência da geração fotovoltaica no fator de potência de unidades prosumidoras: uma avaliação técnica e financeira, VIII CBENS - VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza.
- Xie, X., Zhang, Y., Meng, K., Dong, Z. Y., Liu, J., 2020. Emergency control strategy for power systems with renewables considering a utility-scale energy storage transient, CSEE Journal of Power and Energy Systems, v. 7, n. 5, p. 986-995.
- Zhuk, A., Zeigarnik, Y., Buzoverov, E., & Sheindlin, A. 2016. Managing peak loads in energy grids: Comparative economic analysis. Energy Policy, v. 88, p. 39-44.

IMPACTS OF THE INSERTION OF PHOTOVOLTAIC GENERATION AND BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS ON THE POWER FACTOR OF CONSUMER UNITS

Abstract. *The Normative Resolution No. 1,000 of the National Electricity Regulatory Agency, dated December 7, 2021, establishes, for the power factor (PF) of consumer units (CUs) classified under hourly tariffing (green hourly or blue hourly), a minimum limit of 0.92, hourly PF assessment, and billing for excess reactive energy and excess reactive demand, also on an hourly basis. This study aims to evaluate the impacts on PF resulting from the integration of photovoltaic generation sources and energy storage systems in batteries (BESS) at the CU FV UFSC, which procures its electricity from the local utility under the green hourly modality. Profiles of active demand, reactive demand, and PF of the CU were obtained without the integration of PV systems or BESS and with the integration of such systems. During the analyzed period, the results showed that, without the integration of PV generation or BESS, between 11:30 PM and 5:30 AM, the CU exhibits a PF lower than 0.92 (capacitive), leading to excess reactive energy charges, thus subjecting the CU to fines by the utility. With the integration of PV generation and BESS, between 5:30 AM and 11:30 PM, the CU's PF profile is capacitive and lower than 0.92, resulting in excess reactive energy charges, thus subjecting it to fines by the utility. In the period complementary to the aforementioned, it is observed that when the CU injects active power into the utility's grid, its PF is inductive. In this case, whenever the CU's PF value is lower than 0.92, the CU is penalized through fines due to low PF. The results also show that the penalty for the CU's low PF would originate solely from excess reactive energy and would amount to R\$ 89.79. It was observed that the integration of PV and BESS systems strongly impacts the PF profile of the CU FV UFSC.*

Keywords: *Photovoltaic Systems; Battery Energy Storage Systems; Power Factor.*