

Analysis of the impacts of the joint operation between photovoltaic generators and small hydroelectric plants

Análise dos impactos da operação conjunta entre geradores fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas

Rafael Deléo e Oliveira¹
José Carlos de Melo Vieira Junior²

¹Consórcio CONSAB
rafael.deleo@gmail.com

²Universidade de São Paulo – USP
jcarlos@sc.usp.br

Abstract: Due to the increase in the participation of intermittent sources in the Brazilian electricity matrix, highlighting the solar source, this paper evaluates the impacts of photovoltaic generation on the generation and operation of small hydroelectric plants (SHP). Results show that the joint operation between the two types of generation can be positive or negative. The positive operation will occur when the interaction between the SHP and the photovoltaic generator (PVG) results in gain to the system, increasing the amount of energy delivered to the system. The negative operation will imply loss to the system, decreasing the amount of energy delivered to the system. It was also evinced that the joint operation should be prioritized between PVGs and SHPs with low capacity reservoirs and low affluent flows, thus allowing for gain in the amount of energy that could be delivered to the system.

Keywords: Small hydropower plant, photovoltaic generator, joint operation, energy efficiency, alternative energy sources.

Resumo: Devido ao aumento da participação de fontes

intermitentes na matriz de energia elétrica do Brasil, destacando a fonte solar, este artigo avalia os impactos da geração fotovoltaica sobre a geração e operação de pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Os resultados evidenciam que a operação conjunta entre os dois tipos de geração pode ser positiva ou negativa. A operação positiva ocorrerá quando a interação entre PCHs e geradores fotovoltaicos (GFV) acarretar ganho para o sistema com aumento da quantidade de energia entregue ao sistema. Já a operação negativa implicará perda para o sistema com a diminuição da quantidade de energia disponibilizada ao sistema. Também foi evidenciado que a operação conjunta deve ser priorizada entre GFVs e PCHs com reservatórios de baixa capacidade e com baixas vazões afluentes, possibilitando assim ganho na quantidade de energia que poderia ser entregue ao sistema.

Palavras-Chave: Pequena central hidrelétrica, gerador fotovoltaico, operação conjunta, eficiência energética, fontes alternativas de energia.

1 Introdução

De acordo com a Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (ABRAPCH), desde o ano de 1997 foram estudados e solicitados licenciamentos para instalação de aproximadamente mil projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) no Brasil totalizando aproximadamente 9.000 MW de potência protocolados na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), sendo que o potencial disponível entre potência instalada e em análise é de aproximadamente 14.926 MW. Desse total, aproximadamente 7.000 MW, ou 737 projetos, aguardam a análise e aprovação da agência reguladora para início das obras de instalação dos empreendimentos. Ainda, de acordo com a ABRAPCH, existem 554 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) instaladas no Brasil totalizando aproximadamente 425,43 MW de potência instalada [1].

Além do mais, de acordo com o relatório Situação das PCH na ANEEL em 2015 e 2016, da Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração (SCG) da ANEEL, no período de 2015 e 2016 foram analisados e classificados como aptos à outorga 248 projetos totalizando 2.862,97 MW de potência distribuídos em quatro atos emitidos como indicado na Tabela 1 [2].

De acordo com o mesmo relatório da SCG, no mesmo período foram analisados outros 278 projetos distribuídos em quatro estágios de análises além de outros 430 estudos em análise ou a serem analisados como indicado na Tabela 2 [2].

Também, de acordo com o relatório Acompanhamento de Autorizações das PCHs da ANEEL até o ano de 2016 haviam sido autorizados para implantação e exploração aproximadamente 510 empreendimentos, totalizando 6.265,06 MW de potência instalada, como apresentado na Tabela 3 [3].

Tabela 1: Projetos analisados e aptos à outorga nos anos de 2015 e 2016.

Atos	Quant.	Total apto à outorga	Potência instalada (MW)
Despacho de Registro de Adequação do Sumário Executivo (REN. 673/2015)	182	223	2.085,80
Aprovação de Projetos Básicos (RES. 395/1998 ou REN. 343/2008) em 2015	41		518,79
Resoluções Autorizativas ANEEL (implantação e exploração)	18	Total outorgado	161,82
Portarias MME	7	25	96,56
Total	248		2.862,97

Tabela 2: Projetos de PCHs e CGHs analisados pela SCG em 2015 e 2016.

Estágios de análise de projetos de PCHs e CGHs	Nº de projetos
Homologação de parâmetros para cálculo de Garantia Física	42
Projetos Básicos hierarquizados em 2º lugar ou inativados	127
Aproveitamentos reenquadrados com CGH (< 3 MW)	105
Projetos com recurso na diretoria já finalizados na SCG	4
Total	278

Tabela 3: Autorizações para instalação e exploração de PCHs pela ANEEL.

Ano	Nº de empreendimentos	Potência total (MW)
1998	5	15,76
1999	26	337,76
2000	50	576,22
2001	43	622,66
2002	106	1.625,77
2003	33	442,44
2004	47	597,82
2005	23	259,29
2006	17	192,28
2007	7	156,0
2008	23	203,0
2009	30	184,51
2010	23	220,46
2011	19	244,76
2012	14	141,13
2013	17	206,66
2014	9	86,76
2015	14	133,47
2016	4	18,31
Total	510	6.265,06

De acordo com dados apresentados no Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 – ano base 2016, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os aproveitamentos por PCHs apresentaram incremento de 1,12% entre os anos de 2015 e 2016, com aumento de 55,0 MW de potência, sendo que, no mesmo período, o aumento da capacidade instalada em usinas eólicas e solar foi de 32,63% e 14,28% respectivamente, como apresentado na Tabela 4 [4].

Dentro do contexto apresentado, devido ao grande potencial de crescimento da geração elétrica por aproveitamentos de PCHs e ao potencial de crescimento da exploração da geração solar, além de que na revisão bibliográfica realizada até o momento não foram encontradas análises semelhantes, este trabalho visa a avaliar o impacto da operação conjunta de pequenos Geradores Fotovoltaicos (GFV) sobre a eficiência energética de geração e operação de PCHs.

Tabela 4: Capacidade de geração elétrica instalada no Brasil por tipo de aproveitamento.

Tipo de aproveitamento	Capacidade (MW)						Variação (%) 2016/2015
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Usinas hidrelétricas	78.347	79.956	81.132	84.095	86.366	91.499	5,94
Usinas termelétricas	31.243	32.778	36.528	37.827	39.564	41.275	4,32
PCH	3.896	4.101	4.620	4.790	4.886	4.941	1,12
CGH	216	236	266	308	398	484	21,61
Usinas nucleares	2.007	2.007	1.990	1.990	1.990	1.990	0,0
Usinas eólicas	1.426	1.894	2.202	4.888	7.633	10.124	32,63
Solar	1	2	5	15	21	24	14,28
Total	117.136	120.974	126.743	133.913	140.858	150.337	6,73

A operação conjunta entre as fontes hidráulica e solar deverá ocorrer ao longo dos dias nos momentos em que parte da geração hidráulica for substituída pela geração solar. A diminuição da solicitação de geração hidráulica ao longo dos dias representará menor volume de água turbinado, contribuindo para a regulação dos níveis de água nos reservatórios, e também da disponibilidade de água para turbinamento, nos momentos em que não ocorrer geração solar e houver solicitação das cargas consumidoras.

2 Método

Neste estudo de caso foi analisada a possibilidade de operação conjunta entre a geração hidráulica e a geração solar considerando dados de duas PCHs e de um GFV com a finalidade de avaliar a contribuição da geração fotovoltaica na operação das PCHs. As características técnicas do GFV e das PCHs são apresentadas na seção Resultados e Discussão.

No caso das PCHs, o cálculo da potência gerada pode ser realizado utilizando a Equação 1 [5],

$$P = 9,81 \times Q \times H_L \times r_t \times r_g \quad (1)$$

sendo:

P: Potência instalada (kW – quilowatt);

Q: Vazão ou descarga (m³/s – metro cúbico por segundo);

H_L: Altura líquida de queda (m – metro);

r_t: Rendimento da turbina (% – porcentagem);

r_g: Rendimento do gerador (% – porcentagem).

Analisando a Equação 1, observa-se que o potencial de geração de energia elétrica é função direta da vazão ou descarga e também da altura de queda líquida de água, sendo estes os dois parâmetros variáveis limitadores e determinantes da viabilidade ou inviabilidade da geração de energia elétrica utilizando a água como força motriz.

Já a energia possível de ser gerada (E_g) pelo sistema fotovoltaico, em kWhp (quilowatt-hora pico), depende da potência nominal total do gerador fotovoltaico (P_T), expressa em kWp (quilowatt pico), do rendimento do inversor (η_{CC/CA}), expresso em porcentagem (%), e do número de Horas de Sol Pleno (HSP), expresso em horas (h). Então, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico pode ser calculada utilizando a Equação 2 [6] [7].

$$E_g = P_T \times HSP \times \eta_{CC/CA} \quad (2)$$

O número de HSP é equivalente à energia total diária incidente sobre a superfície inclinada em kWh/m²

$$H_T = [(H - H_d) \times R_b] + \left[H_d \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \right] + \left[H \times \rho_g \times \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right] \quad (4)$$

$$R_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \times \cos \delta \times \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \times \omega_s \times \sin(\phi + \beta) \times \sin \delta}{\cos \phi \times \cos \delta \times \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \times \omega_s \times \sin \phi \times \sin \delta} \quad (5)$$

(quilowatt-hora por metro quadrado). Essa grandeza representa o período que a radiação solar permanece constante e igual a 1.000 W/m² (watt por metro quadrado) resultando no equivalente da energia acumulada durante o período de insolação no local em questão [6; 7].

O número de Horas de Sol Pleno pode ser calculado com o auxílio da Equação 3 [6] [7],

$$HSP = \frac{H_T (\text{kWh/m}^2)}{1000 \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right)} \quad (3)$$

sendo H_T a radiação solar total incidente no plano inclinado em média diária ou mensal (kWh/m²/dia – quilowatt-hora por metro quadrado por dia, ou kWh/m²/mês – quilowatt-hora por metro quadrado por mês).

A radiação solar total incidente no plano inclinado é o somatório da contribuição das radiações direta, difusa e devida ao albedo, parte da radiação solar que é refletida pelo ambiente do entorno como solo, vegetação, construções entre outros, quando a superfície coletora apresenta ângulo de inclinação com relação à horizontal.

Para o cálculo da radiação solar total incidente no plano inclinado em média diária (H_T), expressa em MJ/m²/dia, Duffie e Beckman (2013) propõem a Equação 4 [8].

Markvart e Castañer (2004) e ABRAVA (2008) indicam o valor para a refletância da vizinhança (ρ_g) ou albedo, variável adimensional, nas proximidades do plano inclinado como indicado na Tabela 5 [9] [10].

Tabela 5: Refletância de materiais (adaptado de [9] e [10]).

Superfície	ρ _g
Terra	0,04
Tijolo vermelho	0,27
Concreto (em construção urbana)	0,20 – 0,22
Concreto (sem ação de intempéries)	0,55
Gramma	0,12 – 0,23
Gramma seca	0,28 – 0,32
Solo descampado	0,14 – 0,17
Asfalto	0,15
Barro/argila	0,14
Superfície construção clara	0,60

O valor da variável adimensional R_b corresponde à razão entre a radiação extraterrestre incidente no plano inclinado e a radiação incidente no plano horizontal. Para planos inclinados situados no hemisfério sul e alinhados ao norte geográfico (γ = 180°), é calculada com o auxílio da Equação 5 [8].

O ângulo azimutal de superfície (Υ) representa o desvio da projeção no plano horizontal da normal à superfície do plano inclinado para o meridiano local, com zero para o sul, leste negativo, e oeste positivo, sendo que a variação está entre $-180^\circ \leq \Upsilon \leq 180^\circ$ [7] [8].

Os ângulos Φ , β , δ são definidos da seguinte forma:

- Latitude Geográfica (Φ): coordenada geográfica da localidade em estudo e definida na esfera ou superfície terrestre, expressa em graus e com sinal positivo para localidades do hemisfério Norte e sinal negativo para localidades do hemisfério Sul [8];
- Inclinação do plano inclinado (β): ângulo formado entre o plano horizontal e o plano inclinado formado pelos módulos fotovoltaicos, expressa em graus com valores entre $0^\circ < \beta \leq 180^\circ$; $\beta > 180^\circ$ significa que a superfície possui uma componente voltada para baixo [6; 8; 10];
- Declinação Solar (δ): posição angular do Sol ao meio dia solar, ou seja, quando o sol está no meridiano local, apresentando valores entre $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$ com Norte positivo; pode ser calculada pela Equação 6 conhecida como equação de Cooper, adaptada para localidades do hemisfério Sul [8].

$$\delta = -23,45^\circ \times \sin\left(2\pi \times \frac{284+n}{365}\right) \quad (6)$$

Para a otimização da produção de energia elétrica em sistema fotovoltaico fixo, a inclinação dos painéis fotovoltaicos deve ser igual à latitude do local com orientação para o Norte Verdadeiro (Norte Magnético). Dessa forma, a superfície coletora permanecerá perpendicular aos raios solares na média anual, maximizando a quantidade de energia solar incidente sobre os planos inclinados e minimizando a influência da variação da quantidade de energia solar incidente sobre a superfície inclinada ao longo do ano [7] [11].

A posição angular do sol ou declinação solar varia de acordo com o dia do ano sendo que n representa o dia Juliano e varia de 1 (1º de janeiro) a 365 (31 de dezembro) [7] [8] [12].

Já o ângulo de hora de pôr-do-sol (ω_s) é calculado utilizando-se a Equação 7 [8].

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \phi \times \tan \delta) \quad (7)$$

Enquanto o ângulo de hora de pôr-do-sol aparente (ω'_s) para a superfície inclinada é calculado mediante a Equação 8 [8].

$$\omega'_s = \min\left[\cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta), \cos^{-1}(-\tan(\phi + \beta) \times \tan \delta)\right] \quad (8)$$

A radiação diária média na superfície horizontal (H), em MJ/m²/dia, é calculada mediante a Equação 9 [13] [14],

$$H = H_0 \times \left[a + \left(b \times \frac{n}{N}\right) + (c \times h)\right] \quad (9)$$

sendo h a altura da estação de medição ou a altitude de localização do plano inclinado medida em km (quilômetro); a , b e c são coeficientes empíricos tabelados; n representa a insolação diária em h/dia (hora por dia) para cada dia em específico e N representa a duração diária do período diurno para cada dia em específico, também medida em h/dia, e calculada com auxílio da Equação 10 [8].

$$N = \frac{2}{15} \times \cos^{-1}(-\tan \phi \times \tan \delta) \quad (10)$$

A radiação solar extraterrestre (H_0), expressa em MJ/m²/dia, pode ser calculada pela Equação 11 [8].

O cálculo da radiação solar difusa incidente no plano inclinado em média diária (H_d), expressa em MJ/m²/dia, é realizado com a correlação de Collares-Pereira e Rabl expressa pela Equação 12 [8].

A Constante Solar (G_{SC}), fluxo de energia radiante, expressa em W/m², representa o fluxo de energia radiante que incide normalmente ao plano de uma superfície situada fora da atmosfera terrestre e dados recentes indicam valor médio de 1.367 W/m² [6] [8].

O índice de claridade K_T definido como a razão entre a radiação diária na superfície horizontal e a radiação solar extraterrestre para determinado dia é expresso pela Equação 13 [8].

$$H_0 = \frac{24 \times 3600 \times G_{SC}}{\pi} \times \left[1 + \left(0,033 \times \cos \frac{360 \times n}{365}\right)\right] \times \left[(\cos \phi \times \cos \delta \times \sin \omega_s) + \left(\frac{\pi \times \omega_s}{180} \times \sin \phi \times \sin \delta\right)\right] \quad (11)$$

$$\frac{H_d}{H} \begin{cases} 0,99 & \text{para } K_T \leq 0,17 \\ 1,188 - 2,272K_T + 9,473K_T^2 - 21,865K_T^3 + 14,648K_T^4 & \text{para } 0,17 < K_T < 0,75 \\ -0,54K_T + 0,632 & \text{para } 0,75 \leq K_T < 0,80 \\ 0,2 & \text{para } K_T \geq 0,80 \end{cases} \quad (12)$$

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (13)$$

3 Resultados e discussão

Esta seção apresenta a avaliação do potencial solar e do potencial hidráulico e, em seguida, as simulações dos cenários de operação.

3.1 Avaliação do potencial solar

Como apresentado na Equação 2, para o cálculo da energia produzida pelo gerador fotovoltaico, é necessário o cálculo das Horas de Sol Pleno, equivalente da energia total diária incidente sobre a superfície inclinada. De acordo com a Equação 3, para o cálculo das Horas de Sol Pleno, é necessário o cálculo da radiação solar total incidente no plano inclinado em média diária.

Portanto, para a validação do equacionamento apresentado e usado para o cálculo da geração de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico, foi calculada a radiação solar total diária incidente no plano inclinado. Para isso, foram usados os dados de insolação diária de janeiro de 1970 a dezembro de 2011 do município de Presidente Prudente, localizado no estado de São Paulo. Os dados de insolação estão disponíveis no Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA). A cidade de Presidente Prudente foi selecionada por ser um dos poucos municípios no estado de São Paulo a possuir estação meteorológica no BDMEP, e que disponibiliza série histórica de insolação diária.

Além do índice de insolação diária, é necessário definir os parâmetros latitude geográfica, altitude de instalação da estação meteorológica ou altitude de medição do índice de insolação diária, emitância de superfície ou refletância de superfície, ângulo azimutal de superfície e ângulo de inclinação do plano inclinado ou ângulo de inclinação dos

painéis fotovoltaicos. Tais parâmetros foram definidos da seguinte forma:

- Latitude geográfica: $22^{\circ} 07' 04''$ ($22,11^{\circ}$) – Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa;
- Altitude: 435,55 m – Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa;
- Emitância de superfície (refletância de superfície): 0,12 – considerando que o terreno onde seria instalado o gerador fotovoltaico é coberto por pastagem ou formação vegetal rasteira e pequenos arbustos;
- Ângulo azimutal de superfície (γ): 180° (orientação para o norte – sistemas localizados no hemisfério sul);
- Ângulo de inclinação do plano inclinado (β) – ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaico: $22,11^{\circ}$ ($22^{\circ} 07' 04''$) – coincidente com a latitude geográfica do local.

Assim, com o equacionamento apresentado, foi calculada a radiação solar diária no plano inclinado usando série histórica de 42 anos (1970 a 2011) da insolação diária registrada por estação meteorológica convencional, como apresentado na Figura 1. Também na Figura 1 são apresentados os valores para a radiação solar diária no plano inclinado obtidos no programa SunData, disponível no site do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), que utiliza série histórica de 17 anos (1999 a 2015) de imagens de satélite

Analisando a Figura 1, observa-se que os valores das metodologias são aderentes, mas a discrepância entre os valores apresentados para o mês de Agosto pode ser consequência do tipo de dado utilizado nas duas formas de avaliação e no tamanho das séries históricas utilizadas, uma vez que séries históricas longas são utilizadas para reduzir as incertezas das estimativas.

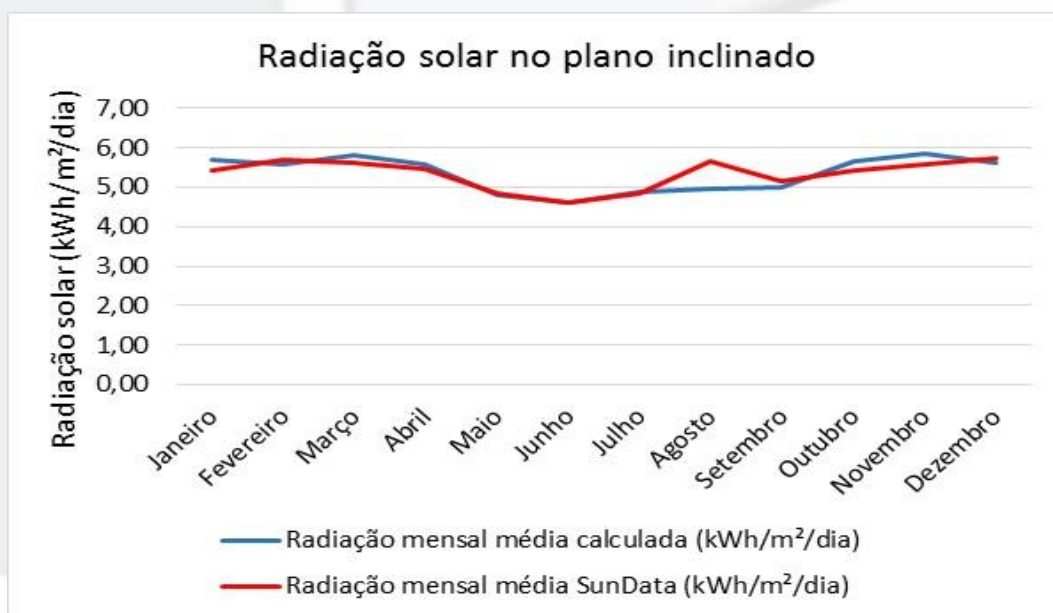


Figura 1: Radiação solar no plano inclinado.

3.2 Avaliação do potencial hidráulico

Para o potencial hidráulico, foram usados dados de duas PCHs, a saber, a PCH Rio do Peixe e a PCH Mogi Guaçu. A PCH Rio do Peixe está instalada no rio do Peixe, no município de São José do Rio Pardo, estado de São Paulo, e é de propriedade do grupo CPFL Energia. A PCH Mogi Guaçu está instalada no rio Mogi Guaçu, no município de Mogi Guaçu, estado de São Paulo, e é de propriedade do grupo AES Tietê. Os parâmetros técnicos das pequenas centrais hidrelétricas fornecidos pelas empresas proprietárias das PCHs são apresentados na Tabela 6.

De acordo com informações apresentadas pelas empresas proprietárias das pequenas centrais hidrelétricas, as defluências mínimas indicadas na Tabela 6 que devem ser mantidas durante a operação das PCHs são impostas pelas licenças de operação emitidas pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB). No caso da PCH Mogi Guaçu, a defluência mínima tem a finalidade de manutenção da escada de peixe e, para que isso ocorra, o nível de água no reservatório da usina deve ser mantido acima da cota 598,48 m, sendo adotada a cota 598,58 m durante a operação para garantir a não transgressão do limite mínimo e assim permitir a defluência constante pela escada de peixe. No caso da PCH Rio do Peixe, a defluência mínima tem a finalidade de manutenção do trecho entre a barragem e a casa de força pois esta usina possui canal de adução e conduto forçado que desviam parte da água até os conjuntos geradores (casa de força), sendo que, neste caso, a manutenção da defluência mínima ocorre por meio da abertura permanente da comporta de fundo localizada na cota 847,0 m.

Além dos parâmetros técnicos apresentados na Tabela 6, também foram utilizados nas simulações os polinômios cota-volume dos reservatórios, polinômios cota-vazão dos canais de fuga e vazões médias diárias afluentes nos reservatórios das PCHs Rio do Peixe e Mogi Guaçu. Os polinômios cota-volume foram utilizados para calcular os níveis de água nos reservatórios (montante do barramento) enquanto os polinômios cota-vazão foram utilizados no cálculo dos níveis de água nos canais de fuga (jusante do barramento), devido à vazão defluente (vazão turbinada mais vazão vertida) durante as simulações e, assim, obter as alturas de quedas líquidas efetivas. As vazões afluentes nos reservatórios das PCHs Rio do Peixe e Mogi Guaçu são apresentadas nas Figuras 2 e 3 respectivamente. Todos os dados e informações técnicas foram fornecidos pelas empresas proprietárias das PCHs por meio de correspondência eletrônica.

No caso da PCH Rio do Peixe, para o período analisado, entre 1998 e 2011, a vazão máxima foi de 54,07 m³/s, a vazão mínima foi de 1,15 m³/s e a vazão média igual a 6,68 m³/s. Já para o caso da PCH Mogi Guaçu, a vazão máxima foi de 584,05 m³/s, a vazão mínima foi de 2,62 m³/s e a vazão média igual a 62,44 m³/s.

Com o histórico de vazões afluentes, foram traçadas as curvas de permanência para ambas as usinas, como apresentado nas Figuras 4 e 5. Como as usinas são do tipo “a fio d’água”, nas Figuras 4 e 5 são indicadas as vazões com 90% de permanência (Q90), ou seja, em 90% do tempo as vazões afluentes para o reservatório da PCH Rio do Peixe são superiores a 2,59 m³/s enquanto que para a PCH Mogi Guaçu esse valor é de 20,50 m³/s.

Tabela 6: Parâmetros técnicos das PCHs.

Parâmetros	PCH Mogi Guaçu	PCH Rio do Peixe
Início operação (ano):	1994	1997
Área do reservatório (km ²):	10,95	1,01
Operação do reservatório:	Fio d’água	Fio d’água
Nível de água (NA) máximo maximorum (m) – reservatório:	600,5	862,0
NA máximo operacional (m) – reservatório:	599,8	861,7
NA mínimo operacional (m) – reservatório:	598,58	858,0
Crista do barramento (m):	601	863,15
NA máximo maximorum (m) – canal de fuga:	595,8	733,0
NA máximo (m) – canal de fuga:	587,7	733,0
NA mínimo (m) – canal de fuga:	586,7	729,6
Tipo da turbina:	Kaplan tubular S	Francis horizontal
Potência da turbina (kW):	3.600	5.000
Engolimento nominal por turbina (m ³ /s):	35,0	4,43
Altura líquida de queda (m):	11,6	122,5
Tipo de gerador:	Síncrono	Síncrono
Rendimento da turbina (%):	Não informado	Não informado
Rendimento do gerador elétrico (%):	Não informado	Não informado
N° de conjuntos turbina+gerador:	2	3
Defluência mínima (m ³ /s) – CETESB:	1,00	1,03
Vertedouro – descarga máxima (m ³ /s):	2.099,20	244,10

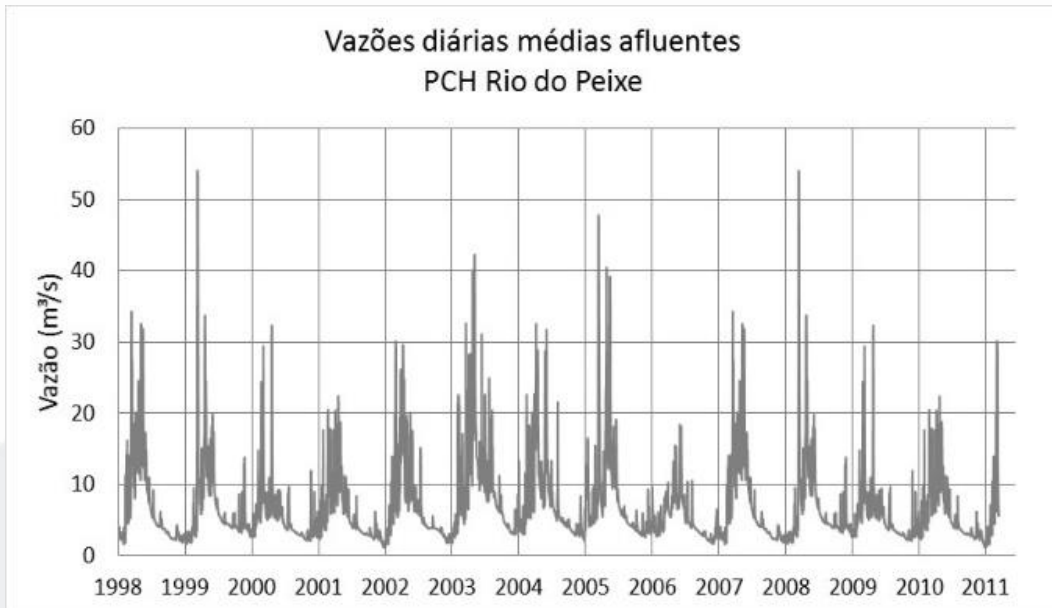


Figura 2: Vazões diárias médias afluentes no reservatório da PCH Rio do Peixe.

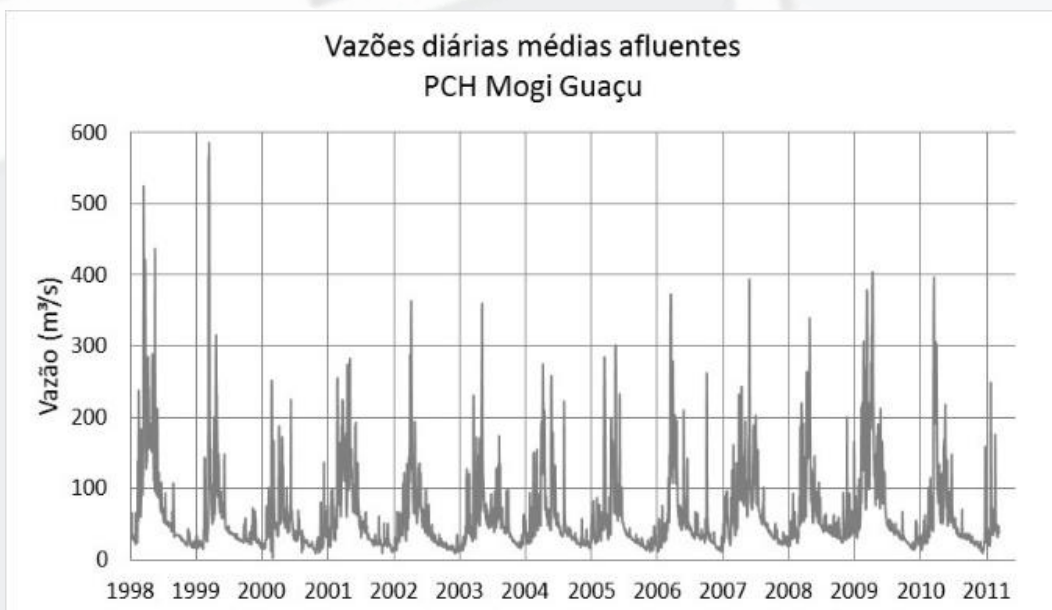


Figura 3: Vazões diárias médias afluentes no reservatório da PCH Mogi Guaçu.

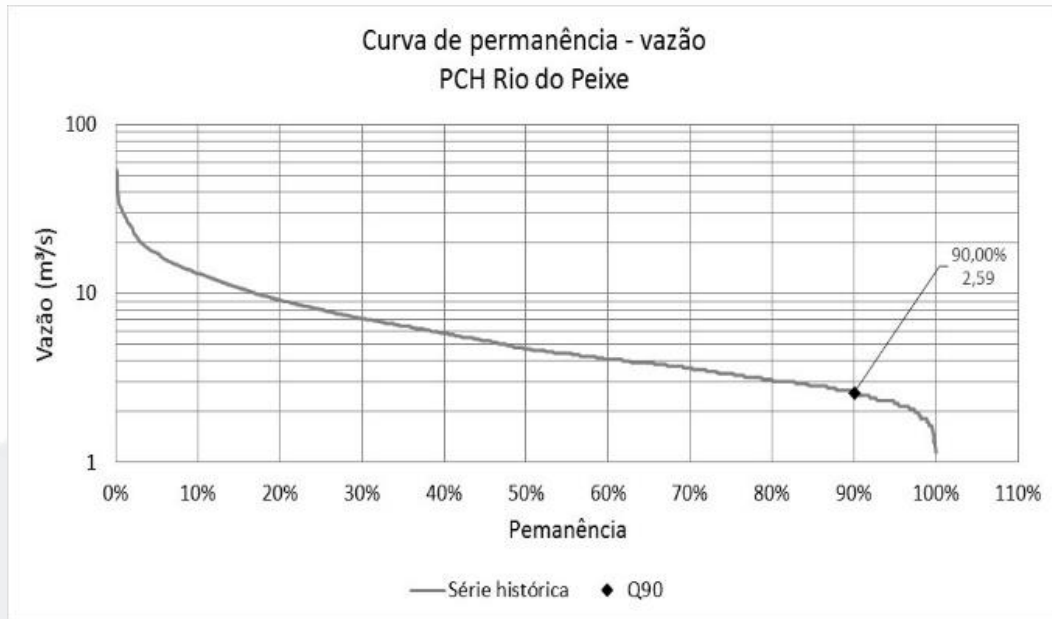


Figura 4: Curva de permanência da vazão afluyente para a PCH Rio do Peixe.

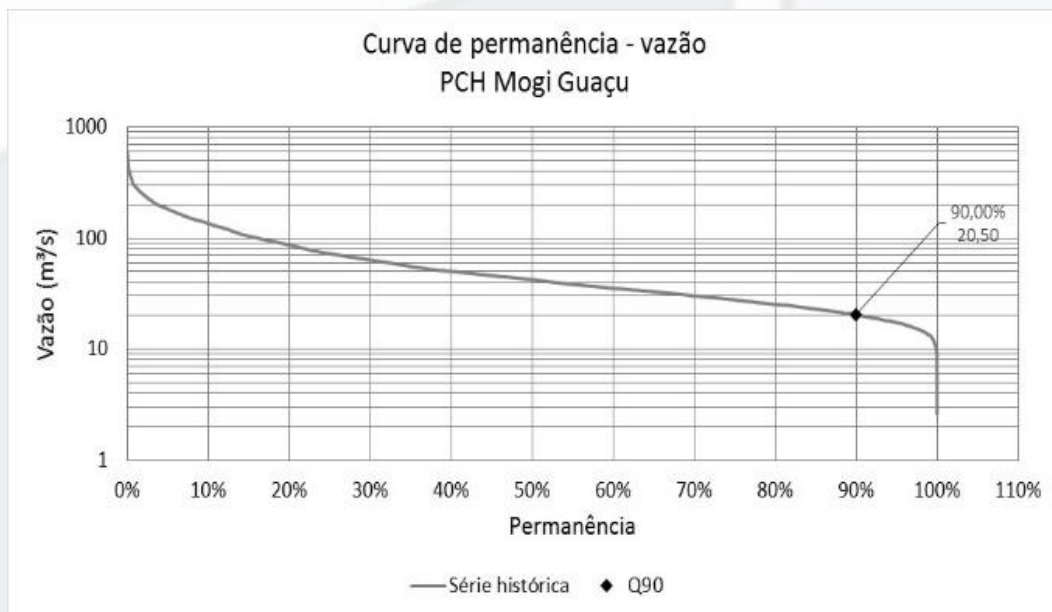


Figura 5: Curva de permanência da vazão afluyente para a PCH Mogi Guaçu.

3.3 Simulações dos cenários de operação

Por fim, para a realização das avaliações, também foram definidos os seguintes parâmetros:

- Rendimento do inversor ($\eta_{CC/CA}$): 90% (0,90) – parâmetro utilizado na Equação 3 [6] [7];
- Rendimento das turbinas hidráulicas (r_t): adotado o valor de 85% (0,85), parâmetro utilizado na Equação 1; o rendimento de pequenas turbinas varia entre 70 e 85% e pode ser superior a 90% para grandes turbinas hidráulicas [5];

- Rendimento dos geradores elétricos (r_g): adotado o valor de 90% (0,90), parâmetro utilizado na Equação 1; o rendimento de geradores varia entre 75 a 90% [5].

Além disso também foram adotadas as seguintes proposições para a realização das simulações dos cenários propostos:

- A geração de energia elétrica pelas PCHs ocorre de forma constante, sendo cessada quando o nível mínimo de água nos reservatórios é atingido;

- Para a PCH Rio do Peixe o turbinamento só ocorre quando o volume de água no reservatório permitir engolimento igual ou superior a vazão Q90, ou seja, engolimento igual ou superior a 2,59 m³/s;
- Para a PCH rio do Peixe o turbinamento máximo admitido é igual a 13,29 m³/s, ou seja, quando as três turbinas estiverem a plena capacidade;
- Para a PCH Mogi Guaçu o turbinamento só ocorre quando o volume de água no reservatório permitir engolimento igual ou superior a vazão Q90, ou seja, engolimento igual ou superior a 20,50 m³/s;
- Para a PCH Mogi Guaçu o turbinamento máximo admitido é igual a 70,0 m³/s, ou seja, quando as duas turbinas estiverem a plena capacidade;
- Na operação conjunta entre as PCHs e o GFV, quando ocorrer produção de energia pelas duas fontes, a geração hidráulica será substituída pela geração fotovoltaica na mesma proporção que esta tenha injetado na rede;
- Potência do gerador fotovoltaico: 1.000 kW, 1.500kW, 2.000 kW, 2.500 kW, 3.000 kW, 3.500 kW, 4.000 kW, 4.500 kW, 5.000 kW e 5.500 kW;
- Período de análise: de 01/01/1998 a 31/12/2011 (total de 5.113 dias); este período foi selecionado por ser o único em que houve sobreposição dos dados disponíveis das vazões afluentes nos reservatórios das PCHs e do índice de insolação diária.

Assim, após a simulação dos cenários de operação das pequenas centrais hidrelétricas de forma isolada e em

conjunto com o gerador fotovoltaico, são apresentadas nas Figuras 6 e 7 as curvas de permanência de potência para a PCH Rio do Peixe e para a PCH Mogi Guaçu respectivamente.

Na Figura 6, que apresenta as curvas de permanência de potência da PCH Rio do Peixe, observa-se que a operação isolada da usina indicada pela legenda PCH isolada, ou seja, sem a operação conjunta do gerador fotovoltaico, apresentou permanência máxima de 55,74%, entregando 2,52 MW de potência firme. Também se observa que, a partir da operação conjunta entre a PCH e o GFV com potência igual ou superior a 4.500 kW, a substituição em alguns momentos da geração hidráulica pela fotovoltaica resultou em ganho de disponibilidade de geração pela PCH, sendo que, com o GFV de 5.500 kW, a permanência de geração da PCH passou para 80,19%, entregando 2,49 MW de potência firme.

Já na Figura 7, que apresenta as curvas de permanência de potência da pequena central hidrelétrica Mogi Guaçu, observa-se que a operação isolada da usina, também indicada pela legenda PCH isolada, apresentou permanência máxima de 72,07%, entregando 1,82 MW de potência firme. Também se observa que, neste caso, a partir da operação conjunta entre a PCH e o GFV, a substituição em alguns momentos da geração hidráulica pela fotovoltaica resultou em ganho de disponibilidade de geração pela PCH. Com a operação do GFV de 1.000 kW de potência, a permanência de geração da PCH passou para 93,31%, entregando 1,78 MW de potência firme e, para a operação conjunta com o GFV de 5.500 kW, a permanência passou para 99,63%, entregando 1,80 MW de potência firme.

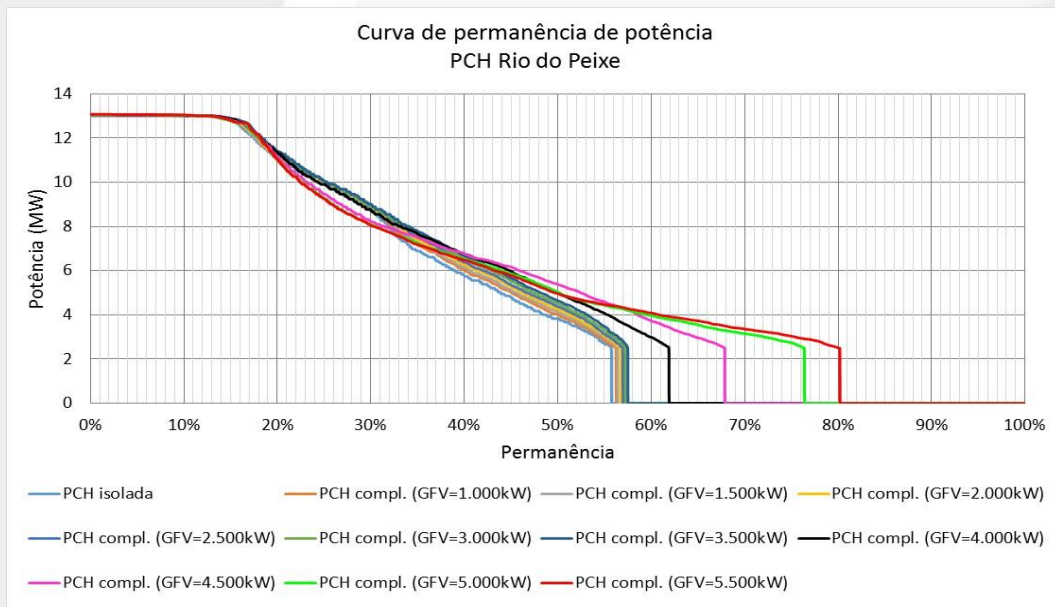


Figura 6: Curva de permanência da potência para a PCH Rio do Peixe.

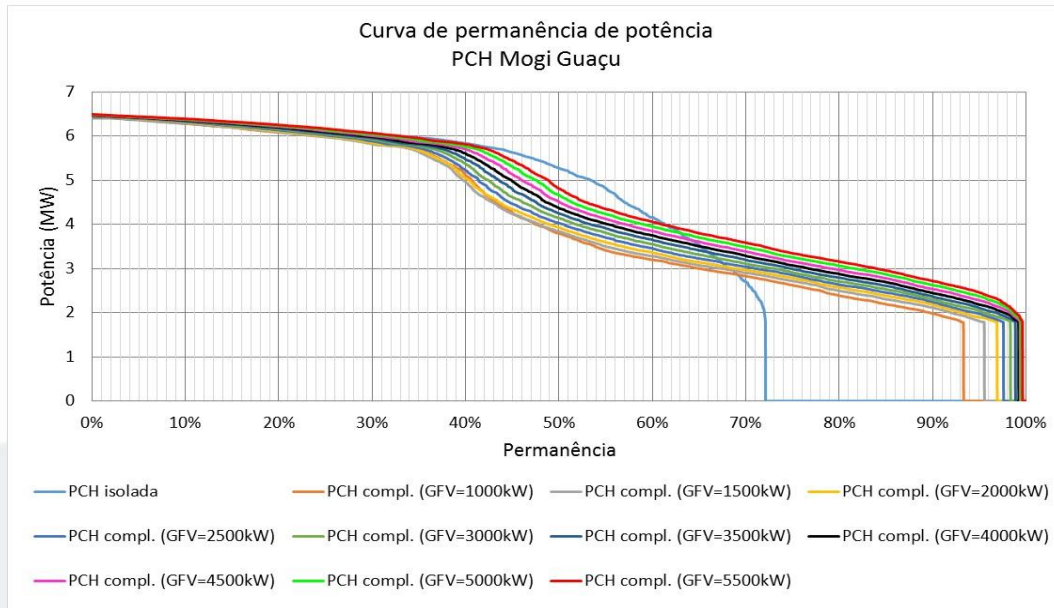


Figura 7: Curva de permanência da potência para a PCH Mogi Guaçu.

Além disso, as Tabelas 7 e 8 indicam as quantidades de energia gerada, sendo que cada linha representa o resultado de um cenário de simulação diferente com a variação da potência do gerador fotovoltaico. Da esquerda para a direita, a primeira coluna, nomeada de Potência GFV (kWp), indica as diversas potências do GFV analisadas no estudo que varia de 0 a 5.500 kWp com incrementos de 500 kWp; a segunda coluna, nomeada por PCH, traz o valor da energia produzida pelas PCHs operando de forma independente entre o ano de 1998 e o de 2011; a terceira coluna, nomeada de GFV, indica a quantidade de energia produzida pelos geradores fotovoltaicos operando de forma independente ao longo dos quatorze anos analisados; a quarta coluna, nomeada por PCH+GFV, indica a soma da energia produzida pela operação independente das PCHs e dos GFVs ao longo do período analisado.

Nos momentos em que existir geração fotovoltaica, a energia produzida pelo GFV é utilizada para compensar a geração hidráulica; deixa-se então de turbinar água que seria utilizada para suprir a demanda, que passa a ser atendida pelo GFV. Dessa forma, tem-se maior volume de água reservado, que refletirá diretamente em maiores alturas de quedas líquidas e maiores vazões ou maiores tempos de turbinamento. Assim, a quinta coluna, nomeada de PCH compl. nas Tabelas 7 e 8, representa a geração de energia pelas PCHs após a compensação pela geração fotovoltaica. A sexta coluna, nomeada de PCH+GFV (oper. conjunta) nas Tabelas 7 e 8, representa a soma da energia gerada pelas PCHs após a compensação da geração fotovoltaica com a energia gerada pelos GFVs nos momentos em que não ocorre geração pelas PCHs devido aos baixos níveis de água nos reservatórios.

Os dados da Tabela 7 indicam que, durante a operação isolada da PCH Rio do Peixe, o nível de água máximo no reservatório atingiu a cota 861,21 m, valor inferior à cota

máxima operacional de 861,7 m, e a menor cota registrada para a operação foi de 854,98 m, valor inferior à cota mínima operacional de 858,0 m, indicando que, em alguns momentos, a operação da usina foi inviabilizada pelo baixo nível de água no reservatório, mas mantida a defluência mínima.

Além disso, de acordo com os dados da Tabela 7, a utilização do gerador fotovoltaico em conjunto com a operação da PCH Rio do Peixe só é justificada quando sua potência é igual ou superior a 4.500 kW. Para valores de potência do GFV inferiores a 4.000 kW, a energia gerada pela PCH após a compensação, mais o excedente de energia injetada na rede pelo GFV (coluna PCH+GFV – oper. conjunta), é inferior à soma da energia gerada pela PCH com a energia gerada pelo GFV (coluna PCH+GFV). Para o caso da operação entre a PCH e o GFV de 5.500 kW, o aumento da energia gerada pela PCH foi de 20,69%, passando de 601.884 MWh para 726.453 MWh, enquanto o ganho geral foi de 2,09%, passando de 734.006 MWh (PCH+GFV) para 749.360 MWh (PCH+GFV – oper. conjunta), caracterizando operação conjunta positiva entre as duas fontes de geração de energia elétrica.

Ainda, analisando os dados apresentados na Tabela 7, observa-se que em nenhum momento o nível máximo de água no reservatório da PCH Rio do Peixe superou o nível de água máximo maximum, que é de 862,0 m, sendo que a maior vazão vertida foi de 40,61 m³/s, valor inferior à capacidade máxima de descarga do vertedouro, que é de 244,1 m³/s.

Tabela 7: Energia gerada pela PCH Rio do Peixe e GFV.

Potência GFV (kW _p)	Energia gerada (MWh)					N° dias geração PCH	Reservatório		Vertedouro Descarga máxima (m³/s)
	PCH	GFV	PCH+GFV	PCH compl.	PCH+GFV (oper. conjunta)		N.A. máximo (m)	N.A. mínimo (m)	
0	601.884	0	601.884	601.884	601.884	2.851	861,21	854,98	39,75
1.000	601.884	24.022	605.906	611.396	621.818	2.876	861,43	854,98	39,90
1.500	601.884	36.033	637.917	615.742	631.315	2.884	861,52	854,98	39,98
2.000	601.884	48.044	649.925	622.134	642.682	2.901	861,61	854,98	40,06
2.500	601.884	60.056	661.940	627.465	652.992	2.913	861,69	854,98	40,13
3.000	601.884	72.067	673.951	633.626	664.148	2.927	861,76	854,98	40,22
3.500	601.884	84.078	685.962	639.732	675.221	2.940	861,82	854,98	40,29
4.000	601.884	96.089	697.973	659.350	694.546	3.165	861,86	854,98	40,36
4.500	601.884	108.100	709.984	684.760	716.857	3.470	861,89	854,98	40,44
5.000	601.884	120.111	721.995	710.513	735.665	3.906	861,91	854,98	40,51
5.500	601.884	132.122	734.006	726.453	749.360	4.100	861,92	854,98	40,61

N.A. – nível de água.

Tabela 8: Energia gerada pela PCH Mogi Guaçu mais GFV.

Potência GFV (kW _p)	Energia gerada (MWh)					N° dias geração PCH	Reservatório		Vertedouro Descarga máxima (m³/s)
	PCH	GFV	PCH+GFV	PCH compl.	PCH+GFV (oper. conjunta)		N.A. máximo (m)	N.A. mínimo (m)	
0	477.744	0	477.744	477.744	477.744	3.688	599,80	598,56	333,17
1.000	477.744	24.022	501.766	495.429	496.883	4.771	599,84	598,57	335,0
1.500	477.744	36.033	513.777	504.316	505.837	4.885	599,86	598,58	335,91
2.000	477.744	48.044	525.788	513.782	515.202	4.955	599,88	598,58	336,82
2.500	477.744	60.056	537.800	523.022	524.380	4.990	599,90	598,59	337,74
3.000	477.744	72.067	549.811	532.453	533.518	5.028	599,92	598,59	338,65
3.500	477.744	84.078	561.822	541.767	542.584	5.055	599,94	598,60	339,56
4.000	477.744	96.089	573.833	550.994	551.609	5.073	599,95	598,60	340,47
4.500	477.744	108.100	585.844	560.079	560.625	5.081	599,97	598,60	341,38
5.000	477.744	120.111	597.855	568.994	569.522	5.086	599,99	598,61	342,29
5.500	477.744	132.122	609.866	577.842	578.223	5.094	600,01	598,61	343,19

N.A. – nível de água.

Já os dados da Tabela 8 indicam que, durante a operação isolada da PCH Mogi Guaçu, o nível de água máximo no reservatório atingiu a cota de 599,80 m, valor igual à cota máxima operacional de 599,80 m, mas inferior à cota máxima maximorum de 600,50 m. A menor cota registrada para a operação foi de 598,56 m, ou seja, inferior à cota mínima operacional de 598,58 m, mas superior à cota 598,48 m da escada de peixe, indicando que em nenhum momento a manutenção da escada de peixe foi afetada. No entanto, observa-se que, em alguns momentos, a operação da PCH foi paralisada.

Ainda, analisando os dados apresentados na Tabela 8, observa-se que o nível de água máximo operacional de 599,8 m foi superado em todos os cenários, mas permaneceu abaixo do nível de água máximo maximorum, que é de 600,5 m, sendo que a maior vazão vertida registrada foi de 343,19 m³/s, valor inferior à capacidade máxima de descarga do vertedouro, que é de 2.099,20 m³/s.

De acordo com os dados da Tabela 8, apesar de a produção de energia elétrica pela pequena central hidrelétrica ter

aumentado, a operação conjunta do gerador fotovoltaico com a PCH Mogi Guaçu não é justificada para nenhuma das potências especificadas para o GFV. Em todos os casos analisados, a soma da energia gerada pela PCH com a energia gerada pelo GFV (coluna PCH+GFV) é superior à energia entregue ao sistema pela PCH após a compensação somada ao excedente de geração do GFV (coluna PCH+GFV – oper. conjunta). Este fato indica que parte do volume de água reservado mediante a substituição da geração hidráulica pela geração fotovoltaica acabou sendo vertido sem aproveitamento para a geração de energia, o que caracteriza operação conjunta negativa entre as duas fontes de geração.

4 Conclusão

As simulações e análises apresentadas indicam que a operação conjunta entre as gerações hidráulica e fotovoltaica podem representar incremento de disponibilidade de geração ou potência firme, resultando no aumento da quantidade de energia gerada por aproveitamentos hidrelétricos em longo prazo.

Como apresentado neste trabalho, a operação conjunta entre a PCH Mogi Guaçu, com baixa capacidade de regularização (operação a fio d'água) e grandes vazões afluentes para o reservatório, e o GFV contribuiu para a potencialização da operação da PCH, mas, de forma geral, acarretou diminuição na eficiência energética de geração.

No entanto, por outro lado, a operação conjunta entre a PCH Rio do Peixe, com baixa capacidade de regularização (operação a fio d'água) e pequenas vazões afluentes no reservatório, e o GFV contribuiu para o incremento da operação da PCH, possibilitando ganho na quantidade de energia que poderia ser entregue ao sistema.

Portanto, deve-se observar que a operação em paralelo da geração hidráulica e geração fotovoltaica de forma conjunta pode resultar tanto em operação positiva quanto operação negativa. Por isso, a operação conjunta com compensação de geração entre as duas formas de produção de energia elétrica deve ser analisada e avaliada cuidadosamente antes da sua implementação.

Além disso, os resultados alertam para o fato de que os efeitos demonstrados neste artigo podem acontecer tanto quando há usinas solares fotovoltaicas como quando se considera a contribuição coletiva de vários GFVs de pequeno porte instalados de forma distribuída em determinada região. Portanto, as concessionárias de energia elétrica devem atentar a essas preocupações à medida em que cresce o número de GFVs instalados nos sistemas elétricos e buscar o desenvolvimento de estratégias para aproveitar a operação conjunta entre diferentes fontes de energia para obter a máxima eficiência na operação dos seus sistemas.

Sugere-se realizar um estudo aprofundado para avaliar os impactos da introdução da geração fotovoltaica concentrada ou distribuída, uma vez que o sistema hidráulico composto por usinas hidrelétricas de grande, médio e pequeno porte apresentará limite de capacidade de absorção do excedente de energia elétrica renovável a ser compensado em momentos de exigência da carga consumidora.

Referências

- [1] ABRAPCH – Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas. O que são PCH's e CGH's. Disponível em <www.abrapch.org.br>. Acessado em 22 jun. 2017.
- [2] SCG – Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Situação das PCH na ANEEL em 2015 e 2016. Disponível em <www.aneel.gov.br>. Acesso em 22 jun. 2017.
- [3] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Acompanhamento de autorizações das PCH's. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/autorizacoes/default_aplicacao_acompanhamento.cfm?IDACOMPANHAMENTO TIPO=4>. Acesso em: 22 jun. 2017.
- [4] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017 – ano base 2016. Disponível em <www.epe.gov.br>. Rio de Janeiro: EPE, 2016.
- [5] MAUAD, Frederico Fábio. SHS-115: Aproveitamentos hidrelétricos. Apostila. 108p. Julho de 2009. Escola de Engenharia de São Carlos, departamento de hidráulica e saneamento da Universidade de São Paulo.
- [6] CRESESB – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CRESESB. 1999.
- [7] _____. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CRESESB. 2014.
- [8] DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. Solar engineering of thermal processes. 4ª ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2013.
- [9] MARKVART, T.; CASTAÑER, L. Practical handbook of photovoltaics fundamentals and applications. Elsevier, 2003. 984 p.
- [10] ABRAVA – Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento. Departamento Nacional de Aquecimento Solar. Manual de Capacitação em Projetos de Sistemas de Aquecimento Solar. Abril de 2008, 138 p.
- [11] TOLMASQUIN, M. T. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. EPE: Rio de Janeiro, 2016.
- [12] PEREIRA, J. C. Avaliação do potencial energético solar da região autônoma da Madeira. Agência Regional de Energia e Ambiente da Região Autônoma da Madeira (AREAM), relatório final, Agosto de 2005.
- [13] BENNETT, I. Monthly Maps of Mean Daily Insolation for United States. Solar Energy, v. 9, p. 145-158, 1965.
- [14] TIBA, C. (coord). Atlas solarimétrico do Brasil – banco de dados terrestre. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111p.: il., tab., mapas.