

AVALIAÇÃO DA COMPENSAÇÃO MÚTUA DE GERAÇÃO ENTRE UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA E UM GERADOR FOTOVOLTAICO

Rafael Deléo Oliveira¹

¹KMR Energia e Meio Ambiente

DOI: 10.47168/rbe.v27i1.525

RESUMO

O objetivo deste artigo foi analisar os efeitos da compensação mútua de geração durante a operação conjunta entre uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e um Gerador Fotovoltaico (GFV). As simulações indicam que pode existir complementariedade no tempo entre as gerações fotovoltaica e hidráulica. A complementariedade pode ser positiva ou negativa. A complementariedade positiva ocorre quando a quantidade de energia gerada pela operação conjunta entre os geradores é maior do que a quantidade de energia gerada pelos geradores de forma independente. Já a complementariedade negativa ocorre quando a quantidade de energia gerada pela operação conjunta dos geradores é menor do que a quantidade de energia gerada pelos geradores de forma independente. Ainda, as análises indicam que, para existir complementariedade positiva, a potência do GFV deve corresponder a um percentual da potência do gerador hidrelétrico. No caso estudado, a potência do GFV deve ser igual ou maior do que 30% da potência das turbinas da PCH (potência das turbinas: 15.000 kW). E, apesar do estudo ter utilizado dados de municípios localizados em regiões geográficas do estado de São Paulo, as análises podem ser generalizadas e aplicadas para avaliação de casos em outras regiões brasileiras mesmo que apresentem diferentes condições ambientais e climáticas.

Palavras-chave: Pequena central hidrelétrica, Gerador fotovoltaico, Operação conjunta, Eficiência energética, Fontes alternativas de energia.

ABSTRACT

The purpose of this article was to analyze the effects of mutual generation compensation during the joint operation between a Small

Hydroelectric Power Plant (SHP) and a Photovoltaic Generator (GFV). The simulations indicate that there may be complementarity in time between the photovoltaic and hydraulic generations. Complementarity can be positive or negative. Positive complementarity occurs when the amount of energy generated by joint operation between generators is greater than the amount of energy generated by generators independently. Negative complementarity, on the other hand, occurs when the amount of energy generated by the joint operation of the generators is less than the amount of energy generated by the generators independently. Still, the analyzes indicate that, in order to have positive complementarity, the power of the GFV must correspond to a percentage of the power of the hydroelectric generator. In the case studied, the power of the GFV must be equal to or greater than 30% of the power of the SHP turbines (power of the turbines: 15.000 kW). And, although the study used data from municipalities located in geographic regions of the state of São Paulo, the analyzes can be generalized and applied to assess cases in other Brazilian regions, even if they present different environmental and climatic conditions.

Keywords: Small hydropower plant, Photovoltaic generator, Joint operation, Energy efficiency, Alternative energy sources.

1. INTRODUÇÃO

A introdução de fontes de geração intermitente, com destaque para a eólica e solar, ao parque de geração de energia elétrica de um país, traz preocupações com relação à confiabilidade, segurança e despacho de tais fontes (GLASNOVIC e MARGETA, 2009; AN et al, 2015; FANG et al, 2017).

A intermitência da fonte solar representa uma barreira para a utilização de geradores fotovoltaicos na geração de energia elétrica. Tais limitações estão relacionadas, no curto prazo, ao ciclo natural dia/noite e forte variação horária que afetam a incidência dos raios solares na superfície terrestre. Já, no longo prazo, as limitações estão relacionadas a fatores climáticos que influenciam a previsibilidade de geração nos períodos diurnos com maior nebulosidade (OLIVEIRA e VIEIRA JÚNIOR, 2011; ALENCAR et al, 2018; SILVÉRIO, 2018; INPE, 2019).

Do ponto de vista da operação, a geração utilizando fontes intermitentes não garante energia firme ao despacho requerido. Dessa forma, todo Gerador Fotovoltaico (GFV) ou Gerador Eólico (GEol) deverá estar relacionado a algum gerador hidrelétrico de mesma potência. Assim, a energia gerada, ou compensada, deve ser armazenada na forma de energia potencial no reservatório de usina hi-

drelétrica e, dessa forma, garantir uma reserva girante que possa ser despachada quando ocorrer falha ou ausência da geração intermitente (AN et al, 2015; FANG et al, 2017).

Assim, a geração fotovoltaica pode ser utilizada de forma conjunta com a geração hidrelétrica na configuração de sistema híbrido hidrelétrico-fotovoltaico. Então, os efeitos da intermitência e variabilidade horária são reduzidos através da compensação mútua entre as fontes geradoras. E, a utilização da geração fotovoltaica, de forma complementar à geração hidrelétrica, pode aumentar a disponibilidade do fornecimento de energia firme e contribuir para a regulação dos níveis dos reservatórios das usinas, principalmente no período de inverno nas regiões sul e sudeste do Brasil, devido ao histórico de baixo índice pluviométrico que caracteriza essa estação do ano (OLIVEIRA e VIEIRA JÚNIOR, 2011; ALENCAR et al, 2018; SILVÉRIO, 2018; INPE, 2019).

Destaca-se que Beluco (2001) simulou a operação conjunta de um sistema híbrido composto por um gerador hidrelétrico de 6,0 kW (quilowatt) de potência e um GFV de 8,40 kW de potência. As simulações confirmaram o efeito da complementariedade no tempo entre as duas fontes sobre o desempenho do sistema, destacando a redução do índice de falhas com o aumento da complementação entre as fontes. Além disso, evidenciou que o aumento da participação da geração fotovoltaica contribuiu para o aumento do índice de falha, dessa forma, a utilização de GFV é recomendada para situações em que a disponibilidade hídrica não é suficiente para atendimento da demanda.

Já Kougias et al (2016) estudaram a complementariedade entre uma pequena central hidrelétrica (1,50 MW – megawatt de potência) instalada no rio Rába, oeste da Hungria, e um gerador fotovoltaico de 8,0 MW. De acordo com a metodologia apresentada no estudo, a manutenção de 90% da capacidade do GFV resultou em 66,4% de aumento na complementariedade entre as fontes geradoras.

E, Alencar et al (2018) estudaram a operação conjunta de um gerador fotovoltaico de 175 MW de potência com a usina hidrelétrica de Sobradinho, composta por seis turbinas tipo Kaplan de 175 MW cada e reservatório de acumulação. A compensação mútua entre as fontes de geração permitiu a redução do consumo de água do reservatório nos momentos em que a geração fotovoltaica esteve disponível. Ainda, de acordo com o estudo, o aumento médio mensal do volume de água no reservatório foi de 2,65%, quando comparado o volume útil real do reservatório ao volume útil estimado pelo estudo.

Então, este artigo teve como objetivo analisar os efeitos da compensação mútua de geração entre uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e um gerador fotovoltaico.

2. MÉTODO

Foi desenvolvida pesquisa descritiva de estudo de caso com simulação computacional. Nas simulações foram utilizados dados de insolação diária, da cidade de Presidente Prudente/SP, para determinação da quantidade de energia gerada pelo GFV. Também foram utilizadas as vazões diárias médias afluentes no reservatório da PCH Rio do Peixe, instalada no município de São José do Rio Pardo/SP, para determinação da quantidade de energia gerada pela pequena central hidrelétrica.

Os dados de insolação diária foram obtidos no Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP), do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA). Enquanto os dados de vazões médias diárias afluentes ao reservatório foram obtidos com a empresa proprietária da pequena central hidrelétrica.

Assim, é apresentado o equacionamento utilizado para determinação da quantidade de energia gerada tanto pela PCH quanto pelo GFV. Estes parâmetros são utilizados durante a simulação da operação conjunta para realizar o balanço energético e determinar a complementariedade entre as fontes.

No caso das pequenas centrais hidrelétricas, o cálculo da potência gerada pode ser realizado utilizando a Equação (1) (MAUAD, 2009).

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

Sendo:

P – Potência instalada (W);

ρ – Densidade da água (kg/m^3 - quilograma por metro cúbico);

Q – Vazão ou descarga (m^3/s – metro cúbico por segundo);

H_L – Altura de queda líquida (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 da altura de queda líquida da água. Estes são os parâmetros limitadores e determinantes da viabilidade ou inviabilidade da geração de energia elétrica utilizando a disponibilidade hidráulica como força motriz.

E a quantidade de energia gerada, por aproveitamento hidrelétrico, pode ser calculada utilizando a Equação (2) (MAUAD, 2009).

$$E_{gh} = P \times \Delta t \quad (2)$$

Sendo, E_{gh} a energia gerada por aproveitamento hidrelétrico (kWh – quilowatt-hora), P a potência instalada (kW), dado pela Equação (1), e Δt a variação de tempo (h – hora).

Já a energia possível de ser gerada pelo sistema fotovoltaico (E_{gGFV}), em kWh, depende da potência nominal total do gerador fotovoltaico (P_T), expressa em kW, do rendimento do inversor ($\eta_{CC/CA}$), 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 (3) (CRESESB, 1999; CRESESB, 2014).

$$E_{gGFV} = P_T \times HSP \times \eta_{CC/CA} \quad (3)$$

O número de HSP é equivalente à energia total diária incidente sobre a superfície inclinada em kWh/m² (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 (CRESESB, 1999; CRESESB, 2014).

O número de Horas de Sol Pleno pode ser calculado com o auxílio da Equação (4) (CRESESB, 1999; CRESESB, 2014).

$$HSP = \frac{H_T(\text{kWh/m}^2)}{1000 \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right)} \quad (4)$$

Sendo, H_T a radiação solar total incidente no plano inclinado em média diária (kWh/m²/dia – quilowatt-hora por metro quadrado por dia). A radiação solar total incidente no plano inclinado é o somatório da contribuição das radiações direta, difusa e devida ao albedo. O albedo representa 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 a horizontal.

Para o cálculo da radiação solar total incidente no plano inclinado em média diária (H_T), expressa em MJ/m²/dia (Mega Joule por metro quadrado por dia), Duffie e Beckman (2013) propõem a Equação (5).

$$H_T = [(H - H_d) \times R_b] + \left[H_d \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \right] + \left[H \times \rho_g \times \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \right] \quad (5)$$

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 com o norte geográfico ($\gamma = 180^\circ$), é calculada com o auxílio da Equação (6) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$R_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \times \cos \delta \times \sin \omega'_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \times \omega'_s \times \sin(\phi + \beta) \times \sin \delta}{\cos \phi \times \cos \delta \times \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \times \omega_s \times \sin \phi \times \sin \delta} \quad (6)$$

Markvart e Castañer (2004) e Abrava (2008) indicam o valor para a refletância da vizinhança (ρ_g), variável adimensional, nas proximidades do plano inclinado, como indicado na Tabela 1.

Tabela 1 - Refletância de materiais (adaptado)

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
Grama	0,12 – 0,23

Tabela 1 - Refletância de materiais (adaptado) (continuação)

Superfície	ρ_g
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 ângulo azimutal de superfície (Y) 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 $-180^\circ \leq Y \leq 180^\circ$ (DUFFIE e BECKMAN, 2013; CRESESEB, 2014).

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 (DUFFIE e BECKMAN, 2013);
- Inclinação do plano inclinado (β): ângulo formado entre o plano horizontal e o plano inclinado formado pelos módulos fotovoltaicos, expresso em graus, com valores entre $0^\circ < \beta \leq 180^\circ$; $\beta > 180^\circ$ significa que a superfície possui uma componente voltada para baixo (ABRAVA, 2008; DUFFIE e BECKMAN, 2013; CRESESEB, 2014);
- 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 (7), conhecida como equação de Cooper, adaptada para localidades do hemisfério Sul (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$\delta = -23,45^\circ \times \sin \left(2\pi \times \frac{284 + n}{365} \right) \quad (7)$$

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 ou minimizando a influência da variação da quantidade de energia solar incidente sobre a superfície inclinada ao longo do ano (CRESESB, 2014; TOLMASQUIN, 2016).

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) (PEREIRA, 2005; DUFFIE e BECKMAN, 2013; CRESESB, 2014).

Já, o ângulo de hora de pôr-do-sol (ω_s) é calculado utilizando-se a Equação (8) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \phi \times \tan \delta) \quad (8)$$

Enquanto, o ângulo de hora de pôr-do-sol aparente (ω'_s), para a superfície inclinada, é calculado utilizando-se a Equação (9) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$\omega'_s = \min \left[\begin{array}{l} \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \\ \cos^{-1}(-\tan(\phi + \beta) \times \tan \delta) \end{array} \right] \quad (9)$$

A radiação diária média na superfície horizontal (H), em MJ/m²/dia, é calculada utilizando-se a Equação (10) (BENNETT, 1965; TIBA, 2000; DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$H = H_0 \times \left[a + \left(b \times \frac{n}{N} \right) + (c \times h) \right] \quad (10)$$

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; “N” representa a duração diária do período diurno para cada dia em específico, também medida em h/dia, e calculada com auxílio da Equação (11) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$N = \frac{2}{15} \times \cos^{-1}(-\tan \phi \times \tan \delta) \quad (11)$$

A radiação solar extraterrestre (H_0), expressa em MJ/m²/dia, pode ser calculada pela Equação (12) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$H_0 = \frac{24 \times 3600 \times G_{SC}}{\pi} \times \left[1 + \left(0,033 \times \cos \frac{360 \times n}{365} \right) \right] \times \left[(\cos \phi \times \cos \delta \times \sin \omega_s) + \left(\frac{\pi \times \omega_s}{180} \times \sin \phi \times \sin \delta \right) \right] \quad (12)$$

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. Dados recentes indicam valor médio de 1.367 W/m² (CRESESB, 1999; DUFFIE e BECKMAN, 2013).

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 (13) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$\frac{H_d}{H} \begin{cases} 0,99 & \text{para } K_T \leq 0,17 \\ 1,188 - 2,272K_T + 9,473K_T^2 - 21,865K_T^3 + 14,648K_T^4 & \text{para } 0,17 < K_T < 0,75 \\ -0,54K_T + 0,632 & \text{para } 0,75 \leq K_T < 0,80 \\ 0,2 & \text{para } K_T \geq 0,80 \end{cases} \quad (13)$$

Sendo 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, expresso pela Equação (14) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (14)$$

3. PARÂMETROS E PREMISSAS DO ESTUDO DE CASO

A análise foi realizada para o período de 01/01/1998 a 31/12/2011, totalizando 5.113 dias, período selecionado por nele ocorrer a sobreposição de disponibilidade de dados do índice de insolação diária e vazões afluentes diárias no reservatório da PCH Rio do Peixe.

Os dados de insolação diária foram obtidos no Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa (BDMEP), do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA). Foi selecionada a cidade de Presidente Prudente, por ser um dos poucos municípios no estado de São Paulo que possui estação meteorológica com registro e disponibilidade de série histórica do índice de insolação diária.

Os dados técnicos da PCH Rio do Peixe (apresentados na Tabela 2), instalada no município de São José do Rio Pardo e de propriedade do grupo CPFL Energia, foram fornecidos pela empresa proprietária através de mensagens eletrônicas. Além dos parâmetros técnicos apresentados na Tabela 2, também foram utilizados nas simulações o polinômio cota-volume do reservatório e vazões médias diárias afluentes no reservatório da PCH Rio do Peixe.

Tabela 2 - Parâmetros técnicos da PCH Rio do Peixe

Início da operação (ano):	1997
Área do reservatório (km ²):	1,01
Operação do reservatório:	Fio d'água
Nível de água (NA) máximo maximorum (m) – reservatório:	862,0
Volume de água máximo maximorum (hm ³) – reservatório:	0,97
NA máximo operacional (m) – reservatório:	861,7
Volume de água máximo operacional (hm ³) – reservatório	0,89
NA mínimo operacional (m) – reservatório:	858,0
Volume de água mínimo operacional (hm ³) – reservatório:	0,59
Crista do barramento (m):	863,15
NA máximo maximorum (m) – canal de fuga:	733,0
NA máximo (m) – canal de fuga:	733,0
NA mínimo (m) – canal de fuga:	729,6
Tipo da turbina:	Francis horizontal
Potência da turbina (kW):	5.000
Engolimento nominal por turbina (m ³ /s):	4,43
Altura líquida de queda (m):	122,5

Tabela 2 - Parâmetros técnicos da PCH Rio do Peixe (continuação)

Tipo de gerador:	Síncrono
Rendimento da turbina (%):	Não informado
Rendimento do gerador elétrico (%):	Não informado
Nº de conjuntos turbina+gerador:	3
Defluência mínima (m³/s) – licença de operação CETESB:	1,03
Vertedouro – descarga máxima (m³/s):	244,10

Além dos parâmetros e premissas já definidos é necessário definir outros parâmetros sendo:

- Latitude geográfica: 22° 07' 04" (22,11°) – Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa; referente a latitude de localização da estação meteorológica no município de Presidente Prudente; expressa em graus, com sinal positivo para localidades do hemisfério Norte e sinal negativo para localidades do hemisfério Sul (DUFFIE e BECKMAN, 2013);

- Altitude: 435,55 m – Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa; referente a altitude de localização da estação meteorológica na cidade de Presidente Prudente;

- 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 (MARKVART e CASTAÑER, 2003; ABRAVA 2008);

- Ângulo azimutal de superfície: 180° – para otimização de geração de energia em sistema fotovoltaico localizado no hemisfério sul, os painéis devem estar orientados para o norte (CRESESB, 1999; DUFFIE e BECHMAN, 2013; CRESESB, 2014);

- Ângulo de inclinação do plano inclinado ou ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos: 22° 07' 04" (22,11°) – para a otimização da produção de energia elétrica em sistema fotovoltaico fixo, a inclinação dos painéis deve ser igual à latitude do local (CRESESB, 1999; ABRAVA, 2008; DUFFIE e BECKMAN, 2013; CRESESB, 2014);

- Rendimento do inversor ($\eta_{CC/CA}$): adotado o valor de 90% (0,90); a eficiência dos inversores está na faixa de 50% a 90%, sendo que tais equipamentos devem ser projetados visando eficiência superior a 90% (CRESESB, 1999; CRESESB, 2014);

- Rendimento das turbinas hidráulicas (η_t): adotado o valor de 85% (0,85); o rendimento de pequenas turbinas varia entre 70% e 85% e pode ser superior a 90% para grandes turbinas hidráulicas (MAUAD, 2009);

- Rendimento dos geradores elétricos (r_g): adotado o valor de 90% (0,90); o rendimento de geradores elétricos varia entre 75% e 90% (MAUAD, 2009).

E, além disso, também foram adotadas as seguintes proposições para a realização das simulações:

- 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;

- O turbinamento máximo admitido é igual a 13,29 m³/s, ou seja, quando as três turbinas estiverem a plena capacidade;

- Manutenção da defluência mínima de 1,03 m³/s através da comporta de fundo, localizada na cota 847,0 m, para atendimento da licença de operação emitida pela CETESB (Companhia Ambiental do Estado de São Paulo);

- Na operação conjunta entre a PCH e o GFV, quando ocorrer geração de energia pelas duas fontes, a geração hidrelétrica será substituída pela geração fotovoltaica na mesma proporção que esta tenha injetado energia na rede;

- Potência do gerador fotovoltaico: de 1.000 kW, 1.500 kW, 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.

Também foram consideradas três situações de operação da pequena central hidrelétrica relacionadas ao nível mínimo de água no reservatório:

1ª situação:

- Nível de água máximo maximorum de 862,0 m;
- Nível de água mínimo operacional igual a 858,0 m (limite inferior do volume útil ou limite superior do volume morto);
- Altura útil da lâmina de água igual a 4,0 m.

2ª situação:

- Nível de água máximo maximorum de 862,0 m;
- Nível de água mínimo operacional igual a 858,50 m;
- Altura útil da lâmina de água igual a 3,50 m.

3ª situação:

- Nível de água máximo maximorum de 862,0 m;
- Nível de água mínimo operacional igual a 859,0 m;
- Altura útil da lâmina de água igual a 3,0 m.

Na Figura 1 são apresentadas as vazões afluentes no reservatório da PCH Rio do Peixe, sendo 54,07 m³/s e 1,15 m³/s as vazões máximas e mínimas registradas no período de análise, respectivamente.

Na Figura 2 é apresentada a curva de permanência de vazão com indicação da vazão 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.

Na Figura 3 são apresentados os valores médios diários para a radiação solar no plano inclinado, para o período de 1998 a 2011, considerando os dados do índice de insolação diária para a cidade de Presidente Prudente/SP. Observa-se que a radiação solar incidente no plano inclinado sofre pequena variação ao longo do ano. Isso é reflexo da determinação da inclinação dos painéis fotovoltaicos igual à latitude do local, proporcionando que a superfície coletora permaneça perpendicular aos raios solares na média anual, maximizando a quantidade de energia solar incidente sobre o plano inclinado.

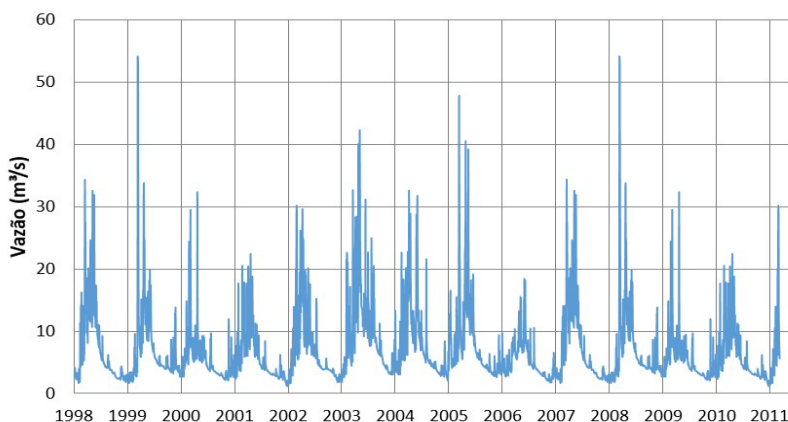


Figura 1 - Vazões diárias médias afluentes ao reservatório da PCH Rio do Peixe

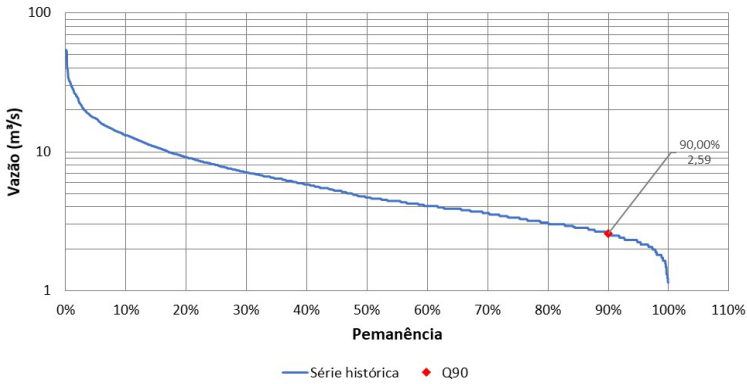


Figura 2 - Curva de permanência da vazão afluyente para a PCH Rio do Peixe

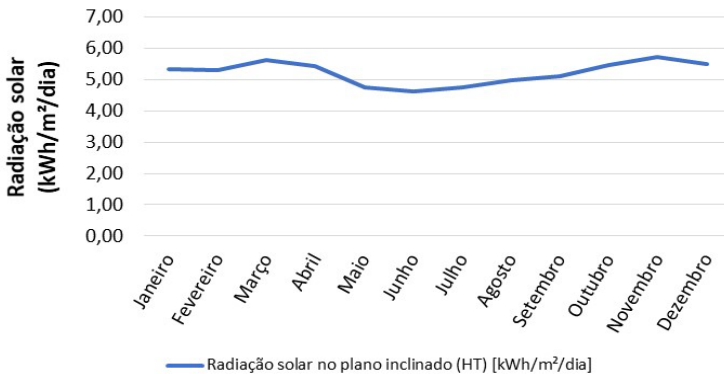


Figura 3 - Radiação solar diária média - Presidente Prudente

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Figura 4 são indicadas as curvas de permanência de potência para a PCH Rio do Peixe considerando o nível de água mínimo operacional de 858,0m. A operação isolada da PCH apresentou permanência máxima de 55,74%, entregando 2,52 MW de potência. A operação conjunta com o GFV de 5.500 kW resultou em ganho de disponibilidade, sendo que a PCH apresentou permanência de 80,19%, entregando 2,49 MW de potência.

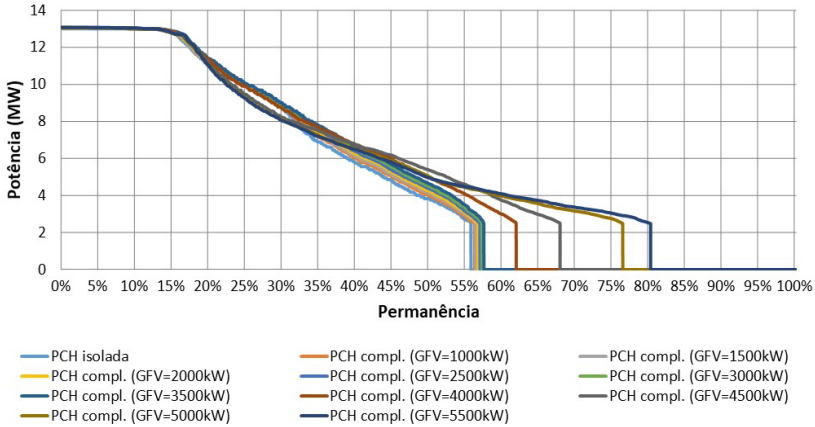


Figura 4 - Curva de permanência da potência para a PCH Rio do Peixe - cota mínima de 858,0 m

Já na Figura 5 são indicadas as curvas de permanência de potência para a PCH considerando a elevação do limite inferior do volume útil para 858,50 m. Neste caso, a operação isolada da pequena central hidrelétrica apresentou permanência máxima de 55,29%, entregando 2,58 MW de potência. A operação coordenada com o GFV de 5.500 kW elevou a permanência de geração para 79,87%, entregando 2,50 MW de potência.

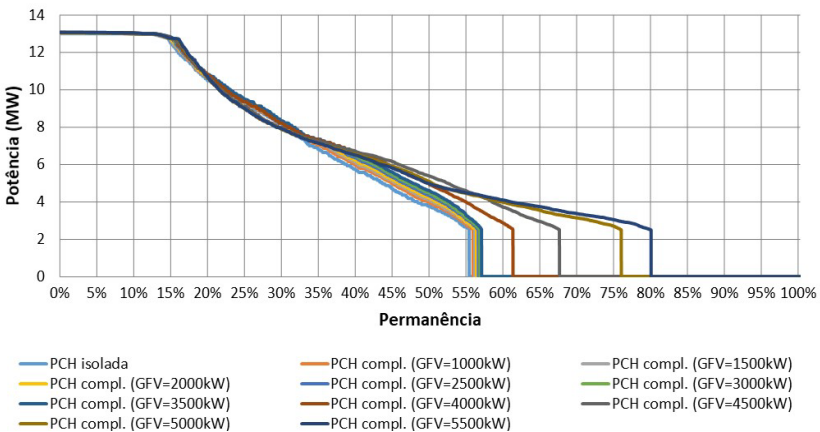


Figura 5 - Curva de permanência da potência para a PCH Rio do Peixe - cota mínima de 858,50 m

E na Figura 6 são indicadas as curvas de permanência de potência para a pequena central hidrelétrica considerando a elevação do limite superior do volume morto do reservatório em 1,0 m, de 858,0 m para 859,0 m. Neste caso, a operação isolada da pequena central hidrelétrica apresentou permanência máxima de 54,86%, entregando 2,59 MW de potência. A compensação mútua com o GFV de 5.500 kW elevou o índice para 79,56%, entregando 2,51 MW de potência.

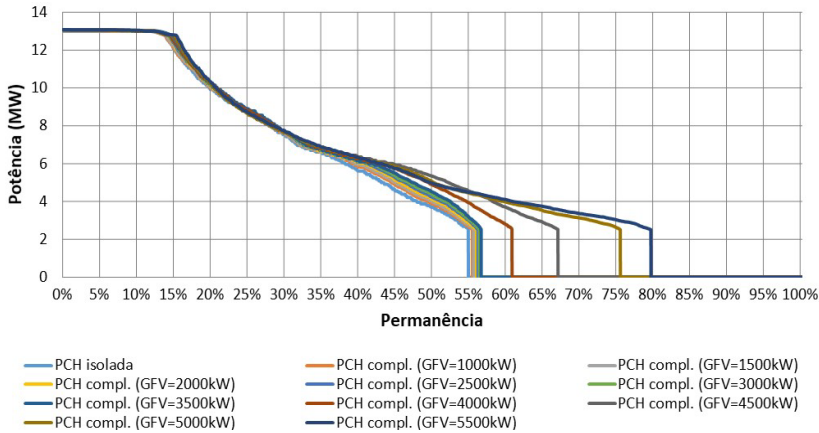


Figura 6 - Curva de permanência da potência para a PCH Rio do Peixe - cota mínima de 859,0 m

Já os dados apresentados na Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5, indicam que a operação conjunta do GFV com a PCH contribuiu para o aumento da energia gerada pela PCH em todos os casos. Observam-se variações positivas quando a energia gerada pela PCH de forma isolada (coluna PCH) é comparada à energia gerada pela PCH após a compensação mútua de geração (coluna PCH compl.).

Além disso, os dados apresentados mostram que, para o GFV com potência igual ou menor a 4.000 kW, a energia gerada de forma independente pela PCH e GFV (coluna PCH+GFV) é maior do que a energia gerada pela operação conjunta (coluna PCH+GFV – oper. conj.). Ainda, a partir da utilização do GFV com potência igual ou superior a 4.500 kW, a energia gerada através da compensação mútua entre a PCH e o GFV (coluna PCH+GFV – oper.conj.) é maior do que a energia gerada de forma independente pelos dois tipos de geração (coluna PCH+GFV). Ou seja, para que a compensação mútua tenha resultado positivo, a potência do GFV deve ser de no mínimo 30% da potência das turbinas da PCH (potência das turbinas: 15.000 kW).

Além do mais, observa-se que o período de operação da PCH sofreu aumento mesmo com a elevação do nível de água mínimo operacional. A Tabela 3 indica que a geração hidrelétrica passou de 2.851 dias para 4.100 (aumento de 43,81%). Já a Tabela 4 demonstra que a produção hidrelétrica passou de 2.827 dias para 4.084 (aumento de 44,46%). Enquanto a Tabela 5 mostra que a operação da PCH passou de 2.805 dias para 4.068 (aumento de 45,03%).

Mas a elevação do nível de água mínimo operacional do reservatório ocasiona perda na quantidade de energia entregue ao sistema durante a compensação mútua, reflexo do menor volume útil de água disponível para turbinamento. Durante a operação mútua entre a PCH e o GFV de 5.500 kW, com restrição do nível operacional em 858,0 m, são entregues ao sistema 749.360 MWh; esse valor é reduzido para 742.951 MWh (redução de 0,86%) para o limite inferior do volume útil em 858,50 m; e igual a 733.665 MWh (redução de 2,14%) quando o limite é estabelecido na cota de 859,0 m.

Tabela 3 - Energia gerada pela PCH Rio do Peixe (nível mínimo operacional=858,0 m) e GFV

Potência GFV (kWp)	Energia gerada (MWh)					Nº dias geração PCH	Reservatório		Variação energia gerada	
	PCH	GFV	PCH + GFV	PCH compl.	PCH + GFV (oper.conj.)		N.A. máximo (m)	N.A. mínimo (m)	PCH para PCH compl.	PCH+GFV para PCH+GFV (oper.conj.)
0	601.884	0	601.884	601.884	601.884	2.851	861,21	856,76	0,00%	0,00%
1.000	601.884	24.022	625.906	611.396	621.818	2.876	861,43	856,82	1,58%	-0,65%
1.500	601.884	36.033	637.917	615.742	631.315	2.884	861,52	856,84	2,30%	-1,03%
2.000	601.884	48.044	649.925	622.134	642.682	2.901	861,61	856,87	3,36%	-1,11%
2.500	601.884	60.056	661.940	627.465	652.992	2.913	861,69	856,89	4,25%	-1,35%
3.000	601.884	72.067	673.951	633.626	664.148	2.927	861,76	856,92	5,27%	-1,45%
3.500	601.884	84.078	685.962	639.732	675.221	2.940	861,82	856,95	6,29%	-1,57%
4.000	601.884	96.089	697.973	659.350	694.546	3.165	861,86	856,97	9,55%	-0,49%
4.500	601.884	108.100	709.984	684.760	716.857	3.470	861,89	857,00	13,77%	0,97%
5.000	601.884	120.111	721.995	710.513	735.665	3.906	861,91	857,03	18,05%	1,89%
5.500	601.884	132.122	734.006	726.453	749.360	4.100	861,92	857,06	20,70%	2,09%

Tabela 4 - Energia gerada pela PCH Rio do Peixe (nível água mínimo operacional=858,5 m) e GFV

Potência GFV (kWp)	Energia gerada (MWh)					Nº dias geração PCH	Reservatório		Variação energia gerada	
	PCH	GFV	PCH + GFV	PCH compl.	PCH + GFV (oper.conj.)		N.A. máximo (m)	N.A. mínimo (m)	PCH para PCH compl.	PCH+GFV para PCH+GFV (oper.conj.)
0	585.997	0	585.997	585.997	588.997	2.827	861,21	857,34	0,00%	0,51%
1.000	585.997	24.022	610.019	595.897	606.409	2.854	861,43	857,39	1,69%	-0,59%
1.500	585.997	36.033	622.030	601.050	616.739	2.867	861,52	857,41	2,57%	-0,85%
2.000	585.997	48.044	634.041	605.198	626.020	2.878	861,61	857,44	3,28%	-1,27%
2.500	585.997	60.056	646.053	610.613	636.423	2.891	861,69	857,47	4,20%	-1,49%
3.000	585.997	72.067	658.064	615.298	646.168	2.902	861,76	857,49	5,00%	-1,81%
3.500	585.997	84.078	670.075	619.992	655.764	2.913	861,82	857,52	5,80%	-2,14%
4.000	585.997	96.089	682.086	641.211	677.006	3.130	861,86	857,54	9,42%	-0,74%
4.500	585.997	108.100	694.097	672.775	705.259	3.451	861,89	857,57	14,81%	1,61%
5.000	585.997	120.111	706.108	702.177	727.933	3.878	861,91	857,60	19,83%	3,09%
5.500	585.997	132.122	718.119	719.627	742.951	4.084	861,92	857,63	22,80%	3,46%

Tabela 5 - Energia gerada pela PCH Rio do Peixe (nível água mínimo operacional=859,0 m) e GFV

Potência GFV (kWp)	Energia gerada (MWh)					Nº dias geração PCH	Reservatório		Variação energia gerada	
	PCH	GFV	PCH + GFV	PCH compl.	PCH + GFV (oper.conj.)		N.A. máximo (m)	N.A. mínimo (m)	PCH para PCH compl.	PCH+GFV para PCH+GFV (oper.conj.)
0	568.384	0	568.384	568.384	568.384	2.805	861,21	857,91	0,00%	0,00%
1.000	568.384	24.022	592.406	576.909	587.518	2.833	861,43	857,96	1,50%	-0,83%
1.500	568.384	36.033	604.417	580.624	596.460	2.842	861,52	857,99	2,15%	-1,32%
2.000	568.384	48.044	616.428	586.535	607.456	2.861	861,61	858,02	3,19%	-1,46%
2.500	568.384	60.056	628.440	590.502	616.494	2.872	861,69	858,04	3,89%	-1,90%
3.000	568.384	72.067	640.451	593.891	625.078	2.882	861,76	858,07	4,49%	-2,40%
3.500	568.384	84.078	652.462	598.234	634.399	2.894	861,82	858,10	5,25%	-2,77%
4.000	568.384	96.089	664.473	621.376	657.667	3.107	861,86	858,12	9,32%	-1,02%
4.500	568.384	108.100	676.484	656.345	689.371	3.425	861,89	858,15	15,48%	1,90%
5.000	568.384	120.111	688.495	689.685	715.891	3.856	861,91	858,18	21,34%	3,98%
5.500	568.384	132.122	700.506	709.936	733.665	4.068	861,92	858,21	24,90%	4,73%

E a Figura 7, a Figura 8 e a Figura 9 indicam as curvas de permanência do nível de água no reservatório da PCH, quando o nível de água mínimo operacional é definido para as cotas de 858,0 m, 858,50 m e 859,0 m, respectivamente.

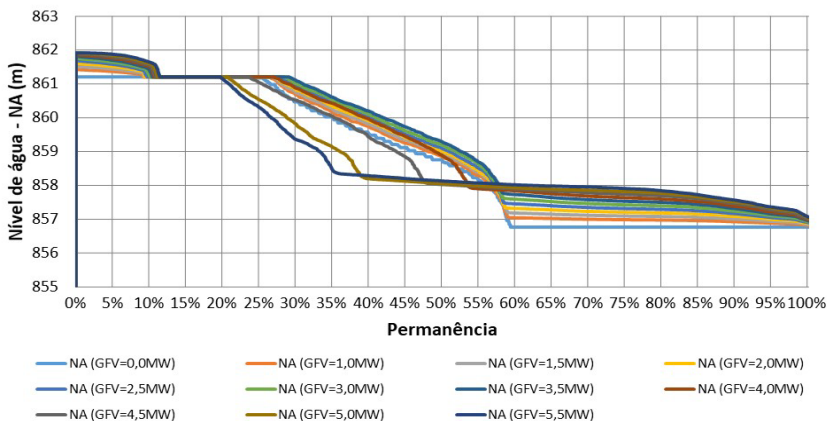


Figura 7 - Curva de permanência da potência para a PCH Rio do Peixe (cota mín. = 858,0m)

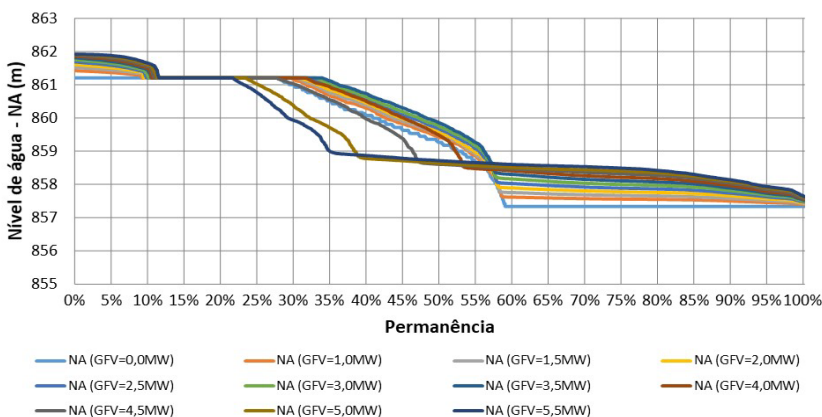


Figura 8 - Curva de permanência da potência para a PCH Rio do Peixe (cota mín. = 858,50 m)

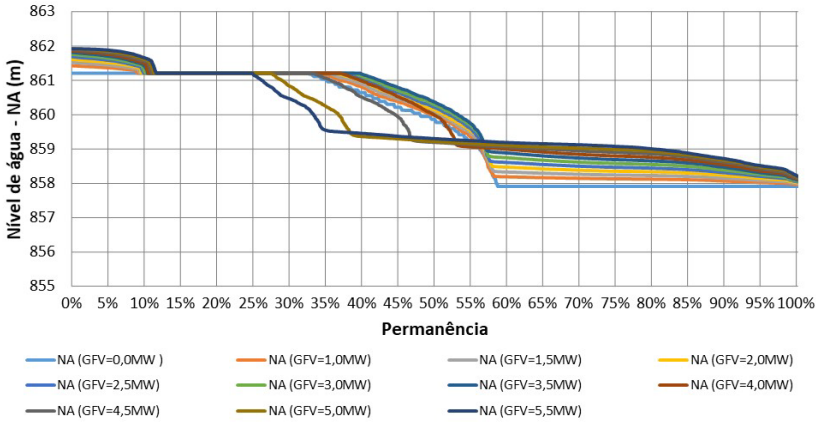


Figura 9 - Curva de permanência da potência para a PCH Rio do Peixe (cota mín. = 859,0 m)

Deve-se observar que nos momentos em que o nível de água do reservatório atinge o nível mínimo operacional, a operação da PCH é cessada. Mas existe a manutenção da defluência mínima (1,03 m³/s) que ocorre pela comporta de fundo, localizada na cota 847,0 m, para atendimento da licença de operação emitida pela CETESB.

Assim, analisando os dados apresentados na Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5, em conjunto com os dados apresentados na Figura 7, Figura 8 e Figura 9, observa-se que a operação conjunta entre a PCH e o GFV contribuiu para a manutenção do nível de água no reservatório. Observa-se o aumento da permanência do nível de água no reservatório em cotas mais elevadas e o aumento dos dias de operação da PCH.

5. CONCLUSÕES

Apesar do estudo ter utilizado dados de municípios localizados em regiões geográficas do estado de São Paulo, as análises podem ser generalizadas e aplicadas para avaliação de casos em outras regiões brasileiras que apresentam diferentes condições ambientais e climáticas.

Para o caso apresentado, as simulações indicam que pode existir complementariedade no tempo entre as gerações fotovoltaica e hidráulica. Mas, para que a complementariedade seja positiva e, dessa forma, contribua para o desempenho do sistema híbrido, evidencia-se que a potência do GFV deve corresponder a um percentual da potência do gerador hidrelétrico. Neste caso, a complementariedade positiva

só ocorre quando a potência do GFV é igual ou maior do que 30% da potência das turbinas da PCH (potência das turbinas: 15.000 kW).

A complementariedade pode ser positiva ou negativa. A complementariedade positiva ocorre quando a quantidade de energia gerada pela operação conjunta entre os geradores é maior do que a quantidade de energia gerada pelos geradores de forma independente. Já, a complementariedade negativa ocorre quando a quantidade de energia gerada pela operação conjunta dos geradores é menor do que a quantidade de energia gerada pelos geradores de forma independente.

Além disso, o estudo indica que a operação conjunta entre as gerações hidrelétrica e fotovoltaica pode ser utilizada para regulação do nível de água nos reservatórios de usinas hidrelétricas. No caso apresentado, a elevação do limite inferior do volume útil implica perda na quantidade de energia entregue ao sistema pelo gerador hidrelétrico. Isso é reflexo do menor volume útil de água disponível para turbinamento. Mas, parte dessa perda é compensada nos momentos em que a geração fotovoltaica está disponível.

Portanto, as pequenas, médias e grandes usinas hidrelétricas devem considerar as contribuições e efeitos da introdução de geradores fotovoltaicos sobre a forma de operação e despacho dos geradores hidrelétricos. A partir disso, tais entidades devem buscar o desenvolvimento de estratégias, na fase de projeto ou de operação, para aproveitar e otimizar os benefícios da operação conjunta com compensação mútua de geração.

Como desdobramento do estudo apresentado, indica-se a possibilidade de desenvolvimento das análises considerando a integração da pequena central hidrelétrica Rio do Peixe com geradores fotovoltaicos instalados em outras regiões. Assim, pode-se avaliar a influência da disponibilidade de insolação diária de diferentes regiões sobre a determinação da potência do GFV que proporcionará a complementariedade positiva durante a operação conjunta com compensação mútua de geração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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.

ALENCAR, C. A.; STEDILE, R.; URBANETZ JR., J. Estudo da complementariedade da geração de energia entre as fontes solar e hidráulica. Revista Brasileira de Energia Solar, ano 9, vol. IX, nº 1, julho de 2018, pp. 58-67.

AN, Y.; FANG, W.; MING, B.; HUANG, Q. Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 7, 2015, pp. 1-13.

BELUCO, A. Bases para uma metodologia de dimensionamento de aproveitamentos híbridos baseados em energias hidrelétrica e fotovoltaica. Tese (doutorado em engenharia) – Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, p. 234. 2001.

BENNETT, I. Monthly Maps of Mean Daily Insolation for United States. *Solar Energy*, v. 9, p. 145-158, 1965.

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.

_____. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CRESESB. 2014.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar engineering of thermal processes*. 4ª ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2013.

FANG, W.; HUANG, Q.; HUANG, S.; YANG, J.; MENG, E.; LI, Y. Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower: A case study of the world's largest hydro-photovoltaic plant, *Energy Conversion and Management*, vol. 136, 2017, pp. 161-172.

GLASNOVIC, Z.; MARGETA, J. The features of sustainable Solar Hydroelectric Power Plant, *Renewable Energy*, vol. 34, 2009, pp. 1742-1751.

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. INPE coordenada atividades do projeto SWERA no Brasil. Disponível em <http://www.inpe.br/noticias/noticia.php?Cod_Noticia=324>. Acesso em 11 set. 2019.

KOUGIAS, I... et al. A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems. *Renewable Energy*, N° 87, 2° sem. 2015 (2016), pp. 1.023-1.030.

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.

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. *Practical handbook of photovoltaics fundamentals and applications*. Elsevier, 2003. 984 p.

OLIVEIRA, R. D.; VIEIRA JÚNIOR, J. C. M. Análise econômica da geração fotovoltaica de energia elétrica no município e São Carlos (SP). Revista Brasileira de Energia, vol. 17, Nº 2, 2º sem. 2011, pp. 157-174.

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.

SILVÉRIO, N. M. Utilização de usinas solares flutuantes para operação coordenada com centrais hidrelétricas: estudo de caso das hidrelétricas da bacia do rio São Francisco. 131 p.: il. Itajubá, 2018. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá. Instituto de Recursos Naturais. Programa de pós-graduação em Engenharia de Energia, 2018.

TIBA, C... et al. Atlas solarimétrico do Brasil – banco de dados terrestre. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111p.: il., tab., mapas.

TOLMASQUIN, M. T. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. EPE: Rio de Janeiro, 2016.