

DEFINIÇÃO DO ARREFECIMENTO MODULAR PARA DESENVOLVIMENTO E MODELAGEM DE USINA FOTOVOLTAICA ARREFECIDA

Vinicius Oliveira da Silva – vinicius.oliveira.silva@usp.br

André Luiz Veiga Gimenes – gimenes@pea.usp.br

Miguel Edgar Morales Udaeta – udaeta@pea.usp.br

Luiz Claudio Ribeiro Galvão – galvao@pea.usp.br

Universidade de São Paulo, Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Resumo. O trabalho tem por objetivo analisar arquiteturas e unidades modulares de arrefecimento de sistemas fotovoltaicos compostos por Módulos Fotovoltaicos (PV), visando determinar, selecionar e adequar um sistema modular tal que seja utilizado em escala em uma usina solar fotovoltaica (UFV) instalada em local de baixa latitude no noreste do estado de São Paulo, de modo a aumentar seu rendimento na produção de energia elétrica (intitulada de usina fotovoltaica arrefecida). A metodologia se dá pela análise das condições climáticas, geográficas e solares da região de instalação da UFV, dos aspectos construtivos, de operação e manutenção do sistema de arrefecimento. Um estudo exaustivo e sistemático do desenvolvimento de sistemas de arrefecimento pelo mundo afora em que se identificam três tipos principais, coletor PVT-líquido e/ou a ar, PV ventilado com recuperação de calor e sistema não PVT. Sendo que o resultado mais evidente conduz a opção pelo sistema PVT-líquido devido à região de instalação ser de clima tropical quente e seco com temperatura ambiente e índice de irradiação solar elevados, e, disponibilidade do fluido refrigerante predefinido. Concluindo que a arquitetura e os arranjos determinativos para desenvolvimento de um módulo arrefecedor são do tipo serpentina e múltiplo-canais, por permitem a boa troca de calor entre o fluido refrigerante e o módulo PV.

Palavras-chave: SFV, Energia Solar, Fotovoltaico/Térmico, Sistema de Arrefecimento Fotovoltaico, UFV

1. INTRODUÇÃO

A produção de energia, seja ela elétrica e/ou térmica, ocasiona o aumento da temperatura dos equipamentos envolvidos na operação. Para reduzir este aumento que impacta diretamente na eficiência, vida útil e emissão de poluentes são empregados sistemas de arrefecimento, presentes em máquinas rotativas de produção de energia como os radiadores e bomba d' água utilizados para evitar o superaquecimento e a emissão de NOx em motores de combustão interna do tipo Diesel e Otto, trocador de calor dos mais diversos no caso das turbinas hidráulicas e a gás garantindo a integridade física dos mancais e das pás. Os módulos fotovoltaicos (PV), equipamentos de produção de energia elétrica em estado sólido estacionários, sofrem com os efeitos do aumento da temperatura durante a sua operação, pois absorvem 80% da radiação solar, dos quais apenas 5-20% é convertido em eletricidade, dependendo do tipo de tecnologia utilizada, o restante da energia é convertido em calor, todo esse processo ocorre simultaneamente fazendo com que a temperatura dos módulos alcance 35°C acima da temperatura ambiente (van Helden *et al.*, 2004), em algumas regiões esses módulos podem atingir temperaturas superiores a 90°C podendo comprometer o seu funcionamento e até danificá-lo permanentemente (OH *et. al.*, 2010). A fim de melhorar o desempenho energético do sistema PV aparece o sistema híbrido de módulo fotovoltaico/térmico (PVT, sigla em inglês para *Photovoltaic/Thermal*), no qual o calor gerado é extraído a partir do módulo PV para o sistema absorvedor térmico.

Assim, esse trabalho tem como principal objetivo selecionar modelo de tecnologia arrefecedora para UFV pela análise dos sistemas de arrefecimento para módulos PV desenvolvidos e em desenvolvimento no mundo e introduzir o sistema modular mais adequado para região de baixa latitude no noroeste do estado de São Paulo, com o intuito de aumentar o rendimento na produção de energia elétrica.

2. METODOLOGIA

A metodologia adotada para elaboração do trabalho baseia-se:

- Estudo dos fatores locais e geográficos da região de instalação da Usina Solar Fotovoltaica (UFV);
- Estudo dos fatores que impactam o aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos (PV) e por sua vez a produção de energia elétrica;

- Estudo exaustivo e fundamentação técnica e científica do estado da arte das tecnologias de arrefecimento de módulos PV visando o entendimento dos fatores que influenciam seu funcionamento e desempenho, levantando, quando possível, os materiais empregados na construção dessas tecnologias, métodos e processos de construção, operação, manutenção e medição das grandezas envolvidas;
- Avaliação das tecnologias de arrefecimento para seleção do tipo mais indicado para a região de instalação da UFV; e
- Levantamento e análise da disponibilidade de água no local de instalação da UFV.

3. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS DA REGIÃO OBJETO DE APLICAÇÃO

Segundo a classificação *Koppen*, a região de instalação da UFV apresenta clima quente e seco (CEPAGRI, 2015), com temperatura média anual de 24,8°C com máxima e mínima média no ano de 33,0°C e 13,1°C, respectivamente. Índice pluviométrico anual de 1.309,4mm. No período seco que compreende os meses de abril a setembro, o índice pluviométrico é de 288,3 mm com média de 48,1 mm ao mês e menor índice, 22,80 mm, no mês de agosto. As temperaturas neste período apresentam média de 22,8°C e média máxima de 30,0°C. Durante o período chuvoso que compreende os meses de outubro a março, o índice pluviométrico é de 1.021mm, abrangendo 77% das chuvas do ano, com média de 170,2mm ao mês e maior índice, 225,9mm, no mês de janeiro. Temperaturas neste período apresentam média de 26,9°C e média máxima de 32,5°C. Segundo dados da UNESP (2013), a maior temperatura ambiente registrada no local foi de 42,0°C, ocorridas em quatro dias distintos, e a maior média diária de temperatura foi 34,9°C, com mínima de 29,3°C e máxima de 38,9°C neste dia. Esses altos valores de temperatura ambiente diminuem a performance de geração de eletricidade do módulo PV (Kawajiri *et al.*, 2011) (Dubey *et al.*, 2013), sendo o conhecimento do comportamento da temperatura local um fator ambiental importante para o garantir a performance do sistema (Usama *et al.*, 2012). Quando analisado o período de 2004-2013, dos índices pluviométricos (mm), insolação (h/dia) mensais, Figura 1, é possível verificar que os menores índices de insolação coincidem com os máximos índices pluviométricos, ou seja, são inversamente proporcionais, e oscilam ao longo de um ano. Os maiores índices pluviométricos ocorrem no início de cada ano e os maiores períodos contínuos de insolação no meio do ano. O maior índice registrado no período, 596,1mm ocorrido em janeiro/2008, apresentou insolação média mensal de 5,4 h/dia, já à máxima insolação, 11,6 h/dia ocorrida em novembro de 2010, apresentou índice de 138,9mm. A média mensal de insolação e do índice pluviométrico para o período é de 7,7 h/dia e 127,6mm, respectivamente.

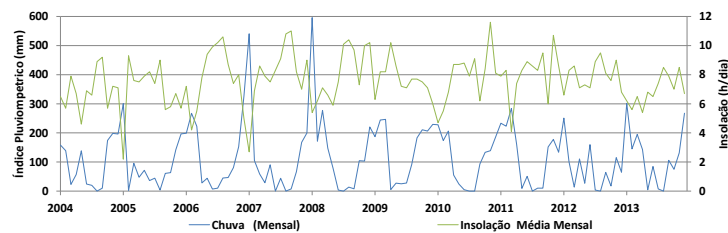


Figura 1 – Comportamento dos índices pluviométricos e insolação mensal para o período 2004-2013.

O comportamento da radiação global (MJ/m².dia) é diretamente proporcional ao período de insolação, Figura 2, e seus picos de máxima radiação global média coincidem com os picos de insolação. A maior radiação global média, 26,6 MJ/m².dia ocorrido em dezembro/2008 coincide com a maior temperatura média desse ano de 26,7°C, e apresentou insolação média mensal de 10,2 h/dia. No período de máxima insolação, 11,6 h/dia ocorrida em novembro de 2010, a radiação global média foi de 26,2 MJ/m².dia, segunda maior média registrado para o período. A média da radiação global média para o período é de 19,1 MJ/m².dia. A curva de radiação global máxima apresenta oscilação menos intensa do que a apresentada pela radiação global mínima, essa característica demonstra que as mínimas oscilam mais que as máximas ao longo do ano, além disso, demonstram que a condição de alta radiação global é mais presente na região, já que a curva de radiação global média encontra-se mais próxima da máxima do que da mínima. A média da radiação global mínima e máxima para o período é de 9,4 e 24,9 MJ/m².dia, respectivamente, com pico de máximo de 35,4 MJ/m².dia registrado no dia 04/12/2008 e insolação de 15,8 h/dia.

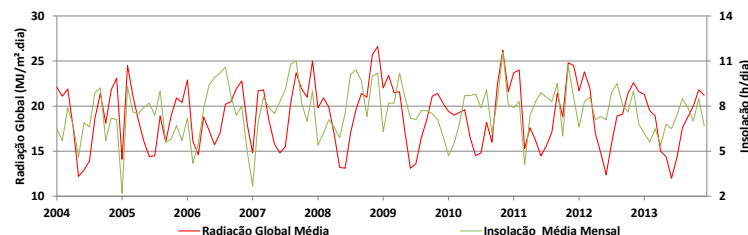


Figura 2 - Comportamento da radiação global média e insolação mensal para o período 2004-2013.

4. ANÁLISE DO EFEITO DA TEMPERATURA EM MÓDULOS PV

A temperatura do módulo fotovoltaico (PV) é um parâmetro de grande importância devido a sua influência no comportamento de um sistema PV. As células PV por estarem expostas aos raios solares aquecem modificando a eficiência do sistema e da energia de saída, uma vez que temperaturas mais altas reduzem a tensão produzida e, inversamente, tensões mais altas são produzidas em temperaturas menores (Meral *et al.*, 2011). Qualquer sistema PV deve incluir o cálculo de ajuste devido ao efeito da temperatura (Krauter, 2004). O efeito da temperatura é resultado de uma característica natural do silício (Meral *et al.*, 2011), pois parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia elétrica, mas dissipada sob a forma de calor, este é o motivo no qual a temperatura das células e módulos PV quando estão gerando sempre apresentarem temperaturas superiores a ambiente (TEe). As maiores temperaturas em um módulo PV são encontradas em sua superfície inferior devido à maior condutividade térmica do silício, material da célula PV, em relação ao material polímero da superfície inferior, geralmente é o tedlar (Teo *et al.*, 2012).

A queda da tensão ocasionada com o aumento da temperatura se dá pelo encolhimento do semicondutor devido à abertura da banda que influencia diretamente a tensão de circuito aberto (V_{ca}) que decresce seguindo a queda de tensão da junção p-n. Este efeito pode ser explicado pelo fator de potencial térmico do diodo, q/kT . Portanto as células PV possuem um coeficiente de temperatura negativo para a V_{ca} . Além disso, potência de saída menor, dado uma mesma fotocorrente, é resultado dos portadores de carga que são liberados com um menor potencial (Shenck, 2010). Com o aumento da temperatura, mais uma vez a abertura da banda, intrínseco ao encolhimento dos semicondutores, mais energia incidente é absorvida devido ao aumento da porcentagem de luz incidente, que tendo energia suficiente eleva os portadores de carga da banda de valência para a banda de condução (Meral *et al.*, 2011). Uma maior corrente fotoelétrica resulta, portanto, no aumento da corrente de curto-circuito para um determinado isolamento e as células fotovoltaicas tem um coeficiente positivo de temperatura I_{cc} (Shenck, 2010). Segundo Makrides *et al.* (2009) a região de maior aumento de temperatura ocorre no barramento principal, uma linha condutora que permite a interligação, captação e condução dos elétrons dos barramentos secundários, que assim como o primário, é uma linha condutora em paralelo responsável pela captação dos elétrons produzidos na banda de valência da célula PV. Nessa região encontram-se as maiores temperaturas da célula PV. Segundo Prieb (2002), à medida que se aumenta a temperatura do módulo de silício observa-se uma diminuição da tensão a uma taxa $-2,2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$, já a corrente de curto-circuito apresenta um ligeiro incremento da ordem de $0,06\%/^\circ\text{C}$, esse aumento reflete na potência, porém é insuficiente para compensar a perda de potência decorrente da diminuição da tensão. Resumindo, a variação da temperatura faz com que os pontos de operação correspondentes à extração de potência máxima variem.

A eficiência de conversão de energia (η) de uma célula PV é o percentual de potencia convertida em relação à coletada quando conectado a um circuito elétrico, que pode ser calculada utilizando a razão entre a ponto de máxima potência ($P_{\text{máx}}$) dividida pela radiação solar de entrada (E em W/m^2), sob as condições normais de ensaio, incidente na área superficial da célula (A_c). Assim, é possível compreender o porquê da η decrescer com o aumento da temperatura, que decresce linearmente com a diminuição da potência de saída que é diretamente proporcional à tensão de saída que decresce com o aumento da temperatura. Portanto, assim como a tensão, a eficiência de um módulo PV diminui com o aumento da sua temperatura.

5. SISTEMA DE ARREFECIMENTO DE MÓDULOS PV

Nos sistemas fotovoltaicos/térmicos (PVT) a energia solar é convertida simultaneamente em calor, assim como, os coletores solares térmicos convencionais, e em eletricidade. A conversão real do calor ocorre no absorvedor, mas parte dessa energia é dissipada para o meio por radiação e convecção. Nos sistemas onde o absorvedor está em contato direto com meio ele é chamado de PVT descoberto, neste caso as perdas de calor para o meio são consideráveis e as temperaturas e eficiência térmicas alcançadas por esse modelo são baixas, este tipo de sistema é indicado para os casos onde se deseja temperaturas de aquecimento mais baixas para a água ou para melhorar o rendimento na conversão elétrica do PV devido o seu aquecimento. O outro grupo é caracterizado pelo sistema PVT cobertos que utilizam uma cobertura, geralmente transparente, colocada sob o absorvedor, ver Fig.3. Essa cobertura, dependendo do tipo de material utilizado, transmite cerca de 90% da radiação solar incidente, essa redução, para a maioria das aplicações, é menos importante do que o efeito do isolamento térmico da cobertura, que tem um efeito direto no aumento da eficiência térmica do sistema (van Helden *et al.*, 2004).

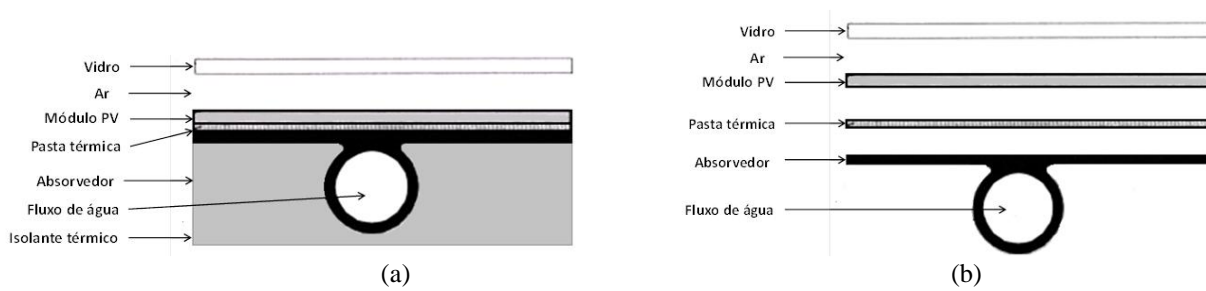


Figura 3 - Desenho representativo da estrutura do sistema PVT-água. (a) sistema com isolante térmico e (b) sistema sem isolante térmico.

O projeto deste sistema varia muito com o tipo de aplicação, que pode ser para uso de água quente e pré-aquecimento do ar para ventilação ou para resfriamento dos PV (Elnozahy *et al.*, 2015), a demanda térmica e elétrica pode ser suprida com a escolha do sistema PVT apropriado e sua viabilidade técnica está comprovada segundo Hasan *et al.* (2010). Existem vários tipos e formas de sistemas PVT, que variam com o tipo de módulo fotovoltaico, com o tipo de fluido, quantidade de radiação e posicionamento geográfico da instalação (Kumar *et al.*, 2015), e podem ser de placa plana ou concentrador e sua classificação varia de autor para autor, sendo mais comum a classificação de acordo com o tipo de fluido de trabalho utilizado, dos quais os mais comuns são a água e o ar. Os sistemas PVT-água são mais eficientes na remoção de calor dos PV do que os sistemas PVT-ar (Prakash, 2004) devido à alta condutividade térmica da água em relação ao ar, resultando em uma grande transferência de calor dos PV para o fluido. Assim, na escolha de um sistema PVT, deve se levar em conta se o bom equilíbrio entre o aumento do rendimento térmico, que impacta diretamente no rendimento elétrico.

5.1 Coletor PVT-líquido

Os coletores PVT-líquidos consistem em um absorvedor de calor que pode ser uma serpentina ou uma série de tubos paralelos acoplados à superfície inferior do laminado de PV ou colado com um material adesivo epóxi por onde circula um fluido que promove o resfriamento do módulo, além disso, o absorvedor pode conter um isolante térmico para reduzir as perdas térmicas da água para o meio ou no caso que se almeje a maior retirada de calor do módulo PV, o absorvedor não recebe o isolante térmico garantido maior troca de calor com o meio. Esse tipo de resfriamento é realizado por convecção forçada, na qual o fluido retira do módulo aumentando a eficiência elétrica na ordem de 4-5% e redução da temperatura das superfícies superior e inferior do módulo PV em 45,5% e 39%, respectivamente (Elnozahy *et al.*, 2015).

Existem diversos tipos de configurações para este tipo de coletor, sendo necessário utilizar, para todos os casos, uma bomba de circulação de água para o sistema. Os quatro principais modelos encontrados na literatura são: coletor chapa e tubo, coletor de canal, coletor de corrente livre e coletor com dois absorvedores. Segundo Zondag *et al.* (2003), é preferível que o fornecimento de água se dê por baixo do módulo PV, de modo a melhorar a eficiência do ponto de vista do coletor. No entanto, do ponto de vista da simplicidade estrutural e do bom desempenho do sistema como um todo, é preferível um coletor do tipo chapa-tubo. Para que haja maior transferência de calor é preciso que a distância média entre a geração de calor e de coleta seja mínima. Outra sugestão, que se refere à área na qual o líquido flui sob a célula PV, é de que esta seja a maior possível e de preferência abranja toda a sua superfície. Para esta aplicação, existe a sugestão apresentada por van Helden *et al.* (2004), cujos múltiplos canais, cada um sob um conjunto de células PV em série, retira o calor gerado através do fluxo de água circulante dentro deles. Esta técnica permite que todas as células sejam atendidas igualmente.

A forma mais simples de se fabricar um coletor PVT é através da fixação do laminado PV comercial ao absorvedor de um coletor térmico, também comercial. Esta configuração tem uma grande desvantagem que se deve ao módulo PV não ficar suficientemente protegido do ambiente, principalmente da umidade, trazendo problemas para aplicação comercial. Além disso, outros problemas relacionados ao isolamento elétrico podem ocorrer, como por exemplo, o aumento da resistência térmica entre o laminado PV e o absorvedor pode ser demasiado devido ao aparecimento de camadas de ar, resultado de irregularidades na laminação ou devido ao material de teflon, usualmente empregado na parte inferior de módulos p-Si apresentar baixa condutividade térmica (Zondag *et al.*, 2003). Uma técnica mais avançada para produção desta tecnologia baseia-se na produção do módulo PVT compreendendo um laminado de células fotovoltaicas, seguido por um isolamento elétrico e por último um absorvedor. Este método é utilizado para obter uma resistência elétrica alta entre as células solares e o absorvedor, evitando o aumento da temperatura e perdas elétricas. Essa técnica também possui alguns problemas, como a deformação do laminado PVT devido à diferença de dilatação térmica entre o vidro da superfície e do laminado de metal do coletor. Para evitar este problema um laminado de teflon aplicado a superfície inferior em vez do vidro reduz essa deformação, mas ao mesmo tempo a ausência do vidro requer um absorvedor suficientemente rígido para proporcionar apoio as células (Zondag *et al.*, 2003). Módulos PVT produzidos em tiras com película superior de plástico tem sido usado e o suporte é fornecido por um tubo de cobre, absorvedor, ao longo do centro da tira. Outro modelo utilizado, também de tiras de PVT, construído sobre chapas galvanizadas, no qual o suporte é fornecido através das bordas, que são dobradas, resultando em um perfil que

posteriormente recebe os tubos de cobre que são fixados através do processo de soldagem. Absorvedores do tipo chapatubo possuem algumas restrições construtivas, devido aos tubos estarem fixados no nível inferior do absorvedor acabam por dificultar o processo de laminação do PV, aumentando o tempo de produção, resolver esse problema construtivo é demasiadamente complexo, pois soldar os tubos após a laminação das células PV prejudica o encapsulamento devido à alta temperatura da solda, ao mesmo tempo colá-lo pode comprometer a confiabilidade da transferência de calor. Uma possível opção para esta fixação é a utilização de uma placa de alumínio fixada através de um processo de cladeamento (Chow *et al.*, 2006).

Independentemente da técnica e configuração escolhida para a produção do sistema PVT, é importante salientar que o encapsulante das células precisa suportar altas temperaturas na ordem de 130°C e as propriedades óticas das células PV devem ser suficientemente boas. Há a opção de encapsulamento a baixa temperatura em detrimento a laminação, que consiste na utilização de silicone com alta resistência a temperatura. Mas como toda solução possui algum tipo de desvantagem, a aplicação de silicone em termos de manuseio possui o risco de aprisionamento de ar entre as camadas fixadas diminuindo a eficiência das trocas térmicas.

5.2 Coletor PVT-ar e PV ventilado com recuperação de calor

Os coletores PVT-ar são semelhantes a um coletor de ar quente convencional com um laminado de PV funcionando na cobertura superior do canal de ar. Coletores PVT-ar são mais baratos que os PVT-líquidos devido a flexibilidade e facilidade de conversão, com poucas modificações, dos módulos PV convencionais e podem ser construídos com ou sem vidro. Em geral são aplicados quando o usuário final possui uma demanda por ar quente, principalmente para usar o ar diretamente para aquecimento. Por outro lado esta aplicação depende diretamente do mercado de sistemas de aquecimento de ar, que é baixa na maioria dos países, por exemplo, o Brasil, sendo indicado para pré-aquecimento do ar de ventilação de edifícios onde as temperaturas requeridas variam de 15-25°C.

Como a transferência de calor no sistema PVT-ar é mais crítica do que no sistema PVT-líquido, é importante que o modelo de transferência de calor adotado seja adequado, pois os efeitos na entrada, relacionados a transferência de calor em coletores a ar, mostram que em média o número de Nussel (Nu) varia 10% ao longo do comprimento de entrada para um canal suficientemente largo e o diâmetro hidráulico deve ser duas vezes que a altura do canal (Eicker *et al.*, 2000). O impacto do fluxo de ar induzido pela flutuação e transferência de calor através do canal vertical, aquecido a partir de uma das superfícies do módulo PV, aumenta a velocidade do fluxo de calor não uniforme dentro do duto. Esse efeito, esta ligado diretamente ao formato de saída do duto. Em síntese, para melhorar a transferência de calor do sistema a ar é preciso controlar o seu fluxo forçado e sua flutuação. Outra opção, muito usada em pesquisas experimentais, é o aumento da turbulência no canal de escoamento e da área da superfície de transferência de calor (HASAN *et al.*, 2010).

Em relação aos aspectos construtivos de fixação, do sistema de arrefecimento no módulo PV, e seus materiais empregados, o sistema PVT-ar se assemelha ao sistema PVT-água. A aplicação do ar como meio de transporte de calor em relação a outros fluidos de trabalho, como a água, possui algumas vantagens como o não congelamento do fluido no coletor, fator importante para regiões de clima frio, não há riscos em caso de vazamento, o custo do insumo refrigerante é zero e a sua disponibilidade é imediata e perene, é indicado para regiões no qual o acesso à água é restrito ou economicamente inviável, por outro lado possui baixa capacidade e condutividade térmica, resultando numa baixa transferência de calor, ou seja, não recomendado quando se deseja o arrefecimento do módulo PV, há grandes perdas de calor devido a vazamento de ar e no caso de sistema passivo, sem auxílio de um sistema de injeção de ar, o sistema PVT-ar pode operar com baixo rendimento devido à baixa densidade e condutividade térmica do ar.

A diferença entre PV ventilado com recuperação de calor e coletores PVT deve-se ao fato de que o sistema PVT, geralmente, ser projetado para um prédio específico não possuindo um sistema padronizado de fabricação. A forte ligação existente entre os dois tipos muitas vezes faz com que projetistas, sem experiência em relação a este tipo de tecnologia, forneçam a opção menos adequada ao projeto. Esta situação pode mudar uma vez que vários institutos e fabricantes, principalmente dos países europeus, onde essas pesquisas e tecnologias são mais desenvolvidas, estão fazendo um esforço para padronizar esses sistemas.

Módulos PV convencionais para fachadas e telhados, onde a incidência de ar é muito frequente na superfície inferior dos módulos PV devido sua inclinação de instalação, permite que o ar os arrefeça por convecção natural. Esse calor pode ser recuperado, e neste caso é considerado que o PV funciona como um coletor PVT. Devido às facilidades de construção e operação, os sistemas PVT com extração de calor através do ar são muito estudados como alternativa e solução para sistemas *Build Integrated PV* (BIPV, sigla em inglês para construção integrada a fotovoltaicos). Este sistema pode operar durante o inverno produzindo calor para aquecimento interno e durante o verão como sistema de refrigeração ativo (Eicker *et al.*, 2000). Um estudo abrangente de Bazilian *et al.* (2001), demonstrou que esse tipo de sistema é mais adequado a aplicações de baixa temperatura. Além disso, a integração de sistemas PV as construções poderiam atingir um projeto coeso tornando-se uma solução para fornecimento de energia em edifícios, concluindo que há grande necessidade de pesquisas na área para que os sistemas PVT se tornem uma realidade comercial (Feng *et al.*, 2015). Outro estudo, (Charalambous *et al.*, 2007) demonstrou que coletores BIPV são mais adequados para condições com climas frio, ou seja, com baixa temperatura ambiente. Esse sistema, se utilizado em fachadas, pode proporcionar além de eletricidade ganhos como proteção do edifício a radiação solar, reduzindo a carga térmica de arrefecimento, fornecimento e complemento de calor para aquecimento interno dos edifícios, caso não haja demanda direta para o calor gerado, este pode ser utilizado para induzir diferença de pressão e ajudar no sistema de ventilação e devido à qualidade

estética dos módulos solares, estes podem contribuir para a redução do custo de acabamento do edifício (HASAN *et al.*, 2010).

5.3 Sistema de arrefecimento de módulos PV não PVT

O sistema de arrefecimento de módulos PV não fotovoltaicos/térmicos (PVT) consiste da injeção de água sobre a sua superfície superior do módulo PV, esta água, ao escorrer pela superfície retira o calor armazenado no módulo através da transferência de calor por condução e convecção. Esse tipo de sistema é simples e conta com um módulo PV, uma bomba e um tanque de armazenamento de água. A injeção da água é feita sobre a superfície superior do módulo PV por diversos orifícios presentes num tubo, de modo a garantir trocas de calor homogêneas em toda a superfície. Resultados obtidos pela *Endecon Engineering* (2001) indicaram que devido à perda de calor por convecção entre a água de refrigeração e a superfície superior do módulo PV, ocasionou um aumento de 15% na produção elétrica do sistema em condições de pico de radiação solar. Além disso, os resultados indicaram que um aumento em 5%, da energia entregue, pode ser obtido durante as estações secas e quentes. Outro experimento realizado por Odeh *et al.*, (2009), com o intuito de melhorar o rendimento de um sistema de bombeamento de água alimentado pela energia elétrica, produzida por módulos PV, foi montado um arranjo que consistia em tubos para permitir o fluxo de água agindo por gravidade sobre a superfície do módulo PV. Os testes foram realizados em diferentes cidades da Austrália, Sydney, Perth e Darwin, as quais possuem latitudes diferentes, e assim verificar o sistema em condições climáticas distintas. Os resultados mostraram que o aumento da potência de saída dos sistemas variava entre 4-10%, quando o sistema de arrefecimento operava, no qual parte desse aumento, 50%, deve-se diretamente pela refrigeração do módulo resultante do contato da água com a sua superfície, e a outra parte deve-se ao aumento da radiação solar incidente no módulo PV devido à refração do feixe de luz solar na camada de água.

6. FORNECIMENTO DE ÁGUA

A instalação da UFV está localizada dentro da área de uma Usina Hidrelétrica (UHE), isto facilita a captação de água para o sistema de arrefecimentos dos módulos PV, mas sua utilização é possível caso seja aproveitada no final dos processos, quando a água após o uso é descartada a jusante da UHE, ou pela utilização direta da água do reservatório no sistema de arrefecimento com a condição de que a retorne para algum processo na UHE. Diversas opções de fornecimento foram encontradas e ao mesmo tempo descartadas. Assim, duas principais opções disponíveis são analisadas e discutidas.

6.1 Água de saída do sistema de refrigeração dos Mancais

A água de refrigeração dos mancais está disponível intermitentemente ao longo do ano apenas no período de operação em que as máquinas geradoras, na qual o sistema refrigera, estão operando. Esta, antes de entrar nos trocadores térmicos dos mancais, passa por um processo químico de cloração para eliminar o mexilhão amarelo e evitando a sua fixação nas superfícies das tubulações e mancais que podem inviabilizar a operação ao longo do tempo. Para a sua utilização seriam necessárias diversas intervenções físicas na estrutura da barragem da represa, como perfurações de paredes e tetos dentro da casa de máquinas de turbina, remanejamento dos dutos elétricos e lubrificantes existentes nas canaletas internas da barragem, desligamento e perfuração da linha principal de descarga dos trocadores de calor de quatro turbinas, construção de uma tubulação de 700m até a linha de enrocamento da barragem mais um prolongamento de 77m desta até a área da UFV. A temperatura de fornecimento dessa água durante o verão é elevada, máxima de 39°C e média anual de 32°C, e nos períodos mais frios, máxima de 29°C e média de 26°C.

6.2 Água da linha de enrocamento da UHE

A água da linha de enrocamento da UHE é bruta, captada no fundo do reservatório da UHE, proporcionando temperaturas amenas ao longo do ano devido a grande coluna de água existente, com máxima 29°C no verão, e média anual de 24°C, com mínima de 19°C no inverno. A linha de enrocamento, após sair das instalações internas da barragem é fixada numa canaleta com cobertura, para abriga-la do sol e evitar avarias, percorre uma distância inferior a 500m terminando no estacionamento do prédio administrativo da UHE. A distância entre o final desta linha à área de instalação da UFV é de 77m. Essa água apresenta diversos usos, limpeza geral do prédio administrativo e frota de veículos, irrigação dos jardins, alimentação de hidrantes, fornecimento para caminhões pipas. Essas condições tornam seu fornecimento contínuo não havendo interrupções ao longo do ano.

6.3 Análise do fornecimento de água

Após verificação em campo das possibilidades de fornecimento de água e através de análise qualitativa, ver Tab.1, determinou-se que a alimentação do sistema de arrefecimento seja fornecida pela linha de enrocamento, pois apresenta vantagens como proximidade entre a linha existente e a área da UFV, fornecimento contínuo e perene ao longo do ano sem a necessidade de bombeamento e principalmente por não necessitar de intervenções físicas na barragem da UHE.

Tabela 1 – Levantamento das opções de fornecimento de água.

Fornecimento	Vantagem	Desvantagem
Sistema de refrigeração dos Mancais	Água clorada, não há necessidade de implantar um sistema de tratamento de água; Água de final de processo excluindo a necessidade de retorná-la para montante ou outro processo da UHE; Sem necessidade de sistema de bombeamento.	Intervenções na estrutura civil da barragem; Desligamento de duas máquinas geradoras, durante o período de montagem do sistema; Remanejamento de dutos elétricos e lubrificantes utilizados na operação de máquinas geradoras; Construção de 777 m de prolongamento de tubos; Altas temperaturas de fornecimento de água; Fornecimento de água vinculado à operação das máquinas geradoras.
Linha de enrocamento da UHE	Implantação isenta de intervenções físicas que inviabilizem operações na UHE; Água de final de processo excluindo a necessidade de retorná-la para montante ou outro processo da UHE; Sem necessidade de sistema de bombeamento; Prolongamento de 77 m da tubulação; Fornecimento perene ao longo do ano.	Implantação de um sistema de cloração.

7. CONCLUSÃO

O local de instalação da UFV apresenta clima quente e seco, com temperatura média e índice pluviométrico anual de 24,8°C e 1.609,4mm, respectivamente, período chuvoso ocorre nos meses de outubro a março, 77% das chuvas anuais, e o período seco entre os meses de abril a setembro. A radiação global média e período de insolação médio anuais são de 19,1 MJ/m².dia e 7,7 h/dia, respectivamente. Além disso, nos meses chuvosos foram registradas as maiores temperaturas históricas de 42°C. Essas características demonstram que o local apresenta grande período de insolação, altos níveis de radiação global e temperatura ambiente ao longo do ano diminuído a performance dos módulos PV devido ao aumento da sua temperatura de operação. Através de análise qualitativa das opções de fornecimento de água determinou-se que a alimentação do sistema de arrefecimento, seja fornecida pela linha do enrocamento da UHE. A partir da bibliografia e pelo entendimento do processo de termalização dos módulos fotovoltaicos (PV), no qual a temperatura da superfície inferior é maior que a superior, com diferença medida em campo de 8,1°C, pela condição de não desperdiçar água (sistema fechado), e necessidade de arrefecer o módulo PV ao máximo para aumento da produção de energia elétrica, fica evidente que a solução fotovoltaico/térmico líquido (PVT-líquido) sem isolamento térmico é a mais indicada. Outra característica observada deste tipo de sistema deve-se ao fato de permitir a utilização de módulos PV convencionais, apresenta alta capacidade de trocas térmicas e é indicado para região com clima quente. Dentro das opções, três sistemas são selecionados para construção, dois do tipo chapa tubo (serpentina) e um do tipo múltiplo-canais.

Agradecimentos

À CAPES, pela concessão de bolsa de MSc., à CESP por ser financiador do P&D ANEEL PE-0061-0037/2012 que possibilitou o desenvolvimento deste artigo. E também a equipe de pesquisadores e colaboradores que participaram direta e indiretamente na realização deste P&D ANEEL.

REFERÊNCIAS

- Bazilian M., Leeders F., van der Ree B. G. C., Prasad D. Photovoltaic cogeneration in the built environment. *Solar Energy* 2001;71:57–69.
- CEPAGRI (Brasil). Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas a Agricultura. UNICAMP, Campinas, Brasil, 2015b. Acessado em maio/2015 <http://www.cpa.unicamp.br/outras-informacoes/clima_muni_236.html>
- Charalambous PG, Maidment GG, Kalogirou SA, Yiakoumetti K. Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: a review. *Applied Thermal Engineering* 2007;27: 275–8.
- Chow TT, He W, Ji J. Hybrid photovoltaic-thermosyphon water heating system for residential application. *Solar Energy* 2006;80(3):298–306.
- Dubey, S., Sarvaiya, J. N., Seshadri, B.; Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - A review. *Energy Procedia*; 2013. (33) p. 311-321
- Eicker U, Fux V, Infield D, Li M. Heating and cooling of combined PV-solar air collectors facades. In: Proceedings of international conference of 16th European PV solar energy; 2000. p. 1836–9.

- Elnozahy, A., Rahman, A. K. A., Ali, A. H. H., Abdel-Salam, M., Ookawara, S.; Performance of a PV module integrated with standalone building in hot arid areas as enhanced by surface cooling and cleaning. In: Energy and Buildings, 2015, (88) p. 100-109.
- Endecon Engineering: Energy technology development division, consultant report, a guide to photovoltaic (PV) system design and installation. California Energy Commission; 2001. p. 1–40.
- Feng, C., Zheng, H., Wang, R., Yu, X., Su, Y.; A novel solar multifunctional PV/T/D system for green building roofs. In: Energy Conversion and Management, 2015, (93) p. 63-71.
- Hasan M. A., Sumathy k.; Photovoltaic thermal module concepts and their performance analysis: A review; Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 1845–1859.
- Kawajiri K, Oozeki T, Genchi, Y. Effect of Temperature on PV Potential in the World. Environmental Science and Technology 2011;45:9030-5.
- Krauter S. Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. Solar Energy Materials and Solar Cells 2004;82:13–37.
- Kumar, A., Baredar, P., Qureshi, U.; Historical and recent development of photovoltaic thermal (PVT) technologies. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, (42) p. 1428-1436.
- Makrides G., Zinsser B., Georghiou G. E., Schubert M., Werner J. H., Temperature behavior of different photovoltaic systems installed in Cyprus and Germany. Solar Energy Materials & Solar Cells 93 (2009) 1095-1099.
- Meral, M. E., Dinçer, F.; A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems. Yuzuncu Yil University, Department of Electrical and Electronics Engineering, Van, Turkey, 2011.
- Odeh S., Behnia M., Improving Photovoltaic Module Efficiency Using Water Cooling, Heat Transfer Engineering, (2009), 30:6, 499-505, DOI: 0.1080/01457630802529214.
- Oh, J., Samy, G., Mani, T.; Temperature Testing and Analysis of PV Modules Per ANSI/UL 1703 and IEC 61730 Standards, Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Program - 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, PVSC 2010, p 984-988, (2010).
- Prakash J. Transient analysis of a photovoltaic thermal solar collector for cogeneration of electricity and hot air water. Energy Conversion and Management, 1994;35:967–72.
- Prieb, C. W. M.; Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos; Dissertação para Obtenção do Título de Mestre em Engenharia, UFERGS, Junho de 2002.
- Shenck N. S., Alternative energy systems. U.S. Naval Academy Lecture Readings, 2010.
- TEE, Tools for Electrical engineering, e-learning: <http://e-lee.ist.utl.pt>.
- Teo, H. G., Lee, P. S., Hawlader M. N. A.; An active cooling system for photovoltaic modules, Applied Energy, 90, 309-315, (2012).
- Unesp (Brasil), Universidade Estadual Paulista, 2013. Acessado em agosto/2013 <http://clima.feis.unesp.br/recebe_formulario.php>
- Usama Siddiqui, M., Arif, a. F M., Kelley, L., Dubowsky, S.; Three-dimensional thermal modeling of a photovoltaic module under varying conditions. In: Solar Energy, 2012, 9(86) p. 2620-2631.
- van Helden W. G. J., van Zolingen R. J. Ch, Zondag H. A.; PV thermal systems: PV panels supplying renewable electricity and heat. In: Prog. Photovolt: Res. Appl. 2004; 12:415–426 (DOI: 10.1002/pip.559).
- Zondag HA, De Vries DW, Van Helden WGJ, Van Zolingen RJC, Van Steenhoven AA. The yield of different combined PV-Thermal collector designs. Solar Energy 2003; 74(3): 253–269.

DEFINITION OF MODULAR COOLING FOR DEVELOPMENT AND MODELING OF COOLED PHOTOVOLTAIC POWER PLANT

Abstract. *The work aims to analyze architectures and modular cooling units for photovoltaic systems consisting of Photovoltaic (PV) modules to determine, select and tailor a modular system such that it is used in scale in a Photovoltaic Solar Power Plant (UFV) in order to increase its yield in the production of electricity (called cooled photovoltaic power plant). The methodology is by analysis of climatic, geographic and solar conditions of the installation region of the UFV, the constructive aspects, operation and maintenance of the cooling system. Comprehensive and systematic studies of development cooling systems around the world are identified three main types of systems, PVT-collector liquid and/or air, ventilated PV with heat recovery and not PVT system. And the most obvious result leads the option for PVT-liquid system due to the installation region is hot and dry tropical climate with high index of ambient temperature and solar radiation, and by the refrigerant fluid availability. Concluding that the architecture and determinative arrangements for development of a cooler module are of the ype serpentine and multiple-channel, by allow for good heat exchange between the refrigerant and the PV module.*

Key words: PV System, Solar Energy, Photovoltaic/thermal, PV Cooling system, PVPP