

Catálogo das Perdas

Parâmetros Térmicos

O fator de perdas térmicas é dividido em uma constante fixa mais fator de perda por vento, e considera temperatura ambiente e aquecimento das células.

Média anual $V_{\text{vento}} = 3,08667 \text{ m/s}$

(Juiz de Fora - https://pt.windfinder.com/windstatistics/juiz_de_fora_aeroporto)

Constantes usadas para $v \geq 4$:

$U_c = 25 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K};$

$U_v = 1.2 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K/m/s}$

Perdas Ohmicas

É a proporção de perdas ôhmicas devido ao cabeamento do sistema, em relação a potência nominal do sistema.

Variam com o material, comprimento e raio dos condutores.

Qualidade do Módulo – LID

Light Induced Degradation (Degradação Induzida por Luz). Módulos PV de silício tem degradação natural devido as reações físicas (fluxo de elétrons) entre as junções p-n de um módulo.

Estabilização de Energia: degradação inicial que ocorre quando os módulos são expostos a luz solar. A porcentagem média de perda de potência para o primeiro ano, é geralmente próxima a 3% (valor médio informado por fabricantes).

Degradação de Potência: valor médio de 0,8% para os anos seguintes a estabilização de energia.

A performance das células e dos módulos degrada de maneira rápida durante o início de operação. Este efeito adiciona elétrons no meio da banda proibida do silício, resultando em menor vida útil

PID (Perdas por sujeira?)

A umidade, alta temperatura e alta tensão aceleram o movimento dos íons entre as camadas de material semicondutor e outros elementos, reduzindo a capacidade produtiva dos módulos (a corrente e a tensão potencial fazem com que os elétrons migrem para longe do semicondutor).

Poeira e degradação do vidro (liberando íons sódio) podem catalisar no fenômeno.

Assim, os quatro principais fatores a serem considerados com as perdas PID são: ambiente, sistema, o módulo e as células. [2]

Ambiente:

Os protocolos de teste de módulos fotovoltaicos nos laboratórios Underwriters Laboratories (UL) e International Electrotechnical Commission (IEC) envolvem variações intensas de climas (calor úmido, ciclo de temperatura e ciclo de congelamento e descongelamento).

Sistema:

A tensão depende da topologia do solo/base do sistema fotovoltaico; geralmente associada com tensão negativa ao solo. Além disso, deve-se manter o sistema limpo (manutenções regulares).

Identificando o problema:

Os módulos afetados (em maioria os do polo negativo da série) usualmente tem padrão de células negras, ou seja, células que foram desligadas próximas a borda do módulo. Este padrão pode ser o fluxo de descargas negativa, devido ao excesso de cargas positivas.

Efeito de incidência

O efeito de incidência (IAM) corresponde a queda da irradiância real no sistema, em relação a irradiância em circunstâncias normais, devido ao aumento das reflexões por causa do ângulo de incidência.

Degradação

O fator de degradação é dado pelo fabricante, e geralmente é de 0,8% ao ano. Representa a perda na eficiência do módulo, chegando a aproximadamente 20% em 25 anos (vida útil aproximada dos módulos).

Nem todos os módulos do arranjo, porém, irão degradar da mesma maneira, havendo também uma perda de incompatibilidade de módulos.

Períodos de Inatividade

É possível calcular as perdas do sistema devido a períodos pré-definidos onde não há energia sendo gerada. Por exemplo, horários para limpeza dos módulos, reinstalação, troca de componentes ou expansão.

Para esta catalogação é preciso ter definido o tempo de inatividade, o número de vezes que irá se repetir, e os horários de início e fim da “manutenção”

Referências:

[1]

[2] “Understanding Potential Induced Degradation” – Advanced Energy
http://solarenergy.advanced-energy.com/upload/File/White_Papers/ENG-PID-270-01%20web.pdf