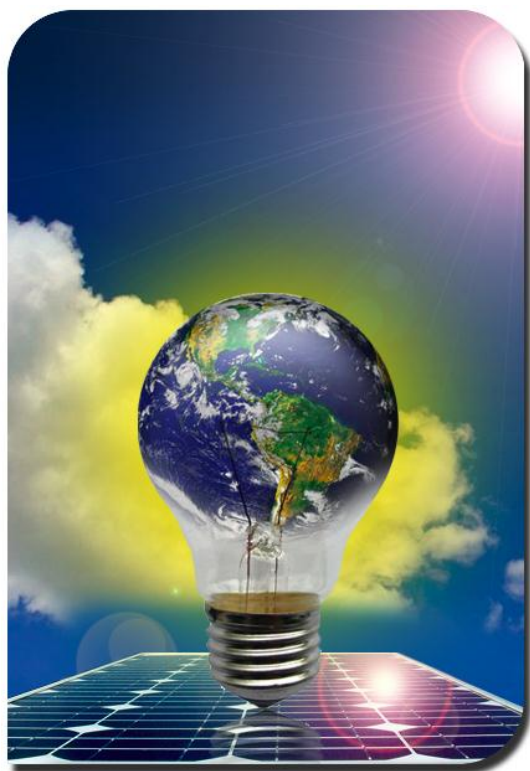


Lisboa 2013

Instalações fotovoltaicas



Pedro Miguel Carço

CERTIEL

Lisboa 2013

ÍNDICE

1	Objeto	3
2	Domínio de aplicação.....	3
3	Definições e vocabulário	3
3.1	Rede ou rede pública	3
3.2	Unidade MP ou UMP	3
3.3	Unidade MN ou UMN	3
3.4	Célula FV	3
3.5	Módulo FV.....	4
3.6	STC – Standard test condition.....	4
3.7	String.....	4
3.8	Cabo de string	4
3.9	Cabo principal	4
3.10	Inversor	4
3.11	Tensão de circuito aberto - VocSTC	5
3.12	Corrente de curto-circuito - IccSTC.....	5
3.13	Lado DC	5
3.14	Lado AC	5
4	O campo solar	6
5	Módulos fotovoltaicos	9
5.1	A célula fotovoltaica	10
5.2	Caraterísticas de um módulo fotovoltaico	13
5.3	Associação de módulos fotovoltaicos.....	15
6	Inversores.....	17
6.1	Parâmetros e caraterísticas	17
6.2	Rendimento europeu.....	18
6.3	Escolha do inversor	19
6.4	Escolha do inversor face à arquitetura do gerador	21
7	Ligações e proteções.....	24
7.1	Esquemas de ligação à terra do lado AC.....	24
7.2	Esquemas de ligação à terra do lado DC.....	24
7.3	Proteção contra os choques elétricos.....	24
7.3.1	Proteção contra os contactos diretos.....	25
7.3.2	Proteção contra os contactos indiretos.....	26

7.4	Ligação das massas à terra.....	27
7.5	Protecção contra as sobreintensidades.....	27
7.5.1	Do lado DC	27
7.5.2	Do lado AC.....	29
7.6	Queda de tensão.....	29
7.7	Seccionamento e corte	30
7.7.1	Dispositivos de seccionamento.....	30
7.8	Canalizações e materiais.....	30
8	Esquema geral de uma instalação FV ligada à rede pública	31
9	Prevenção e segurança contra incêndio	34
9.1	Riscos existentes	34
9.2	Queimaduras.....	35
9.3	Soluções com segurança.....	35
9.3.1	Garantir espaço de manobra	36
9.3.2	Colocação de sinalética.....	37
9.3.3	Cobertura dos painéis FV	39
9.4	Dispositivos de seccionamento e de corte de urgência	41
10	Exemplo de dimensionamento	45
11	Ligações à RESP - Rede elétrica de serviço público.....	50
11.1	Soluções de ligação à RESP para unidades de microprodução – UMP	50
11.2	Soluções de ligação à RESP para unidades de miniprodução – UMN.....	55
12	Conclusão	61
13	Bibliografia	62

1 OBJETO

A tecnologia fotovoltaica tem-se revelado como aquela que melhor aceitação tem tido junto do cidadão comum como fonte de energia renovável, quer por se tratar de uma tecnologia de fácil implementação, quer por ter também incentivos do ponto de vista financeiro ainda relativamente interessantes.

A evolução, em todos os aspetos, verificada nesta tecnologia leva-nos a crer que, a curto prazo, a paridade em termos de rentabilidade destas instalações com as outras tecnologias será uma realidade.

2 DOMÍNIO DE APLICAÇÃO

No presente manual vamos abordar os conceitos tidos como necessários para a correta conceção e execução de instalações fotovoltaicas com ligação à RESP - Rede Elétrica de Serviço Público. Para além do proposto no Guia Prático de Instalações de Microprodução disponível em www.certiel.pt, serão também abordadas matérias tão importantes como a manutenção destas instalações e condições de segurança a considerar para atuação em caso de incêndio.

As matérias aqui abordadas pretendem dar resposta ao projeto e execução de instalações fotovoltaicas independentemente do regime a que estejam sujeitas (micro ou miniprodução).

3 DEFINIÇÕES E VOCABULÁRIO

No presente manual, serão aplicados alguns termos para simplificação de texto e rápida interpretação, quer de matérias quer de esquemas, pelo que teremos:

3.1 REDE OU REDE PÚBLICA

Simplificação de RESP – Rede Elétrica de Serviço Público.

3.2 UNIDADE MP OU UMP

Unidade de microprodução: unidade do grupo I – instalação de produção de eletricidade monofásica ou trifásica a partir de energia fotovoltaica (para o caso presente) em baixa tensão com potência de ligação até 11,04 kW.

3.3 UNIDADE MN OU UMN

Unidade de Miniprodução: instalação de produção de eletricidade monofásica ou trifásica, a partir de energia fotovoltaica (para o caso presente) cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW.

3.4 CÉLULA FV

Dispositivo fotovoltaico fundamental, capaz de gerar eletricidade desde que sujeito a fonte luminosa.

3.5 MÓDULO FV

Conjunto de células fotovoltaicas, agrupadas e interligadas bem como protegidas mecanicamente das condições ambientais.

3.6 STC – STANDARD TEST CONDITIONS

Condições normalizadas para ensaios de células fotovoltaicas; Estas preveem uma radiação de 1000 W/m^2 a uma temperatura de 25°C .

3.7 STRING

Conjunto de módulos fotovoltaicos interligados em série, de modo a garantir a tensão de saída DC da instalação produtora (UMP ou UMN).

Nota: o termo “string” é de origem anglo-saxónica; Aplica-se por ser o mais comum na literatura internacional.

3.8 ARRAY

O mesmo que painel, ou seja, conjunto de módulos organizados formando um grupo gerador, que poderá ser formado por apenas uma ou várias strings (conjunto da Figura 1).

3.9 CABO DE STRING

Cabo que interliga as strings constituintes de uma UMP ou UMN, num único ponto.

3.10 CABO PRINCIPAL

Cabo que liga o ponto de ligação dos cabos de strings ao inversor.

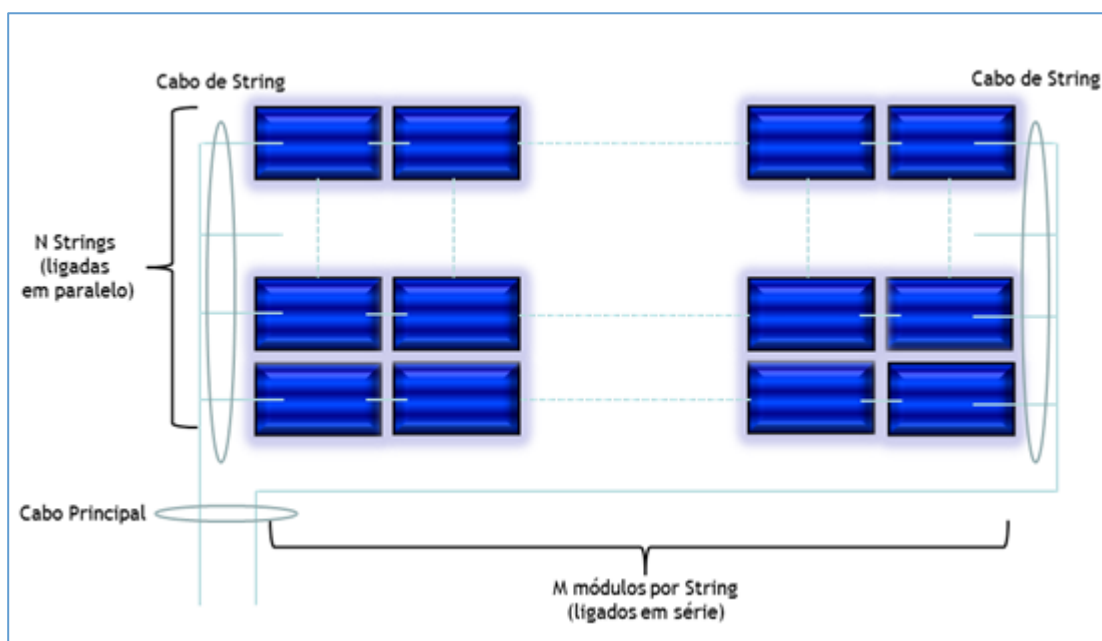


FIG.1 – ESQUEMA EXEMPLIFICATIVO SIMPLIFICADO DE LIGAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.11 INVERSOR

Dispositivo que transforma a tensão e a corrente contínua em tensão e corrente alternada.

3.12 TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO - VocSTC

Tensão em vazio em condições de ensaio normalizadas (STC) nos terminais de um módulo FV, de uma string ou de uma unidade de produção.

Nota - Para os módulos fotovoltaicos a tensão máxima deve ser calculada através da fórmula: $1,15 \times \text{VocSTC}$.

3.13 CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO - IccSTC

Corrente de cc em condições de ensaio normalizadas de um módulo FV, de uma string ou de uma unidade de microprodução.

3.14 LADO DC

Parte da instalação da unidade de microprodução situada entre os módulos fotovoltaicos e os ligadores DC do inversor.

3.15 LADO AC

Parte da instalação da unidade de microprodução situada entre os ligadores AC do inversor e o ponto de ligação à RESP.

Ao chegar ao limite da atmosfera, a radiação total, é absorvida por esta por fatores distintos. Ao solo chega parte da radiação, onde se distingue:

- radiação direta, geradora de sombras;
- radiação difusa, obtida por difusão da luminosidade pelo ar, partículas de água, poeiras, etc...

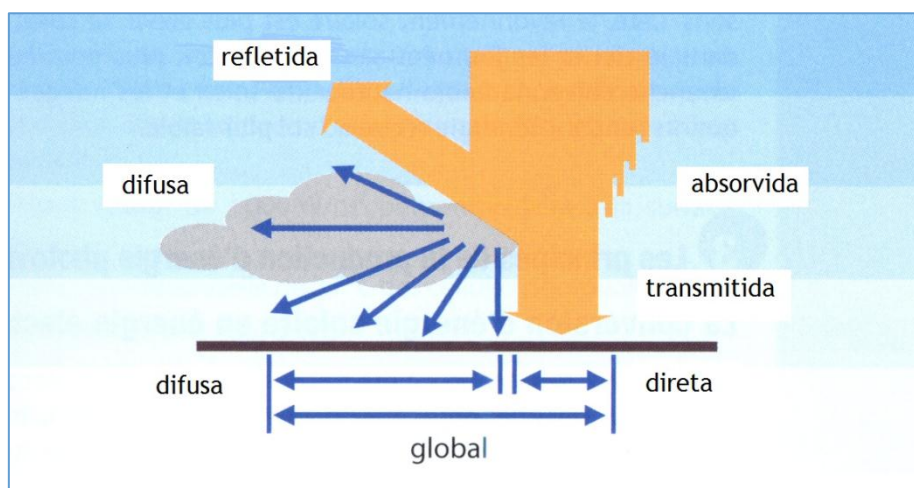


FIG. 3 – DECOMPOSIÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR AO ATRAVESSAR A ATMOSFERA

Para podermos avaliar a radiação solar num plano não horizontal, teremos de considerar o albedo, isto é, parte da radiação solar refletida pelo solo.

A soma da radiação direta, da radiação difusa e do albedo, é por definição a radiação global.

A variação da altura do Sol (verão ou inverno) provoca uma diferente espessura da atmosfera a atravessar pela radiação, logo o nível de iluminação no solo será também diferente, como se ilustra na figura 4.

Metade da eletricidade gerada pelo Sol num ano provém da radiação solar direta. A outra metade é produzida pela luz difusa sempre presente, mesmo nos dias com nebulosidade. Quando o tempo está encoberto, a dispersão da radiação solar provocada pelas partículas de água existentes diminui a sua intensidade.

Entre um dia soalheiro e um dia nublado, a radiação solar pode variar na razão de 1 para 10...

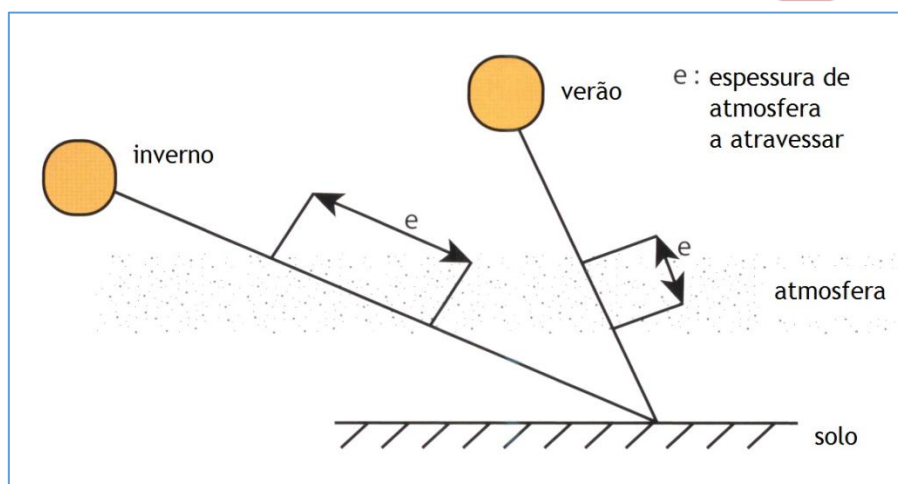


FIG. 4 – ESPESSURA DE ATMOSFERA ATRAVESSADA PELA RADIAÇÃO COM A VARIAÇÃO DA ALTURA DO SOL.

Para além da altura, a radiação solar também varia com as estações do ano. No verão a radiação solar é mais elevada, pois o Sol encontra-se mais alto (posição mais vertical) e os dias sem nuvens são em maior número; Por outro lado, no inverno, para além da inclinação solar ser maior, temos um maior número de dias com nebulosidade, pelo que a energia rececionada na superfície terrestre é menor.

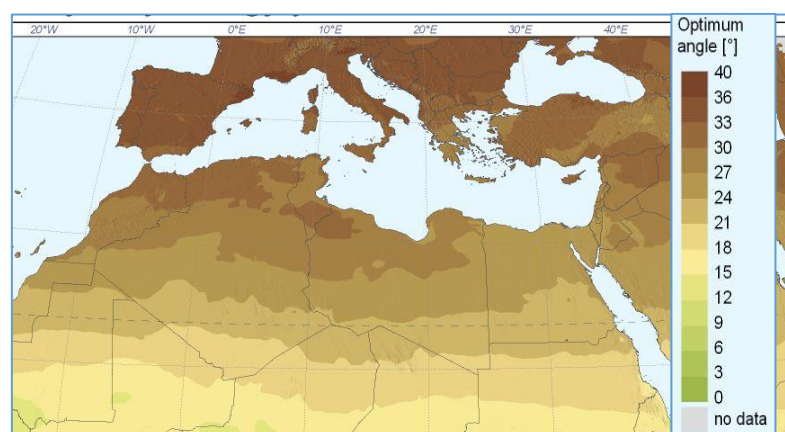


FIG. 5 – MAPA DA VARIAÇÃO DO ÂNGULO ÓTIMO PARA RECEÇÃO DE RADIAÇÃO SOLAR.

A figura 5 ilustra a variação do ângulo de instalação de módulos fotovoltaicos em função da localização geográfica dos mesmos.

Para relembrar:

- A radiação no solo contém uma componente direta e uma componente difusa;
- A localização geográfica e a época do ano são elementos que definem o campo solar.

5 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Uma instalação fotovoltaica é constituída por um conjunto de módulos que poderão estar agrupados em painéis ou constituírem “no todo” um único painel.

As figuras 6 e 7 representam também, para além de possíveis modos de instalação, diferentes formas de agrupamento de módulos.

Na figura 6 o agrupamento de módulos é feito com um único painel, enquanto na figura 7 temos um total de 4 painéis; Para estes exemplos temos sempre uma única instalação fotovoltaica.



FIG. 6 – EXEMPLO DE INSTALAÇÕES FV COM UM ÚNICO PAINEL.



FIG. 7 – EXEMPLO DE INSTALAÇÃO FV COM VÁRIOS PAINÉIS.

Na verdade, podemos fazer o paralelismo com a colocação de azulejos em fachadas de edifícios ou equivalente; Um azulejo será um módulo, enquanto o efeito desejado por um conjunto destes devidamente agrupados será um painel, conforme exemplo da figura 8.



FIG. 8 – EXEMPLO DE PAINEL DE AZULEIOS

Os módulos fotovoltaicos, tal como todos os materiais a utilizar numa instalação elétrica, devem respeitar normas de fabrico específicas.

5.1 A CÉLULA FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 por Antoine Becquerel.

Trata-se de um fenómeno físico próprio de certos materiais ditos “semicondutores”, sendo o mais utilizado o silício.

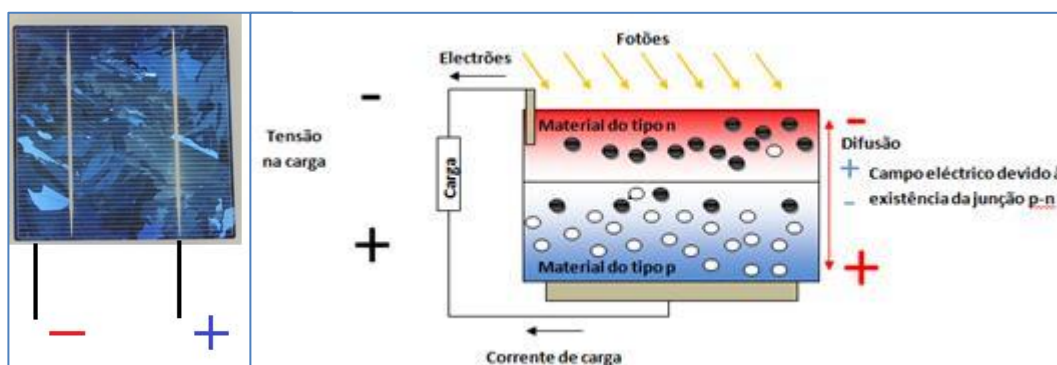


FIG. 9 – PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UMA CÉLULA FV

O silício é enriquecido de átomos de boro e fósforo (dopagem), criando assim duas camadas com propriedades eletrónicas diferentes:

- uma camada com material do tipo N (negativo);
- uma camada com material do tipo P (positivo).

À fronteira entre estas duas camadas chama-se junção p-n. Os fotões de radiação solar ao incidirem nas células semicondutoras, provocam a circulação de uma corrente elétrica contínua na ordem de alguns amperes numa tensão de algumas centenas de milivolts.

A corrente contínua produzida, que resulta em potência fornecida, varia permanentemente em função da intensidade luminosa recebida e da temperatura verificada, como veremos mais adiante.

Com o uso desta tecnologia, as células podem ser de três tipos distintos:

- do tipo monocristalino; Possuem um rendimento entre 13 % e 17 % e são utilizadas em espaços com maiores restrições, face ao seu preço também mais elevado.

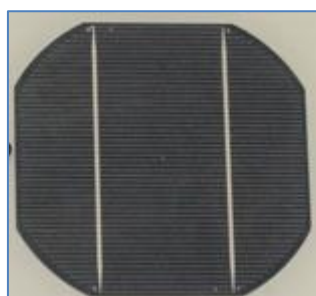


FIG. 10 – CÉLULA MONOCRISTALINA

O aspeto homogéneo destas células é resultado do fabrico ser em silício monocristalino, sendo a sua forma tendencialmente circular, resultado do método de fabrico, ou seja, a “bolacha” tem origem no corte transversal de um cilindro obtido por processo específico, semelhante ao denominado como mergulho.

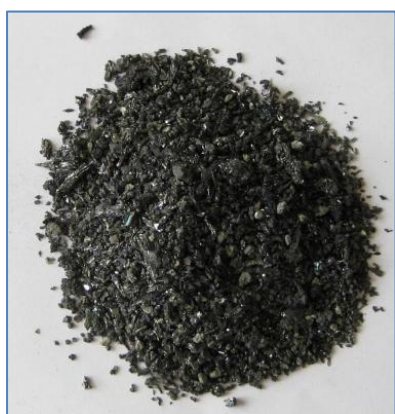


FIG. 11 – MATÉRIA-PRIMA



FIG. 12 – MATERIAL FUNDIDO PARA OBTENÇÃO DE CÉLULAS

- policristalino; o seu rendimento é ligeiramente inferior às anteriores, entre 11% e 15 %, mas o seu preço mais reduzido permite a utilização em maior quantidade se necessário e havendo espaço disponível.



FIG. 13 – CÉLULA POLICRISTALINA

Estas células apresentam uma orientação desordenada dos cristais, o que é nitidamente visível na figura.

- amorfas; apesar do seu rendimento modesto, entre os 5% e os 10 %, esta tecnologia tem numerosos casos de aplicação face à possibilidade de terem flexibilidade. O seu custo é baixo e apresentam um bom comportamento, mesmo com baixa luminosidade.



FIG. 14 – MÓDULOS FV EM SILÍCIO AMORFO

Pela sua forma de conceção, não será correto considerar esta tecnologia uma célula, sendo mais uma camada ou película de diversos tipos de substratos.

Os módulos de estrutura cristalina deverão ser concebidos de acordo com a EN 61215 e os amorfos com a EN 61646, as quais certificam uma garantia de qualidade em termos de estabilidade mecânica e de parâmetros elétricos.

Todos os módulos deverão ainda estar conforme a NP EN 61730 – Qualificação para a segurança de funcionamento de módulos fotovoltaicos, que garante nomeadamente, o cumprimento do duplo isolamento elétrico com o recurso à classe II.

5.2 CARATERÍSTICAS DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO

Conforme já foi referido, a corrente contínua produzida por um célula varia em função da intensidade luminosa recebida e em função da temperatura ambiente.

Para que possamos aumentar a tensão, as células são estabelecidas em série para formar um módulo fotovoltaico. Os módulos, por sua vez, são interligados em série e a este conjunto de módulos devidamente interligados chamamos “string”.

Com este método, obtemos com facilidade, nos ligadores de saída de uma string, valores de tensão acima de algumas centenas de volts.

Por sua vez, as strings obtidas por ligação de módulos serão ligadas em paralelo constituindo assim um grupo ou “array”.

Um único array ou um conjunto de arrays, em virtude da potência fornecida, forma por si só um gerador fotovoltaico que poderá ser de centenas de VA ou mesmo de alguns MVA.

Valerá a pena observarmos de novo a figura inicial, onde podemos observar as possíveis interligações de módulos fotovoltaicos.

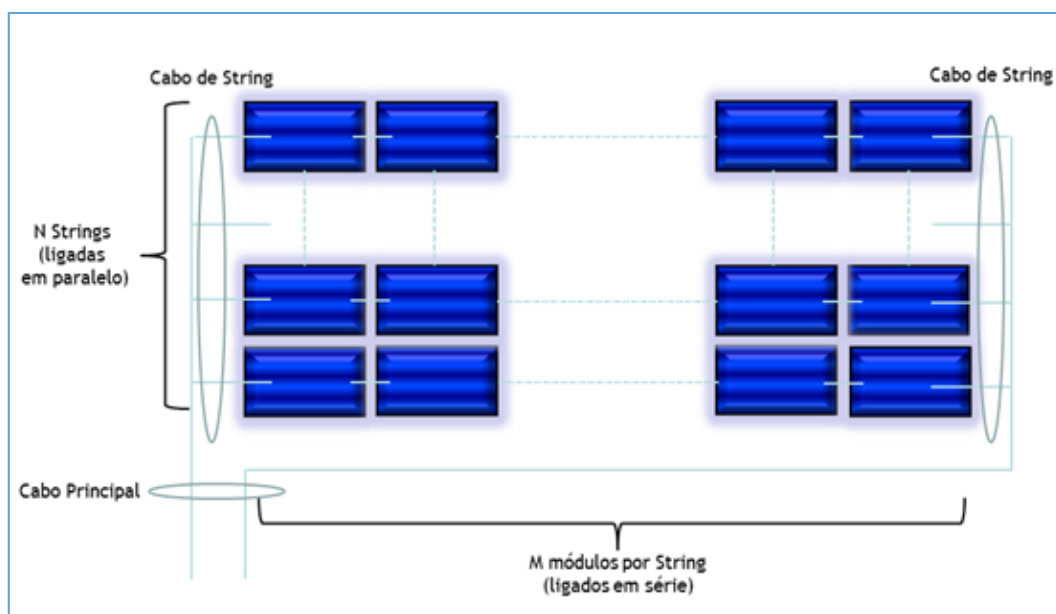


FIG.15 – ESQUEMA EXEMPLIFICATIVO SIMPLIFICADO DE LIGAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A potência de uma instalação fotovoltaica exprime-se em Watt-peak (Wp), que não é mais do que a potência teórica da instalação em condições de ensaio normalizadas para os módulos FV, isto é, nas “Standard Test Conditions – STC”:

- radiação solar de 1000 W/m^2 perpendicular à superfície captora;
- temperatura convencional de 25°C nas células fotovoltaicas;
- relação de ar-massa AM igual a 1,5.

Em condições de funcionamento normal, ou seja, em condições tidas como reais, um módulo terá características em NOCT – Normal Operation Cell Temperature, fornecidas pelo fabricante.

Vejamos como exemplo um caso real, ou seja, um módulo disponível no mercado que tem as seguintes características elétricas em STC:

Caraterísticas elétricas em STC	
Potência máxima – P_{mpp}	245 [Wp]
Tensão no ponto de máxima potencia – V_{mpp}	29,80 [V]
Corrente no ponto de máxima potencia – I_{mpp}	8,25 [A]
Corrente de curto-circuito – I_{sc}	8,60 [A]
Tensão de circuito aberto – V_{oc}	36,80 [V]
Resistência à corrente inversa – I_r	17 [A]

O mesmo módulo tem caraterísticas elétricas em NOCT:

Caraterísticas elétricas em NOCT	
Potência máxima – P_{mpp}	177 [Wp]
Tensão no ponto de máxima potencia – V_{mpp}	27,07 [V]
Corrente no ponto de máxima potencia – I_{mpp}	8,25 [A]
Corrente de curto-circuito – I_{sc}	6,92 [A]
Tensão de circuito aberto – V_{oc}	34,09 [V]
Para NOCT $48,4^\circ\text{C}$; intensidade de radiação 800 W/m^2 , AM 1,5 e temperatura 20°C com velocidade do vento 1m/s	

Este módulo apresenta ainda como caraterísticas térmicas:

Coeficiente de temperatura de I_{sc}	0,035%/k
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	-0,34%/k
Coeficiente de temperatura de P_{mpp}	-0,47%/k

Estas têm relevante importância no dimensionamento de uma instalação, pois são indicativas do comportamento do módulo em função da temperatura ambiente a que o mesmo vai estar sujeito durante a sua utilização.

Um módulo fotovoltaico caracteriza-se pelas suas curvas corrente/tensão e potência/tensão, conforme a figura 16.

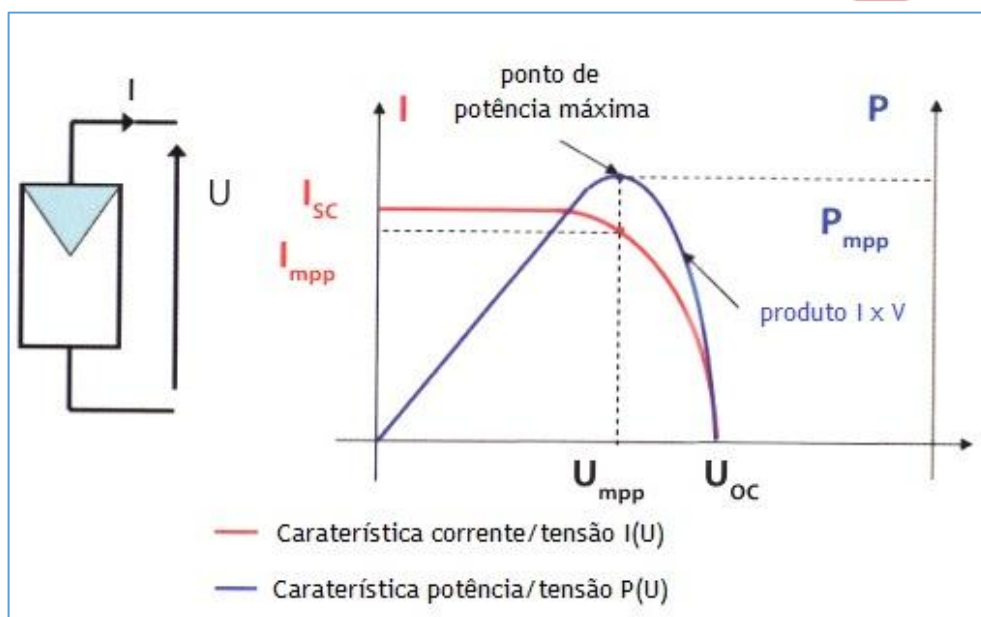


FIG.16– SÍMBOLO E CURVAS CARATERÍSTICAS DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO

A intensidade de corrente emitida por uma célula FV é proporcional à iluminação que esta recebe. A tensão em circuito aberto (V_{oc}) e a tensão no ponto de potência máxima (U_{mpp}) apenas sofrem um ligeiro aumento com a iluminação, pois a célula comporta-se como uma fonte de corrente.

Uma célula FV exposta ao sol sofre naturalmente um aumento de temperatura. Este aquecimento não tem influência na corrente de curto-circuito (I_{sc}) da célula. No entanto, deste aquecimento resulta:

- uma redução na tensão em circuito aberto - V_{oc} ;
- uma diminuição do rendimento das células, pelo que a potência elétrica fornecida fica reduzida.

Podemos tomar como exemplo, no módulo acima caracterizado, um aumento de temperatura de 30°C em relação a uma temperatura ambiente de 25°C , onde a perda de potência poderá chegar a valores perto dos 14 %. Daqui se compreende haver todo o interesse em garantir uma eficaz ventilação dos módulos FV.

5.3 ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O módulo fotovoltaico constitui-se o elemento base dos geradores fotovoltaicos; De forma análoga a uma bateria de acumuladores, a sua ligação em série ou em paralelo permite obter níveis de tensão e de corrente desejados. Contudo, deveremos ter em atenção que uma bateria é uma fonte de tensão contínua, e um módulo FV é uma fonte de corrente contínua.

A ligação em paralelo de dois módulos permite, para tensões de saída equivalentes, emitir valores de corrente duas vezes superiores. Com a ligação em série de dois módulos, com uma mesma corrente emitida, podemos obter o dobro da tensão de saída.

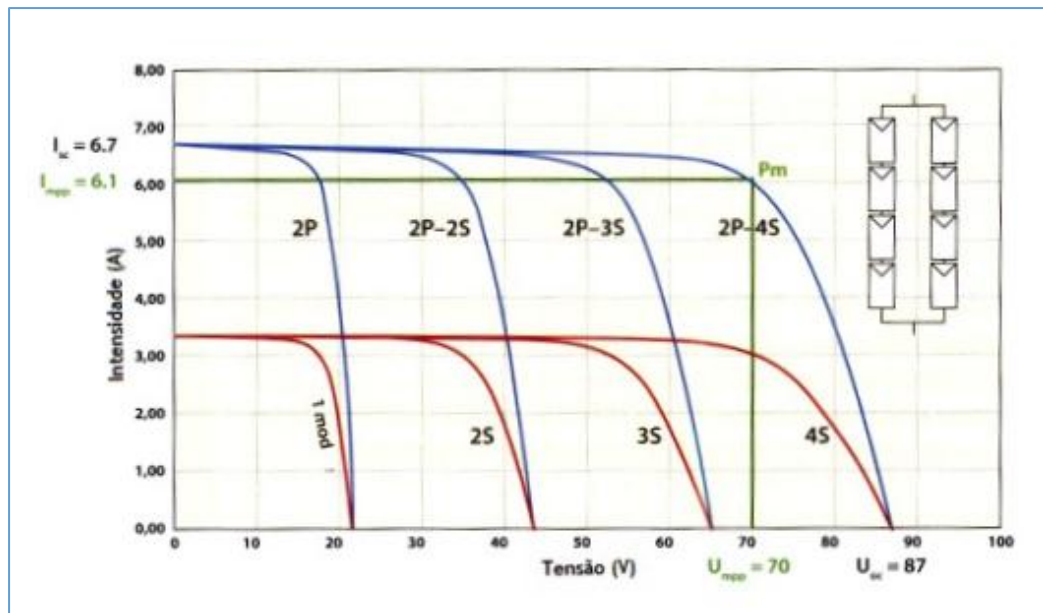


FIG.17 – LIGAÇÃO EM SÉRIE E EM PARALELO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A figura 17 mostra-nos como obter a característica corrente/tensão de um gerador FV constituído por duas strings de 4 módulos cada, tendo como base a curva característica I(U) do módulo.

Para relembrar:

- Uma célula fotovoltaica é constituída por uma junção PN;
- O aumento da temperatura diminui o rendimento da célula FV;
- Um módulo fotovoltaico é um gerador de corrente;
- Um módulo FV caracteriza-se pelas suas curvas corrente/tensão e potência/tensão;
- A tensão nos terminais de uma string pode atingir centenas de volts.

6 INVERSORES

As funções de um inversor, quando ligado à rede pública de energia elétrica, deverão ser:

- Converter a corrente contínua em corrente alternada em fase com a rede de distribuição;
- Permitir o funcionamento dos FV no máximo da sua potência (função MPPT) para qualquer que seja a incidência solar e temperatura;
- Garantir que se desconecta em caso de problemas na rede, tais como variações anormais de tensão, frequência ou falta de rede. A esta função chama-se “proteção de desacoplagem”;
- Assegurar opcionalmente uma vigilância de correntes de fuga à terra no lado DC da instalação.

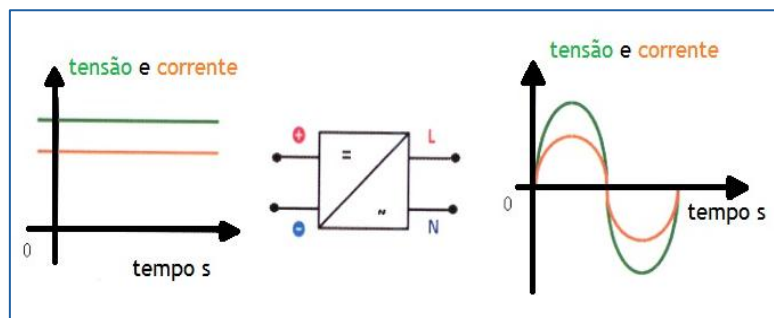


FIG.18 – PRINCÍPIO DE UM INVERSOR

6.1 PARÂMETROS E CARACTERÍSTICAS

Os inversores poderão ser monofásicos ou trifásicos. Caracterizam-se por terem um rendimento elevado ao nível de potência nominal e por terem também parâmetros específicos na entrada (lado DC) e na saída (lado AC), tais como:

- Potência nominal;
- função MPPT – Maximum Power Point Tracking;
- Existência de faixa de tensão DC limitada na entrada;
- Corrente máxima de entrada do lado DC limitada;
- Controlo de isolamento do lado da corrente contínua;
- Corrente de saída do lado AC;
- Fator de potência do lado AC;
- Existência ou não de isolamento galvânico;
- Conformidade com a norma DIN V VDE 0126-1-1 (proteção por desacoplamento).

A figura 19 apresenta características de dois inversores distintos, onde se podem observar os valores dos parâmetros acima descritos.

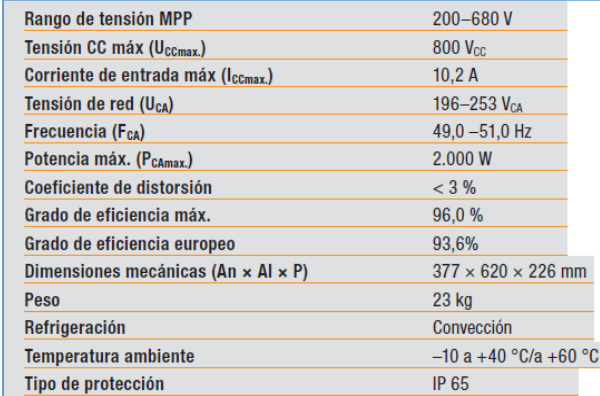


FIG. 19 – PARÂMETROS DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Genericamente, podemos tipificar ou classificar os inversores:

- Em função do número de fases no circuito de saída, isto é, monofásico ou trifásico;
- Em função da tecnologia de conversão DC/AC: inversor sem transformador, com transformador de alta frequência ou com transformador de baixa frequência;
- Em função do desenho da estrutura fotovoltaica a que se destinam: inversor centralizado ou inversor modular, com várias funções MPPT.

A este conjunto de características poderemos ainda juntar mais algumas, tais como:

- Parâmetros relacionados com a tolerância do inversor relativamente ao ambiente de funcionamento, isto é, o grau IP do invólucro, temperatura e humidade ambiente;
- Tipo de conexão, dos lados DC e AC;
- Presença de funções adicionais, como por exemplo mostrador/display de dados, registo e transmissão de dados com recurso a diversas tecnologias, com ou sem fios.

6.2 RENDIMENTO EUROPEU

O rendimento de um inversor é definido pela relação entre a potência fornecida à rede do lado AC e potência que poderia ser fornecida pelo gerador FV no ponto de potência máxima do lado DC.

$$\eta = \frac{P_{ac}}{P_{dc}}$$

Por razões que estão relacionadas com a tecnologia dos inversores, o rendimento varia em função da potência e da tensão na entrada; Pode chegar aos 96% ou mesmo 98% para alguns inversores.

De modo a poder-se comparar inversores em condições de funcionamento semelhantes, foi definido um rendimento dito “rendimento europeu”. Este permite a comparação entre inversores nas condições europeias de fluxo luminoso.

Consiste na ponderação dos rendimentos com cargas parciais em função da percentagem de energia fornecida pelo inversor em diferentes taxas de carga durante todo o ano.

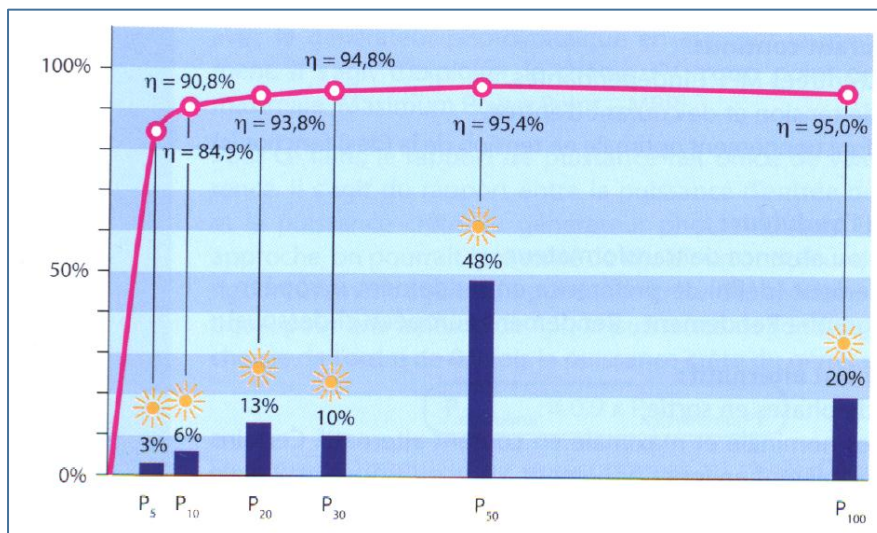


FIG. 20 – DEFINIÇÃO DE RENDIMENTO EUROPEU DE UM INVERSOR

Este rendimento calcula-se através da expressão:

$$\eta_{\text{euro}} = 0,03 \times \eta_{5\%P_n} + 0,06 \times \eta_{10\%P_n} + 0,13 \times \eta_{20\%P_n} + 0,10 \times \eta_{30\%P_n} + 0,48 \times \eta_{50\%P_n} + 0,20 \times \eta_{P_n}$$

6.3 ESCOLHA DO INVERSOR

Para a conceção de uma instalação fotovoltaica poderão existir vários pontos de vista e outras tantas soluções, mas o que não poderá ser evitado em nenhuma delas é sem dúvida o uso de um gerador fotovoltaico ligado ao equipamento inversor. Os inversores têm, sem dúvida, um papel fundamental nestas instalações quando pensamos em eficácia energética e fiabilidade da instalação.

A performance da instalação FV está diretamente relacionada com as características do inversor (ou conjunto de inversores), nomeadamente do seu rendimento. São também importantes outros fatores, como por exemplo a flexibilidade no seu estabelecimento, isto é, possibilidade de montagem no interior ou exterior bem como a sua fiabilidade (tempo de vida) e robustez.

As instalações FV poderão ser diferentes em virtude dos edifícios onde eventualmente são estabelecidas, embora numa primeira análise possam considerar-se semelhantes. Assim, é importante poder ser instalado um inversor que tenha um melhor desempenho em função do gerador fotovoltaico. É necessário que o equipamento explore corretamente o campo FV no seu ponto máximo de potência –MPP.

Para que tal aconteça, a relação de potências em jogo deverá ser um valor de referência na escolha do inversor. O que está em causa é relação entre a potência de entrada do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico. Numa primeira análise, iríamos adotar um inversor que tivesse como características exatamente os mesmos valores de potência de entrada que os valores de potência de pico gerados.

Estudos efetuados revelam que para latitudes entre os 30° e os 45°, a escolha do inversor deve ser efetuada para uma potência na ordem dos 90% da potência de pico do gerador FV:

$$P_{\text{inversor}} \approx 0,9 \times P_{\text{geradorFV}}$$

Pela análise da figura 5, concluímos que em Portugal esta metodologia será adequada, pois a latitude está diretamente relacionada com a inclinação a dar aos módulos fotovoltaicos.

Face ao que já foi abordado até aqui, podemos concluir que a escolha de um inversor não se resume apenas à relação de potências em causa, devendo também ser tidos em conta outros fatores, tal como a radiação solar e a temperatura. Teremos de avaliar ainda que:

- a tensão de circuito aberto (Voc) do gerador FV é inferior à tensão de entrada máxima admissível do inversor;
- a tensão emitida pelo gerador FV é sempre suficiente para garantir o “arranque” do inversor ou mantê-lo em funcionamento o mais tempo possível. Abaixo de certos valores de tensão DC, o inversor não arranca ou deixa de funcionar se se encontrar em funcionamento;
- a faixa de tensão emitida pelo gerador FV é adequada à faixa de funcionamento ótimo da função MPPT. Este não tem a mesma eficácia para todos os valores de tensão admitidos.
- a intensidade de corrente emitida pelo gerador FV não excede a intensidade máxima recomendada pelo construtor. Em caso de ser ultrapassado este valor, alguns inversores possuem uma função geralmente apelidada de “derating” que na prática resulta na perda de produção.

Evitar esta perda de produção revela-se de grande importância, na medida em que qualquer redução desta resultará em custos. Vejamos o que pode originar este fenómeno.

A figura 21 representa a percentagem de potência fornecida pelo inversor quando este entra em derating da temperatura.

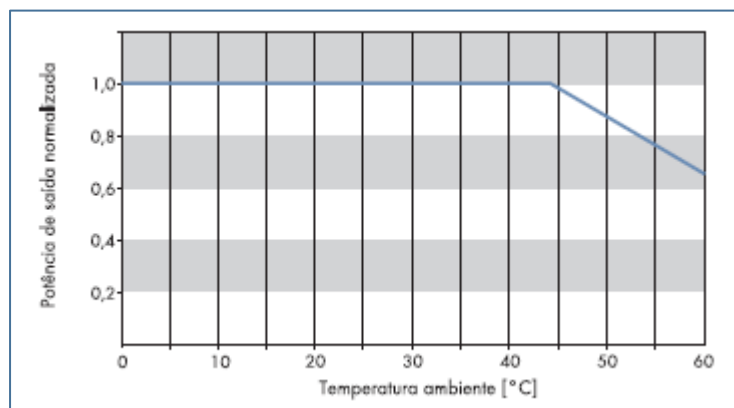


FIG. 21— CURVA DE POTÊNCIA EM PRESENÇA DE DERATING DA TEMPERATURA

Na prática, derating, não é mais do que uma perda controlada da potência fornecida pelo inversor quando os componentes semicondutores deste se encontram a uma temperatura que os poderá vir a danificar.

Os inversores, como já vimos, operam no ponto ótimo de potência (função MPPT). Este ponto resulta do ajuste constante dos valores da tensão de saída dos módulos FV e da corrente emitida por estes, ajuste este que faz com que a posição MPP se altere constantemente. Esta possibilidade de alteração de posição de funcionamento é utilizada para permitir o arrefecimento dos componentes, pois os valores de corrente e tensão utilizados são alterados propositadamente, originando assim uma perda de potência fornecida.

Para além das razões já mencionadas, isto é, um dimensionamento desfavorável no binómio gerador FV/inversor, a instalação em condições que impeçam a evacuação do calor do inversor é também um motivo para a perda de potência fornecida.

6.4 ESCOLHA DO INVERSOR FACE À ARQUITETURA DO GERADOR

Como vimos em 5.3, a montagem em série de módulos FV para formação de strings é uma regra comum a todas as instalações fotovoltaicas para que se possam obter níveis de tensão elevados e compatíveis com a tensão de funcionamento do inversor.

A obtenção da potência desejada será, por sua vez, à custa de várias strings em paralelo, pois veremos os valores de corrente serem incrementados com esta medida.

Tendo em conta este conjunto de possibilidades, poderemos estabelecer o campo FV com alguma flexibilidade, dando assim origem a duas arquiteturas distintas, onde a segunda que se apresenta se dividirá em duas soluções possíveis:

CASO 1

Vamos considerar que todas as strings efetuadas são idênticas e possuem a mesma orientação e a mesma inclinação. Poderemos ligá-las em paralelo num único inversor que seja compatível com a potência máxima total das strings.

Este inversor terá, como necessária, apenas uma função MPPT para otimizar as ligações efetuadas entre strings. A este inversor damos o nome de “central” ou centralizado”.

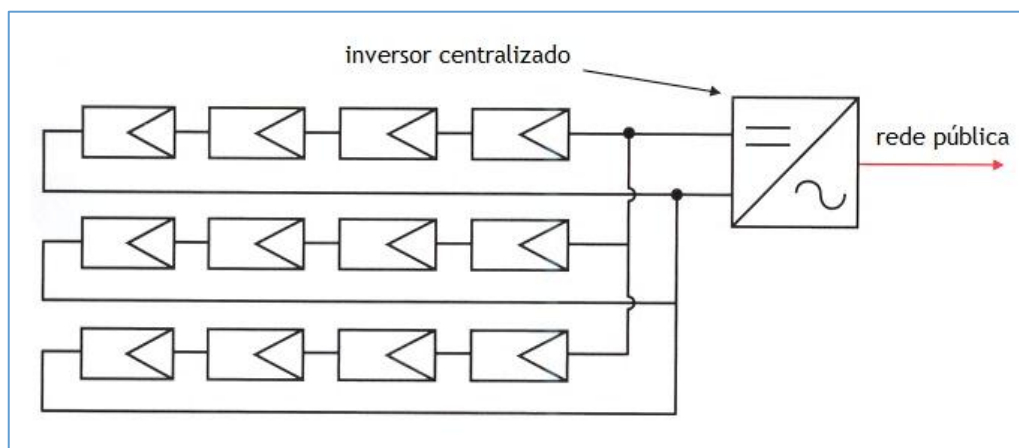


FIG. 22– EXEMPLO DE CAMPO FV COM USO DE INVERSOR CENTRALIZADO

A vantagem dos inversores centralizados é a de apresentarem uma grande eficácia de conversão com custos específicos (€ por kW) reduzidos.

CASO 2

Para este caso, teremos em consideração que as strings estabelecidas são diferentes tanto na composição, na orientação como na inclinação.

Com estas características distintas, cada string, poderá em cada instante ter pontos de máxima potência diferentes.

Com estas diferenças, não será razoável a ligação em paralelo de strings, para utilizar um inversor com uma única função MPPT. Esta ligação resultará no valor de tensão V_{mpp} mais baixo que se verificar.

Assim, temos duas alternativas:

Solução 2.1

Recorrer a um inversor por cada string. Cada inversor terá a sua função MPPT compatível com a potência máxima da respetiva string. A cada um destes inversores chamamos inversor modular.

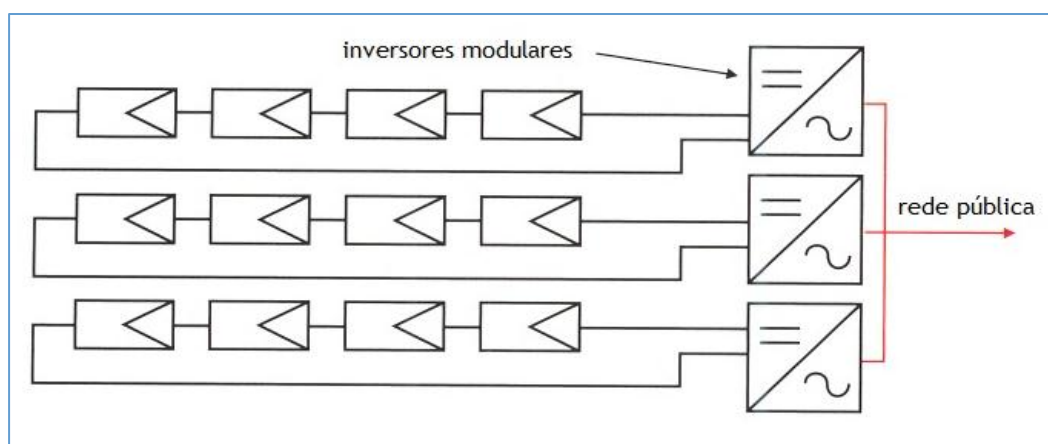


FIG. 23 – EXEMPLO DE CAMPO FV COM USO DE 3 INVERSORES MODULARES

Solução 2.2

Será a solução mais utilizada nos dias de hoje, face às ofertas existentes no mercado, ou seja, a utilização de um inversor que integre várias funções MPPT independentes.

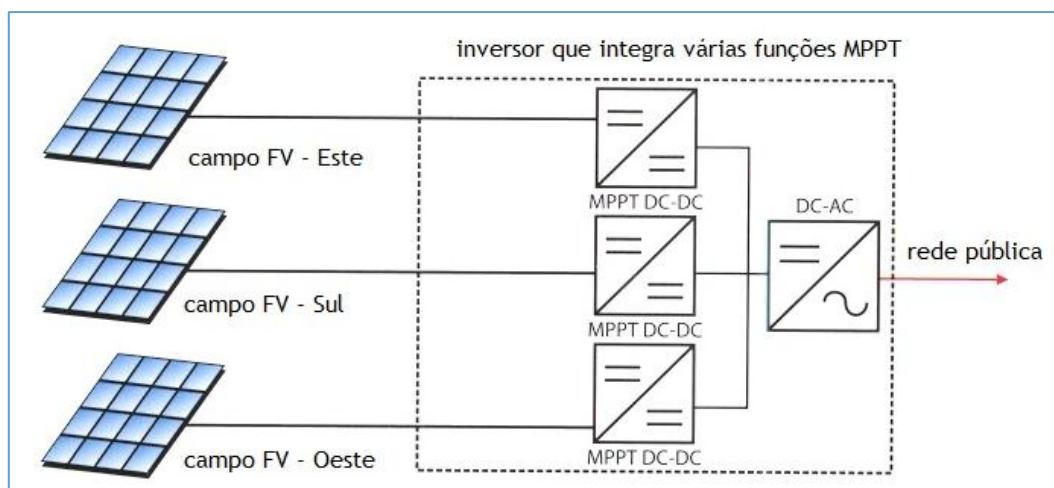


FIG. 24 – EXEMPLO DE CAMPOS FV COM USO DE UM INVERSOR QUE INTEGRA VÁRIAS FUNÇÕES MPPT

Temos então que:

A solução 2.2 dá-nos uma otimização de potência fornecida à rede relativamente às outras soluções. A solução 2.1 tem a vantagem de permitir, em caso de avaria de um inversor, a continuidade de serviço da instalação, pese embora o custo específico desta ser mais elevado e o seu rendimento global ser inferior.

A diferença de resultados e custos entre inversores centralizados e inversores modulares tende a desvanecer-se. Na verdade, os valores de tensão e corrente de entrada que, cada vez mais, os inversores permitem ligar do lado DC são de tal forma elevados, que poderemos ligar várias strings em paralelo num único inversor de baixa potência e chamar-lhes simplesmente string.

Para relembrar:

- A função MPPT do inversor permite o funcionamento do gerador FV no máximo da sua potência quaisquer que sejam as condições de luminosidade e de temperatura;
- As características do gerador FV têm impacto na escolha do inversor;
- Podemos optar entre 3 tipologias de inversores, face à arquitetura do sistema FV:
 - Centralizados
 - Modulares
 - Modulares com várias funções MPPT.

7 LIGAÇÕES E PROTEÇÕES

7.1 ESQUEMAS DE LIGAÇÃO À TERRA DO LADO AC

A rede pública de distribuição em baixa tensão é explorada em esquema de ligação à terra do tipo TN, pelo que o condutor Neutro da rede não deverá ser ligado com a terra da unidade de microprodução.

7.2 ESQUEMAS DE LIGAÇÃO À TERRA DO LADO DC

As estruturas metálicas de suporte, molduras dos módulos FV e partes metálicas para interligação destes, deverão encontrar-se ao mesmo potencial do TPT – Terminal Principal de Terra. A interligação destes componentes deverá ser assegurada através de condutor de equipotencialidade com $S \geq 4\text{mm}^2$.

7.3 PROTEÇÃO CONTRA OS CHOQUES ELÉTRICOS

Os equipamentos da unidade MP do lado DC devem ser considerados em tensão, mesmo quando desligados do lado AC.

Todas as partes acessíveis do lado DC, tal como ligadores, caixas de ligação e eventualmente seccionadores, deverão ser sinalizados com um aviso modelo com informação clara e durável da existência de tensão mesmo quando o(s) circuito(s) se encontrem seccionados do lado DC no inversor.



FIG. 25 – AVISO MODELO DA EXISTÊNCIA DE TENSÃO DO LADO DC (SISTEMA FOTOVOLTAICO)

7.3.1 PROTEÇÃO CONTRA OS CONTACTOS DIRETOS

Os materiais utilizados deverão garantir características adequadas de isolamento quer por construção quer através de utilização de invólucros.

Caixas ou armários que contenham partes ativas deverão permanecer fechadas apenas permitindo a abertura através de ferramenta ou de chave, a não ser que se encontrem localizadas em locais exclusivamente acessíveis a pessoas qualificadas ou instruídas. As partes ativas deverão ser estabelecidas em invólucro com um grau de protecção mínimo IP 2X, ou IP 44 para o caso de se situar no exterior.

Os módulos fotovoltaicos que sejam estabelecidos de modo acessível, quer a pessoas, quer a animais domésticos, deverão encontrar-se protegidos por sistema de barreiras ou vedação.



FIG. 26 – EXEMPLO DE INSTALAÇÕES FV COM E SEM VEDAÇÕES OU BARREIRAS DE PROTEÇÃO

7.3.2 PROTEÇÃO CONTRA OS CONTACTOS INDIRETOS

7.3.2.1 DO LADO DC

Do lado da corrente contínua, a protecção contra choques elétricos é garantida pelo emprego de materiais classe II de isolamento ou equivalente (isolamento reforçado) até aos ligadores do inversor.

Os cabos deverão garantir uma tensão mínima $V = V_{oc} \times 1,15 \times n.^{\circ} \text{módulos (M)}$ que lhe estão associados, pelo que tanto os cabos de string e o cabo principal deverão garantir um nível de isolamento mínimo de 1 kV.

7.3.2.2 DO LADO AC

Do lado AC, a protecção contra contactos indirectos deverá ser garantida através de aparelho sensível à corrente diferencial-residual (diferencial) de média sensibilidade, i.e., 300 mA ou inferior;

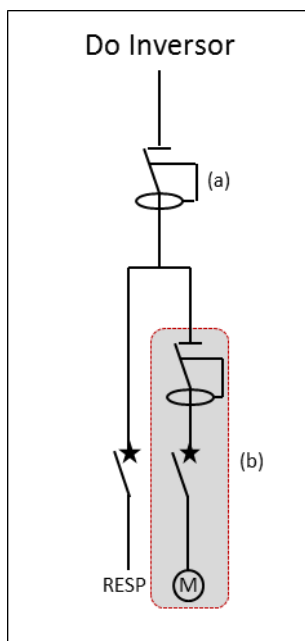


FIG. 27—ESQUEMA SIMPLIFICADO DO QUADRO AC

O aparelho de proteção diferencial poderá garantir simultaneamente a proteção contra sobrecorrentes, i.e., por meio de disjuntor diferencial, não sendo no entanto obrigatória a adoção desta solução;

Adotando-se a utilização de dois aparelhos distintos (a), a proteção contra sobrecorrentes através de aparelho magneto térmico deverá ser estabelecida do lado da rede.

Para ao caso da unidade MP ser dotada de inversor com transformador de isolamento, a protecção diferencial (a) é dispensável.

A verificar-se o recurso de equipamentos auxiliares, tais como seguidores, reguladores e outros, estes deverão ser dotados de circuito específico (b) que garanta também protecção de pessoas e continuidade de serviço da instalação.

7.4 LIGAÇÃO DAS MASSAS À TERRA

A massa do inversor e as massas dos materiais alimentados pela rede de distribuição pública (instalação existente) deverão ser ligadas à terra das massas da instalação elétrica de utilização, conforme a figura 33.

As estruturas metálicas dos módulos e as estruturas de suporte deverão ser equipotencializadas, apesar de estar garantida a classe II de isolamento.



FIG. 28– LIGAÇÃO EQUIPOTENCIAL DE MÓDULOS FV

De um modo geral, as estruturas metálicas são em alumínio, pelo que deverão ser utilizados ligadores adequados para o efeito sempre que necessário. Os condutores de interligação são os definidos em 4.2.

7.5 PROTECÇÃO CONTRA AS SOBREINTENSIDADES

7.5.1 DO LADO DC

Os cabos de string são dimensionados para que possam dispensar aparelhos de protecção contra sobreintensidades, pelo que, a sua corrente máxima admissível (I_z) deve ser igual ou superior a $1,25 \times I_{ccSTC}$ dessa mesma string.

O coeficiente 1,25 permite-nos ter em conta o aumento de corrente gerada numa situação em que a radiação solar ultrapasse os 1000 W/m^2 .

O cabo principal também é dimensionado para que seja dispensada a proteção contra sobreintensidades, devendo ser garantido que a corrente máxima admissível no cabo principal (I_z) deve ser igual ou superior a $1,25 \times I_{ccSTC}$ da unidade de microprodução, desde que esteja garantido o número máximo de strings nas condições que veremos já a seguir.

Em caso de defeito numa string ligada em paralelo com outras, existe a possibilidade de esta ser percorrida por correntes inversas com origem nas restantes.

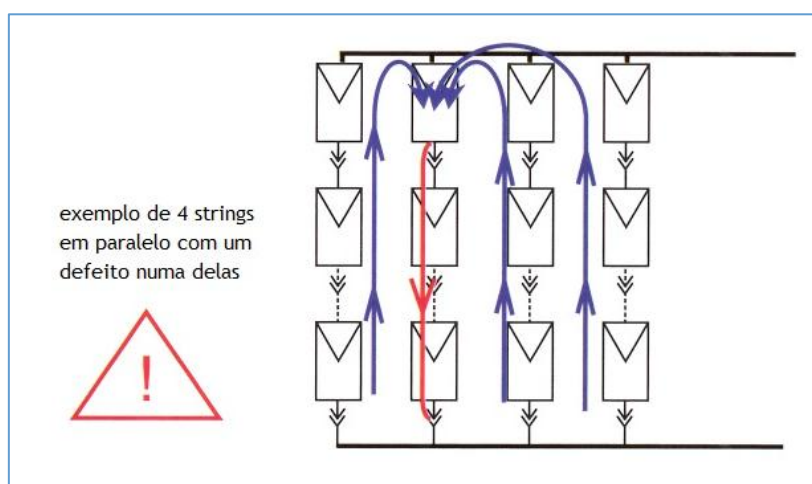


FIG. 29— EXEMPLO DE 4 STRINGS EM PARALELO COM DEFEITO NUMA DELAS

Assim, definimos NS_{max} , o número máximo de strings que poderão ser estabelecidas em paralelo sem que tenham dispositivo de proteção, pela relação:

$$NS_{max} = 1 + I_r / I_{SCSTC}$$

Desde que o número de strings NS não ultrapasse o NS_{max} , dispensa-se a utilização de proteção contra sobreintensidades. No caso de esta condição não se verificar, cada string deverá estar protegida individualmente em cada polaridade contra as sobreintensidades.

A corrente estipulada de cada dispositivo de proteção deverá ser tal que:

$$I_n \geq 1,4 \times I_{SCSTC}$$

$$I_n \leq I_r$$

A figura seguinte mostra-nos exemplos de equipamentos e fusíveis adequados à proteção contra sobreintensidades de correntes DC.



FIG 30 – FUSÍVEL E INVÓLUCRO PARA CORRENTES DC

7.5.2 DO LADO AC

7.5.2.1 PROTEÇÃO CONTRA SOBRECARGAS

O valor de I_n (corrente estipulada) do aparelho de proteção do lado AC é definido pelas condições de ligação à rede. As condições de estabelecimento são as previstas na Secção 533.2 das R.T.I.E.B.T. – Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão.

7.5.2.2 PROTEÇÃO CONTRA OS CURTO-CIRCUITOS

O poder de corte dos aparelhos de proteção é determinado tendo em conta as correntes de curto-circuito máximas previsíveis. Regra geral, um poder de corte de 3kA será suficiente para o dispositivo de proteção, devendo no entanto ser consultado o ORD - operador de rede de distribuição de energia eléctrica.

A utilização de disjuntor é obrigatória, não sendo permitida a proteção através de fusíveis.

7.6 QUEDA DE TENSÃO

- Do lado DC

A queda de tensão máxima permitida do lado DC da instalação é de 3 % em condições $I_{cc}STC$. É recomendável limitar esta queda de tensão a um máximo de 1%.

- Do lado AC

A queda de tensão máxima entre o ponto de ligação à rede e os ligadores AC do inversor não deverá ser superior a 3 % em condições de potência nominal do inversor. Também aqui, é recomendada uma queda de tensão máxima de 1 %.

7.7 SECCIONAMENTO E CORTE

7.7.1 DISPOSITIVOS DE SECCIONAMENTO

De forma a permitir a manutenção não só do inversor mas também de toda a unidade MP, deverão ser previstos meios de seccionamento tanto do lado DC como do lado AC.

Estes dispositivos deverão ser omnipolares, sendo que do lado DC o seccionamento poderá não ser simultâneo (ver Fig.33 – Esquema simplificado de uma unidade fotovoltaica).

Nota: Os aparelhos previstos em 7.5.2 poderão garantir as condições estipuladas.

7.8 CANALIZAÇÕES E MATERIAIS

Os elementos constituintes das canalizações estabelecidas em locais que os sujeite às radiações solares, deverão ter características adequadas às influências externas AN3 – Radiações solares fortes (Secção 321.11 das R.T.I.E.B.T.). O estabelecimento das canalizações deverá ser tal que garanta a proteção mecânica das mesmas em todo o seu percurso.

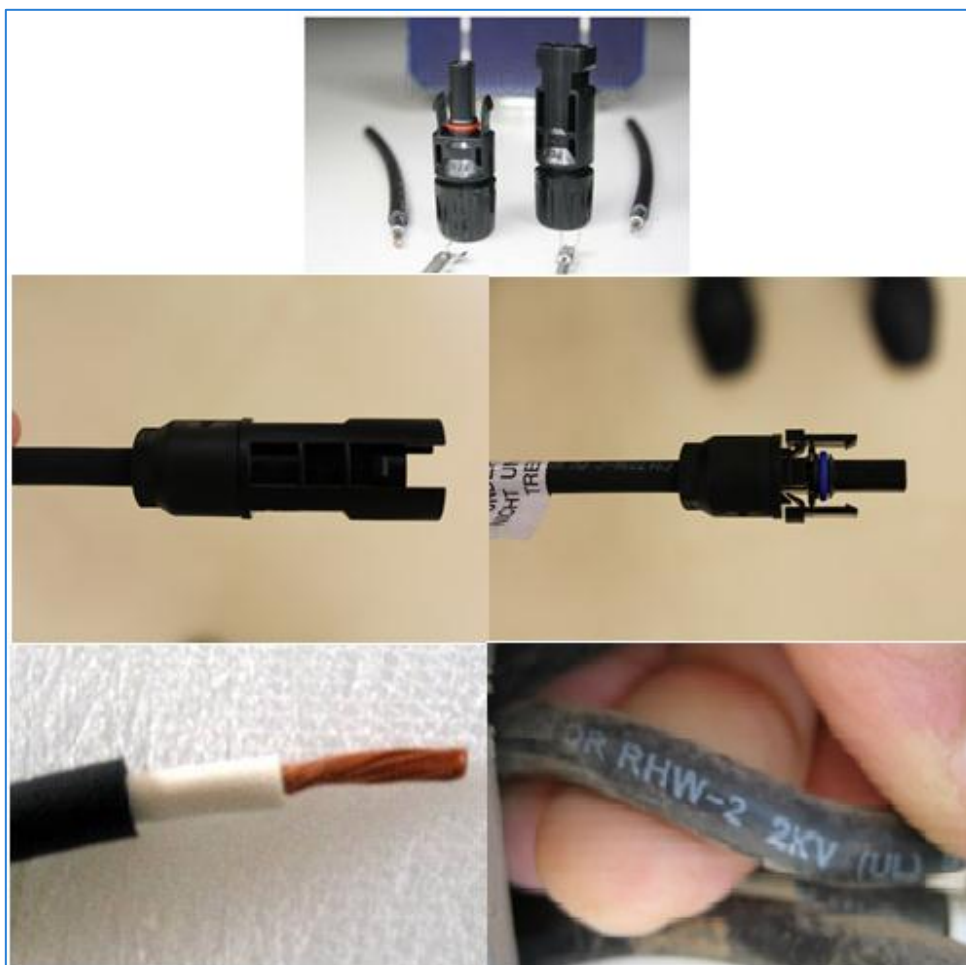


FIG. 31 – EXEMPLOS DE CABOS E LIGADORES DC

Todos os materiais empregues deverão ser adequados à função que lhes é dada, devendo garantir marcação de conformidade CE.

Para relembrar:

- Mesmo após o corte da instalação do lado AC, a parte da instalação DC mantém-se em tensão;
- Todas as massas do gerador FV deverão estar ao mesmo potencial elétrico com recurso da ligação à terra para o efeito;
- As características do gerador FV justificam a utilização de:
 - Fusíveis por string por polo;
 - Cabos unipolares com isolamento equivalente à classe II;
 - Ligadores com grau de proteção mínima IP2X.

8 ESQUEMA GERAL DE UMA INSTALAÇÃO FV LIGADA À REDE PÚBLICA

A figura 32 representa, de uma forma simples, uma habitação unifamiliar dotada de uma instalação fotovoltaica com ligação à RESP.

Esta ligação com a rede permite a venda, na totalidade, da energia produzida pela instalação fotovoltaica, dando resposta à legislação de microprodução ou miniprodução em vigor.

Ao longo deste documento vimos e veremos em pormenor as características e condições de estabelecimento de cada um dos elementos numerados e assinalados na figura.

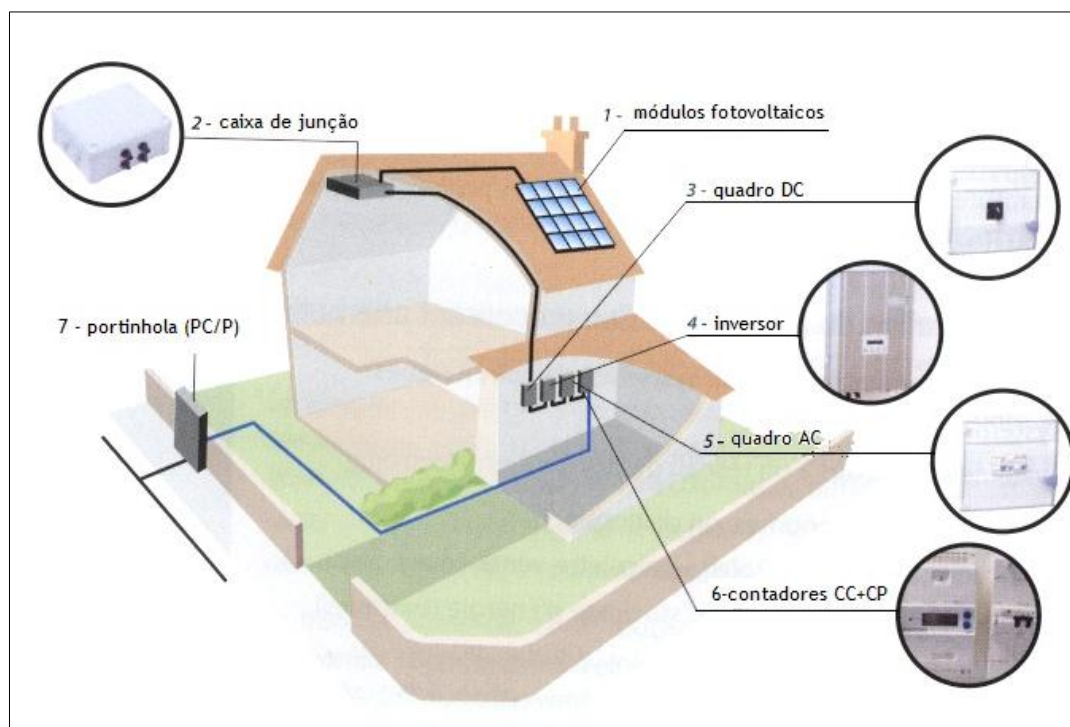


FIG. 32 – INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA EM HABITAÇÃO COM LIGAÇÃO À RESP

A figura 33 representa uma arquitetura simplificada para uma unidade geradora de energia elétrica com recurso a tecnologia fotovoltaica.

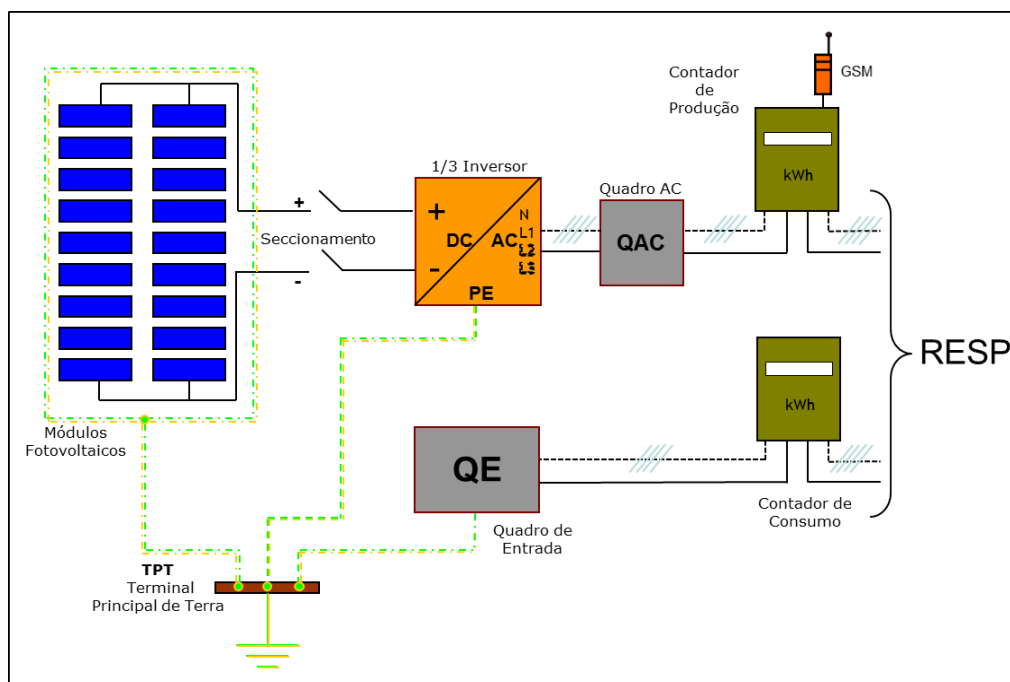


FIG.33 – ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UMA UNIDADE FOTOVOLTAICA

Este tipo de instalação poderá ser estabelecido com recurso a diferentes tipos de implementação, isto é:

- integrados no telhado inclinado (A);
- em campo/propriedade aberta (B);
- sobreposição em telhados ou coberturas de edifícios (C);
- em fachadas de edifícios (D).
- brisas, coberturas de sombreamento, etc...



FIG. 34 - MÓDULOS ESTABELECIDOS EM TELhado INCLINADO



FIG. 35- MÓDULOS ESTABELECIDOS EM CAMPO ABERTO



FIG. 36- MÓDULOS ESTABELECIDOS EM COBERTURA COM SOBREPOSIÇÃO



FIG. 37 – MÓDULOS ESTABELECIDOS EM FACHADA DE EDIFÍCIO

Para relembrar:

- Em Portugal, a arquitetura de um gerador FV é pensada para entrega total à RESP da energia produzida;
- O modo de estabelecimento dos módulos é definido pelas condições do local.

9 PREVENÇÃO E SEGURANÇA CONTRA INCÊNDIO

9.1 RISCOS EXISTENTES

O cada vez maior número de edifícios equipados com instalações FV é, sem dúvida, resultado das políticas (europeias) de incentivos à utilização de energias renováveis, nomeadamente o privilégio dado a este recurso energético.

A rápida proliferação destas instalações poderá ter como consequência, a também proliferação de instaladores menos escrupulosos, resultando daqui potenciais riscos de segurança diretamente relacionados com o objetivo de lucros imediatos.

Por vezes, esta forma de trabalhar, resulta numa produção energética abaixo das expectativas face ao incorreto dimensionamento e também falta de uma boa conjugação das variáveis até aqui abordadas.

Em alguns casos poder-se-á também verificar falta de precauções com a segurança, tal como:

- Contacto físico com os módulos FV;
- Descargas atmosféricas;
- Incêndio.

Para o caso particular de ocorrer incêndio, existirá um risco acrescido, para o corpo de intervenção, de serem eletrocutados ou sofrerem queimaduras na tentativa de controlar o incêndio. Por outro lado, é bem provável que o corpo de bombeiros não tenha conhecimento da existência da instalação fotovoltaica no edifício, o que acarreta riscos acrescidos.

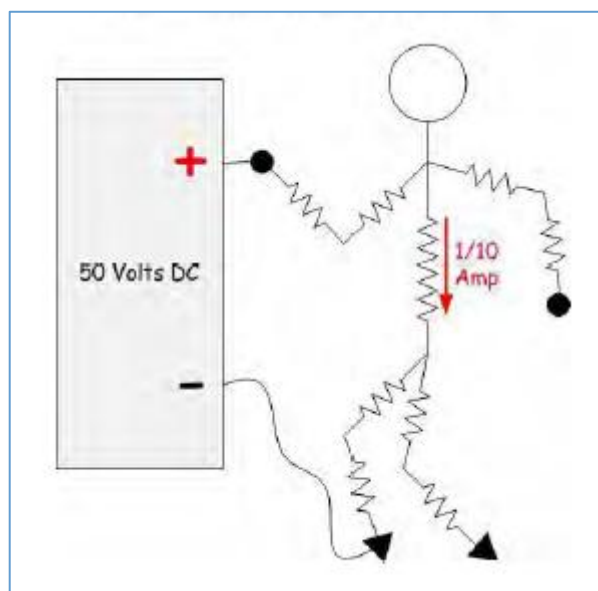


FIG. 38 – ILUSTRAÇÃO DA PASSAGEM DE CORRENTE CONTÍNUA (DC) PELO CORPO HUMANO

Vamos debruçar-nos na parte DC, tendo em conta que os danos provocados pela corrente elétrica ao atravessar o corpo humano são distintos para os mesmos valores de tensão AC e DC.

Para uma corrente de 25mA, e na condição de corpo molhado, uma tensão DC acima de 60 V poderá provocar lesões de graves consequências. Como sabemos, estes valores são largamente ultrapassados numa instalação FV.

9.2 QUEIMADURAS

Quando dois componentes elétricos ativos, com potencial distinto, entram em contacto podem gerar um arco elétrico. O mesmo poderá verificar-se quando um circuito ativo é aberto para a atmosfera, face à ionização do ar. A figura 39 evidencia um arco elétrico gerado por um curto-circuito em tensão reduzida (12V, 20A). Arcos como este podem chegar a produzir temperaturas entre os 3000° C e os 8000°C, sendo fácil de imaginar que qualquer pessoa por perto poderá sofrer queimaduras.



FIG. 39 – ARCO ELÉTRICO POR CURTO-CIRCUITO (12V, 20A)

Acresce ainda que muitos destes arcos, por serem tão potentes, poderão ser seguidos de explosão.

Existe um risco acrescido destas ocorrências associado a instalações DC, face às instalações AC. Este acréscimo de risco deve-se ao facto de que nas instalações DC a carga na tensão é constante, o que significa que o arco persiste enquanto houver potência fornecida. Nas instalações AC a carga é incrementada e decrementada alternadamente por cada meia senoide.

Por esta razão, o corte de cabos de uma instalação FV, em tensão com luz do dia, é altamente desaconselhado. Durante a noite a situação será bem diferente, pois não haverá geração de corrente elétrica.

9.3 SOLUÇÕES COM SEGURANÇA

Pese embora não existirem soluções perfeitas para o problema agora abordado, vejamos, ainda assim, algumas soluções que poderão ser minimizadoras de riscos acrescidos quando nos deparmos com um incêndio num edifício dotado de uma instalação geradora fotovoltaica.

9.3.1 GARANTIR ESPAÇO DE MANOBRA

Quando projetamos a instalação de módulos fotovoltaicos, deveremos garantir espaço de manobra suficiente para a intervenção do corpo de bombeiros. Este espaço (entre os 30 e 50 cm, no mínimo) deverá permitir o acesso na cobertura do edifício a todas as partes adjacentes aos módulos FV.



FIG. 40- EXEMPLO DE CAMPOS FV ESTABELECIDOS COM GARANTIA DE ESPAÇO DE MANOBRA

Esta medida revela-se de extrema importância, pois andar ou manter equilíbrio em cima dos módulos FV, para além de ser difícil, é acima de tudo uma tarefa perigosa; O risco existe para além do incêndio: quando pensamos em manutenção e verificação, é também o elevado risco de escorregamento que está em causa.



FIG. 41 - EXEMPLO DE CAMPOS FV ESTABELECIDOS SEM ESPAÇO DE MANOBRA

9.3.2 COLOCAÇÃO DE SINALÉTICA

Os equipamentos da unidade geradora do lado DC devem ser considerados em tensão, mesmo quando desligados do lado AC.

- Todas as partes acessíveis do lado DC, tal como ligadores, caixas de ligação e eventualmente seccionadores, deverão ser sinalizados com um aviso modelo com informação clara e durável da existência de tensão mesmo quando o(s) circuito(s) se encontrem seccionados do lado DC no inversor.



FIG. 42 – AVISO MODELO DA EXISTÊNCIA DE TENSÃO DO LADO DC (SISTEMA FOTOVOLTAICO)

- De forma a garantir toda a segurança na intervenção e manutenção num gerador fotovoltaico interligado com a rede pública, deverá ser garantida a sinalização da existência de duas fontes de energia no local de acesso a essas mesmas fontes (portinhola ou contadores, conforme esquema de ligação adotado).



FIG. 43 – AVISO MODELO DA PRESENÇA DE DUAS FONTES DE TENSÃO

- Para evitar que haja interrupções voluntárias do lado DC, sem que seja antes efetuado o corte do lado AC, é necessária sinalética junto do seccionamento do lado DC eliminando assim riscos e avarias desnecessárias.



FIG. 44 – AVISO MODELO DE OPERAÇÕES DE MANOBRA

- Independentemente das sinaléticas acima indicadas, deveremos sempre garantir informação a dar conta da necessidade de isolar as duas fontes de tensão existentes. Esta informação deverá constar junto do equipamento inversor.



FIG. 45 – AVISO MODELO DE OPERAÇÕES DE MANOBRA

Todo este conjunto de avisos deverá ser de fácil aplicação, boa visibilidade e principalmente de difícil remoção e resistência ao desgaste. Facilmente poderemos imaginar o risco de manobras erradas por informação inexistente ou incorreta.

9.3.3 COBERTURA DOS PAINÉIS FV

A cobertura dos painéis fotovoltaicos com recurso a uma lona ou semelhante não é uma tarefa fácil. Para além de ser necessária a existência de uma lona de dimensões generosas, é também tarefa para mais de duas pessoas, na grande maioria dos casos.

Após a deflagração de um incêndio, este método, para garantir a inexistência de corrente elétrica, será para além de perigoso, também de difícil execução, pelo que não é uma opção viável.

Não só as lonas teriam de ser fixadas por cima dos módulos FV, como teriam também de ser solidárias com o telhado, de modo a garantir que os módulos não fiquem expostos à luz do dia durante a operação de extinção do incêndio.

Ensaio a este método, efetuados pelo UL - Underwriters Laboratories Inc., instituição norte americana, evidenciam que nem todas as coberturas são válidas para evitar a emissão de corrente elétrica.

Foram testadas quatro soluções de material para a cobertura dos módulos instalados do lado direito da estrutura, conforme as fotos seguintes mostram.



FIG. 46 - ESTRUTURA FV PARA ENSAIOS DE SEGURANÇA

As coberturas foram efetuadas por:

- uma lona plástica de 4 mm de espessura de cor preta (11,5 €);
- uma lona de usos gerais azul com espessura de 5,1 mm (12 €);
- uma tela anti-fogo de cor verde (60 €);
- uma lona de “vinyl pesado” anti-fogo vermelha (72,5 €).



FIG. 47- DIFERENTES COBERTURAS DE PAINEL FV

Durante os ensaios, estava Sol com valores de radiação na ordem dos 1000 – 1100 W/m² e uma temperatura de 24 °C.

Cada módulo FV tinha como característica uma potência de 230 Wp e uma tensão em vazio (Voc) de 37,08 V. A corrente de curto-circuito (Isc) era de 8,11 A. Em STC o painel composto pelos 4 módulos em série apresentava valores de tensão de saída na ordem dos 148 volts em vazio, e uma Isc = 8 A.

Os resultados obtidos para apenas uma camada de cada uma das lonas foram os obtidos na tabela seguinte:

lona	preço (€)	cor	tensão (V)	corrente (A)	perigo
1	11,5	preta	33	0	seguro
2	12	azul	126	2,1	eletrocussão
3	60	verde	3,2	0	seguro
4	72,5	vermelha	124	1,8	eletrocussão
Sol			148	8,1	

Outra forma, também testada pelo mesmo laboratório, para cobertura dos módulos FV com o intuito de evitar a emissão de corrente, é a pulverização destes com espuma, onde a espuma usada era Classe A com concentrado de CAFS (Compressed Air Foam System).

Este tipo de material é o que tem apresentado melhores resultados, com uma queda de mais de 50 % nos valores de tensão DC dos módulos FV.



FIG. 48 - PAINEL FV ENSAIADO COBERTO DE ESPUMA

Numa string de 700V DC teremos uma redução para cerca de 350 V, o que é um valor bem mais elevado do que o tido como “seguro”, i.e., 120 V DC. Outra desvantagem é que em poucos minutos a espuma perde eficácia, ficando a camada original aplicada com espaços abertos, permitindo assim a entrada de luz.

9.4 DISPOSITIVOS DE SECCIONAMENTO E DE CORTE DE URGÊNCIA

Tal como previsto em **7.7**, para podermos interromper manualmente o funcionamento da instalação e assegurar em segurança a manutenção do inversor, os dispositivos de seccionamento omnipolar e corte em carga devem ser estabelecidos tanto do lado DC como do lado AC. Do lado DC, o dispositivo de corte em carga deverá ser instalado junto do inversor. Do lado AC, em locais de habitação e semelhantes, o aparelho de corte de urgência deverá encontrar-se em local acessível, embora no interior.

As figuras seguintes representam dois casos para o estabelecimento de aparelhos de corte de urgência, ou seja, estabelecidos junto do inversor e em local distinto deste.

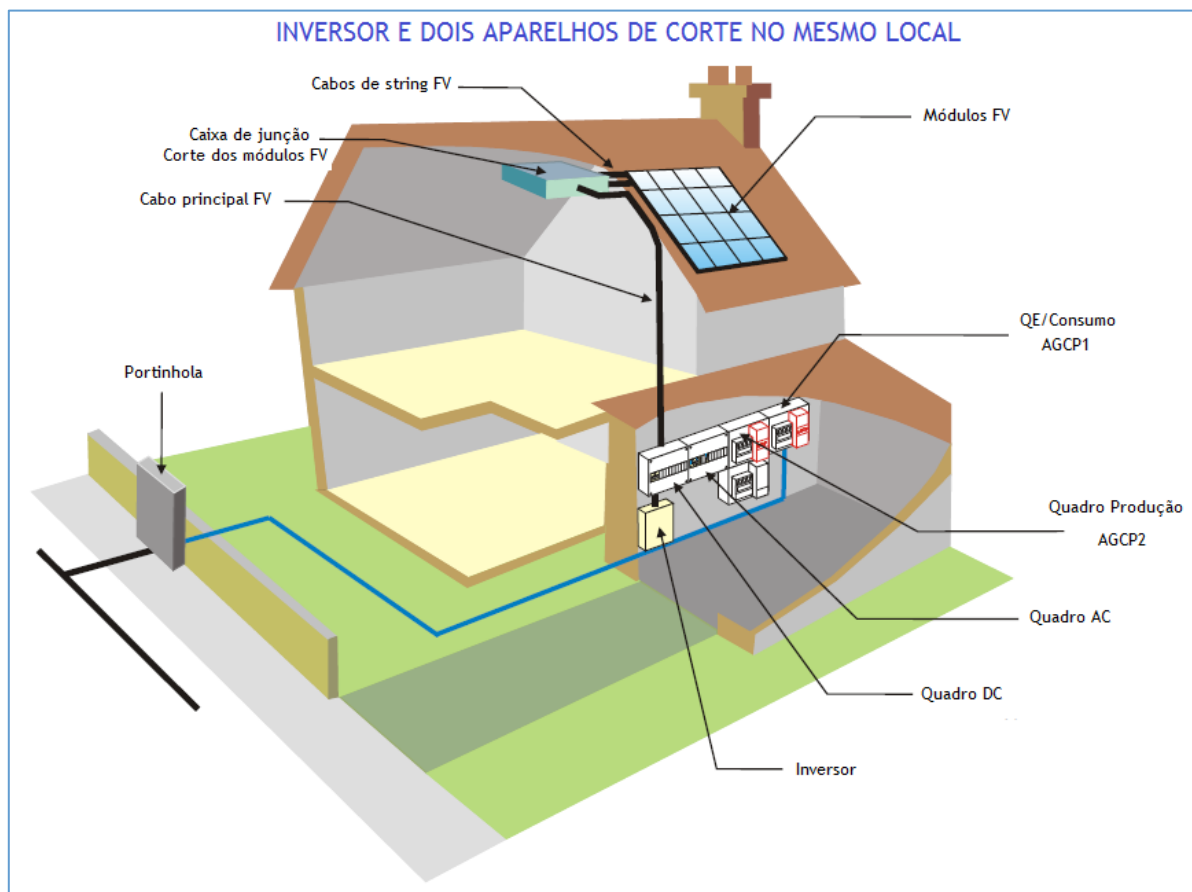


FIG. 49 - ARQUITETURA COM INVERSOR E APARELHOS DE CORTE NO MESMO LOCAL

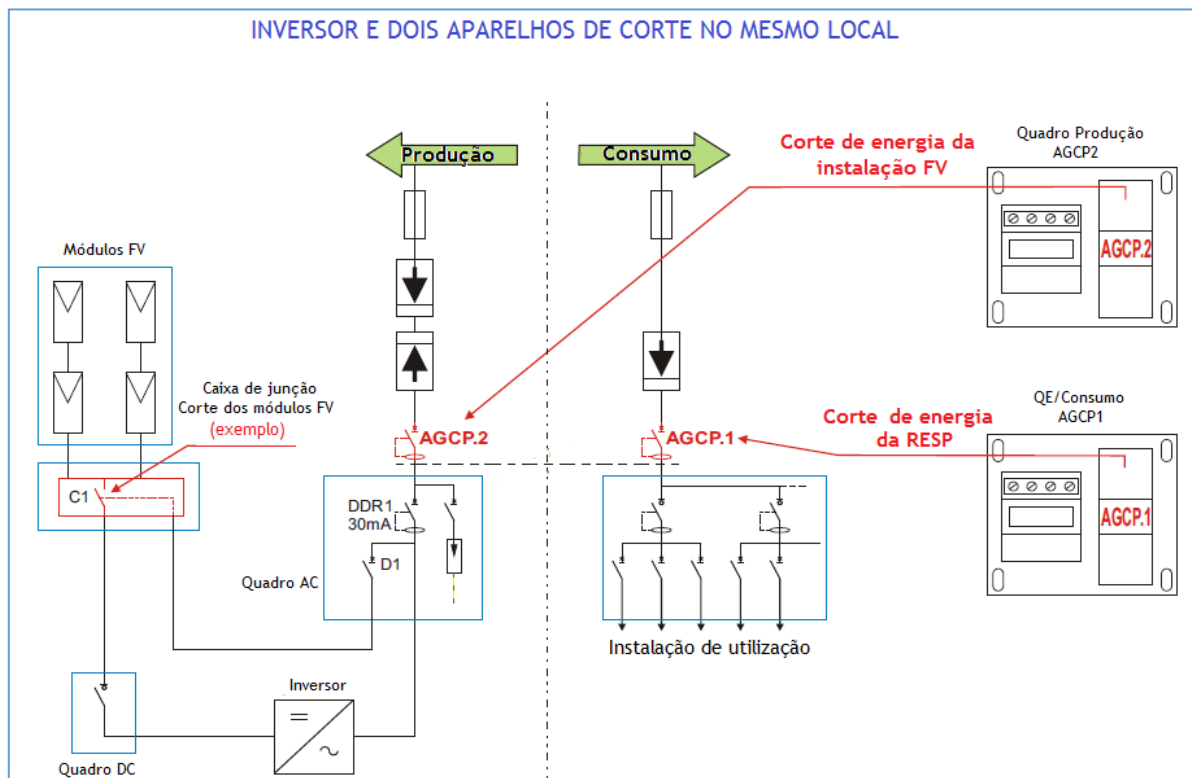


FIG. 50- ESQUEMA PARA INVERSOR E APARELHOS DE CORTE ESTABELECIDOS NO MESMO LOCAL

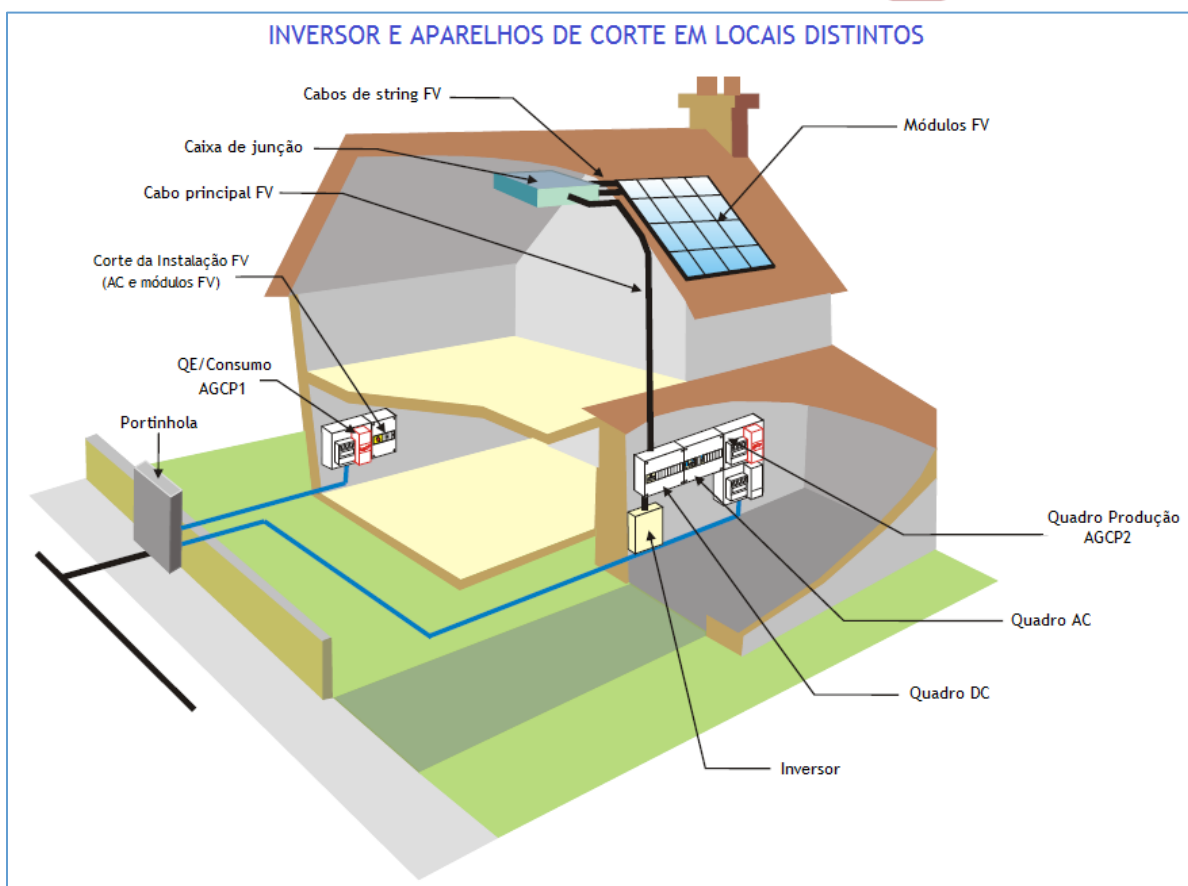


FIG. 51- ARQUITETURA COM INVERSOR E APARELHOS DE CORTE EM LOCAIS DISTINTOS

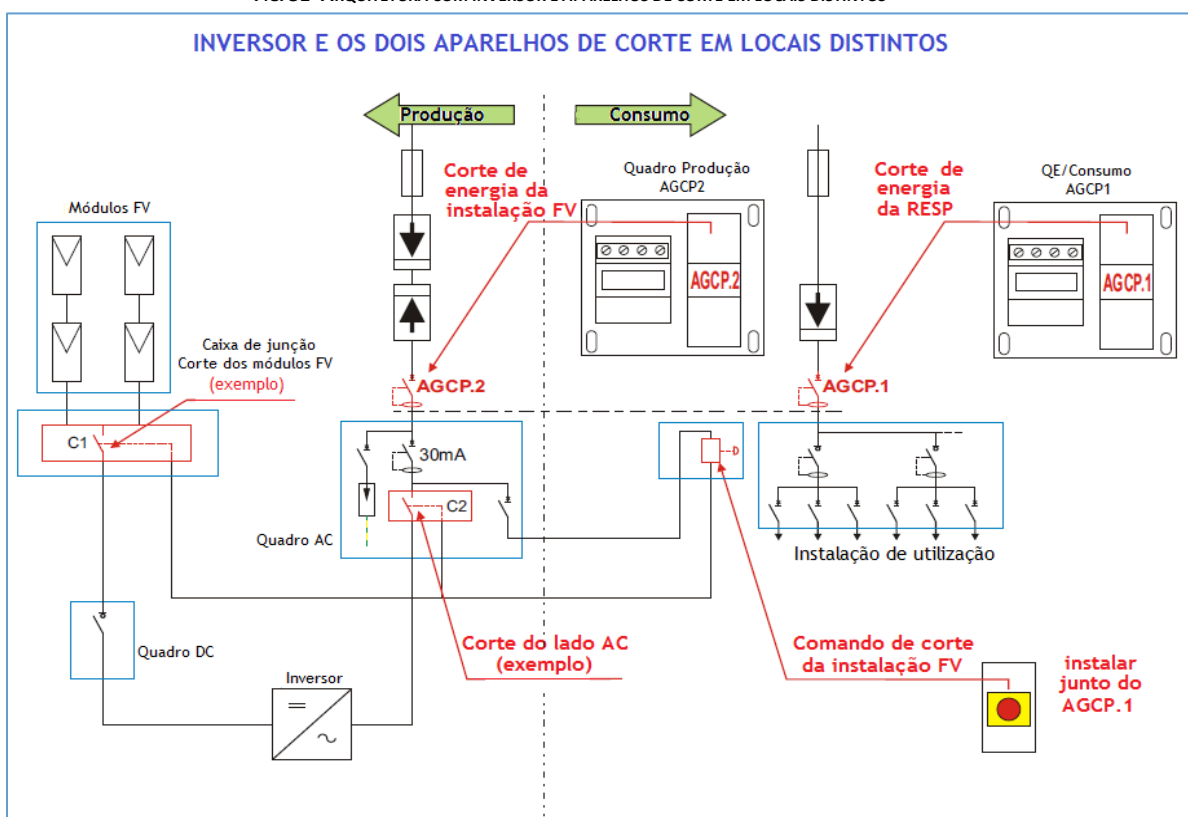


FIG. 52 - ESQUEMA PARA INVERSOR E APARELHOS DE CORTE ESTABELECIDOS EM LOCAIS DISTINTOS

Para relembrar:

- Um gerador FV poderá atingir tensões DC de várias centenas de volts;
- Uma sinalética eficaz e possibilidade de corte reduz os riscos de acidente;
- Mesmo com a colocação de cobertura, os módulos poderão gerar correntes perigosas;
- A adoção de medidas complementares às normalmente exigidas é uma mais-valia de segurança.

10 EXEMPLO DE DIMENSIONAMENTO

Vamos aplicar alguns conhecimentos adquiridos no dimensionamento de uma instalação fotovoltaica para ligação à rede pública de energia elétrica.

Admitimos, para o exercício, que o máximo permitido para essa injeção é uma corrente de 20 A, ou seja, poderemos ter uma instalação com potência de ligação à rede de 4600 W com canalização monofásica.

Para o efeito vamos utilizar módulos fotovoltaicos com as seguintes características obtidas no site de um fabricante:

Características eléctricas em STC*:

Designação	Pmpp [Wp]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Resistência à corrente inversa Ir [A]
M245 3BB	245	29,80	8,25	36,80	8,60	17

Características eléctricas em NOCT*:

Designação	Pmpp [W]	Vmpp [V]	Voc [V]	Isc [A]
M245 3BB	177	27,07	34,09	6,92

NOCT: 48,4º C para: intensidade de radiação 800W/m², AM 1,5 e temperatura 20ºC, velocidade do vento 1m/s, tensão em circuito aberto

Características térmicas:

Gama de temperaturas operacionais	-40 bis 85 °C
Coeficiente de temperatura Pmpp	-0,47 %/K
Coeficiente de temperatura Uoc	-0,34 %/K
Coeficiente de temperatura Isc	0,035 %/K

Após uma breve pesquisa, encontramos um equipamento inversor que corresponde, em termos de características de saída de corrente, aos pressupostos do exercício.

Vejamos a tabela relativa aos valores de entrada do lado DC para este inversor:

- Input (DC)	
Max. DC power (@ $\cos \varphi=1$)	5250 W
Max. input voltage	600 V
MPP voltage range / rated input voltage	246 V – 480 V / 246 V
Min. input voltage / initial input voltage	211 V / 300 V
Max. input current	26 A
Max. input current per string	26 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 4

... e os dados dos valores de saída do lado AC:

- Output (AC)	
Rated output power (@230 V, 50 Hz)	4600 W
Max. apparent AC power	5000 VA
AC nominal voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 160 V – 265 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated power voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current	26 A
Power factor at rated output power	1
Adjustable displacement factor	—
Feed-in phases / connection phases	1 / 1
Power balancing	yes

O primeiro passo para o dimensionamento desejado será a obtenção da quantidade de módulos a instalar com recurso ao modo direto, isto é, a divisão do valor de potência de saída do inversor pela potência de pico dos módulos selecionados em STC.

Assim, teremos:

$$4600 \text{ W} / 245 \text{ Wp} = 18,775 \approx 19 \text{ módulos}$$

Sabemos que cada módulo apresenta valores de tensão, também em STC, de 29,80 V, pelo que resulta uma tensão

$$19 \times 29,80 = 566,2 \text{ Volt}$$

- Este valor de tensão é inferior ao máximo admitido no lado DC (600 V) pelo inversor selecionado.

- ✓ Dos dados do fabricante dos módulos temos a informação de um coeficiente de temperatura

$$U_{oc} \text{ de } -0,47\%/K$$

Isto significa que a cada grau que a temperatura ambiente se eleve, temos uma redução de 0,47% na tensão de saída do módulo, em circuito aberto. Traduzindo esta percentagem em tensão, teremos uma redução de **125 mV** por Kelvin, que é o mesmo que dizer por “grau Celsius”, pois estas unidades de temperatura estão diretamente relacionadas.

Tendo em conta que as STC dos módulos se traduzem numa temperatura ambiente de 25 °C, poderemos calcular os valores de tensão dos mesmos para temperaturas mais baixas, isto é, valores de tensão de saída mais elevados.

Em Portugal, facilmente poderemos ter uma temperatura ambiente de 0°C com radiação solar em simultâneo, pelo que isso se traduz numa redução de 25°C em relação às STC.

Com esta temperatura mais baixa teremos, por módulo:

$$125 \text{ mV} \times 25 = 3,125 \text{ Volt} \gg 32,925 \text{ Volt}$$

Pelo que aos 19 módulos corresponderá uma tensão máxima DC de

$$(29,8 \text{ V} + 3,125 \text{ V}) \times 19 = 625,5 \text{ Volt}$$

Quando estudámos a escolha do inversor constatámos que para Portugal era válida a equação

$$P_{\text{inversor}} \approx 0,9 \times P_{\text{geradorFV}}$$

Poderemos então validar com a substituição dos valores já obtidos e teremos:

$$5250 \text{ W} \approx 0,9 \times (625,5 \times 8,25) \approx 4644 \text{ o que não é válido !!!}$$

Havendo esta “margem” de potência poderemos admitir 22 módulos pelo que resultará

$$5250 \text{ W} \approx 0,9 \times [(32,925 \times 22) \times 8,25] \approx 5375 \text{ W}$$

Podemos admitir como aceitável a diferença de 125 W, que se traduz em cerca de metade da potência (Pmpp) de um módulo.

Atendendo às características de entrada DC do inversor selecionado, será sensato efetuar a ligação com uma arquitetura de duas strings em paralelo obtendo assim uma **corrente máxima de 16,5 A** e uma **tensão máxima DC** de cerca de **360 V**, valores perfeitamente enquadrados nos parâmetros do equipamento escolhido.

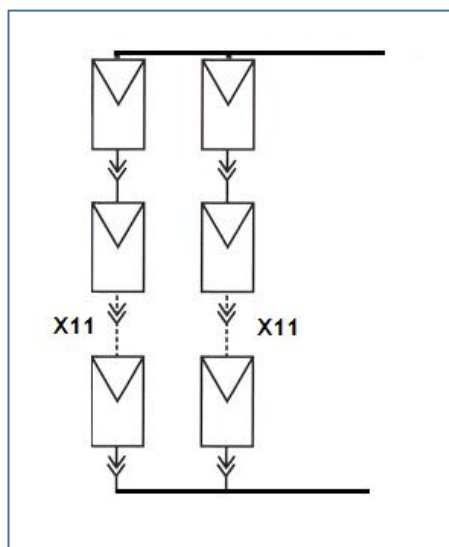


FIG. 53– DUAS STRINGS DE 11 MÓDULOS CADA, LIGADAS EM PARALELO

Conforme vimos em **7.5.1**, para avaliarmos a necessidade de proteção contra sobreintensidades nas strings temos a expressão

$$NS_{\max} = 1 + I_r / I_{SCSTC}$$

Para o nosso exemplo temos então que

$$\underline{NS_{\max} = 2,976 = 3}$$

Sendo este valor superior ao número de strings que considerámos na arquitetura do gerador fotovoltaico, a proteção às strings é dispensável.

Um cabo com um nível de isolamento de 1 kV será também suficiente, pois tanto os cabos de string como o cabo principal serão percorridos por tensões abaixo deste valor.

Vamos confirmar o dimensionamento conforme previsto em **7.3.2.1**:

$$V = V_{oc} \times 1,15 \times n.^{\circ} \text{ módulos (M)}$$

$$\underline{V = 465,5 \text{ Volt}}$$

Temos assim a nossa instalação fotovoltaica dimensionada para uma potência, à saída do inversor, de 4600 W.

Na sua execução deveremos garantir o cumprimento das regras de arte que complementam os pressupostos das RTIEBT – Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão.

11 LIGAÇÕES À RESP - REDE ELÉTRICA DE SERVIÇO PÚBLICO

Como complemento, e tendo em conta que em Portugal a grande maioria das instalações fotovoltaicas estão sujeitas aos regimes jurídicos aplicáveis às instalações denominada de microprodução e miniprodução, será importante avaliar as soluções de ligação possíveis destas instalações à RESP.

11.1 SOLUÇÕES DE LIGAÇÃO À RESP PARA UNIDADES DE MICROPRODUÇÃO – UMP

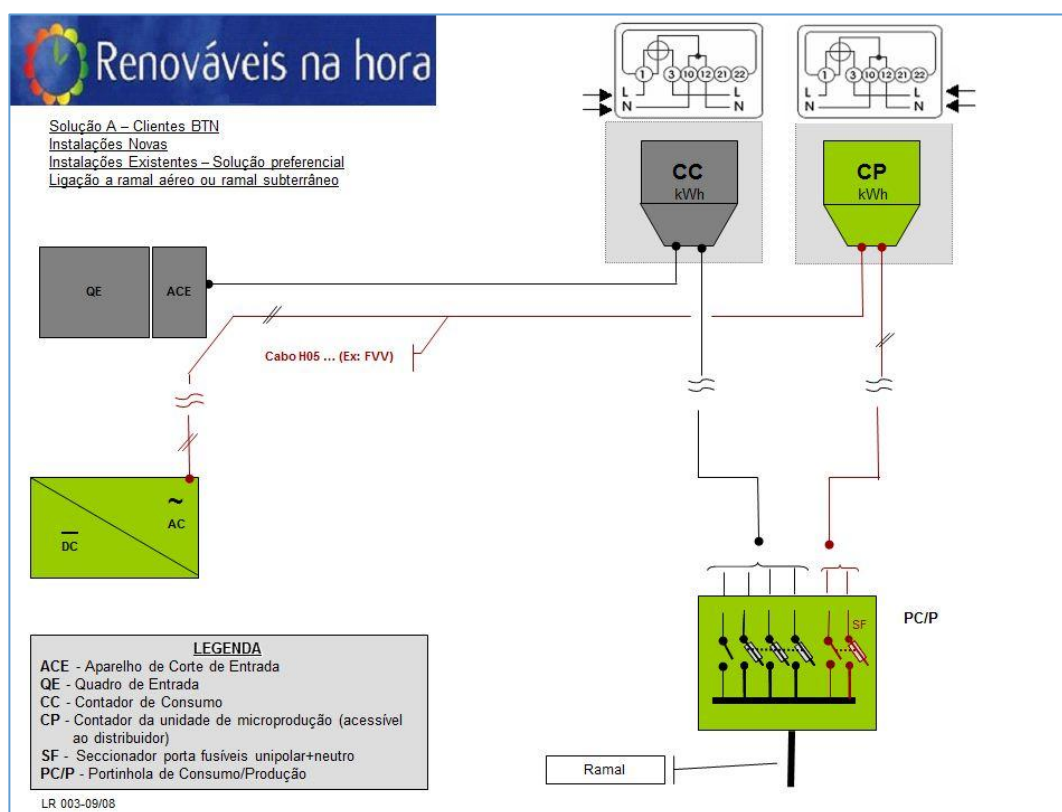


FIG. 54 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO A.

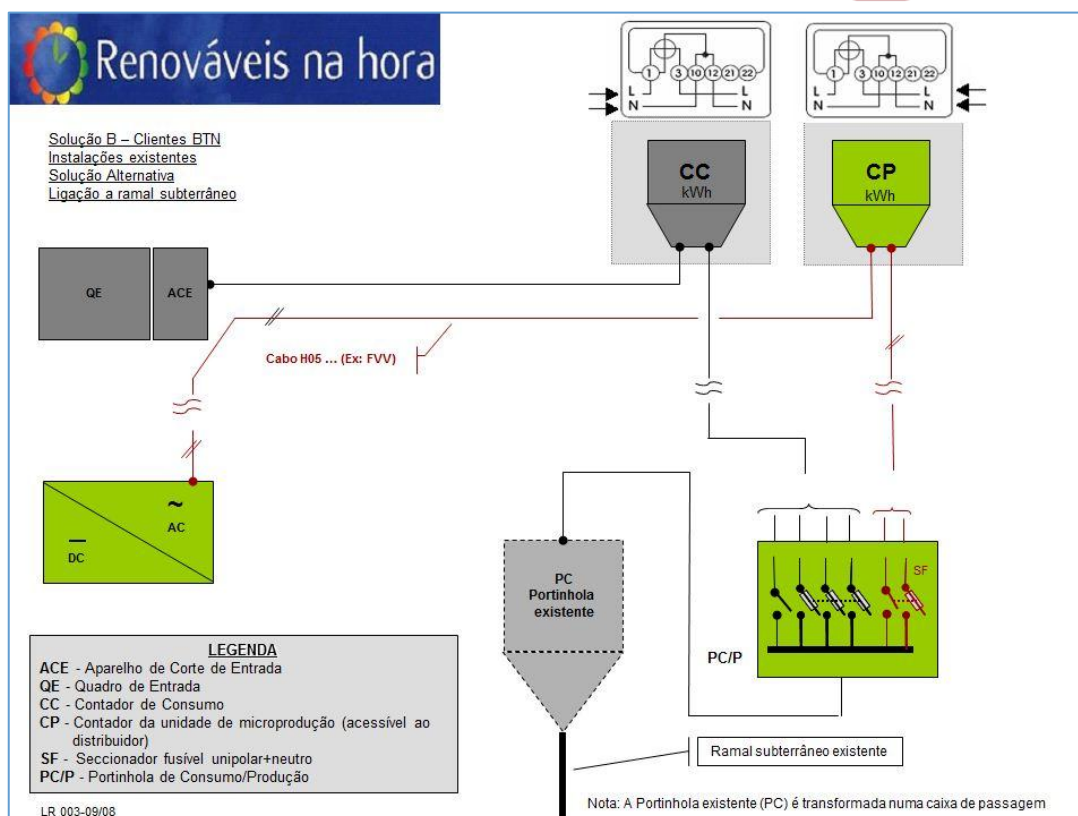


Fig . 55 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO B.

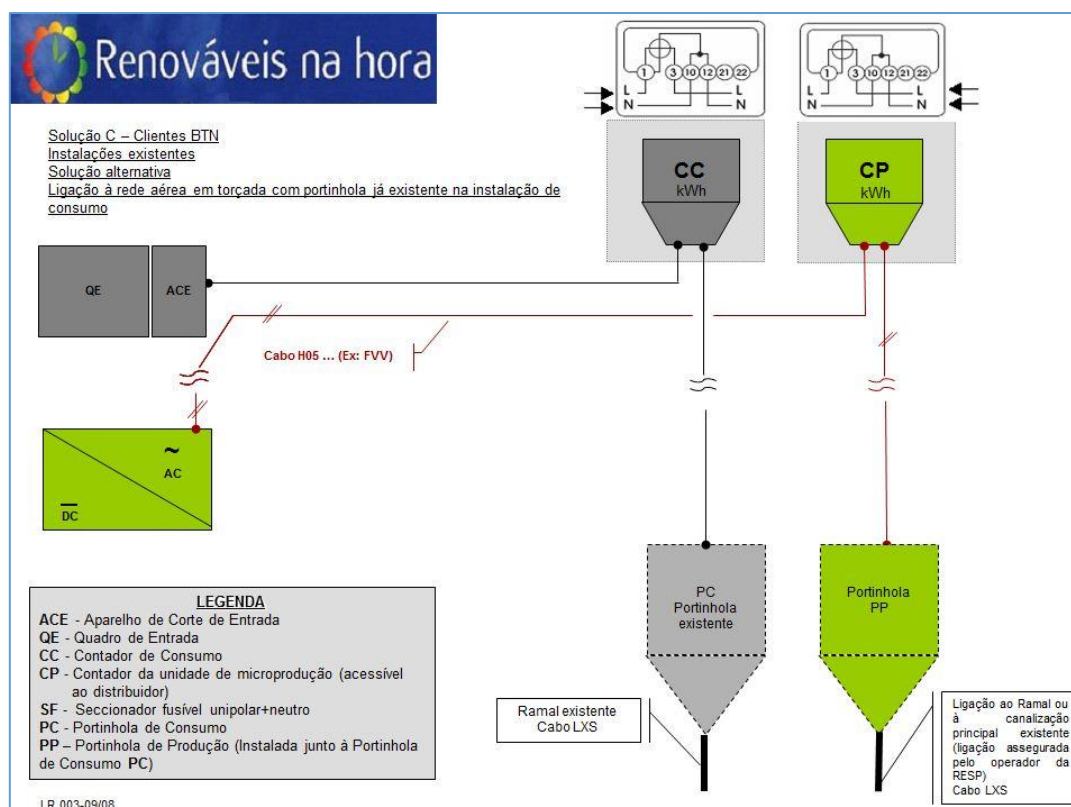


Fig . 56 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO C.

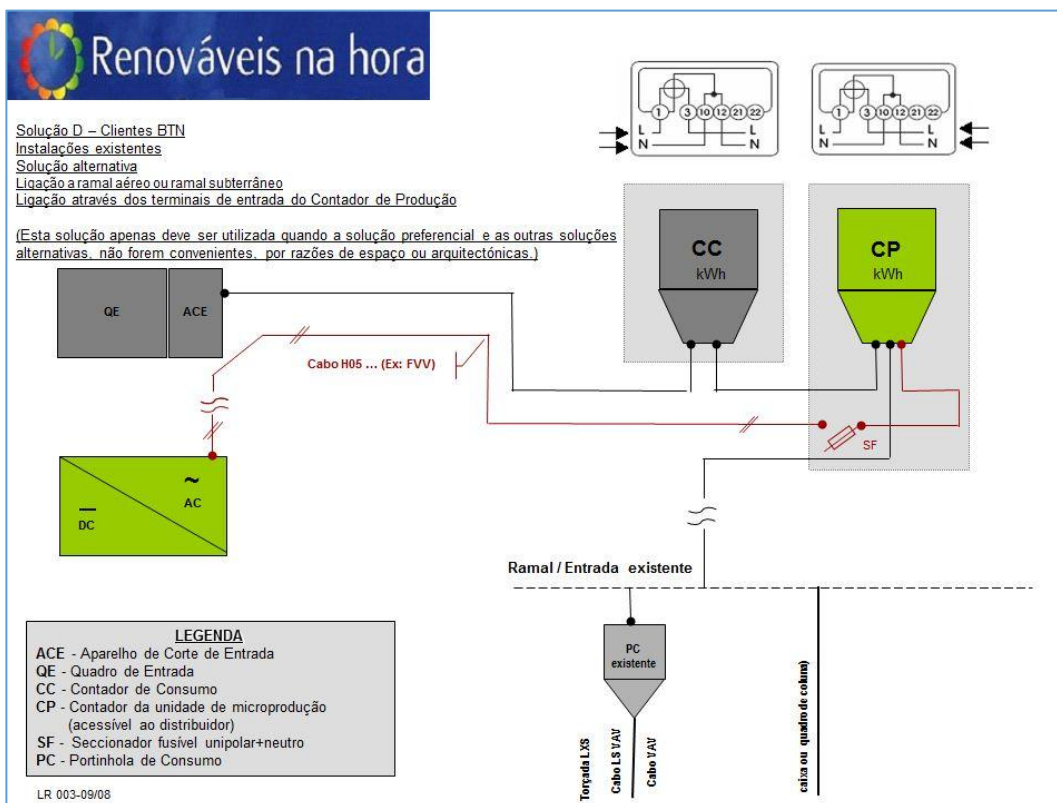


FIG. 57– SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO D.

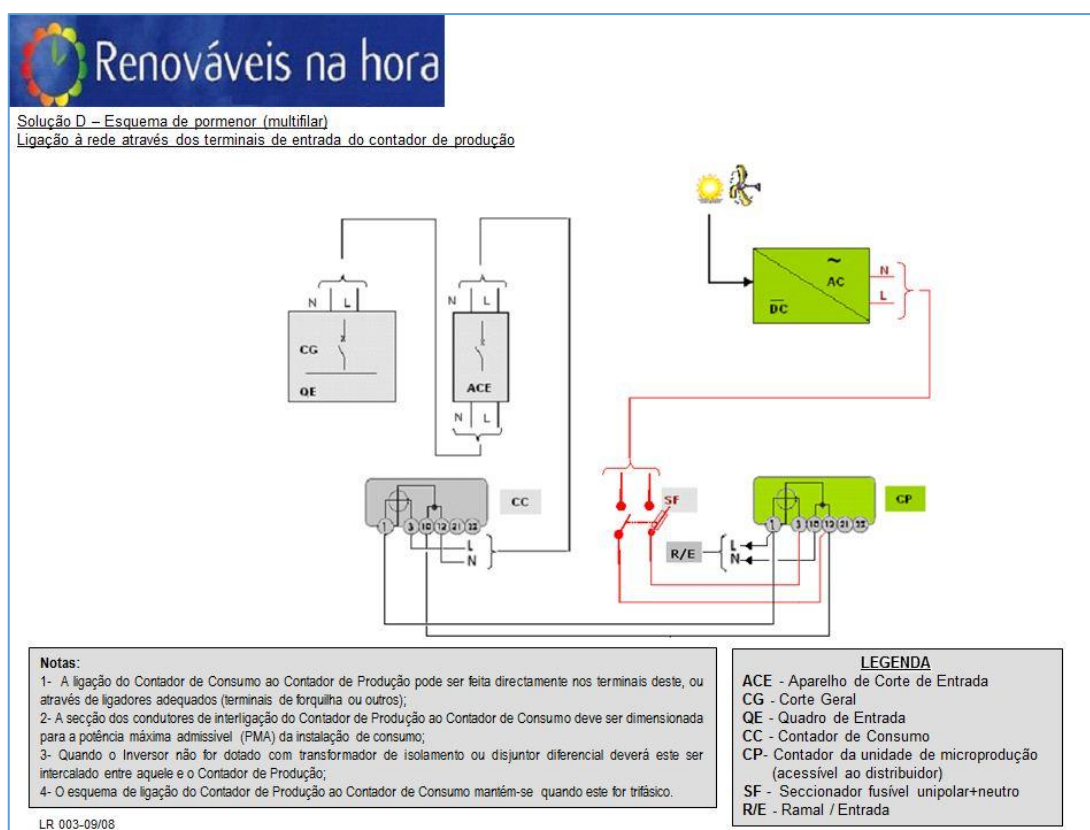


FIG. 58– SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO D – PORMENOR DE LIGAÇÕES.

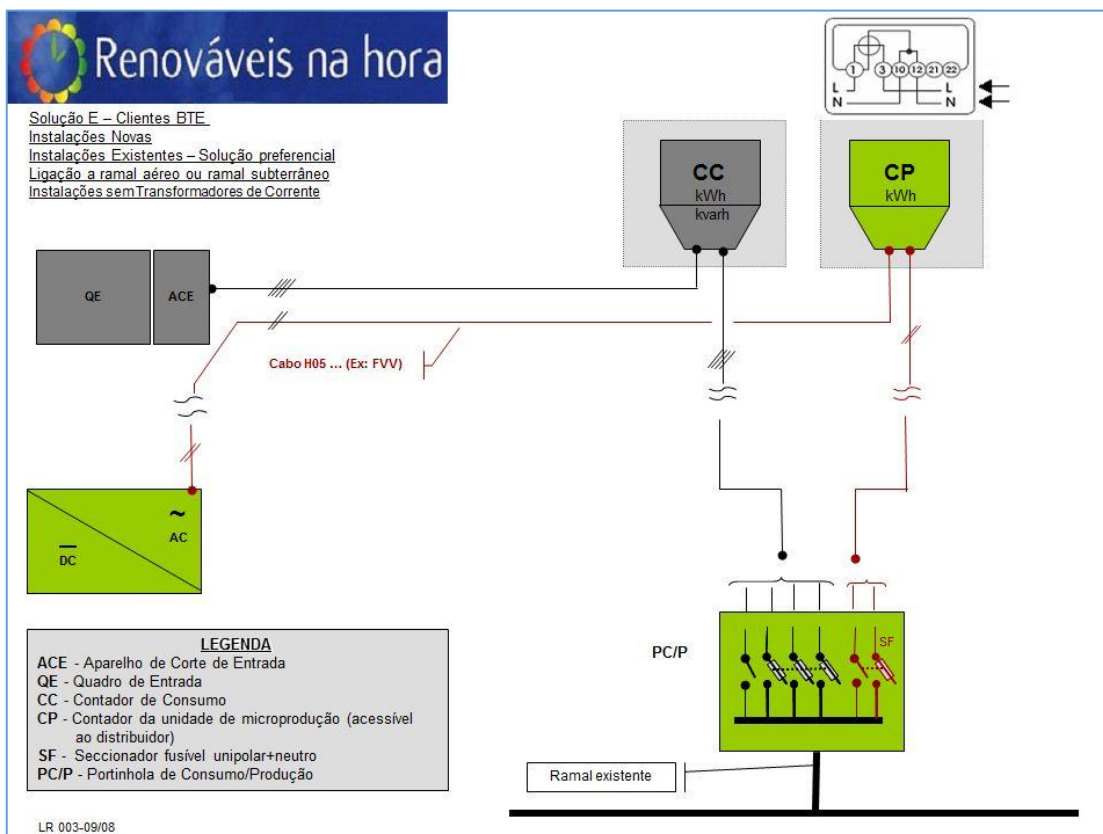


FIG . 59– SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO E.

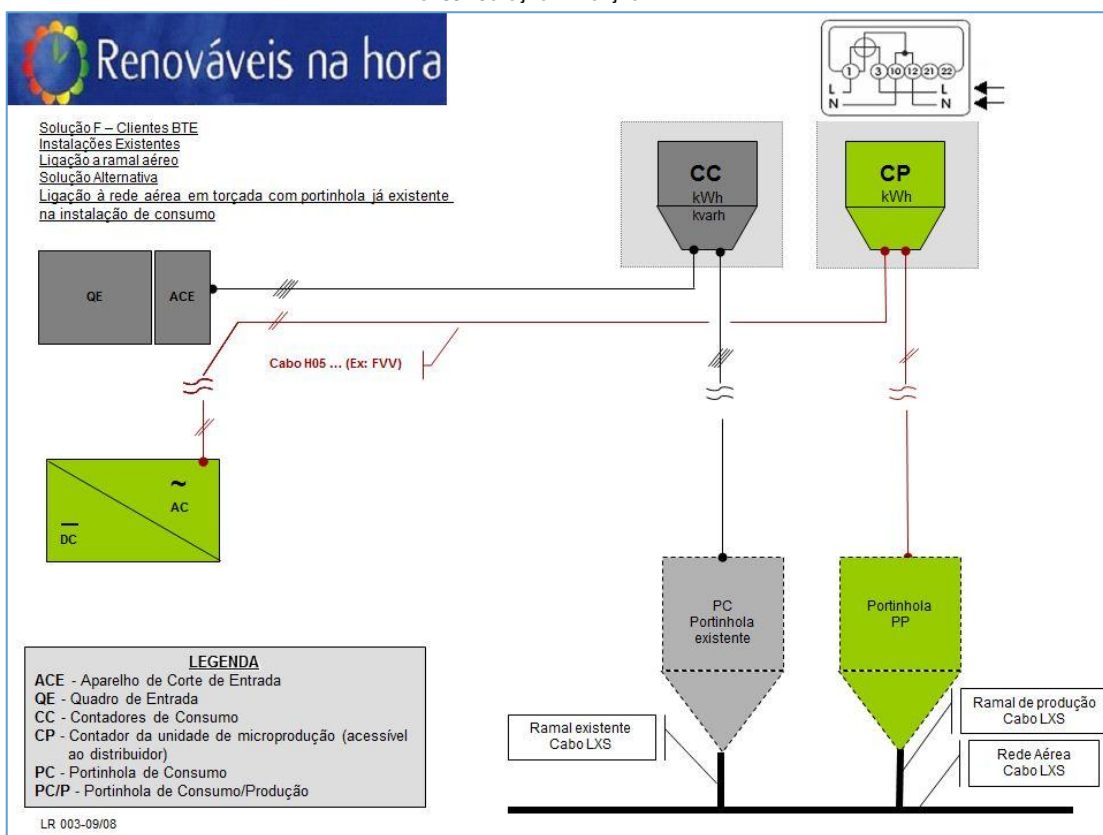


FIG . 60– SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO F.

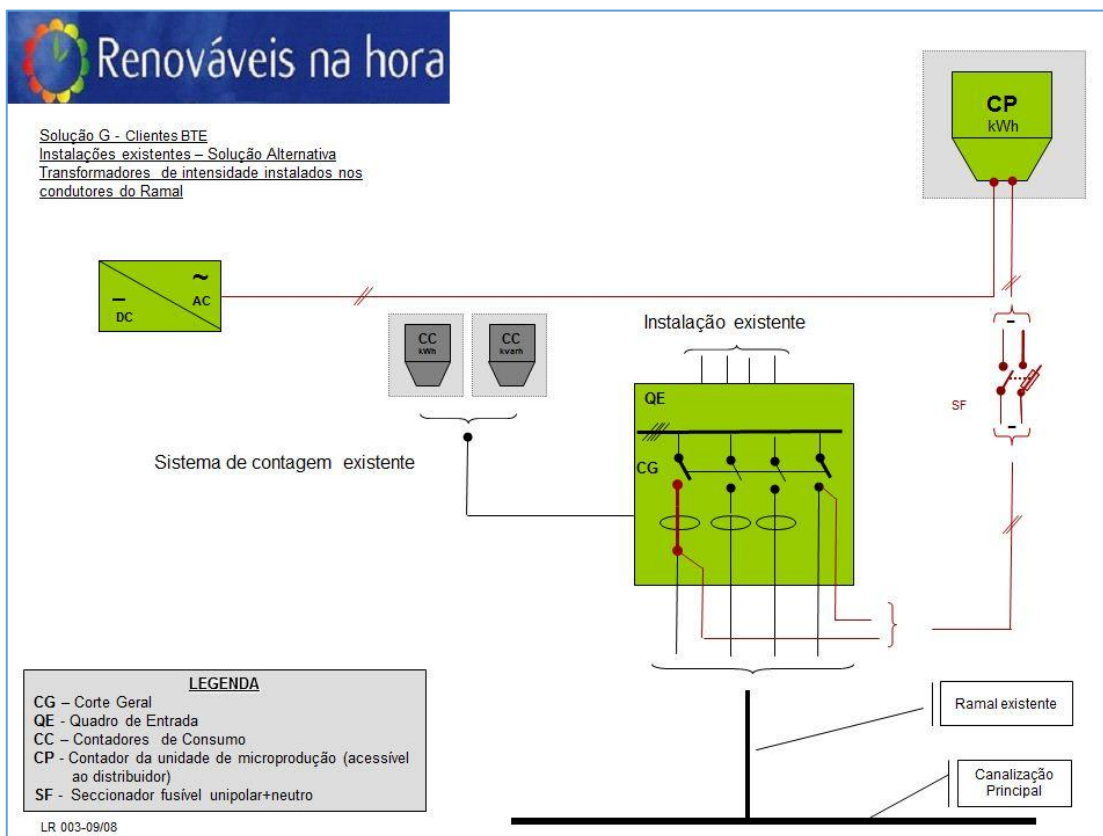


FIG. 61 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO G.

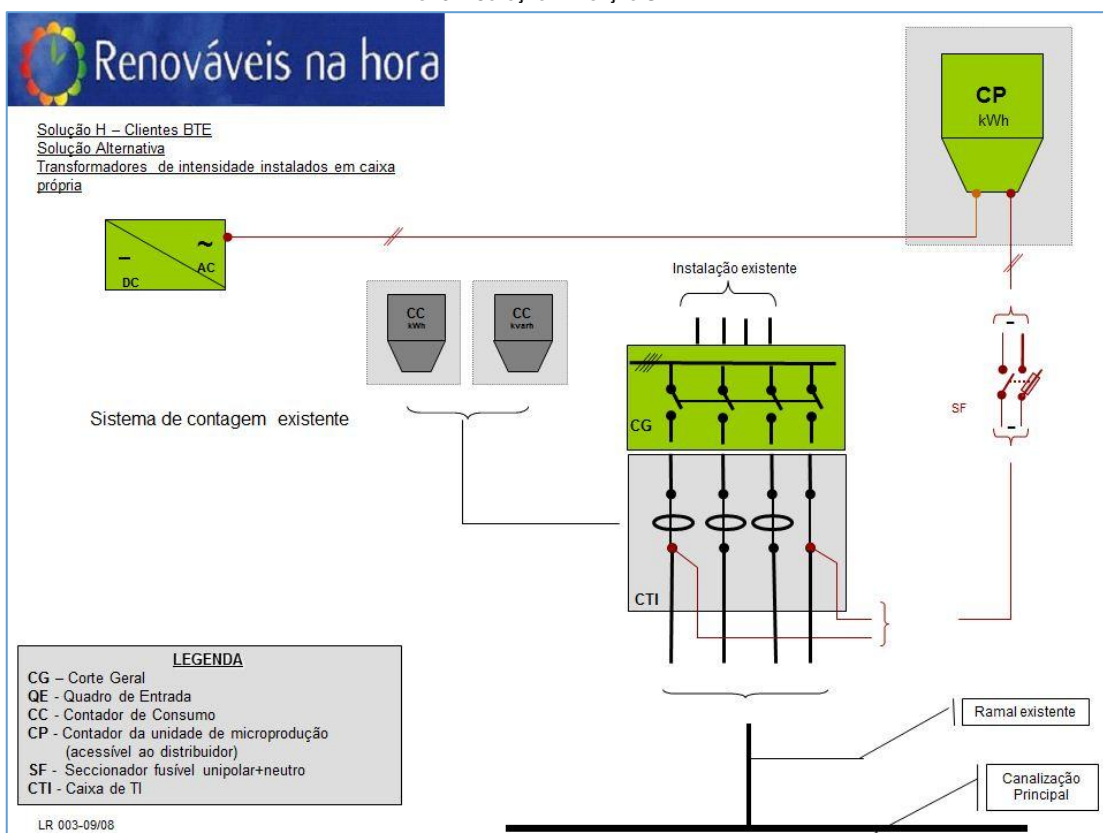


FIG. 62 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO H.

11.2 SOLUÇÕES DE LIGAÇÃO À RESP PARA UNIDADES DE MINIPRODUÇÃO – UMN

O portal www.renovaveisnagora.pt contém informações complementares relativas a estas instalações e respetivas ligações:

1- As instalações de miniprodução devem possuir equipamentos para proteção da interligação com a rede pública que devem assegurar as funcionalidades previstas no Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia elétrica de máximo/mínimo de tensão e de frequência e, quando a ligação à rede for no nível de média/alta tensão máximo de corrente e de tensão homopolar.

2 - Nas instalações com inversor DC/AC dispensa-se a aplicação de dispositivo externo de proteção contra máximo/mínimo de tensão e de frequência, conforme indicado no Guia Técnico das Instalações de Produção Independente se:

Para equipamentos até 16A por fase (3,68kW / 11,04kW de potência nominal), for apresentado certificado de conformidade com a norma EN 50438, ou VDE126-1-1;

Para equipamentos de potência nominal superior a 3,68 kW monofásico e 11,04 kW trifásico e não superior a 30KW, for apresentado certificado de conformidade com a norma VDE126-1-1;

Para equipamentos de potência superior a 30 kW, apresentação de Declaração do fabricante atestando o cumprimento da norma VDE126-1-1.

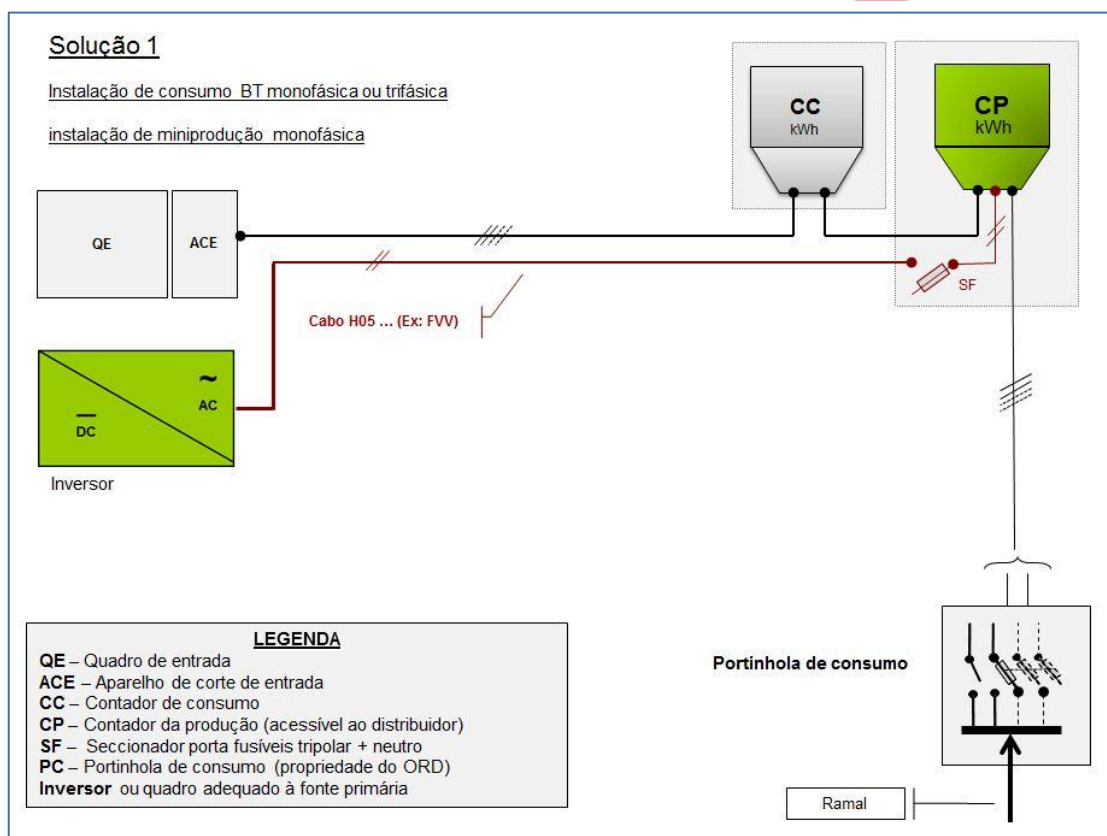


FIG. 63– SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO 1.

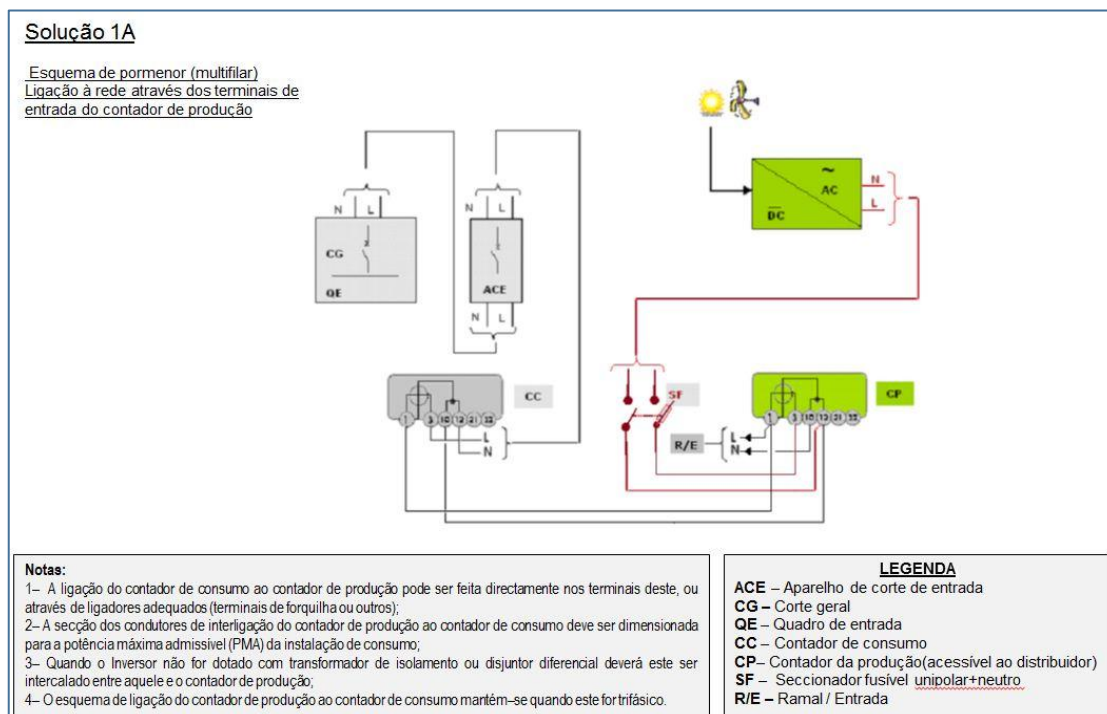


FIG. 64– SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO 1A.

Solução 2

Instalação de consumo BT monofásica ou trifásica

instalação de miniprodução monofásica

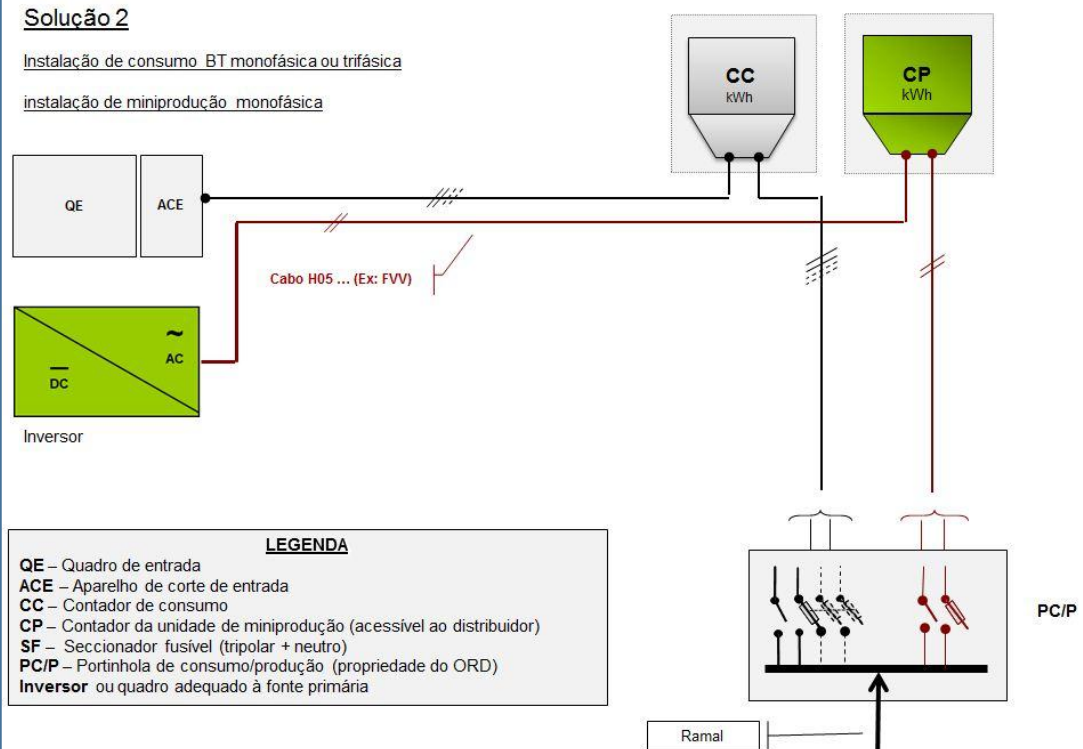


FIG . 65– SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO 2.

Solução 3

Instalação de consumo BT trifásica

instalação de miniprodução trifásica

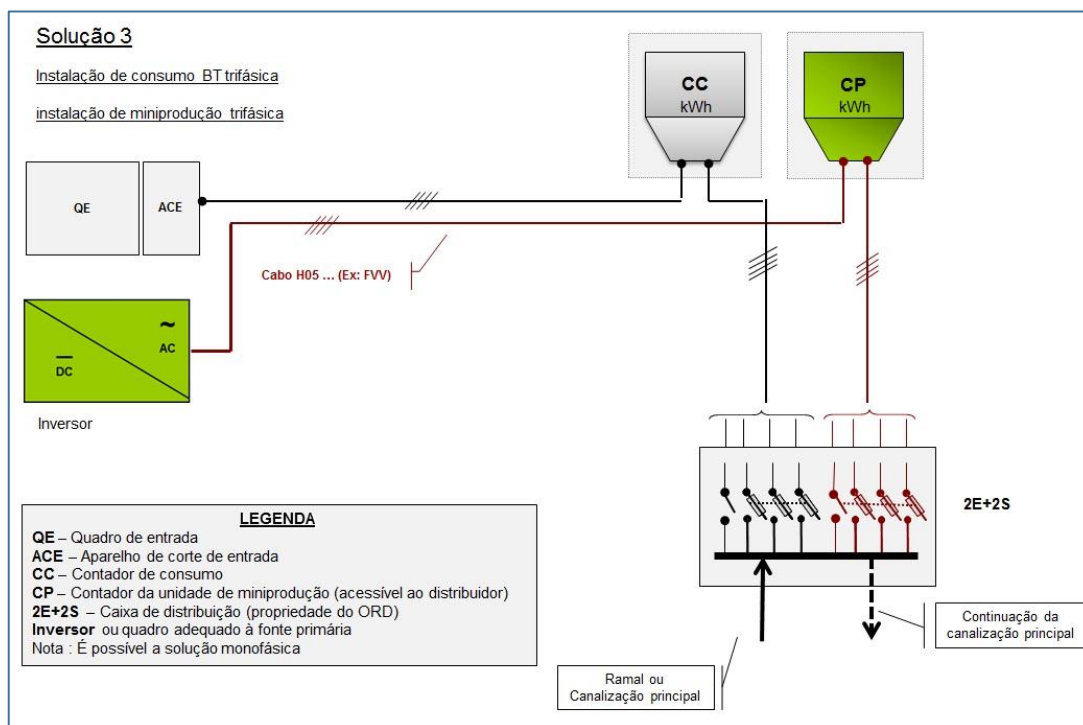


FIG . 66 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO 3.

Solução 4

- Instalação de consumo BTE
- Instalação com miniprodução até 60A (contagem directa)

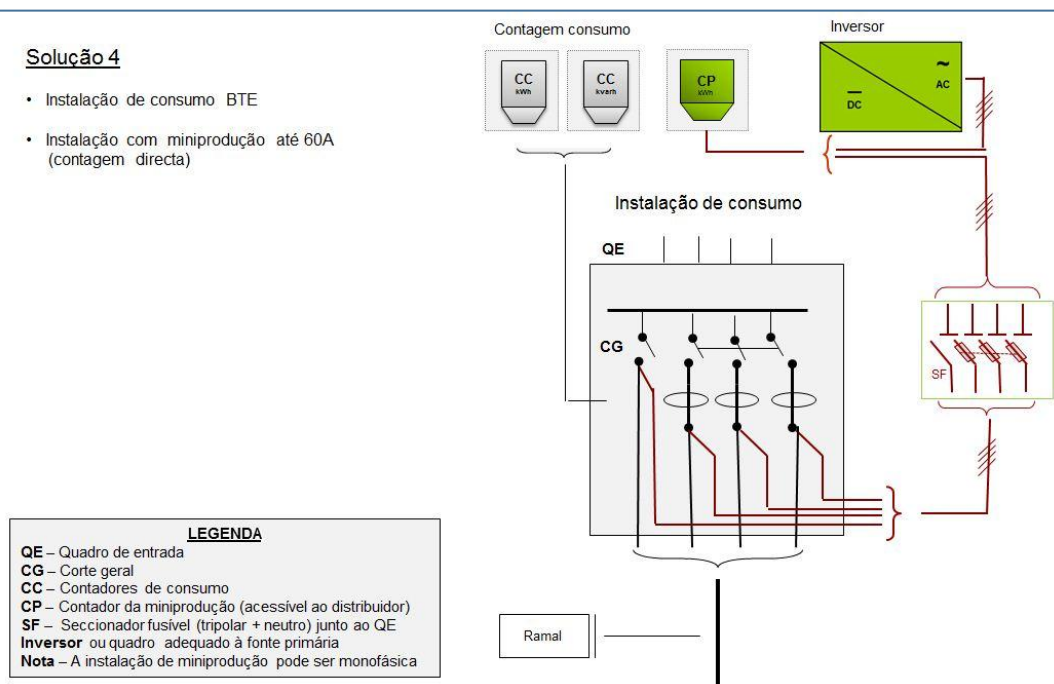


FIG . 67 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO 4.

Solução 5

- Instalação de consumo BTE
- Instalação com miniprodução superior a 60A (contagem indirecta)

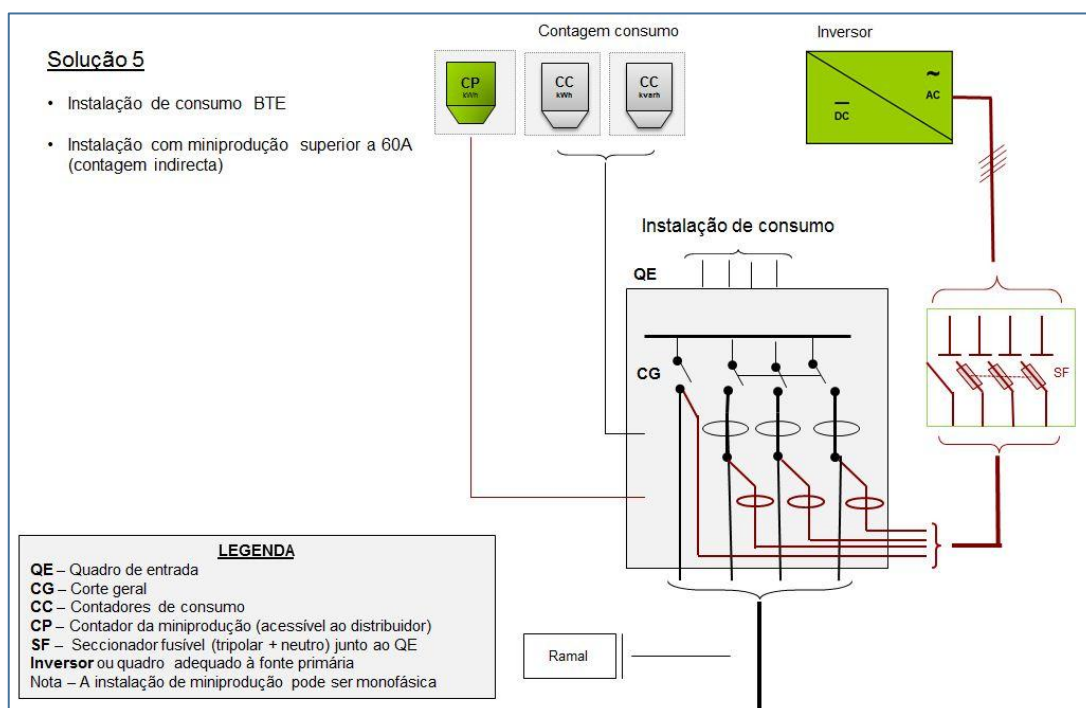


FIG . 68 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO 5.

Solução 6

- Instalação de consumo BTE com CTI
- instalação de miniprodução até 60A.
(contagem directa)

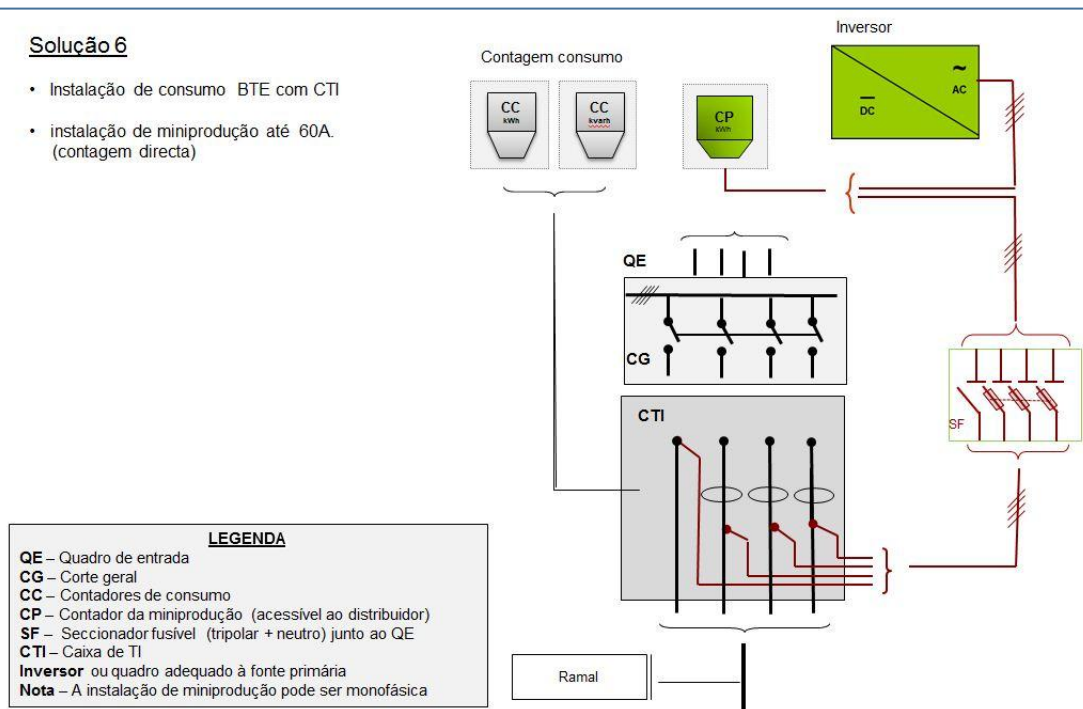


FIG. 69 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO 6.

Solução 7

- Instalação de consumo BTE com CTI
- instalação de miniprodução superior a 60A.
(contagem indirecta)

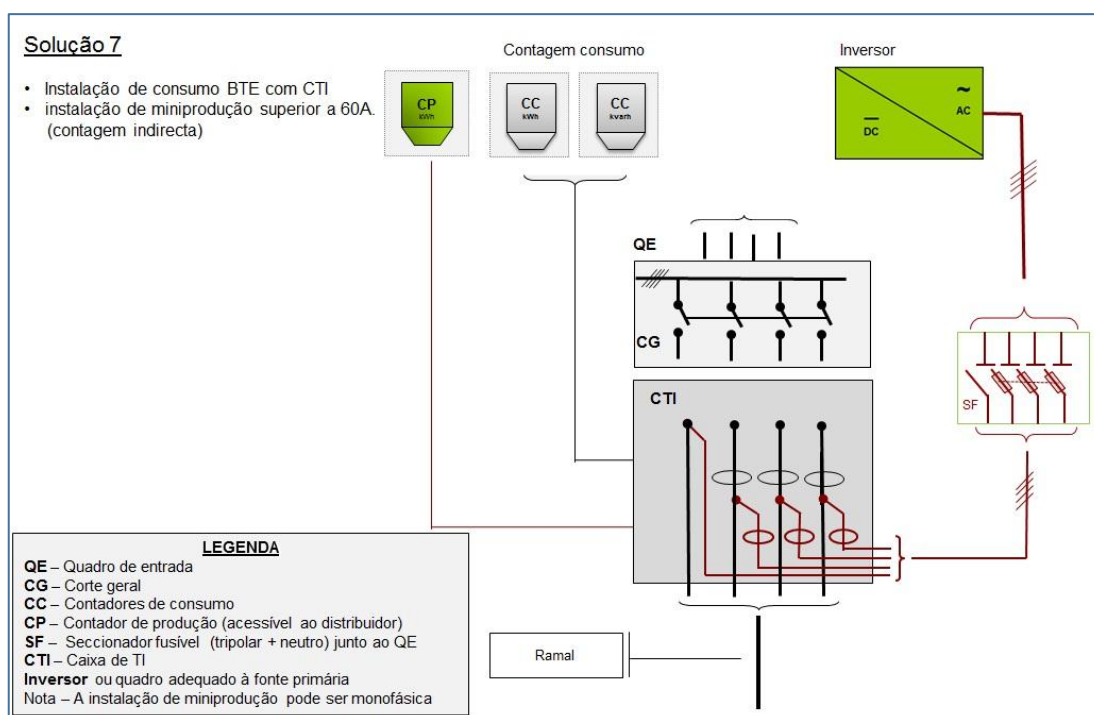


FIG. 70 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO 7.

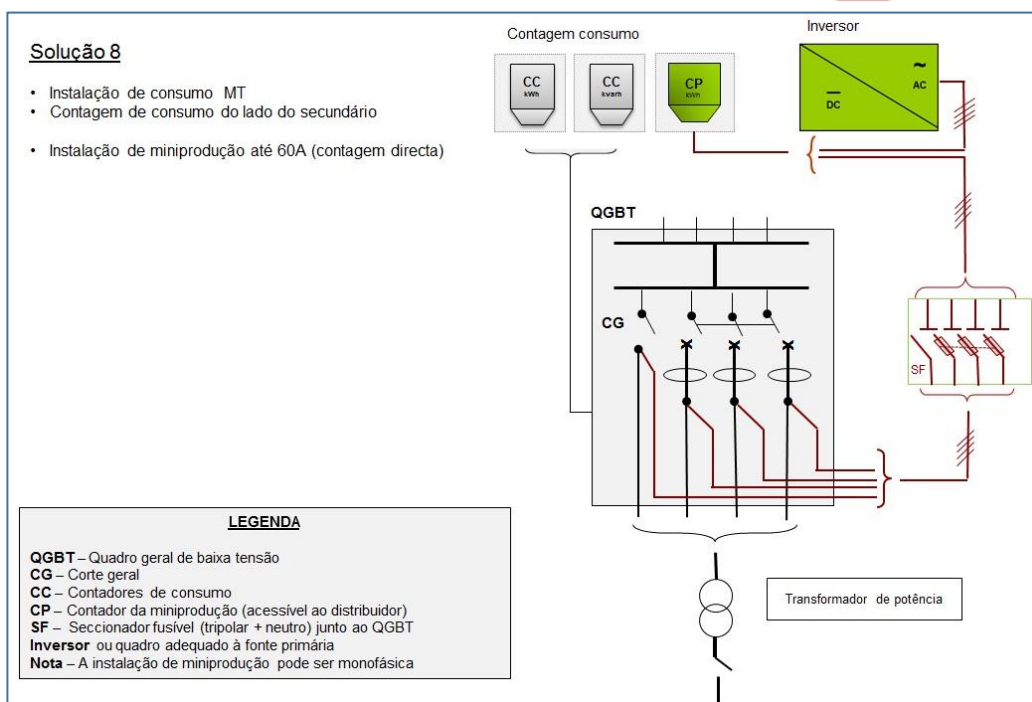


FIG . 71 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO 8.

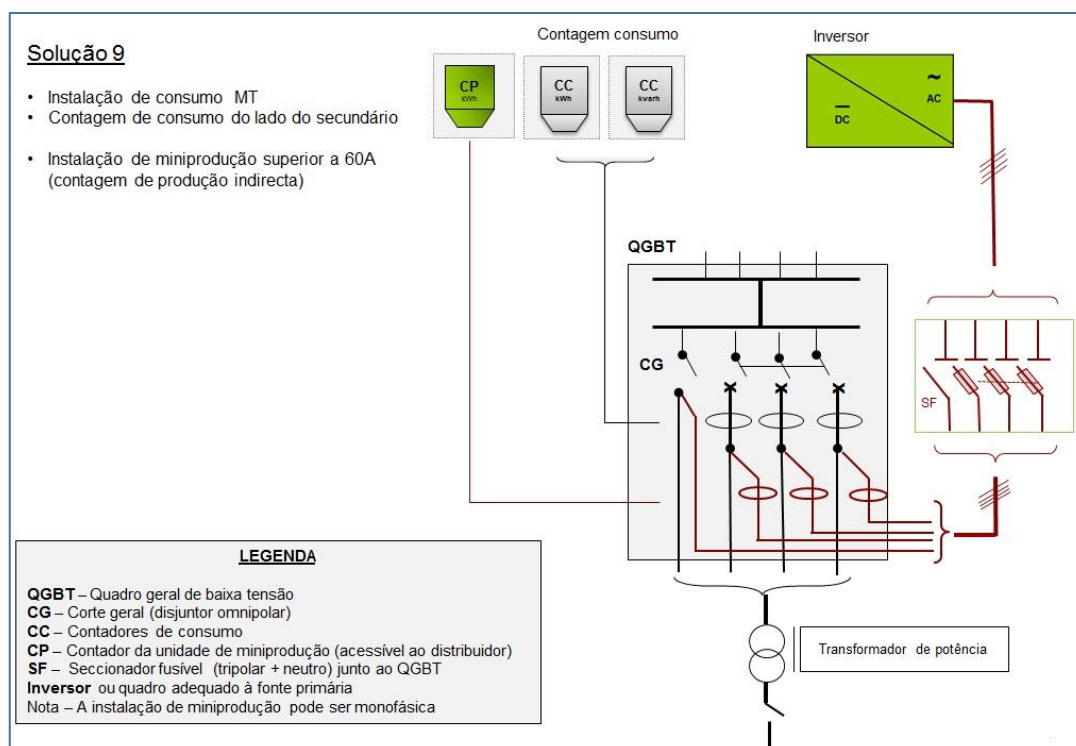


FIG . 72 – SOLUÇÃO DE LIGAÇÃO 9.

12 CONCLUSÃO

O uso de uma tecnologia com o recurso a equipamentos e materiais que são distintos na sua utilização de todos aqueles a que o cidadão comum está habituado a manusear e usufruir, requer especial atenção, não só para efeitos de segurança mas também em termos de manutenção.

Constatamos, de facto, que os riscos associados a uma instalação fotovoltaica não são menosprezáveis.

Para além do profissionalismo técnico que a execução de uma instalação destas merece, a informação a prestar ao utilizador/proprietário de uma instalação geradora de energia elétrica com recurso a equipamento fotovoltaico, por parte dos responsáveis pela execução destas, é fundamental para que a segurança de pessoas e equipamentos esteja garantida.

13 BIBLIOGRAFIA

- Installations solaires photovoltaïques - Association Promotelec. 2^a édition – 2011 ;
- UTE Union Technique de l'Électricité, GUIDE PRATIQUE - Installations photovoltaïques, 2008 ;
- Fisuel – Installations PV-Signalisation & schémas –Gc_2010 ;
- Photovoltaics in Buildings –Guide to the installation of PV systems – dti, 2002;
- Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project – UL Underwriters Laboratories Inc. 2011/ Northbrook, IL 60062-22096 USA;
- Leonardo ENRGY – Safety solutions for PV installations in the residential sector;
- www.renovaveisnadora.pt
- www.certiel.pt
- www.SMA.de
- <http://www.bp.com>
- www.conergy.com
- www.ingeteam.com
- <http://www.helioclim.org/>
- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php>

X
X X