



European
Copper Institute
Copper Alliance



NOTA DE APLICAÇÃO

DIMENSIONAMENTO DA SEÇÃO ÓTIMA DE CABOS EM SISTEMAS FV: ESTUDO DE CASO

Lisardo Recio Maillo

Junho de 2013

Publicação ECI No Cu0167

Disponível no site www.leonardo-energy.org

Folha de Controle de Emissões do Documento

Título do Documento:	Nota de Aplicação - Dimensionamento da Seção Ótima de Cabos em Sistemas FV: Estudo de Caso
No da Publicação:	Cu0167
Emissão:	02
Liberação:	Pública
Autor:	Lisardo Recio Maillo
Revisores:	Hans De Keulenaer, Fernando Nuno

Histórico do Documento

Edição	Data	Finalidade
1	Out. de 2009	Libertação Inicial para o Público
2	Jun. de 2013	Revisão da Estrutura do Guia de Boas Práticas
3		

Ressalva

Embora esta publicação tenha sido preparada com cuidado, o Instituto Europeu do Cobre (European Copper Institute) e os demais colaboradores não dão nenhuma garantia quanto ao conteúdo e não serão responsáveis por quaisquer danos diretos, incidentais ou consequentes que possam resultar do uso das informações ou dos dados aqui contidos.

Copyright[®] do European Copper Institute.

A reprodução é autorizada desde que o material esteja completo e seja citada a fonte.

ÍNDICE

Resumo	1
Introdução	2
Fase de projeto	5
Projeto para a corrente máxima permitida.....	5
Projeto para a máxima queda de tensão permitida	8
Seção resultante.....	8
Cálculo da secção econômica	9
Conclusões	16

SUMÁRIO

Muitas vezes, é conveniente superdimensionar a seção transversal de cabos de energia elétrica em comparação com os valores padrão derivados de cálculos de tensão e corrente. Na grande maioria dos casos, o superdimensionamento tem uma influência positiva no Custo do Ciclo de Vida da instalação. O investimento em cabos de maior seção é facilmente pago pela redução das perdas Joule do cabo e a economia daí decorrente na conta da eletricidade.

Quando o cabo faz parte de uma instalação fotovoltaica (FV), o investimento em um cabo de seção maior do que o padrão retorna mais rapidamente do que em outras instalações. Isso ocorre porque o preço da eletricidade pago para uma instalação FV é maior do que o preço de mercado, graças à tarifa de alimentação (FIT - *feed-in tariff*) dos certificados verdes. Em outras palavras: as perdas de energia evitadas em uma instalação PV levam a uma recompensa financeira ainda maior do que em outras instalações.

Aumentar a seção transversal do cabo em instalações fotovoltaicas também cria benefícios técnicos e ambientais adicionais.

INTRODUÇÃO

Esta análise foi realizada em uma planta FV de 100 kW localizada na Espanha.

CARACTERÍSTICAS DA PLANTA FV

- Localização: Valência, Espanha
- Modo de instalação do painel: fixo, inclinado de 30 graus, voltado para o sul
- Número de painéis em série em cada grupo fotovoltaico: 16
- Número de painéis: 33
- Máxima temperatura ambiente: 50 °C
- Tipo de cabo: Tecsun (FV) (AS) (cabo especial para sistemas fotovoltaicos — vida útil de 30 anos, livre de manutenção)
- Instalação do sistema: bandejas de malha aberta (sem influência térmica de outros circuitos)

MÓDULOS FV

- Potência nominal: 222 W
- Corrente na potência máxima: $IPMP = 7,44 \text{ A}$
- Tensão na potência máxima: $U_{pmp} = 29,84 \text{ V}$
- Corrente de Curto-Circuito: $I_{cc} = 7,96$

DIVERSOS

- Potência do inversor = potência nominal da planta: 100 kW
- Pico de pico dos módulos: $16 \times 33 \times 222 \text{ W} = 117.216 \text{ W} = 117,216 \text{ kW}$

Toda a instalação é composta por três blocos de onze grupos fotovoltaicos cada, conectados em três caixas de junção (CCG1, CCG2 e CCG3) (vide a figura de CCG1 abaixo).

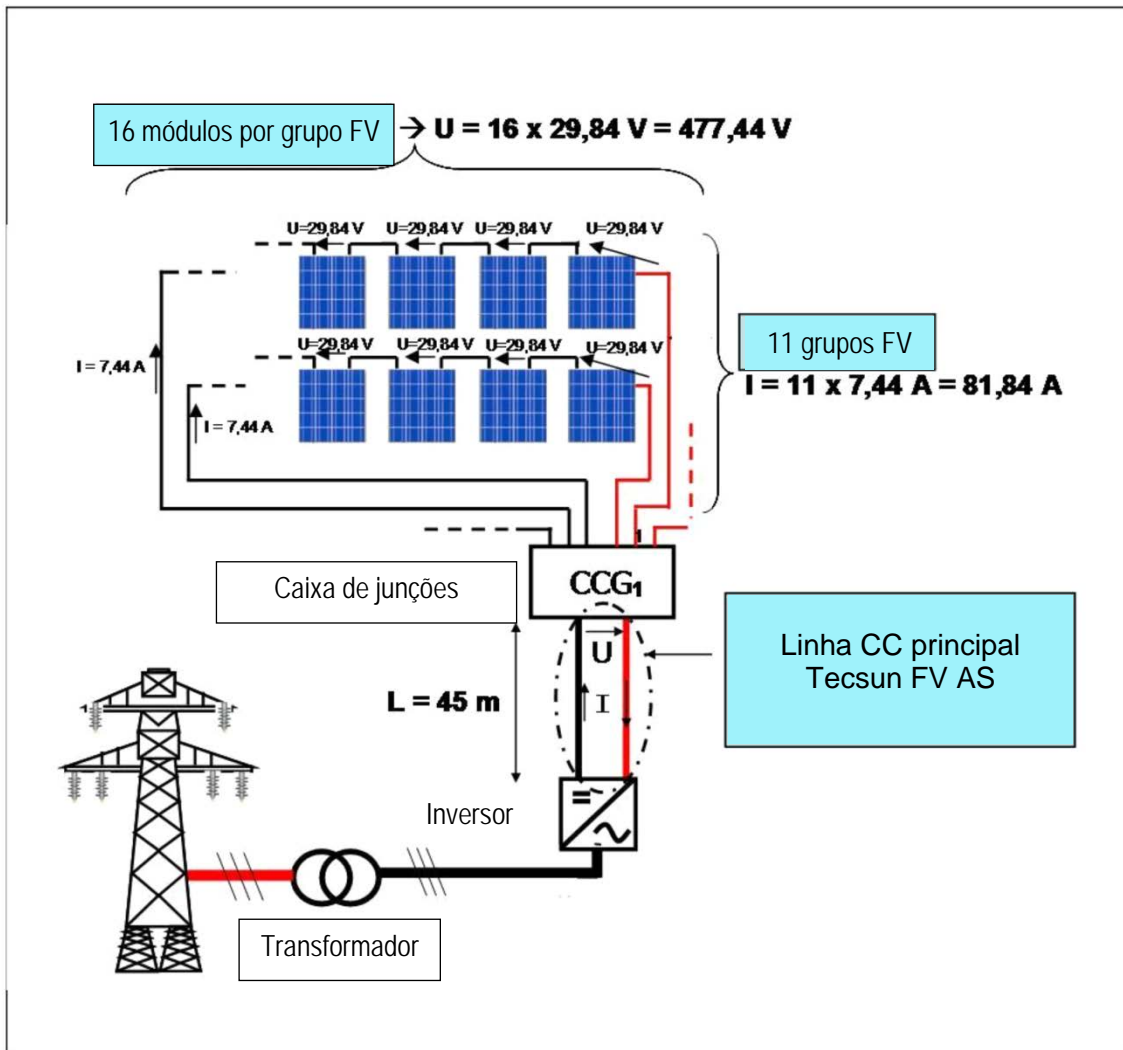


Figura 1- Linhas de distribuição elétrica.

Vamos nos concentrar na linha entre a caixa de junção CCG1 e os inversores. São usados dois cabos.

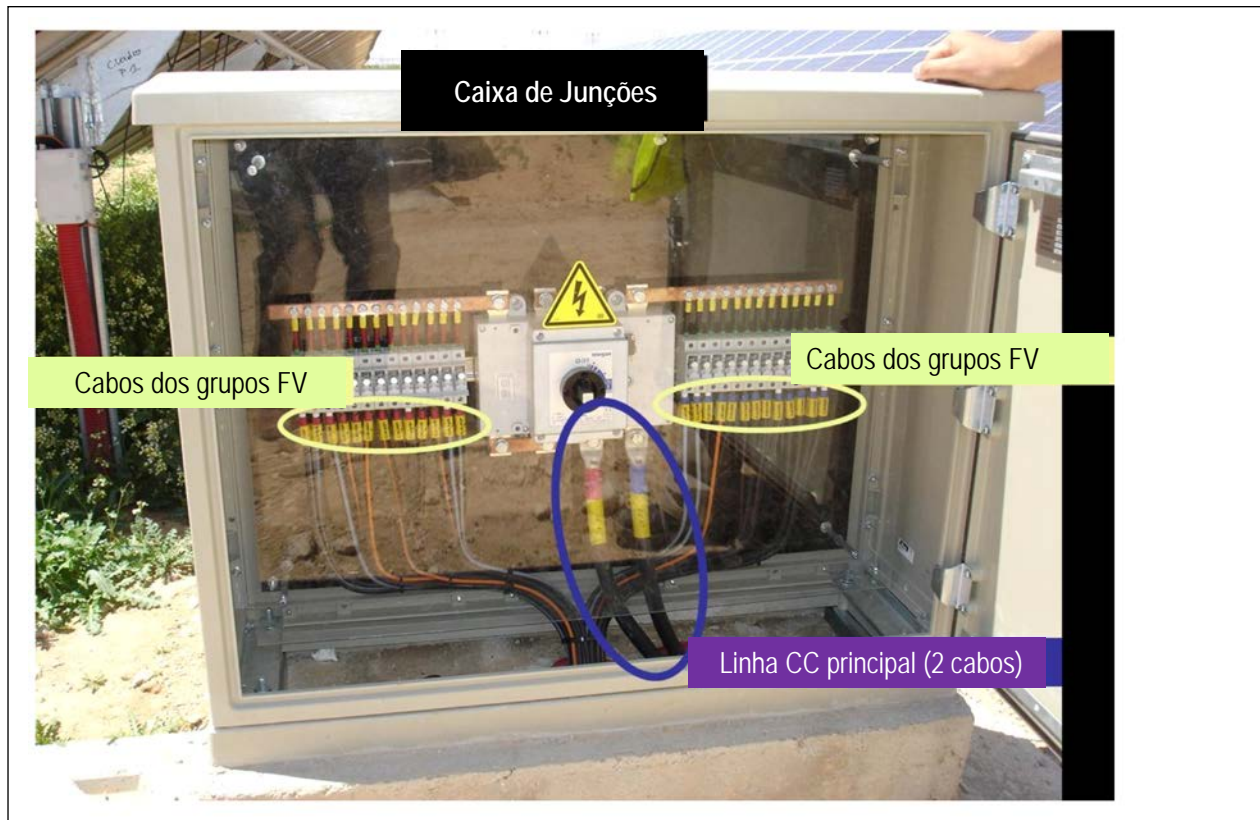


Figura 2- Caixa de junções

Calculamos a tensão e a corrente para cada caixa de junção, no ponto de potência máxima. Em seguida, a partir deste dado, obtém-se a secção dos cabos para a linha CC principal.

TENSÃO

Para um dado grupo FV, os painéis são ligados em série, de modo que a tensão total de um grupo é a soma das tensões dos módulos individuais. A tensão aplicável ao nível da caixa de junções é:

$$U = U_{pmp} \times 16 = 29,84 \times 16 = 477,44 \text{ V}$$

CORRENTE

A corrente total em cada caixa de junções é a soma das correntes dos grupos FV individuais. Há 11 grupos FV por caixa de junções.

$$I = I_{pmp} \times 11 = 7,44 \times 11 = 81,84 \text{ A}$$



Figura 3—Vista de um conjunto

FASE DE PROJETO

PROJETO PARA A MÁXIMA CORRENTE PERMITIDA

O código aplicável na Espanha é o *Regulamento para Baixa Tensão*.

Este código estabelece que a corrente máxima calculada deve ser acrescido de uma margem de **25%** ao se projetar uma instalação (ITC-BT Artigo 40).

A este valor deve-se adicionar a **correção da temperatura**, uma vez que a temperatura de funcionamento do cabo chega a 50 °C. A Norma UNE 20460-5-523 para instalações externas (Tabela A.52-1 bis) afirma que deve ser aplicada uma correção de temperatura quando a temperatura de funcionamento atinge 40 °C ou mais.

Da Tabela 52-D1, para uma temperatura ambiente de 50 °C e tipo de cabo Tecsun (termoestável) obtém-se o coeficiente 0,9. Tendo em conta que o cabo será exposto ao sol, o fator de correção 0,9 será aplicado duas vezes.

$$I' = 1,25 \times 81,84 / (0,9 \times 0,9) = 126,3 \text{ A}$$

O valor 126,3 A é o valor de projeto corrigido para a corrente. Agora vamos usar esse valor na Tabela A.52-1a para determinar a seção dos cabos.

O cabo repousa em um suporte tipo grelha (Categoria F na tabela). O tipo de isolamento utilizado no cabo Tecsun (PV) (AS) é XLPE2. Isso leva a uma seção mínima do cabo de **25 mm²** para um condutor de cobre (vide tabela abaixo).

Parâmetros dos condutores por tipo de isolamento													
A1			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F								PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
Seção transversal requerida													
Cu	mm ²	Corrente máxima depois da correção de temperatura (A)											
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	48	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	360	396	423	481	525	565	630	674	713
Al	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-
	6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	82
	25	46	5,050	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
	35	-	6,161	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
	70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
	95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
	120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
	150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388	
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	
300	-	-	-	285	313	343	383	400	429	462	494	558	

Tabela 1— Projeto para a corrente máxima permitida — Tabela para dimensionamento de condutor.

Parâmetros dos condutores por tipo de isolamento												
A1			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
A2		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
B1					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2		
B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2				
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
E							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
F								PVC3		PVC2	XLPE3	XLPE2

Seção transversal requerida													
mm ²	Corrente máxima depois da correção de temperatura (A)												
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34	
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46	
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	48	57	59	
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82	
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110	
25	58	64	70	77	84	88	95	108	118	125	148	155	
Cu	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210	
70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269	
95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327	
120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380	
150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	360	396	423	481	525	565	630	674	713	
Al	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-	
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-	
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-	
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	82	
25	46	5,050	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105	
35	-	6,161	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130	
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160	
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206	
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251	
120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293	
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338	
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388	
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	
300	-	-	-	285	313	343	383	400	429	462	494	558	

Tabela 2 — Projeto para a corrente máxima permitida — Exemplo.

PROJETO PARA A MÁXIMA QUEDA DE TENSÃO PERMITIDA

Usaremos novamente o Artigo 40 da ITC-BT para *Regulamento para Baixa Tensão*: "A queda de tensão entre o gerador e o ponto de ligação à rede pública de distribuição ou instalação abrigada não deve exceder 1,5% à corrente nominal."

Assumimos que a linha principal de corrente contínua é responsável por 1% da queda de tensão e os restantes 0,5% correspondem ao resto da cablagem.

A máxima queda de tensão permitida é:

$$e = 0,01 \times 477,44 \text{ V} = 4,77 \text{ V}$$

Neste caso, a secção do cabo é definida como segue (também para CA monofásica):

$$S = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot e}$$

Onde,

- L: comprimento da linha (positivo + negativo) $\rightarrow 2 \times 45 = 90 \text{ m}$
- I: corrente nominal $\rightarrow 81,84 \text{ A}$
- γ : condutividade do cobre (a $70 \text{ }^\circ\text{C}^{(1)}$) $\rightarrow 46,82 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$
- e: Máxima queda de tensão $\rightarrow 4,77 \text{ V}$

Assim:

$$S = \frac{90 \times 81,84}{46,82 \times 4,77} = 32,98 \text{ mm}^2$$

$\rightarrow 35 \text{ mm}^2$

SEÇÃO RESULTANTE

A mínima seção transversal resultante é de **35 mm²**.

Esta seção transversal atende a ambos os critérios do *Regulamento de Baixa Tensão* (corrente máxima de e máxima queda de tensão).

⁽¹⁾ Tomamos $70 \text{ }^\circ\text{C}$ como valor resultante aproximado considerando uma temperatura ambiente de $50 \text{ }^\circ\text{C}$, e um aumento de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ devido ao aquecimento do condutor, por efeito Joule.

CÁLCULO DA SEÇÃO ECONÔMICA

Aumentar a seção do condutor leva a um maior custo de investimento, mas também reduz perdas. Neste capítulo vamos analisar o tempo de retorno para as seções de condutores maiores do que as definidas pelas normas.

As perdas de potência em uma linha elétrica são dadas por:

$$P=R \times I^2$$

Onde R é a resistência e I é a corrente.

Assim, a perda de energia durante um tempo t é:

$$E_p=R \times I^2 \times t$$

A distribuição da corrente no tempo segue a radiação solar (máxima durante o dia e zero durante a noite).

Portanto:

$$E_p=\int R(t) \times I^2(t) \times dt$$

Sem erro significativo, R(t) pode ser considerada aproximadamente constante. Em nosso exemplo, nós tomamos o valor de R a 70 °C.

$$E_p \approx R^2 \times \int I(t) \times dt$$

Para simplificar o cálculo, vamos usar a soma dos valores discretos (vide Figura 4, abaixo). Começamos com os valores da radiação incidente por hora para cada mês do ano (fonte Satel-light: <http://www.satel-light.com>).

$$E_p \approx R \times \sum (I_i^2 \times ti)$$

Para intervalos de tempo de uma hora, a expressão final é:

$$E_p \approx R \times \sum I_i^2$$

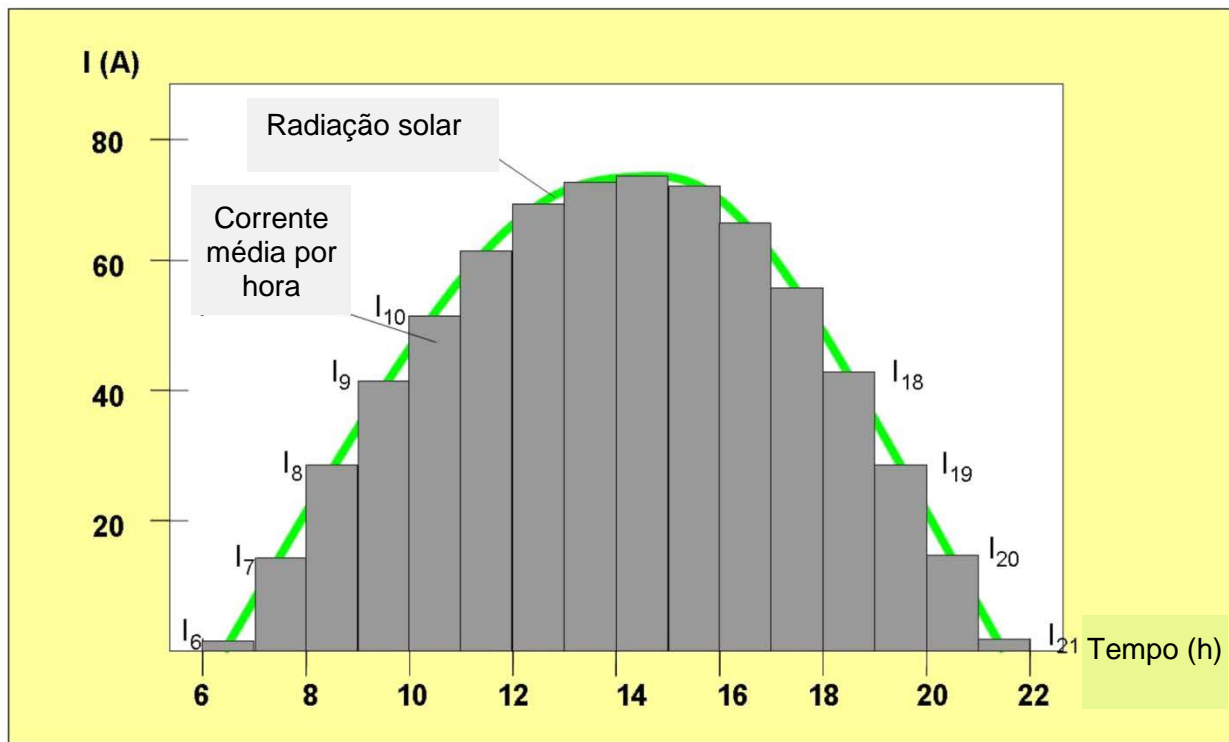


Figura 4 — Apresentação discreta da radiação solar e da corrente

Assumimos que:

- A corrente é proporcional à radiação solar
- Para um módulo de silício cristalino, a corrente nominal é 90% da corrente de curto-circuito (I_{cc})
- As condições-padrão de um módulo são dadas para radiação solar de 1000 W/m^2

A corrente de um grupo fotovoltaico é:

$$I_i = 0,9 \times I_{cc} \times G_i / 1000 = 0,9 \times 7,96 \times G_i / 1000 = 7,164 \times 10^{-3} \times G_i \text{ (A)}$$

Onde G_i é a irradiação solar em W/m^2

Há 11 grupos fotovoltaicos por caixa de junções.

$$I(t_i) = 11 \times I_i = 0,078804 \times G_i \text{ (A)}$$

Onde $I(t_i)$ é a corrente⁽²⁾ média anual na hora i na linha CC principal.

A perda de energia na linha de CC principal será:

$$E_p \approx R \times \sum I(t_i)^2 = 0,0788042 \times R \times \sum G_i^2 \text{ (kWh)}$$

E o custo das perdas (energia perdida e não vendidas com a tarifa de alimentação (FIT-feed-in tariff) aplicável é:

$$C_p \approx FIT \text{ (€/kWh)} \times E_p \text{ (kWh)} \quad (\text{€})$$

⁽²⁾ Neste exemplo, usamos a corrente média anual. Numa análise mais meticulosa deveríamos proceder à soma da corrente de cada hora do ano.

A resistência correspondente para uma secção de 35 mm² (cobre) é de 0,0006102 Ω/m (a 70 °C). Estes valores são calculados na planilha abaixo.

														Gi (W/m ²)	li = 0.0788* Gi (A)	l ² *2 (A ²)	Pu = R35*L*I ² *2 = 0,0006102* l ² *2 (W/m)	P = Pu*L = Pu* 90 (W)	Ep = P*365/1000 (kWh)	Cp = 0,3* Ep (0,3 €/kWh) (€)	Cp=0,44*Ep (0,44 €/kWh) (€)
														Horas por Ano	Corrente Média	Corrente Média ao Quadrado	Perda de Potência por Metro de Linha	Total da Perda de Potência	Total da Perda de Energia	Custo das Perdas	Custo das Perdas
h	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D									
6-7	0	0	0	0	2	4	2	0	0	0	0	0	1	0,079	0,006	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00
7-8	0	2	30	11	36	45	35	16	3	2	5	0	16	1,261	1,590	0,001	0,090	0,033	0,01	0,01	0,01
8-9	32	93	166	98	139	150	136	109	79	55	113	42	101	7,959	63,349	0,039	3,510	1,281	0,38	0,56	0,56
9-10	178	286	352	263	298	308	304	278	237	222	299	201	268	21,119	446,032	0,272	24,480	8,935	2,68	3,93	3,93
10-11	330	474	530	453	468	479	482	459	419	415	459	349	443	34,910	1,218,720	0,744	66,960	24,440	7,33	10,75	10,75
11-12	450	617	668	626	611	641	649	633	571	581	579	468	591	46,573	2,169,060	1,324	119,160	43,493	13,05	19,14	19,14
12-13	522	704	741	748	737	750	785	774	704	696	629	530	693	54,611	2,982,380	1,820	163,800	59,787	17,94	26,31	26,31
13-14	545	729	749	821	812	815	857	849	785	729	611	529	736	58,000	3,363,970	2,053	184,770	67,441	20,23	29,67	29,67
14-15	503	684	719	807	797	822	877	874	790	714	534	460	715	56,345	3,174,743	1,937	174,330	63,630	19,09	28,00	28,00
15-16	400	571	618	744	730	763	822	815	719	628	396	344	629	49,568	2,456,958	1,499	134,910	49,242	14,77	21,67	21,67
16-17	253	408	456	611	608	655	695	682	581	479	222	185	487	38,378	1,472,836	0,899	80,910	29,532	8,86	12,99	12,99
17-18	81	196	271	447	462	497	537	505	402	296	49	35	315	24,823	616,194	0,376	33,840	12,352	3,71	5,43	5,43
18-19	1	29	91	269	284	322	347	314	216	116	0	0	166	13,081	171,125	0,104	9,360	3,416	1,02	1,50	1,50
19-20	0	0	10	104	127	157	168	133	64	10	0	0	65	5,122	26,238	0,016	1,440	0,526	0,16	0,23	0,23
20-21	0	0	1	13	32	49	48	26	3	0	0	0	14	1,103	1,217	0,001	0,090	0,033	0,01	0,01	0,01
21-22	0	0	0	0	0	7	6	0	0	0	0	0	1	0,079	0,006	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
/mês	205,9	300	338	376	384	404	422	404	348	309	244	196	328				Total anual	364,142	109,24	160,22	160,22

Tabela 3

O comprimento do cabo em análise é 45 metros.

São analisados dois cenários: (1) usando a FIT anterior de 44 c€/kWh e (2) usando a FIT corrente de **30 c€/kWh**. Estes valores levaram a economias anuais de €160 e **€109**, respectivamente.

Depois de determinarmos o custo variável das perdas de energia, este deve ser comparado com o custo de investimento no cabo.

Para o caso em estudo com secção de 35 mm²:

$$C_{35} = 90 \times P_s + 109,23 \times t \text{ (€)}$$

Onde:

P_s : preço do cabo (€/m)

t : tempo (anos)

Generalizando para um cabo de seção S:

$$C_s = 90 \times P_s + 109,23 \times 35 / S \times t \text{ (€)}$$

Agora podemos calcular facilmente o tempo para retorno do investimento de cada condutor de seção maior do que 35 mm², bem como a economia em 30 anos.

FIT = 0,30 €/kWh			
Ps (€/m)	$C_s = 90 \times P_s + 109,23 \times 35/S \times t \text{ (€)}$	Retorno do Investimento (anos)	Economia em 30 anos = $30 \times (C_s - C_{35}) \text{ (€)}$
4,43	$C_{35} = 398,7 + 109,23 \times t$	--	0
6,02	$C_{50} = 541,88 + 76,461 \times t$	4,36	840
8,11	$C_{70} = 730 + 54,61 \times t$	6,06	1307
11,66	$C_{95} = 1049,4 + 40,243 \times t$	9,43	1419
14,45	$C_{120} = 1300,5 + 31,86 \times t$	11,65	1419
18,45	$C_{150} = 1660,5 + 25,487 \times t$	15,07	1250
23,43	$C_{185} = 2108,7 + 20,665 \times t$	19,3	947
29,90	$C_{240} = 2691 + 15,93 \times t$	24,57	507

FIT = 0,44 €/kWh			
Ps (€/m)	$C_s = 90 \times P_s + 160,21 \times 35/S \times t \text{ (€)}$	Retorno do Investimento (anos)	Economia em 30 anos = $30 \times (C_s - C_{35}) \text{ (€)}$
4,43	$C_{35} = 398,7 + 160,21 \times t$	--	0
6,02	$C_{50} = 541,88 + 112,147 \times t$	2,98	1298
8,11	$C_{70} = 730 + 80,105 \times t$	4,13	2072
11,66	$C_{95} = 1049,4 + 59,02 \times t$	6,43	2385
14,45	$C_{120} = 1300,5 + 46,728 \times t$	7,94	2503
18,45	$C_{150} = 1660,5 + 37,382 \times t$	10,27	2408
23,43	$C_{185} = 2108,7 + 30,31 \times t$	13,16	2187
29,90	$C_{240} = 2691 + 23,364 \times t$	16,75	1813

As economias aqui calculadas devem ser multiplicadas por 3, uma vez que a instalação é composta por três partes iguais, cada uma com potência nominal de 100 kW. Isto assume que as três linhas principais de corrente continua têm o mesmo comprimento (45 metros).

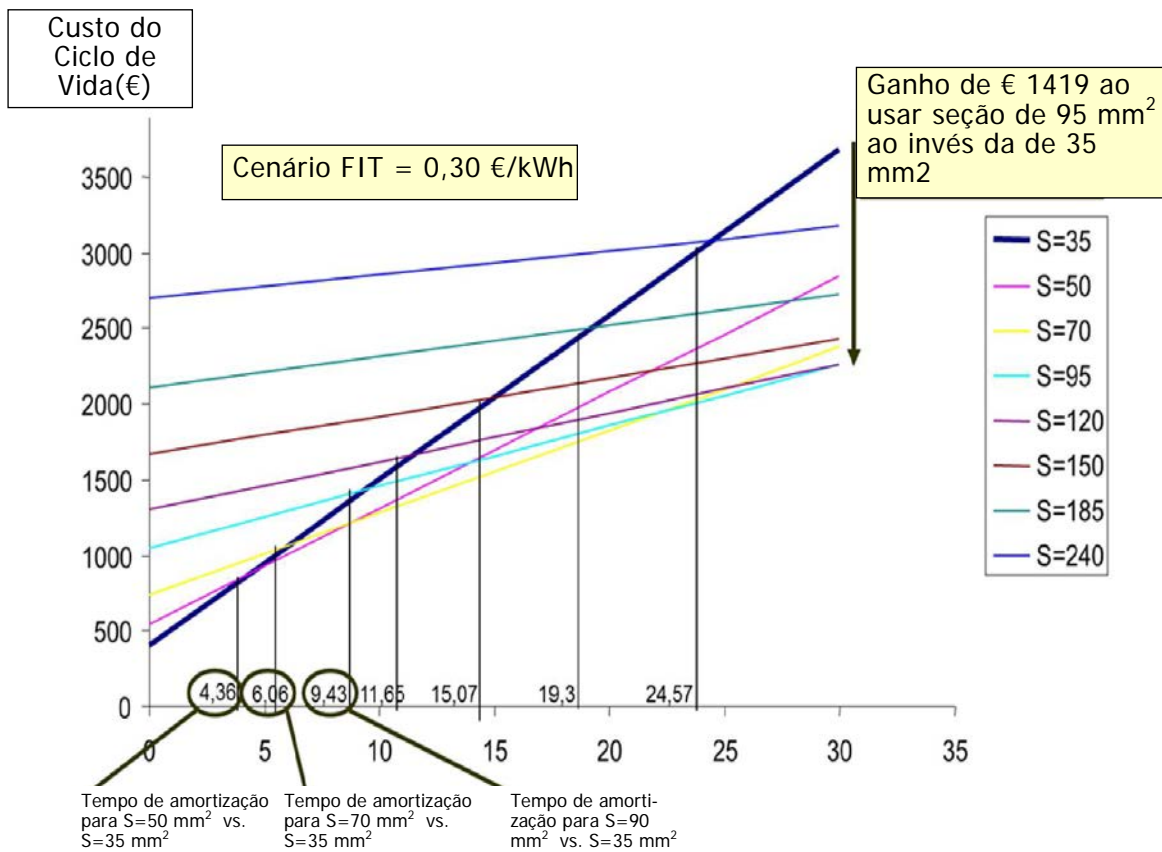


Figura 5 — Custo do Ciclo de Vida de várias seções de cabos com FIT = 30 c€/kWh.

Quando a tarifa FIT aplicável vale 30 c€/kWh, as seções mais econômicas são 70mm² e 95mm².

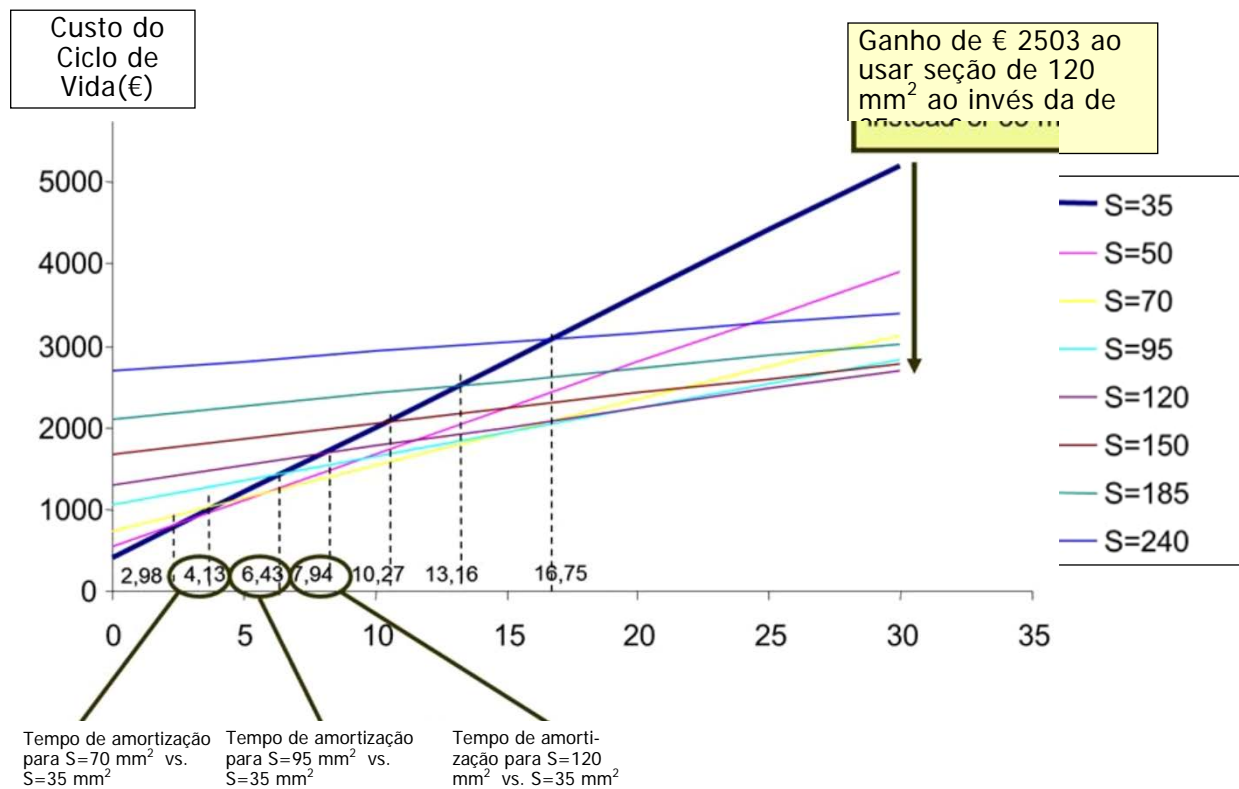


Figura 6 — Custo do Ciclo de Vida de várias seções de cabos com FIT = 44 c€/kWh.

Quando a tarifa de inserção FIT aplicável vale 44 c€/kWh, as seções mais econômicas são 95mm² e 120mm².

Se a instalação PV usar rastreadores solares, o tempo para retorno do investimento será ainda menor. De fato, os seguidores solares melhoram a utilização da radiação solar (vide o gráfico abaixo) e, portanto, resultar em uma maior corrente média pelos cabos.

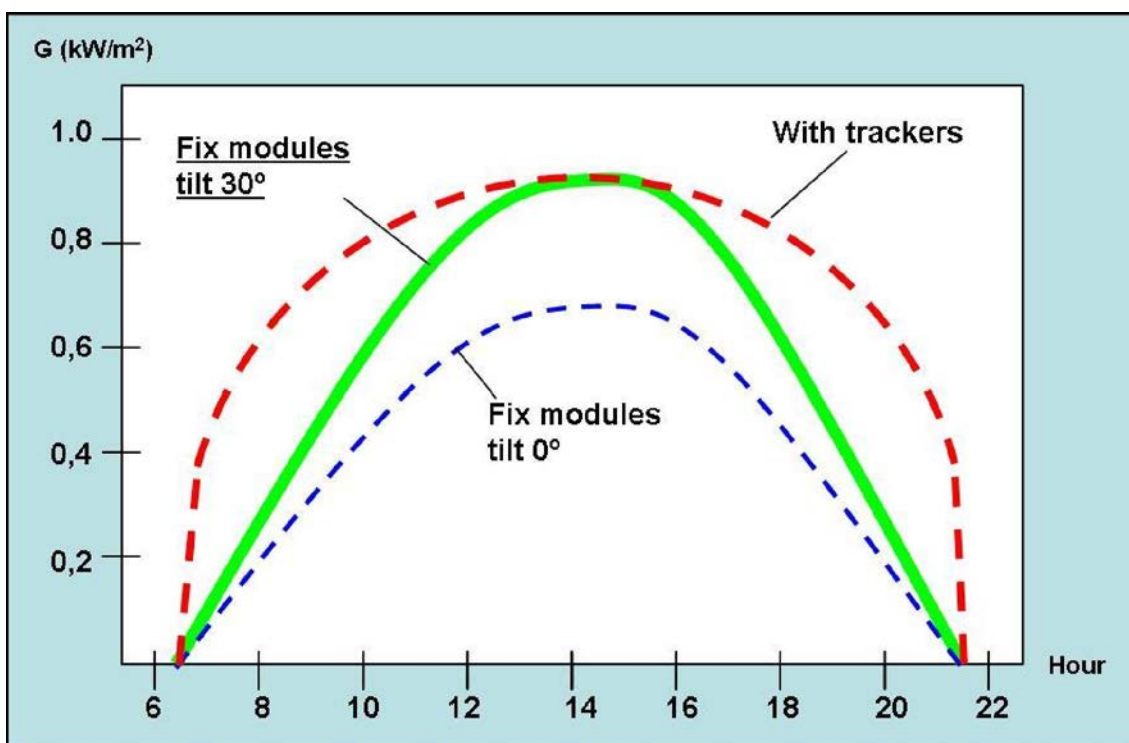


Figura 7 — Recuperação da radiação por tipo de instalação: fixa com inclinação de 0°/ fixa com inclinação de 30°/ com rastreadores (Valência, Espanha)

As economias acumuladas conseguidas pela aplicação da seção transversal mais econômica, em substituição à seção transversal padrão, para a instalação de 100 kW e tarifa FIT de c€ 30/kWh, é de cerca de € 4.000 (Valor Presente = € 2000 usando um anual taxa de 3,5%). O tempo para retorno do investimento é cerca de 6 anos.

Se a tarifa FIT aplicável for de 44 c€/kWh, as economias acumuladas alcançam €7.000 (Valor Presente de €3.600 usando uma taxa anual de 3.5%).

A tabela abaixo mostra o impacto de diferentes taxas de juros quando se considera um acréscimo do investimento inicial e as economias acumuladas resultantes ao longo de um período de 30 anos.

Taxa de juros (%)	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	5	6	7
Valor Presente (FIT = 30 c€/kWh)	3.921	3.561	3.234	2.940	2.676	2.436	2.217	2.019	1.839	1.524	1.263	1.038
Valor Presente (FIT = 44 c€/kWh)	7.137	6.468	5.868	5.325	4.833	4.389	3.987	3.621	3.285	2.706	2.217	1.806

CONCLUSÕES

Em termos gerais, sempre vale a pena fazer uma análise de dimensionamento econômico do cabo. Esta consideração vale especialmente no caso de instalações de energias renováveis, pois a tarifa FIT aplicável será maior do que o preço da electricidade no atacado e, muitas vezes, maior do que o preço de venda ao consumidor.

Além da melhora na rentabilidade do projeto, um aumento da seção transversal do cabo tem como vantagens adicionais:

- Linhas elétricas com menor carga, melhoram a vida útil do cabos
- Se a planta for expandida, os cabos podem continuar em serviço
- Melhor resposta a eventuais curtos-circuitos
- Melhoria do Índice de Desempenho (PR - Performance Ratio) da instalação
- Benefícios ambientais associados (incluindo, entre outros, a redução das emissões de CO₂)