

Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Evolución de la incidencia ambiental de tecnologías  
fotovoltaicas

Autor: Antonio José Cebaqueba Gutiérrez

Tutor: Isidoro Lillo Bravo

**Dpto. de Ingeniería Energética**  
**Grupo de Termodinámica y Energías Renovables**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**

Sevilla, 2019





Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

# **Evolución de la incidencia ambiental de tecnologías fotovoltaicas**

Autor:

Antonio José Cebaqueba Gutiérrez

Tutor:

Isidoro Lillo Bravo

Profesor Contratado Doctor

Dpto. de Ingeniería Energética

Grupo de Termodinámica y Energías Renovables

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Grado: Evolución de la incidencia ambiental de tecnologías fotovoltaicas

Autor: Antonio José Cebaqueba Gutiérrez

Tutor: Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis maestros*



---

# Agradecimientos

---

Gracias a mi familia por hacer posible ir completando etapas en mi vida.

# Resumen

---

En la comunidad científica que se dedica al estudio fotovoltaico se asumen diferentes hipótesis y parámetros de partida en las evaluaciones y estudios energéticos, aun existiendo normas para estas evaluaciones, que dan lugar a resultados muy variados. Esto dificulta llegar a un acuerdo general sobre las ventajas y desventajas desde los puntos de vista energético y medioambiental que implica la utilización de la energía fotovoltaica, impidiendo llegar a consenso general sobre su idoneidad para seguir apostando por ella como una de las fuentes de energía del futuro.

Por este motivo, el presente trabajo realiza un análisis de la bibliografía de la comunidad fotovoltaica con el fin de evaluar medioambientalmente, detallar el desarrollo tecnológico en los últimos años, encontrar los valores óptimos y comparar entre ellas 7 tipos diferentes de tecnologías fotovoltaicas.

## Abstract

---

In the scientific community dedicated to photovoltaic studies, different hypotheses and starting parameters are assumed in energy evaluations and studies, even though there are norms for these evaluations, which give rise to very varied results. This makes it difficult to reach a general agreement on the advantages and disadvantages of the use of photovoltaic energy from an energy and environmental point of view, preventing a consensus on its suitability to continue betting on it as one of the energy sources of the future.

For this reason, the present work makes an analysis of the bibliography of the photovoltaic community in order to perform an environmental assessment, detail the technological development in recent years, find the optimal values and compare between them 7 different types of photovoltaic technologies.

# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>9</b>
<b>Resumen</b>	<b>10</b>
<b>Abstract</b>	<b>11</b>
<b>Índice</b>	<b>12</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>16</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>21</b>
<b>Índice de Ecuaciones</b>	<b>26</b>
<b>Notación</b>	<b>28</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>31</b>
<b>2 Objetivo y descripción del trabajo</b>	<b>32</b>
2.1 <i>Objetivo del trabajo</i>	32
2.2 <i>Descripción general del trabajo</i>	32
<b>3 Análisis previo</b>	<b>34</b>
2.1. <i>Situación actual y desarrollo histórico</i>	34
3.1 <i>Metodología de evaluación energética</i>	35
3.1.1 Fases de un Estudio de Análisis de ciclo de vida	35
3.1.2 Índices	36
<b>4 Revisión bibliográfica</b>	<b>37</b>
4.1 <i>Shanika Amarakoon, Cyril Vallet, Mary Ann Curran, Pradeep Haldar, David Metacarpa, David Fobare, Jennifer Bell [3]</i>	37
4.1.1 Objetivo y alcance del estudio	37
4.1.2 Definición del sistema	37
4.1.3 Tiempo de retorno energético y emisiones	37
4.2 <i>C. Azzaro-Pantel, J. R. Perez-Gallardo, S. Astier [4]</i>	39
4.2.1 Objetivo y alcance del estudio	39
4.2.2 Definición del sistema	39
4.2.3 Tiempo de retorno energético y emisiones	39
4.3 <i>Khagendra P. Bhandari, Jennifer M. Collier, Randy J. Ellingson, Defne S. Apul [5]</i>	41
4.3.1 Objetivo y alcance del estudio	41
4.3.2 Definición del sistema	41
4.3.3 Tiempo de retorno energético y emisiones	41
4.4 <i>Brian R. Burg, Patrick Ruch, Stephan Paredes, Bruno Michel [6]</i>	44

4.4.1	Objetivo y alcance del estudio	44
4.4.2	Definición del sistema	44
4.4.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	44
4.5	<i>E. Carnevale, L. Lombardi, L. Zanchi [8]</i>	46
4.5.1	Objetivo y alcance del estudio	46
4.5.2	Definición del sistema	46
4.5.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	47
4.6	<i>Blanca Corona, Lidia Escudero, Goulven Quéméré, Ignacio Luque-Heredia, Guillermo San Miguel [9]</i>	48
4.6.1	Objetivo y alcance del estudio	48
4.6.2	Definición del sistema	48
4.6.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	48
4.7	<i>Satwant Dahiya, Thomas Vogt [11]</i>	50
4.7.1	Objetivo y alcance del estudio	50
4.7.2	Definición del sistema	50
4.7.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	50
4.8	<i>Seth B. Darling, Fengqi You [12]</i>	52
4.8.1	Objetivo y alcance del estudio	52
4.8.2	Definición del sistema	52
4.8.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	52
4.9	<i>Suleiman A. Halasah, David Pearlmutter, Daniel Feuermann [20]</i>	53
4.9.1	Objetivo y alcance del estudio	53
4.9.2	Definición del sistema	53
4.9.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	54
4.10	<i>Dirk Hengevoss, Corinna Baumgartner, Giovanni Nisato, Christoph Hugi [22]</i>	56
4.10.1	Objetivo y alcance del estudio	56
4.10.2	Definición del sistema	56
4.10.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	56
4.11	<i>Dikai Huang, Tai Yu [23]</i>	59
4.11.1	Objetivo y alcance del estudio	59
4.11.2	Definición del sistema	59
4.11.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	59
4.12	<i>Byung-ju Kim, Ji-yong Lee, Kyung-hwan Kim, Tak Hur [28]</i>	62
4.12.1	Objetivo y alcance del estudio	62
4.12.2	Definición del sistema	62
4.12.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	62
4.13	<i>Hyoungseok Kim, Kyoungsoon Cha, Vasilis M. Fthenakis, Parikhit Sinha, Tak Hur [29]</i>	65
4.13.1	Objetivo y alcance del estudio	65
4.13.2	Definición del sistema	65
4.13.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	65
4.14	<i>Norasikin Ahmad Ludin, Nur Ifthitah Mustafa, Marlia M. Hanafiah, Mohd Adib Ibrahim, Mohd Asri Mat Teridi, Suhaila Sepeai, Azami Zaharim, Kamaruzzaman Sopian [32]</i>	68
4.14.1	Objetivo y alcance del estudio	68
4.14.2	Definición del sistema	68
4.14.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	69
4.15	<i>Wei Luo, Yong Sheng Khoo, Abhishek Kumar, Jonathan Sze Choong Low, Yanmin Li, Yee Shee Tan, Yan Wang, Armin G. Aberle, Seeram Ramakrishna [33]</i>	70
4.15.1	Objetivo y alcance del estudio	70
4.15.2	Definición del sistema	70
4.15.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	71
4.16	<i>Jinqing Peng, Lin Lu [37]</i>	73
4.16.1	Objetivo y alcance del estudio	73
4.16.2	Definición del sistema	73
4.16.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	73

4.17	<i>J. Raúl Perez-Gallardo, Catherine Azzaro-Pantel, Stéphan Astier [38]</i>	76
4.17.1	Objetivo y alcance del estudio	76
4.17.2	Definición del sistema	76
4.17.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	76
4.18	<i>Philip Sandwell, Geoffrey Duggan, Jenny Nelson, Ned Ekins-Daukes [41]</i>	77
4.18.1	Objetivo y alcance del estudio	77
4.18.2	Definición del sistema	77
4.18.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	78
4.19	<i>Wesley M. Soares, Daniel D. Athayde, Eduardo H.M. Nunes [42]</i>	80
4.19.1	Objetivo y alcance del estudio	80
4.19.2	Definición del sistema	80
4.19.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	81
4.20	<i>Peishi Wu, Xiaoming Ma, Junping Ji, Yunrong Ma [47]</i>	83
4.20.1	Objetivo y alcance del estudio	83
4.20.2	Definición del sistema	83
4.20.3	Tiempo de retorno energético y emisiones	83
<b>5</b>	<b>Valores de las variables</b>	<b>85</b>
5.1	<i>Silicio monocristalino</i>	85
5.2	<i>Silicio policristalino</i>	93
5.3	<i>Teluro de Cadmio</i>	102
5.4	<i>Silicio amorfo</i>	108
5.5	<i>CIS/CIGS</i>	112
5.6	<i>Ribbon-Si</i>	117
5.7	<i>HCPV</i>	120
<b>6</b>	<b>Análisis comparativo</b>	<b>125</b>
6.1	<i>Rango de variación de la eficiencia, EPBT Y GHG</i>	125
6.1.1	Tiempo de retorno energético	127
6.1.2	Factor de retorno energético	128
6.1.3	Emisiones de gases de efecto invernadero	128
6.1.4	Calidad de los datos	129
6.2	<i>Silicio monocristalino</i>	131
6.2.1	Análisis del tiempo de retorno energético	134
6.2.2	Análisis de las emisiones de gases	135
6.3	<i>Silicio policristalino</i>	136
6.3.1	Análisis del tiempo de retorno energético	139
6.3.2	Análisis de las emisiones de gases	141
6.4	<i>Teluro de Cadmio</i>	142
6.4.1	Análisis del tiempo de retorno energético	144
6.4.2	Análisis de las emisiones de gases	145
6.5	<i>Silicio amorfo</i>	147
6.5.1	Análisis del tiempo de retorno energético	149
6.5.2	Análisis de las emisiones de gases	150
6.6	<i>CIS/CIGS</i>	151
6.6.1	Análisis del tiempo de retorno energético	153
6.6.2	Análisis de las emisiones de gases	154
6.7	<i>Ribbon-Si</i>	156
6.7.1	Análisis del tiempo de retorno energético	158
6.7.2	Análisis de las emisiones de gases	159
6.8	<i>HCPV</i>	160
6.8.1	Análisis del tiempo de retorno energético	162
6.8.2	Análisis de las emisiones de gases	163
<b>7</b>	<b>Evolución temporal</b>	<b>164</b>

---

7.1	<i>Silicio monocristalino</i>	164
7.1.1	Desarrollo tecnológico	164
7.1.2	Datos recientes	166
7.2	<i>Silicio policristalino</i>	168
7.2.1	Desarrollo tecnológico	168
7.2.2	Datos recientes	170
7.3	<i>Teluro de Cadmio</i>	171
7.3.1	Desarrollo tecnológico	171
7.3.2	Datos recientes	173
7.4	<i>Silicio Amorfo</i>	174
7.4.1	Desarrollo tecnológico	174
7.4.2	Datos recientes	175
7.5	<i>CIS/CIGS</i>	177
7.5.1	Desarrollo tecnológico	177
7.5.2	Datos recientes	179
7.6	<i>Ribbon-Si</i>	180
7.6.1	Desarrollo tecnológico	180
7.6.2	Datos recientes	181
7.7	<i>HCPV</i>	183
7.7.1	Desarrollo tecnológico	183
7.7.2	Datos recientes	185
<b>8</b>	<b>Propuesta metodológica</b>	<b>186</b>
8.1	<i>Bases de la propuesta metodológica</i>	186
8.2	<i>Valores de las variables y justificación</i>	187
8.3	<i>Método de evaluación</i>	187
8.4	<i>Silicio monocristalino</i>	189
8.5	<i>Silicio policristalino</i>	191
8.6	<i>Teluro de Cadmio</i>	193
8.7	<i>Silicio amorfo</i>	195
8.8	<i>CIS/CIGS</i>	197
8.9	<i>Ribbon-Si</i>	199
8.10	<i>HCPV</i>	201
8.11	<i>Resultados</i>	203
8.11.1	Análisis de sensibilidad	206
<b>9</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>208</b>
	<b>Referencias</b>	<b>210</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 4-1. Diferencias en los parámetros del sistema según el caso estudiado por Amarakoon et al.	37
Tabla 4-2. Resumen de los resultados obtenidos por Amarakoon et al.	38
Tabla 4-3. Resumen de los resultados obtenidos por Azzaro y Gallardo. [4]	40
Tabla 4-4. Valores de la eficiencia media en todo el tiempo de vida de la instalación para cada tecnología fotovoltaica analizada por Khagendra Bhandari et al. [5]	41
Tabla 4-5. Resumen de los resultados obtenidos por Khagendra Bhandari et al. [5]	43
Tabla 4-6. Parámetros para cada sistema analizado por Burg et al. [6]	44
Tabla 4-7. Resumen de los resultados obtenidos por Burg et al. [6]	45
Tabla 4-8. Datos técnicos de los sistemas fotovoltaicos analizados por Carnevale et al.	46
Tabla 4-9. Resumen de los resultados obtenidos por Carnevale et al. [8]	47
Tabla 4-10. Resumen de los resultados obtenidos por Blanca Corona et al. [9]	49
Tabla 4-11. Eficiencia y área de la superficie de los módulos analizados por Dahiya y Vogt. [11]	50
Tabla 4-12. Resumen de los resultados obtenidos por Dahiya y Vogt. [11]	51
Tabla 4-13. Resumen de los resultados obtenidos por Darling y You. [12]	52
Tabla 4-14. Parámetros clave de las distintas tecnologías fotovoltaicas analizadas por Suleiman Halasah et al. [20]	53
Tabla 4-15. Resumen de los resultados obtenidos por Suleiman et al. [20]	55
Tabla 4-16. Resumen de los resultados obtenidos por Hengevoss et al. [22]	58
Tabla 4-17. Resumen de los resultados obtenidos por Dikai Huang et al. [23]	61
Tabla 4-18. Especificaciones de las propiedades de los sistemas fotovoltaicos tratados por Byung-ju Kim et al. [28]	62
Tabla 4-19. GWP del ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos sc-Si y mc-Si con mix coreano (Byung-ju Kim et al. [28]).	63
Tabla 4-20. Resumen de los resultados obtenidos por Byung-ju et al. [28]	64
Tabla 4-21. Resumen de los resultados obtenidos por Hyoungseok Kim et al. [29]	67
Tabla 4-22. Características principales de las instalaciones con tecnología de silicio monocristalino posteriores a 2013 revisadas en el estudio de Norasikin Ludin et al. [32]	68
Tabla 4-23. Características principales de las instalaciones con tecnología de silicio policristalino posteriores a 2013 revisadas en el estudio de Norasikin Ludin et al. [32]	68
Tabla 4-24. Resumen de los resultados obtenidos por Norasikin Ludin et al. [32]	69
Tabla 4-25. Detalles de los tres sistemas fotovoltaicos silicio policristalino investigados por Wei Lou et al. [33]	70
Tabla 4-26. Resumen de los resultados obtenidos por Wei Lou et al. [33]	72
Tabla 4-27. Requerimientos de energía total de los 5 módulos fotovoltaicos estudiados por Jinqing Peng y Lin Lu [37].	73
Tabla 4-28. Requerimientos energéticos de los componentes BOS (Jinqing Peng y Lin Lu [37])	74
Tabla 4-29. Resumen de los resultados obtenidos por Jinqing Peng y Lin Lu [37].	75

Tabla 4-30. Resumen de los resultados obtenidos por Pérez-Gallardo et al. [38]	76
Tabla 4-31. Información sobre los seis lugares de desarrollo considerados en el trabajo de Sandwell et al. [41]	77
Tabla 4-32. Resumen de los resultados reportados para otros análisis de ciclo de vida (HCPV). [41]	78
Tabla 4-33. Resumen de los resultados obtenidos por Sandwell et al. [41]	79
Tabla 4-34. Condiciones de contorno utilizadas para cada tecnología considerada por Wesley Soares [42] et al.	80
Tabla 4-35. Demanda de energía para la producción de 1 m <sup>2</sup> de panel fotovoltaico y tiempo de recuperación de energía (EPBT) para las tecnologías abordadas en el estudio de Wesley Soares et al.	81
Tabla 4-36. Resumen de los resultados obtenidos por Wesley Soares et al [42]	82
Tabla 4-37. Resumen de los resultados obtenidos por Peishi Wu et al. [47]	83
Tabla 5-1. Silicio monocristalino (2013) (1/3)	85
Tabla 5-2. Silicio monocristalino (2019) (1/3)	86
Tabla 5-3. Silicio monocristalino (2013) (2/3)	87
Tabla 5-4. Silicio monocristalino (2019) (2/3)	88
Tabla 5-5. Silicio monocristalino (2013) (3/3)	90
Tabla 5-6. Silicio monocristalino (2019) (3/3)	91
Tabla 5-7. Silicio policristalino (2013) (1/3)	93
Tabla 5-8. Silicio policristalino (2019) (1/3)	94
Tabla 5-9. Silicio policristalino (2013) (2/3)	95
Tabla 5-10. Silicio policristalino (2019) (2/3)	96
Tabla 5-11. Silicio policristalino (2013) (3/3)	98
Tabla 5-12. Silicio policristalino (2019) (3/3)	99
Tabla 5-13. Teluro de Cadmio (2013) (1/3)	102
Tabla 5-14. Teluro de Cadmio (2019) (1/3)	103
Tabla 5-15. Teluro de Cadmio (2013) (2/3)	104
Tabla 5-16. Teluro de Cadmio (2019) (2/3)	105
Tabla 5-17. Teluro de Cadmio (2013) (3/3)	106
Tabla 5-18. Teluro de Cadmio (2019) (3/3)	107
Tabla 5-19. Silicio amorfo (2013) (1/3)	108
Tabla 5-20. Silicio amorfo (2019) (1/3)	108
Tabla 5-21. Silicio amorfo (2013) (2/3)	109
Tabla 5-22. Silicio amorfo (2019) (2/3)	109
Tabla 5-23. Silicio amorfo (2013) (3/3)	110
Tabla 5-24. Silicio amorfo (2019) (3/3)	111
Tabla 5-25. CIS/CIGS (2013) (1/3)	112
Tabla 5-26. CIS/CIGS (2019) (1/3)	112
Tabla 5-27. CIS/CIGS (2013) (2/3)	113
Tabla 5-28. CIS/CIGS (2019) (2/3)	114
Tabla 5-29. CIS/CIGS (2013) (3/3)	115

Tabla 5-30. CIS/CIGS (2019) (3/3)	116
Tabla 5-31. Ribbon-Si (2013) (1/3)	117
Tabla 5-32. Ribbon-Si (2019) (1/3)	117
Tabla 5-33. Ribbon-Si (2013) (2/3)	118
Tabla 5-34. Ribbon-Si (2019) (2/3)	118
Tabla 5-35. Ribbon-Si (2013) (3/3)	119
Tabla 5-36. Ribbon-Si (2019) (3/3)	119
Tabla 5-37. HCPV (2013)	120
Tabla 5-38. HCPV (2019) (1/3)	120
Tabla 5-39. HCPV (2019) (2/3)	121
Tabla 5-40. HCPV (2019) (3/3)	122
Tabla 6-1. Puntuación otorgada a cada estudio en función del número de variables analizadas	129
Tabla 6-2. Resumen de resultados de instalaciones de silicio monocristalino	131
Tabla 6-3. Resumen de resultados de instalaciones de silicio policristalino	136
Tabla 6-4. Resumen de resultados de instalaciones de telurio de cadmio	142
Tabla 6-5. Resumen de resultados de instalaciones de silicio amorfo	147
Tabla 6-6. Resumen de resultados de instalaciones de CIS/CIGS	151
Tabla 6-7. Resumen de resultados de instalaciones de Ribbon-Si	156
Tabla 6-8. Resumen de resultados de instalaciones de HCPV	160
Tabla 7-1. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio monocristalino	167
Tabla 7-2. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio monocristalino	167
Tabla 7-3. Eficiencia, PR y diferencia su porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio policristalino	170
Tabla 7-4. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio policristalino	170
Tabla 7-5. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio amorfo	173
Tabla 7-6. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de telurio de cadmio	173
Tabla 7-7. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio amorfo	176
Tabla 7-8. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio amorfo	176
Tabla 7-9. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de CIS/CIGS	179
Tabla 7-10. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de CIS/CIGS	179
Tabla 7-11. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de Ribbon-Si	182
Tabla 7-12. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de Ribbon-Si	182

Tabla 7-13. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de HCPV	185
Tabla 7-14. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de HCPV	185
Tabla 8-1. Factores relativos al módulo fotovoltaico	186
Tabla 8-2. Factores relativos a la instalación	187
Tabla 8-3. Valores asumidos para la propuesta metodológica	187
Tabla 8-4. Energía requerida en MJ/ m <sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de mono-Si	189
Tabla 8-5. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de mono-Si	189
Tabla 8-6. Resultados del EPBT y ERF de mono-Si	190
Tabla 8-7. GPBT en mono-Si según el factor de emisiones de España y EU28	190
Tabla 8-8. Energía requerida en MJ/ m <sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de multi-Si	191
Tabla 8-9. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de multi-Si	192
Tabla 8-10. Resultados del EPBT y ERF del multi-Si	192
Tabla 8-11. GPBT en multi-Si según el factor de emisiones de España y EU28	192
Tabla 8-12. Energía requerida en MJ/ m <sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de Teluro de Cadmio	193
Tabla 8-13. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de Teluro de Cadmio	193
Tabla 8-14. Resultados del EPBT y ERF de Teluro de Cadmio	194
Tabla 8-15. GPBT en Teluro de Cadmio según el factor de emisiones de España y EU28	194
Tabla 8-16. Energía requerida en MJ/ m <sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de silicio amorfo	195
Tabla 8-17. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de silicio amorfo	195
Tabla 8-18. Resultados del EPBT y ERF del silicio amorfo	196
Tabla 8-19. GPBT en silicio amorfo según el factor de emisiones de España y EU28	196
Tabla 8-20. Energía requerida en MJ/ m <sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de CIS/CIGS	197
Tabla 8-21. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de CIS/CIGS	197
Tabla 8-22. Resultados del EPBT y ERF del CIS/CIGS	198
Tabla 8-23. GPBT en CIS/CIGS según el factor de emisiones de España y EU28	198
Tabla 8-24. Energía requerida en MJ/ m <sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de Ribbon-Si	199
Tabla 8-25. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de Ribbon-Si	199
Tabla 8-26. Resultados del EPBT y ERF del Ribbon-Si	200
Tabla 8-27. GPBT en Ribbon-Si según el factor de emisiones de España y EU28	200
Tabla 8-28. Energía requerida en MJ/ m <sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de HCPV	201
Tabla 8-29. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de HCPV	201
Tabla 8-30. Resultados del EPBT y ERF de HCPV	202
Tabla 8-31. GPBT en HCPV según el factor de emisiones de España y EU28	202



# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1. Esquema de un análisis de ciclo de vida	35
Figura 3-2. Etapas del análisis del ciclo de vida de un sistema fotovoltaico [7]	35
Figura 4-1. Resumen del GWP para cada caso estudiado por Amarakoon et al.	38
Figura 4-2. Eficiencia media del módulo, BOS ( $\mu$ ) y desviación estándar ( $\sigma$ ) de la energía primaria incorporada (Khagendra Bhandari et al. [5])	42
Figura 4-3. Valores medios de energía incorporada con barras de error que representan una desviación estándar para la fabricación de BOS. (Khagendra Bhandari et al. [5])	43
Figura 4-4. GWP y EPBT para las diferentes tecnologías fotovoltaicas y climas tratados por Burg et al. [6]	45
Figura 4-5. Valores de EPBT calculados para los dos casos de escenarios de final de vida propuestos por Carnevale et al. [8]	47
Figura 4-6. Comparación del GWP de las diferentes tecnologías fotovoltaicas consideradas por Dahiya y Vogt. [11]	51
Figura 4-7. Comparación del EPBT de las diferentes tecnologías fotovoltaicas consideradas por Dahiya y Vogt. [11]	51
Figura 4-8. Energía inicial total incorporada para diferentes módulos fotovoltaicos estudiados por Suleiman Halasah et al. [20]	54
Figura 4-9. Energía anual total de salida de módulos fotovoltaicos individuales estudiados por Suleiman Halasah et al. [20]	54
Figura 4-10. CED, GWP, reducción de metales y ecotoxicidad de la producción de 1 m <sup>2</sup> de módulos OPV, CdTe y Multi-Si. (Hengevoss et al. [22])	57
Figura 4-11. EPBT y GWP por kWh de electricidad para las instalaciones analizadas por Hengevoss et al. [22]	57
Figura 4-12. Energía consumida por un sistema fotovoltaico de silicio monocristalino (7460MJ/ m <sup>2</sup> ) según Dikai Huang et al. [23]	60
Figura 4-13. Energía consumida por un sistema fotovoltaico de silicio policristalino (5950MJ/ m <sup>2</sup> ) según Dikai Huang et al. [23]	60
Figura 4-14. Energía consumida por un sistema fotovoltaico de silicio amorfo (2880MJ/m <sup>2</sup> ) según Dikai Huang et al. [23]	60
Figura 4-15. Tiempo de retorno energético (EPBT) de cada tecnología estudiada por Dikai Huang et al. [23]	61
Figura 4-16. Tiempos de retorno energético para los sistemas fotovoltaicos sc-Si y mc-Si estudiados por Byung-ju Kim et al. [28].	64
Figura 4-17. Resultados del consumo de combustibles fósiles para un sistema fotovoltaico CdTe estudiado por Hyungseok Kim et al. [29]	66
Figura 4-18. Comparación del GWP del sistema FV de CdTe y del panel con otras tecnologías FV (Hyungseok Kim et al.). [29]	66
Figura 4-19. Desglose del consumo de energía primaria (en porcentaje) según Wei Lou et al. [33]	71

Figura 4-20. Desglose de las emisiones de gases de efecto invernadero según Wei Lou et al. [33]	72
Figura 4-21. EPBT, GPBT y EYR de los sistemas fotovoltaicos sobre tejado en Hong Kong considerados por Jinqing Peng y Lin Lu [37].	74
Figura 4-22. Estimación de la tasa de emisión de GHG de los sistemas fotovoltaicos en tejados de Hong Kong considerados por Jinqing Peng y Lin Lu [37].	75
Figura 4-23. Tiempos de recuperación de energía (arriba) y emisiones GHG (abajo) del sistema de 6 kWp estudiado por Sandwell et al. [41] en las diferentes localizaciones.	78
Figura 4-24. Demanda de energía fósil por metro cuadrado de panel fotovoltaico según Wesley Soares et al.	81
Figura 4-25. Potencial de calentamiento global para horizontes de tiempo de 20 (GWP 20) y 100 (GWP 100) años con respecto al CO <sub>2</sub> según Wesley Soares et al.	82
Figura 6-1. Rango de valores de la eficiencia del módulo en función de la tecnología	126
Figura 6-2. Rango de valores del EPBT en función de la tecnología	126
Figura 6-3. Rango de valores de las emisiones GHG en función de la tecnología	127
Figura 6-4. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de silicio monocristalino	133
Figura 6-5. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de silicio monocristalino	133
Figura 6-6. Rango de resultados en las instalaciones de silicio monocristalino	134
Figura 6-7. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de silicio monocristalino.	134
Figura 6-8. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de silicio monocristalino	135
Figura 6-9. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de silicio monocristalino	135
Figura 6-10. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de silicio policristalino	138
Figura 6-11. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de silicio policristalino	139
Figura 6-12. Rango de resultados en las instalaciones de silicio policristalino	139
Figura 6-13. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de silicio policristalino	140
Figura 6-14. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de silicio policristalino	140
Figura 6-15. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de silicio policristalino	141
Figura 6-16. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de Teluro de Cadmio	143
Figura 6-17. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de Teluro de Cadmio	144
Figura 6-18. Rango de resultados en las instalaciones de Teluro de Cadmio	144
Figura 6-19. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de Teluro de Cadmio	145
Figura 6-20. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de Teluro de Cadmio	145
Figura 6-21. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de Teluro de Cadmio	146
Figura 6-22. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de silicio amorfo	148
Figura 6-23. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de silicio amorfo	148
Figura 6-24. Rango de resultados en las instalaciones de silicio amorfo	149

Figura 6-25. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de silicio amorfo	149
Figura 6-26. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de silicio amorfo	150
Figura 6-27. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de silicio amorfo	150
Figura 6-28. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de CIS/CIGS	152
Figura 6-29. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de CIS/CIGS	152
Figura 6-30. Rango de resultados en las instalaciones de CIS/CIGS	153
Figura 6-31. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de CIS/CIGS	154
Figura 6-32. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de CIS/CIGS	154
Figura 6-33. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de CIS/CIGS	155
Figura 6-34. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de Ribbon-Si	157
Figura 6-35. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de Ribbon-Si	157
Figura 6-36. Rango de resultados en las instalaciones de Ribbon-Si	158
Figura 6-37. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de Ribbon-Si	158
Figura 6-38. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de Ribbon-Si	159
Figura 6-39. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de Ribbon-Si	159
Figura 6-40. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de HCPV	161
Figura 6-41. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de HCPV	161
Figura 6-42. Rango de resultados en las instalaciones de HCPV	162
Figura 6-43. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de HCPV	162
Figura 6-44. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de HCPV	163
Figura 6-45. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de HCPV	163
Figura 7-1. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de silicio monocristalino	164
Figura 7-2. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de silicio monocristalino	165
Figura 7-3. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de silicio monocristalino	166
Figura 7-4. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de silicio policristalino	168
Figura 7-5. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de silicio policristalino	169
Figura 7-6. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de silicio policristalino	169
Figura 7-7. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de teluro de cadmio	171
Figura 7-8. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de teluro de cadmio	172
Figura 7-9. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de teluro de cadmio	172
Figura 7-10. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de silicio amorfo	174

Figura 7-11. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de silicio amorfo	175
Figura 7-12. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de silicio amorfo	175
Figura 7-13. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de CIS/CIGS	177
Figura 7-14. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de CIS/CIGS	178
Figura 7-15. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de CIS/CIGS	178
Figura 7-16. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de Ribbon-Si	180
Figura 7-17. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de Ribbon-Si	181
Figura 7-18. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de Ribbon-Si	181
Figura 7-19. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de HCPV	183
Figura 7-20. Evolución de EPBT durante los últimos años de instalaciones de HCPV	183
Figura 7-21. Evolución de ERF durante los últimos años de instalaciones de HCPV	184
Figura 7-22. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de HCPV	184
Figura 8-1. Energía requerida para cada tecnología, indicando el peso de cada destino.	203
Figura 8-2. Tiempo de retorno energético óptimo de cada tecnología	203
Figura 8-3. Eficiencia del módulo óptima de cada tecnología con datos de 2013 y con datos de 2019	204
Figura 8-4. Energía requerida para sistemas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo con divisiones que indican el destino de la energía con base de datos actualizada.	205
Figura 8-5. Energía requerida para sistemas de Teluro de Cadmio, Ribbon y CIS con divisiones que indican el destino de la energía con base de datos actualizada.	205
Figura 8-6. Evolución del tiempo de retorno de las emisiones de gases de efecto invernadero en función del factor de emisión para cada tecnología fotovoltaica	206
Figura 8-7. Evolución del tiempo de retorno energético en función del factor de conversión energética para cada tecnología	207
Figura 8-8. Evolución del tiempo de retorno energético en función de la irradiación para cada tecnología fotovoltaica	207



# ÍNDICE DE ECUACIONES

---

Ecuación 3-1. Ecuación base del tiempo de retorno energético	36
Ecuación 3-2. Ecuación base del índice de emisiones de CO <sub>2</sub>	36
Ecuación 3-3. Ecuación base del factor de retorno energético	36
Ecuación 3-4. Ecuación base del GPBT	36
Ecuación 4-1. Cálculo del EPBT (Azzaro y Gallardo [4])	39
Ecuación 4-2. Cálculo del EPBT (Khagendra Bhandari et al. [5])	41
Ecuación 4-3. Cálculo del EPBT (Burg et al. [6])	44
Ecuación 4-4. Cálculo del EPBT (Carnevale et al. [8])	47
Ecuación 4-5. Cálculo del EPBT (Blanca Corona et al. [9])	48
Ecuación 4-6. Cálculo del EPBT (Dikai Huang et al. [23])	59
Ecuación 4-7. Cálculo del EPBT (Byung-ju Kim et al. [28])	63
Ecuación 4-8. Reducción CO <sub>2</sub> neta (Byung-ju Kim et al. [28])	63
Ecuación 4-9. Cálculo del EPBT (Hyoungseok Kim et al. [29])	65
Ecuación 4-10. Desarrollo cálculo EPBT (Hyoungseok Kim et al. [29])	65
Ecuación 4-11. Cálculo del EPBT (Wei Lou et al. [33])	71
Ecuación 4-12. Cálculo del EPBT (Jinqing Peng y Lin Lu [37])	74
Ecuación 4-13. Cálculo del EPBT (Pérez-Gallardo et al. [38])	76
Ecuación 4-14. Cálculo del EPBT (Sandwell et al. [41])	78
Ecuación 6-1. Energía anual generada por el sistema	125
Ecuación 8-1. Cálculo del EPBT en la propuesta metodológica	188
Ecuación 8-2. Cálculo del ERF en la propuesta metodológica	188
Ecuación 8-3. Cálculo de GPBT en la propuesta metodológica	188
Ecuación 8-4. Cálculo de GHG evitados en la propuesta metodológica	188



# NOTACIÓN

---

A: Área del módulo fotovoltaico

a-Si: amorphous silicon

BOS: Balance of System (componentes de la instalación, no módulo)

C: Coeficiente de conversión [ $MJ_{el} / MJ_p$ ]

CdTe: telurio de cadmio

CED: Cumulative Energy Demand, suma de energía requerida

CIGS: copper indium gallium (di)selenide

CIS: copper indium (di)selenide

CPV: concentrador fotovoltaico

d: pérdida de eficiencia anual del módulo fotovoltaico por degradación (%)

$E_{BOS}$ : energía requerida para el BOS

$E_D$ : energía requerida para el desmantelamiento de la instalación

$E_G$ : energía generada por la instalación anualmente

$E_{GT}$ : energía total generada por la instalación durante todo el periodo considerado

$E_{INV}$ : energía requerida para la fabricación del inversor

$E_M$ : energía requerida en la fabricación del módulo fotovoltaico

$E_T$ : energía requerida para el transporte

$E_{TOT}$ : energía requerida total de la instalación completa

EP: Potencial de Eutrofización

EPBT: (Energy Payback Time) tiempo de retorno energético

ERF: (Energy Return Factor) Factor de retorno energético

$F_{mix}$ : Factor de emisiones [ $kg CO_2eq/kWh$ ]

GHG: (Greenhouse Gas) Gas de efecto invernadero

GHGem: (Greenhouse Gas emitted) Gases emitidos de efecto invernadero

GHGsv: (Greenhouse Gas saved) Gases de efecto invernadero evitados

GM: (ground mounted) montaje sobre suelo

GPBT: (Greenhouse Gas Payback Time) Tiempo de retorno de las emisiones de gases de efecto invernadero

GWP: (Global Warming Potential) Potencial de calentamiento global

HCPV: high-concentration photovoltaics (energía solar fotovoltaica de alta concentración)

I: Irradiación anual ( $kWh/m^2/año$ )

kWh: kilovatio hora

LCA: (Life Cycle Assessment) Evaluación del ciclo de vida

LT: life time, duración, periodo de funcionamiento

$MJ_p$ : Megajulio primario

mono-Si: silicio monocristalino

multi-Si: silicio policristalino

P: Potencia del módulo ( $W_p/m^2$ )

PR: (Performance Ratio) Rendimiento de la instalación, excluido el módulo

PV: (photovoltaic) fotovoltaico

R: Irradiación

r-Si: ribbon silicon

RT: (roof top) montaje sobre tejado

UCTE: Union for the Coordination of Transmission of Electricity



# 1 INTRODUCCIÓN

La obligación de satisfacer la enorme demanda energética actual es uno de los principales retos presentes y futuros del ser humano. Además, esta demanda energética se encuentra en constante incremento (hasta un 30% mayor en 2040 según la Agencia Internacional de la Energía (AIE)) debido al aumento de la población mundial según indica ONU (se expandirá de los 7.500 a los 9.700 millones de personas en 2050), a un proceso de urbanización global y al crecimiento de países actualmente subdesarrollados.

El actual sector energético que suministra esa demanda es una de las principales causas de las emisiones de efecto invernadero, así como otras preocupaciones ambientales asociadas, como el derretimiento de los polos, aumento de la temperatura global, la disminución de precipitaciones o la desertificación de nuestro planeta.

Por lo tanto, se antoja necesaria una continua transición desde modos de producción de energía dependiente de combustibles fósiles, prácticamente insostenible y generalmente poco respetuoso con el entorno natural, hacia energías más limpias para el medio ambiente. Es entonces cuando cobran un papel fundamental las energías renovables, fuentes de energía limpias, inagotables y crecientemente competitivas. Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y menores emisiones de gases de efecto invernadero. Además, presentan un alto potencial de aprovechamiento en prácticamente cualquier parte del planeta.

Dentro de las energías renovables encontramos diversos tipos: eólica, solar, hidráulica, geotérmica, etc. Durante los últimos años se ha producido una notable evolución en cuanto al rendimiento, tiempo de vida y costes de las instalaciones de energía renovables que da lugar a que se esté empezando a llegar a una situación en la que es más rentable construir nuevos proyectos de energía renovable que mantener las plantas convencionales.

En cuanto a la energía fotovoltaica, el desarrollo tecnológico se ha basado en la búsqueda de diferentes materiales y métodos para el procesado de los paneles con el objetivo de reducir la energía primaria para el procesado de los módulos de silicio, el cual supone la mayor parte de los requerimientos energéticos del sistema y que afecta directamente al precio de la energía y del coste de producción. Este objetivo principal, sin embargo, no ha impedido el progreso de otros aspectos vitales en las instalaciones fotovoltaicas como la eficiencia de los módulos que ha crecido destacadamente en los últimos años.

No obstante, las diferentes hipótesis que la comunidad científica asume en las evaluaciones y estudios energéticos, aun existiendo normas para estas evaluaciones, así como la confidencialidad de resultados por parte de las empresas desarrolladoras provocan el desconocimiento exacto de los datos más importantes de los módulos fotovoltaicos. Esto dificulta llegar a un acuerdo general sobre las ventajas y desventajas desde los puntos de vista energético, económico y medioambiental que implica la utilización de la energía fotovoltaica, impidiendo llegar a consenso general sobre su idoneidad para seguir apostando por ella como una de las fuentes de energía del futuro.

# 2 OBJETIVO Y DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

---

## 2.1 Objetivo del trabajo

Este trabajo se presenta como una continuación y ampliación del trabajo realizado por Cabello Villar ([7]). Tal y como se explicaba en aquel trabajo, se trata de “*analizar de forma detallada las posibilidades energéticas y ambientales de la tecnología fotovoltaica, mediante la determinación de las variables del tiempo de retorno energético, las emisiones de gases de efecto invernadero, el factor de recuperación energética y el tiempo de retorno de las emisiones. El trabajo se lleva a cabo a través de un estudio comparativo de lo indicado en los artículos de las revistas de mejor impacto del sector. Además, se propone una metodología para determinar la influencia actual y potencial de esta tecnología.*”

El trabajo anterior ([7]) finalizó la búsqueda bibliográfica en el año 2013. En el presente trabajo se amplía la base de datos con artículos publicados hasta el año 2019. En esta ocasión, además de analizar las tecnologías fotovoltaicas del trabajo anterior (silicio monocristalino, policristalino, ribbon-Si, telurio de cadmio, silicio amorfo y copper indium gallium (di)selenide) se añaden los sistemas fotovoltaicos de alta concentración (HCPV).

Además de actualizar todos los apartados del trabajo anterior ([7]), se incorpora un aspecto muy importante en la tecnología fotovoltaica como es la continua y rápida evolución que está experimentando este sector. Este trabajo además de comparar las tecnologías entre ellas analizando las variables del tiempo de retorno energético, las emisiones de gases de efecto invernadero, el factor de recuperación energética y el tiempo de retorno de las emisiones, trata de mostrar la evolución en el tiempo de estas y otras variables debido al rápido crecimiento en el sector fotovoltaico.

## 2.2 Descripción general del trabajo

Se han recopilado y analizado datos de 40 artículos de revistas, lo que supone duplicar la base de datos del anterior trabajo. En esta base de datos se encuentran 221 instalaciones fotovoltaicas de las cuales 45 son de silicio monocristalino, 61 de silicio policristalino, 33 de telurio de cadmio, 18 de silicio amorfo, 26 de copper indium gallium (di)selenide, 11 de Ribbon-Si y 27 de HCPV. Se han evaluado 25 variables de cada instalación fotovoltaica, por tanto, existen 5525 variables en esta base de datos.

Se ha seguido la línea de trabajo realizada por Cabello Villar ([7]) y, por consiguiente, el presente trabajo presenta la misma estructura general con la excepción de la inclusión del [capítulo 7](#): Evolución temporal. A continuación, se explica el contenido de cada capítulo:

- [Capítulo 3](#), “Análisis previo”: se ofrece una visión general de las distintas tecnologías existentes dentro del mercado fotovoltaico y la evolución histórica que por un rápido desarrollo ha experimentado, situando al lector en el marco de conocimiento actual previo al análisis de la información. La evaluación de los impactos ambientales se realiza a través de análisis del ciclo de vida de diferentes instalaciones, siendo esta una forma de cuantificación de estos. Se explica en el capítulo 3.2 la metodología general de evaluación energética que se sigue en la bibliografía revisada. En la que se define el proceso de evaluación, las directrices a seguir y la definición de los índices que se establecen dentro de los diferentes estudios
- [Capítulo 4](#), “Revisión bibliográfica”: revisión bibliográfica analizando diversos estudios publicados por la comunidad científica en revistas o informes técnicos. En cada uno de los subapartados, se analiza una publicación extrayendo de cada una de ellas la información referente al objeto bajo estudio, para ello se establecen las hipótesis sobre las que se trabaja y se pormenoriza cuáles son los resultados obtenidos del mismo en una tabla final resumen.
- [Capítulo 5](#), “Valores de las variables”: en este capítulo se agrupan todas las variables estudiadas por tecnologías fotovoltaicas. De este modo, se facilita la comparación entre distintos estudios para cada tipo de tecnología.
- [Capítulo 6](#), “Análisis comparativo”: en este capítulo se comienza estableciendo el rango de valores del

tiempo de retorno energético y las emisiones de carbono equivalente que se han obtenido durante la revisión bibliográfica y se analizan en su introducción los parámetros causa de la variabilidad de los resultados. El capítulo se divide por tecnología en 7 subapartados más y en cada uno de ellos se muestran los resultados, analizando según las gráficas correspondientes las anomalías que salgan de la tendencia teórica de lo esperado exponiendo las posibles causas de acuerdo a los parámetros de influencia.

- [Capítulo 7](#), “Evolución temporal”: en este nuevo capítulo se analiza el incesante desarrollo en el sector fotovoltaico que hace que tanto los parámetros de las instalaciones fotovoltaicas como sus resultados estén continuamente mejorando y entender cómo y hacia donde progresan las distintas tecnologías fotovoltaicas. También se detallan y comparan los parámetros y resultados del sistema de la base de datos completa con los datos de aquellos estudios de la base de datos comprendidos entre 2013 y 2019. Esta comparación se realiza con el objetivo de demostrar la importancia de fijar un margen de años reciente a la hora de obtener información acerca de una tecnología fotovoltaica.
- [Capítulo 8](#), “Propuesta metodológica”: una vez analizadas las causas de las diferencias entre los trabajos analizados y establecida una propuesta de homogeneización, en este capítulo se concluyen los mejores valores para los parámetros estudiados y un análisis de sensibilidad.
- [Capítulo 9](#), “Conclusiones”: breve resumen de las ideas y resoluciones más importantes obtenidos en este trabajo.

# 3 ANÁLISIS PREVIO

---

## 2.1. Situación actual y desarrollo histórico

El mercado de la energía fotovoltaica ha experimentado un gran crecimiento durante los últimos años, con cada vez más potencia instalada. Entre otros motivos, la firma del protocolo de Kioto supone un elemento más que suma a la tendencia actual de la apuesta por las energías renovables logrando de esta forma una reducción de emisiones contaminantes en comparación con aquellos sistemas basados en los combustibles fósiles

Actualmente, las distintas tecnologías de producción renovable no son capaces de satisfacer toda la energía primaria demandada y tienen múltiples desventajas.

1. El sector eléctrico es uno de los que necesita una mayor inversión inicial y la recuperación de capital es larga, en muchos casos más de 20 años.
2. Los costes de producción, aunque cada vez son menores no son en general tan competitivos comparados con los derivados de los combustibles fósiles.
3. La eficiencia es baja y no permite alcanzar una alta producción eléctrica.
4. En muchos casos, la generación es intermitente y no garantiza suficientemente una producción estable.

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse según el tipo de celda que usan:

- Basados en el silicio: monocristalino (mono-Si), policristalino (multi-Si), ribbon crystalline silicon (r-Si) y silicio amorfo (a-Si).
- No basados en el silicio: cadmium telluride (CdTe), copper indium (gallium) o diselenide (CIS o CIGS).
- Nuevos sistemas como concentradores fotovoltaicos (HCPV).

Tal como indicaba Cabello Villar [7] sobre los comienzos de la energía fotovoltaica, la tecnología basada en capas de silicio, primero en sistemas aislados y más tarde conectadas a red, fue la primera generación fotovoltaica. No obstante, el procesado del silicio es complejo y tiene un alto requerimiento energético, representando un alto porcentaje de los costes de producción del sistema. Más tarde se desarrolló la segunda generación (capa delgada) que reducía costes de producción al simplificar el proceso, pero penalizando la eficiencia, que se situaba por debajo de las instalaciones basadas en silicio. Además, presentaban problemas de toxicidad de los materiales.

La tercera generación fotovoltaica alcanzará mayores eficiencias y supondrá menores que costes que la primera y segunda. Actualmente se están desarrollando células fotovoltaicas inorgánicas-orgánicas que ofrecen una mayor eficiencia que las actuales células solares de tercera generación, pero también tienen un menor coste junto con la flexibilidad de las películas poliméricas conductoras (orgánicas) y la estabilidad de tiempo de vida de las inorgánicas.

### 3.1 Metodología de evaluación energética

Es conveniente conocer que forma la comunidad científica analiza los sistemas fotovoltaicos para así poder comprender de mejor forma los parámetros, hipótesis y resultados principales de los distintos artículos. Es por ello por lo que este apartado se explica esa sistemática general.

En estos artículos científicos se plantea generalmente un análisis de Ciclo de Vida (LCA) del sistema en que se tienen en cuenta los requerimientos energéticos de la instalación, las emisiones de gases de efecto invernadero y la producción eléctrica del sistema estudiado.

#### 3.1.1 Fases de un Estudio de Análisis de ciclo de vida

El proceso de evaluación, tal y como indica Cabello Villar en [7] y la International Organization for Standardization en ISO 14044 [15] consta de cuatro etapas:

1. Objetivo y alcance
2. Análisis del inventariado
3. Evaluación del impacto
4. Interpretación

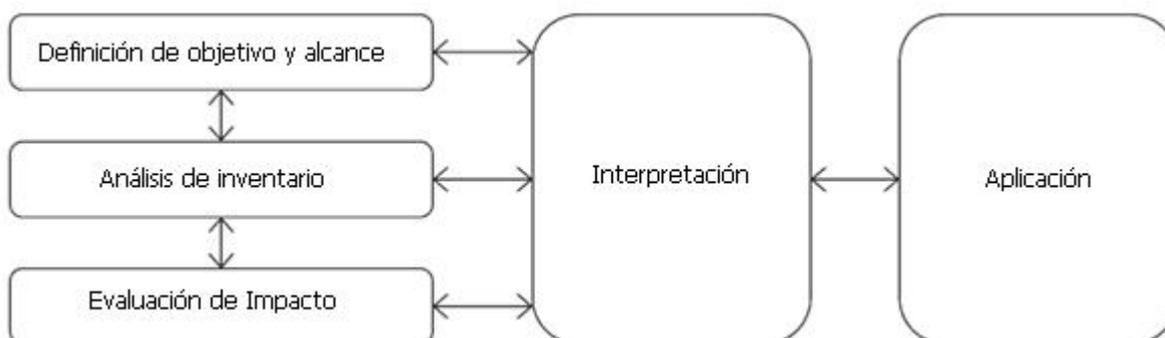


Figura 3-1. Esquema de un análisis de ciclo de vida

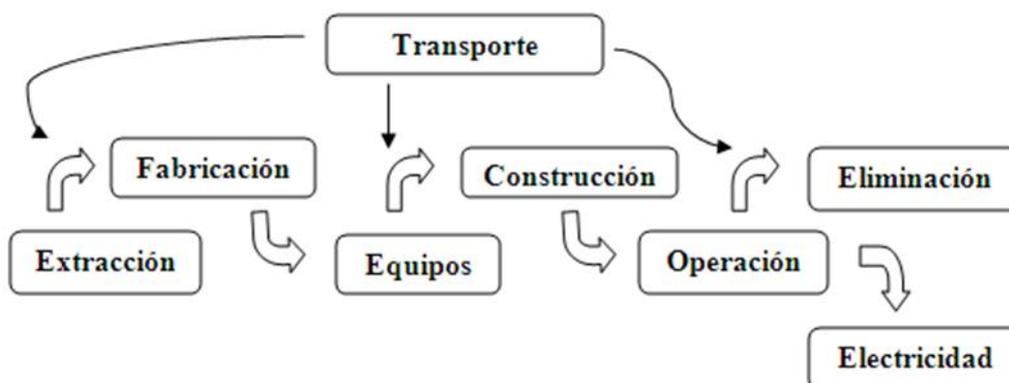


Figura 3-2. Etapas del análisis del ciclo de vida de un sistema fotovoltaico [7]

### 3.1.2 Índices

En el presente trabajo se sigue utilizando las definiciones de los factores que Cabello Villar indicaba en [7]:

El tiempo de retorno energético (EPBT) expresa el número de años que tarda el sistema en recuperar la energía inicial consumida, aquella necesaria desde la producción de los componentes del sistema final. Se muestra a continuación la ecuación base que modela la estimación del tiempo de retorno energético en sistemas fotovoltaicos.

Ecuación 3-1. Ecuación base del tiempo de retorno energético

$$\text{EPBT [años]} = \frac{\text{Energía total usada por el PVs en su ciclo de vida [kWh]}}{\text{Generación eléctrica anual [kWh/año]}}$$

El índice de emisiones de CO<sub>2</sub> es útil para determinar como de efectivo es un sistema fotovoltaico en términos de calentamiento global. Generalmente, este índice es utilizado para establecer comparaciones entre tecnologías.

Ecuación 3-2. Ecuación base del índice de emisiones de CO<sub>2</sub>

$$\text{Tasa de CO}_2 \text{ [gCO}_{2\text{eq}}\text{/kWh]} = \frac{\text{Emision total de CO}_{2\text{eq}} \text{ durante el ciclo de vida [g CO}_{2\text{eq}}\text{]}}{\text{Generacion electrica anual [kWh/año]} \times \text{Tiempo de vida [año]}}$$

El índice ERF, factor de retorno energético, se define como el cociente entre el tiempo de funcionamiento considerado para la instalación y el tiempo de retorno energético. Representa la cantidad de veces que el sistema es capaz de generar la energía que había sido necesaria para su producción.

Ecuación 3-3. Ecuación base del factor de retorno energético

$$\text{ERF} = \frac{\text{Tiempodevidaesperado [años]}}{\text{EPBT[años]}}$$

Otro índice importante es el tiempo de retorno de los gases de efecto invernadero, GPBT (Greenhouse-gas payback time)

Ecuación 3-4. Ecuación base del GPBT

$$\text{GPBT} = \frac{\text{GHGs} + \text{GHG}_{\text{bos}}}{\text{GHG}_{\text{output}}} = \frac{\text{GHG}_{\text{emitidos}}}{\text{GHG}_{\text{evitados}}}$$

Donde GHG<sub>s</sub> son las emisiones del procesado de los módulos, GHG<sub>bos</sub> emisiones de los gases de efecto invernadero del conjunto de componentes necesarios para la instalación, así como transportes o preparación del terreno y GHG<sub>output</sub> igualmente, pero correspondiendo a la generación eléctrica propia del país sobre el que se realizan los cálculos, mix energético particular. Todas las emisiones expresadas en kg CO<sub>2</sub>-eq.

## 4 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

### 4.1 Shanika Amarakoon, Cyril Vallet, Mary Ann Curran, Pradeep Haldar, David Metacarpa, David Fobare, Jennifer Bell [3]

Life cycle assessment of photovoltaic manufacturing consortium (PVMC) copper indium gallium (di)selenide (CIGS) modules [3]

#### 4.1.1 Objetivo y alcance del estudio

Estudio acerca del crecimiento de la tecnología fotovoltaica CIGS. Se realiza un análisis del ciclo de vida para determinar el impacto ambiental de esta tecnología con diferentes materiales y procesos de fabricación.

#### 4.1.2 Definición del sistema

- Módulos sobre tejado en la ciudad de Nueva York. Se estudian 3 casos en los que cambia la eficiencia del módulo, el tiempo de vida de la instalación o la degradación en cada uno de ellos.
- Se tiene en cuenta la fabricación del módulo y los diferentes componentes del sistema (BOS). No obstante, no se analiza en el final del ciclo de vida (desmantelamiento y/o reciclaje) debido a que no se dispone de suficiente información.
- Sistema de implementación Gabi6.

Tabla 4-1. Diferencias en los parámetros del sistema según el caso estudiado por Amarakoon et al.

Factor	Peor Caso	Referencia	Mejor Caso
Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /year)	763	1409,7	2180
Performance ratio (%)	85	89	95
Eficiencia (%)	13	14	17
Tiempo de vida (años)	20	25	30
Índice de degradación (%)	1,5	1	0,5
Generación total (kWh/m <sup>2</sup> )	1466,3	3902,5	9830,9

#### 4.1.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

El estudio se centra en el análisis de las emisiones de gases de efecto invernadero de la tecnología fotovoltaica CIGS. Para ello, el GWP (global warming potential) cobra un papel fundamental. En la Figura 4-1 se muestran los resultados de este parámetro para cada caso estudiado.

El tiempo de retorno energético no tiene una importancia mayúscula en este estudio. Se proporciona que el sistema necesita un tiempo de 1,91 años para producir toda la energía primaria que fue requerida para el funcionamiento de él mismo. Este tiempo de retorno energético solo es válido para el caso de referencia. Por tanto, no se tienen datos del EPBT de los otros dos supuestos.

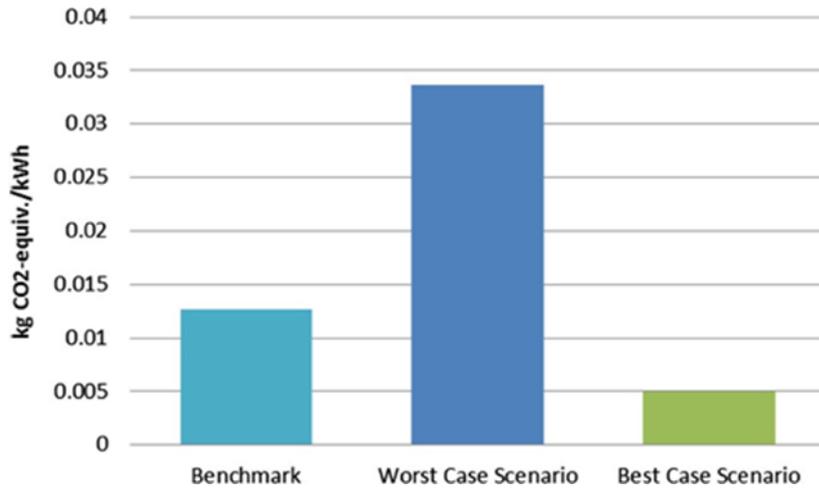


Figura 4-1. Resumen del GWP para cada caso estudiado por Amarakoon et al.

Tabla 4-2. Resumen de los resultados obtenidos por Amarakoon et al.

<b>Tecnología</b>	<b>Eficiencia módulo</b>	<b>P.R.</b>	<b>Tiempo (años)</b>	<b>Irradiación (kWh/m<sup>2</sup>/año)</b>	<b>EPBT (años)</b>	<b>GHG (gCO<sub>2</sub> eq/kWh)</b>
<b>CIS (A)</b>	<b>13%</b>	<b>0,85</b>	<b>20</b>	<b>763</b>	<b>N</b>	<b>34</b>
<b>CIS (B)</b>	<b>14%</b>	<b>0,89</b>	<b>25</b>	<b>1409,7</b>	<b>1,91</b>	<b>12,5</b>
<b>CIS (C)</b>	<b>17%</b>	<b>0,95</b>	<b>30</b>	<b>2180</b>	<b>N</b>	<b>5</b>

## 4.2 C. Azzaro-Pantel, J. R. Perez-Gallardo, S. Astier [4]

### A Multi-objective Framework for Assessment of Recycling Strategies for Photovoltaic Modules based on Life Cycle Assessment [4]

#### 4.2.1 Objetivo y alcance del estudio

Este trabajo evalúa los beneficios ambientales de incluir las estrategias de reciclaje de los módulos fotovoltaicos en la fase inicial de diseño de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red teniendo en cuenta simultáneamente criterios tecnológicos, económicos y medioambientales.

Se ha el reciclado de módulos fotovoltaicos de tecnologías de silicio cristalino (c-Si) y telurio de cadmio (CdTe) formulando diferentes escenarios variando la mezcla de módulos fotovoltaicos vírgenes y reciclados. Siguiendo un marco de ecodiseño, se ha desarrollado un enfoque de optimización bi-objetivo (producción de energía versus tiempo de recuperación de energía) para el diseño del sistema. La metodología de ecodiseño combina el método de evaluación del ciclo de vida con un modelo de diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a red, que luego se incorpora en un bucle de optimización externa basado en un algoritmo genético multiobjetivo, es decir, una variante de NSGAI.

Aunque los módulos de reciclaje FV son intensivos en energía, su implementación compensa la energía utilizada para producir módulos vírgenes. Este estudio confirma que la gestión del final de la vida útil de los módulos fotovoltaicos debe estudiarse a fondo no sólo para determinar la viabilidad del proceso sino también para evaluar los beneficios ambientales y económicos.

#### 4.2.2 Definición del sistema

- Sistema conectado a red en Toulouse.
- Se distinguirá según si el módulo es completamente nuevo (virgen) o si tiene una parte reciclada.
- Tiempo de vida de los módulos fotovoltaicos de 20 años. El inversor por el contrario tiene un tiempo de vida de 10 años.
- Se utiliza el software SimaPro 7.3 y la base de datos GaBi 4.
- La eficiencia de los módulos de silicio monocristalino es 20,1% y la de los módulos de telurio de cadmio es 11,50%.

#### 4.2.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

El tiempo de retorno energético se calcula como:

Ecuación 4-1. Cálculo del EPBT (Azzaro y Gallardo [4])

$$EPBT = \frac{\text{Energía primaria requerida}}{\text{Energía anual producida}}$$

En la Tabla 4-3 se resumen los resultados del estudio. Se han tomado dos resultados de silicio monocristalino, el primero de ellos presenta módulos completamente nuevos y el segundo completamente reciclados. También se han tomado dos resultados de telurio de cadmio, primero se hace referencia a módulos de esta tecnología sin proceso de reciclaje y segundo con materiales reciclados.

Tabla 4-3. Resumen de los resultados obtenidos por Azzaro y Gallardo. [4]

<b>Tecnología</b>	<b>Eficiencia módulo</b>	<b>P.R.</b>	<b>Tiempo (años)</b>	<b>Irradiación (kWh/m<sup>2</sup>/año)</b>	<b>EPBT (años)</b>	<b>GHG (gCO<sub>2</sub>eq/kWh)</b>
<b>Mono-si (A)</b>	<b>20,1%</b>	<b>NG</b>	<b>20</b>	<b>NG</b>	<b>1,753</b>	<b>52,621</b>
<b>Mono-si (B)</b>	<b>20,1%</b>	<b>NG</b>	<b>20</b>	<b>NG</b>	<b>0,961</b>	<b>41,635</b>
<b>Cd-Te (A)</b>	<b>11,5%</b>	<b>NG</b>	<b>20</b>	<b>NG</b>	<b>1,346</b>	<b>52,548</b>
<b>Cd-Te (B)</b>	<b>11,5%</b>	<b>NG</b>	<b>20</b>	<b>NG</b>	<b>1,297</b>	<b>50,686</b>

### 4.3 Khagendra P. Bhandari, Jennifer M. Collier, Randy J. Ellingson, Defne S. Apul [5]

Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis [5]

#### 4.3.1 Objetivo y alcance del estudio

En este artículo se elabora una clasificación del tiempo de retorno energético de los módulos de silicio cristalino y los de capa delgada. Se realiza a través de la revisión de varios estudios publicados, estandarizando en ellos los diferentes parámetros como tiempo de vida de la instalación, rendimiento, irradiación o eficiencia del módulo entre otros.

Se concluyó que la clasificación relativa al EPBT de las diferentes tecnologías fotovoltaicas depende principalmente de su energía demandada y no tanto de la eficiencia del módulo.

#### 4.3.2 Definición del sistema

- El ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos incluye la adquisición y el procesamiento de materias primas, la fabricación del módulo, la operación y la gestión del final de la vida útil.
- Se revisan tanto instalaciones en el suelo como sobre tejado.
- Se asume un factor de conversión de 0,35 para la energía primaria a eléctrica.
- Valores que se estandarizan: irradiación (1700 kW h/ m<sup>2</sup>/yr), tiempo de vida de la instalación (30 años), eficiencia del módulo y PR (0,75).

Tabla 4-4. Valores de la eficiencia media en todo el tiempo de vida de la instalación para cada tecnología fotovoltaica analizada por Khagendra Bhandari et al. [5]

	Mono-Si	Multi-Si	aSi	CdTe	CIS
Eficiencia media en el tiempo de vida	13%	12,3%	6,3%	10,9%	11,5%

- Degradación: 0,5% anual.

#### 4.3.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

El tiempo de retorno energético se calcula como:

Ecuación 4-2. Cálculo del EPBT (Khagendra Bhandari et al. [5])

$$EPBT(\text{año}) = \frac{\text{Energía implícita (primaria)}(MJ m^{-2})}{\text{Energía primaria anual generada por el sistema}(MJ m^{-2}\text{año}^{-1})} =$$

$$= \frac{W_1(MJ m^{-2})}{W_2(MJ m^{-2}\text{año}^{-1})} = \frac{W_1}{I \times \eta * \frac{PR}{\varepsilon}}$$

Donde

$W_1$  = energía implícita (primaria) ( $MJ m^{-2}$ ).

$W_2$  = energía primaria anual generada por el sistema expresada como energía primaria ( $MJ m^{-2} año^{-1}$ ).

$\varepsilon$  = factor de conversión de energía primaria a energía eléctrica.

$I$  = irradiación incidente total sobre unidad de superficie, por año ( $MJ m^{-2} año^{-1}$ ).

$\eta$  = promedio eficiencia del módulo (%).

PR = rendimiento del sistema (%).

LT = tiempo de vida del sistema (años).

En la Figura 4-2 se puede observar la energía requerida ( $MJ m^{-2}$ ) para la fabricación del módulo y de los distintos componentes de la instalación (BOS) para cada una de las tecnologías estudiadas. En la Figura 4-3 por otra parte, se muestra la energía necesaria solo para BOS. Se puede apreciar que la tecnología que más energía precisa en la de silicio policristalino, mientras que las de capa delgada muestran un requerimiento energético mucho menor. Este hecho afectará notablemente a los valores del tiempo de retorno energético de cada tecnología.

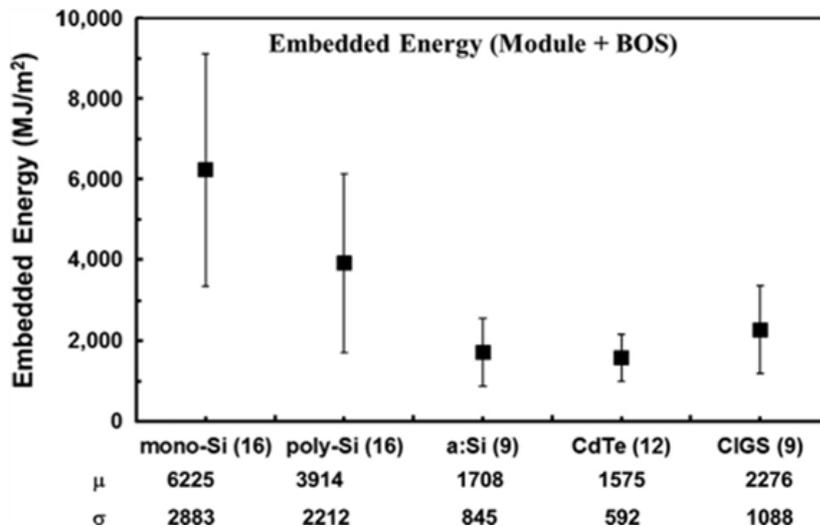


Figura 4-2. Eficiencia media del módulo, BOS ( $\mu$ ) y desviación estándar ( $\sigma$ ) de la energía primaria incorporada (Khagendra Bhandari et al. [5])

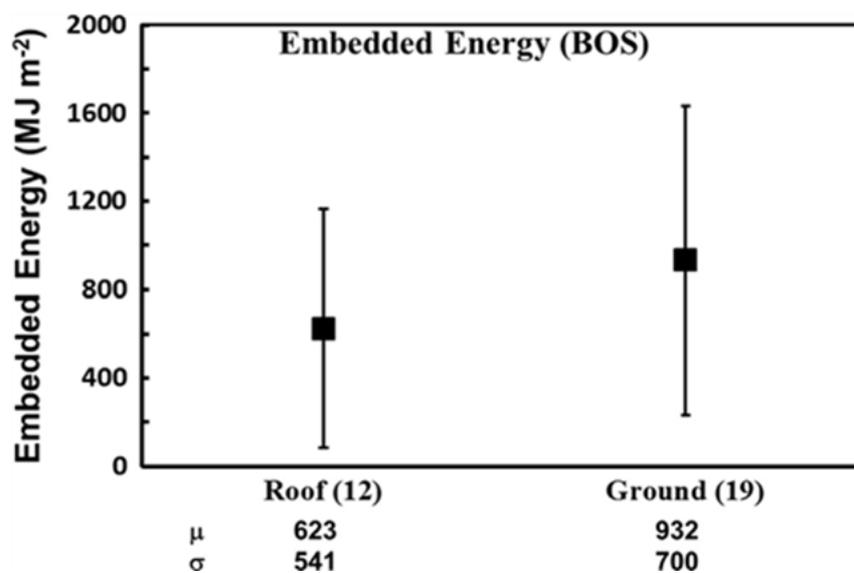


Figura 4-3. Valores medios de energía incorporada con barras de error que representan una desviación estándar para la fabricación de BOS. (Khagendra Bhandari et al. [5])

Tabla 4-5. Resumen de los resultados obtenidos por Khagendra Bhandari et al. [5]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (gCO <sub>2</sub> eq/kWh)
Mono-si	13%	0,75	30	1700	4,1	N
Multi-si	12,3%	0,75	30	1700	3,1	N
a-Si	6,3%	0,75	30	1700	2,3	N
Cd-Te	10,9%	0,75	30	1700	1	N
CIS	11,5%	0,75	30	1700	1,7	N

#### 4.4 Brian R. Burg, Patrick Ruch, Stephan Paredes, Bruno Michel [6]

Effects of radiative forcing of building integrated photovoltaic systems in different urban climates [6]

##### 4.4.1 Objetivo y alcance del estudio

En este estudio se examinó el GWP y el tiempo de retorno de la energía (EPBT) total de cuatro tecnologías fotovoltaicas (Mono-si, Multi-si, CdTe y HCPV) para tres climas urbanos diferentes: templado, moderado y cálido. Se busca la mejor opción para minimizar el tiempo de retorno de la energía del sistema (EPBT). Actualmente la energía fotovoltaica (FV) de baja eficiencia y bajo coste prevalece sobre las tecnologías más complejas y de alta eficiencia teniendo en cuenta que en los últimos años se ha producido una notable reducción de los costes de los paneles solares.

Sólo cuando se tiene en cuenta el forzamiento radiativo en las consideraciones ambientales y económicas es cuando se espera que el desarrollo de la tecnología solar corrija su trayectoria y se aleje de los sistemas de bajo coste y hacia instalaciones de alta eficiencia con menor GWP total.

##### 4.4.2 Definición del sistema

- Los sistemas son estudiados para tres climas: templado (1191 kWh/m<sup>2</sup>/año), moderado (1820 kWh/m<sup>2</sup>/año) y cálido (2094 kWh/m<sup>2</sup>/año).
- F<sub>mix</sub> = 514 kg CO<sub>2eq</sub>/MWh.
- Tiempo de vida de la instalación de 30 años.

Tabla 4-6. Parámetros para cada sistema analizado por Burg et al. [6]

Tecnología fotovoltaica	Eficiencia	PR
Multi-Si	13.2%	0,75
Mono-Si	14.0%	0,75
CdTe	8%	0,75
HCPV	27%	0,90

##### 4.4.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

En este estudio el tiempo de retorno energético se calcula como:

Ecuación 4-3. Cálculo del EPBT (Burg et al. [6])

$$EPBT = \frac{(GWP_{PV} \times \text{Producción en todo el tiempo de vida})}{\text{Emisiones de CO}_{2eq} \text{ evitadas cada año}}$$

En la Figura 4-4 se muestran los resultados del potencial de calentamiento global (GWP) y del tiempo de retorno energético de cada tecnología fotovoltaica para cada uno de los tres climas tratados.

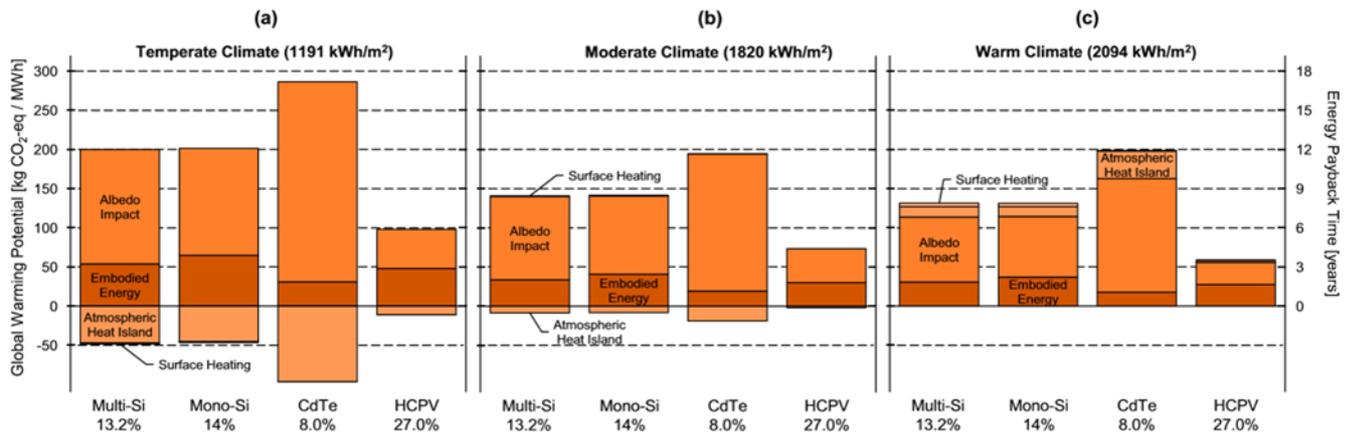


Figura 4-4. GWP y EPBT para las diferentes tecnologías fotovoltaicas y climas tratados por Burg et al. [6]

Tabla 4-7. Resumen de los resultados obtenidos por Burg et al. [6]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
<b>Mono-si</b>	<b>14%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1191</b>	<b>3,8</b>	<b>62,5</b>
<b>Mono-si</b>	<b>14%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1820</b>	<b>2,3</b>	<b>40</b>
<b>Mono-si</b>	<b>14%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>2094</b>	<b>2,1</b>	<b>35</b>
<b>Multi-si</b>	<b>13,2%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1191</b>	<b>3,2</b>	<b>50</b>
<b>Multi-si</b>	<b>13,2%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1820</b>	<b>2,1</b>	<b>35</b>
<b>Multi-si</b>	<b>13,2%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>2094</b>	<b>1,85</b>	<b>30</b>
<b>Cd-Te</b>	<b>8%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1191</b>	<b>2</b>	<b>30</b>
<b>Cd-Te</b>	<b>8%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1820</b>	<b>1,1</b>	<b>20</b>
<b>Cd-Te</b>	<b>8%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>2094</b>	<b>0,95</b>	<b>15</b>
<b>HCPV</b>	<b>27%</b>	<b>0,90</b>	<b>30</b>	<b>1191</b>	<b>2,9</b>	<b>45</b>
<b>HCPV</b>	<b>27%</b>	<b>0,90</b>	<b>30</b>	<b>1820</b>	<b>2</b>	<b>30</b>
<b>HCPV</b>	<b>27%</b>	<b>0,90</b>	<b>30</b>	<b>2094</b>	<b>1,1</b>	<b>25</b>

## 4.5 E. Carnevale, L. Lombardi, L. Zanchi [8]

Life Cycle Assessment of solar energy systems: Comparison of photovoltaic and water thermal heater at domestic scale [8]

### 4.5.1 Objetivo y alcance del estudio

En este artículo se realiza una comparación de los resultados del ciclo de vida entre sistemas de energía solar térmica y módulos fotovoltaicos basados en silicio y capa delgada como tecnologías que generalmente se instalan para cubrir parcialmente la demanda de energía de los hogares. Varios estudios se centraron en el rendimiento energético y ambiental de los colectores solares fotovoltaicos y solares, pero siempre se han analizado por separado, de ahí la razón de este estudio.

De este estudio solo nos interesan los resultados relativos a los módulos fotovoltaicos, obviando así la parte de energía solar térmica del artículo.

### 4.5.2 Definición del sistema

- Paneles en el tejado de un hogar. Localización: Italia. Se añade tabla con datos meteorológicos del lugar.
- Eco Indicator 95 (base de datos Ecoinvent 2.2)
- Reducción anual del rendimiento de la instalación al 90% de la potencia nominal en los primeros 10 años y al 80% en los siguientes 10. El rendimiento de la instalación se estableció en 85%, como el valor típico actual.
- La producción anual de electricidad se calculó como la suma de la producción mensual, a su vez calculada considerando el promedio diario de radiación solar para cada mes.
- Eficiencia de conversión es de  $C=0,37$
- Tiempo de vida de la instalación de 25 años, excepto para el inversor que se considera necesario un reemplazamiento a los 15 años.
- Se consideraron dos escenarios al final de vida útil. En el primero, denominado 'escenario 0', a la fase de desmantelamiento le sigue la eliminación en vertedero de todos los materiales. Mientras que, en el segundo escenario, denominado "escenario 1", a la etapa de desmantelamiento le siguen los tratamientos de reciclaje y la eliminación de residuos.

En la tabla siguiente se muestran los parámetros propios de los módulos estudiados.

Tabla 4-8. Datos técnicos de los sistemas fotovoltaicos analizados por Carnevale et al.

Parámetro		Mono-Si	Multi-Si	CdTe	CIS
Área de superficie del módulo	m <sup>2</sup>	1.64	1.64	0.72	1.07
n células	n	60	60	154	104
Potencia	W <sub>p</sub>	245	245	87.5	135
Eficiencia h	%	14.9	14.9	12.2	12.6
Marco del módulo		si	si	no	si
Peso del módulo	kg	25	25.3	22.2	29.8
Eficiencia BOS	%	85			
Estructura de montaje		Tejado inclinado			
Inversor	W	250			
Superficie de tejado total cubierta	m <sup>2</sup>	1.64	1.64	0.72	1.07

### 4.5.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

Los autores definen el tiempo de retorno energético como:

Ecuación 4-4. Cálculo del EPBT (Carnevale et al. [8])

$$EPTB = \frac{E_{producción} + E_{transporte} + E_I + E_{EOL}}{(E_{producida} - E_{O\&M})_{anual}}$$

$E_{producción}$ : energía demandada para la producción y procesamiento de materiales.

$E_{transporte}$ : energía demandada para transportes.

$E_I$ : para la instalación del sistema solar.

$E_{EOL}$ : para la gestión de final de vida.

$E_{producida}$ : energía anual producida.

$E_{O\&M}$ : energía primaria anual requerida para operación y mantenimiento.

En la Figura 4-5 se muestran los resultados del tiempo de retorno energético para cada tipo de tecnología fotovoltaica para cada escenario. Se observa que para el ‘escenario 1’ se obtienen tiempos de retorno notablemente menores debido al tratamiento de reciclaje y eliminación de residuos.

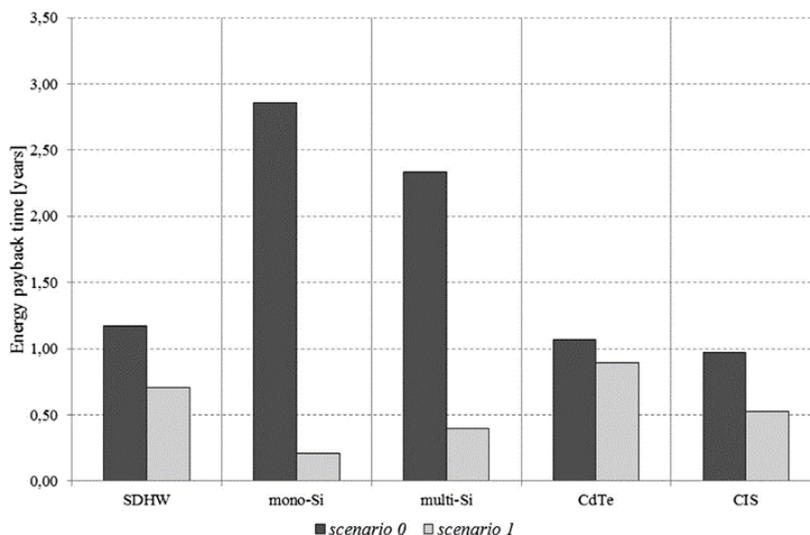


Figura 4-5. Valores de EPBT calculados para los dos casos de escenarios de final de vida propuestos por Carnevale et al. [8]

Tabla 4-9. Resumen de los resultados obtenidos por Carnevale et al. [8]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Mono-si (A)	14,9%	0,85	25	1559	2,8	NG
Mono-si (B)	14,9%	0,85	25	1559	0,2	59,3
Multi-si (A)	14,9%	0,85	25	1559	2,3	NG
Multi-si (B)	14,9%	0,85	25	1559	0,45	46,7
Cd-Te (A)	12,2%	0,85	25	1559	1,05	NG
Cd-Te (B)	12,2%	0,85	25	1559	0,92	60,2
CIS (A)	12,6%	0,85	25	1559	0,97	NG
CIS (A)	12,6%	0,85	25	1559	0,54	37,1

## 4.6 Blanca Corona, Lidia Escudero, Goulven Quéméré, Ignacio Luque-Heredia, Guillermo San Miguel [9]

Energy and environmental life cycle assessment of a high concentration photovoltaic power plant in Morocco [9]

### 4.6.1 Objetivo y alcance del estudio

El objetivo de este trabajo es evaluar el impacto ambiental de una planta fotovoltaica de alta concentración HCPV ubicada en Marruecos, determinando el impacto de esta tecnología en una amplia gama de categorías ambientales. Se espera que los resultados contribuyan a un mejor diseño y rendimiento medioambiental de la central eléctrica. También se realizó un análisis de sensibilidad sobre la esperanza de vida de 20, 25 y 30 años. Para cada escenario se determinó la demanda acumulada de energía y el tiempo de retorno de esta.

Se concluyó que el mix eléctrico local tiene una gran importancia debido a que la fabricación de los componentes de la central y el consumo eléctrico de la red presentan un alto impacto en el ciclo de vida. También se determinó que es recomendable un adecuado reciclaje de los materiales, ya que reduce considerablemente el impacto del sistema, y aumentar la esperanza de vida de 20 a 30 años, que mejora significativamente el comportamiento medioambiental de la instalación.

### 4.6.2 Definición del sistema

- Planta fotovoltaica de concentración situada 20 km al sur de Casablanca (Marruecos) de 1008 kWp.
- Irradiación del lugar: 1834 kWh/m<sup>2</sup>/año.
- La planta consta de 75 seguidores solares con accionamiento eléctrico de azimut y elevación. Cada seguidor solar contiene 4 de los llamados ‘megamódulos’, cada uno de los cuales consta de 12 módulos.
- Eficiencia de los módulos= 28,19%.
- Rendimiento de la instalación (PR)= 0,813.
- El tiempo de vida de la instalación es de 20 años. Se estudia también el caso de que el tiempo de vida sea de 25 y de 30 años.
- Coeficiente de 0,30 MJ/MJp. La degradación del sistema se estima en 0,6% para el primer año y en 0,4% para el resto.
- Para los cálculos se utilizó el método de evaluación ReCiPe Midpoint, software Simapro 8.1.0 y base de datos Ecoinvent v.3.
- En el análisis del ciclo de vida se evaluó la extracción de materiales y fabricación, transporte, construcción de la planta, operación y mantenimiento y desmantelamiento.

### 4.6.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

En este estudio el tiempo de retorno energético se calcula como:

Ecuación 4-5. Cálculo del EPBT (Blanca Corona et al. [9])

$$EPBT = \frac{E_{E\&M} + E_{transp} + E_{const} + E_{D\&D}}{\left(\frac{E_{agen}}{n_g}\right) - E_{O\&M}}$$

$E_{E\&M}$  = Consumo de energía primaria para la producción de materiales y la fabricación de componentes (MJ)

$E_{transp}$  = Uso de energía primaria para el transporte de componentes (MJ).

$E_{const}$  = Uso de energía primaria para la construcción e instalación de la planta (MJ).

$E_{D\&D}$  = Uso de energía primaria para el desmantelamiento y la gestión del final de la vida útil (MJ).

$E_{agen}$  = Generación anual de electricidad (MJ/año).

$E_{O\&M}$  = Consumo anual de energía primaria para operación y mantenimiento (MJ/año).

$n_g$  = Eficiencia de la red en términos de eficiencia media de conversión de energía primaria en electricidad. Este indicador no está disponible para Marruecos. Por lo tanto, se ha adoptado un valor estándar (0,30) similar a la utilizada en otras publicaciones.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los resultados más importantes obtenidos en este estudio.

Tabla 4-10. Resumen de los resultados obtenidos por Blanca Corona et al. [9]

<b>Tecnología</b>	<b>Eficiencia módulo</b>	<b>P.R.</b>	<b>Tiempo (años)</b>	<b>Irradiación (kWh/m<sup>2</sup>/año)</b>	<b>EPBT (años)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>
<b>HCPV (A)</b>	<b>28,19%</b>	<b>0,813</b>	<b>20</b>	<b>1834</b>	<b>0,862</b>	<b>53,7</b>
<b>HCPV (B)</b>	<b>28,19%</b>	<b>0,813</b>	<b>25</b>	<b>1834</b>	<b>0,891</b>	<b>45,6</b>
<b>HCPV (C)</b>	<b>28,19%</b>	<b>0,813</b>	<b>30</b>	<b>1834</b>	<b>0,904</b>	<b>40,2</b>

## 4.7 Satwant Dahiya, Thomas Vogt [11]

### COMPARATIVE LIFE CYCLE ASSESSMENT OF PV TECHNOLOGIES [11]

#### 4.7.1 Objetivo y alcance del estudio

Se realiza una evaluación comparativa entre los tipos de tecnología fotovoltaica (Multi-si, Mono-si, CdTe y CIGS) clasificándolas en función de su coeficiente de sostenibilidad. Para ello se lleva a cabo un ciclo de vida (ACV) para cada tecnología, determinando así los parámetros de estudio entre los que se encuentran el tiempo de retorno energético (EPBT), el GWP o el CED.

Los resultados del estudio son también comparados con artículos anteriores, los cuales han sido revisados y armonizados. Así se puede observar la evolución en la eficiencia y en el coste energético de las diferentes tecnologías en los últimos años.

#### 4.7.2 Definición del sistema

- Sistema sobre tejado conectado a red de 3 kWp.
- Se incluye en el análisis del ciclo de vida la obtención de materiales, fabricación del módulo, transporte, instalación y desmantelamiento del sistema.
- Irradiación propia del Sur de Europa (1700 kWh/m<sup>2</sup>/año), PR=0,75 y el tiempo de vida de la instalación es de 30 años.
- Se incluye BOS (estructura de montaje, cableado, 2 inversores de 2,5 kW y otros elementos electrónicos).
- Base de datos EcoInvent 3.1.
- Unidad funcional: 1 kWh de electricidad generada.

Tabla 4-11. Eficiencia y área de la superficie de los módulos analizados por Dahiya y Vogt. [11]

Tecnología	Eficiencia del módulo (%)	Área (m <sup>2</sup> )
Mono-Si	16,80	18,39
Multi-Si	15,58	19,83
CIGS	15,97	19,34
CdTe	13,84	22,32

#### 4.7.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

En la siguientes figuras se muestra una comparación tanto del GWP (Figura 4-6) como del tiempo de retorno energético (Figura 4-7) de las diferentes tecnologías fotovoltaicas indicando el porcentaje en el que se reduce cada resultado comparado con otros estudios.

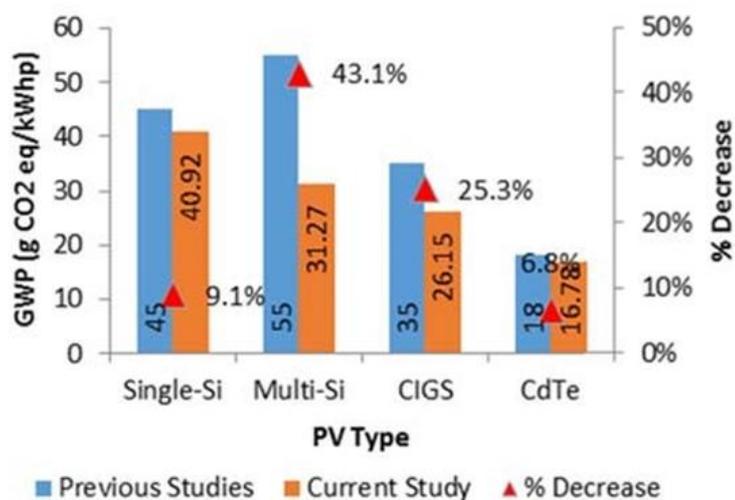


Figura 4-6. Comparación del GWP de las diferentes tecnologías fotovoltaicas consideradas por Dahiya y Vogt. [11]

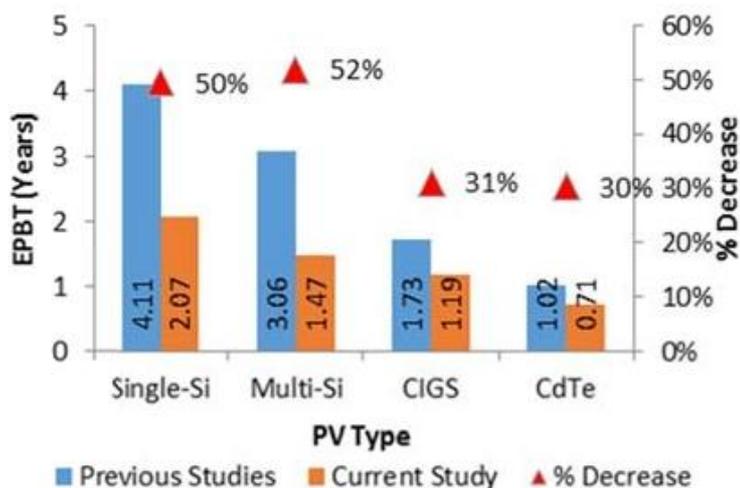


Figura 4-7. Comparación del EPBT de las diferentes tecnologías fotovoltaicas consideradas por Dahiya y Vogt. [11]

Tabla 4-12. Resumen de los resultados obtenidos por Dahiya y Vogt. [11]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Mono-si	16,80%	0,75	30	1700	2,07	40,92
Multi-si	15,58%	0,75	30	1700	1,47	31,27
Cd-Te	13,84%	0,75	30	1700	0,71	13,84
CIS	15,97%	0,75	30	1700	1,19	15,97

## 4.8 Seth B. Darling, Fengqi You [12]

### The case for organic photovoltaics [12]

#### 4.8.1 Objetivo y alcance del estudio

En este artículo, se presenta una comparación entre de la sostenibilidad a largo plazo de las instalaciones fotovoltaicas orgánicas con las de silicio y otras tecnologías fotovoltaicas tradicionales en términos de tiempo de recuperación de energía y potencial de calentamiento global, al mismo tiempo que se discuten las perspectivas de las aplicaciones de las células solares orgánicas. De este estudio se analizarán tan solo los resultados de los sistemas basados en módulos con tecnología tradicional.

#### 4.8.2 Definición del sistema

- Instalación sobre tejado con irradiación propia del Sur de Europa (1700 kWh/m<sup>2</sup>/año).
- PR=0,75

#### 4.8.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

En la siguiente tabla se resumen los resultados principales:

Tabla 4-13. Resumen de los resultados obtenidos por Darling y You. [12]

<b>Tecnología</b>	<b>Eficiencia módulo</b>	<b>P.R.</b>	<b>Tiempo (años)</b>	<b>Irradiación (kWh/m<sup>2</sup>/año)</b>	<b>EPBT (años)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>
<b>Mono-si</b>	<b>14%</b>	<b>0,75</b>	<b>N</b>	<b>1700</b>	<b>2,35</b>	<b>38</b>
<b>Multi-si</b>	<b>13,2%</b>	<b>0,75</b>	<b>N</b>	<b>1700</b>	<b>1,85</b>	<b>29</b>
<b>Cd-Te</b>	<b>8%</b>	<b>0,75</b>	<b>N</b>	<b>1700</b>	<b>0,65</b>	<b>16</b>
<b>Ribbon-si</b>	<b>8%</b>	<b>0,75</b>	<b>N</b>	<b>1700</b>	<b>1,4</b>	<b>22</b>

## 4.9 Suleiman A. Halasah, David Pearlmutter, Daniel Feuermann [20]

Field installation versus local integration of photovoltaic systems and their effect on energy evaluation metrics [20]

### 4.9.1 Objetivo y alcance del estudio

En este estudio se utiliza el análisis del ciclo de vida para evaluar los impactos energéticos de la energía fotovoltaica a diferentes escalas de integración en una región árida con una radiación solar especialmente alta (Aravá, Asia occidental). Se estudian parámetros interesantes para la evaluación de los sistemas, incluyendo el tiempo de retorno de energía (EPBT), el factor de retorno de energía (ERF) y las emisiones de CO<sub>2</sub> del ciclo de vida, teniendo en cuenta la energía incorporada de cada sistema y su producción eléctrica anual. Entre los sistemas examinados se encuentran sistemas de placa plana de tecnología tradicional (Multi-si, Mono-si, Ribbon, a-si, CdTe y CIS) y sistemas de concentración (SolFocus y Flatcon).

Los sistemas no concentradores, a pesar de su menor eficiencia en términos de unidad de superficie de módulo, presentan un mayor retorno de energía a lo largo del ciclo de vida y compensación de carbono por unidad de superficie.

### 4.9.2 Definición del sistema

- Instalación situada en Aravá (Asia occidental). Irradiación típica del lugar: 2150 kWh/m<sup>2</sup>/año.
- Se realiza un estudio de tecnologías fotovoltaicas de placa plana (Multi-si, Mono-si, Ribbon, a-si, CdTe y CIS) y de sistemas fotovoltaicos de concentración (SolFocus y Flatcon). De cada sistema se estudia dos tipos de instalación: sobre suelo y sobre tejado.
- Se tiene en cuenta en el análisis del ciclo de vida la fabricación de los módulos, transporte, BOS e inversor. No se especifica nada cerca del final del ciclo de vida de la instalación.
- Mix UCPTe con una eficiencia media de generación de la electricidad del 32%.
- Tiempo de vida de la instalación de 30 años con dos sustituciones del inversor durante este tiempo.
- Degradación anual del 1% en todos los tipos de instalaciones.

Tabla 4-14. Parámetros clave de las distintas tecnologías fotovoltaicas analizadas por Suleiman Halasah et al. [20]

Tipo de módulo (opciones de instalación)		Eficiencia nominal del módulo (%)	Coefficiente de temperatura (%/1C)
Placa plana	Mono-Si	14,0	0,38
	Multi-Si	13,5	0,4
	Ribbon	13,2	0,47
	Silicio amorfo	6	0,25
	CdTe	11,7	0,25
	CIS	12	0,35
Concentración (Seguimiento 2 ejes)	SolFocus (Diseño doble espejo)	25	0,046
	Flatcon (Diseño lentes Fresnel)	26	0,046

### 4.9.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

En primer lugar, se especifica la energía requerida de cada sistema para su funcionamiento y la producción eléctrica anual de cada sistema. En este estudio se diferencian para los sistemas de placa plana estructuras de seguimiento o estacionarias, así como diferentes opciones dentro de cada tipo. Se opta por analizar tan solo los resultados de los sistemas estacionarios orientados con la latitud del lugar.

En la Figura 4-8 se muestra la energía primaria necesaria para la fabricación y transporte de los módulos y BOS, diferenciando si se trata del caso de sistema sobre tejado o sobre suelo. Para los sistemas de placa plana, los valores se desglosan para el módulo fotovoltaico, el BOS para la instalación en tejado y el BOS adicional para la instalación en campo, mientras que para los sistemas HCPV (FLATCON y SolFocus) los valores son totales.

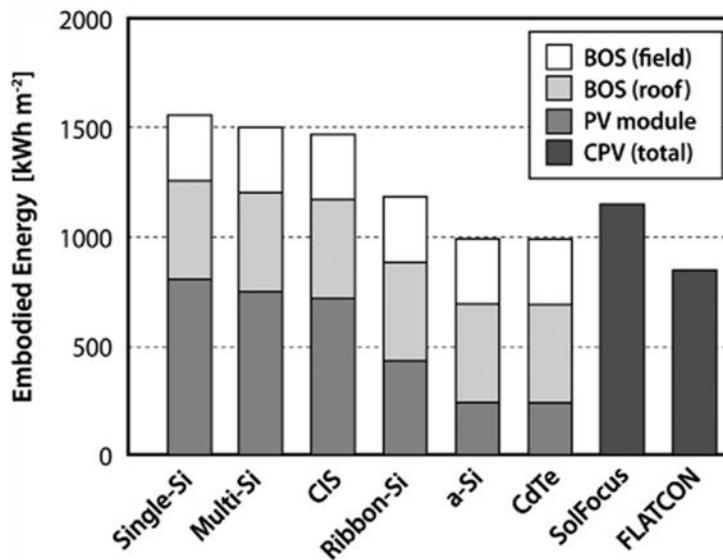


Figura 4-8. Energía inicial total incorporada para diferentes módulos fotovoltaicos estudiados por Suleiman Halasah et al. [20]

PV type	Tracking installations			Stationary	
	polar	N-S axis	E-W axis	tilt=lat.	tilt=0
CIS	271	259	234	223	205
CdTe	264	256	231	220	202
Ribbon-Si	294	282	254	242	222
Single-Si	315	302	273	260	238
Multi-Si	303	290	262	250	229
a-Si	137	131	119	113	104
III-V semi-conductor material	Two-axis tracking concentrators				
	FLATCON	501	SolFocus	482	

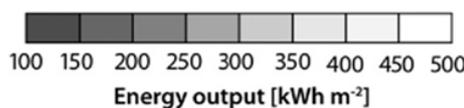


Figura 4-9. Energía anual total de salida de módulos fotovoltaicos individuales estudiados por Suleiman Halasah et al. [20]

En la siguiente tabla se resumen los resultados del tiempo de retorno energético y de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de cada instalación. La numeración de los sistemas de placa plana hace referencia al tipo de montaje: (A) si es sobre tejado y (B) si es sobre suelo.

La numeración de los sistemas de concentración hace referencia a si se trata del sistema SolFocus (A) o FLATCON (B).

Tabla 4-15. Resumen de los resultados obtenidos por Suleiman et al. [20]

<b>Tecnología</b>	<b>Eficiencia módulo</b>	<b>P.R.</b>	<b>Tiempo (años)</b>	<b>Irradiación (kWh/m<sup>2</sup>/año)</b>	<b>EPBT (años)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>
<b>Mono-si (A)</b>	<b>14%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>1,8</b>	<b>31,9</b>
<b>Mono-si (B)</b>	<b>14%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>2,3</b>	<b>37,2</b>
<b>Multi-si (A)</b>	<b>13,5%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>1,8</b>	<b>35,8</b>
<b>Multi-si (B)</b>	<b>13,5%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>2,3</b>	<b>43,1</b>
<b>a-Si (A)</b>	<b>6%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>2,3</b>	<b>85,3</b>
<b>a-Si (B)</b>	<b>6%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>3,3</b>	<b>109,1</b>
<b>Cd-Te (A)</b>	<b>11,7%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>1,2</b>	<b>42</b>
<b>Cd-Te (B)</b>	<b>11,7%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>1,7</b>	<b>55,2</b>
<b>CIS (A)</b>	<b>12%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>2</b>	<b>32,5</b>
<b>CIS (B)</b>	<b>12%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>2,5</b>	<b>44,5</b>
<b>Ribbon (A)</b>	<b>13,2%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>1,4</b>	<b>29,6</b>
<b>Ribbon (B)</b>	<b>13,2%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>1,8</b>	<b>37,4</b>
<b>HCPV (A)</b>	<b>25%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>0,8</b>	<b>21,6</b>
<b>HCPV (B)</b>	<b>26%</b>	<b>NG</b>	<b>30</b>	<b>2150</b>	<b>0,6</b>	<b>17,4</b>

## 4.10 Dirk Hengevoss, Corinna Baumgartner, Giovanni Nisato, Christoph Hugi [22]

Life Cycle Assessment and eco-efficiency of prospective, flexible, tandem organic photovoltaic module [22]

### 4.10.1 Objetivo y alcance del estudio

Los autores realizan un estudio sobre la situación actual de los módulos fotovoltaicos orgánicos que pueden ser integrados en edificios. Para ello, se realiza una comparación del ciclo de vida de estos nuevos módulos con otros de telurio de cadmio y silicio policristalino. Aunque el estudio se centra en la producción y posterior funcionamiento de los módulos orgánicos, podemos obtener información relevante acerca de los impactos ambientales en la producción y los costes nivelados esperados de la electricidad de los módulos de telurio de cadmio y silicio policristalino.

### 4.10.2 Definición del sistema

- Paneles instalados en techo en sur de Europa (1800 kWh/m<sup>2</sup>/a).
- Base de datos Ecoinvent 2.2, software EMIS 5.7.
- Tiempo de vida de 30 años tanto para la instalación de telurio de cadmio como para la de silicio policristalino.
- Rendimiento de la instalación (PR) de 0,77 para la instalación de telurio de cadmio y de 0,75 para la de silicio policristalino.
- Se contempla una degradación anual para ambas tecnologías del 0,67%
- BOS incluye cables, inversor y sistema de montaje.
- No es incluido en el análisis el desmantelamiento de los módulos al final de su vida ni la fase de reciclado.
- Mix europeo (UCTE) / Mix China.

### 4.10.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

En este estudio, los autores usan, el tiempo de retorno energético (EPBT) y el potencial de calentamiento global (GWP) para comparar los impactos ambientales de un prototipo flexible OPV con módulos multi-Si y CdTe. Los resultados que nos interesan son los de los módulos convencionales.

El área del módulo fotovoltaico es de 1 m<sup>2</sup> y la electricidad generada es de 1 kW h. Se utilizan como unidades funcionales para comparar las funciones de producción y los impactos ambientales de la generación eléctrica.

En la Figura 4-10 puede observarse como el requerimiento de energía primaria de los módulos de silicio policristalino es mayor (3013 MJ-eq) que la de telurio de cadmio (1261 MJ-eq). También es considerablemente mayor el GWP en la producción del módulo de silicio policristalino (194 kg CO<sub>2</sub>-eq) si lo comparamos con módulos de CdTe (78 kg CO<sub>2</sub>-eq).

La principal razón de los mayores impactos de las tecnologías fotovoltaicas típicas es la utilización de recursos más contaminantes. Para 1 m<sup>2</sup> de un módulo multi Si, se requiere la producción de aproximadamente 60 celdas multi-Si, incluido la laminación y el aislamiento. En contra, el módulo OPV flexible consiste principalmente en PET, pequeñas cantidades de sustancias orgánicas e inorgánicas como la plata o óxido de zinc.

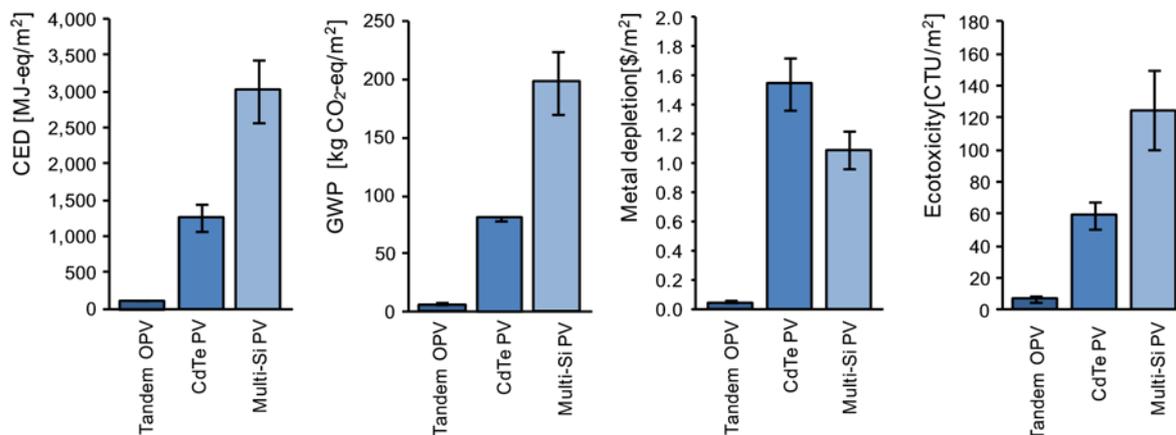


Figura 4-10. CED, GWP, reducción de metales y ecotoxicidad de la producción de 1 m<sup>2</sup> de módulos OPV, CdTe y Multi-Si. (Hengevoss et al. [22])

En la siguiente figura se compara, teniendo en cuenta todo el sistema (módulo y BOS), el EPBT y GWP por kWh de electricidad procedente del Multi-si, CdTe en tejado y OPV tándem flexible (8% PCE) calculados para una irradiación solar de 1800 kWh/(m<sup>2</sup>a) como en el sur de Europa. Los escenarios de la OPV consideran que la vida útil prevista de los módulos es de 15 años, una degradación anual del 1,3% y un rendimiento de 0,75 como conservadores y 20 años, 1% y 0,9 como optimistas. Los escenarios para CdTe y Multi-si en tejados distinguen entre mix energético de Europa (hidro/UCTE) y China. EPBT y GWP se asignan a los módulos fotovoltaicos y BOS para mostrar la relevancia medioambiental de estos componentes.

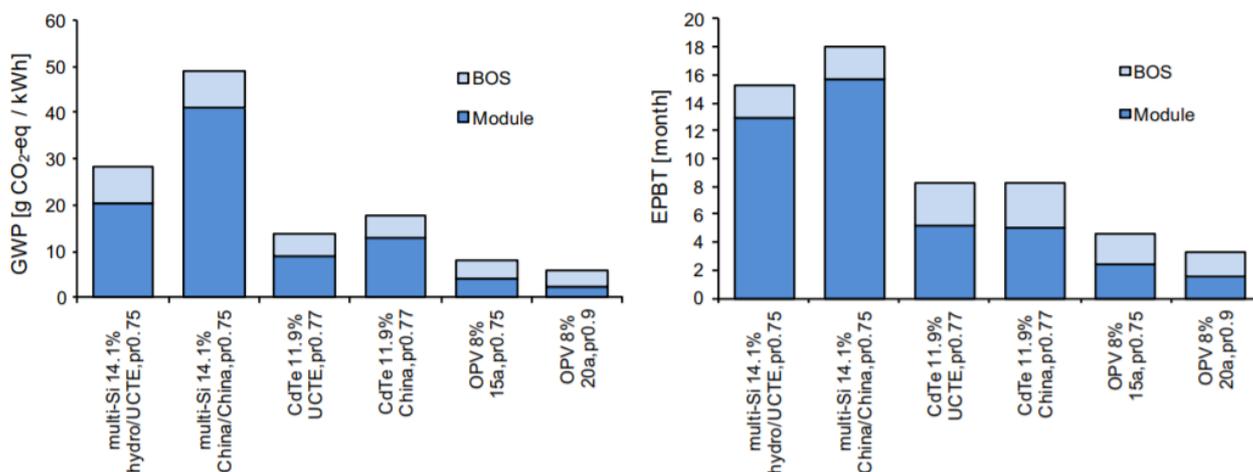


Figura 4-11. EPBT y GWP por kWh de electricidad para las instalaciones analizadas por Hengevoss et al. [22]

Tabla 4-16. Resumen de los resultados obtenidos por Hengevoss et al. [22]

<b>Tecnología</b>	<b>Eficiencia módulo</b>	<b>P.R.</b>	<b>Tiempo (años)</b>	<b>Irradiación (kWh/m<sup>2</sup>/año)</b>	<b>EPBT (años)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>
<b>Multi-si (Euro)</b>	<b>14,1%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1800</b>	<b>1,32</b>	<b>20,6</b>
<b>Cd-Te (Euro)</b>	<b>11,9%</b>	<b>0,77</b>	<b>30</b>	<b>1800</b>	<b>0,71</b>	<b>9</b>
<b>Multi-si (China)</b>	<b>14,1%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1800</b>	<b>1,56</b>	<b>41,3</b>
<b>Cd-Te (China)</b>	<b>11,9%</b>	<b>0,77</b>	<b>30</b>	<b>1800</b>	<b>0,72</b>	<b>13,1</b>

## 4.11 Dikai Huang, Tai Yu [23]

### Study on Energy Payback Time of Building Integrated Photovoltaic System [23]

#### 4.11.1 Objetivo y alcance del estudio

Este documento evalúa el impacto medioambiental de sistemas fotovoltaicos integrados en edificio utilizando una evaluación del ciclo de vida de 3 tipos de células solares diferentes: silicio monocristalino, silicio policristalino y silicio amorfo. Para evaluar la sostenibilidad y el respeto del medio ambiente de la energía se utilizaron tres indicadores comunes como lo son el tiempo de recuperación de la energía (EPBT), el tiempo de recuperación de las emisiones de gases de efecto invernadero y la tasa de emisión de gases de efecto invernadero.

El ciclo de vida del sistema fotovoltaico es completo, es decir, desde la obtención del silicio, la fabricación de baterías y el montaje de módulos fotovoltaicos, hasta la producción del BOS, el transporte, la instalación, el montaje y el proceso de reciclaje. Estos procesos consumirán una cierta cantidad de energía y con emisiones de gases de efecto invernadero.

#### 4.11.2 Definición del sistema

- Los autores calcularon la producción para 5 regiones de China con diferente irradiación. El sistema recibe una irradiación de 3344,4180,5016,5852 o 6680(MJ/ m<sup>2</sup>/yr), siendo la región 1 la de mayor irradiación (6680 MJ/ m<sup>2</sup>/yr) y 5 la de menor (3344 MJ/ m<sup>2</sup>/yr).
- Sistema montado sobre tejado, conectado a red y PR=0,75.
- El tiempo de vida de los módulos fotovoltaicos se estima en 30 años. No se especifica ningún tipo de reemplazamiento.
- El coeficiente de conversión se estima en 0,35.
- Las tecnologías fotovoltaicas estudiadas presentan la siguiente eficiencia: 14% Mono-si, 13,2% Multi-si y 6,6% silicio amorfo.
- Se incluye en el ciclo de vida la producción de los módulos, el transporte de estos, BOS, inversor y reciclaje de los módulos fotovoltaicos.

#### 4.11.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

El tiempo de retorno energético se calcula como:

Ecuación 4-6. Cálculo del EPBT (Dikai Huang et al. [23])

$$EPBT = \frac{E_{entrada} + E_{BOS}}{E_{salida}}$$

Donde:

$E_{entrada}$  = energía primaria consumida por los módulos fotovoltaicos en su ciclo de vida, incluyendo la producción de los componentes, transporte de los materiales, instalación de los componentes, operación y mantenimiento, desmantelamiento y reciclaje.

$E_{BOS}$  = energía consumida por los componentes del sistema (BOS), entre los que se incluye estructura, cableado, dispositivos electrónicos, inversor y batería.

$E_{salida}$  = energía primaria media anual producida por el sistema fotovoltaico.

Se muestran a continuación (Figuras 1,2 y 3) un desglose de la energía primaria consumida por el sistema fotovoltaico en su ciclo de vida. Se observa que la mayor parte de la energía se dedica a la fabricación del propio modulo fotovoltaico. El sistema de basado en silicio amorfo necesita mucha menos energía en todo su ciclo de vida que los sistemas de silicio monocristalino y policristalino.

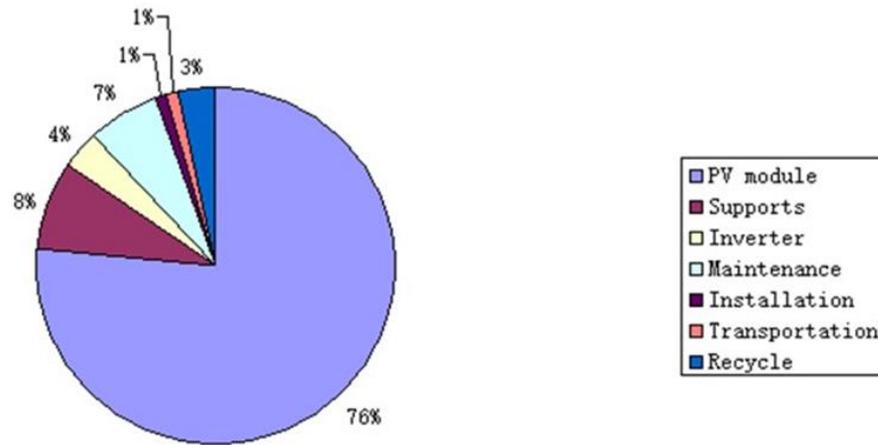


Figura 4-12. Energía consumida por un sistema fotovoltaico de silicio monocristalino (7460MJ/ m<sup>2</sup>) según Dikai Huang et al. [23]

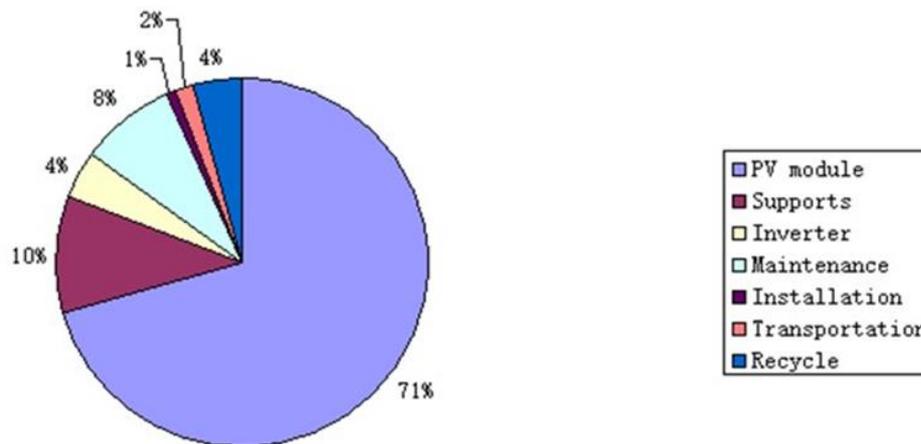


Figura 4-13. Energía consumida por un sistema fotovoltaico de silicio policristalino (5950MJ/ m<sup>2</sup>) según Dikai Huang et al. [23]

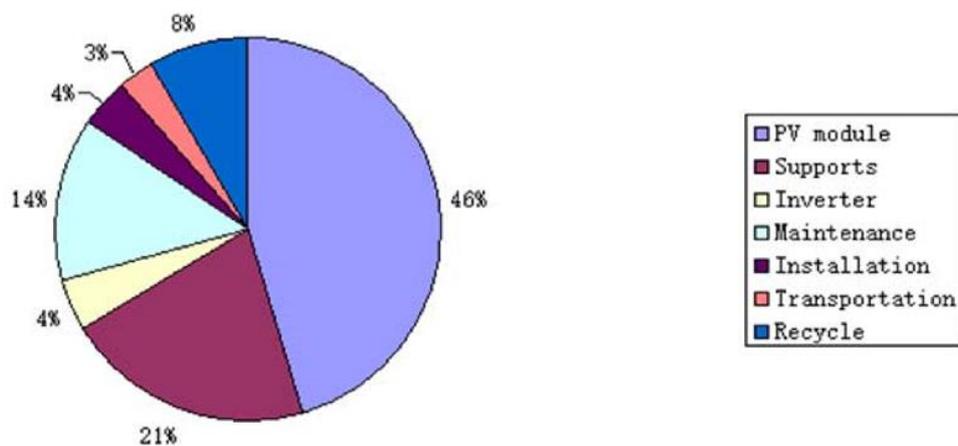


Figura 4-14. Energía consumida por un sistema fotovoltaico de silicio amorfo (2880MJ/m<sup>2</sup>) según Dikai Huang et al. [23]

Por último, en la Figura 4 se muestra el tiempo de retorno energético para cada tecnología fotovoltaica y para cada región estudiada. Si se analizan los resultados, se entiende que a pesar de que el módulo de silicio amorfo posee una eficiencia mucho menor que sus competidores, en este caso Mono-si y Multi-si, el tiempo de retorno energético es menor debido a que es su ciclo de vida el módulo de silicio amorfo requiere un consumo de energía primaria mucho menor.

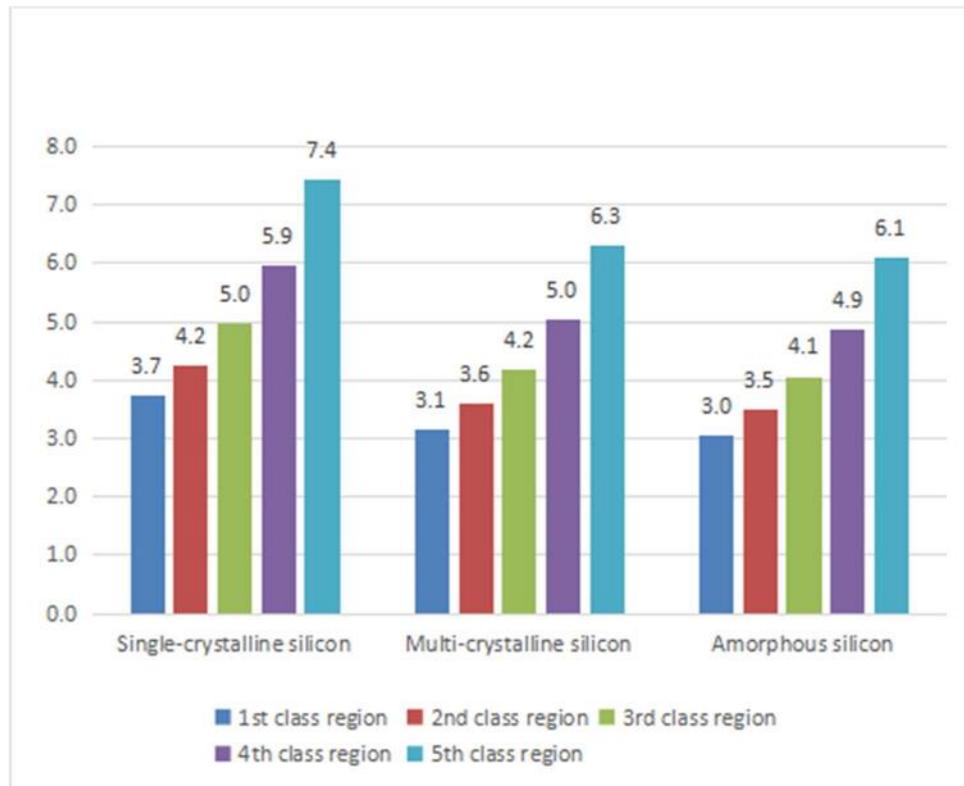


Figura 4-15. Tiempo de retorno energético (EPBT) de cada tecnología estudiada por Dikai Huang et al. [23]

Tabla 4-17. Resumen de los resultados obtenidos por Dikai Huang et al. [23]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Mono-si (1)	14%	0,75	30	928,89	7,4	N
Mono-si (2)	14%	0,75	30	1161,11	5,9	N
Mono-si (3)	14%	0,75	30	1393,33	5	N
Mono-si (4)	14%	0,75	30	1625,56	4,2	N
Mono-si (5)	14%	0,75	30	1855,56	3,7	N
Multi-si (1)	13,2%	0,75	30	928,89	6,3	N
Multi-si (2)	13,2%	0,75	30	1161,11	5	N
Multi-si (3)	13,2%	0,75	30	1393,33	4,2	N
Multi-si (4)	13,2%	0,75	30	1625,56	3,6	N
Multi-si (5)	13,2%	0,75	30	1855,56	3,1	N
a-si (1)	6,6%	0,75	30	928,89	6,1	N
a-si (2)	6,6%	0,75	30	1161,11	4,9	N
a-si (3)	6,6%	0,75	30	1393,33	4,1	N
a-si (4)	6,6%	0,75	30	1625,56	3,5	N
a-si (5)	6,6%	0,75	30	1855,56	3	N

## 4.12 Byung-ju Kim, Ji-yong Lee, Kyung-hwan Kim, Tak Hur [28]

Evaluation of the environmental performance of sc-Si and mc-Si PV systems in Korea [28]

### 4.12.1 Objetivo y alcance del estudio

En este estudio, se investigan los problemas ambientales asociados con los sistemas fotovoltaicos (PV) basados en el silicio en Corea utilizando el ciclo de vida (LCA). Los sistemas FV objetivo son módulos de silicio monocristalino (sc-Si) y de silicio policristalino (mc-Si). Para ello se analiza el EPBT, GWP y tiempo de retorno del CO<sub>2</sub>.

### 4.12.2 Definición del sistema

- Los sistemas objetivo en este estudio son sistemas fotovoltaicos de Si de 100 kWp que se componen de módulos silicio monocristalino/policristalino con un sistema de acondicionamiento de potencia (PCS) de 100 kWp y un sistema fijo montado en el suelo (BOS).
- Se diferencia dos casos: caso base y caso de mejor eficiencia. Las eficiencias de conversión de la "hipótesis de base" se basan en la recopilación de datos primarios, y las de la "hipótesis de la mejor eficiencia" se refieren a la bibliografía del NREL.
- Las emisiones de gases se realizan con datos del IPCC 1996 en el tiempo de 100 años.
- Software SimaPro 7.1.
- Se tiene en cuenta en el estudio la fabricación, funcionamiento y el mantenimiento y reciclaje de los módulos, inversor y BOS.
- Tiempo de vida de la instalación de 30 años. No obstante, se debe realizar sustitución de piezas del inversor cada 10 años.

Tabla 4-18. Especificaciones de las propiedades de los sistemas fotovoltaicos tratados por Byung-ju Kim et al. [28]

	Caso Base		Caso de mejor eficiencia	
	sc-Si	mc-Si	sc-Si	mc-Si
Eficiencia conversión (%)	15,96	14,91	27,60	20,40
Área del módulo (m <sup>2</sup> )	626,57	670,69	362,32	492,61
Tiempo de vida (años)	30	30	30	30
PR (%)	80	80	80	80
Irradiación media anual en Corea (kW h/m <sup>2</sup> /yr)	1310,35	1310,35	1310,35	1310,35
Electricidad total generada (kW h)	3144840	3144840	3144840	3144840

### 4.12.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

El cálculo del tiempo de retorno energético y de los kgCO<sub>2</sub> equivalentes de la instalación se realiza de la siguiente forma:

Ecuación 4-7. Cálculo del EPBT (Byung-ju Kim et al. [28])

$$\text{Tiempo de retorno energético (EPBT, año)} = \frac{E_{\text{requerida}}}{E_{\text{generación anual}}}$$

Donde

$E_{\text{requerida}}$  = energía primaria total requerida por el sistema durante su ciclo de vida (MJ).

$E_{\text{generación anual}}$  = energía primaria anual generada por el sistema (MJ/año).

Ecuación 4-8. Reducción CO<sub>2</sub> neta (Byung-ju Kim et al. [28])

$$\text{Reducción CO}_2 \text{ Neta} = (\text{CO}_2_{\text{reducción anual}} \times \text{Tiempo de vida}) - \text{CO}_2_{\text{emisiones totales}}$$

Donde

$\text{CO}_2_{\text{emisiones totales}}$  = emisiones CO<sub>2</sub> totales durante la etapa del ciclo del sistema (g CO<sub>2</sub>equiv.).

$\text{CO}_2_{\text{reducción anual}}$  = reducción anual de CO<sub>2</sub> por a introducción del sistema (g CO<sub>2</sub>equiv./año).

En la siguiente tabla se muestra la reducción de los gases de efecto invernadero de las tecnologías estudiadas para ambos casos. Los sistemas Mono-Si y Multi-Si en el caso base emiten 41.8 g CO<sub>2</sub> equiv. y 31.5 g CO<sub>2</sub> equiv., respectivamente, en la generación de 1 kWh eléctricos. Representa solo el 8,4% y 6,4% del resultado del GWP para el mix energético de Corea (494.9 g CO<sub>2</sub> equiv. por kWh).

Tabla 4-19. GWP del ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos sc-Si y mc-Si con mix coreano (Byung-ju Kim et al. [28]).

Categoría	Subcategoría	GWP (g CO <sub>2</sub> equiv/kW h)
Mix Corea		494.89
Sistema FV sc-Si (15.96%)	Módulo FV	32.57
	PCS	7.84
	BOS	1.35
Sistema FV mc-Si (14.91%)	Módulo FV	22.25
	PCS	7.84
	BOS	1.45
Sistema FV sc-Si (27.60%)	Módulo FV	18.83
	PCS	7.84
	BOS	0.78
Sistema FV mc-Si (20.30%)	Módulo FV	16.34
	PCS	7.84
	BOS	1.07

En la siguiente figura se representa el tiempo de retorno energético de las dos tecnologías objetivo en este estudio para ambos casos. Lógicamente, el EPBT es mucho menor para el caso de mayor eficiencia, pero no se aprecia una notable diferencia entre ambas tecnologías dentro de un mismo caso.

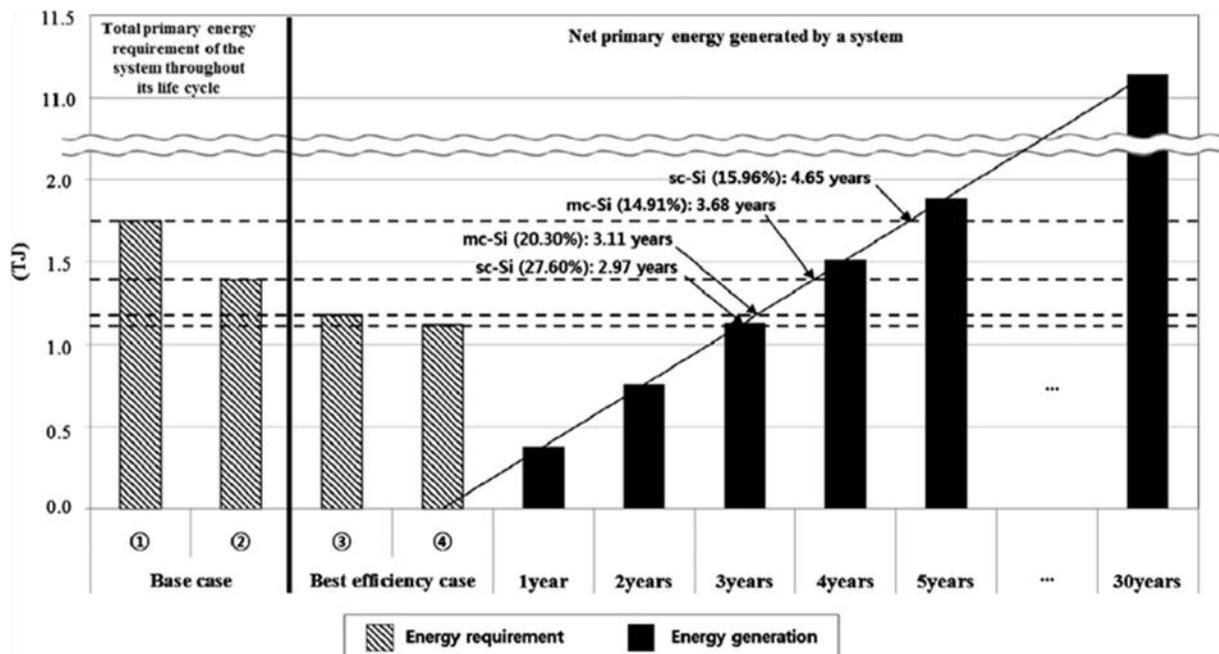


Figura 4-16. Tiempos de retorno energético para los sistemas fotovoltaicos sc-Si y mc-Si estudiados por Byung-ju Kim et al. [28].

Tabla 4-20. Resumen de los resultados obtenidos por Byung-ju et al. [28]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Mono-si (Caso base)	15,96%	0,8	30	1310,35	4,65	41,8
Multi-si (Caso base)	14,91%	0,8	30	1310,35	3,68	31,5
Mono-si (Max $\eta$ )	27,60%	0,8	30	1310,35	2,97	27,5
Multi-si (Max $\eta$ )	20,40%	0,8	30	1310,35	3,11	25,8

## 4.13 Hyoungseok Kim, Kyoungsoon Cha, Vasilis M. Fthenakis, Parikhit Sinha, Tak Hur [29]

### Life cycle assessment of cadmium telluride photovoltaic (CdTe PV) systems [29]

#### 4.13.1 Objetivo y alcance del estudio

En este estudio, se analizan las demandas energéticas de los sistemas de generación de energía fotovoltaica de telurio de cadmio (CdTe) de 100 kWp en Malasia mediante la evaluación del ciclo de vida utilizando indicadores importantes como el potencial de calentamiento global (GWP), el consumo de combustibles fósiles, el tiempo de recuperación de energía y el tiempo de recuperación de CO<sub>2</sub>.

A continuación, se compararon los resultados con otras tecnologías fotovoltaicas: Mono-Si, Multi-Si, Ribbon-Si, a-Si y CIS. El rendimiento energético del sistema fotovoltaico de CdTe se ha comprobado que es superior a otros sistemas fotovoltaicos basados en Si.

#### 4.13.2 Definición del sistema

- El estudio se centra en la tecnología de telurio de cadmio (eficiencia 11,2%) y su impacto ambiental. No obstante, se incluye un apartado en el que se compara esta tecnología con otras comunes y contiene información de utilidad. Los tipos de módulos comparados, aparte de CdTe, son: Mono-Si (15,4%), Multi-Si (13,5%), Ribbon-Si (15%), CIS (10%) y a-Si (6,45%).
- Mix energético propio de Malasia.  $F_{mix} = 0.613 \text{ kgCO}_2\text{eq/kWh}$ .
- Paneles montados sobre el suelo. Irradiación media de Malasia (1810,4 kWh/m<sup>2</sup>/año). Instalación de 100 kWp con un rendimiento de 80% (PR).
- El sistema tiene un tiempo de vida de 30 años, generando 3910464 kWh a lo largo de los 30 años considerando degradación del sistema.
- Base de datos EcoInvent.
- En el análisis se incluye la producción del panel, el inversor, BOS, desmantelamiento y reciclaje.

#### 4.13.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

El tiempo de retorno energético en este estudio se calcula de la siguiente forma:

Ecuación 4-9. Cálculo del EPBT (Hyoungseok Kim et al. [29])

$$EPBT = \frac{E_{mat} + E_{manuf} + E_{trans} + E_{inst} + E_{EOL}}{\left(\frac{E_{agen}}{\eta_G}\right) - E_{O\&M}}$$

$E_{mat}$ ,  $E_{manuf}$ ,  $E_{trans}$ ,  $E_{inst}$  y  $E_{EOL}$  son la energía primaria demandada para producir los materiales del módulo, para manufacturar el sistema fotovoltaico, para transportar los materiales durante el ciclo de vida para instalar el sistema y para el final del ciclo de vida.

$E_{agen}$  es la electricidad anual generada con eficiencia  $\eta_G$ .

$E_{O\&M}$  energía primaria anual dedicada a la operación y mantenimiento.

A continuación, se desarrolla la expresión:

Ecuación 4-10. Desarrollo cálculo EPBT (Hyoungseok Kim et al. [29])

$$\begin{aligned}
 EPBT &= \frac{E_{\text{Entrada}}}{\text{generación eléctrica anual por el sistema de CdTe} \times \text{energía primaria evitada}} \\
 &= \frac{E_{\text{Entrada}}}{\text{generación eléctrica media anual} \times \text{Mix energía primaria de Malasia}} \\
 &= \frac{973,553 \text{ MJ}}{3910464 \frac{\text{kWh}}{30 \text{ años}} \times 7,96 \text{ MJ} \times 1 \text{ año}} = 0,94 \text{ años.}
 \end{aligned}$$

En las siguientes figuras se puede observar en primer lugar un desglose de los consumos energéticos propios del sistema fotovoltaico de telurio de cadmio. La mayor parte de la energía se dedica a la fabricación del módulo. A continuación, se compara el GWP (gCO<sub>2</sub>eq/kWh) de las diferentes tecnologías planteadas en este estudio.

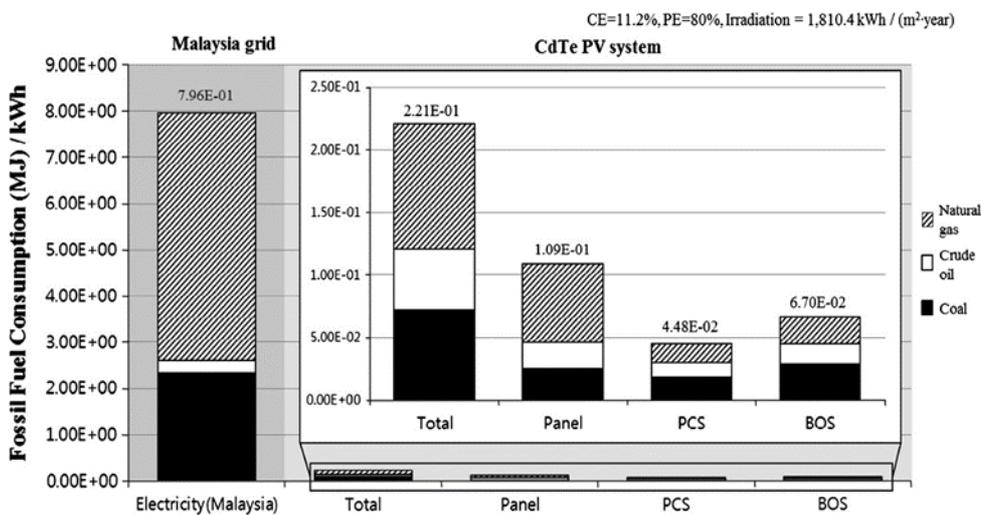


Figura 4-17. Resultados del consumo de combustibles fósiles para un sistema fotovoltaico CdTe estudiado por Hyoungeok Kim et al. [29]

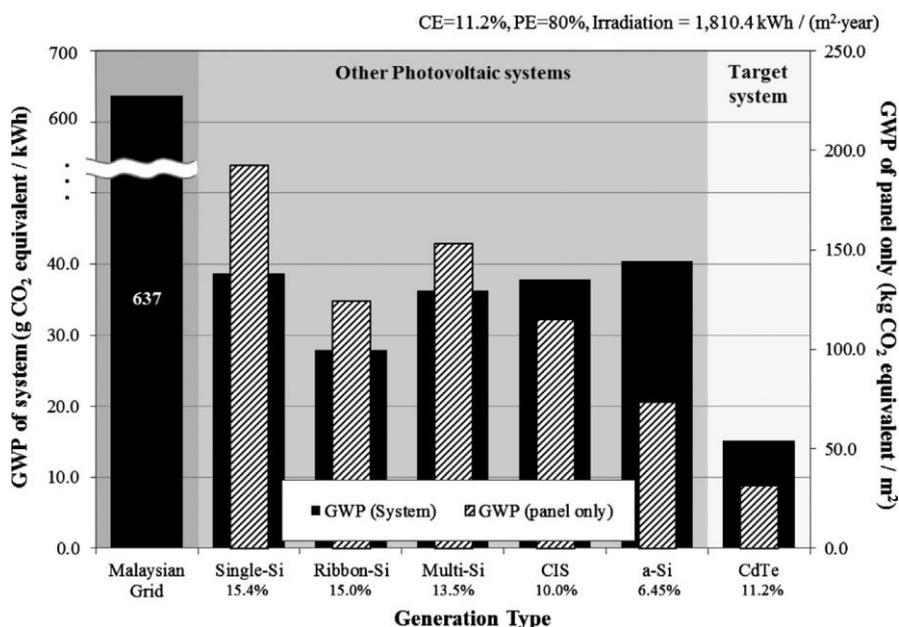


Figura 4-18. Comparación del GWP del sistema FV de CdTe y del panel con otras tecnologías FV (Hyoungseok Kim et al.). [29]

Tabla 4-21. Resumen de los resultados obtenidos por Hyoungseok Kim et al. [29]

<b>Tecnología</b>	<b>Eficiencia módulo</b>	<b>P.R.</b>	<b>Tiempo (años)</b>	<b>Irradiación (kWh/m<sup>2</sup>/año)</b>	<b>EPBT (años)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>
<b>Mono-si</b>	<b>15,4%</b>	<b>0,8</b>	<b>30</b>	<b>1810,4</b>	<b>NG</b>	<b>38,7</b>
<b>Multi-si</b>	<b>13,5%</b>	<b>0,8</b>	<b>30</b>	<b>1810,4</b>	<b>NG</b>	<b>36,2</b>
<b>a-Si</b>	<b>6,45%</b>	<b>0,8</b>	<b>30</b>	<b>1810,4</b>	<b>NG</b>	<b>40,4</b>
<b>Cd-Te</b>	<b>11,20%</b>	<b>0,8</b>	<b>30</b>	<b>1810,4</b>	<b>0,94</b>	<b>15,1</b>
<b>CIS</b>	<b>10%</b>	<b>0,8</b>	<b>30</b>	<b>1810,4</b>	<b>NG</b>	<b>37,9</b>
<b>Ribbon Si</b>	<b>15%</b>	<b>0,8</b>	<b>30</b>	<b>1810,4</b>	<b>NG</b>	<b>28</b>

#### 4.14 Norasikin Ahmad Ludin, Nur Ifthitah Mustafa, Marlia M. Hanafiah, Mohd Adib Ibrahim, Mohd Asri Mat Teridi, Suhaila Sepeai, Azami Zaharim, Kamaruzzaman Sopian [32]

Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review [32]

##### 4.14.1 Objetivo y alcance del estudio

Este artículo revisa y analiza los estudios de ACV sobre tecnologías fotovoltaicas solares de silicio y película delgada. Se revisaron y resumieron tres métodos de evaluación de impacto en LCA: suma de energía requerida (CED), el tiempo de recuperación de energía (EPBT) y la tasa de emisión de gases de efecto invernadero, basados en datos e información publicados.

Los resultados muestran que la tecnología fotovoltaica de silicio monocristalino tiene el mayor consumo de energía, el EPBT más largo y la mayor tasa de emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con otras tecnologías fotovoltaicas.

##### 4.14.2 Definición del sistema

En este estudio, al ser una revisión y resumen de distintos artículos sin luego una armonización de las variables del sistema (irradiación, PR, generación, eficiencia, etc.), no existen unas condiciones uniformes, sino que nos encontramos con unas distintas en cada artículo revisado.

De todos los artículos tratados en esta revisión, seleccionamos tan solo aquellos posteriores a 2013 y que no hayan sido tratados anteriormente en este trabajo.

Tabla 4-22. Características principales de las instalaciones con tecnología de silicio monocristalino posteriores a 2013 revisadas en el estudio de Norasikin Ludin et al. [32]

Autores	Tecnología	Año	Localización	Tipo de montaje	CED (MJ/m <sup>2</sup> )
Chen et al. (1A)	Mono-Si	2015	China	NA	653,22
Chen et al. (1A)	Mono-Si	2015	China	NA	653,22
Hou G. et al. (2a)	Mono-Si	2016	Noroeste de China	Sobre el suelo	1186,47
Hou G. et al. (2b)	Mono-Si	2016	Este de China	Sobre el suelo	1123,11

Tabla 4-23. Características principales de las instalaciones con tecnología de silicio policristalino posteriores a 2013 revisadas en el estudio de Norasikin Ludin et al. [32]

Autores	Tecnología	Año	Localización	Tipo de montaje	CED (MJ/m <sup>2</sup> )
Hou G. et al. (2a)	Multi-si	2016	Noroeste de China	Sobre el suelo	1094,31
Hou G. et al. (2b)	Multi-si	2016	Este de China	Sobre el suelo	1034,41
N. Stylos et al. (C)	Multi-si	2013	Nísiros (Grecia)	Sobre el suelo	9045 GJ (incluido BOS)

Yue et al. (D)	Multi-si	2014	Sur de Europa	Tejado	3010
Y. Fu et al. (E)	Multi-si	2015	China	Sobre el suelo	2522
Tan Y. S. et al. (6a)	Multi-si	2018	Singapur	Tejado	1037,6
Tan Y. S. et al. (6b)	Multi-si	2018	Singapur	Tejado	1037,6

#### 4.14.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

Tabla 4-24. Resumen de los resultados obtenidos por Norasikin Ludin et al. [32]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
<b>Mono(1A)</b>	<b>15,7%</b>	<b>NG</b>	<b>25</b>	<b>1139</b>	<b>0,42</b>	<b>5,6</b>
<b>Mono(1B)</b>	<b>15,7%</b>	<b>NG</b>	<b>25</b>	<b>2453</b>	<b>0,91</b>	<b>12,07</b>
<b>Mono(2A)</b>	<b>17%</b>	<b>0,75</b>	<b>25</b>	<b>1600</b>	<b>1,7</b>	<b>65,2</b>
<b>Mono(2B)</b>	<b>17%</b>	<b>0,70</b>	<b>25</b>	<b>1200</b>	<b>2,3</b>	<b>87,3</b>
<b>Multi(2A)</b>	<b>17,5%</b>	<b>0,75</b>	<b>25</b>	<b>1600</b>	<b>1,6</b>	<b>60,13</b>
<b>Multi(2B)</b>	<b>17,5%</b>	<b>0,70</b>	<b>25</b>	<b>1200</b>	<b>2,1</b>	<b>81,0</b>
<b>Multi(C)</b>	<b>14%</b>	<b>0,67</b>	<b>30</b>	<b>1797</b>	<b>NG</b>	<b>6,04</b>
<b>Multi(D)</b>	<b>13,2%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1700</b>	<b>1,6</b>	<b>31,8</b>
<b>Multi(E)</b>	<b>16%</b>	<b>0,8</b>	<b>25</b>	<b>1263,6</b>	<b>2,52</b>	<b>50,9</b>
<b>Multi(6A)</b>	<b>15,9%</b>	<b>0,785</b>	<b>30</b>	<b>1037,6</b>	<b>1,01</b>	<b>20,9</b>
<b>Multi(6B)</b>	<b>16,7%</b>	<b>0,785</b>	<b>30</b>	<b>1037,6</b>	<b>1,11</b>	<b>30,2</b>

#### 4.15 Wei Luo, Yong Sheng Khoo, Abhishek Kumar, Jonathan Sze Choong Low, Yanmin Li, Yee Shee Tan, Yan Wang, Armin G. Aberle, Seeram Ramakrishna [33]

A comparative life-cycle assessment of photovoltaic electricity generation in Singapore by multicrystalline silicon technologies [33]

##### 4.15.1 Objetivo y alcance del estudio

Este documento presenta una evaluación comparativa del ciclo de vida de la generación de electricidad fotovoltaica (FV) en Singapur mediante diversas tecnologías fotovoltaicas. Se investigan tres módulos silicio policristalino (Multi-si) diferentes. Se considera todo el ciclo de vida completo, desde la extracción de arena de sílice hasta la instalación del sistema fotovoltaico. El tiempo de retorno de la energía (EPBT) y las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG) se utilizan como indicadores para evaluar los impactos ambientales de la generación de electricidad fotovoltaica.

El estudio muestra que el cambio de la tecnología convencional de células Al-BSF (superficie posterior de aluminio) a la tecnología de células PERC de última generación mejorará los parámetros de EPBT y GHG del sistema fotovoltaico. Por último, el estudio también demuestra que los beneficios medioambientales (en términos de emisiones de EPBT y GHG) de la generación de electricidad fotovoltaica pueden mejorarse significativamente utilizando el diseño de módulos fotovoltaicos de doble vidrio sin marco.

##### 4.15.2 Definición del sistema

- Sistema sobre tejado instalado en Singapur. Irradiación anual de 1580 kWh/m<sup>2</sup>.
- Las emisiones de gases son estudiadas con datos del IPCC 2013. Se utiliza base de datos EcoInvent. Fmix= 0,4846 kg CO<sub>2</sub>-eq/ kWh y el factor de conversión de la energía= 0,1174 kWh/MJprim (Datos propios de Singapur).

Tabla 4-25. Detalles de los tres sistemas fotovoltaicos silicio policristalino investigados por Wei Lou et al. [33]

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Tipo	Multi-si	Multi-si	Multi-si
Tecnología de célula	Al-BSF	PERC	PERC
Marco	Sí	Sí	No
Construcción del módulo	Cristal/backsheet	Cristal/backsheet	Cristal/Cristal
Eficiencia del módulo	15,9%	16,7%	16,2%

- Los datos de degradación del sistema y el tiempo de vida varían según el tipo de construcción del módulo. Para los escenarios 1 y 2 se toma 1% de degradación anual y tiempo de vida de 25 años. Para módulos construidos de doble cristal (Escenario 3) se asigna una degradación anual de 0,2% y 30 años de vida de la instalación.
- En el ciclo de vida se incluye la obtención de los materiales, la construcción de los módulos, la instalación y BOS. Sin embargo, no se incluye el transporte, el final de vida ni el mantenimiento de la instalación.

### 4.15.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

En este estudio el tiempo de retorno energético se calcula como:

Ecuación 4-11. Cálculo del EPBT (Wei Lou et al. [33])

$$EPBT = \frac{E_{requerida}}{E_{PV} \times \alpha}$$

Donde

$E_{requerida}$  = es la energía primaria demandada para el funcionamiento del sistema fotovoltaico.

$E_{PV}$  = es la electricidad anual generada por los sistemas fotovoltaicos.

$\alpha$  = es el factor de conversión de la energía de la generación eléctrica.

En la Figura 4-19 se muestra el desglose de energía primaria para las diferentes etapas de la producción de sistemas fotovoltaicos. El valor global se muestra a la derecha de cada columna y corresponde a una unidad funcional (es decir, por módulo).

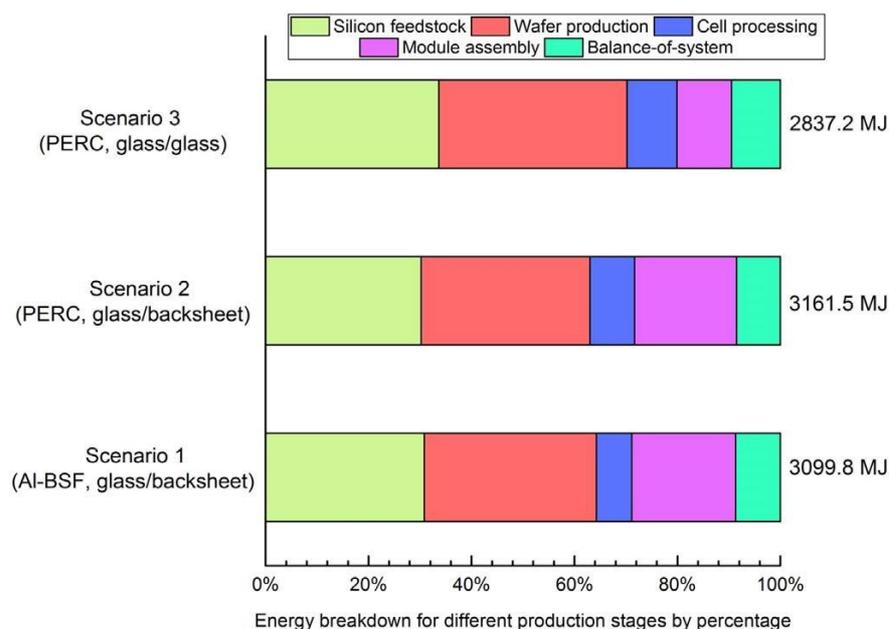


Figura 4-19. Desglose del consumo de energía primaria (en porcentaje) según Wei Lou et al. [33]

En la Figura 4-20 se muestra el desglose de las emisiones de gases de efecto invernadero para las diferentes etapas de la producción de sistemas fotovoltaicos. El valor global se muestra a la derecha de cada columna y corresponde a una unidad funcional (es decir, por módulo).

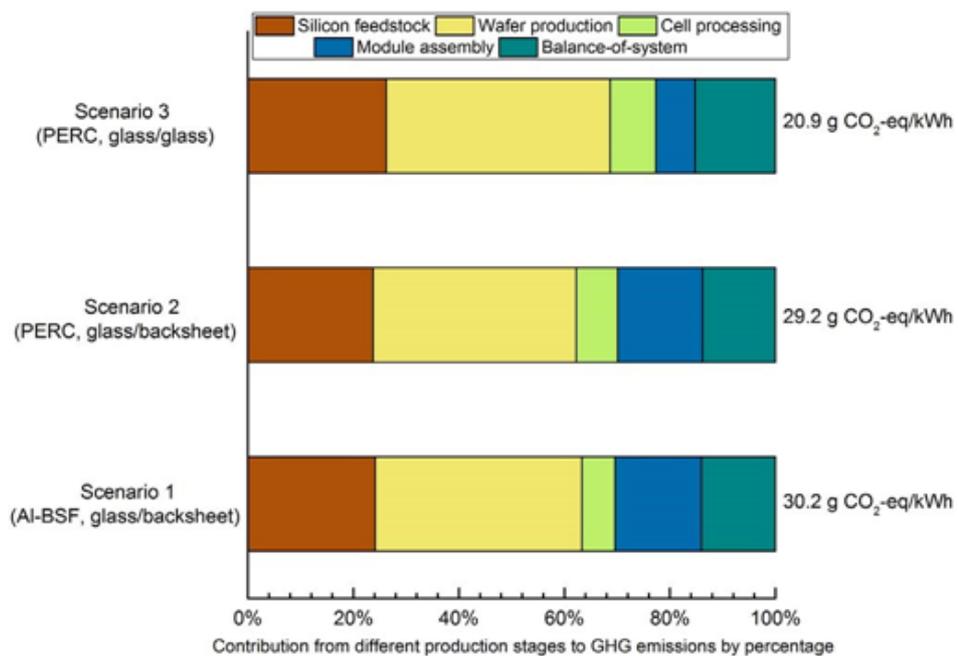


Figura 4-20. Desglose de las emisiones de gases de efecto invernadero según Wei Lou et al. [33]

Tabla 4-26. Resumen de los resultados obtenidos por Wei Lou et al. [33]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Multi-si (A)	15,9%	0,785	25	1580	1,11	30,2
Multi-si (B)	16,7%	0,785	25	1580	1,08	29,2
Multi-si (C)	16,2%	0,785	30	1580	1,01	20,9

## 4.16 Jinqing Peng, Lin Lu [37]

Investigation on the development potential of rooftop PV system in Hong Kong and its environmental benefits [37]

### 4.16.1 Objetivo y alcance del estudio

Este estudio presenta una investigación en profundidad sobre el potencial de desarrollo de sistemas fotovoltaicos en tejados de Hong Kong y sus beneficios medioambientales. El objetivo es proporcionar una base teórica para que los responsables políticos locales establezcan políticas razonables en materia de energía renovable, objetivos de desarrollo y subvenciones para la tecnología fotovoltaica en Hong Kong.

Para lograr esa base teórica se estudia tiempo de retorno energético (EPBT) y tiempo de retorno de las emisiones de gases de efecto invernadero (GPBT) de los diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos (mono-Si, multi-Si, a-Si, CdTe y CIS) en tejados de Hong Kong.

### 4.16.2 Definición del sistema

- Paneles instalados en tejados de Hong Kong. Superficie potencial total apta de 54 km<sup>2</sup>. La capacidad de la instalación del sistema se estima en 5,97 GWp, y se prevé que la producción anual sea de 5981 GWh.
- En el ciclo de vida se tiene en cuenta la fabricación de los módulos fotovoltaicos y componentes de la instalación (BOS), inversor, transporte, instalación, reemplazos y desmantelamiento y reciclaje del sistema. Se detalla el coste energético de cada etapa.
- La vida útil de los módulos fotovoltaicos estudiados es de 30 años, salvo para los componentes electrónicos del inversor, que se estima en 15 años.
- Eficiencia de conversión de 31%. Rendimiento de la instalación (PR) del 75%.
- Se supone que la eficiencia de los módulos fotovoltaicos estudiados es del 16% para mono-Si, 15% para multi-Si, 7% para a-Si, 11% para CdTe y 10,5% para los módulos CIS.
- Irradiación media desde 1998 hasta 2007 en Hong Kong: 1333 kWh/m<sup>2</sup>/año

### 4.16.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

En primer lugar, se llevó a cabo un estudio de los requisitos de los diferentes sistemas fotovoltaicos. Los resultados, muestran diferencias considerables en los requisitos de energéticos en el ciclo de vida tanto de los sistemas fotovoltaicos de silicio cristalino y los de película delgada. En las siguientes tablas se muestra el consumo energético necesario para la fabricación de cada módulo según su tecnología y los demás requerimientos energéticos.

Tabla 4-27. Requerimientos de energía total de los 5 módulos fotovoltaicos estudiados por Jinqing Peng y Lin Lu [37].

Tipo de módulo solar fotovoltaico	Mono-si	Multi-si	a-Si	CdTe	CIGS
Requerimiento energético de los módulos fotovoltaicos (MJ/m <sup>2</sup> )	3775	2952	1039	861	1684

Tabla 4-28. Requerimientos energéticos de los componentes BOS (Jinqing Peng y Lin Lu [37])

El	Conceptos	Soporte +cableado (MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup> )	Inversor (MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup> )	Transporte (MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup> )	Instalación (MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup> )	Operación y mantenimiento (MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup> ) [51]	Desmantelamiento y reciclado (MJ <sub>p</sub> /m <sup>2</sup> )
	Requerimientos energéticos de los componentes BOS (MJ/m <sup>2</sup> )	600 (montaje en techo)	290 (mono)	90	50	500 (mono y multi)	250
		270 (multi)			400 (película delgada)	240	
		135 (a-Si)				120	
		212 (CdTe)				150	
		203 (CIS)				150	

tiempo de retorno energético se calcula es este estudio de la siguiente forma:

Ecuación 4-12. Cálculo del EPBT (Jinqing Peng y Lin Lu [37])

$$EPBT = \frac{E_{aportada} + E_{BOS,E}}{E_{producida}}$$

Donde:

$E_{aportada}$  : requerimiento de energía primaria de los módulos fotovoltaicos durante el ciclo de vida, (MJ).

$E_{BOS,E}$  : requerimientos de energía de los componentes de la instalación (BOS), (MJ).

$E_{producida}$  : ahorro de energía primaria equivalente debido a la generación anual de electricidad del sistema fotovoltaico, (MJ).

Los resultados del tiempo de retorno energético y del GHG se aparecen en la Figura 4-21 y la Figura 4-22 respectivamente. Se puede observar que Mono-si presenta el mayor GHG y tiempo de retorno energético, mientras que la de telurio de cadmio es la tecnología con menor GHG Y EPBT.

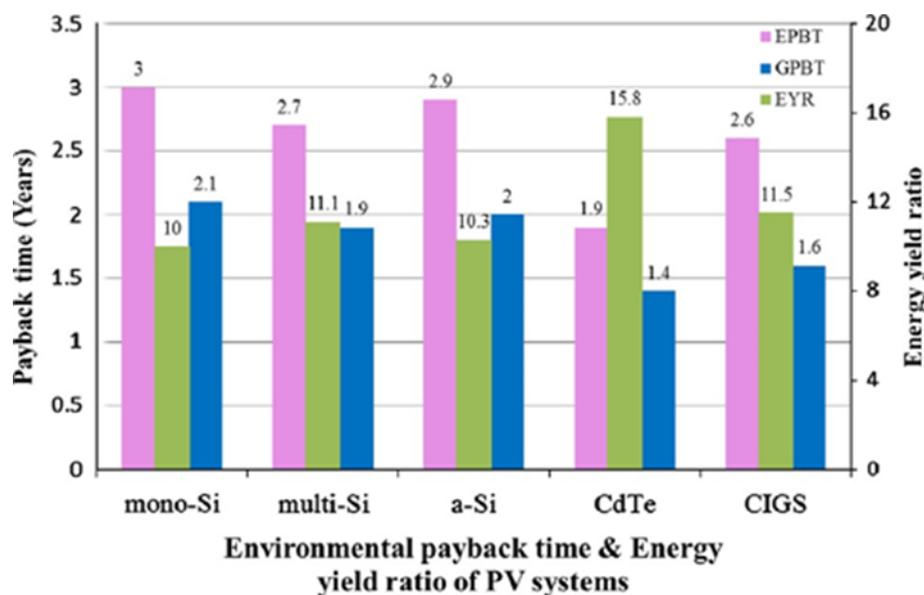


Figura 4-21. EPBT, GPBT y EYR de los sistemas fotovoltaicos sobre tejado en Hong Kong considerados por Jinqing Peng y Lin Lu [37].

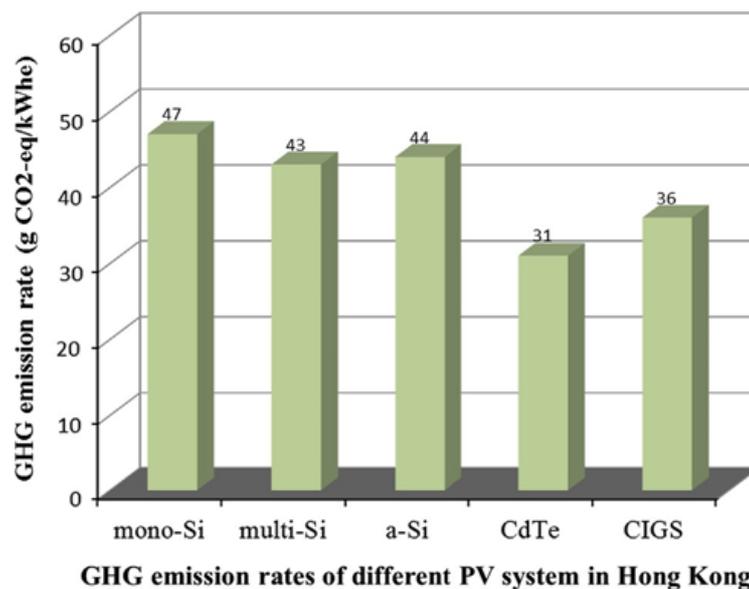


Figura 4-22. Estimación de la tasa de emisión de GHG de los sistemas fotovoltaicos en tejados de Hong Kong considerados por Jinqing Peng y Lin Lu [37].

Tabla 4-29. Resumen de los resultados obtenidos por Jinqing Peng y Lin Lu [37].

<b>Tecnología</b>	<b>Eficiencia módulo</b>	<b>P.R.</b>	<b>Tiempo (años)</b>	<b>Irradiación (kWh/m<sup>2</sup>/año)</b>	<b>EPBT (años)</b>	<b>GHG (g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>
<b>Mono-si</b>	<b>16%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1333</b>	<b>3</b>	<b>47</b>
<b>Multi-si</b>	<b>15%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1333</b>	<b>2,7</b>	<b>43</b>
<b>a-Si</b>	<b>7%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1333</b>	<b>2,9</b>	<b>44</b>
<b>Cd-Te</b>	<b>11%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1333</b>	<b>1,9</b>	<b>31</b>
<b>CIS</b>	<b>10,5%</b>	<b>0,75</b>	<b>30</b>	<b>1333</b>	<b>2,6</b>	<b>36</b>

#### 4.17 J. Raúl Pérez-Gallardo, Catherine Azzaro-Pantel, Stéphan Astier [38]

Combining Multi-Objective Optimization, Principal Component Analysis and Multiple Criteria Decision Making for ecodesign of photovoltaic gridconnected systems [38]

##### 4.17.1 Objetivo y alcance del estudio

En este trabajo se presenta un marco integrado de ecodiseño que gestiona simultáneamente los criterios técnicos, económicos y ambientales para el diseño y dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (PVGCS). Estos prometen ser uno de los principales contribuyentes al futuro sistema energético mundial. Aunque no se emitan gases de efecto invernadero (GHG) durante su fase de funcionamiento, las emisiones se generan por el uso de energía basada en combustibles fósiles durante la fabricación, construcción y reciclaje de los componentes.

Se seleccionó el método de evaluación del ciclo de vida (ACV) para evaluar el impacto ambiental. Se evaluaron cinco tecnologías fotovoltaicas comerciales (silicio monocristalino, silicio policristalino silicio amorfo, telurio de cadmio y CIS) para generar alternativas de configuraciones PVGCS a través de un conjunto de 18 objetivos (dos criterios técnicos y uno económico, así como las 15 categorías del método IMPACT 2002+).

##### 4.17.2 Definición del sistema

- Localización: Toulouse (Francia).
- La evaluación del ciclo de vida se realizó utilizando la herramienta de software SimaPro 7.3.
- Para evaluar las diferentes tecnologías fotovoltaicas, se tiene en cuenta el número de paneles necesarios para satisfacer una demanda de 1 kWh con una irradiación media diaria de 1 kWh/m<sup>2</sup> (la unidad funcional es la demanda de 1 kWh).
- Tiempo de vida de 20 años. El inversor tiene una potencia nominal de 300 kW con un rendimiento del 97,5% y una vida útil de 10 años
- El porcentaje de pérdida causada por el cableado del módulo y mismatch se fijó en el 5%.
- No se tiene en cuenta la degradación del sistema ni el desmantelamiento y reciclaje de los módulos. Los autores lo justifican con la falta de información acerca del final del ciclo de vida de sistemas fotovoltaicos.

##### 4.17.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

Ecuación 4-13. Cálculo del EPBT (Pérez-Gallardo et al. [38])

$$EPBT = \frac{\text{Energía necesaria para la fabricación}}{\text{Energía primaria anual producida}}$$

Tabla 4-30. Resumen de los resultados obtenidos por Pérez-Gallardo et al. [38]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Mono-si	20,1%	0,92	20	1000	1,73	52,1
Multi-si	15,5%	0,92	20	1000	1,90	61,45
a-Si	7,5%	0,92	20	1000	1,78	67,23
Cd-Te	11,5%	0,92	20	1000	1,31	51,67
CIS	12,20%	0,92	20	1000	1,72	58,54

## 4.18 Philip Sandwell, Geoffrey Duggan, Jenny Nelson, Ned Ekins-Daukes [41]

The environmental impact of lightweight HCPV modules: efficient design and effective deployment [41]

### 4.18.1 Objetivo y alcance del estudio

En este estudio presentamos los resultados de un análisis del ciclo de vida de un módulo fotovoltaico de alta concentración producido por Fullsun Photovoltaics Limited, elegido por su diseño ligero y menor consumo de materiales. El objetivo es estudiar la viabilidad y beneficios de los sistemas fotovoltaicos de concentración como alternativa las instalaciones tradicionales de silicio o capa delgada.

Se elabora una descripción del módulo y los materiales y se consideran los procesos utilizados en su fabricación y construcción. Tras esto, se examina el despliegue de un sistema que utiliza este diseño y se calculan los tiempos de retorno de energía resultantes (EPBT) y del CO<sub>2</sub>eq. Además, se realiza una revisión de otros sistemas basados en HCPV para su comparación y también otra con otras tecnologías de energía renovable

Se consideran seis posibles lugares de despliegue y los tiempos de recuperación de energía del sistema se estiman en 0,22-0,33 años, mientras que los tiempos de recuperación de gases de efecto invernadero son de 0,29-0,88 años. Las intensidades de emisión a lo largo de la vida útil de los sistemas son de 6,5-9,8 g CO<sub>2</sub>eq/kWh, inferiores a las de otras tecnologías HCPV en lugares similares

### 4.18.2 Definición del sistema

Se realiza por separado una revisión de estudios acerca del análisis del ciclo de vida de sistemas fotovoltaicos de concentración. No obstante, el grueso del estudio se basa en el análisis del ciclo de vida de un sistema fotovoltaico de concentración con tecnología Fullsun. La definición del sistema a analizar se detalla a continuación:

- El sistema considerado se compone de 72 módulos Fullsun montados en un seguidor. Cada módulo fotovoltaico tiene una superficie de 0,27 m<sup>2</sup>, una potencia de 87 Wp y eficiencia del 30%.
- La potencia total del sistema es de 6 kWp y se supone que funciona con un rendimiento (PR) de 0,93.
- Relación de conversión de energía primaria a electricidad de 0,29 MJ/MJp (USA) y F<sub>mix</sub>= 441 gCO<sub>2</sub>eq/kWh para el Reino Unido, donde los módulos son fabricados.
- Se considera la fabricación de los módulos, transporte desde Reino Unido hasta el lugar de la instalación, instalación, BOS, operación y mantenimiento y final del ciclo de vida.
- Se considera que los módulos se degradan al 0,7% anual a lo largo de una vida útil de 30 años.
- Se estudian 6 posibles localizaciones de la instalación:

Tabla 4-31. Información sobre los seis lugares de desarrollo considerados en el trabajo de Sandwell et al. [41]

Localización	País	Irradiación (kWh/m/año)	Emisiones de red (gCO <sub>2</sub> eq/kWh)	Pérdidas de transmisión de red (%)
Phoenix	USA	2482	503	6
Sevilla	España	2278	291	9
Tabuk	Arabia Saudí	2668	754	9
Haixi	China	2409	764	6
Alice Springs	Australia	2668	823	5
Calama	Chile	3322	441	7

### 4.18.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

En primer lugar, se muestran los principales resultados de la revisión bibliográfica que los autores realizan sobre sistemas fotovoltaicos de concentración:

Tabla 4-32. Resumen de los resultados reportados para otros análisis de ciclo de vida (HCPV). [41]

Sistema	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /yr)	EPBT (Años)	Emisiones (gCO <sub>2eq</sub> /kWh)	CED módulo (MJ/W <sub>p</sub> )
FLATCON®	1794	0,8	18	5,8
SolFocus	1825	1,5	NC	12,9
	2520	1,3	NC	
Amonix 7700	1974	1,5	32	11,8
APOLLON	1794	1,0	20	8,3

Tras esto, se realiza el propio análisis del sistema de tecnología Fullsun. El tiempo de retorno energético se calcula como:

Ecuación 4-14. Cálculo del EPBT (Sandwell et al. [41])

$$EPBT = \frac{E_{mod} + E_{transp} + E_{BOS} + E_{ins} + E_{EOL}}{\frac{E_{gen}}{\eta_E} - E_{OM}}$$

Los términos del numerador se refieren a la demanda de energía primaria del módulo, ( $E_{mod}$ ), transporte ( $E_{transp}$ ), BOS ( $E_{BOS}$ ), instalación ( $E_{ins}$ ) y gestión del final de la vida útil ( $E_{EOL}$ ). En el denominador,  $E_{gen}$  es la electricidad anual generada por el sistema,  $\eta_E$  es la eficiencia media de conversión de energía primaria a electricidad y  $E_{OM}$  es la demanda anual de energía primaria de operación y mantenimiento.

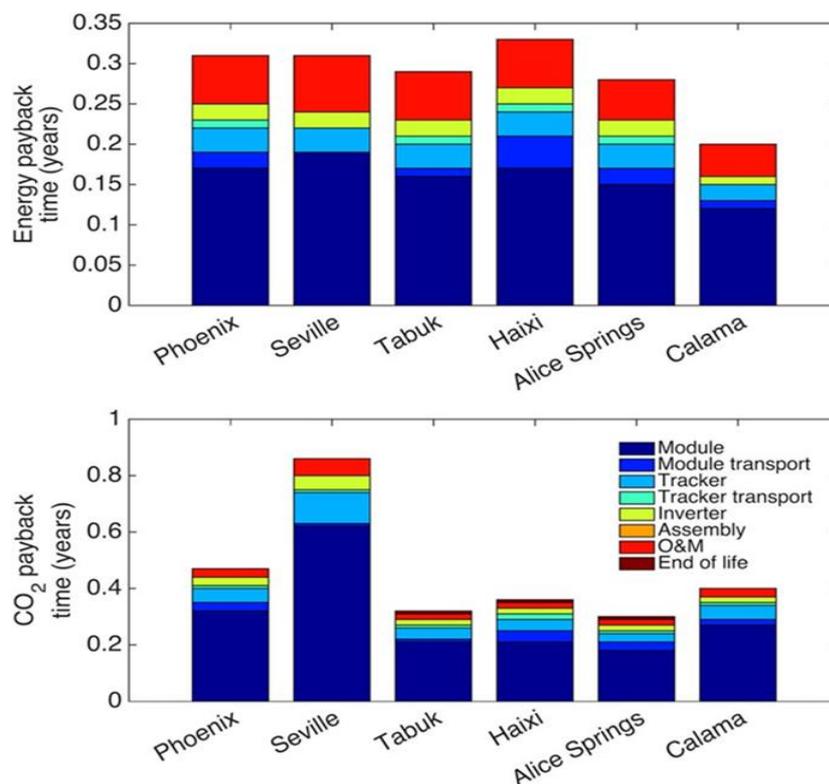


Figura 4-23. Tiempos de recuperación de energía (arriba) y emisiones GHG (abajo) del sistema de 6 kWp

estudiado por Sandwell et al. [41] en las diferentes localizaciones.

Tabla 4-33. Resumen de los resultados obtenidos por Sandwell et al. [41]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
Sandwell (A.1)	30%	0,93	30	2482	0,3	9
Sandwell (A.2)	30%	0,93	30	2278	0,32	9,4
Sandwell (A.3)	30%	0,93	30	2668	0,28	8,3
Sandwell (A.4)	30%	0,93	30	2409	0,33	9,8
Sandwell (A.5)	30%	0,93	30	2668	0,29	8,8
Sandwell (A.6)	30%	0,93	30	3322	0,22	6,5
Sandwell (B)	24,10%	NG	30	1794	0,8	18
Sandwell (C)	NG	NG	NG	1825	1,5	N
Sandwell (D)	NG	NG	NG	2520	1,3	N
Sandwell (E)	37%	NG	30	1794	1,5	32
Sandwell (F)	30%	0,787	30	1794	1	20

## 4.19 Wesley M. Soares, Daniel D. Athayde, Eduardo H.M. Nunes [42]

### LCA study of photovoltaic systems based on different technologies [42]

#### 4.19.1 Objetivo y alcance del estudio

Se lleva a cabo una evaluación del ciclo de vida con el fin de determinar los efectos ambientales y energéticos de la producción de células fotovoltaicas. Este estudio se hace tanto para las células de primera generación (Mono-Si, Multi-Si, Ribbon-Si) como para las de segunda generación (a-Si, CIS).

Gracias a esta clasificación, se comparan a través de diferentes parámetros sus impactos ambientales y sus eficiencias de conversión obteniendo así una ordenación entre ellas. Además, se presentan los desarrollos de una tercera generación de células fotovoltaicas con una sustancial mejora tanto en la conversión como en el impacto en el medioambiente.

#### 4.19.2 Definición del sistema

- Los sistemas instalados en Brasil. Energía producida constante de 1 kWh y una energía incidente de  $5 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$
- Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicator 99 (base de datos Ecoinvent 3.3)

Tabla 4-34. Condiciones de contorno utilizadas para cada tecnología considerada por Wesley Soares [42] et al.

Tecnología	Área (m <sup>2</sup> / modulo)	Potencia Nominal (Wp/ modulo)	Eficiencia De Conversión (%)	Observaciones
Mono-Si	2.4	224	23.5	Paneles solares con 60 células solares.
Multi-Si	2.4	210	20.5	Paneles solares con 60 células solares.
a-Si	2.4	128	13.0	Módulos fotovoltaicos de película delgada obtenidos depositando nueve capas en una celda de triple unión. Se consideraron módulos que muestran aproximadamente $8.2 \text{ kg m}^{-2}$ .
Ribbon-Si	2.4	192	18.5	Paneles solares con 60 células solares.
CIS	0.72	80	20.0	Módulos fotovoltaicos de película delgada obtenidos por vaporización térmica al vacío. Se consideraron los módulos que exhibían alrededor de 12.6 kg.

### 4.19.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

Mono-Si y Multi-si mostraron las mayores demandas de energía fósil, fuertemente asociada con los procesos utilizados para fabricar los sustratos de silicio (CZ y DS). a-Si mostró la menor demanda de energía fósil, relacionada con el no uso de sustratos de silicio para obtener dispositivos fotovoltaicos.

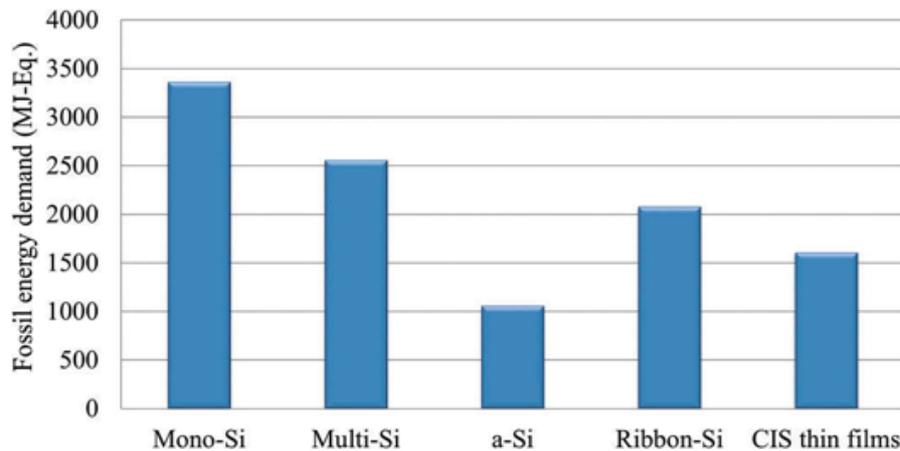


Figura 4-24. Demanda de energía fósil por metro cuadrado de panel fotovoltaico según Wesley Soares et al.

Los autores proporcionan en la siguiente tabla el EPBT para las cinco tecnologías fotovoltaicas abordadas en este estudio. Se puede observar que el Mono-si y el Multi-si son las tecnologías con EPBT mayor. Por otro lado, las películas delgadas A-Si y CIS exhiben EPBT más corto.

Tabla 4-35. Demanda de energía para la producción de 1 m<sup>2</sup> de panel fotovoltaico y tiempo de recuperación de energía (EPBT) para las tecnologías abordadas en el estudio de Wesley Soares et al.

Tecnología	Demanda de energía – Recursos no renovables (MJ)	Demanda de energía – Recursos renovables (MJ)	Demanda De energía total (MJ)	EPBT (años)
Mono-Si	3598	630	4490	2,9
Multi-Si	2980	579	3559	2,6
a-Si	1264	129	1394	1,6
Ribbon-Si	241	413	2824	2,3
CIS	1921	187	2109	1,6

En la Figura 4-25 se visualiza el GWP, el cual cuantifica las emisiones de CO<sub>2-eq</sub> para las distintas tecnologías bajo estudio. Se cuantifica con dos perspectivas para observar su influencia, GWP de 20 y de 100 años. Las emisiones se reducen cuando se prolonga la vida útil de la instalación y se observa que la mayor emisión se produce para las instalaciones basadas en celdas monocristalinas (Mono-Si).

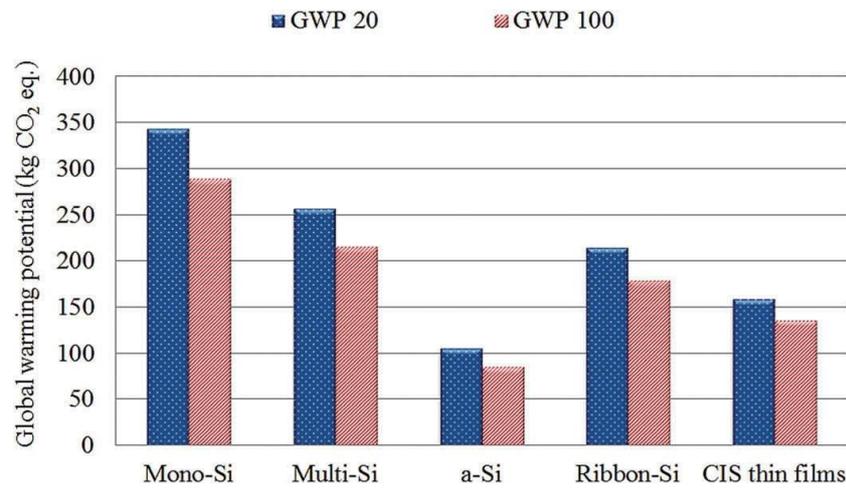


Figura 4-25. Potencial de calentamiento global para horizontes de tiempo de 20 (GWP 20) y 100 (GWP 100) años con respecto al CO<sub>2</sub> según Wesley Soares et al.

Tabla 4-36. Resumen de los resultados obtenidos por Wesley Soares et al [42]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (g CO <sub>2</sub> -eq/kWh)
<b>Mono-si</b>	<b>23,5%</b>	<b>N</b>	<b>20</b>	<b>1825</b>	<b>2,9</b>	<b>NG</b>
<b>Multi-si</b>	<b>20,5%</b>	<b>N</b>	<b>20</b>	<b>1825</b>	<b>2,6</b>	<b>NG</b>
<b>a-Si</b>	<b>13,0%</b>	<b>N</b>	<b>20</b>	<b>1825</b>	<b>1,6</b>	<b>85</b>
<b>CIS</b>	<b>18,5%</b>	<b>N</b>	<b>20</b>	<b>1825</b>	<b>1,6</b>	<b>70</b>
<b>Ribbon Si</b>	<b>20,0%</b>	<b>N</b>	<b>20</b>	<b>1825</b>	<b>2,3</b>	<b>67</b>

## 4.20 Peishi Wu, Xiaoming Ma, Junping Ji, Yunrong Ma [47]

Review on life cycle assessment of energy payback of solar photovoltaic systems and a case study [47]

### 4.20.1 Objetivo y alcance del estudio

El objetivo de este trabajo es examinar el comportamiento medioambiental de las instalaciones fotovoltaicas policristalinas (multi-Si) mediante la realización de una evaluación del ciclo de vida de una instalación solar típica de 1 MW en red localizada en China. A través del consumo energético de la instalación desde la fabricación del módulo y la producción anual del sistema se determina el tiempo de retorno energético (EPBT). De esta forma, se concluye que la instalación de energía solar es mucho más respetuosa con el medio ambiente en comparación con los sistemas tradicionales de combustibles fósiles.

### 4.20.2 Definición del sistema

- Módulos montados sobre el suelo en el Desierto del Gobi (China). Irradiación media 2017 kWh/m<sup>2</sup>/año. 1MW de capacidad del sistema, potencia nominal de 270 Wp. Generación anual: 8,328 MJ/año.
- Tiempo de vida de la instalación: 30 años. Se realizará un reemplazo del inversor a la mitad de estos 30 años.
- Eficiencia de los módulos multi-Si: 17,5%. PR=0,835.
- Se incluye en el análisis el consumo de energía para la fabricación de los módulos, BOS, transporte, el inversor y el desmantelamiento/reciclado. No se nombra nada acerca la degradación de los módulos.

### 4.20.3 Tiempo de retorno energético y emisiones

Del tiempo de retorno energético se calcula como:

$$EPBT = \text{Entrada} / \text{Esalida} = (\text{EPV} + \text{EBOS}) / \text{Esalida}$$

Donde, Entrada es igual a la entrada de energía durante el ciclo de vida del módulo (que incluye el requerimiento de energía para la fabricación, instalación, uso de energía durante la operación y energía necesaria para el desmantelamiento) más los componentes BOS (que incluye las estructuras de soporte, cableado, componentes electrónicos y eléctricos, inversores) (MJ).

Esalida es el ahorro anual de energía primaria debido a la generación de electricidad por el sistema fotovoltaico, (MJ).

$$\text{Esalida} = \text{AIR} \times E_e \times \text{Área} = 7261.2 \text{ MJ/m}^2/\text{año} \times 7537,2\text{m}^2 \times 17.5\% \times 0,835 = 8,328 \times 106 \text{ MJ/año}$$

$$EPBT = \text{Entrada} / \text{Eahorrada} = (\text{EPV} + \text{EBOS}) / \text{Esalida} = 19.5548 \times 106 \text{ MJ} / 8,328 \times 106 \text{ MJ/año} = 2,3 \text{ años}$$

Tabla 4-37. Resumen de los resultados obtenidos por Peishi Wu et al. [47]

Tecnología	Eficiencia módulo	P.R.	Tiempo (años)	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> /año)	EPBT (años)	GHG (gCO <sub>2</sub> eq/kWh)
Multi-si	17,5%	0,835	30	2017	2,3	NA



# 5 VALORES DE LAS VARIABLES

En el siguiente capítulo se agrupan todas las variables estudiadas por tecnologías fotovoltaicas. De este modo, se facilita la comparación entre distintos estudios para cada tipo de tecnología.

En estas tablas se distinguirán aquellos valores que fueron incluido en el cálculo del artículo pero no se proporcionan al lector (NG), aquellos que no se han tenido en cuenta (NA) y aquellos que no han sido mencionados (N).

## 5.1 Silicio monocristalino

Tabla 5-1. Silicio monocristalino (2013) (1/3)

Autor	año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Duración [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Laleman [30]	2010	14,0%	950	75%	30	0,33	Bélgica	0,35
Alsema [2]	2006	14,0%	1700	75%	30	x	UCTE	x
Ito [26]	2009	NG	1702	78%	NG	x	x	x
Kannan [39]	2005	11,9%	NG	RT	25	x	IPCC1996	x
Dominguez [14]	2010	15,0%	1825	78%	30	0,511	España	x
Ito et al [25] A1	2011	13,2%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] A3	2011	12,6%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] A4	2011	12,6%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] A5	2011	11,8%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] A6	2011	12,0%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] A7	2011	12,0%	1725	GM	30	x	x	x
Lu [31]	2010	13,3%	NG	NG	20	x	Hong Kong	x

Cucchiella [10]	2012	16,0%	1383	RT	20	0,531	Italia	0,4
Cucchiella [10]	2012	16,0%	1511	RT	20	0,531	Italia	0,4
Cucchiella [10]	2012	16,0%	1623	RT	20	0,531	Italia	0,4
Fthenakis [16]	2006	NG	1700	75%	30	x	Europa	x
Jungbluth [27]	2008	14,0%	1117	75%	30	x	UCTE 2004	x
Alsema [1]	2005	14,0%	1700	75%	30	0,48	UCTE	0,31
Wild-Scholten [46]	2011	14,4%	1700	75%	30	0,531	UCTE	x

Tabla 5-2. Silicio monocristalino (2019) (1/3)

Autor	Año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Montaje	Duración [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	Mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJ <sub>p</sub> ]
Wesley Soares [42]	2018	23,50%	1825	N	N	20	N	N	N
Carnevale (A) [8] [8]	2014	14,90%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
Carnevale (B) [8]	2014	14,90%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
Jinqing Peng [37]	2013	16%	1333	0,75	RT	30	0,671	China	0,31
Byung-ju [28] (Caso Base)	2013	15,96	1310,35	0,8	GM	30	0,4949	IPCC 1996	N
Byung-ju [28] (Caso Max Rend)	2013	27,6	1310,35	0,8	GM	30	0,4949	IPCC 1996	N
Hyoungseok Kim [29]	2014	15,40%	1810,4	0,8	GM	30	0,613	Malasia	N
Norasikin Ludin [32] (1A)	2015	15,70%	1139	N/A	NG	25	N	N	N
Norasikin Ludin [32] (1B)	2015	15,70%	2453	N/A	NG	25	N	N	N
Norasikin Ludin [32] (2a)	2018	17,00%	1600	0,75	NG	25	N	N	N
Norasikin Ludin [32] (2B)	2018	17%	1200	0,7	NG	25	N	N	N

Darling [12]	2013	14%	1700	0,75	RT	N	N	N	N
Pérez Gallardo [38]	2018	20,10%	1000	0,92	GM	20	N	N	N
Dikai Huang [23] (A)	2017	14%	928,89	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (B)	2017	14%	1161,11	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (C)	2017	14%	1393,33	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (D)	2017	14%	1625,56	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (E)	2017	14%	1855,56	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dahiya [11]	2016	16,80%	1700	0,75	RT	30	N	N	NG
Burg [6] (A)	2017	14%	1191	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Burg [6] (B)	2017	14%	1820	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Burg [6] (C)	2017	14%	2094	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Azzaro [4] (A)	2017	20,10%	NG	0,92	GM	20	N	N	N
Azzaro [4] (B)	2017	20,10%	NG	0,92	GM	20	N	N	N
Suleiman Halasah [20] (A)	2013	14%	2150	NG	RT	30	N	UCPTE	0,32
Suleiman Halasah [20] (B)	2013	14%	2150	NG	GM	30	N	UCPTE	0,32
Khagendra Bhandari [5]	2015	13%	1700	0,75	RT/GM	30	NG	NG	0,35

Tabla 5-3. Silicio monocristalino (2013) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	inverter	transporte	BOS	reciclado	desmantelamiento	preparación	total		
Laleman [30]	NG	N	x	x	x	x	NG	5700 MJp/m <sup>2</sup>	NG	x
Alsema [2]	x	x	x	x	NO	x	x	NG	NG	x
Ito [26]	27000 MJp/kW	5000 MJp/kW	2500 MJp/kW	7447 MJp/kW	NO	NO	x	41947 MJp/kW	NG	x
kannan [39]	NG	170 kWh/kWp	x	x	módulos no, componentes si	x	x	2,94 MJt/kWhe	2600 kWhe/año	x

Dominguez [14]	NG	x	x	x	x	x	x	NG	NG	x
Ito et al [25] A1	29500 MJp/kW	570 MJp/kW	100 MJp/kW	x	x	100 MJp/kW	x	38000 MJp/kW	NG	x
Ito et al [25] A3	31000 MJp/kW	570 MJp/kW	100 MJp/kW	x	x	200 MJp/kW	x	40000 MJp/kW	NG	x
Ito et al [25] A4	30000 MJp/kW	570 MJp/kW	0	x	x	100 MJp/kW	x	38000 MJp/kW	x	x
Ito et al [25] A5	33000 MJp/kW	570 MJp/kW	200 MJp/kW	x	x	200 MJp/kW	x	42000 MJp/kW	x	x
Ito et al [25] A6	34000 MJp/kW	570 MJp/kW	5000 MJp/kW	x	x	1000 MJp/kW	x	48000 MJp/kW	x	x
Ito et al [25] A7	33000 MJp/kW	570 MJp/kW	4000 MJp/kW	x	x	1000 MJp/kW	x	45000 MJp/kW	x	x
Lu [31]	3513 MJ/m <sup>2</sup>	118,8 MJ/m <sup>2</sup>	70 MJ/m <sup>2</sup>	1170 MJ/m <sup>2</sup>	NO	NO	x	4453 MJ/m <sup>2</sup>	28154 kWh/año	18891 KgCO <sub>2</sub> eq/año
Cucchiella [10]	1404 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590,4 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	2135 MJ/m <sup>2</sup>	1488 kWh/año	789 kgCO <sub>2</sub> eq/año
Cucchiella [10]	1404 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590,4 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	2135 MJ/m <sup>2</sup>	1625 kWh/año	862 kgCO <sub>2</sub> eq/año
Cucchiella [10]	1404 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590,4 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	2135 MJ/m <sup>2</sup>	1746 kWh/año	925 kgCO <sub>2</sub> eq/año
Fthenakis [16]	x	x	x	542 MJ/m <sup>2</sup>	x	x	x	x	x	x
Jungbluth [27]	24600 MJp/kWp	x	x	x	SI	x	x	31900 MJp/kWp	x	x
Alsema [1]	5250 MJp/m <sup>2</sup>	1930 MJp/kWp	x	x	NO	NO	x	x	x	x
Wild-Scholten [46]	x	x	x	x	SI	x	x	x	x	x

Tabla 5-4. Silicio monocristalino (2019) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida							Generación eléctrica	GHG evitados	
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación			Total
Wesley Soares [42]	4490 MJp/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	1 kWh/año	N
Carnevale (A) [8]	4680 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	N.A.	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	197,6 kWh/m <sup>2</sup> /año	duda
Carnevale (B) [8]	4680 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	SI (2,07 MJ/Wp)	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	197,6 kWh/m <sup>2</sup> /año	duda
Jinqing Peng [37]	3775 MJ/m <sup>2</sup>	290 MJp/m <sup>2</sup>	90 MJp/m <sup>2</sup>	1150	Sí	250 MJp/m <sup>2</sup>	N	5555 MJp/m <sup>2</sup>	160 kWh/m <sup>2</sup> /año	625,1 kgCO <sub>2</sub> /kWp
Byung-ju Kim [28] (Caso Base)	2108,04 MJ/m <sup>2</sup>	3773,81 MJ/kW	N	628,97 MJ/KWp	N	N	N	17611,1 MJp/kW	104828 kWh/año	N
Byung-ju Kim [28] (Caso Max Rend)	2083,13 MJ/m <sup>2</sup>	3773,81 MJ/kW	N	314,49 MJ/kW	N	N	N	11635,91 MJp/kW	104828 kWh/año	N

<b>Hyoungseok Kim [29]</b>	NG	N	N	N	N	N	N	NG	223,04 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Norasikin Ludin [32] (1A)</b>	NG	N	N	N	N	N	N	653,22 MJ/m <sup>2</sup>	NG	N
<b>Norasikin Ludin [32] (1B)</b>	N	N	N	N	N	N	N	653,22 MJ/m <sup>2</sup>	N	N
<b>Norasikin Ludin [32] (2a)</b>	N	N	N	N	N	N	N	1186,47 MJ/m <sup>2</sup>	204 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Norasikin Ludin [32] (2B)</b>	N	N	N	N	N	N	N	1123,11 MJ/m <sup>2</sup>	142,8 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Darling [12]</b>	NG	N	N	N	N	N	N	NG	178,5 kWh/m <sup>2</sup> /año	NG
<b>Pérez Gallardo [38]</b>	NG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NG	2323,27 MWh/año	NG
<b>Dikai Huang [23] (A)</b>	5669,6 MJ/m <sup>2</sup>	298,4 MJ/m <sup>2</sup>	74,6 MJ/m <sup>2</sup>	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	223,8 MJ/m <sup>2</sup>	N	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	7460 MJp/m <sup>2</sup>	1003 MJ/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Dikai Huang [23] (B)</b>	5669,6 MJ/m <sup>2</sup>	298,4 MJ/m <sup>2</sup>	74,6 MJ/m <sup>2</sup>	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	223,8 MJ/m <sup>2</sup>	N	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	7460 MJp/m <sup>2</sup>	1254 MJ/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Dikai Huang [23] (C)</b>	5669,6 MJ/m <sup>2</sup>	298,4 MJ/m <sup>2</sup>	74,6 MJ/m <sup>2</sup>	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	223,8 MJ/m <sup>2</sup>	N	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	7460 MJp/m <sup>2</sup>	1505 MJ/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Dikai Huang [23] (D)</b>	5669,6 MJ/m <sup>2</sup>	298,4 MJ/m <sup>2</sup>	74,6 MJ/m <sup>2</sup>	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	223,8 MJ/m <sup>2</sup>	N	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	7460 MJp/m <sup>2</sup>	1756 MJ/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Dikai Huang [23] (E)</b>	5669,6 MJ/m <sup>2</sup>	298,4 MJ/m <sup>2</sup>	74,6 MJ/m <sup>2</sup>	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	223,8 MJ/m <sup>2</sup>	N	596,8 MJ/m <sup>2</sup>	7460 MJp/m <sup>2</sup>	2004 MJ/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Dahiya [11]</b>	3779,7 MJ/m <sup>2</sup>	455,4 MJ/m <sup>2</sup>	NG	318,8 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	4553,87 MJp/m <sup>2</sup>	214,2 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Burg [6] (A)</b>	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	125,1 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Burg [6] (B)</b>	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	191,1 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Burg [6] (C)</b>	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	219,9 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Azzaro [4] (A)</b>	NG	N	N	N	NG	NG	N	NG	2286,76 MWh/año	N
<b>Azzaro [4] (B)</b>	NG	N	N	N	NG	NG	N	NG	2286,67 MWh/año	N
<b>Suleiman Halasah [20] (A)</b>	800 kWh/m <sup>2</sup>	125 kWh/m <sup>2</sup>	NG	450 kWh/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4950 MJp/m <sup>2</sup>	260 kWh/m <sup>2</sup> /año	N

<b>Suleiman Halasah [20] (B)</b>	800 kWh/m <sup>2</sup>	125 kWh/m <sup>2</sup>	NG	750 kWh/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	6030 MJp/m <sup>2</sup>	260 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Khagendra Bhandari [5]</b>	5602 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	623 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NG	165,8 kWh/m <sup>2</sup> /año	NG

Tabla 5-5. Silicio monocristalino (2013) (3/3)

<b>Autor</b>	<b>Instalación</b>	<b>Degradación anual</b>	<b>Reemplazamientos</b>	<b>Sistema de implementación</b>	<b>Área total / Área módulo</b>	<b>EPBT [años]</b>	<b>GHG [g CO2eq/kWh]</b>
<b>Laleman [30]</b>	3 kWp	x	x	Eco-Indicator99	140 Wp/m <sup>2</sup>	4,9	80
<b>Alsema [2]</b>	Si	x	Si, inverter 15 años	SimaPro 7	NG	2,1	35
<b>Ito [26]</b>	x	x	NO	x	NG	2,5	50
<b>kannan [39]</b>	2,7 kWp	NO	x	x	75Wp/modulo	6,7	217
<b>Dominguez [14]</b>	NG	0,50%	Si, inverter 20 años	Gabi 4	NG	NG	36
<b>Ito et al [25] A1</b>	30 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	NG	3,0	52
<b>Ito et al [25] A3</b>	10 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	NG	3,0	52
<b>Ito et al [25] A4</b>	10 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	NG	3,3	56
<b>Ito et al [25] A5</b>	10 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	NG	3,4	58
<b>Ito et al [25] A6</b>	30 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	NG	3,8	67
<b>Ito et al [25] A7</b>	30 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	NG	3,7	65
<b>Lu [31]</b>	22 kWp	NO	NO	x	132 Wp/m <sup>2</sup>	7,3	671
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	142 Wp/2	2,8	84
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	142 Wp/2	2,6	77
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	142 Wp/2	2,4	71
<b>Fthenakis [16]</b>	x	x	x	x	x	2,7	45
<b>Jungbluth [27]</b>	3 kWp	x	Si, inverter 15 años	x	140 Wp/m <sup>2</sup>	3,3	x
<b>Alsema [1]</b>	1kWp	x	Si, inverter 15 años	SimaPro v6.04	x	2,7	45
<b>Wild-Scholten [46]</b>	x	0,67%	x	SimaPro 7.3	x	1,7	34

Tabla 5-6. Silicio monocristalino (2019) (3/3)

Autor	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área modulo	EPBT [Años]	GHG [gCO <sub>2</sub> eq/kWh]
Wesley Soares [42]	NG	N	N	Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicador 99 (base de datos Ecoinvent 3.3)	224 Wp/modulo	2,9	17,25
Carnevale (A) [8]	245 Wp	N	Si, inverter 15 años	Eco Indicador 95	149,4 Wp/m <sup>2</sup>	2,8	NG
Carnevale (B) [8]	245 Wp	N	Si, inverter 15 años	Eco Indicador 95	149,4 Wp/m <sup>2</sup>	0,2	59,3
Jinqing Peng [37]	5970 kWp	Si, pero no da el valor	Sí, componentes electrónicos del inversor (15 años)	N	110,05 Wp/m <sup>2</sup>	3	47
Byung-ju Kim [28] (Caso Base)	100kWp	N	sustitución de piezas del inversor cada 10 año	SimaPro 7.1	159,46 Wp/m <sup>2</sup>	4,65	41,8
Byung-ju Kim [28] (Caso Max Rend)	100kWp	N	sustitución de piezas del inversor cada 10 año	SimaPro 7.1	159,46 Wp/m <sup>2</sup>	2,97	27,5
Hyoungseok Kim [29]	100kWp	Si, pero no da el valor	N	Base de datos EcoInvent	154 Wp/m <sup>2</sup>	N	38,7
Norasikin Ludin [32] (1A)	NG	N	N	N	N	0,42	5,6
Norasikin Ludin [32] (1B)	NG	N	N	N	N	0,91	12,07
Norasikin Ludin [32] (2a)	NG	N	N	N	N	1,7	65,2
Norasikin Ludin [32] (2B)	NG	N	N	N	N	2,3	87,3
Darling [12]	NG	NG	N	N	NG	2,35	38
Pérez Gallardo [38]	NG	N	Sustitución del inversor a los 10 años	SimaPro 7.3	327 Wp/modulo	1,73	52,1

<b>Dikai Huang [23] (A)</b>	NG	N	N	N	NG	7,4	N
<b>Dikai Huang [23] (B)</b>	NG	N	N	N	NG	5,9	N
<b>Dikai Huang [23] (C)</b>	NG	N	N	N	NG	5	N
<b>Dikai Huang [23] (D)</b>	NG	N	N	N	NG	4,2	N
<b>Dikai Huang [23] (E)</b>	NG	N	N	N	NG	3,7	N
<b>Dahiya [11]</b>	3 kWp	N	N	EcoInvent 3.1	163 Wp/m <sup>2</sup>	2,07	40,92
<b>Burg [6] (A)</b>	NG	NG	N	N	NG	3,8	62,5
<b>Burg [6] (B)</b>	NG	NG	N	N	NG	2,3	40
<b>Burg [6] (C)</b>	NG	NG	N	N	NG	2,1	35
<b>Azzaro [4] (A)</b>	NG	N	Inversor a los 10 años	software SimaPro 7.3 y base de datos GaBi 4.	199,6 Wp/m <sup>2</sup>	1,753	52,621
<b>Azzaro [4] (B)</b>	NG	N	Inversor a los 10 años	software SimaPro 7.3 y base de datos GaBi 4.	199,6 Wp/m <sup>2</sup>	0,961	41,635
<b>Suleiman Halasah [20] (A)</b>	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	1,8	31,9
<b>Suleiman Halasah [20] (B)</b>	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	2,3	37,2
<b>Khagendra Bhandari [5]</b>	NG	0,5%	N	JMP software	NG	4,1	N

## 5.2 Silicio policristalino

Tabla 5-7. Silicio policristalino (2013) (1/3)

Autor	año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Duración[años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Laleman [30]	2010	13,2%	950	75%	30	0,33	Bélgica	0,35
Alsema [2]	2006	13,2%	1700	75%	30	x	UCTE	x
Pacca [35]	2007	12,9%	1359	RT	20	x	USA	NO
Raugei [40] A	2007	14,0%	1700	75%	20	x	UCTPE	0,32
Raugei [40] B	2007	14,0%	1700	75%	20	x	UCTPE	0,32
Raugei [40] C	2007	14,0%	1700	75%	20	x	UCTPE	0,32
Ito [26]	2009	x	1702	78%	x	x	x	x
Desideri [13]	2012	14,8%	x	80%	25	0,589	Italia	x
Dominguez [14]	2010	13,0%	1825	78%	30	0,511	España	x
Stoppato [43]	2007	16,0%	890	RT	28	0,532	Reino Unido	x
Stoppato [43]	2007	16,0%	1000	RT	28	0,517	Rep. Checa	x
Stoppato [43]	2007	16,0%	1754	RT	28	0,441	España	x
Ito et al [25] B1	2011	12,6%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] B2	2011	14,0%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] B4	2011	13,2%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] B5	2011	12,3%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] B6	2011	13,0%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] B7	2011	12,4%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] B8	2011	13,5%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [24] A	2007	12,8%	2017	78%	30	x	x	x
Ito et al [24] A	2007	15,8%	2017	78%	30	x	x	x
Cucchiella [10]	2012	13,0%	1383	RT	20	0,531	Italia	0,4
Cucchiella [10]	2012	13,0%	1511	RT	20	0,531	Italia	0,4
Cucchiella [10]	2012	13,0%	1623	RT	20	0,531	Italia	0,4
Fthenakis [16]	2006	13,2%	1700	75%	30	x	Europa	x
Jungbluth [27]	2008	13,2%	1117	75%	30	x	UCTE 2004	x
Alsema [1]	2005	13,2%	1700	75%	30	0,48	UCTE	0,31
Wild-Scholten [46]	2011	14,1%	1700	75%	30	0,531	UCTE	x

Tabla 5-8. Silicio policristalino (2019) (1/3)

Autor	Año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Montaje	Duración [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	Mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Wesley Soares [42]	2018	20,50%	1825	N	N	20	N	N	N
Jinqing Peng [37]	2013	15%	1333	0,75	RT	30	0,671	China	0,31
Byung-ju Kim [28] (Caso Base)	2013	14,91%	1310,35	0,8	GM	30	0,4949	IPCC 1996	N
Byung-ju Kim [28] (Caso Max Rend)	2013	20,40%	1310,35	0,8	GM	30	0,4949	IPCC 1996	N
Norasikin Ludin [32] (C)	2018	14%	1797	0,67	NG	30	N	N	N
Darling [12]	2013	13,2%	1700	0,75	RT	N	N	N	N
Suleiman Halasah [20] (A)	2013	13,5%	2150	NG	RT	30	N	UCPTE	0,32
Suleiman Halasah [20] (B)	2013	13,5%	2150	NG	GM	30	N	UCPTE	0,32
Carnevale (A) [8]	2014	14,90%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
Carnevale (B) [8]	2014	14,90%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
Hyungseok Kim [29]	2014	13,50%	1810,4	0,8	GM	30	0,613	Malasia	N
Norasikin Ludin [32] (D)	2018	13,20%	1700	0,75	NG	30	N	N	N
Norasikin Ludin [32] (E)	2018	16%	1263,6	0,8	NG	25	N	N	N
Hengevoss [22] (Mix Euro)	2016	14,1	1800	0,75	RT	30	N	UCTE	N
Hengevoss [22] (Mix China)	2016	14,1	1800	0,75	RT	30	N	UCTE	N
Norasikin Ludin [32] (2a)	2018	17,50%	1600	0,75	NG	25	N	N	N
Norasikin Ludin [32] (2b)	2018	17,50%	1200	0,7	NG	25	N	N	N
Dahiya [11]	2016	15,58%	1700	0,75	RT	30	N	N	NG
Peishi Wu [47]	2017	17,50%	2017	0,835	GM	30	N	N	N

Dikai Huang [23] (A)	2017	13,20%	928,89	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (B)	2017	13,20%	1161,11	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (C)	2017	13,20%	1393,33	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (D)	2017	13,20%	1625,56	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (E)	2017	13,20%	1855,56	0,75	RT	30	N	N	0,35
Burg [6] (A)	2017	13,20%	1191	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Burg [6] (B)	2017	13,20%	1820	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Burg [6] (C)	2017	13,20%	2094	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Norasikin Ludin [32] (6a)	2018	15,90%	1037,6	0,785	NG	30	N	N	N
Norasikin Ludin [32] (6b)	2018	16,70%	1037,6	0,785	NG	30	N	N	N
Pérez Gallardo [38]	2018	15,50%	1000	0,92	GM	20	N	N	N
Wei Lou [33] (A)	2018	15,90%	1580	0,785	RT	25	0,4846	Singapur	0,42
Wei Lou [33] (B)	2018	16,70%	1580	0,785	RT	25	0,4846	Singapur	0,42
Wei Lou [33] (C)	2018	16,20%	1580	0,785	RT	30	0,4846	Singapur	0,42
Khagendra Bhandari [5]	2015	12,3%	1700	0,75	RT/GM	30	NG	NG	0,35

Tabla 5-9. Silicio policristalino (2013) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación módulo	inversor	transporte	BOS	reciclado	desmantelamiento	preparación	total		
Laleman [30]	x	x	x	x	x	x	x	4700 MJp/m <sup>2</sup>	x	x
Alsema [2]	x	x	x	x	NO	x	x	x	x	x
Pacca [35]	4322 MJp/m <sup>2</sup>	503 MJp/kWp	1980 MJp/kWp	3076 MJp/kWp	x	x	x	x	SI	x
Raugei [40] A	69400 MJp/kWp	x	x	x	0	0	x	78600 MJp/kWp	x	x
Raugei [40] B	25300 MJp/kWp	x	x	x	0	0	x	34400 MJp/kWp	x	x
Raugei [40] C	25600 MJp/kWp	x	x	x	0	0	x	35300 MJp/kWp	x	x
Ito [26]	20000 MJp/kW	5000 MJp/kW	2500 MJp/kW	5560 MJp/kW	NO	NO	x	33068 MJp/kW	x	x
Desideri [13]	x	x	x	x	753 MJp/m <sup>2</sup>	0	13 MJ/kWp	2764 MJ/m <sup>2</sup>	45,7 GWh	x

Dominguez [14]	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Stoppato [43]	2298 MJ/m <sup>2</sup>	x	x	x	x	x	x	x	754 kWh/kWp	PCM = 401,1 kgCO <sub>2</sub> /kWp
Stoppato [43]	2298 MJ/m <sup>2</sup>	x	x	x	x	x	x	x	818 kWh/kWp	PCM = 422,9 kgCO <sub>2</sub> /kWp
Stoppato [43]	2298 MJ/m <sup>2</sup>	x	x	x	x	x	x	x	1460 kWh/kWp	PCM = 648,2 kgCO <sub>2</sub> /kWp
Ito et al [25] B1	19900 MJp/kW	570 MJp/kW	0	7000 MJp/kW	x	500 MJp/kW	x	28000 MJp/kW	x	x
Ito et al [25] B2	22000 MJp/kW	570 MJp/kW	0	6900 MJp/kW	x	500 MJp/kW	x	30000 MJp/kW	x	x
Ito et al [25] B4	21000 MJp/kW	570 MJp/kW	0	7900 MJp/kW	x	100 MJp/kW	x	29000 MJp/kW	x	x
Ito et al [25] B5	22000 MJp/kW	570 MJp/kW	100 MJp/kW	6800 MJp/kW	x	500 MJp/kW	x	30000 MJp/kW	x	x
Ito et al [25] B6	21000 MJp/kW	570 MJp/kW	100 MJp/kW	7900 MJp/kW	x	0	x	29000 MJp/kW	x	x
Ito et al [25] B7	22000 MJp/kW	570 MJp/kW	100 MJp/kW	7800 MJp/kW	x	500 MJp/kW	x	31000 MJp/kW	x	x
Ito et al [25] B8	20000 MJp/kW	570 MJp/kW	2500 MJp/kW	3500 MJp/kW	x	500MJp/kW	x	27000 MJp/kW	x	x
Ito et al [24] A	16487 MJp/kW	x	2768 MJp/kW	x	NO	NO	x	31333 MJp/kW	159e6 kWh/año	x
Ito et al [24] A	13074 MJp/kW	x	1892 MJp/kW	x	NO	NO	x	25178 MJp/kW	165e6 kWh/año	x
Cucchiella [10]	1072,8 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	1804 MJ/m <sup>2</sup>	1382 kWh/año	732 kgCO <sub>2</sub> eq/año
Cucchiella [10]	1072,8 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	1804 MJ/m <sup>2</sup>	1509 kWh/año	800 kgCO <sub>2</sub> eq/año
Cucchiella [10]	1072,8 MJ/m <sup>2</sup>	47,52 MJ/m <sup>2</sup>	57,6 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	1804 MJ/m <sup>2</sup>	1621 kWh/año	859 kgCO <sub>2</sub> eq/año
Fthenakis [16]	x	x	x	542 MJ/m <sup>2</sup>	x	x	x	x	x	x
Jungbluth [27]	20000 MJp/kWp	x	x	x	SI	x	x	27600 MJp/kWp	x	x
Alsema [1]	3940 MJp/m <sup>2</sup>	1930 MJp/kWp	x	x	NO	NO	x	x	x	x
Wild-Scholten [46]	x	x	x	x	SI	x	x	x	x	x

Tabla 5-10. Silicio policristalino (2019) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida							Generación eléctrica	GHG evitados	
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación			Total
Wesley Soares [42]	3559 MJp/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	1 kWh/año	N
Jinqing Peng [37]	2952 MJp/m <sup>2</sup>	270 MJp/m <sup>2</sup>	90 MJp/m <sup>2</sup>	1150	Sí	240 MJp/m <sup>2</sup>	N	4702 MJp/m <sup>2</sup>	150 kWh/m <sup>2</sup> /año	625,1 kgCO <sub>2</sub> /kWp
Byung-ju Kim [28] (Caso Base)	1406,69 MJ/m <sup>2</sup>	3773,81 MJ/kW	NG	628,97 MJ/kWp	N	N	N	13837,30 MJp/kWp	104828 kWh/año	N
Byung-ju Kim [28] (Caso Max Rend)	1404,49 MJ/m <sup>2</sup>	3773,81 MJ/kW	N	628,97 MJ/kW	N	N	N	11321,42 MJp/kWp	104828 kWh/año	N
Norasikin Ludin [32] (C)	NG	N	N	N	N	N	N	9045 GJ	168,56 kWh/m <sup>2</sup> /año	N

Darling [12]	NG	N	N	N	N	N	N	NG	168,3 kWh/m <sup>2</sup> /año	NG
Suleiman Halasah [20] (A)	2700 MJp/m <sup>2</sup>	125 kWh/m <sup>2</sup>	NG	450 kWh/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4770 MJp/m <sup>2</sup>	250 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Suleiman Halasah [20] (B)	2700 MJp/m <sup>2</sup>	125 kWh/m <sup>2</sup>	NG	450 kWh/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4771 MJp/m <sup>2</sup>	250 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Carnevale (A) [8]	3780 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	N.A.	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	197,6 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Carnevale (B) [8]	3780 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	SI (2,07 MJ/Wp)	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	197,6 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Hyoungseok Kim [29]	NG	N	N	N	N	N	N	NG	195,52 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Norasikin Ludin [32] (D)	NG	N	N	N	N	N	N	3010 MJp/m <sup>2</sup>	168,3 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Norasikin Ludin [32] (E)	NG	N	N	N	N	N	N	2522 MJp/m <sup>2</sup>	161,74 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Hengevoss [22] (Mix Euro)	3013 MJeq/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	190,35 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Hengevoss [22] (Mix China)	3013 MJeq/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	190,35 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Norasikin Ludin [32] (2a)	918,34 MJ/m <sup>2</sup>	N	NA	N	N	N	N	1094,31 MJ/m <sup>2</sup>	210 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Norasikin Ludin [32] (2b)	917,66 MJ/m <sup>2</sup>	N	NA	N	N	N	N	1034,41 MJ/m <sup>2</sup>	147 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Dahiya [11]	2318,8 MJp/m <sup>2</sup>	421,6 MJ/m <sup>2</sup>	NG	271 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	3011,38 MJ/m <sup>2</sup>	198,65 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Peishi Wu [47]	2720 MJ/m <sup>2</sup>	503 MJ/kW	13,9 MJp/m <sup>2</sup>	100 MJp/m <sup>2</sup>	N	N	N	72425,19 MJp/kWp	2313 GWh/año	N
Dikai Huang [23] (A)	4224,5 MJp/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	119 MJ/m <sup>2</sup>	595 MJ/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	N	535,5 MJ/m <sup>2</sup>	5950 MJ/m <sup>2</sup>	946 MJ/m <sup>2</sup> /año	N
Dikai Huang [23] (B)	4224,5 MJp/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	119 MJ/m <sup>2</sup>	595 MJ/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	N	535,5 MJ/m <sup>2</sup>	5950 MJ/m <sup>2</sup>	1182 MJ/m <sup>2</sup> /año	N
Dikai Huang [23] (C)	4224,5 MJp/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	119 MJ/m <sup>2</sup>	595 MJ/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	N	535,5 MJ/m <sup>2</sup>	5950 MJ/m <sup>2</sup>	1419 MJ/m <sup>2</sup> /año	N
Dikai Huang [23] (D)	4224,5 MJp/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	119 MJ/m <sup>2</sup>	595 MJ/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	N	535,5 MJ/m <sup>2</sup>	5950 MJ/m <sup>2</sup>	1655 MJ/m <sup>2</sup> /año	N
Dikai Huang [23] (E)	4224,5 MJp/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	119 MJ/m <sup>2</sup>	595 MJ/m <sup>2</sup>	238 MJ/m <sup>2</sup>	N	535,5 MJ/m <sup>2</sup>	5950 MJ/m <sup>2</sup>	524,7 kWh/m <sup>2</sup> /año	N

<b>Burg [6] (A)</b>	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	117,9 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Burg [6] (B)</b>	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	180,2 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Burg [6] (C)</b>	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	207,3 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Norasikin Ludin [32] (6a)</b>	NG	N	N	N	N	N	N	1037,6 MJ/m <sup>2</sup>	129,51 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Norasikin Ludin [32] (6b)</b>	NG	N	N	N	N	N	N	1037,6 MJ/m <sup>2</sup>	136,02 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Pérez Gallardo [38]</b>	NG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NG	1668,83 MWh/año	NG
<b>Wei Lou [33] (A)</b>	1825,9 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NA	297,2 MJ/m <sup>2</sup>	NA	NA	NG	2123,1 MJp/m <sup>2</sup>	286,3 kWh/modulo/año	N
<b>Wei Lou [33] (B)</b>	1862,2 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NA	303,2 MJ/m <sup>2</sup>	NA	NA	NG	2165,4 MJp/m <sup>2</sup>	300,8 kWh/modulo/año	N
<b>Wei Lou [33] (C)</b>	1671,2 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NA	272,1 MJ/m <sup>2</sup>	NA	NA	NG	1943,3 MJp/m <sup>2</sup>	316,61 kWh/modulo/año	N
<b>Khagendra Bhandari [5]</b>	3291 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	623 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NG	156,8 kWh/m <sup>2</sup> /año	NG

Tabla 5-11. Silicio policristalino (2013) (3/3)

<b>Autor</b>	<b>Instalación</b>	<b>Degradación anual</b>	<b>Reemplazamientos</b>	<b>Sistema de implementación</b>	<b>Área total / Área módulo</b>	<b>EPBT [años]</b>	<b>GHG [g CO2eq/kWh]</b>
<b>Laleman [30]</b>	3 kWp	x	x	Eco-Indicator 99	132 Wp/m <sup>2</sup>	4,3	70
<b>Alsema [2]</b>	Si	x	Si, inverter 15 años	SimaPro 7	x	1,9	32
<b>Pacca [35]</b>	30 kWp	SI	x	SimaPro 6	0,93 m <sup>2</sup>	7,5	72,4
<b>Raugei [40] A</b>	x	x	x	SUMMA	x	5,5	167
<b>Raugei [40] B</b>	x	x	x	SUMMA	x	2,4	72
<b>Raugei [40] C</b>	x	x	x	SUMMA	x	2,5	57
<b>Ito [26]</b>	x	x	NO	x	x	2,0	43

<b>Desideri [13]</b>	1778 kWp	0,50%	Si, inverter, 20 módulos y dos dispositivos de control	SimaPro 7.1	143 Wp/m <sup>2</sup>	4,2	106,5
<b>Dominguez [14]</b>	x	0,50%	Si, inverter 20 años	Gabi 4	x	x	33,5
<b>Stoppato [43]</b>	x	x	x	x	0,65 m <sup>2</sup>	6,5	x
<b>Stoppato [43]</b>	x	x	x	x	0,65 m <sup>2</sup>	6,0	x
<b>Stoppato [43]</b>	x	x	x	x	0,65 m <sup>2</sup>	3,4	x
<b>Ito et al [25] B1</b>	100 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	x	2,6	46
<b>Ito et al [25] B2</b>	30 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	x	2,2	40
<b>Ito et al [25] B4</b>	30 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	x	2,3	41
<b>Ito et al [25] B5</b>	10 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	x	2,3	41
<b>Ito et al [25] B6</b>	10 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	x	2,3	31
<b>Ito et al [25] B7</b>	30 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	x	2,5	44
<b>Ito et al [25] B8</b>	10 kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	x	2,2	38
<b>Ito et al [24] A</b>	100,8 MW	NO	NO	x	x	1,9	12,1
<b>Ito et al [24] A</b>	105,1 MW	NO	NO	x	x	1,5	9,4
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	125 Wp/m <sup>2</sup>	2,9	85
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	125 Wp/m <sup>2</sup>	2,7	78
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	125 Wp/m <sup>2</sup>	2,5	72
<b>Fthenakis [16]</b>	x	x	x	x	x	2,2	37
<b>Jungbluth [27]</b>	3 kWp	x	Si, inverter 15 años	x	132 Wp/m <sup>2</sup>	2,9	x
<b>Alsema [1]</b>	1kWp	x	Si, inverter 15 años	SimaPro v6.04	x	2,2	35
<b>Wild-Scholten [46]</b>	x	0,67%	x	SimaPro 7.3	x	1,7	33

Tabla 5-12. Silicio policristalino (2019) (3/3)

Autor	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área modulo	EPBT [Años]	GHG [gCO <sub>2</sub> eq/kWh]
<b>Wesley Soares [42]</b>	NG	N	N	Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicator 99 (base de datos Ecoinvent 3.3)	224 Wp/modulo	2,6	duda

<b>Jinqing Peng [37]</b>	5970 kWp	Si, pero no da el valor	Sí, componentes electrónicos del inversor (15 años)	x	110,05 Wp/m <sup>2</sup>	2,7	43
<b>Byung-ju Kim [28] (Caso Base)</b>	100kWp	x	sustitución de piezas del inversor cada 10 años	SimaPro 7.1	149,37 Wp/m <sup>2</sup>	3,68	31,5
<b>Byung-ju Kim [28] (Caso Max Rend)</b>	100kWp	x	sustitución de piezas del inversor cada 10 años	SimaPro 7.1	149,37 Wp/m <sup>2</sup>	3,11	25,8
<b>Norasikin Ludin [32] (C)</b>	x	x	x	x	x	N/A	6,04
<b>Darling [12]</b>	NG	NG	N	N	NG	1,85	29
<b>Suleiman Halasah [20] (A)</b>	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	1,8	35,8
<b>Suleiman Halasah [20] (B)</b>	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	2,3	43,1
<b>Carnevale (A) [8]</b>	245 Wp	N	Si, inverter 15 años	Eco Indicator 95	149,4 Wp/m <sup>2</sup>	2,3	NG
<b>Carnevale (B) [8]</b>	245 Wp	N	Si, inverter 15 años	Eco Indicator 95	149,4 Wp/m <sup>2</sup>	0,45	46,7
<b>Hyoungseok Kim [29]</b>	100kWp	Si, pero no da el valor	x	Base de datos EcoInvent	135 Wp/m <sup>2</sup>	x	36,2
<b>Norasikin Ludin [32] (D)</b>	x	x	x	x	x	1,6	31,8
<b>Norasikin Ludin [32] (E)</b>	x	x	x	x	x	2,52	50,9
<b>Hengevoss [22] (Mix Euro)</b>	x	0,67%	x	EcoInvent 2.2	x	1,32	20,6
<b>Hengevoss [22] (Mix China)</b>	x	0,67%	x	EcoInvent 2.2	x	1,56	41,3
<b>Norasikin Ludin [32] (2a)</b>	x	x	x	x	160 Wp/m <sup>2</sup>	1,6	60,13
<b>Norasikin Ludin [32] (2b)</b>	x	x	x	x	160 Wp/m <sup>2</sup>	2,1	81
<b>Dahiya [11]</b>	3 kWp	N	N	EcoInvent 3.1	151,3 Wp/m <sup>2</sup>	1,47	31,27

<b>Peishi Wu [47]</b>	1 MW	x	Inversor a los 15 años	x	163,6 Wp/m <sup>2</sup>	2,3	x
<b>Dikai Huang [23] (A)</b>	NG	N	N	N	NG	6,3	N
<b>Dikai Huang [23] (B)</b>	NG	N	N	N	NG	5	N
<b>Dikai Huang [23] (C)</b>	NG	N	N	N	NG	4,2	N
<b>Dikai Huang [23] (D)</b>	NG	N	N	N	NG	3,6	N
<b>Dikai Huang [23] (E)</b>	NG	N	N	N	NG	3,1	N
<b>Burg [6] (A)</b>	NG	NG	N	N	NG	3,2	50
<b>Burg [6] (B)</b>	NG	NG	N	N	NG	2,1	35
<b>Burg [6] (C)</b>	NG	NG	N	N	NG	1,85	30
<b>Norasikin Ludin [32] (6a)</b>	x	x	x	x	x	1,01	20,9
<b>Norasikin Ludin [32] (6b)</b>	x	x	x	x	x	1,11	30,2
<b>Pérez Gallardo [38]</b>	NG	N	Sustitución del inversor a los 10 años	SimaPro 7.3	300 Wp/modulo	1,9	61,45
<b>Wei Lou [33] (A)</b>	NG	1%	N	Base de datos EcoInvent	159 Wp/m <sup>2</sup>	1,11	30,2
<b>Wei Lou [33] (B)</b>	NG	1%	N	Base de datos EcoInvent	167 Wp/m <sup>2</sup>	1,08	29,2
<b>Wei Lou [33] (C)</b>	NG	0,20%	N	Base de datos EcoInvent	162 Wp/m <sup>2</sup>	1,01	20,9
<b>Khagendra Bhandari [5]</b>	NG	0,5%	N	JMP software	NG	3,1	N

## 5.3 Teluro de Cadmio

Tabla 5-13. Teluro de Cadmio (2013) (1/3)

Autor	año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Duración [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Laleman [30]	2010	7,1%	950	75%	30	0,33	Bélgica	0,35
Alsema [2]	2006	9,0%	1700	75%	30	x	UCTE	x
Raugei [40]	2007	9,0%	1700	75%	20	x	UCTPE	0,32
Ito [26]	2009	x	1702	78%	x	x	x	x
Fthenakis [17]	2009	10,9%	1700	80%	x	0,68	USA	0,29
Held [21]	2011	10,9%	1200	80%	30	0,564	EU-25	x
Held [21]	2011	10,9%	1700	80%	30	0,564	EU-25	x
Held [21]	2011	10,9%	1900	80%	30	0,564	EU-25	x
SENSE [44]	2008	10,0%	1700	RT	20	x	UCTE	x
SENSE [44]	2008	10,0%	1700	GM	20	x	UCTE	x
Dominguez [14]	2010	9,0%	1825	78%	30	0,511	España	x
Ito et al [24]	2007	9,0%	2017	77,2%	30	x	x	x
Cucchiella [10]	2012	9,0%	1383	RT	20	0,531	Italia	0,4
Cucchiella [10]	2012	9,0%	1511	RT	20	0,531	Italia	0,4
Cucchiella [10]	2012	9,0%	1623	RT	20	0,531	Italia	0,4
Jungbluth [27]	2008	7,1%	1117	75%	30	x	UCTE 2004	x
Wild-Scholten [46]	2011	11,3%	1700	75%	30	0,531	UCTE	x

Tabla 5-14. Teluro de Cadmio (2019) (1/3)

Autor	Año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Montaje	Duración [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	Mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Carnevale (A) [8]	2014	12,20%	1559	0,85	RT	25	x	Italia	0,37
Jinqing Peng [37]	2013	11%	1333	0,75	RT	30	0,671	China	0,31
Darling [12]	2013	8%	1700	0,75	RT	N	N	N	N
Suleiman Halasah [20] (A)	2013	11,7%	2150	NG	RT	30	N	UCPTE	0,32
Suleiman Halasah [20] (B)	2013	11,7%	2150	NG	GM	30	N	UCPTE	0,32
Carnevale (B) [8]	2014	12,20%	1559	0,85	RT	25	x	Italia	0,37
Hyoungseok Kim [29]	2014	11,20%	1810,4	0,8	GM	30	0,613	Malasia	x
Hengevoss [22] (Mix Euro)	2016	11,9	1800	0,77	RT	30	x	UCTE	x
Hengevoss [22] (Mix China)	2016	11,9	1800	0,77	RT	30	x	UCTE	x
Dahiya [11]	2016	13,84%	1700	0,75	RT	30	N	N	NG
Burg [6] (A)	2017	8,00%	1191	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Burg [6] (B)	2017	8,00%	1820	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Burg [6] (C)	2017	8,00%	2094	0,75	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Azzaro [4] (A)	2017	11,50%	NG	0,92	GM	20	N	N	N
Azzaro [4] (B)	2017	11,50%	NG	0,92	GM	20	N	N	N
Pérez Gallardo [38]	2018	11,50%	1000	0,92	GM	20	N	N	N
Khagendra Bhandari [5]	2015	10,9%	1700	0,75	RT/GM	30	NG	NG	0,35

Tabla 5-15. Teluro de Cadmio (2013) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	inversor	transporte	BOS	reciclado	desmantelamiento	preparación	total		
Laleman [30]	x	x	x	x	x	x	x	2250 MJp/m <sup>2</sup>	x	x
Alsema [2]	x	x	x	x	NO	x	x	x	x	x
Raugei [40]	7800 MJp/kWp	x	x	x	NO	NO	x	21900 MJp/kWp	x	x
Ito [26]	14500 MJp/kW	5000 MJp/kW	3500 MJp/kW	11879 MJp/kW	NO	NO	x	34879 MJp/kW	x	x
Fthenakis [17]	966 MJp/m <sup>2</sup>	x	x	542 MJp/m <sup>2</sup>	x	x	x	13800 MJp/kWp	x	x
Held [21]	750 MJp/m <sup>2</sup>	Incluido en BOS	NO	439 MJp/m <sup>2</sup>	81 MJp/m <sup>2</sup>	x	x	1270 MJp/m <sup>2</sup>	x	x
Held [21]	750 MJp/m <sup>2</sup>	Incluido en BOS	NO	439 MJp/m <sup>2</sup>	81 MJp/m <sup>2</sup>	x	x	1270 MJp/m <sup>2</sup>	x	x
Held [21]	750 MJp/m <sup>2</sup>	Incluido en BOS	NO	439 MJp/m <sup>2</sup>	81 MJp/m <sup>2</sup>	x	x	1270 MJp/m <sup>2</sup>	x	x
SENSE [44]	2272 MJp/m <sup>2</sup>	x	x	x	SI	x	x	2350 MJp/m <sup>2</sup>	150 kWh/año	x
SENSE [44]	2272 MJp/m <sup>2</sup>	x	x	x	SI	x	x	2735 MJp/m <sup>2</sup>	155 kWh/año	x
Dominguez [14]	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Ito et al [24]	10303 MJp/kW	x	3504 MJp/kW	x	NO	NO	x	30987 MJp/kW	162e6 kWh/año	x
Cucchiella [10]	194 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	925 MJ/m <sup>2</sup>	1196 kWh/año	634 kgCO <sub>2</sub> eq/año
Cucchiella [10]	194 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	925 MJ/m <sup>2</sup>	1306 kWh/año	692 kgCO <sub>2</sub> eq/año
Cucchiella [10]	194 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	925 MJ/m <sup>2</sup>	1403 kWh/año	744 kgCO <sub>2</sub> eq/año
Jungbluth [27]	14600 MJp/kWp	x	x	x	SI	x	x	26200 MJp/kWp	x	x
Wild-Scholten [46]	x	x	x	x	SI	x	x	x	x	x

Tabla 5-16. Teluro de Cadmio (2019) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
Carnevale (A) [8]	1070 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	N.A.	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	162,5 kWh/m <sup>2</sup> /año	duda
Jinjing Peng [37]	861 MJp/m <sup>2</sup>	212 MJp/m <sup>2</sup>	90 MJp/m <sup>2</sup>	1050	Sí	150 MJp/m <sup>2</sup>	x	2363 MJ/m <sup>2</sup>	110 kWh/m <sup>2</sup> /año	625,1 kgCO <sub>2</sub> /kWp
Darling [12]	NG	N	N	N	N	N	N	NG	NG	NG
Suleiman Halasah [20] (A)	792 MJp/m <sup>2</sup>	450 MJp/m <sup>2</sup>	NG	1728 MJp/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	2970 MJp/m <sup>2</sup>	220 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Suleiman Halasah [20] (B)	793 MJp/m <sup>2</sup>	450 MJp/m <sup>2</sup>	NG	2808 MJp/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4050 MJp/m <sup>2</sup>	220 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Carnevale (B) [8]	1070 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	SI (34,56 MJ/m <sup>2</sup> )	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	162,5 kWh/m <sup>2</sup> /año	duda
Hyoungseok Kim [29]	477,4 MJp/m <sup>2</sup>	196,2 MJp/m <sup>2</sup>	x	293,44 MJ/m <sup>2</sup>	x	x	x	967,92 MJ/m <sup>2</sup>	146 kWh/m <sup>2</sup> /año	x
Hengevoss [22] (Mix Euro)	1261 MJeq/m <sup>2</sup>	x	x	x	x	x	x	x	164,934 kWh/m <sup>2</sup> /año	x
Hengevoss [22] (Mix China)	1261 MJeq/m <sup>2</sup>	x	x	x	x	x	x	x	164,934 kWh/m <sup>2</sup> /año	x
Dahiya [11]	705,2 MJp/m <sup>2</sup>	423,16 MJp/m <sup>2</sup>	NG	282,1 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	1410,49 MJ/m <sup>2</sup>	176,46 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Burg [6] (A)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	71,5 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Burg [6] (B)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	109,2 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Burg [6] (C)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	125,6 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Azzaro [4] (A)	NG	N	N	N	NG	NG	N	NG	1512,99 MWh/año	N
Azzaro [4] (B)	NG	N	N	N	NG	NG	N	NG	1515,40 MWh/año	N

<b>Pérez Gallardo [38]</b>	NG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NG	1483,10 MWh/año	NG
<b>Khagendra Bhandari [5]</b>	652 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	623 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NG	139 kWh/m <sup>2</sup> /año	NG

Tabla 5-17. Teluro de Cadmio (2013) (3/3)

<b>Autor</b>	<b>Instalación</b>	<b>Degradación anual</b>	<b>Reemplazamientos</b>	<b>Sistema de implementación</b>	<b>Área total / Área módulo</b>	<b>EPBT [años]</b>	<b>GHG [g CO<sub>2</sub>eq/kWh]</b>
<b>Laleman [30]</b>	3 kWp	x	x	Eco-Indicator 99	71 Wp/m <sup>2</sup>	3,9	70
<b>Alsema [2]</b>	Si	x	Si, inverter 15 años	SimaPro 7	x	1,1	25
<b>Raugei [40]</b>	x	x	x	SUMMA	x	1,5	48
<b>Ito [26]</b>	x	x	NO	x	x	2,1	50
<b>Fthenakis [17]</b>	x	x	x	BdD Ecoinvent	x	0,8	18
<b>Held [21]</b>	x	0,50%	x	GaBi	0,72 m <sup>2</sup>	1,1	30
<b>Held [21]</b>	x	0,50%	x	GaBi	0,72 m <sup>2</sup>	0,85	21
<b>Held [21]</b>	x	0,50%	x	GaBi	0,72 m <sup>2</sup>	0,7	19
<b>SENSE [44]</b>	x	x	Si inverter 10 años	GaBi 4	90,2 Wp/m <sup>2</sup>	1,4	34,2
<b>SENSE [44]</b>	x	x	Si inverter 10 años	GaBi 4	90,2 Wp/m <sup>2</sup>	1,6	33,2
<b>Dominguez [14]</b>	x	0,50%	Si, inverter 20 años	Gabi 4	x	x	18,5
<b>Ito et al [24]</b>	104 MW	NO	NO	x	x	1,9	12,8
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	100 Wp/m <sup>2</sup>	2,1	92
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	100 Wp/m <sup>2</sup>	2,0	84
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	100 Wp/m <sup>2</sup>	1,8	79
<b>Jungbluth [27]</b>	3 kWp	x	Si, inverter 15 años	x	71 Wp/m <sup>2</sup>	2,7	x
<b>Wild-Scholten [46]</b>	x	0,67%	x	SimaPro 7.3	x	0,8	19

Tabla 5-18. Teluro de Cadmio (2019) (3/3)

Autor	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área modulo	EPBT [Años]	GHG [gCO <sub>2</sub> eq/kWh]
Carnevale (A) [8]	87,5 Wp	N	Si, inverter 15 años	Eco Indicator 95	121,5 Wp/m <sup>2</sup>	1,05	NG
Jinqing Peng [37]	5970 kWp	Si, pero no da el valor	Sí, componentes electrónicos del inversor (15 años)	x	110,05 Wp/m <sup>2</sup>	1,9	31
Darling [12]	NG	NG	N	N	NG	0,65	16
Suleiman Halasah [20] (A)	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	1,2	42
Suleiman Halasah [20] (B)	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	1,7	55,2
Carnevale (B) [8]	87,5 Wp	N	Si, inverter 15 años	Eco Indicator 95	121,5 Wp/m <sup>2</sup>	0,92	60,2
Hyoungeok Kim [29]	100kWp	Si, pero no da el valor	x	Base de datos EcoInvent	112 Wp/m <sup>2</sup>	0,94	15,1
Hengevoss [22] (Mix Euro)	x	0,67%	x	EcoInvent 2.2	x	0,71	9
Hengevoss [22] (Mix China)	x	0,67%	x	EcoInvent 2.2	x	0,72	13,1
Dahiya [11]	3 kWp	N	N	EcoInvent 3.1	134,4 Wp/m <sup>2</sup>	0,71	16,78
Burg [6] (A)	NG	NG	N	N	NG	2	30
Burg [6] (B)	NG	NG	N	N	NG	1,1	20
Burg [6] (C)	NG	NG	N	N	NG	0,95	15
Azzaro [4] (A)	NG	N	Inversor a los 10 años	Software SimaPro 7.3 y base de datos GaBi 4.	114,7 Wp/m <sup>2</sup>	1,346	52,548
Azzaro [4] (B)	NG	N	Inversor a los 10 años	Software SimaPro 7.3 y base de datos GaBi 4.	114,7 Wp/m <sup>2</sup>	1,297	50,686
Pérez Gallardo [38]	NG	N	Sustitución del inversor a los 10 años	SimaPro 7.3	82,50 Wp/modulo	1,31	51,67
Khagendra Bhandari [5]	NG	0,5%	N	JMP software	NG	1	N

## 5.4 Silicio amorfo

Tabla 5-19. Silicio amorfo (2013) (1/3)

Autor	año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Tiempo de vida [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Laleman [30]	2010	6,5%	950	75%	30	0,33	Bélgica	0,35
Pacca [35]	2007	6,3%	1359	RT	20	x	USA	NO
SENSE [44]	2008	5,5%	1700	RT	20	x	UCTE	x
SENSE [44]	2008	5,5%	1700	GM	20	x	UCTE	x
Dominguez [14]	2010	7,0%	1825	78%	30	0,511	España	x
Ito et al [24]	2007	6,9%	2017	77,1%	30	x	x	x
Jungbluth [27]	2008	6,5%	1117	75%	30	x	UCTE 2004	x

Tabla 5-20. Silicio amorfo (2019) (1/3)

Autor	Año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Montaje	Duración [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	Mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Wesley Soares [42]	2018	13%	1825	N	N	20	N	N	N
Jinqing Peng [37]	2013	7%	1333	0,75	RT	30	0,671	China	0,31
Hyoungseok Kim [29]	2014	6,45%	1810,4	0,8	GM	30	0,613	Malasia	x
Pérez Gallardo [38]	2018	7,50%	1000	0,92	GM	20	N	N	N
Dikai Huang [23] (A)	2017	6,60%	928,89	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (B)	2017	6,60%	1161,11	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (C)	2017	6,60%	1393,33	0,75	RT	30	N	N	0,35
Dikai Huang [23] (D)	2017	6,60%	1625,56	0,75	RT	30	N	N	0,35

Dikai Huang [23] (E)	2017	6,60%	1855,56	0,75	RT	30	N	N	0,35
Suleiman Halasah [20] (A)	2013	6,0%	2150	NG	RT	30	N	UCPTE	0,32
Suleiman Halasah [20] (A)	2013	6,0%	2150	NG	GM	30	N	UCPTE	0,32
Khagendra Bhandari [5]	2015	6,3%	1700	0,75	RT/GM	30	NG	NG	0,35

Tabla 5-21. Silicio amorfo (2013) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	inverter	transporte	BOS	reciclado	desmantelamiento	preparación	total		
Laleman [30]	x	x	x	x	x	x	x	2020 MJp/m <sup>2</sup>	x	x
Pacca [35]	861,5 MJp/m <sup>2</sup>	503 MJp/kWp	1980 MJp/kWp	3076 MJp/kWp	x	x	x	x	SI	x
SENSE [44]	1096 MJp/m <sup>2</sup>	x	x	x	SI	x	x	1198 MJp/m <sup>2</sup>	82,7 kWh/2año	x
SENSE [44]	1096 MJp/m <sup>2</sup>	x	x	x	SI	x	x	1814 MJp/m <sup>2</sup>	85,7 kWh/2año	x
Dominguez [14]	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Ito et al [24]	17743 MJp/kW	x	x	x	NO	NO	x	40990 MJp/kW	171e6 kWh/año	x
Jungbluth [27]	17700 MJp/kWp	x	x	x	SI	x	x	29000 MJp/kWp	x	x

Tabla 5-22. Silicio amorfo (2019) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
Wesley Soares [42]	1394 MJ/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	1 kWh/año	N
Jinqing Peng [37]	1039 MJ/m <sup>2</sup>	135 MJp/m <sup>2</sup>	90 MJp/m <sup>2</sup>	1050	Sí	120 MJp/m <sup>2</sup>	x	2434 MJ/m <sup>2</sup>	70 kWh/m <sup>2</sup> /año	625,1 kgCO <sub>2</sub> /kWp
Hyoungseok Kim [29]	NG	N	N	N	N	N	N	NG	93,42 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Pérez Gallardo [38]	NG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NG	945,45 MWh/año	NG
Dikai Huang [23] (A)	1324,8 MJp/m <sup>2</sup>	115,2 MJp/m <sup>2</sup>	86,4 MJp/m <sup>2</sup>	604,8 MJp/m <sup>2</sup>	230,4 MJp/m <sup>2</sup>	N	518,4 MJ/m <sup>2</sup>	2880 MJ/m <sup>2</sup>	131,4 kWh/m <sup>2</sup> /año	N

<b>Dikai Huang [23] (B)</b>	1324,8 MJp/m <sup>2</sup>	115,2 MJp/m <sup>2</sup>	86,4 MJp/m <sup>2</sup>	604,8 MJp/m <sup>2</sup>	230,4 MJp/m <sup>2</sup>	N	518,4 MJ/m <sup>2</sup>	2880 MJ/m <sup>2</sup>	164,16 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Dikai Huang [23] (C)</b>	1324,8 MJp/m <sup>2</sup>	115,2 MJp/m <sup>2</sup>	86,4 MJp/m <sup>2</sup>	604,8 MJp/m <sup>2</sup>	230,4 MJp/m <sup>2</sup>	N	518,4 MJ/m <sup>2</sup>	2880 MJ/m <sup>2</sup>	196,94 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Dikai Huang [23] (D)</b>	1324,8 MJp/m <sup>2</sup>	115,2 MJp/m <sup>2</sup>	86,4 MJp/m <sup>2</sup>	604,8 MJp/m <sup>2</sup>	230,4 MJp/m <sup>2</sup>	N	518,4 MJ/m <sup>2</sup>	2880 MJ/m <sup>2</sup>	230 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Dikai Huang [23] (E)</b>	1324,8 MJp/m <sup>2</sup>	115,2 MJp/m <sup>2</sup>	86,4 MJp/m <sup>2</sup>	604,8 MJp/m <sup>2</sup>	230,4 MJp/m <sup>2</sup>	N	518,4 MJ/m <sup>2</sup>	2880 MJ/m <sup>2</sup>	262,5 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Suleiman Halasah [20] (A)</b>	792 MJp/m <sup>3</sup>	450 MJp/m <sup>3</sup>	NG	1728 MJp/m <sup>3</sup>	NA	NA	N	2970 MJp/m <sup>2</sup>	113 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Suleiman Halasah [20] (A)</b>	792 MJp/m <sup>4</sup>	450 MJp/m <sup>4</sup>	NG	2808 MJp/m <sup>4</sup>	NA	NA	N	4050 MJp/m <sup>2</sup>	113 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
<b>Khagendra Bhandari [5]</b>	1085 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	623 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NG	80,3 kWh/m <sup>2</sup> /año	NG

Tabla 5-23. Silicio amorfo (2013) (3/3)

Autor	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total / Área modulo	EPBT [años]	GHG [g CO <sub>2</sub> eq/kWh]
Laleman [30]	3 kWp	x	x	Eco-Indicator 99	65 Wp/m <sup>2</sup>	4,2	85
Pacca [35]	30 kWp	1,10%	x	SimaPro 6	0,93 m <sup>2</sup>	3,2	34,3
SENSE [44]	x	x	Si inverter 10 años	GaBi 4	54,8 Wp/m <sup>2</sup>	1,3	31,4
SENSE [44]	x	x	Si inverter 10 años	GaBi 4	54,8 Wp/m <sup>2</sup>	1,9	30,4
Dominguez [14]	x	0,50%	Si, inverter 20 años	Gabi 4	x	x	28,5
Ito et al [24]	109,6 MW	NO	NO	x	x	2,5	15,6
Jungbluth [27]	3 kWp	x	Si, inverter 15 años	x	65Wp/m <sup>2</sup>	3,0	x

Tabla 5-24. Silicio amorfo (2019) (3/3)

Autor	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área modulo	EPBT [Años]	GHG [gCO <sub>2</sub> eq/kWh]
Wesley Soares [42]	NG	N	N	Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicator 99 (base de datos Ecoinvent 3.3)	224 Wp/modulo	1,6	NG
Jinqing Peng [37]	5970 kWp	Si, pero no da el valor	Sí, componentes electrónicos del inversor (15 años)	N	110,05 Wp/m <sup>2</sup>	2,9	44
Hyoungseok Kim [29]	100kWp	Si, pero no da el valor	N	Base de datos EcoInvent	65,5 Wp/m <sup>2</sup>	x	40,4
Pérez Gallardo [38]	NG	N	Sustitución del inversor a los 10 años	SimaPro 7.3	105 Wp/modulo	1,78	67,23
Dikai Huang [23] (A)	NG	N	N	N	NG	6,1	N
Dikai Huang [23] (B)	NG	N	N	N	NG	4,9	N
Dikai Huang [23] (C)	NG	N	N	N	NG	4,1	N
Dikai Huang [23] (D)	NG	N	N	N	NG	3,5	N
Dikai Huang [23] (E)	NG	N	N	N	NG	3	N
Suleiman Halasah [20] (A)	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	2,3	85,3
Suleiman Halasah [20] (A)	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	3,3	109,1
Khagendra Bhandari [5]	NG	0,5%	N	JMP software	NG	2,3	N

## 5.5 CIS/CIGS

Tabla 5-25. CIS/CIGS (2013) (1/3)

Autor	año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Duración [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Laleman [30]	2010	10,7%	950	75%	30	0,33	Bélgica	0,35
Raugei [40]	2007	11,0%	1700	75%	20	x	UCTPE	0,32
Ito [26]	2009	x	1702	78%	x	x	x	x
SENSE [44]	2008	11,5%	1700	RT	20	x	UCTE	x
SENSE [44]	2008	11,5%	1700	GM	20	x	UCTE	x
Dominguez [14]	2010	10%	1825	78%	30	0,511	España	x
Ito et al [25] D1	2011	8,8%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [25] D2	2011	11,2%	1725	GM	30	x	x	x
Ito et al [24]	2007	11,0%	2017	78%	30	x	x	x
Cucchiella [10]	2012	9,5%	1383	RT	20	0,531	Italia	0,4
Cucchiella [10]	2012	9,5%	1511	RT	20	0,531	Italia	0,4
Cucchiella [10]	2012	9,5%	1623	RT	20	0,531	Italia	0,4
Jungbluth [27]	2008	10,7%	1117	75%	30	x	UCTE 2004	x
Wild-Scholten [46]	2011	11,3%	1700	75%	30	0,531	UCTE	x

Tabla 5-26. CIS/CIGS (2019) (1/3)

Autor	Año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Montaje	Duración [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	Mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Jinqing Peng [37]	2013	10,5%	1333	0,75	RT	30	0,671	China	0,31
Suleiman Halasah [20] (A)	2013	12,0%	2150	NG	RT	30	N	UCPTE	0,32

Suleiman Halasah [20] (B)	2013	12,0%	2150	NG	GM	30	N	UCPTE	0,32
Carnevale (A) [8]	2014	12,60%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
Carnevale (B) [8]	2014	12,60%	1559	0,85	RT	25	N	Italia	0,37
Hyoungseok Kim [29]	2014	10,00%	1810,4	0,8	GM	30	0,613	Malasia	N
Dahiya [11]	2016	15,97%	1700	0,75	RT	30	N	N	NG
Amarakoon (A) [3]	2017	13%	763	0,85	RT	20	NG	Nueva York	N
Amarakoon (B) [3]	2017	14%	1409,7	0,89	RT	25	NG	Nueva York	N
Amarakoon (C) [3]	2017	17%	2180	0,95	RT	30	NG	Nueva York	N
Wesley Soares [42]	2018	20%	1825	N	N	20	N	N	N
Pérez Gallardo [38]	2018	12,20%	1000	0,92	GM	20	N	N	N
Khagendra Bhandari [5]	2015	11,50%	1700	0,75	RT/GM	30	NG	NG	0,35

Tabla 5-27. CIS/CIGS (2013) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación módulo	inversor	transporte	BOS	reciclado	desmantelamiento	preparación	total		
Laleman [30]	x	x	x	x	x	x	x	3200 MJp/m <sup>2</sup>	x	x
Raugei [40]	27700 MJp/kWp	x	x	x	NO	NO	x	21900 MJp/kWp	x	x
Ito [26]	12000 MJp/kW	x	3333 MJp/kW	x	NO	NO	x	29637 MJp/kW	x	x
SENSE [44]	2500MJp/m <sup>2</sup>	x	x	x	SI	x	x	2635 MJp/m <sup>2</sup>	173 kWh/2año	x
SENSE [44]	2500 MJp/m <sup>2</sup>	x	x	x	SI	x	x	3031 MJp/m <sup>2</sup>	178 kWh/2año	x
Dominguez [14]	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Ito et al [25] D1	12500 MJp/kW	1200 MJp/kW	x	x	x	x	x	23000 MJp/kW	x	x
Ito et al [25] D2	9500 MJp/kW	1200 MJp/kW	x	x	x	x	x	19000 MJp/kW	x	x
Ito et al [24]	9831 MJp/kW	x	2989 MJp/kW	x	NO	NO	x	26823 MJp/kW	162e6kWh/año	x
Cucchiella [10]	529 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	1260MJ/m <sup>2</sup>	1262 kWh/año	<sup>669</sup> kgCO <sub>2</sub> eq/año

Cucchiella [10]	529 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	1260MJ/m <sup>2</sup>	1379 kWh/año	731 kgCO <sub>2</sub> eq/año
Cucchiella [10]	529 MJ/m <sup>2</sup>	48 MJ/m <sup>2</sup>	58 MJ/m <sup>2</sup>	590 MJ/m <sup>2</sup>	NO	36 MJ/m <sup>2</sup>	x	1260MJ/m <sup>2</sup>	1481 kWh/año	785kgCO <sub>2</sub> eq/año
Jungbluth [27]	18600 MJp/kWp	x	x	x	SI	x	x	27200 MJp/kWp	x	x
Wild-Scholten [46]	x	x	x	x	SI	x	x	x	x	x

Tabla 5-28. CIS/CIGS (2019) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
Jinqing Peng [37]	1684 MJp/m <sup>2</sup>	203 MJp/m <sup>2</sup>	90 MJp/m <sup>2</sup>	1050 MJp/m <sup>2</sup>	Sí	150 MJp/m <sup>2</sup>	N	3177 MJp/m <sup>2</sup>	105 kWh/año/año	625,1 kgCO <sub>2</sub> /kWp
Suleiman Halasah [20] (A)	2628 MJp/m <sup>2</sup>	450 MJp/m <sup>2</sup>	NG	1512 MJp/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4592 MJp/m <sup>2</sup>	223 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Suleiman Halasah [20] (B)	2628 MJp/m <sup>2</sup>	450 MJp/m <sup>2</sup>	NG	2592 MJp/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	5670 MJp/m <sup>2</sup>	223 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Carnevale (A) [8]	1070 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	N.A.	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	167,3 kWh/m <sup>2</sup> /año	duda
Carnevale (B) [8]	1070 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	SI (34,56 MJp/m <sup>2</sup> )	0,0648 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	167,3 kWh/m <sup>2</sup> /año	duda
Hyoungseok Kim [29]	NG	N	N	N	N	N	N	NG	144,832 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Dahiya [11]	1515,2 MJp/m <sup>2</sup>	389,6 MJp/m <sup>2</sup>	NG	259,8 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	2164,61 MJp/m <sup>2</sup>	NG	N
Amarakoon (A) [3]	NG	NG	NA	NG	NA	NA	NA	NG	73 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Amarakoon (B) [3]	56212,2 MJp/kW	NG	NA	2128,68 MJp/kW	NA	NA	NA	60391,44 MJp/kW	156,1 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Amarakoon (C) [3]	NG	NG	NA	NG	NA	NA	NA	NG	327,7 kWh/m <sup>2</sup> /año	N

<b>Wesley Soares [42]</b>	2109 MJp/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	1 kWh/año	N
<b>Pérez Gallardo [38]</b>	NG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NG	1625,54 MWh/año	NG
<b>Khagendra Bhandari [5]</b>	1653 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	623 MJ/m <sup>2</sup>	NG	NG	NG	NG	146,6 kWh/m <sup>2</sup> /año	NG

Tabla 5-29. CIS/CIGS (2013) (3/3)

<b>Autor</b>	<b>Instalación</b>	<b>Degradación anual</b>	<b>Reemplazamientos</b>	<b>Sistema de implementación</b>	<b>Área total / Área módulo</b>	<b>EPBT [años]</b>	<b>GHG [g CO<sub>2</sub>eq/kWh]</b>
<b>Laleman [30]</b>	3 kWp	x	x	Eco-Indicator 99	106 Wp/m <sup>2</sup>	4	70
<b>Raugei [40]</b>	x	x	x	SUMMA	x	2,8	95
<b>Ito [26]</b>	x	x	NO	x	x	1,8	46
<b>SENSE [44]</b>	x	x	Si inverter 10 años	GaBi 4	112Wp/m <sup>2</sup>	1,3	43
<b>SENSE [44]</b>	x	x	Si inverter 10 años	GaBi 4	112Wp/m <sup>2</sup>	1,5	41,7
<b>Dominguez [14]</b>	x	0,50%	Si, inverter 20 años	Gabi 4	x	x	33,5
<b>Ito et al [25] D1</b>	30kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	x	1,7	36
<b>Ito et al [25] D2</b>	3kW	0,50%	Si, inverter 15 años	JEMAI-LCA	x	1,4	31
<b>Ito et al [24]</b>	103,7 MW	NO	NO	x	x	1,6	10,5
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	100 Wp/m <sup>2</sup>	2,8	90
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	100 Wp/m <sup>2</sup>	2,5	83
<b>Cucchiella [10]</b>	x	x	NO	x	100 Wp/m <sup>2</sup>	2,4	77
<b>Jungbluth [27]</b>	3 kWp	x	Si, inverter 15 años	x	107Wp/m <sup>2</sup>	2,8	x
<b>Wild-Scholten [46]</b>	x	0,67%	x	SimaPro 7.3	x	1,3	31

Tabla 5-30. CIS/CIGS (2019) (3/3)

Autor	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área modulo	EPBT [Años]	GHG [gCO <sub>2</sub> eq/kWh]
Jinqing Peng [37]	5970 kWp	Si, pero no da el valor	Sí, componentes electrónicos del inversor (15 años)	N	110,05 Wp/m <sup>2</sup>	2,6	36
Suleiman Halasah [20] (A)	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	2	32,5
Suleiman Halasah [20] (B)	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	2,5	44,5
Carnevale (A) [8]	135 Wp	N	Si, inverter 15 años	Eco Indicator 95	126,1 Wp/m <sup>2</sup>	0,97	NG
Carnevale (B) [8]	135 Wp	N	Si, inverter 15 años	Eco Indicator 95	126,1 Wp/m <sup>3</sup>	0,54	37,1
Hyoungseok Kim [29]	100kWp	Si, pero no da el valor	x	Base de datos EcoInvent	100 Wp/m <sup>2</sup>	x	37,9
Dahiya [11]	3 kWp	N	N	EcoInvent 3.1	155,1 Wp/m <sup>2</sup>	1,19	26,15
Amarakoon (A) [3]	N	1,50%	N	Gabi6	NG	NG	34
Amarakoon (B) [3]	N	1%	N	Gabi6	140 Wp/m <sup>2</sup>	1,91	12,5
Amarakoon (C) [3]	N	0,50%	N	Gabi6	NG	NG	5
Wesley Soares [42]	NG	N	N	Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicator 99 (base de datos EcoInvent 3.3)	224 Wp/modulo	1,6	8
Pérez Gallardo [38]	NG	N	Sustitución del inversor a los 10 años	SimaPro 7.3	82,50 Wp/modulo	1,72	58,54
Khagendra Bhandari [5]	NG	0,5%	N	JMP software	NG	1,7	N

## 5.6 Ribbon-Si

Tabla 5-31. Ribbon-Si (2013) (1/3)

Autor	año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Duración [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Laleman [30]	2010	12,0%	950	75%	30	0,33	Bélgica	0,35
Alsema [2]	2006	11,5%	1700	75%	30	x	UCTE	x
Dominguez [14]	2010	12%	1825	78%	30	0,511	España	x
Fthenakis [16]	2006	x	1700	75%	30	x	Europa	x
Jungbluth [27]	2008	12,0%	1117	75%	30	x	UCTE 2004	x
Alsema [1]	2005	12%	1700	75%	30	0,48	UCTE	0,31

Tabla 5-32. Ribbon-Si (2019) (1/3)

Autor	Año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Montaje	Duración [años]	Fmix [kgCO <sub>2</sub> eq/kWh]	Mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJp]
Wesley Soares [42]	2018	18,50%	1825	N	N	20	N	N	N
Hyoungseok Kim [29]	2014	15,00%	1810,4	0,8	GM	30	0,613	Malasia	x
Darling [12]	2013	8%	1700	0,75	RT	N	N	N	N
Suleiman Halasah [20] (A)	2013	13,2%	2150	NG	RT	30	N	UCPTE	0,32
Suleiman Halasah [20] (B)	2013	13,2%	2150	NG	GM	30	N	UCPTE	0,32

Tabla 5-33. Ribbon-Si (2013) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación módulo	inverter	transporte	BOS	reciclado	desmantelamiento	preparación	total		
Laleman [30]	x	x	x	x	x	x	x	4000 MJp/m <sup>2</sup>	x	x
Alsema [2]	x	x	x	x	NO	x	x	x	x	x
Dominguez [14]	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Fthenakis [16]	x	x	x	542 MJ/m <sup>2</sup>	x	x	x	x	x	x
Jungbluth [27]	17800 MJp/kWp	x	x	x	SI	x	x	25800 MJp/kWp	x	x
Alsema [1]	2600 MJp/m <sup>2</sup>	1930 MJp/kWp	x	x	NO	NO	x	x	x	x

Tabla 5-34. Ribbon-Si (2019) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del modulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
Wesley Soares [42]	2824 MJp/m <sup>2</sup>	N	N	N	N	N	N	NG	1 kWh/año	N
Hyoungseok Kim [29]	NG	N	N	N	N	N	N	NG	217,248 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Darling [12]	NG	N	N	N	N	N	N	NG	102 kWh/m <sup>2</sup> /año	NG
Suleiman Halasah [20] (A)	1584 MJp/m <sup>2</sup>	450 MJp/m <sup>2</sup>	NG	1656 MJp/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	3690 MJp/m <sup>2</sup>	242 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Suleiman Halasah [20] (B)	1584 MJp/m <sup>2</sup>	450 MJp/m <sup>2</sup>	NG	2736 MJp/m <sup>2</sup>	NA	NA	N	4770 MJp/m <sup>2</sup>	242 kWh/m <sup>2</sup> /año	N

Tabla 5-35. Ribbon-Si (2013) (3/3)

Autor	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total / Área módulo	EPBT [años]	GHG [g CO <sub>2</sub> eq/kWh]
Laleman [30]	3 kWp	x	x	Eco-Indicator 99	120 Wp/m <sup>2</sup>	4	67
Alsema [2]	Si	x	Si, inverter 15 años	SimaPro 7	x	1,7	29
Dominguez [14]	x	0,50%	Si, inverter 20 años	Gabi 4	x	x	30
Fthenakis [16]	x	x	x	x	x	1,7	30
Jungbluth [27]	3 kWp	x	Si, inverter 15 años	x	120 Wp/m <sup>2</sup>	2,7	x
Alsema [1]	1kWp	x	Si, inverter 15 años	SimaPro v6.04	x	1,7	30

Tabla 5-36. Ribbon-Si (2019) (3/3)

Autor	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área modulo	EPBT [Años]	GHG [gCO <sub>2</sub> eq/kWh]
Wesley Soares [42]	NG	N	N	Software OpenLCA 1.6.3. Eco Indicator 99 (base de datos Ecoinvent 3.3)	224 Wp/modulo	2,3	NG
Hyoungseok Kim [29]	100kWp	Si, pero no da el valor	x	Base de datos EcoInvent	150,1 Wp/m <sup>2</sup>	x	28
Darling [12]	NG	NG	N	N	NG	1,4	22
Suleiman Halasah [20] (A)	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	1,4	29,61
Suleiman Halasah [20] (B)	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	1,8	37,4

## 5.7 HCPV

Tabla 5-37. HCPV (2013)

Ref.	Date	Ef. [%]	PR	LT [yr]	H [kWh/m <sup>2</sup> yr]	Montaje	F <sub>MIX</sub>	CF [MJ/MJ <sub>p</sub> ]	P	E <sub>MODULE</sub> [MJ <sub>p</sub> ]	E <sub>TRANS</sub> [MJ <sub>p</sub> ]	E <sub>INST</sub> [MJ <sub>p</sub> ]	E <sub>BOS</sub> [MJ <sub>p</sub> ]	E <sub>EOL</sub> [MJ <sub>p</sub> ]	E <sub>IN</sub> [MJ <sub>p</sub> ]	E <sub>O&amp;M</sub>	AG	EPBT [yr]	GHG [gCO <sub>2eq</sub> /kWh]
Turconi (A) [45]	2013	37%	NG	30	2600D	Gm <sup>2</sup>	NG	0.29	53 kW <sub>p</sub>	860843	61364	162	609952	20745	1553066	111830 MJ <sub>p</sub>	144 MWh/yr	0.9	26
Turconi (B) [45]	2013	37%	NG	30	2480D	Gm <sup>2</sup>	NG	0.29	53 kW <sub>p</sub>	860843	61364	162	609952	20745	1553066	111830 MJ <sub>p</sub>	136 MWh/yr	0.9	27
Turconi (C) [45]	2013	37%	NG	30	2570D	Gm <sup>2</sup>	NG	0.29	53 kW <sub>p</sub>	860843	61364	162	609952	20745	1553066	111830 MJ <sub>p</sub>	139 MWh/yr	0.9	27
Fthenakis-Kim [18]	2011	18%	0.68	30	2480D	Gm <sup>2</sup>	NG	0.29	24 kW <sub>p</sub>	473860	26144	817	294937	13889	817000	8987 MJ <sub>p</sub>	48700 kWh/yr	1.3	38
Nishimura (A) [34]	2010	18.8%	NG	20	1513	Gm <sup>2</sup>	NA	0.4	0.3 kW <sub>p</sub>	2875	6.69	16.9	2251.2	NA	5150	892 MJ <sub>p</sub>	291 kWh/yr	2	NA
Nishimura (B) [34]	2010	18.0%	NG	20	1263	Gm <sup>2</sup>	NA	0.4	0.3 kW <sub>p</sub>	3575	6.69	16.9	2167	NA	5760	892 MJ <sub>p</sub>	248 kWh/yr	2.6	NA
Peharz (A) [36]	2005	26%	0.94	N	1000	Gm <sup>2</sup>	NA	0.34	6 kW <sub>p</sub>	34514	NA	270	4827	NA	72239	219 kWh/yr	NG	1.0-1.3	NA
Peharz (B) [36]	2005	26%	0.94	N	1900	Gm <sup>2</sup>	NA	0.4	6 kW <sub>p</sub>	34514	8000	270	4827	NA	80226	219 kWh/yr	11888 kWh/yr	0.6-0.8	NA

Tabla 5-38. HCPV (2019) (1/3)

Autor	Año de publicación	Eficiencia	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> año]	PR	Montaje	Duración [años]	F <sub>mix</sub> [kgCO <sub>2eq</sub> /kWh]	Mix energético	Coefficiente de conversión [MJ/MJ <sub>p</sub> ]
Suleiman Halasah [20] (A)	2013	25,0%	2150	NG	GM	30	N	UCPTE	0,32
Suleiman Halasah [20] (B)	2013	26,0%	2150	NG	GM	30	N	UCPTE	0,32
Sandwell [41] (A.1)	2016	30%	2482	0,93	GM	30	0,503	Reino Unido	0,29
Sandwell [41] (A.2)	2016	30%	2278	0,93	GM	30	0,291	Reino Unido	0,29
Sandwell [41] (A.3)	2016	30%	2668	0,93	GM	30	0,754	Reino Unido	0,29
Sandwell [41] (A.4)	2016	30%	2409	0,93	GM	30	0,764	Reino Unido	0,29
Sandwell [41] (A.5)	2016	30%	2668	0,93	GM	30	0,823	Reino Unido	0,29

Sandwell [41] (A.6)	2016	30%	3322	0,93	GM	30	0,441	Reino Unido	0,29
Sandwell [41] (B)	2016	24,10%	1794	NG	GM	30	NG	UCTE	0,32
Sandwell [41] (C)	2016		1825		GM			California	
Sandwell [41] (D)	2016		2520		GM			Arizona	
Sandwell [41] (E)	2016	37%	1794	NG	GM	30	NG	UCTE	0,32
Sandwell [41] (F)	2016	30%	1794	0,787	GM	30	N	N	N
Burg [6] (A)	2017	27,00%	1191	0,9	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Burg [6] (B)	2017	27,00%	1820	0,9	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Burg [6] (C)	2017	27,00%	2094	0,9	RT	30	0,514	EE. UU.	N
Blanca Corona [9] (A)	2017	28,19%	1834 kWh/m <sup>2</sup> /año	0,813	GM	20	NG	Marruecos	0,3
Blanca Corona [9] (B)	2017	28,19%	1834 kWh/m <sup>2</sup> /año	0,813	GM	25	NG	Marruecos	0,3
Blanca Corona [9] (C)	2017	28,19%	1834 kWh/m <sup>2</sup> /año	0,813	GM	30	NG	Marruecos	0,3

Tabla 5-39. HCPV (2019) (2/3)

Autor	Detalle de energía requerida								Generación eléctrica	GHG evitados
	Fabricación del módulo	Inversor	Transporte	BOS	Reciclado	Desmantelamiento	Preparación	Total		
Suleiman Halasah [20] (A)	NG	NG	NG	NG	NA	NA	N	1200 kWh/m <sup>2</sup>	482 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Suleiman Halasah [20] (B)	NG	NG	NG	NG	NA	NA	N	800 kWh/m <sup>2</sup>	501 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Sandwell [41] (A.1)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	167048 kWh	N
Sandwell [41] (A.2)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	153318 kWh	N
Sandwell [41] (A.3)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	179566 kWh	N
Sandwell [41] (A.4)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	162135 kWh	N
Sandwell [41] (A.5)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	179566 kWh	N

Sandwell [41] (A.6)	355,3 MJ	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	223583 kWh	N
Sandwell [41] (B)	5,8 MJ/Wp	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	NG	N
Sandwell [41] (C)	12,9 MJ/Wp									
Sandwell [41] (D)	12,9 MJ/Wp									
Sandwell [41] (E)	5508,6 MJp/m <sup>2</sup>	NG	229,8 MJp/m <sup>2</sup>	418,8 MJp/m <sup>2</sup>	77,7 MJp/m <sup>2</sup>	NG	NG	6234,96 MJp/m <sup>2</sup>	NG	N
Sandwell [41] (F)	176,239 MJ	12,864 MJ	8,713 MJ	107,748 MJ	NG	3,343MJ	177,98 MJ	523,538 MJ	420,32 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Burg [6] (A)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	289,4 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Burg [6] (B)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	442,3 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Burg [6] (C)	NG	N	NA	N	N	N	N	NG	508,8 kWh/m <sup>2</sup> /año	N
Blanca Corona [9] (A)	7041,7 MJ/m <sup>2</sup>	NG	41,94 MJ/m <sup>2</sup>	1122,2 MJ/m <sup>2</sup>	NG	136,4 MJ/m <sup>2</sup>	77,2 MJ/m <sup>2</sup>	NG	1447,4 MWh/año	N
Blanca Corona [9] (B)	7041,7 MJ/m <sup>3</sup>	NG	41,94 MJ/m <sup>3</sup>	1402,8 MJ/m <sup>2</sup>	NG	136,4 MJ/m <sup>3</sup>	77,2 MJ/m <sup>3</sup>	NG	1400,2 MWh/año	N
Blanca Corona [9] (C)	7041,7 MJ/m <sup>4</sup>	NG	41,94 MJ/m <sup>4</sup>	1683,3 MJ/m <sup>2</sup>	NG	136,4 MJ/m <sup>4</sup>	77,2 MJ/m <sup>4</sup>	NG	1379,9 MWh/año	N

Tabla 5-40. HCPV (2019) (3/3)

Autor	Instalación	Degradación anual	Reemplazamientos	Sistema de implementación	Área total/Área modulo	EPBT [Años]	GHG [gCO2eq/kWh]
Suleiman Halasah [20] (A)	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	0,8	21,6
Suleiman Halasah [20] (B)	NG	1%	2 sustituciones inversor	N	NG	0,6	17,4
Sandwell [41] (A.1)	6 kWp	0,70%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,3	9
Sandwell [41] (A.2)	6 kWp	0,70%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,32	9,4
Sandwell [41] (A.3)	6 kWp	0,70%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,28	8,3
Sandwell [41] (A.4)	6 kWp	0,70%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,33	9,8

<b>Sandwell [41] (A.5)</b>	6 kWp	0,70%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,29	8,8
<b>Sandwell [41] (A.6)</b>	6 kWp	0,70%	N	N	322 Wp/m <sup>2</sup>	0,22	6,5
<b>Sandwell [41] (B)</b>	32,7 kWp	N	N	software Simapro 7.2.4, ecoinvent 2.2 database	241 Wp/m <sup>2</sup>	0,8	18
<b>Sandwell [41] (C)</b>						1,5	N
<b>Sandwell [41] (D)</b>						1,3	N
<b>Sandwell [41] (E)</b>	53 kWp	N	N	software Simapro 7.2.4, ecoinvent 2.2 database	198,5Wp/m <sup>2</sup>	1,5	32
<b>Sandwell [41] (F)</b>	NG	0,50%	Sustitución inversora a los 10 años	Simapro 7.3 con base de datos ecoinvent 2.2	NG	1	20
<b>Burg [6] (A)</b>	NG	NG	N	N	NG	2,9	45
<b>Burg [6] (B)</b>	NG	NG	N	N	NG	2	30
<b>Burg [6] (C)</b>	NG	NG	N	N	NG	1,1	25
<b>Blanca Corona [9] (A)</b>	1008 kWp	0,6% para el primer año y en 0,4% para el resto.	N	software Simapro 8.1.0 y base de datos Ecoinvent v.3	280 Wp/m <sup>2</sup>	0,862	53,7
<b>Blanca Corona [9] (B)</b>	1008 kWp	0,6% para el primer año y en 0,4% para el resto.	N	software Simapro 8.1.0 y base de datos Ecoinvent v.3	280 Wp/m <sup>2</sup>	0,891	45,6
<b>Blanca Corona [9] (C)</b>	1008 kWp	0,6% para el primer año y en 0,4% para el resto.	N	software Simapro 8.1.0 y base de datos Ecoinvent v.3	280 Wp/m <sup>2</sup>	0,904	40,2



# 6 ANÁLISIS COMPARATIVO

---

En este apartado en primer lugar se muestra el rango de variación de la eficiencia, tiempo de retorno energético y emisiones de gases de efecto invernadero de todas las tecnologías explicando cuales son las causas de las divergencias en los resultados.

Tras esto se estudiarán por separado cada una de las tecnologías, silicio monocristalino, policristalino, silicio amorfo, telurio de cadmio, CIS/CIGS, ribbon-Si y HCPV cada una de ellas en un apartado distinto. Se comienza cada subapartado con una tabla resumen de los resultados extraídos del capítulo anterior. La última línea de cada una de las tablas resumen es escrita a partir de los valores medios de los resultados anteriores. A continuación se incluyen dos figuras en las que para cada tecnología se puede observar el rango de los valores entre los que se mueven los datos de las tablas (eficiencia del módulo, PR, duración, irradiación y energía aproximada requerida) y los resultados obtenidos (EPBT, GHG y ERF).

Una vez establecidos los valores generalistas con los que se trabaja, se propone analizar los resultados del tiempo de retorno energético, el factor de recuperación de energía y las emisiones de dióxido de carbono equivalente.

Para realizar este análisis se grafica el tiempo de retorno energético, ERF y emisiones de gases de efecto invernadero de cada uno de los autores frente a la energía anual generada por el sistema (EG). Se adopta esta representación porque en el cálculo del tiempo de retorno energético la variable de la energía generada anualmente (EG) tiene un alto grado influencia en el valor que se obtiene del EPBT y cuando aumenta EG el tiempo de retorno energético ha de disminuir.

Ecuación 6-1. Energía anual generada por el sistema

$$E_G = \text{Irradiación} \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{año}} \right] \times PR [\%] \times \text{Eficiencia inicial} [\%]$$

## 6.1 Rango de variación de la eficiencia, EPBT Y GHG

Se estudia en primer lugar de forma general para cada tecnología los datos de la eficiencia del módulo, el tiempo de retorno energético y de las emisiones de gases de efecto de invernadero. Se observa que en cada tecnología fotovoltaica estudiada existen diferencias en los resultados.

En la Figura 6-1 se observa el rango de valores de la eficiencia del módulo para cada tecnología fotovoltaica. Destaca sobre el resto la eficiencia de HCPV siendo bastante superior. En contra, las instalaciones de silicio amorfo presentan las menores eficiencias. Las demás tecnologías presentan eficiencias parecidas y se analizará más adelante según su tiempo de retorno energético si la consiguen con mayor o menor requerimientos energéticos.

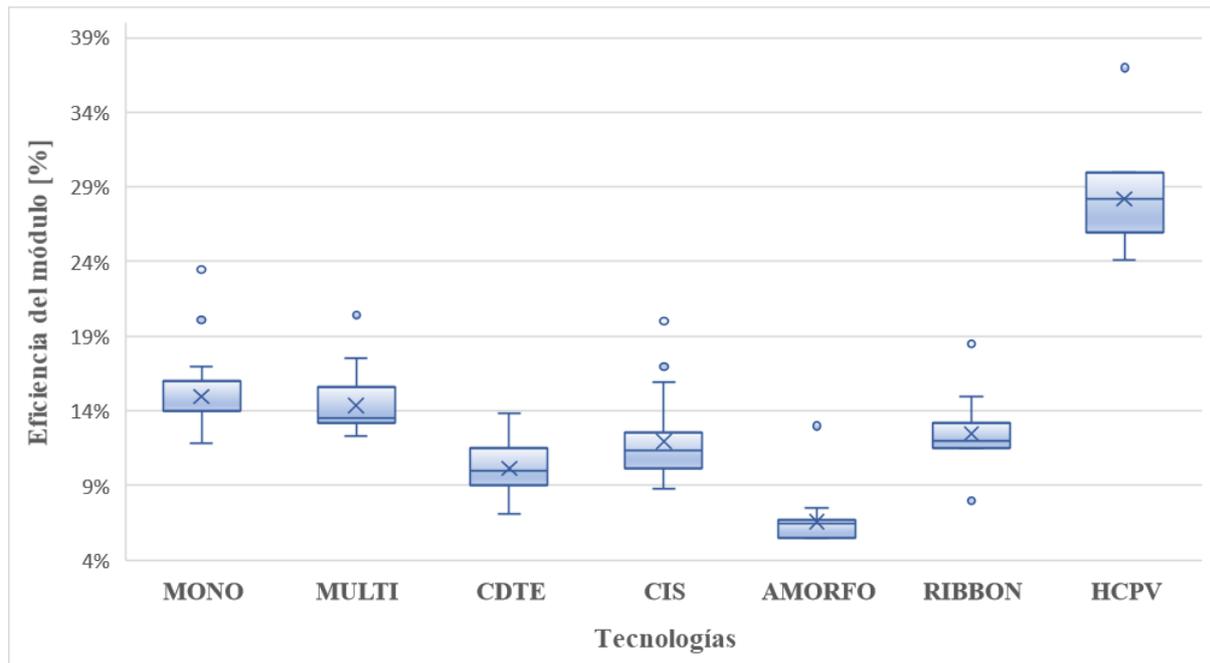


Figura 6-1. Rango de valores de la eficiencia del módulo en función de la tecnología

Tal y como ocurría en el trabajo anterior de Cabello Villar ([7]), hay una mayor diferencia de resultados en cuanto al tiempo de retorno energético para aquellos sistemas fotovoltaicos basados en silicio monocristalino y policristalino. Sin embargo, la incertidumbre en los resultados de emisiones de gases de efecto invernadero se mantiene parecida en todas las tecnologías fotovoltaicas excepto para HCPV y sobre todo para Ribbon, y además presentan los valores de emisiones más bajos. Se observa que en general se cumple que las tecnologías que mayor eficiencia tienen presentan menor tiempo de retorno energético. Esto ocurre porque la mayoría de las tecnologías tienen requerimientos energéticos parecidos y hace que lo que marque cuál de ellas tiene mejor EPBT sea su eficiencia. No obstante, nos encontramos dos excepciones como son el silicio amorfo que a pesar de tener la con diferencia la peor eficiencia, no tiene los peores resultados en cuanto al EPBT (parecidos al silicio monocristalino) ya que posee requerimientos energéticos bajos y telurio de cadmio que a pesar de tener el segundo peor rango de eficiencia, presenta el menor tiempo de retorno energético exceptuando HCPV debido a su bajo requerimiento energético en la fabricación de los módulos.

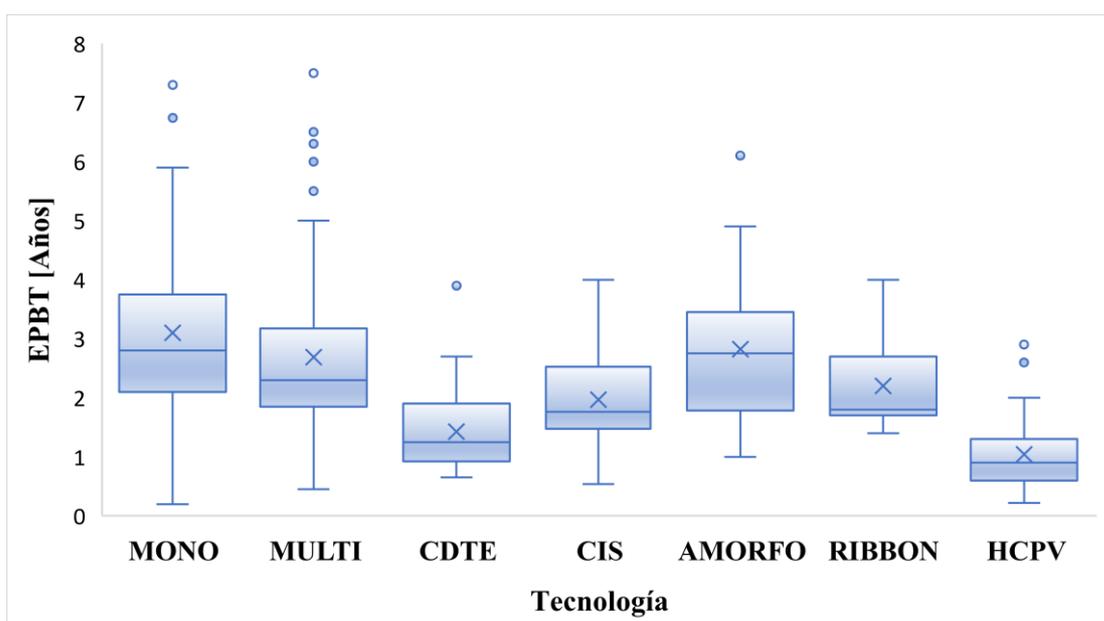


Figura 6-2. Rango de valores del EPBT en función de la tecnología

A continuación, en la Figura 6-3 se muestra el rango de valores de las emisiones GHG para cada tecnología. Aunque HCPV sigue dominando, existe mayor igualdad en general que en el caso de la eficiencia del panel y el tiempo de retorno energético.

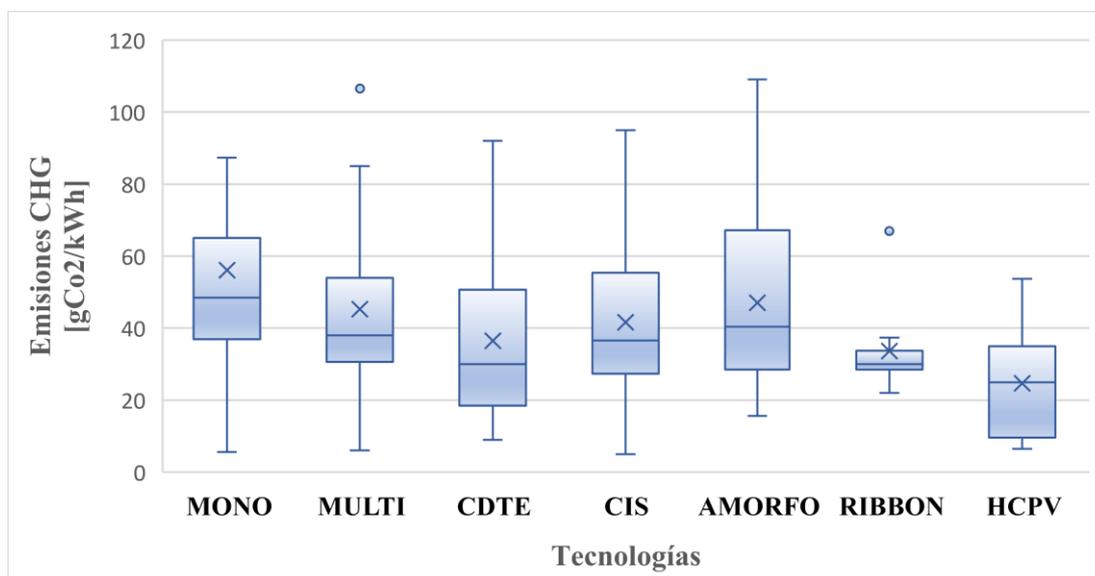


Figura 6-3. Rango de valores de las emisiones GHG en función de la tecnología

Esta gran diferencia en los resultados que impide la comparación directa de éstos se debe a distintas metodologías, factores e hipótesis adoptadas por los autores. A continuación, se estudian las variables que afectan a cada uno de los parámetros.

### 6.1.1 Tiempo de retorno energético

El tiempo de retorno energético (EPBT), representa el número de años que un sistema necesita para recuperar la invertida energía en él:

$$EPBT = \frac{\text{Energía total requerida por el sistema en su ciclo de vida [kWh]}}{\text{Generación eléctrica anual [kWh/año]}}$$

#### 6.1.1.1 Factor de conversión

El coeficiente de conversión de energía primaria (C) [MJeléctrico/MJprimario], tal como indica Cabello Villar ([7]) es propio de cada país y representa cuanta de la energía invertida en la fabricación equiparable al consumo eléctrico. Su valor puede oscilar dependiendo de la zona de producción (0,29- 0,4). Algunos autores no incluyen este coeficiente, otros no especifican si lo han incorporado o no en los cálculos y su inclusión o su ausencia supone reducir a un tercio el resultado de los años necesarios para la recuperación energética, ya que multiplica a la energía total necesaria, por tanto, es uno de los parámetros más importantes en cuanto a los resultados finales.

#### 6.1.1.2 Energía primaria

Normalmente, los estudios tienen como base de cálculo de la energía requerida la energía empleada en la fabricación del panel fotovoltaico, teniendo en cuenta todos los pasos para su producción, desde la extracción de la sílica hasta la laminación. También sucede así con aquella correspondiente a los inversores y aparatos electrónicos.

No obstante, en muchos de ellos no se especifica si se considera el transporte de los componentes hasta el lugar de construcción de la planta desde su punto de fabricación, la energía correspondiente a la preparación de los

terrenos, el desmantelamiento final de la planta tras su periodo de utilización o el reciclado debido en muchos casos a la inexistencia de datos de confianza para incluirlos.

Como se indica en el trabajo de Cabello Villar ([7]):

*“Estas variables junto con el hecho intrínseco a la mejora tecnológica en los sistemas productivos, que en el periodo considerado han tenido un descenso porcentual de los requerimientos de energía muy importante, especialmente desde la aplicación de purificación del silicio con niveles de pureza más altos y cercanos a los de los componentes electrónicos a través del procesado conocido como “modified Siemens process” o “Fluidized Bed Reactor”. Además, contribuye la mejora del aprovechamiento de material, ya que las obleas fotovoltaicas han sufrido una reducción del espesor de la capa de silicio. Es por ello que ha de incluirse en la dependencia una variable temporal asociada al procedimiento técnico de fabricación.”*

### 6.1.1.3 Generación eléctrica

La generación eléctrica anual (denominador de la ecuación del tiempo de retorno energético), depende de la eficiencia del módulo, la pérdida de eficiencia anual, el rendimiento del resto de los componentes que conforman la instalación (PR) y de la localización de la instalación, según la irradiación que reciba el sistema (instalaciones en lugares poca radiación (Centro Europa) pueden llegar a tener un tiempo de retorno energético de casi el doble que lugares con mayor radiación (Sur de Europa)).

### 6.1.1.4 Variables que afectan al tiempo de retorno energético

EPBT depende de los siguientes parámetros:

$$EPBT = f(\text{año}, \text{Energía primaria requerida}, C, \text{Eficiencia}, PR, \text{Irradiación}, \text{degradación})$$

### 6.1.2 Factor de retorno energético

El factor de retorno energético (ERF) es una variable relacionada tiempo de retorno energético y al tiempo de vida de la instalación y mide el número de veces que la energía requerida en todo el ciclo de vida de la instalación es generada por el mismo.

$$ERF = \frac{\text{Tiempo de vida de la instalación [años]}}{EPBT \text{ [años]}}$$

Por tanto, ERF depende del tiempo de vida de la instalación además de los mismos parámetros de los que depende el tiempo de retorno energético:

$$ERF = f(\text{año}, \text{Energía primaria requerida}, C, \text{Eficiencia}, PR, \text{Irradiación}, \text{degradación}, \text{tiempo de vida})$$

### 6.1.3 Emisiones de gases de efecto invernadero

Se calculan como:

$$GHG \text{ [g CO}_2\text{-eq/ kWh]} = \frac{\text{Emisión total de CO}_2\text{eq durante el ciclo de vida [gCO}_2\text{eq]}}{\text{Generación eléctrica anual [kWh/año]} \times \text{Tiempo de vida [año]}}$$

### 6.1.3.1 Factor de emisiones

Las emisiones de gases dependen de la mezcla energética del país, factor de emisión ( $F_{mix}$ ) [ $\text{kgCO}_2\text{eq/kWh}$ ]. Por tanto, influye notablemente en los resultados el lugar de producción.

### 6.1.3.2 Duración y degradación

Se suele considerar como tiempo de vida de la instalación el correspondiente a la garantía que ofrecen los fabricantes de los paneles, la cual está ligada a la degradación que sufren los módulos. Durante los últimos años y debido a la constante evolución en los sistemas fotovoltaicos, este tiempo de vida va creciendo poco a poco. El tiempo de funcionamiento que se considera para instalación afecta mucho a los resultados medioambientales y en la cuantificación del factor de retorno energético, pero su influencia es pequeña en el cálculo del EPBT.

### 6.1.3.3 Variables que afectan al GHG

Las emisiones de gases de efecto invernadero dependen de:

$$GHG = f(\text{año}, F_{mix}, LT, \text{Eficiencia}, \text{Irradiación}, PR, \text{degradación}, \text{etapas consideradas})$$

## 6.1.4 Calidad de los datos

Es interesante medir de alguna forma la calidad de cada artículo en función del número de variables que éstos presentan y analizan de la instalación. Sobre un máximo de 25 variables, se otorga una puntuación entre 0 y 25 puntos con el objetivo de tener una idea general y rápida acerca de cuáles son los autores que suelen dar más información en sus estudios.

En la siguiente tabla se enumeran las variables analizadas por cada estudio representando cada letra un parámetro del sistema: a EPBT, b GHG, c Eficiencia, d Irradiación, e PR, f tiempo de vida, g  $F_{mix}$ , h mix energético, i coeficiente de conversión, j energía fabricación del módulo, k inversor, l transporte, m BOS, n reciclado, o desmantelamiento, p preparación terrenos, q total, r generación eléctrica, s GHG evitados, t tamaño instalación, u degradación anual, v reemplazamientos, w sistema de implementación, x área módulo/área total.

Tabla 6-1. Puntuación otorgada a cada estudio en función del número de variables analizadas

Autor	Variables	Total
Laleman [30]	a,b,c,d,e,f,g,h,i,j,q,w,x	12
Alsema [2]	a,b,c,d,e,f, h, w	8
Pacca [35]	a,b,c,d, f,h,j,k,l,m,t,u,w,x	14
Raugei [40]	a,b,c,d,e,f,h,i,j,n,q ,w	12
Ito [26]	a,b,d,e, j,k,l,m,n,o,q,t	12
Kannan [39]	a,b,c,d,f,h,j,k,l,m,n,q,r,s,t	15
Fthenakis [17]	a,b,c,d,e,g,h,i,j,m,n,o,q	13
Desideri [13]	a,b,c,e,f,g,h,k,l,m,n,p,q,r,t,u,v,w,x	19
Held [21]	a,b,c,d,e,f,g,h,j,m,n,o,q,u,w,x	16
SENSE [44]	a,b,c,d,f,h,j,k,m,n,q,r,t,v,w,x	16
Domínguez [14]	b,c,d,e,f,g,h, u,v	9
Stoppato [43]	a,b,c,d,f,g,h,j ,r,s,w	11
Ito et al. [25]	a,b,c,d,e,f,g,j,k,l,m,n,q,t,u,v,x,y	18
Lu [31]	a,b,c,f,h,j,k,l,m,n,q,r,s,t,x	15
Ito [24]	a,b,c,d,e,f,j,k,l,m,n,q,t,u,v,y	16
Cucchiella [10]	a,b,c,d,f,g,h,i,j,k,l,m,n,p,q,s,v,w	18
Fthenakis [16]	a,b,d,e,f,h,m	7
Jungbluth [27]	a,c,d,e,f,h,j,n, q,t,x	11
Alsema [1]	a,b,c,d,e,f,g,h,i,j,k,m,n,v,w	15

---

<b>Wild-Scholten [46]</b>	a,b,c,d,e,f,g,h,u,w <sup>1</sup>	10
<b>Amarakoon [3]</b>	a,b,c,d,e,f,h,j,m,q,v,u,w,x	14
<b>Azzaro [4]</b>	a,b,c,e,f,v,w,x	9
<b>Blanca Corona [9]</b>	a,b,c,d,e,f,h,i,j,l,m,o,p,r,t,u,w,x	18
<b>Burg [6]</b>	a,b,c,d,e,f,g,h,r	9
<b>Byung-ju Kim [28]</b>	a,b,c,d,e,f,g,h,j,k,m,q,r,t,v,w,x	17
<b>Carnevale [8]</b>	a,c,d,e,f,h,i,j,o,r,t,v,w,x	14
<b>Dahiya [11]</b>	a,b,c,d,e,f,j,k,m,q,r,t,w,x	14
<b>Darling [12]</b>	a,b,c,d,e,r	6
<b>Dikai Huang [23]</b>	a,c,d,e,f,i,j,k,l,m,n,p,q,r	14
<b>Hengevoss [22]</b>	a,b,c,d,e,f,h,j,r,u,w	11
<b>Hyoung. Kim [29]</b>	b,c,d,e,g,h,i,v,t,u,w,x	12
<b>Jinqing Peng [37]</b>	a,b,c,d,e,f,g,h,i,j,k,l,m,o,q,r,s,t,v,x	20
<b>Khag. Bhandari [5]</b>	a,c,d,e,f,i,j,m,v,u,w	11
<b>Norasik. Ludin [32]</b>	a,b,c,d,f,q	6
<b>Peishi Wu [47]</b>	a,c,d,e,f,j,k,l,m,q,r,t,v,x	15
<b>Pérez Gallardo [38]</b>	a,b,c,d,e,f,r,v,w,x	10
<b>Sandwell [41]</b>	a,b,c,d,e,f,g,h,i,j,r,t,u,x	14
<b>Sule. Halasah [20]</b>	a,b,c,d,f,h,i,j,k,m,q,r,u,v	14
<b>Wei Lou [33]</b>	a,b,c,d,e,f,g,h,i,j,m,q,r,u,w	15
<b>Wesley Soares [42]</b>	a,c,d,f,j,r,w,x	8

---

## 6.2 Silicio monocristalino

El análisis de los diversos estudios de instalaciones que utilizan módulos de silicio monocristalino queda resumido en la siguiente tabla:

Tabla 6-2. Resumen de resultados de instalaciones de silicio monocristalino

Autor	Eficiencia módulo	P.R.	Duración [años]	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> /año]	EPBT [años]	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Año de publicación
Kannan [39]	11,80%	RT	25	NG	6,74	217	2005
Alsema et al [1]	14%	0,75	30	1000	4,6	NG	2005
Alsema et al [1]	14%	0,75	30	1700	2,7	45	2005
Alsema [2]	14%	0,75	30	1700	2,1	35	2006
Alsema [2]	14%	0,75	30	1000	3,6	NG	2006
Fthenakis [16]	NG	0,75	30	1700	2,7	45	2006
Jungbluth [27]	14%	0,75	30	1117	3,3	NG	2008
Ito [26]	NG	0,78	NG	1702	2,5	50	2009
Laleman [30]	14%	0,75	30	950	4,9	80	2010
Dominguez [14]	15%	0,78	30	1825	NG	36	2010
Lu [31]	13,30%	RT	20	NG	7,3	175	2010
Wild-Scholten [46]	14,40%	0,75	30	1700	1,7	34	2011
Cucchiella [10]	16%	RT	20	1383	2,8	84	2012
Cucchiella [10]	16%	RT	20	1511	2,6	77	2012
Cucchiella [10]	16%	RT	20	1623	2,4	71	2012
Ito et al [25] A1	13,20%	GM	30	1725	3	52	2011
Ito et al [25] A3	12,60%	GM	30	1725	3	52	2011
Ito et al [25] A4	12,60%	GM	30	1725	3,3	56	2011
Ito et al [25] A5	11,80%	GM	30	1725	3,4	58	2011
Ito et al [25] A6	12,00%	GM	30	1725	3,8	67	2011
Ito et al [25] A7	12,00%	GM	30	1725	3,7	65	2011
Jinqing Peng [37]	16%	0,75	30	1333	3	47	2013
Byung-ju Kim [28] (Caso Base)	15,96%	0,8	30	1310,35	4,65	41,8	2013
Byung-ju Kim [28] (Caso Max Rend)	27,60%	0,8	30	1310,35	2,97	27,5	2013
Darling [12]	14%	0,75	N	1700	2,35	38	2013
Suleiman Halasah [20] (A)	14%	NG	30	2150	1,8	31,9	2013

Suleiman Halasah [20] (B)	14%	NG	30	2150	2,3	37,2	2013
Camevale (A) [8]	14,90%	0,85	25	1559	2,8	NG	2014
Camevale (B) [8]	14,90%	0,85	25	1559	0,2	59,3	2014
Hyoungseok Kim [29]	15,40%	0,8	30	1810,4	x	38,7	2014
Norasikin Ludin [32] (1A)	15,70%	NG	25	1139	0,42	5,6	2015
Norasikin Ludin [32] (1B)	15,70%	NG	25	2453	0,91	12,07	2015
Norasikin Ludin [32] (2a)	17,00%	0,75	25	1600	1,7	65,2	2016
Norasikin Ludin [32] (2B)	17%	0,7	25	1200	2,3	87,3	2016
Dahiya [11]	16,80%	0,75	30	1700	2,07	40,92	2016
Dikai Huang [23] (A)	14%	0,75	30	928,89	7,4	N	2017
Dikai Huang [23] (B)	14%	0,75	30	1161,11	5,9	N	2017
Dikai Huang [23] (C)	14%	0,75	30	1393,33	5	N	2017
Dikai Huang [23] (D)	14%	0,75	30	1625,56	4,2	N	2017
Dikai Huang [23] (E)	14%	0,75	30	1855,56	3,7	N	2017
Burg [6] (A)	14%	0,75	30	1191	3,8	62,5	2017
Burg [6] (B)	14%	0,75	30	1820	2,3	40	2017
Burg [6] (C)	14%	0,75	30	2094	2,1	35	2017
Azzaro [4] (A)	20,10%	0,92	20	NG	1,753	52,621	2017
Azzaro [4] (B)	20,10%	0,92	20	NG	0,961	41,635	2017
Wesley Soares [42]	23,50%	N	20	1825	2,9	NG	2018
Pérez Gallardo	20,10%	0,92	20	1000	1,73	52,1	2018
<b>Valor medio</b>	<b>15,23%</b>	<b>0,78</b>	<b>27,44</b>	<b>1561,15</b>	<b>3,1</b>	<b>57,17</b>	

Se construye una figura representativa del rango de valores de las variables eficiencia, PR y tiempo de vida de la instalación que aparecen en la revisión bibliográfica para el silicio monocristalino (Figura 6-4) y otra para la irradiación y la generación eléctrica (Figura 6-5). Además, se realiza otra figura representando el rango de los resultados de EPBT, GHG y ERF (Figura 6-6).

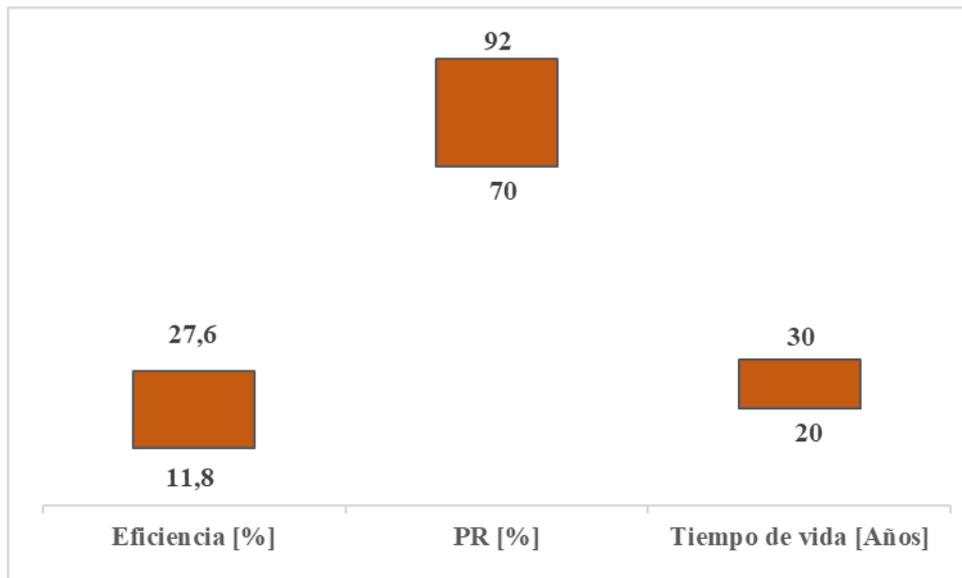


Figura 6-4. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de silicio monocristalino

El rango de valores entre los que se encuentra la eficiencia del módulo va desde 11,8% hasta 27,6%. El PR de la instalación varía desde el 70% hasta el 92%, siguiendo las mismas instrucciones que Cabello Villar ([7]) (PR=80% para instalaciones sobre suelo). El tiempo de vida de la instalación oscila entre 20 y 30 años y la irradiación que recibe la instalación se encuentra entre 928,89 y 2453 kWh/m<sup>2</sup>/año. Con los parámetros conocidos de irradiación, eficiencia del módulo, PR y degradación a lo largo de los años, podemos conocer la generación eléctrica del sistema, la cual varía desde 99,75 hasta 217 kWh/m<sup>2</sup>/año.

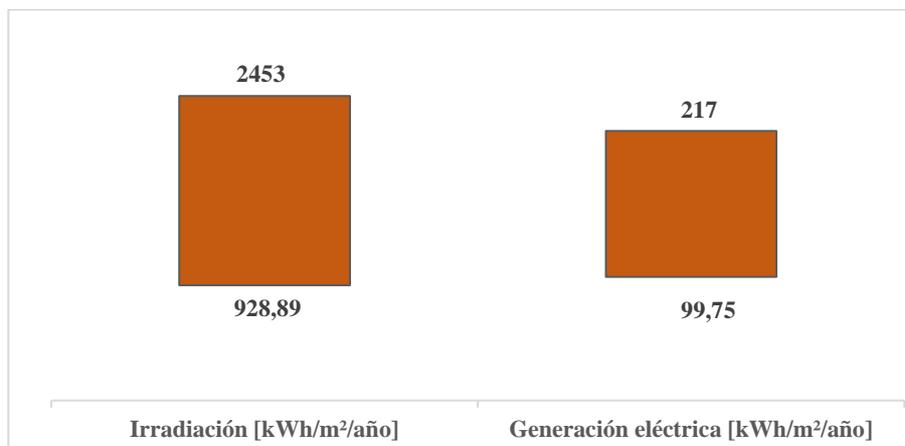


Figura 6-5. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de silicio monocristalino

El tiempo de retorno calculado por los autores varía de 0,2 años a 7,4 años. Las emisiones de CO<sub>2-eq</sub> varían de 5,6 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh a los 217 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh. El factor de retorno energético oscila entre 2,74 y 59,52 veces.

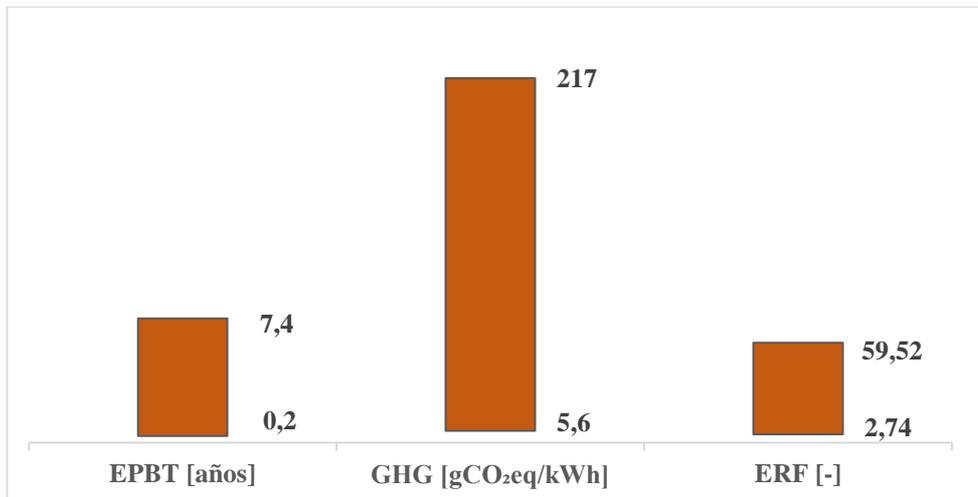


Figura 6-6. Rango de resultados en las instalaciones de silicio monocristalino

### 6.2.1 Análisis del tiempo de retorno energético

A continuación, se representa el tiempo de retorno energético en función de la generación eléctrica anual. En general el EPBT disminuye a medida que aumenta la producción eléctrica como puede observarse en la Figura 6-7. Los resultados son lógicos ya que, al aumentar la generación eléctrica, crece el denominador del tiempo de retorno energético. No obstante, aparecen ciertas instalaciones que rompen con la tendencia general ya sea por EPBT demasiado elevados para su producción como el caso base de Byung-ju Kim [28] (EPBT de 4,65 años para una producción de 197,60 kWh/m<sup>2</sup>/año) o demasiados bajos como Carnevale (B) [8]

Se observa en la Figura 6-7 que están diferenciados los resultados del EPBT entre la base de datos completa y aquellos estudios que fueron publicados desde 2013. Se aprecia como estos últimos tienen un tiempo de retorno energético menor debido a que presentan un mayor desarrollo tecnológico en materia tanto de eficiencia y rendimiento del sistema como de requerimientos energéticos de la instalación, mostrando la importancia de limitar la base de datos para los últimos años.

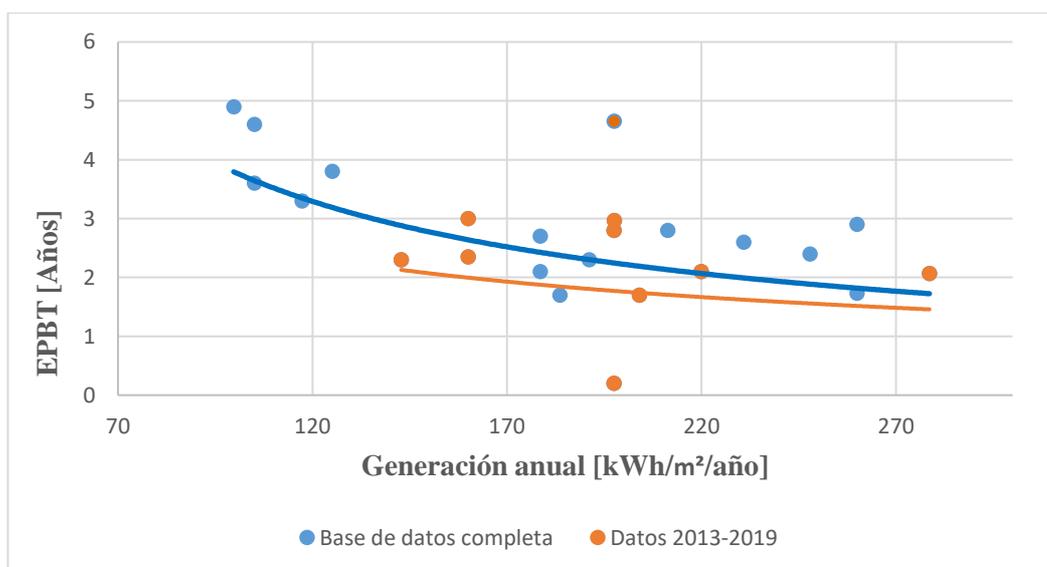


Figura 6-7. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de silicio monocristalino.

En la siguiente figura (Figura 6-8) se muestra la evolución del factor de retorno energético con la generación eléctrica anual. Se observa como al aumentar la generación anual, crece el ERF. Este comportamiento es lógico una vez analizado el gráfico anterior (en el que EPBT disminuía al aumentar la producción) ya que el tiempo de retorno energético es el denominador del ERF.

Como en el caso anterior, se obtienen mejores resultados si delimitamos los estudios a aquellos que ha sido publicados de 2013 hacia adelante. No obstante, la diferencia entre estos resultados y los de la base de datos completa podrían ser mayores si se no tener en cuenta el ERF del caso base de Byung-ju Kim [28] (ERF de 6,45 para una producción de 197,60 kWh/m<sup>2</sup>/año). Este bajo ERF se debe al ya analizado tiempo de retorno energético, el cual supera la media de los demás estudios.

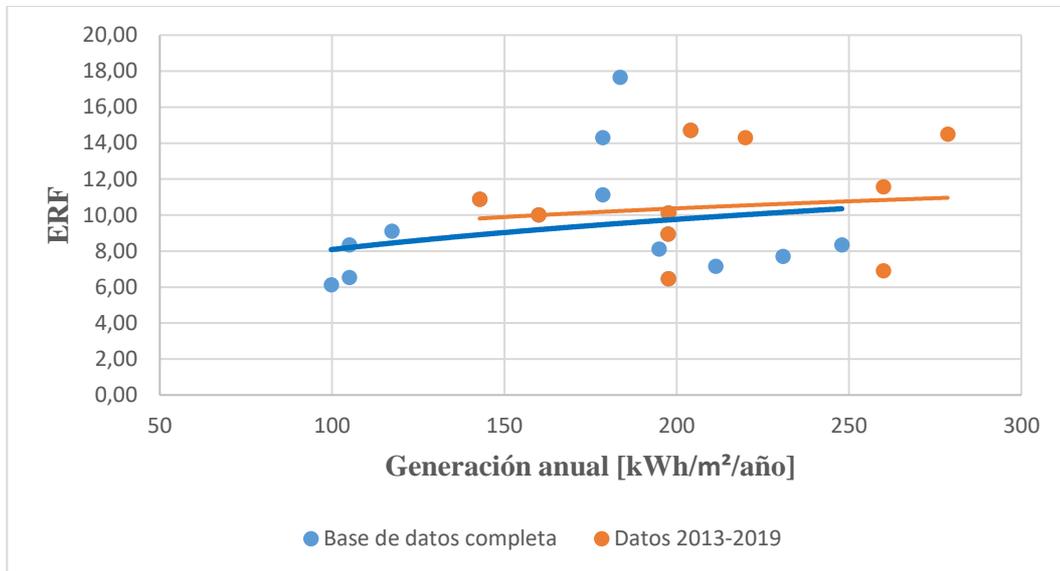


Figura 6-8. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de silicio monocristalino

## 6.2.2 Análisis de las emisiones de gases

En la Figura 6-9 se muestra la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero con la generación eléctrica anual. Se observa como al aumentar la producción eléctrica, disminuyen las emisiones por kWh producido.

Las instalaciones de los estudios publicados a partir de 2013 presentan menores emisiones debido a que tienen menores requerimientos energéticos (menores emisiones para un mismo valor de generación eléctrica) y mayores eficiencias de conversión que da lugar a una mayor producción eléctrica. Por tanto, las emisiones GHG [gCO<sub>2</sub>-eq/kWh] son notablemente menores si se limita la base de datos desde 2013 hacia adelante.

No obstante, hay varias instalaciones que se salen de la tendencia general como es el caso de Norasikin Ludin [32] que presenta unas emisiones de 87,3 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh para una generación eléctrica de 142,8 kWh/m<sup>2</sup>/año.

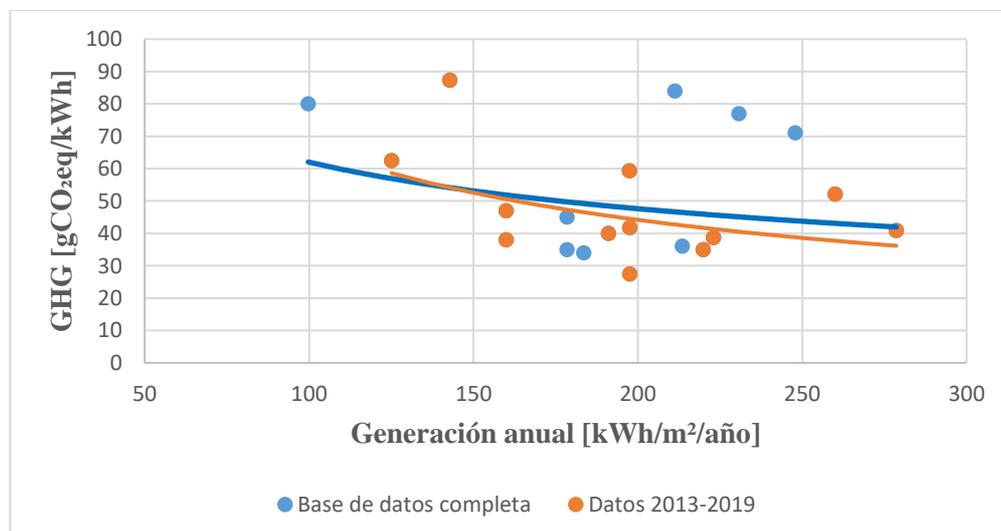


Figura 6-9. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de silicio monocristalino

### 6.3 Silicio policristalino

El análisis de los diversos estudios de instalaciones que utilizan módulos de silicio policristalino queda resumido en la siguiente tabla:

Tabla 6-3. Resumen de resultados de instalaciones de silicio policristalino

Autor	Eficiencia módulo	P.R.	Duración [años]	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> /año]	EPBT [años]	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Año de publicación
Alsema et al [1]	13,20%	0,75	30	1000	3,7	N/A	2005
Alsema et al [1]	13,20%	0,75	30	1700	2,2	35	2005
Alsema [2]	13,20%	0,75	30	1700	1,9	32	2006
Alsema [2]	13,20%	0,75	30	1000	3,2	N/A	2006
Fthenakis [16]	13,20%	0,75	30	1700	2,2	37	2006
Pacca [35]	12,90%	RT	20	1359	7,5	72,4	2007
Raugei [40]	14,00%	0,75	20	1700	5,5	167	2007
Raugei [40]	14,00%	0,75	20	1700	2,4	72	2007
Raugei [40]	14,00%	0,75	20	1700	2,5	57	2007
Stoppato [43]	16,00%	RT	28	890	6,5	N/A	2007
Stoppato [43]	16,00%	RT	28	1000	6	N/A	2007
Stoppato [43]	16,00%	RT	28	1754	3,4	N/A	2007
Ito et al [24]	12,80%	0,78	30	2017	1,9	12,1	2007
Ito et al [24]	15,80%	0,78	30	2017	1,5	9,4	2007
Jungbluth [27]	13,20%	0,75	30	1117	2,9	N/A	2008
Ito [26]	N/A	0,78	N/A	1702	2	43	2009
Laleman [30]	13,20%	0,75	30	950	4,3	70	2010
Domínguez [14]	13,00%	0,78	30	1825	N/A	33,5	2010
Wild-Scholten [46]	14,10%	0,75	30	1700	1,7	33	2011
Desideri [13]	14,40%	0,8	25	N/A	4,17	106,5	2012
Cucchiella [10]	13,00%	RT	20	1383	2,9	85	2012
Cucchiella [10]	13,00%	RT	20	1511	2,7	78	2012
Cucchiella [10]	13,00%	RT	20	1623	2,5	72	2012
Ito et al [25] B1	12,60%	GM	30	1725	2,6	46	2011
Ito et al [25] B2	14,00%	GM	30	1725	2,2	40	2011
Ito et al [25] B4	13,20%	GM	30	1725	2,3	41	2011

Ito et al [25] B5	12,30%	GM	30	1725	2,3	41	2011
Ito et al [25] B6	13,00%	GM	30	1725	2,3	31	2011
Ito et al [25] B7	12,40%	GM	30	1725	2,5	44	2011
Ito et al [25] B8	13,50%	GM	30	1725	2,2	38	2011
Jinqing Peng [37]	15%	0,75	30	1333	2,7	43	2013
Byung-ju Kim [28] (Caso Base)	14,91%	0,8	30	1310,35	3,68	31,5	2013
Byung-ju [28] (Caso Max Rend)	20,40%	0,8	30	1310,35	3,11	25,8	2013
Norasikin Ludin [32] (C)	14%	0,67	30	1797	NA	6,04	2013
Darling [12]	13,20%	0,75	N	1700	1,85	29	2013
Suleiman Halasah [20] (A)	13,50%	NG	30	2150	1,8	35,8	2013
Suleiman Halasah [20] (B)	13,50%	NG	30	2150	2,3	43,1	2013
Carnevale (A) [8]	14,90%	0,85	25	1559	2,3	NG	2014
Carnevale (B) [8]	14,90%	0,85	25	1559	0,45	46,7	2014
Hyoungseok Kim [29]	13,50%	0,8	30	1810,4	NG	36,2	2014
Norasikin Ludin [32] (D)	13,20%	0,75	30	1700	1,6	31,8	2014
Norasikin Ludin [32] (E)	16%	0,8	25	1263,6	2,52	50,9	2015
Hengevoss [22] (Mix Euro)	14,10%	0,75	30	1800	1,32	20,6	2016
Hengevoss [22] (Mix China)	14,10%	0,75	30	1800	1,56	41,3	2016
Norasikin Ludin [32] (2a)	17,50%	0,75	25	1600	1,6	60,13	2016
Norasikin Ludin [32] (2b)	17,50%	0,7	25	1200	2,1	81	2016
Dahiya [11]	15,58%	0,75	30	1700	1,47	31,27	2016
Peishi Wu [47]	17,50%	0,835	30	2017	2,3	NG	2017
Dikai Huang [23] (A)	13,20%	0,75	30	928,89	6,3	N	2017
Dikai Huang [23] (B)	13,20%	0,75	30	1161,11	5	N	2017
Dikai Huang [23] (C)	13,20%	0,75	30	1393,33	4,2	N	2017
Dikai Huang [23] (D)	13,20%	0,75	30	1625,56	3,6	N	2017
Dikai Huang [23] (E)	13,20%	0,75	30	1855,56	3,1	N	2017
Burg [6] (A)	13,20%	0,75	30	1191	3,2	50	2017
Burg [6] (B)	13,20%	0,75	30	1820	2,1	35	2017
Burg [6] (C)	13,20%	0,75	30	2094	1,85	30	2017
Norasikin Ludin [32] (6a)	15,90%	0,785	30	1037,6	1,01	20,9	2018

Norasikin Ludin [32] (6b)	16,70%	0,785	30	1037,6	1,11	30,2	2018
Pérez Gallardo	15,50%	0,92	20	1000	1,9	61,45	2018
Wei Lou [33] (A)	15,90%	0,785	25	1580	1,11	30,2	2018
Wei Lou [33] (B)	16,70%	0,785	25	1580	1,08	29,2	2018
Wei Lou [33] (C)	16,20%	0,785	30	1580	1,01	20,9	2018
Wesley Soares [42]	20,50%	N	20	1825	2,6	NG	2018
<b>Valor medio</b>	<b>13,63%</b>	<b>0,77</b>	<b>27,9</b>	<b>1.553,56</b>	<b>2,7</b>	<b>45,26</b>	

Se construye una figura representativa del rango de valores de las variables eficiencia, PR y tiempo de vida de la instalación que aparecen en la revisión bibliográfica para el silicio policristalino (Figura 6-10) y otra para la irradiación y la generación eléctrica (Figura 6-11). Además, se realiza otra figura representando el rango de los resultados de EPBT, GHG y ERF (Figura 6-12)

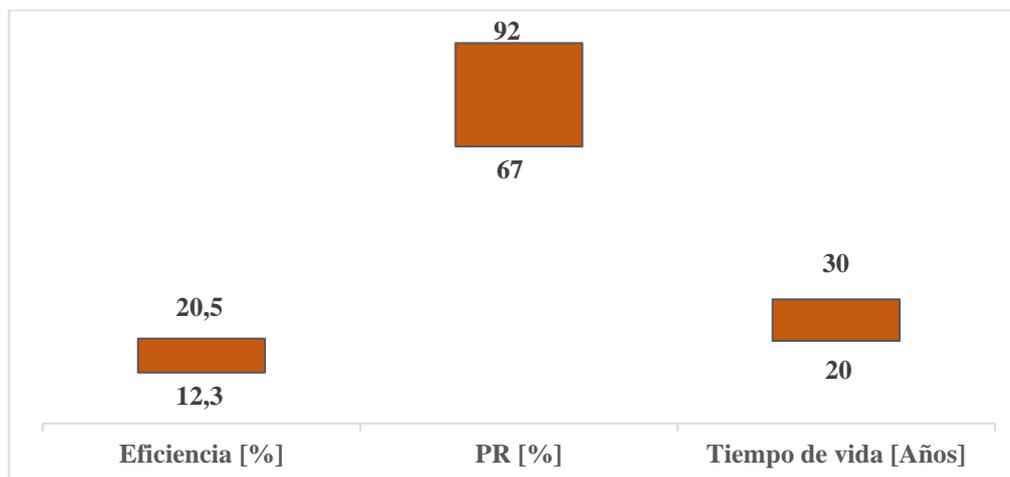


Figura 6-10. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de silicio policristalino

El rango de valores entre los que se encuentra la eficiencia del módulo va desde 12,3% hasta 20,5%. El PR de la instalación varía desde el 67% hasta el 92%, siguiendo las mismas instrucciones que Cabello Villar ([7]) (PR=80% para instalaciones sobre suelo). El tiempo de vida de la instalación oscila entre 20 y 30 años y la irradiación que recibe la instalación se encuentra entre 890 y 2150 kWh/m<sup>2</sup>/año. Con los parámetros conocidos de irradiación, eficiencia del módulo, PR y degradación a lo largo de los años, podemos conocer la generación eléctrica del sistema, la cual varía desde 91,96 hasta 284,73 kWh/m<sup>2</sup>/año.

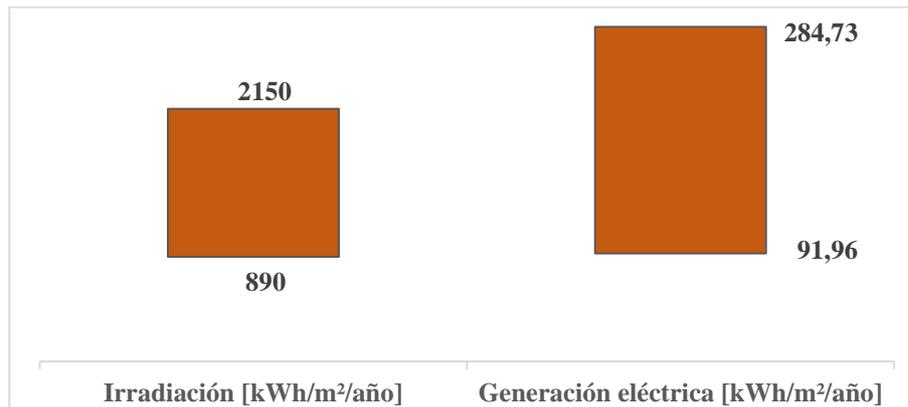


Figura 6-11. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de silicio policristalino

El tiempo de retorno calculado por los autores varía de 0,45 años a 7,5 años. Las emisiones de CO<sub>2-eq</sub> varían de 6,04 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh a los 167 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh. El factor de retorno energético oscila entre 2,67 y 55,56 veces.

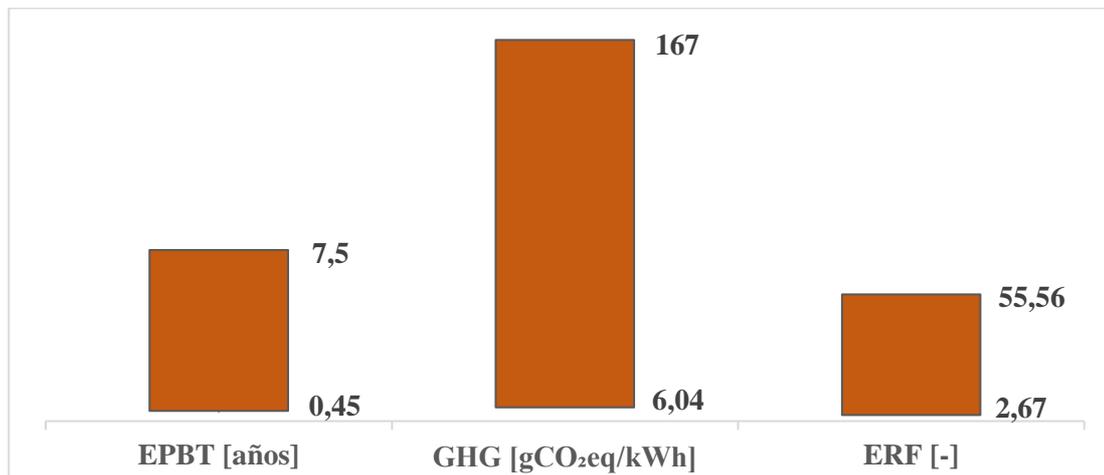


Figura 6-12. Rango de resultados en las instalaciones de silicio policristalino

### 6.3.1 Análisis del tiempo de retorno energético

A continuación, se representa el tiempo de retorno energético en función de la generación eléctrica anual. En general el EPBT disminuye notablemente y a mayor ritmo que en las instalaciones de silicio policristalino a medida que aumenta la producción eléctrica como puede observarse en la [Figura 6-13](#). Los resultados son lógicos ya que, al aumentar la generación eléctrica, crece el denominador del tiempo de retorno energético. La mayoría de las instalaciones sigue la tendencia general, exceptuando algunos pocos casos como lo son Raugel [40] A. En este caso, aunque presenta una eficiencia y un PR aceptables (14% y 75%) y una irradiación considerable (1700 kWh/m²/año) tiene un tiempo de retorno energético tan elevado debido principalmente a que presenta unos altos requerimientos energéticos (78600 MJp/kWp)

Se observa en la [Figura 6-13](#) que están diferenciados los resultados del EPBT entre la base de datos completa y aquellos estudios que fueron publicados desde 2013. Se aprecia como estos últimos tienen un tiempo de retorno energético menor debido a que presentan un mayor desarrollo tecnológico en materia tanto de eficiencia y rendimiento del sistema como de requerimientos energéticos de la instalación, mostrando la importancia de limitar la base de datos para los últimos años. Se aprecia que ambas líneas de tendencia siguen la misma evolución, pero con una diferencia prácticamente constante entre ellas. No obstante, esta diferencia es menor que la que existía entre la base de datos completa y los datos desde 2013 en las instalaciones de silicio monocristalino.

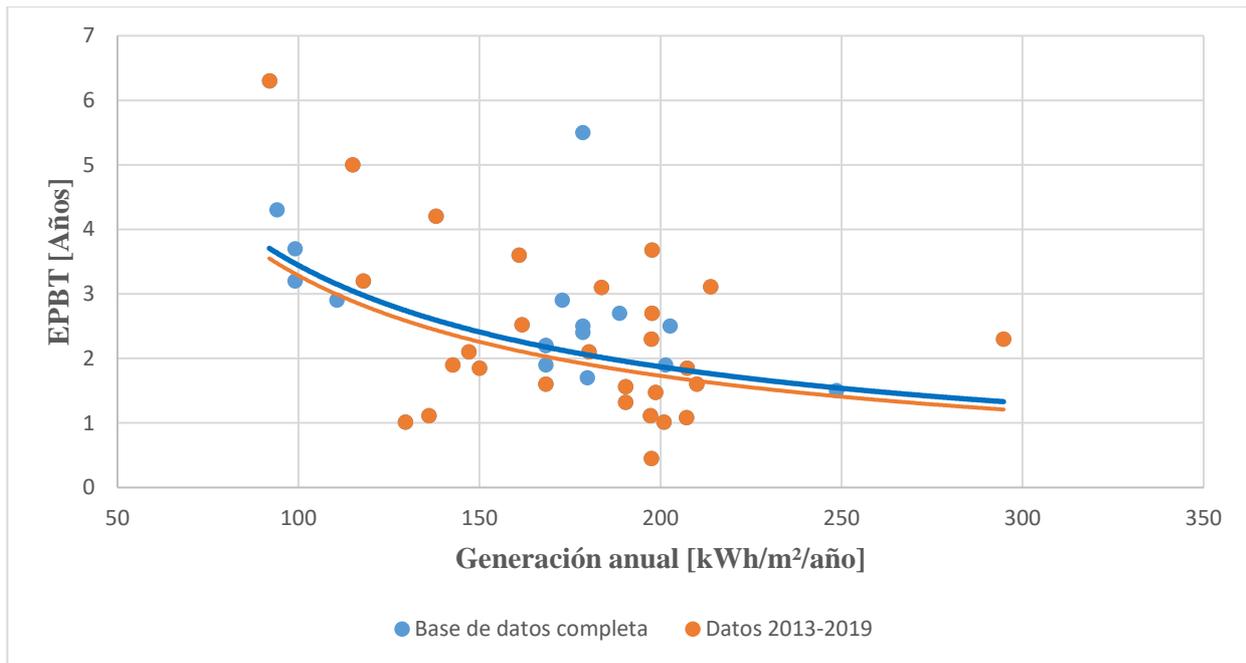


Figura 6-13. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de silicio policristalino

A continuación, se muestra en la Figura 6-14 cómo evoluciona el factor de retorno energético con la generación eléctrica anual. Como cabía esperar, el ERF aumenta conforme crece la producción eléctrica ya que, como se ha analizado en la gráfica anterior, EPBT disminuye. En las instalaciones de silicio policristalino se observa que con producciones bajas (100-150 kWh/m<sup>2</sup>/año) la diferencia entre los resultados de la base de datos completas y los estudios de 2013 hacia adelante es mínima. Sin embargo, la mejora de resultados con la bibliografía más actual va creciendo a medida que aumenta la generación eléctrica. En el rango de producción eléctrica en el que se encuentran la mayoría de las instalaciones (160-220 kWh/m<sup>2</sup>/año) este incremento de ERF es de unos 2 puntos.

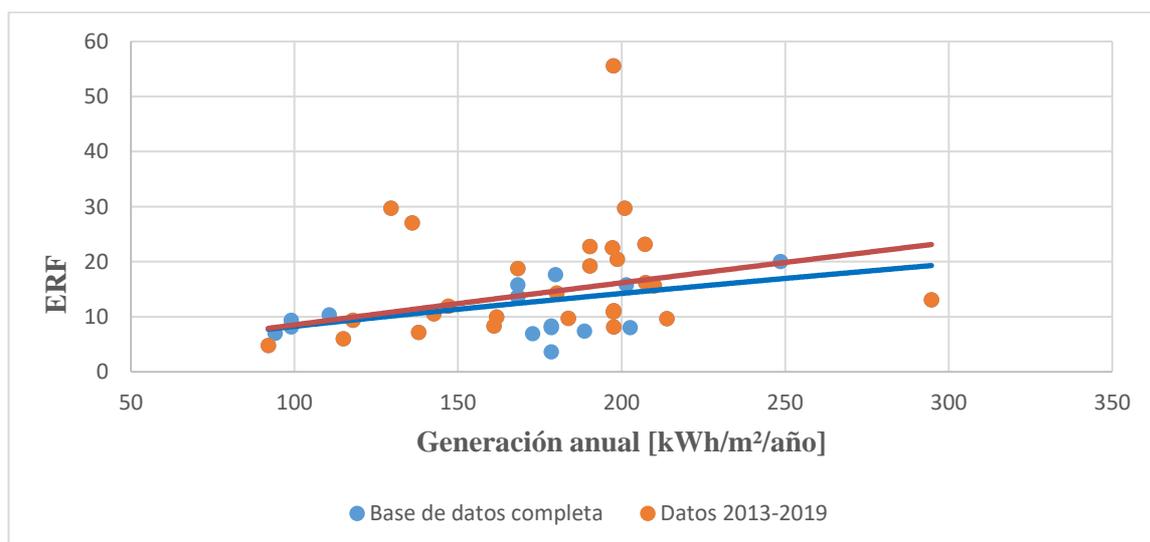


Figura 6-14. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de silicio policristalino

### 6.3.2 Análisis de las emisiones de gases

En la Figura 6-15 se muestra la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero de las instalaciones de silicio policristalino con la generación eléctrica anual. Se observa como al aumentar la producción eléctrica, disminuye las emisiones por kWh producido.

Las instalaciones de los estudios publicados a partir de 2013, como ocurre en las instalaciones de silicio monocristalino, presentan menores emisiones debido a que tienen menores requerimientos energéticos (menores emisiones para un mismo valor de generación eléctrica) y mayores eficiencias de conversión que da lugar a una mayor producción eléctrica. Por tanto, las emisiones GHG [ $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$ ] son notablemente menores si se limita la base de datos desde 2013 hacia adelante.

No obstante, hay varias instalaciones que se salen de la tendencia general como es el caso de Norasikin (2a) [32] que presenta unas emisiones de 60,13  $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$  para una generación eléctrica de 210  $\text{kWh/m}^2\text{/año}$ .

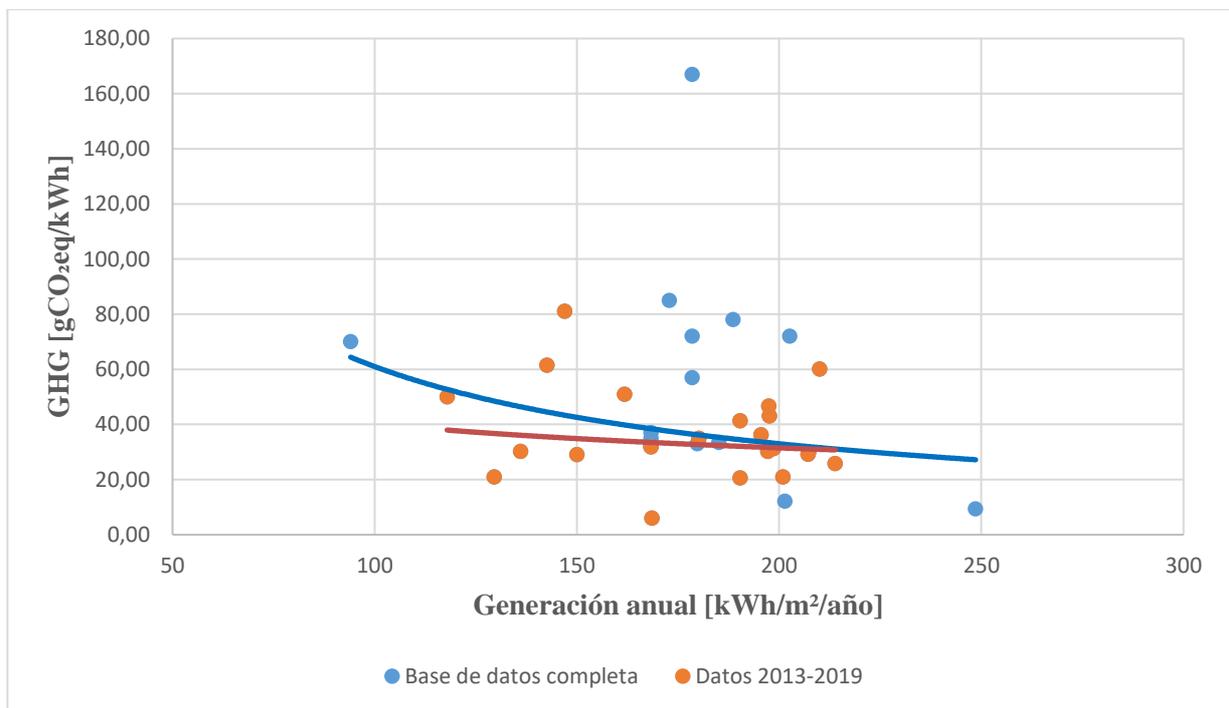


Figura 6-15. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de silicio policristalino

## 6.4 Teluro de Cadmio

El análisis de los diversos estudios de instalaciones que utilizan módulos de Teluro de Cadmio queda resumido en la Tabla 6-4.

Tabla 6-4. Resumen de resultados de instalaciones de teluro de cadmio

Autor	Eficiencia módulo	P.R.	Duración [años]	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> /año]	EPBT [años]	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Año de publicación
Alsema [2]	9,00%	0,75	30	1700	1,1	25	2006
Raugei [40]	9,00%	0,75	20	1700	1,5	48	2007
Ito et al. [24]	9,00%	0,772	30	2017	1,9	12,8	2007
SENSE [44]	10,00%	RT	20	1200	1,9	47,5	2008
SENSE [44]	10,00%	RT	20	1700	1,4	34,2	2008
SENSE [44]	10,00%	RT	20	2200	1,1	27	2008
SENSE [44]	10,00%	GM	20	1200	2,2	43,7	2008
SENSE [44]	10,00%	GM	20	1700	1,6	33,2	2008
SENSE [44]	10,00%	GM	20	2200	1,2	26,2	2008
Jungbluth [27]	7,10%	0,75	30	1117	2,7	N/A	2008
Ito [26]	NA	0,78	N/A	1702	2,1	50	2009
Fthenakis [17]	10,90%	0,8	N/A	1700	0,8	18	2009
Laleman [30]	7,10%	0,75	30	950	3,9	70	2010
Domínguez [14]	9,00%	0,78	30	1825	N/A	18,5	2010
Held [21]	10,90%	0,8	30	1200	1,1	30	2011
Held [21]	10,90%	0,8	30	1700	0,85	21	2011
Held [21]	10,90%	0,8	30	1900	0,7	19	2011
Wild-Scholten [46]	11,30%	0,75	30	1700	0,8	19	2011
Cucchiella [10][10]	9,00%	RT	20	1383	2,1	92	2012
Cucchiella [10]	9,00%	RT	20	1511	2	84	2012
Cucchiella [10]	9,00%	RT	20	1623	1,8	79	2012
Jinqing Peng [37]	11%	0,75	30	1333	1,9	31	2013
Darling [12]	8%	0,75	N	1700	0,65	16	2013
Suleiman Halasah [20] (A)	11,70%	NG	30	2150	1,2	42	2013
Suleiman Halasah [20] (B)	11,70%	NG	30	2150	1,7	55,2	2013
Carnevale (A) [8]	12,20%	0,85	25	1559	1,05	NG	2014

Carnevale (B) [8]	12,20%	0,85	25	1559	0,92	60,2	2014
Hyoungseok Kim [29]	11,20%	0,8	30	1810,4	0,94	15,1	2014
Hengevoss [22] (Mix Euro)	11,90%	0,77	30	1800	0,71	9	2016
Hengevoss [22] (Mix China)	11,90%	0,77	30	1800	0,72	13,1	2016
Dahiya [11]	13,84%	0,75	30	1700	0,71	16,8	2016
Burg [6] (A)	8,00%	0,75	30	1191	2	30	2017
Burg [6] (B)	8,00%	0,75	30	1820	1,1	20	2017
Burg [6] (C)	8,00%	0,75	30	2094	0,95	15	2017
Azzaro [4] (A)	11,50%	0,92	20	NG	1,346	52,5	2017
Azzaro [4] (B)	11,50%	0,92	20	NG	1,297	50,7	2017
Pérez Gallardo	11,50%	0,92	20	1000	1,31	51,7	2018
<b>Valor medio</b>	<b>10,17%</b>	<b>0,79</b>	<b>25,88</b>	<b>1.645,55</b>	<b>1,42</b>	<b>36,47</b>	

Se construye una figura representativa del rango de valores de las variables eficiencia, PR y tiempo de vida de la instalación que aparecen en la revisión bibliográfica para instalaciones de Teluro de Cadmio (Figura 6-16) y otra para la irradiación y la generación eléctrica (Figura 6-17). Además, se realiza otra figura representando el rango de los resultados de EPBT, GHG y ERF (Figura 6-18).

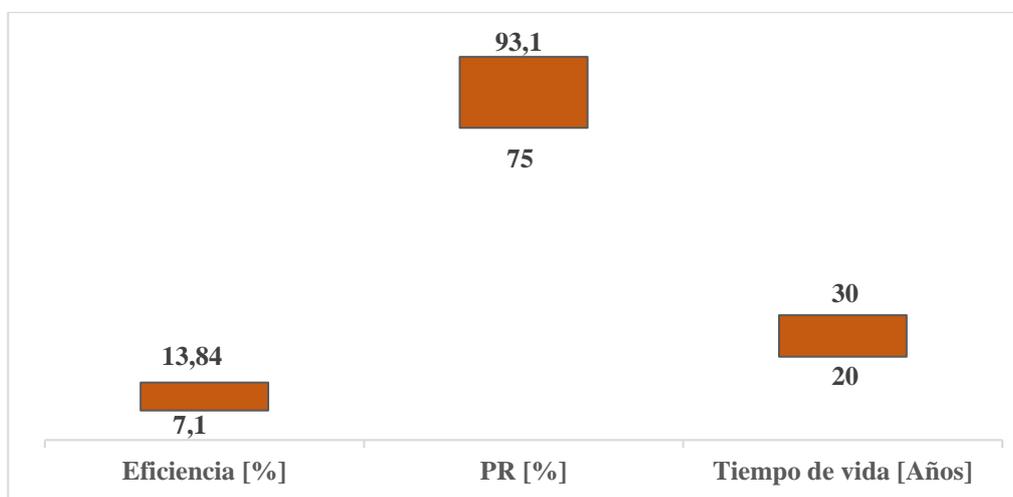


Figura 6-16. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de Teluro de Cadmio

El rango de valores entre los que se encuentra la eficiencia del módulo va desde 7,1% hasta 13,84%. El PR de la instalación varía desde el 75% hasta el 93,1%, siguiendo las mismas instrucciones que Cabello Villar ([7]) (PR=80% para instalaciones sobre suelo). El tiempo de vida de la instalación oscila entre 20 y 30 años y la irradiación que recibe la instalación se encuentra entre 950 y 2200 kWh/m<sup>2</sup>/año. Con los parámetros conocidos de irradiación, eficiencia del módulo, PR y degradación a lo largo de los años, podemos conocer la generación eléctrica del sistema, la cual varía desde 50,59 hasta 220 kWh/m<sup>2</sup>/año.

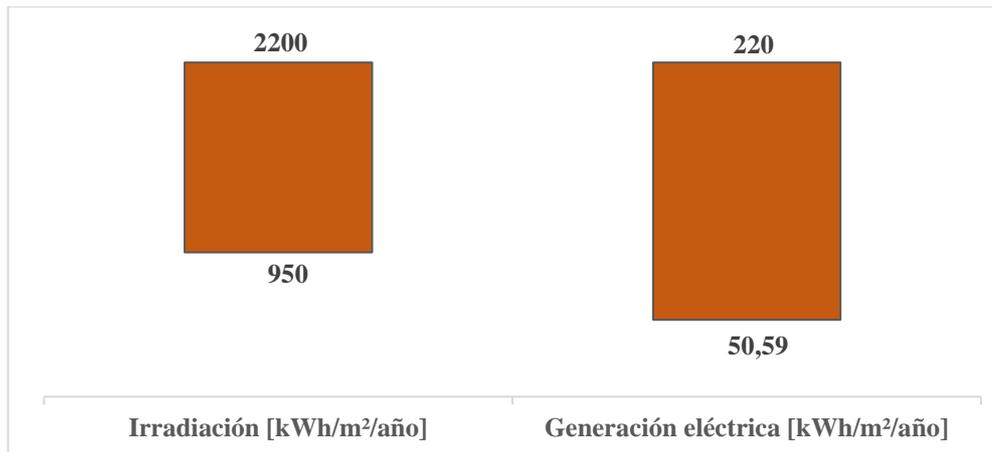


Figura 6-17. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de Teluro de Cadmio

El tiempo de retorno calculado por los autores varía de 0,65 años a 3,9 años. Las emisiones de CO<sub>2-eq</sub> varían de 9 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh a los 92 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh. El factor de retorno energético oscila entre 7,69 y 42,86 veces.

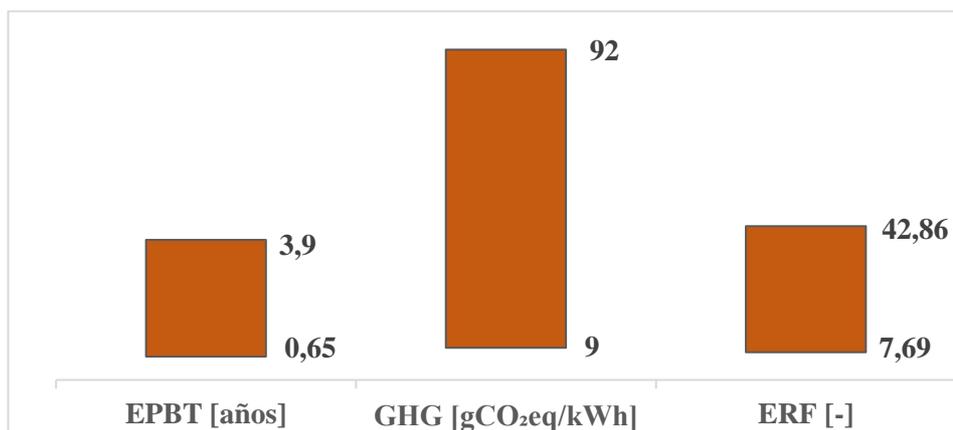


Figura 6-18. Rango de resultados en las instalaciones de Teluro de Cadmio

#### 6.4.1 Análisis del tiempo de retorno energético

A continuación, se representa el tiempo de retorno energético en función de la generación eléctrica anual. Si observamos en la Figura 6-19 como el tiempo de retorno energético disminuye notablemente especialmente para la base de datos completa. Si se fija la atención en los datos desde 2013, el EPBT disminuye considerablemente menos. Esta tendencia tendría una mayor pendiente negativa si se recogieran más datos de sistemas de teluro de cadmio y aumentarían el número de muestras para que como es el caso, pocas instalaciones con resultados fuera de la tendencia condicionen la evolución general. En este caso, los sistemas que condicionan e impiden una mayor pendiente en la figura son Dahiya [11], su bajo EPBT se debe a presenta la mayor eficiencia (13,84%) y bajos requerimientos energéticos (1410,49 MJ/m<sup>2</sup>), y Burg (A) [6], presenta un alto tiempo de retorno energético para su generación eléctrica anual debido a que tiene una eficiencia e irradiación bajas (8% y 1191 kWh/m<sup>2</sup>/año).

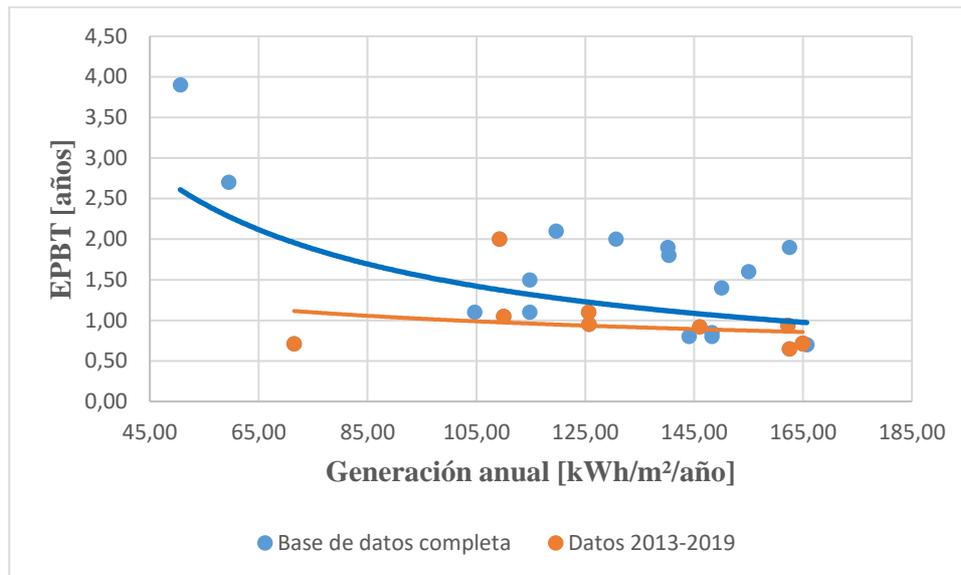


Figura 6-19. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de Teluro de Cadmio

En la siguiente figura ([Figura 6-20](#)) se muestra la evolución del factor de retorno energético con la generación eléctrica anual. Se observa como al aumentar la generación anual, crece el ERF. Este comportamiento es lógico una vez analizado el gráfico anterior (en el que EPBT disminuía al aumentar la producción) ya que el tiempo de retorno energético es el denominador del ERF.

No obstante, se observa que la diferencia de ERF entre la base de datos completa y los datos de 2013 hacia adelante es notablemente mayor que la diferencia de EPBT. Esto es debido a que en las instalaciones de los artículos anteriores a 2013 además de presentar un tiempo de retorno mayor y por ello tener un denominador del ERF mayor, tienen tiempos de vida menores. Por tanto, las instalaciones más antiguas también presentan un numerador menor, por lo que el beneficio de limitar los datos para años cercanos al presente es mayor en cuanto al factor de retorno energético.

Un ejemplo de instalaciones de teluro de cadmio que presentan tiempo de vida menores son Raugéi [40] o Cucchiella [10]

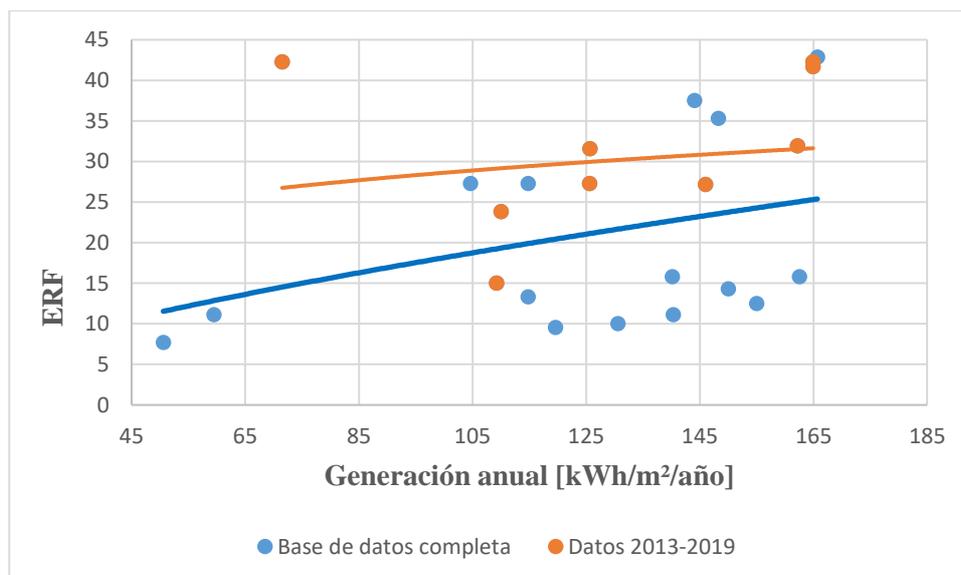


Figura 6-20. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de Teluro de Cadmio

#### 6.4.2 Análisis de las emisiones de gases

En la Figura 6-21 se muestra la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero de las

instalaciones de telurio de cadmio con la generación eléctrica anual. Se observa como al aumentar la producción eléctrica, disminuye las emisiones por kWh producido. Sin embargo, la pendiente negativa de las emisiones en las instalaciones posteriores a 2013 no es tan grande.

Las instalaciones de los estudios publicados a partir de 2013, como ocurre en las tecnologías fotovoltaicas, presentan menores emisiones debido a que tienen menores requerimientos energéticos (menores emisiones para un mismo valor de generación eléctrica) y mayores eficiencias de conversión que da lugar a una mayor producción eléctrica. Por tanto, las emisiones GHG [ $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$ ] son notablemente menores si se limita la base de datos desde 2013 hacia adelante.

No obstante, hay varias instalaciones que se salen de la tendencia general como es el caso de Carnevale (B) [8] que presenta unas emisiones de  $60,2 \text{ gCO}_2\text{-eq/kWh}$  para una generación eléctrica de  $146 \text{ kWh/m}^2\text{/año}$ .

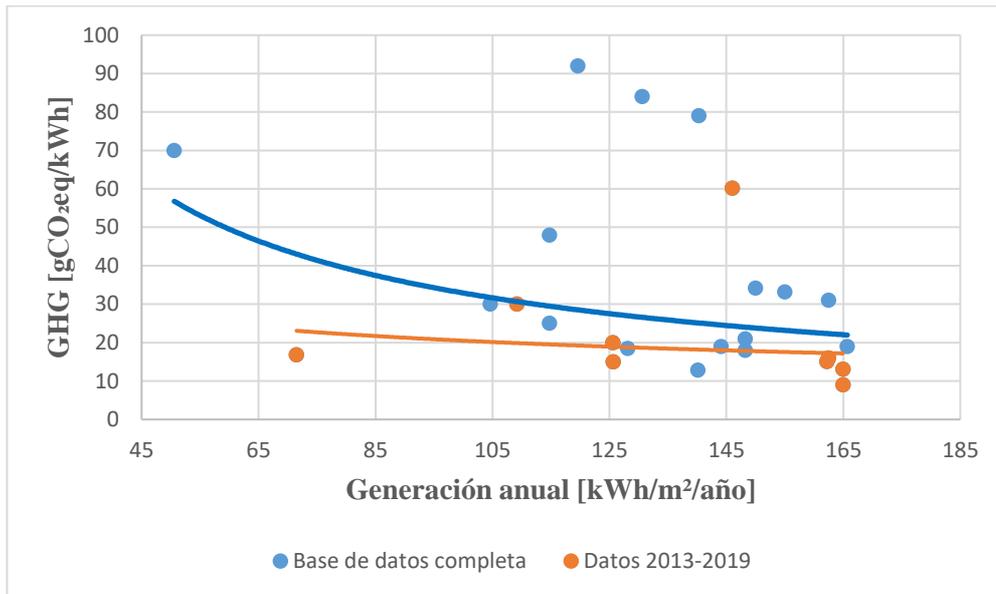


Figura 6-21. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de Telurio de Cadmio

## 6.5 Silicio amorfo

El análisis de los diversos estudios de instalaciones que utilizan módulos de silicio amorfo queda resumido en la Tabla 6-5.

Tabla 6-5. Resumen de resultados de instalaciones de silicio amorfo

Autor	Eficiencia módulo	P.R.	Duración [años]	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> /año]	EPBT [años]	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Año de publicación
Pacca [35]	6,30%	RT	20	1359	3,2	34,3	2007
Ito et al. [24]	6,90%	0,771	30	2017	2,5	15,6	2007
SENSE [44]	5,50%	RT	20	1200	1,8	43,5	2008
SENSE [44]	5,50%	RT	20	1700	1,3	31,4	2008
SENSE [44]	5,50%	RT	20	2200	1	24,8	2008
SENSE [44]	5,50%	GM	20	1200	2,6	42,2	2008
SENSE [44]	5,50%	GM	20	1700	1,9	30,4	2008
SENSE [44]	5,50%	GM	20	2200	1,5	24	2008
Jungbluth [27]	6,50%	0,75	30	1117	3	N/A	2008
Laleman [30]	6,50%	0,75	30	950	4,2	85	2010
Domínguez [14]	7%	0,78	30	1825	N/A	28,5	2010
Jinqing Peng [37]	7%	0,75	30	1333	2,9	44	2013
Suleiman Halasah [20] (A)	6,00%	NG	30	2150	2,3	85,3	2013
Suleiman Halasah [20] (A)	6,00%	NG	30	2150	3,3	109,1	2013
Hyoungseok Kim [29]	6,45%	0,8	30	1810,4	NG	40,4	2014
Dikai Huang [23] (A)	6,60%	0,75	30	928,89	6,1	N	2017
Dikai Huang [23] (B)	6,60%	0,75	30	1161,11	4,9	N	2017
Dikai Huang [23] (C)	6,60%	0,75	30	1393,33	4,1	N	2017
Dikai Huang [23] (D)	6,60%	0,75	30	1625,56	3,5	N	2017
Dikai Huang [23] (E)	6,60%	0,75	30	1855,56	3	N	2017
Wesley Soares [42]	13%	N	20	1825	1,6	NG	2018
Pérez Gallardo	7,50%	0,92	20	1000	1,78	67,23	2018
<b>Valor medio</b>	<b>6,60%</b>	<b>0,77</b>	<b>25,91</b>	<b>1.577,31</b>	<b>2,82</b>	<b>47,05</b>	

Se construye una figura representativa del rango de valores de las variables eficiencia, PR y tiempo de vida de

la instalación que aparecen en la revisión bibliográfica para instalaciones de silicio amorfo (Figura 6-22) y otra para la irradiación y la generación eléctrica (Figura 6-23). Además, se realiza otra figura representando el rango de los resultados de EPBT, GHG y ERF (Figura 6-24).

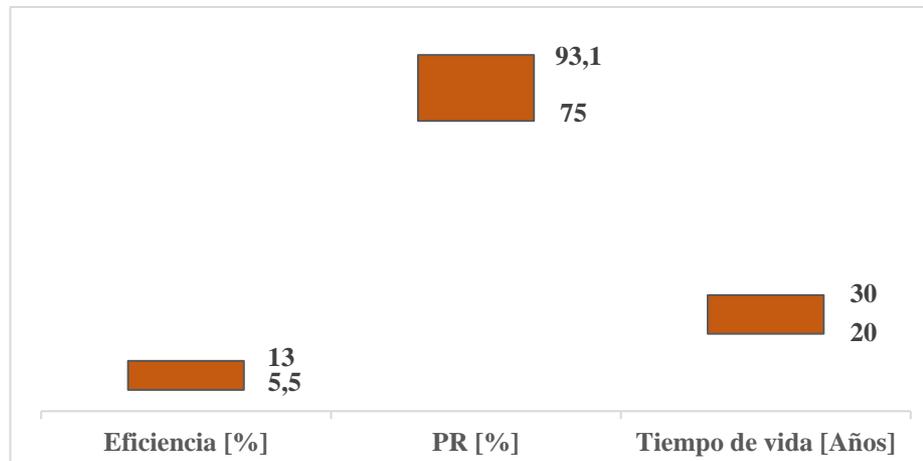


Figura 6-22. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de silicio amorfo

El rango de valores entre los que se encuentra la eficiencia del módulo va desde 5,5% hasta 13%. El PR de la instalación varía desde el 75% hasta el 93,1%, siguiendo las mismas instrucciones que Cabello Villar ([7]) (PR=80% para instalaciones sobre suelo). El tiempo de vida de la instalación oscila entre 20 y 30 años y la irradiación que recibe la instalación se encuentra entre 928,89 y 2200 kWh/m<sup>2</sup>/año. Con los parámetros conocidos de irradiación, eficiencia del módulo, PR y degradación a lo largo de los años, podemos conocer la generación eléctrica del sistema, la cual varía desde 43,31 hasta 262,5 kWh/m<sup>2</sup>/año.

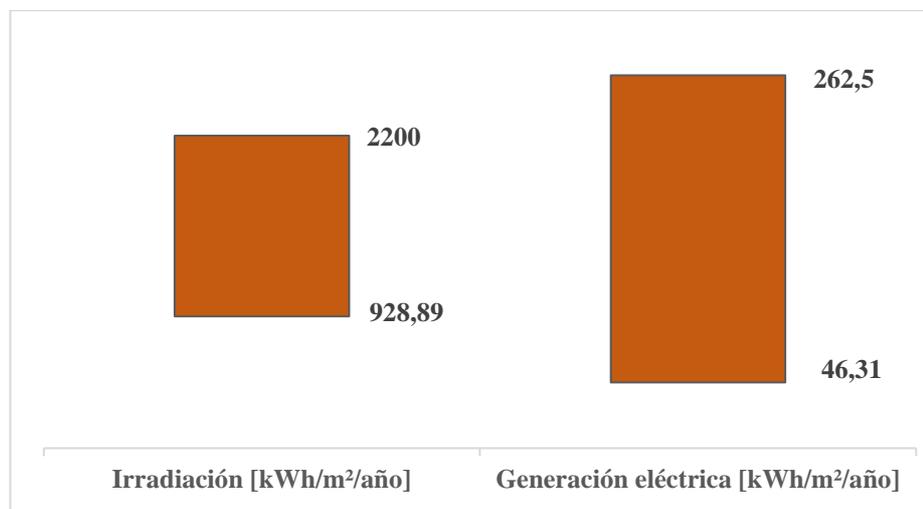


Figura 6-23. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de silicio amorfo

El tiempo de retorno calculado por los autores varía de 1 años a 6,1 años. Las emisiones de CO<sub>2-eq</sub> varían de 15,6 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh a los 109,1 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh. El factor de retorno energético oscila entre 4,92 y 20 veces.

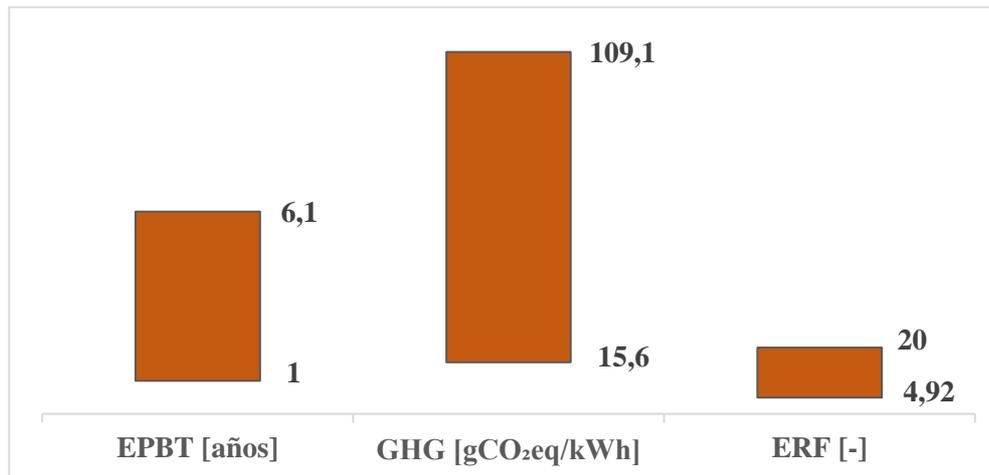


Figura 6-24. Rango de resultados en las instalaciones de silicio amorfo

### 6.5.1 Análisis del tiempo de retorno energético

A continuación, se representa el tiempo de retorno energético en función de la generación eléctrica anual. En general el EPBT disminuye notablemente y a un ritmo considerable a medida que aumenta la producción eléctrica como puede observarse en la Figura 6-25 debido a que, al aumentar la generación eléctrica, crece el denominador del tiempo de retorno energético.

Como ocurre en las demás tecnologías, el tiempo de retorno energético de la base de datos completa es mayor que aquellos estudios que fueron publicados desde 2013 hacia adelante. No obstante, se observa como en instalaciones de silicio amorfo, la diferencia de tiempo de retorno energético se reduce conforme aumenta la producción eléctrica. Sería interesante seguir aumentando la base de datos en los próximos años para poder analizar si este comportamiento se reafirma o no.

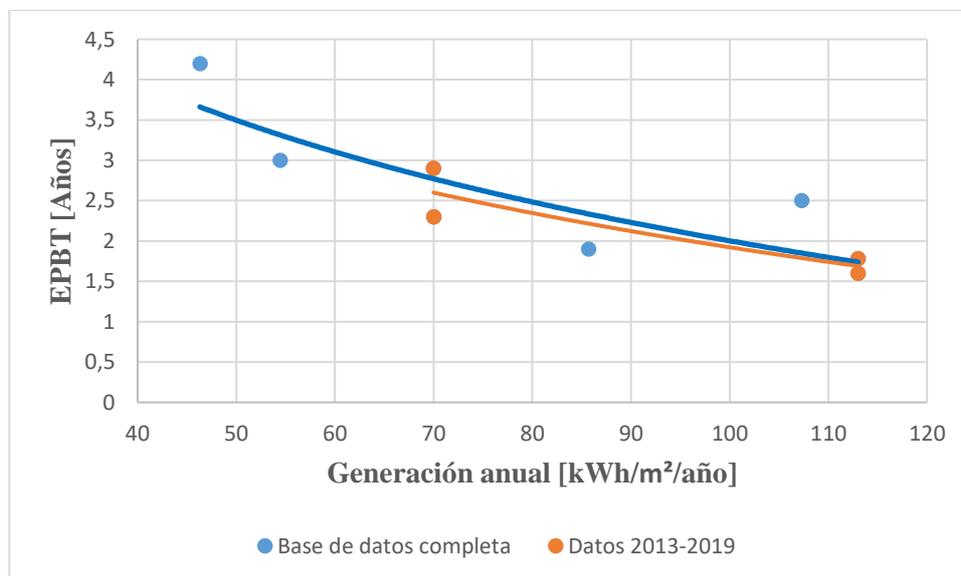


Figura 6-25. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de silicio amorfo

De nuevo se observa cómo se obtienen mejores resultados con la bibliografía publicada desde 2013 que con la base de datos completa. En este caso, Figura 6-26, se representa la evolución del factor de retorno energético con la generación eléctrica. Para producciones elevadas, se invierte esta tendencia. Esto se explica con la evolución del tiempo de retorno energético desarrollada en la figura anterior.

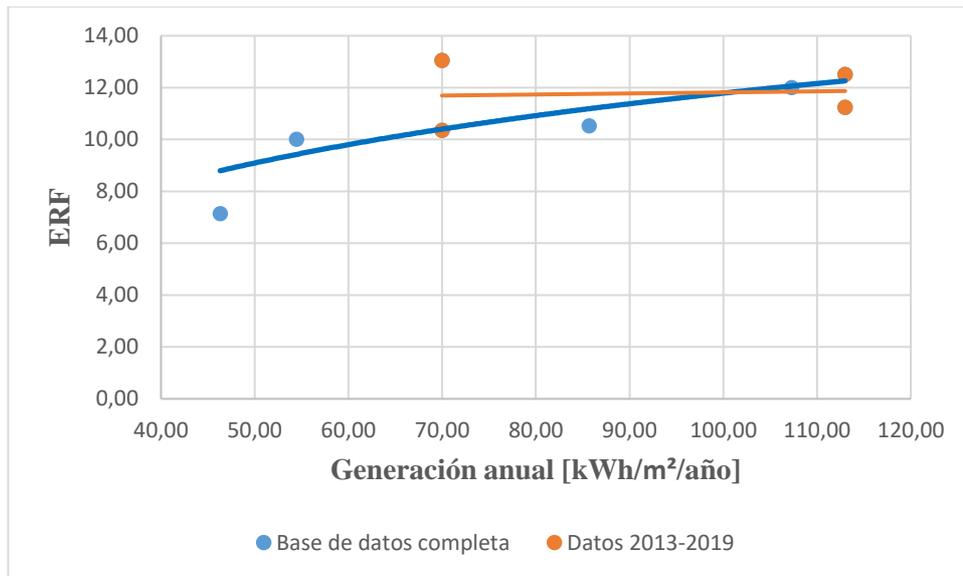


Figura 6-26. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de silicio amorfo

### 6.5.2 Análisis de las emisiones de gases

En la Figura 6-27 en la que se muestra la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero de las instalaciones de silicio amorfo con la generación eléctrica anual, aunque no se tienen demasiados datos especialmente de instalaciones posteriores a 2013, las emisiones de gases de efecto invernadero siguen la misma tendencia que en las demás tecnologías: al aumentar la producción eléctrica, disminuye las emisiones por kWh producido y las instalaciones de los estudios publicados a partir de 2013 presentan menores emisiones.

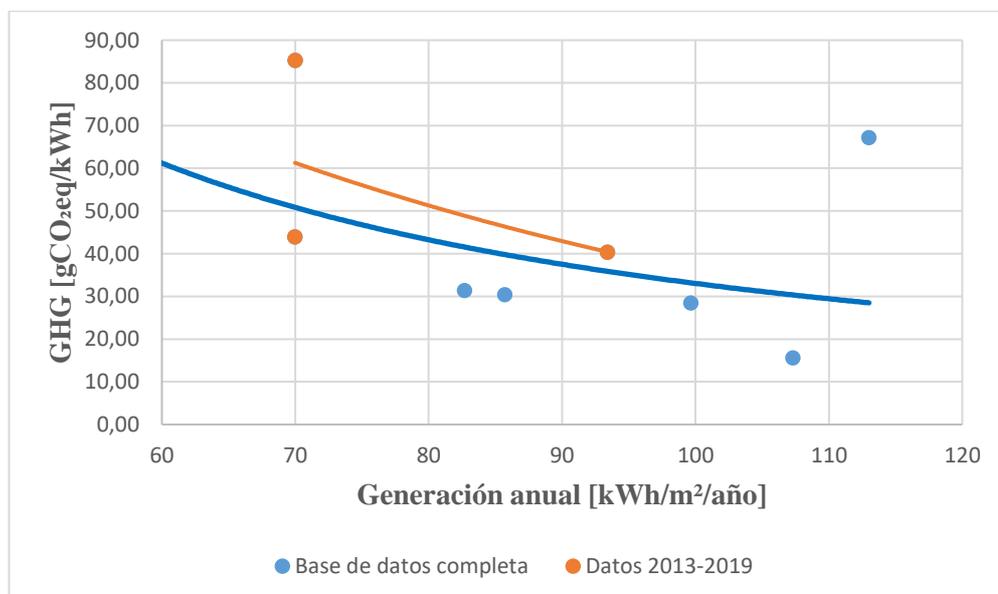


Figura 6-27. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de silicio amorfo

## 6.6 CIS/CIGS

El análisis de los diversos estudios de instalaciones que utilizan módulos de CIS/CIGS queda resumido en la Tabla 6-6.

Tabla 6-6. Resumen de resultados de instalaciones de CIS/CIGS

Autor	Eficiencia módulo	P.R.	Duración [años]	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> /año]	EPBT [años]	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Año de publicación
Raugei [40]	11%	0,75	20	1700	2,8	95	2007
Ito et al. [24]	11,00%	0,776	30	2017	1,6	10,5	2007
Ito [26]	N/A	0,78	N/A	1702	1,8	46	2009
Laleman [30]	10,70%	0,75	30	950	4	70	2010
Ito et al [25]	8,80%	GM	30	1725	1,7	36	2011
Ito et al [25]	11,20%	GM	30	1725	1,4	31	2011
Cucchiella [10]	9,50%	RT	20	1383	2,8	90	2012
Cucchiella [10]	9,50%	RT	20	1511	2,5	83	2012
Cucchiella [10]	9,50%	RT	20	1623	2,4	77	2012
SENSE [44]	11,50%	RT	20	1700	1,3	43	2008
SENSE [44]	11,50%	GM	20	1700	1,5	41,7	2008
Ito et al [24]	11,00%	78%	30	2017	1,6	10,5	2007
Dominguez [14]	10%	78%	30	1825	NG	33,5	2010
Jinqing Peng [37]	10,50%	0,75	30	1333	2,6	36	2013
Suleiman Halasah [20] (A)	12,00%	NG	30	2150	2	32,5	2013
Suleiman Halasah [20] (B)	12,00%	NG	30	2150	2,5	44,5	2013
Camevale (A) [8]	12,60%	0,85	25	1559	0,97	NG	2014
Camevale (B) [8]	12,60%	0,85	25	1559	0,54	37,1	2014
Hyoungseok Kim [29]	10,00%	0,8	30	1810,4	x	37,9	2014
Dahiya [11]	15,97%	0,75	30	1700	1,19	26,15	2016
Amarakoon (A)	13%	0,85	20	763	NG	34	2017
Amarakoon (B)	14%	0,89	25	1409,7	1,91	12,5	2017
Amarakoon (C)	17%	0,95	30	2180	NG	5	2017
Wesley Soares [42]	20%	N	20	1825	1,6	8	2018

Pérez Gallardo	12,20%	0,92	20	1000	1,72	58,54	2018
<b>Valor medio</b>	<b>12%</b>	<b>0,82</b>	<b>25,63</b>	<b>1.640,68</b>	<b>1,93</b>	<b>41,64</b>	

Se construye una figura representativa del rango de valores de las variables eficiencia, PR y tiempo de vida de la instalación que aparecen en la revisión bibliográfica para instalaciones de CIS/CIGS (Figura 6-28) y otra para la irradiación y la generación eléctrica (Figura 6-29). Además, se realiza otra figura representando el rango de los resultados de EPBT, GHG y ERF (Figura 6-30).

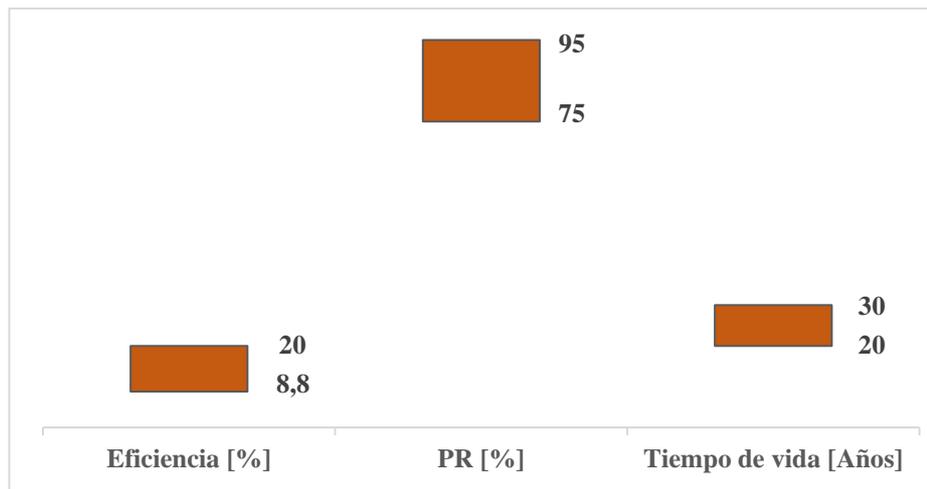


Figura 6-28. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de CIS/CIGS

El rango de valores entre los que se encuentra la eficiencia del módulo va desde 8,8% hasta 20%. El PR de la instalación varía desde el 75% hasta el 95%, siguiendo las mismas instrucciones que Cabello Villar ([7]) (PR=80% para instalaciones sobre suelo). El tiempo de vida de la instalación oscila entre 20 y 30 años y la irradiación que recibe la instalación se encuentra entre 760 y 2200 kWh/m<sup>2</sup>/año. Con los parámetros conocidos de irradiación, eficiencia del módulo, PR y degradación a lo largo de los años, podemos conocer la generación eléctrica del sistema, la cual varía desde 73 hasta 352,07 kWh/m<sup>2</sup>/año.

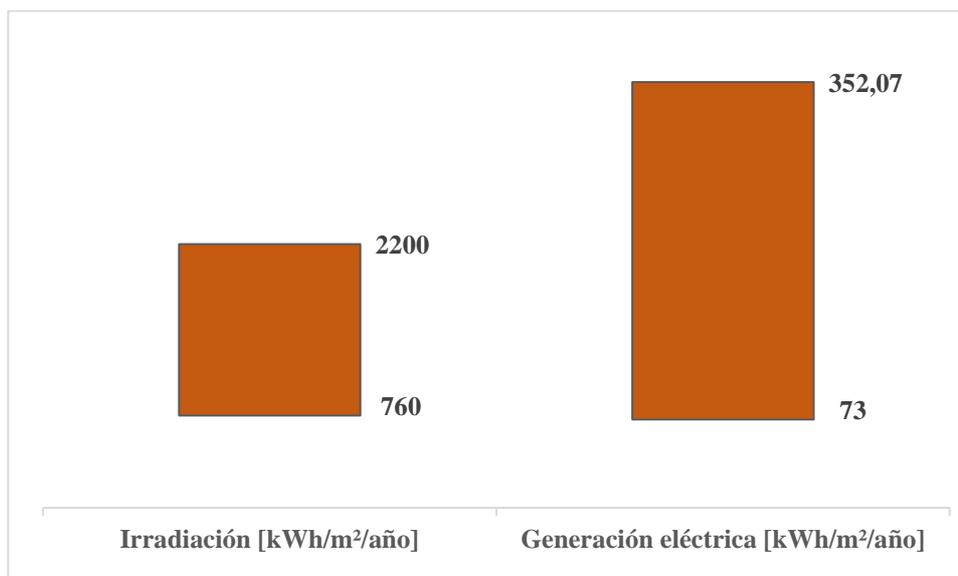


Figura 6-29. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de CIS/CIGS

El tiempo de retorno calculado por los autores varía de 0,54 años a 4 años. Las emisiones de CO<sub>2-eq</sub> varían de 5 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh a los 95 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh. El factor de retorno energético oscila entre 7,14 y 46,3 veces.

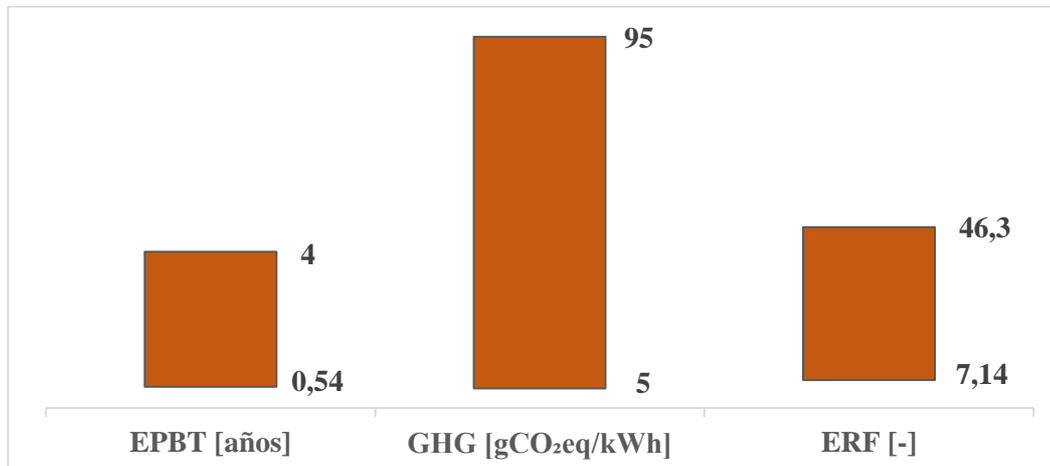


Figura 6-30. Rango de resultados en las instalaciones de CIS/CIGS

### 6.6.1 Análisis del tiempo de retorno energético

A continuación, se representa el tiempo de retorno energético en función de la generación eléctrica anual. El EPBT disminuye a medida que aumenta la producción eléctrica ya que crece el denominador del tiempo de retorno energético como puede observarse en la Figura 6-31.

Se observa además que en los estudios publicados de 2013 en adelante tienen un tiempo de retorno energético considerablemente menor debido a que presentan un mayor desarrollo tecnológico en materia tanto de eficiencia y rendimiento del sistema como de requerimientos energéticos de la instalación. Además, la diferencia de EPBT entre la base de datos completa y la limitada desde 2013 en el caso de instalaciones de CIS/CIGS es bastante mayor que en otras tecnologías, indicando por tanto la importancia de limitar la base de datos para los últimos años en este tipo de instalaciones.

No obstante, aparecen ciertas instalaciones que rompen con la tendencia general por EPBT demasiado elevados para su producción. Es el caso de las instalaciones de Suleiman Halasah [20] que presenta unos EPBT de 2 y 2,5 años para una producción de 223 kWh/m<sup>2</sup>/año. Esto es debido a que, a pesar de poseer una irradiación bastante alta (2150 kWh/m<sup>2</sup>/año), presentan una eficiencia baja (12%) y requerimientos energéticos altos (4592 MJp/m<sup>2</sup> y 5670 MJp/m<sup>2</sup>).

También cabe destacar la mejora en general en cuanto a los niveles de generación eléctrica. La mayoría de los puntos situados a la derecha de la figura (mayor producción) corresponden a estudios publicados a partir de 2013.

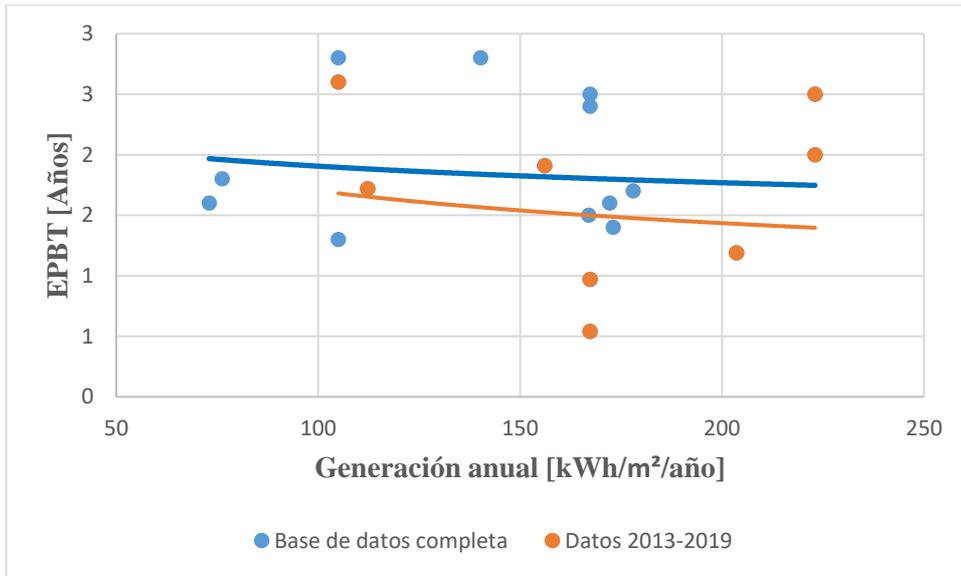


Figura 6-31. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de CIS/CIGS

El ERF, como puede verse en la Figura 6-32, sigue la misma evolución que en las demás tecnologías fotovoltaicas: aumenta conforme lo hace la generación eléctrica y los datos de 2013 hacia adelante son notablemente más favorables que los de la base de datos completa. Este comportamiento es lógico una vez analizado la anterior evolución del tiempo de retorno energético.

Como para el EPBT, los resultados de Suleiman Halasah [20], por los motivos anteriormente expuestos, rompen con la tendencia general al tener ERF bastante bajos para su producción. Presenta valores de ERF de 12 y 15 para una generación eléctrica anual de 223 kWh/m²/año

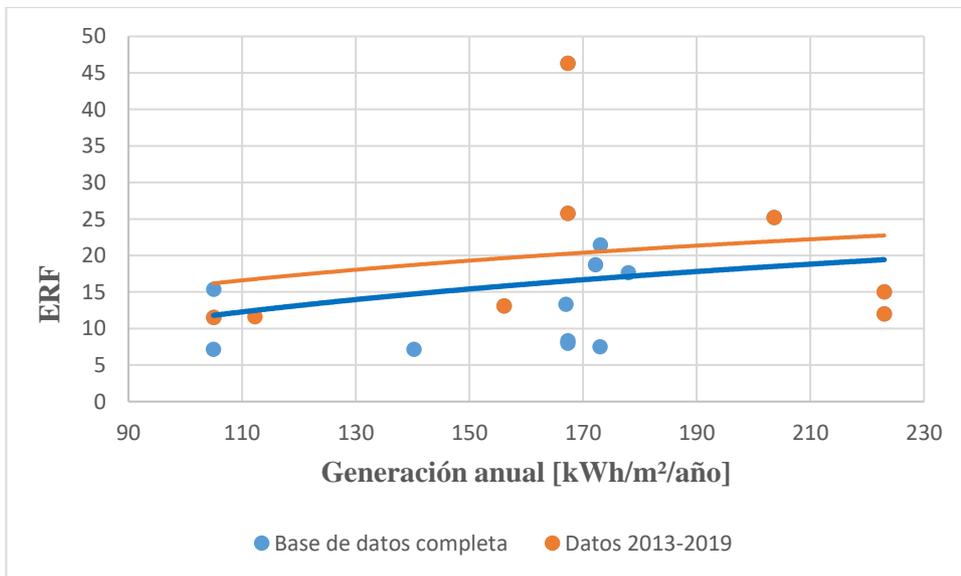


Figura 6-32. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de CIS/CIGS

### 6.6.2 Análisis de las emisiones de gases

De nuevo, en la Figura 6-33, las emisiones de gases de efecto invernadero siguen la misma evolución general con respecto a la generación eléctrica anual que encontramos en las demás tecnologías fotovoltaicas: al aumentar la producción eléctrica, disminuye las emisiones por kWh producido y las instalaciones de los estudios publicados a partir de 2013 presentan menores emisiones.

En este caso, al disponer más número de instalaciones, se disponen de más datos y se puede observar claramente que la diferencia entre prestar atención a los resultados de la base de datos completa o a aquellos más actuales

es bastante notoria.

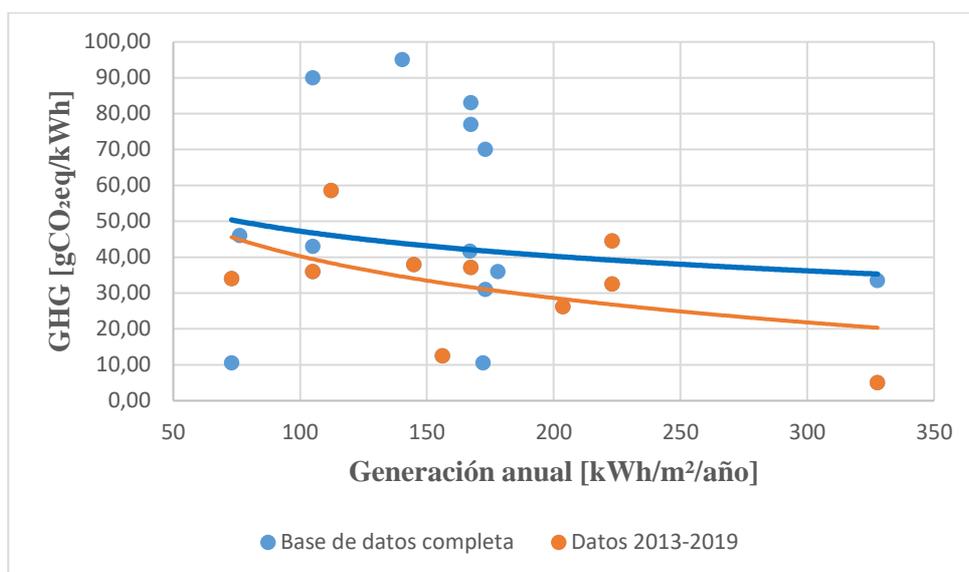


Figura 6-33. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de CIS/CIGS

## 6.7 Ribbon-Si

El análisis de los diversos estudios de instalaciones que utilizan módulos de Ribbon-Si queda resumido en la Tabla 6-7.

Tabla 6-7. Resumen de resultados de instalaciones de Ribbon-Si

Autor	Eficiencia módulo	P.R.	Duración [años]	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> /año]	EPBT [años]	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Año de publicación
Alsema et al [1]	11,50%	0,75	30	1000	2,6	NG	2005
Alsema et al [1]	11,50%	0,75	30	1700	1,7	30	2005
Alsema [2]	11,50%	0,75	30	1700	1,7	29	2006
Alsema [2]	11,50%	0,75	30	1000	2,9	NG	2006
Fthenakis [16]	NA	0,75	30	1700	1,7	30	2006
Jungbluth [27]	12%	0,75	30	1117	2,7	NG	2008
Laleman [30]	12%	0,75	30	950	4	67	2010
Domínguez [14]	12%	0,78	30	1825	NG	30	2010
Darling [12]	8%	0,75	N	1700	1,4	22	2013
Suleiman Halasah [20] (A)	13,20%	NG	30	2150	1,4	29,61	2013
Suleiman Halasah [20] (B)	13,20%	NG	30	2150	1,8	37,4	2013
Hyoungseok Kim [29]	15,00%	0,8	30	1810,4	NG	28	2014
Wesley Soares [42]	18,50%	N	20	1825	2,3	NG	2018
<b>Valor medio</b>	<b>12,49%</b>	<b>0,76</b>	<b>29,17</b>	<b>1.586,72</b>	<b>2,2</b>	<b>33,67</b>	

Se construye una figura representativa del rango de valores de las variables eficiencia, PR y tiempo de vida de la instalación que aparecen en la revisión bibliográfica para instalaciones de Ribbon-Si (Figura 6-34) y otra para la irradiación y la generación eléctrica (Figura 6-35). Además, se realiza otra figura representando el rango de los resultados de EPBT, GHG y ERF (Figura 6-36).

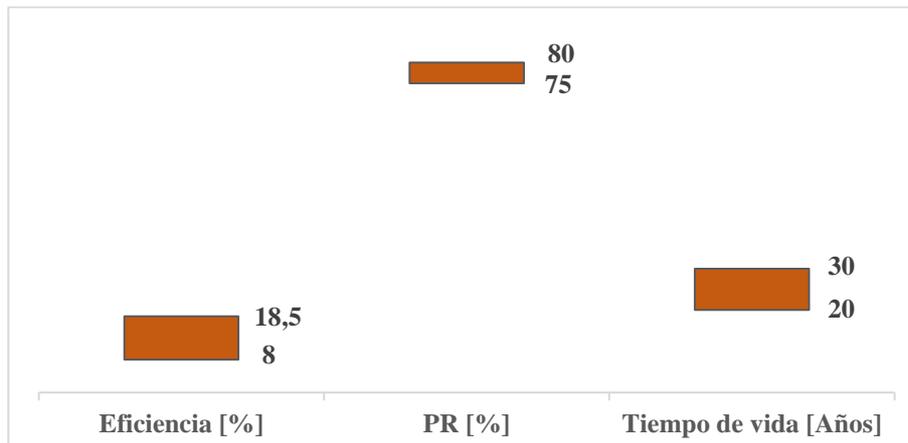


Figura 6-34. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de Ribbon-Si

El rango de valores entre los que se encuentra la eficiencia del módulo va desde 8% hasta 18,5%. El PR de la instalación varía desde el 75% hasta el 80%, siguiendo las mismas instrucciones que Cabello Villar ([7]) (PR=80% para instalaciones sobre suelo). El tiempo de vida de la instalación oscila entre 20 y 30 años y la irradiación que recibe la instalación se encuentra entre 950 y 2150 kWh/m<sup>2</sup>/año. Con los parámetros conocidos de irradiación, eficiencia del módulo, PR y degradación a lo largo de los años, podemos conocer la generación eléctrica del sistema, la cual varía desde 85,5 hasta 242 kWh/m<sup>2</sup>/año.

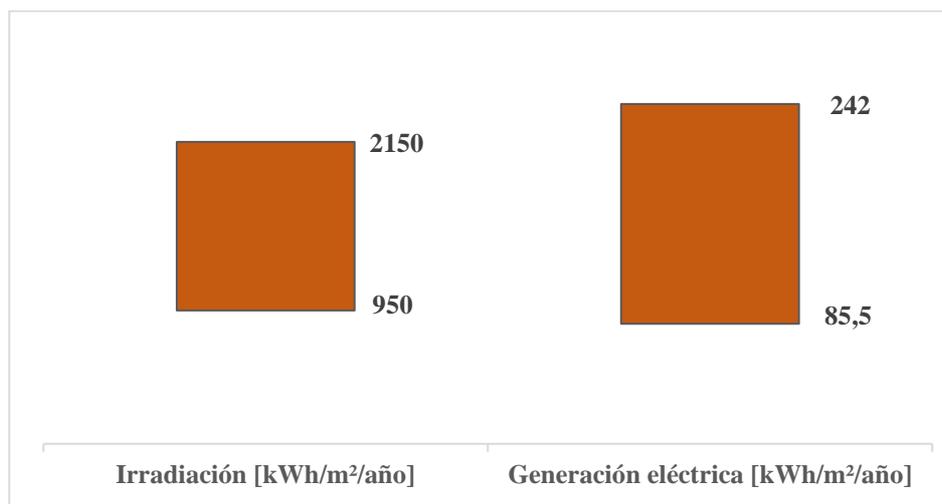


Figura 6-35. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de Ribbon-Si

El tiempo de retorno calculado por los autores varía de 1,4 años a 4 años. Las emisiones de CO<sub>2-eq</sub> varían de 22 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh a los 67 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh. El factor de retorno energético oscila entre 7,5 y 21,43 veces.

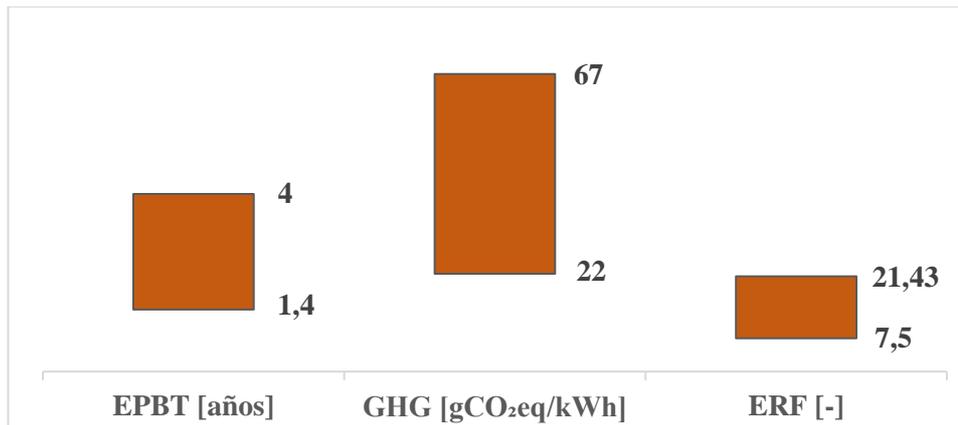


Figura 6-36. Rango de resultados en las instalaciones de Ribbon-Si

### 6.7.1 Análisis del tiempo de retorno energético

A pesar de disponer de pocos resultados de producción eléctrica y EPBT o parámetros para poder calcularlos y así aumentar los datos representados en la [Figura 6-37](#), se observa como la tendencia general que se producía en las otras tecnologías fotovoltaicas se sigue cumpliendo. En general el EPBT disminuye a medida que aumenta la producción eléctrica.

Aún con la falta de datos, el tiempo de retorno energético de la base de datos completa es mayor que aquellos estudios que fueron publicados desde 2013 hacia adelante. Sin embargo, se observa que la diferencia de tiempo de retorno energético se reduce conforme aumenta la producción eléctrica. No obstante, es complicado analizar el comportamiento si no se disponen de más datos, siendo interesante seguir aumentando la base de datos en los próximos años.

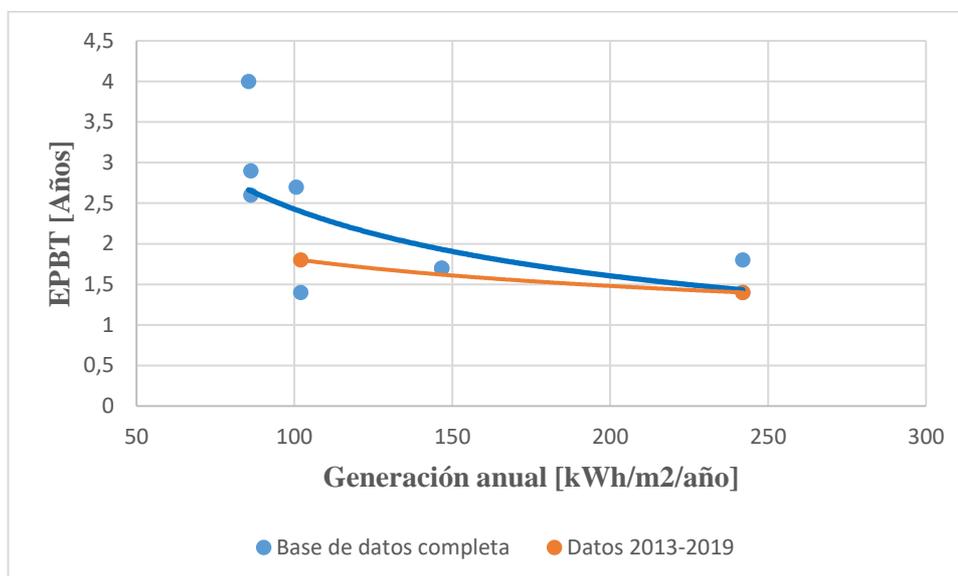


Figura 6-37. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de Ribbon-Si

En cuanto al factor de retorno se observa que aumenta conforme crece la generación eléctrica anual. Sin embargo, no se aprecian grandes diferencias entre la base de datos completa y la limitada a partir de 2013

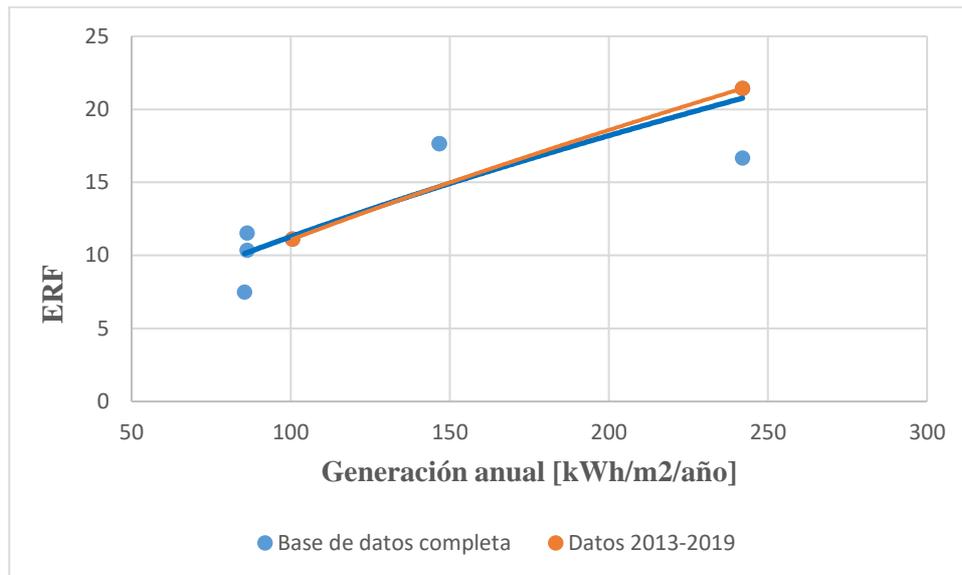


Figura 6-38. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de Ribbon-Si

### 6.7.2 Análisis de las emisiones de gases

En la Figura 6-39 en la que se muestra la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero de las instalaciones de Ribbon-Si con la generación eléctrica anual, aunque no se tienen demasiados datos especialmente de instalaciones posteriores a 2013, las emisiones de gases de efecto invernadero siguen la misma tendencia que en las demás tecnologías: al aumentar la producción eléctrica, disminuye las emisiones por kWh producido y las instalaciones de los estudios publicados a partir de 2013 presentan menores emisiones.

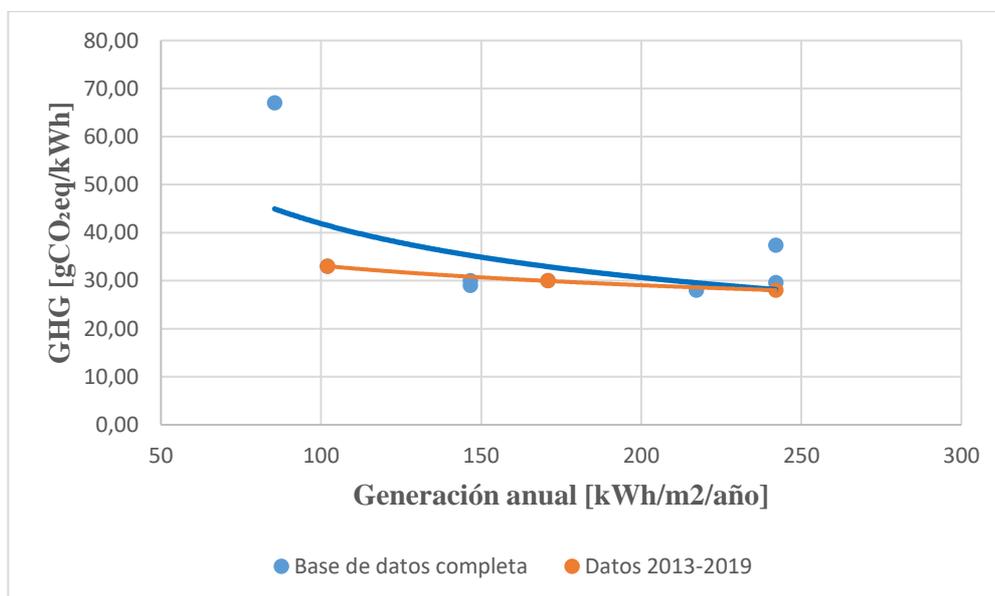


Figura 6-39. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de Ribbon-Si

## 6.8 HCPV

El análisis de los diversos estudios de instalaciones que utilizan módulos de HCPV queda resumido en la Tabla 6-8.

Tabla 6-8. Resumen de resultados de instalaciones de HCPV

Autor	Eficiencia módulo	PR	Duración [años]	Irradiación [kWh/m <sup>2</sup> /año]	EPBT [años]	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Año de publicación
Peharz (A) [36]	26%	0,94	N	1000	1	NA	2005
Peharz (B) [36]	26%	0,94	N	1900	0,6	NA	2005
Nishimura (A) [34]	18,80%	NG	20	1513	2	NA	2010
Nishimura (B) [34]	18,00%	NG	20	1263	2,6	NA	2010
Fthenakis-Kim [18]	18%	0,68	30	2480	1,3	38	2011
Turconi (A) [45]	37%	NG	30	2600D	0,9	26	2013
Turconi (B) [45]	37%	NG	30	2480D	0,9	27	2013
Turconi (C) [45]	37%	NG	30	2570D	0,9	27	2013
Suleiman Halasah [20] (A)	25,00%	NG	30	2150	0,8	21,6	2013
Suleiman Halasah [20] (B)	26,00%	NG	30	2150	0,6	17,4	2013
Sandwell [41] (A.1)	30%	0,93	30	2482	0,3	9	2016
Sandwell [41] (A.2)	30%	0,93	30	2278	0,32	9,4	2016
Sandwell [41] (A.3)	30%	0,93	30	2668	0,28	8,3	2016
Sandwell [41] (A.4)	30%	0,93	30	2409	0,33	9,8	2016
Sandwell [41] (A.5)	30%	0,93	30	2668	0,29	8,8	2016
Sandwell [41] (A.6)	30%	0,93	30	3322	0,22	6,5	2016
Sandwell [41] (B)	24,10%	NG	30	1794	0,8	18	2016
Sandwell [41] (C)	NG	NG	NG	1825	1,5	N	2016
Sandwell [41] (D)	NG	NG	NG	2520	1,3	N	2016
Sandwell [41] (E)	37%	NG	30	1794	1,5	32	2016
Sandwell [41] (F)	30%	0,787	30	1794	1	20	2016
Burg [6] (A)	27,00%	0,9	30	1191	2,9	45	2017
Burg [6] (B)	27,00%	0,9	30	1820	2	30	2017

Burg [6] (C)	27,00%	0,9	30	2094	1,1	25	2017
Blanca Corona [9] (A)	28,19%	0,813	20	1834	0,862	53,7	2017
Blanca Corona [9] (B)	28,19%	0,813	25	1834	0,891	45,6	2017
Blanca Corona [9] (C)	28,19%	0,813	30	1834	0,904	40,2	2017
<b>Valor medio</b>	<b>28%</b>	<b>0,88</b>	<b>28,48</b>	<b>2025,71</b>	<b>1,04</b>	<b>24,68</b>	

Se construye una figura representativa del rango de valores de las variables eficiencia, PR y tiempo de vida de la instalación que aparecen en la revisión bibliográfica para instalaciones de HCPV (Figura 6-40) y otra para la irradiación y la generación eléctrica (Figura 6-41). Además, se realiza otra figura representando el rango de los resultados de EPBT, GHG y ERF (Figura 6-42).

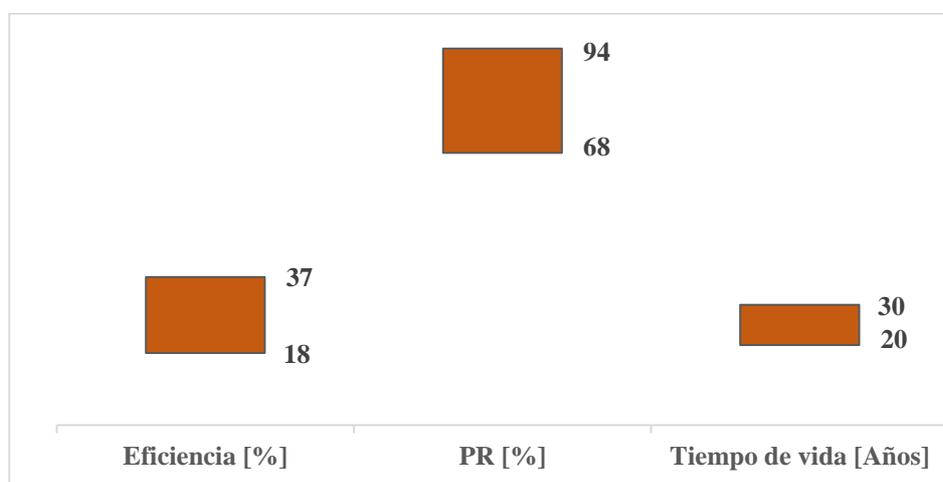


Figura 6-40. Rango de valores de eficiencia, PR y tiempo de vida de instalaciones de HCPV

El rango de valores entre los que se encuentra la eficiencia del módulo va desde 18% hasta 3768%. El PR de la instalación varía desde el 68% hasta el 94%, siguiendo las mismas instrucciones que Cabello Villar ([7]) (PR=80% para instalaciones sobre suelo). El tiempo de vida de la instalación oscila entre 20 y 30 años y la irradiación que recibe la instalación se encuentra entre 1000 y 3322 kWh/m<sup>2</sup>/año. Con los parámetros conocidos de irradiación, eficiencia del módulo, PR y degradación a lo largo de los años, podemos conocer la generación eléctrica del sistema, la cual varía desde 244,4 hasta 926,84 kWh/m<sup>2</sup>/año.

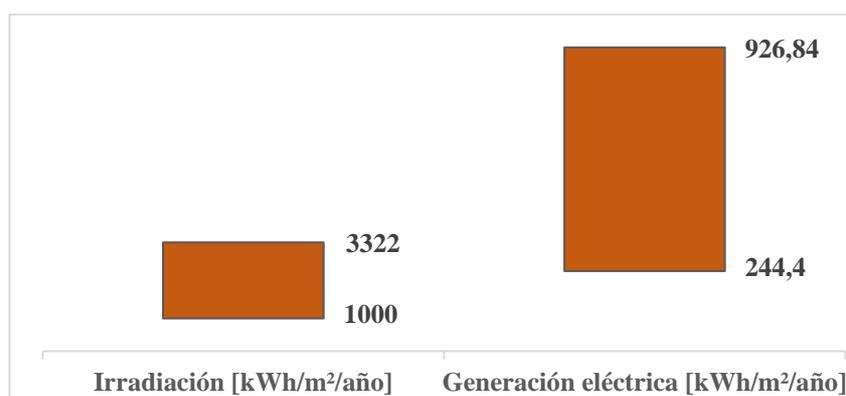


Figura 6-41. Rango de valores de irradiación y generación eléctrica de instalaciones de HCPV

El tiempo de retorno calculado por los autores varía de 0,22 años a 2,9 años. Las emisiones de CO<sub>2-eq</sub> varían de 6,5 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh a los 53,7 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh. El factor de retorno energético oscila entre 7,69 y 136,36 veces.

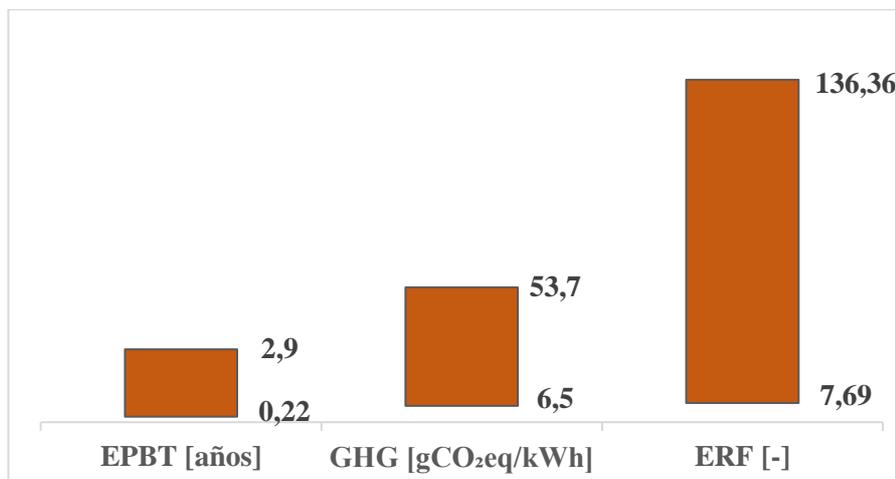


Figura 6-42. Rango de resultados en las instalaciones de HCPV

### 6.8.1 Análisis del tiempo de retorno energético

A continuación, se representa el tiempo de retorno energético en función de la generación eléctrica anual. En general el EPBT disminuye a medida que aumenta la producción eléctrica como puede observarse en la Figura 6-43. Esta disminución del tiempo de retorno energético con la producción es bastante importante, pasando de valores de EPBT de unos 1,5 años con 420 kWh/m<sup>2</sup>/año hasta 0,25 años con 800 kWh/m<sup>2</sup>/año). Los resultados son lógicos ya que, al aumentar la generación eléctrica, crece el denominador del tiempo de retorno energético.

Se observa que entre la base de datos completa y aquellos estudios que fueron publicados desde 2013 no se puede comparar el tiempo de retorno energético para una misma producción porque no comparten prácticamente ninguna generación eléctrica en común. Es por tanto la tecnología fotovoltaica con mayor diferencia entre limitar o no la base de datos ya que se obtienen EPBT en torno a 1 año y producciones eléctricas de unos 400 kWh/m<sup>2</sup>/año para la base de datos posterior a 2013 y EPBT en torno a 0,25 año y producciones eléctricas desde unos 500 hasta 900 kWh/m<sup>2</sup>/año.

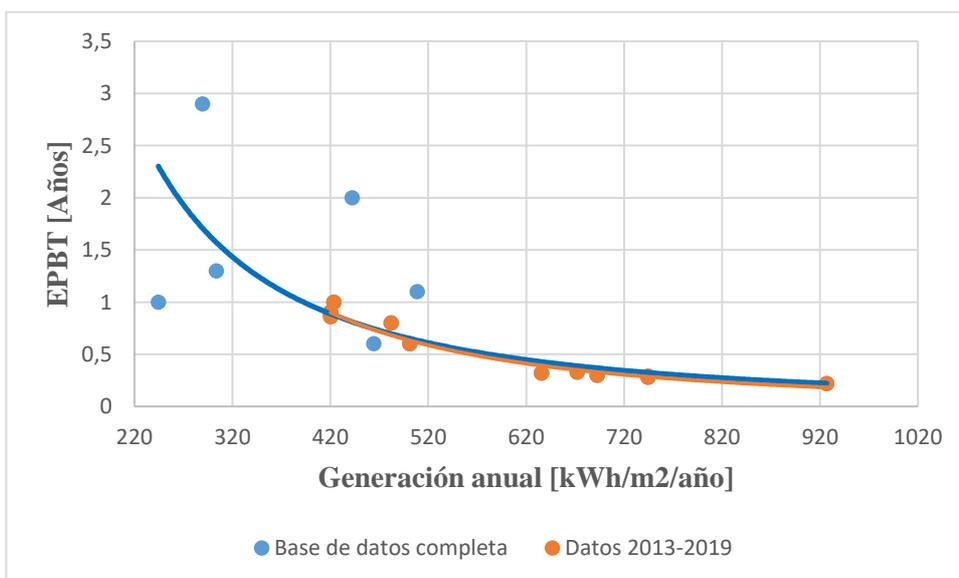


Figura 6-43. EPBT en función de la energía anual generada en sistemas de HCPV

En la Figura 6-44 se representa la evolución del factor de retorno energético con la generación eléctrica anual. Se observa como al aumentar la generación anual, crece el ERF. Este comportamiento es lógico una vez analizado el gráfico anterior (en el que EPBT disminuía al aumentar la producción) ya que el tiempo de retorno energético es el denominador del ERF. Como pasaba con el EPBT, entre la base de datos completa y aquellos estudios que fueron publicados desde 2013 no se puede comparar el ERF para una misma producción porque no comparten prácticamente ninguna generación eléctrica en común. Es por tanto la tecnología fotovoltaica con mayor diferencia entre limitar o no la base de datos ya que se obtienen ERF y producciones eléctricas mayores con la base de datos limitada desde 2013.

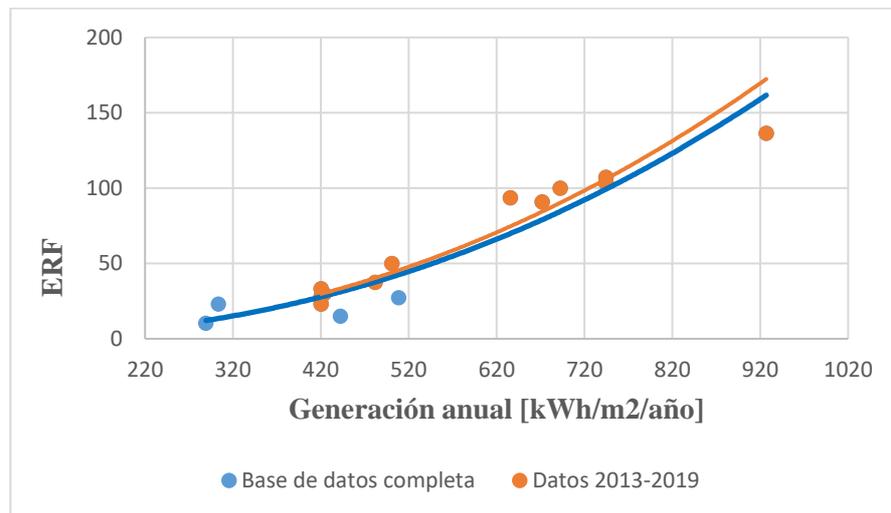


Figura 6-44. ERF en función de la energía anual generada en sistemas de HCPV

### 6.8.2 Análisis de las emisiones de gases

En la Figura 6-45 se muestra la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero de las instalaciones de HCPV con la generación eléctrica anual. Se observa como al aumentar la producción eléctrica, disminuye las emisiones por kWh producido.

No obstante, como pasaba con el EPBT y el ERF de este tipo de tecnología, entre la base de datos completa y aquellos estudios que fueron publicados desde 2013 no se pueden comparar las emisiones para una misma producción porque no comparten prácticamente ninguna generación eléctrica en común. Es por tanto la tecnología fotovoltaica con mayor diferencia entre limitar o no la base de datos ya que se obtienen emisiones y producciones eléctricas mucho más beneficiosas con la base de datos limitada desde 2013.

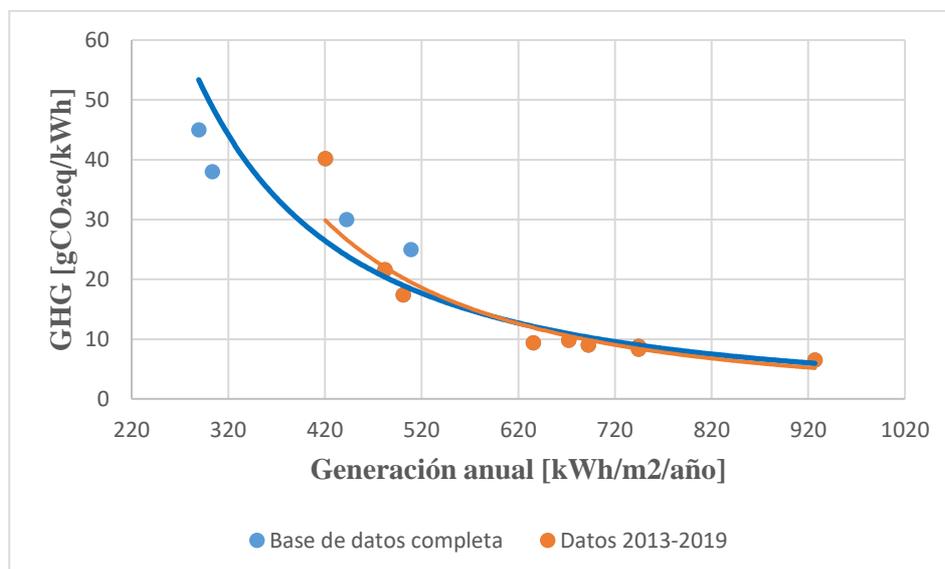


Figura 6-45. Emisiones de gases de efecto invernadero en función de la energía anual generada en sistemas de HCPV

# 7 EVOLUCIÓN TEMPORAL

Los sistemas fotovoltaicos están en constante desarrollo con el fin de reducir costes energéticos de producción, instalación y mantenimiento, pero, a su vez, incrementar también la eficiencia de los módulos. Este incesante desarrollo hace que tanto los parámetros de las instalaciones fotovoltaicas como sus resultados estén continuamente mejorando. Por este motivo, es interesante analizar la evolución de este desarrollo a lo largo de los últimos 15 años con el objetivo de entender cómo y hacia donde progresan las distintas tecnologías fotovoltaicas.

También se detallan y comparan los parámetros y resultados del sistema de la base de datos completa con los datos de aquellos estudios de la base de datos comprendidos entre 2013 y 2019 (Bibliografía añadida en este trabajo). Esta comparación se realiza con el objetivo de demostrar la importancia de fijar un margen de años reciente a la hora de obtener información acerca de una tecnología fotovoltaica.

## 7.1 Silicio monocristalino

### 7.1.1 Desarrollo tecnológico

El desarrollo de la eficiencia de los módulos y el rendimiento global del sistema en instalaciones de silicio monocristalino como puede apreciarse en la siguiente figura es una evolución constante y prácticamente lineal. En el año 2018, último año en el que se tienen datos, se incrementa notablemente la eficiencia del módulo rompiéndose así esa tendencia lineal del desarrollo. Estas eficiencias corresponden a las instalaciones estudiadas por Wesley Soares [42] (23,50%) y por Pérez Gallardo [38] (20,10%). Tendría interés estudiar cómo evoluciona durante los próximos años esta eficiencia, comprobando así si se cumple esta nueva pendiente en la gráfica.

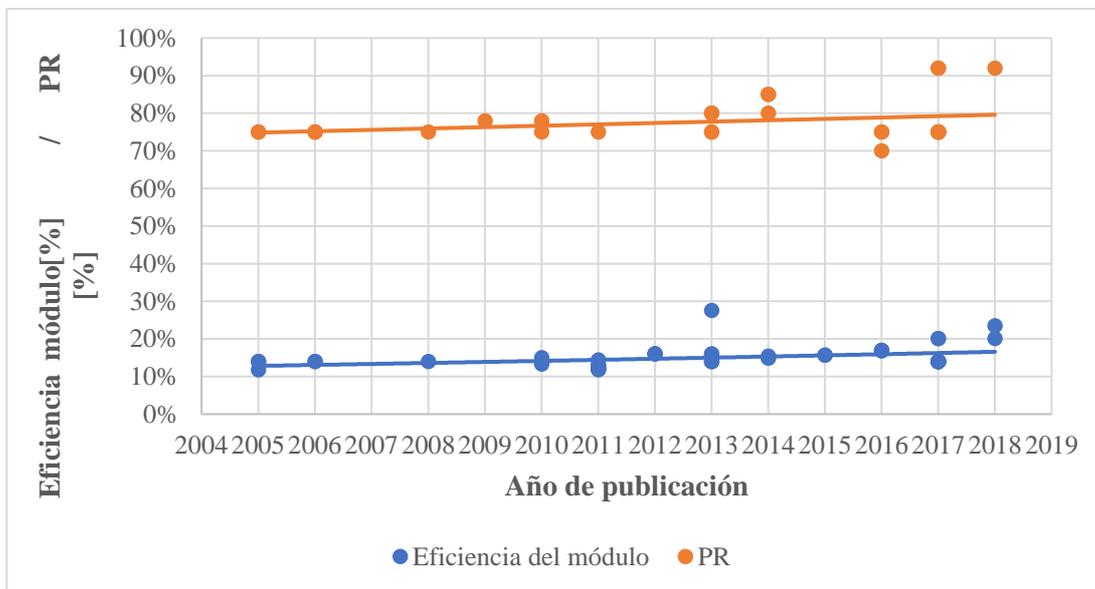


Figura 7-1. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de silicio monocristalino

En la siguiente gráfica se muestra la evolución durante los últimos años del tiempo de retorno energético y el factor de retorno energético de los sistemas de silicio monocristalino. La tendencia del EPBT como puede observarse, es claramente decreciente con el tiempo. Esto se explica con el aumento de rendimiento anteriormente nombrado que da lugar a una mayor producción eléctrica y a los menores requerimientos energéticos. Lógicamente, el ERF aumenta debido a que el tiempo de retorno energético disminuye y a que conforme pasan los años, el tiempo de vida de las instalaciones aumenta.

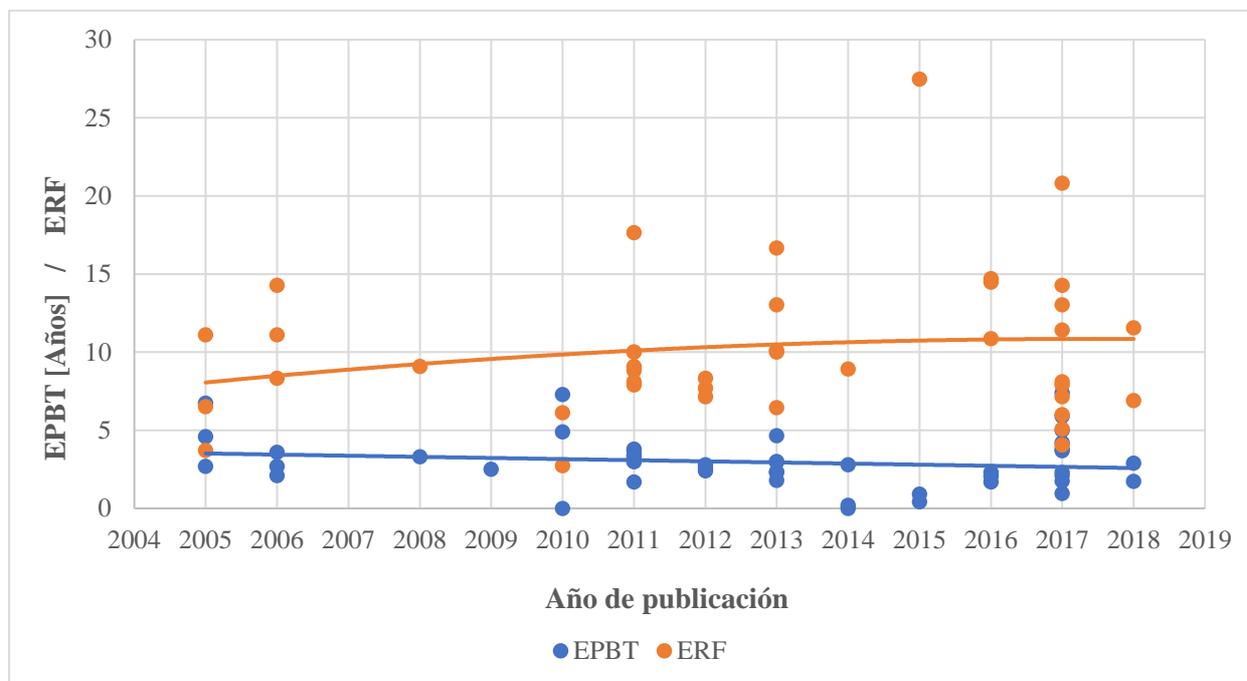


Figura 7-2. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de silicio monocristalino

Las emisiones de gases de efecto invernadero deberían disminuir si se reducen los requerimientos energéticos de la instalación y aumenta el rendimiento de conversión de esta. Al aumentar la eficiencia, crece la producción eléctrica. Por tanto, las emisiones GHG [gCO<sub>2</sub>-eq/kWh] disminuyen. Este razonamiento se cumple para los sistemas basados en silicio monocristalino como puede verse en la Figura 7-3. Presenta gran reducción de las emisiones (sobre un 50% en general).

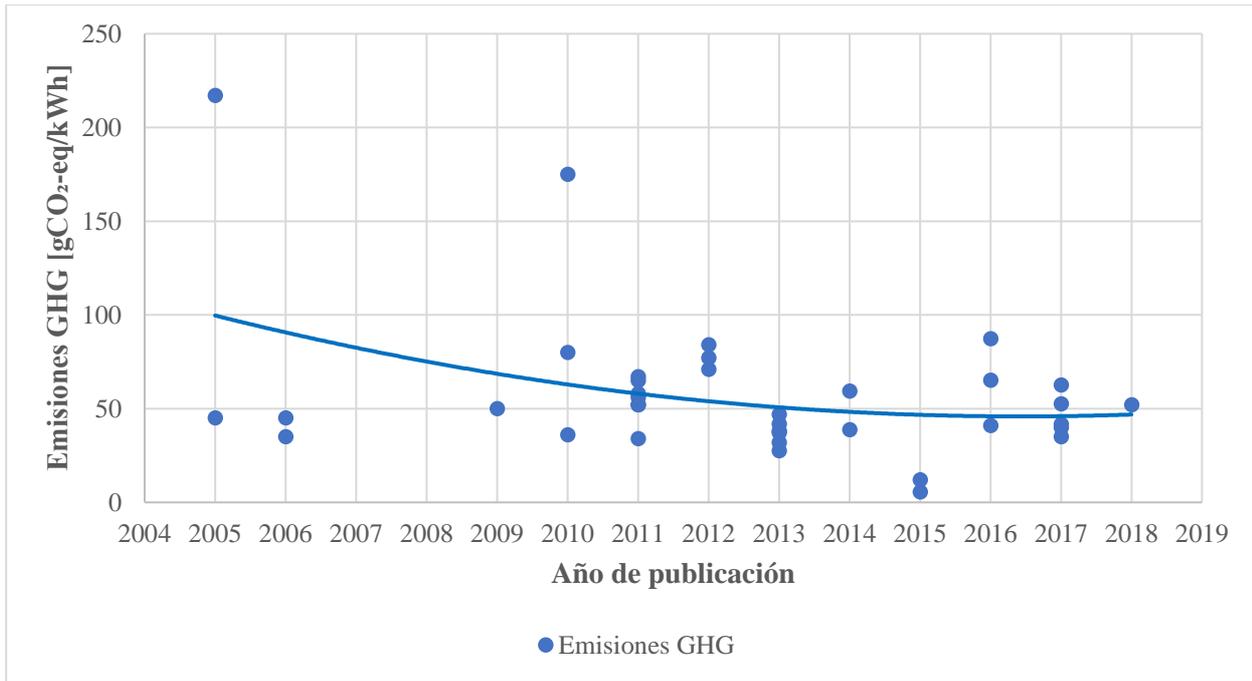


Figura 7-3. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de silicio monocristalino

### 7.1.2 Datos recientes

A continuación, se comparan los parámetros y resultados del sistema de la base de datos completa con los datos de aquellos estudios de la base de datos comprendidos entre 2013 y 2019. De esta forma podemos comprender la diferencia que implica escoger un margen de años reciente ya que, al estar los sistemas fotovoltaicos en constante evolución, los resultados pueden cambiar notablemente. La base de datos completa por tanto nos sirve para estudiar y predecir la evolución de la tecnología, no para obtener datos sobre nuevas instalaciones en el presente. En este caso se limitaría esa base de datos a los últimos años.

Fijamos la atención en la eficiencia del panel y el rendimiento del sistema (PR). En primer lugar, aparecen los resultados de estos parámetros utilizando la base de datos completa (Eficiencia=15,2% y PR=77,8%). En cambio, si se limita esa base de datos a los últimos 6 años (2013-2019) los resultados cambian considerablemente (Eficiencia=16,3% y PR =78,9%). Esto supone un incremento de la eficiencia del panel de un 7,25% y de un 1,35% en cuanto al rendimiento del sistema.

Si suponemos una instalación que recibe 1700 kWh/m<sup>2</sup>/año, un precio de venta de la electricidad generada se 0,12 €/kWh y un tiempo de vida de la instalación de 30 años, con la base de datos completa obtendríamos 724 €/m<sup>2</sup>. Con la base de datos limitada desde 2013 tendríamos 787,1 €/m<sup>2</sup>. Supone una diferencia de 63,1 €/m<sup>2</sup>. Esta diferencia puede que sea clave a la hora de optar o no por asumir una instalación fotovoltaica ya que puede decidir si el proyecto es viable o no. Es importante conocer la constante evolución de los sistemas fotovoltaicos y delimitar la bibliografía si se quiere conocer datos de estos.

Tabla 7-1. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio monocristalino

	Eficiencia panel [%]	PR [%]		
Base de datos completa	15,2%	77,8%	Incremento de eficiencia [%]	7,25
Datos 2013-2019	16,3%	78,9%	Incremento de PR [%]	1,35

El tiempo de retorno energético con la base de datos completa para instalaciones de silicio monocristalino son 3,10 años mientras que para esta misma base de datos limitada desde el año 2013 proporciona un EPBT de 2,77 años, un 10,60 % menos. En cuanto al factor de retorno energético, supone un 29,18% de incremento (13,98 para la base de datos completa frente a 18,06). Si fijamos la atención en las emisiones de gases de efecto invernadero, se reducen un 24,85%, desde 57,17 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh hasta 42,97 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh.

Tabla 7-2. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio monocristalino

	EPBT [Años]	ERF	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Reducción de EPBT [%]	10,60
Base de datos completa	3,10	13,98	57,17	Incremento de ERF [%]	29,18
Datos 2013-2019	2,77	18,06	42,97	Reducción de emisiones GHG [%]	24,85

## 7.2 Silicio policristalino

### 7.2.1 Desarrollo tecnológico

En instalaciones de silicio policristalino se puede observar que el desarrollo de la eficiencia de los módulos y el rendimiento global del sistema (PR) es constante. Continuamente se está mejorando en este aspecto y como en sistemas de silicio monocristalino sigue una tendencia prácticamente lineal excepto al final. En el año 2018, último año en el que se tienen datos, se incrementa notablemente la eficiencia del módulo rompiéndose así esa tendencia lineal del desarrollo. Esta eficiencia corresponde a las instalaciones estudiadas por Wesley Soares [42] (20,50%). En este caso, el otro estudio realizado en 2018, por Pérez Gallardo [38] (15,50%), sí sigue la evolución lineal de los últimos años. Tendría interés estudiar cómo evoluciona durante los próximos años esta eficiencia, analizando la nueva tendencia

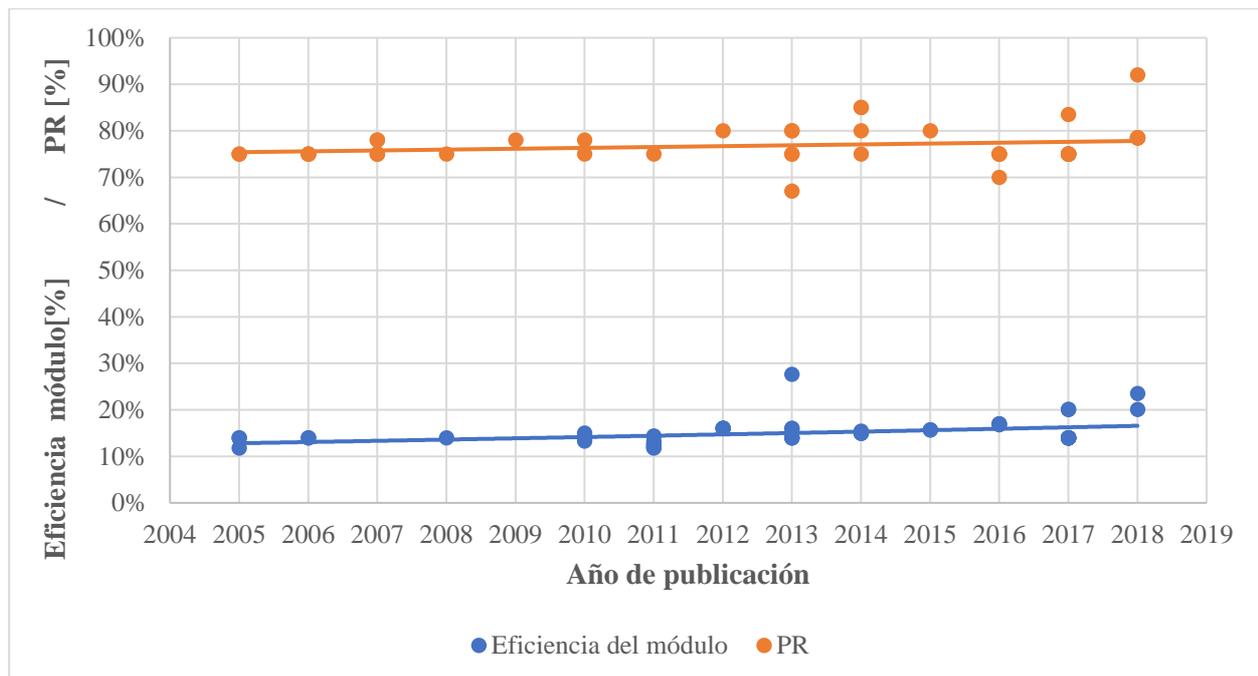


Figura 7-4. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de silicio policristalino

En la siguiente gráfica se muestra la evolución durante los últimos años del tiempo de retorno energético y el factor de retorno energético de los sistemas de silicio policristalino. La tendencia del EPBT como puede observarse, es claramente decreciente con el tiempo. Esto se explica con el aumento de rendimiento anteriormente nombrado que da lugar a una mayor producción eléctrica y a los menores requerimientos energéticos. Lógicamente, el ERF aumenta debido a que el tiempo de retorno energético disminuye. Sin embargo, se observa que ERF presenta una pendiente en términos absolutos mayor que la que experimenta el tiempo de retorno energético. Este hecho se debe a que cada vez aumenta más el tiempo de vida de las instalaciones y por tanto, además de disminuir el denominador por el avance en cuanto al EPBT, también aumenta el numerador del término.

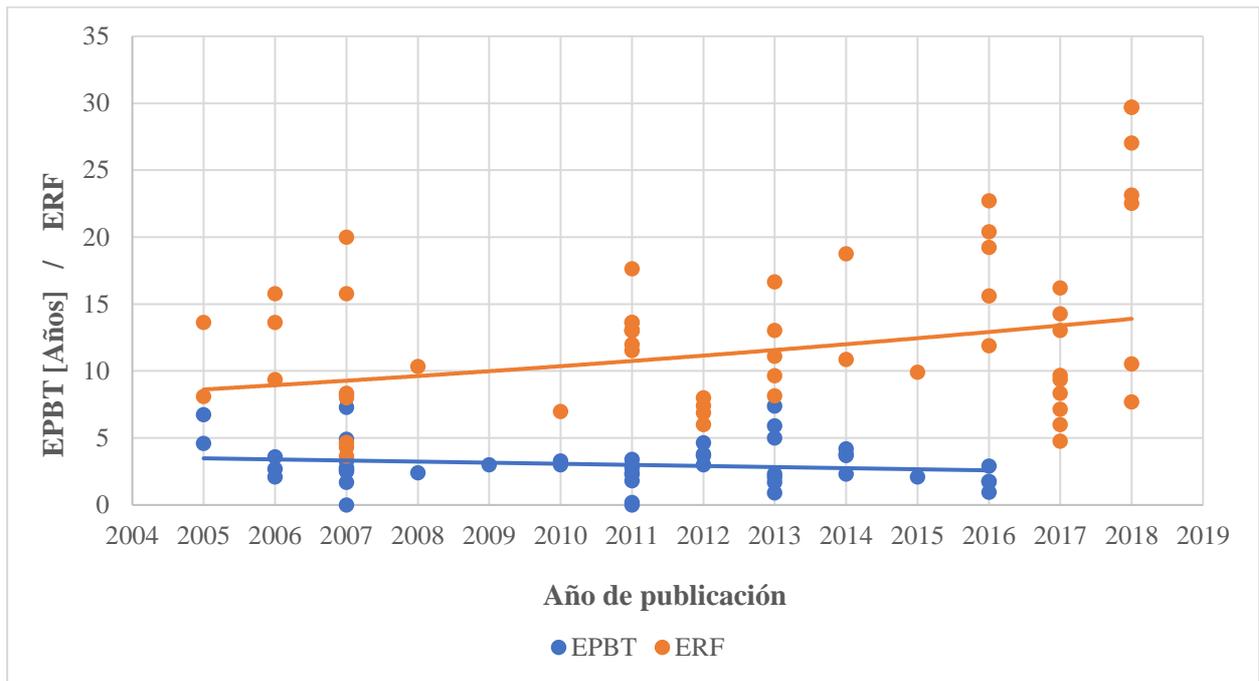


Figura 7-5. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de silicio policristalino

En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero se observa que, al igual que en los sistemas de silicio monocristalino, disminuyen conforme transcurren los años. Al aumentar la eficiencia, crece la producción eléctrica. Por tanto, las emisiones GHG [ $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$ ] disminuyen. Esta reducción de emisiones se realiza de forma constante y sin interrupción. La pendiente de la línea de tendencia, sin ser excesivamente pronunciada, es notable ya que se reduce en general sobre un 33% las emisiones.

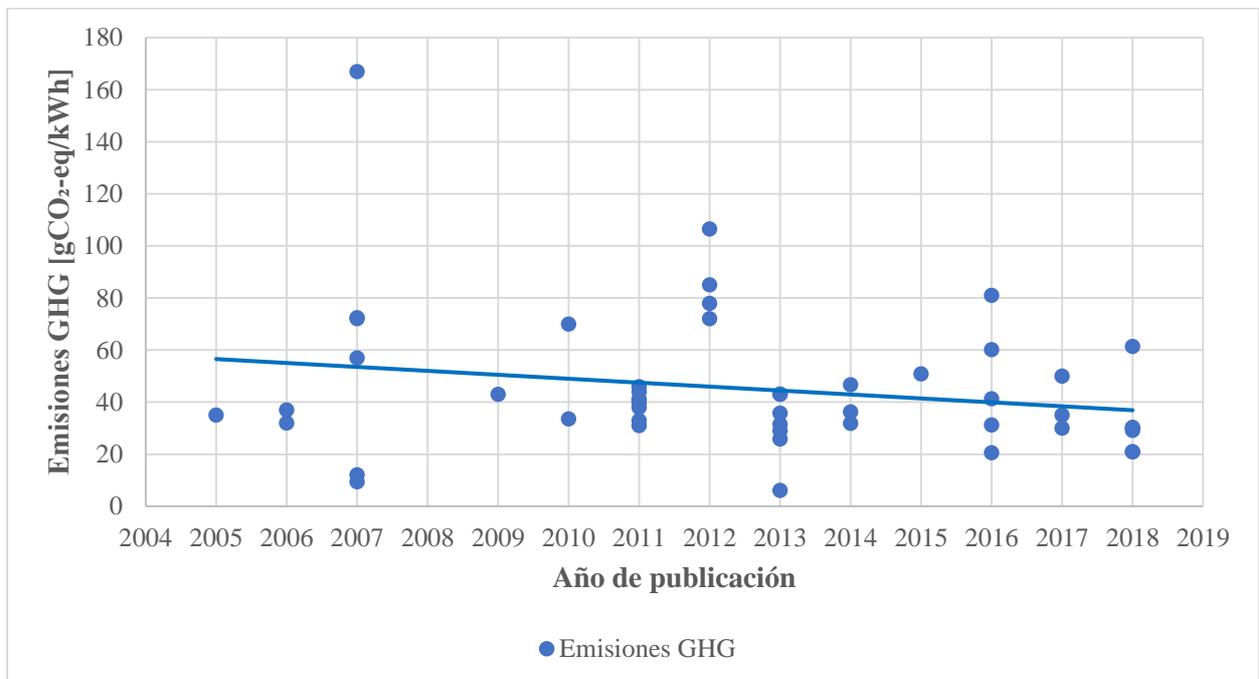


Figura 7-6. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de silicio policristalino

## 7.2.2 Datos recientes

Fijamos la atención en la eficiencia del panel y el rendimiento del sistema (PR). En primer lugar, aparecen los resultados de estos parámetros utilizando la base de datos completa (Eficiencia=14,4% y PR=76,9%). En cambio, si se limita esa base de datos a los últimos 6 años (2013-2019) los resultados cambian considerablemente (Eficiencia=15% y PR =77,3%). Esto supone un incremento de la eficiencia del panel de un 4,57% y de un 0,57% en cuanto al rendimiento del sistema.

Si suponemos una instalación que recibe 1700 kWh/m<sup>2</sup>/año, un precio de venta de la electricidad generada se 0,12 €/kWh y un tiempo de vida de la instalación de 30 años, con la base de datos completa obtendríamos 676 €/ m<sup>2</sup>. Con la base de datos limitada desde 2013 tendríamos 711,8 €/ m<sup>2</sup>. Supone una diferencia de 35,8 €/ m<sup>2</sup>.

Tabla 7-3. Eficiencia, PR y diferencia su porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio policristalino

	Eficiencia panel [%]	PR [%]		
Base de datos completa	14,4%	76,9%	Incremento de eficiencia [%]	4,57
Datos 2013-2019	15,0%	77,3%	Incremento de PR [%]	0,57

El tiempo de retorno energético con la base de datos completa para instalaciones de silicio policristalino son 2,70 años mientras que para esta misma base de datos limitada desde el año 2013 proporciona un EPBT de 2,32 años, un 14,08 % menos. En cuanto al factor de retorno energético, supone un 19,20% de incremento (13,50 para la base de datos completa frente a 16,09). Si fijamos la atención en las emisiones de gases de efecto invernadero, se reducen un 18,52%, desde 45,26 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh hasta 36,88 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh.

Tabla 7-4. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio policristalino

	EPBT [Años]	ERF	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Reducción de EPBT [%]	14,08
Base de datos completa	2,70	13,50	45,26	Incremento de ERF [%]	19,20
Datos 2013-2019	2,32	16,09	36,88	Reducción de emisiones GHG [%]	18,52

## 7.3 Teluro de Cadmio

### 7.3.1 Desarrollo tecnológico

De nuevo, el desarrollo de la eficiencia de los módulos y el rendimiento global del sistema, en este caso en instalaciones de Teluro de Cadmio, es una evolución constante y prácticamente lineal como puede apreciarse en la siguiente figura. En el año 2017 y 2018, se incrementa notablemente el rendimiento de la instalación (PR) indicando una mayor eficiencia de elementos de la instalación a parte de los módulos. Estos rendimientos corresponden a las instalaciones estudiadas por Azzaro [4] (92%) y por Pérez Gallardo [38] (92%) respectivamente. Si en los próximos años la eficiencia del módulo y el rendimiento del sistema sigue esta tendencia creciente, se podrá generar más electricidad con la misma irradiación

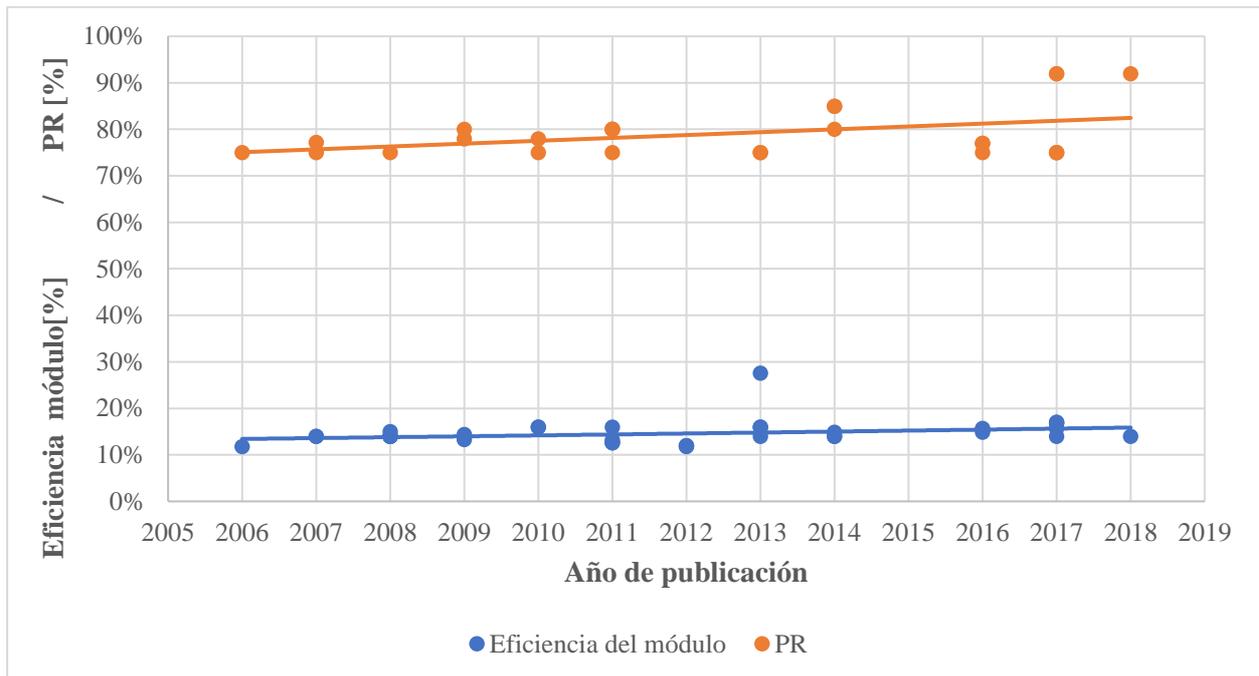


Figura 7-7. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de teluro de cadmio

En la siguiente gráfica se muestra la evolución durante los últimos años del tiempo de retorno energético y el factor de retorno energético de los sistemas de Teluro de Cadmio. La tendencia del EPBT como puede observarse, es claramente decreciente con el tiempo y prácticamente lineal. Esto se debe, como en las demás tecnologías, al aumento de rendimiento anteriormente nombrado que da lugar a una mayor producción eléctrica y a los menores requerimientos energéticos. Lógicamente, el ERF aumenta debido a que el tiempo de retorno energético disminuye. También se vuelve a observar una pendiente en términos absolutos mayor que la que experimenta el tiempo de retorno energético debido de nuevo, al aumento del numerador del factor de retorno energético: el tiempo de vida de las instalaciones.

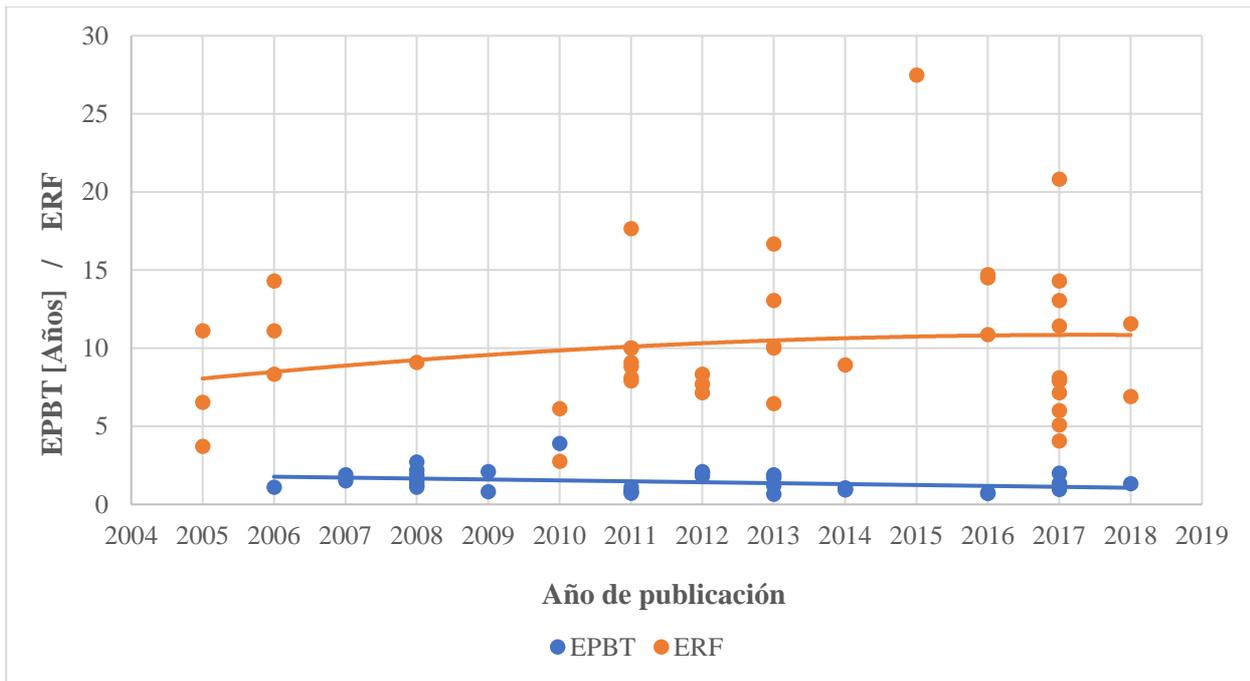


Figura 7-8. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de teluro de cadmio

En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero se observa que, al igual que en los demás sistemas fotovoltaicos, disminuyen conforme transcurren los años. Al aumentar la eficiencia, crece la producción eléctrica. Por tanto, las emisiones GHG [gCO<sub>2</sub>-eq/kWh] disminuyen. Esta reducción de emisiones se realiza de forma constante, sin interrupción y con gran eficacia, de tal forma que se ha logrado reducir las emisiones de media en un 60%.

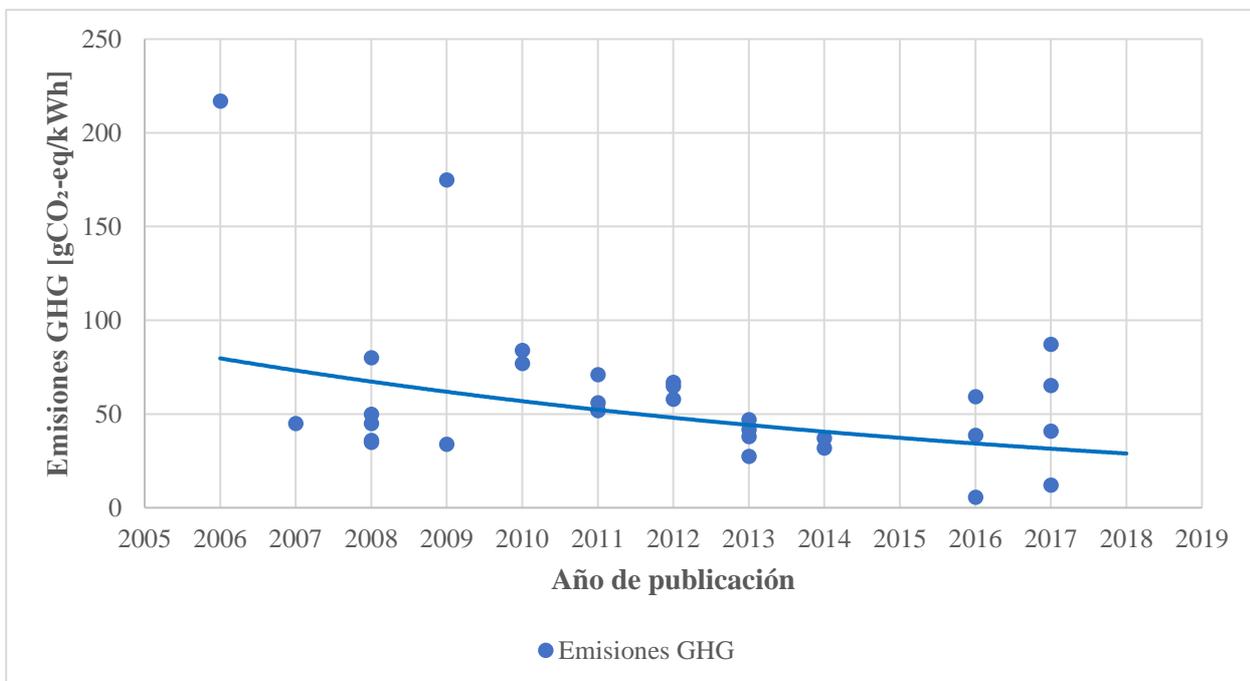


Figura 7-9. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de teluro de cadmio

### 7.3.2 Datos recientes

Fijamos la atención en la eficiencia del panel y el rendimiento del sistema (PR). En primer lugar, aparecen los resultados de estos parámetros utilizando la base de datos completa (Eficiencia=10,2% y PR=79,2%). En cambio, si se limita esa base de datos a los últimos 6 años (2013-2019) los resultados cambian considerablemente (Eficiencia=10,9% y PR =80,7%). Esto supone un incremento de la eficiencia del panel de un 7% y de un 1,96% en cuanto al rendimiento del sistema.

Si suponemos una instalación que recibe 1700 kWh/m<sup>2</sup>/año, un precio de venta de la electricidad generada se 0,12 €/kWh y un tiempo de vida de la instalación de 30 años, con la base de datos completa obtendríamos 483,5 €/m<sup>2</sup>. Con la base de datos limitada desde 2013 tendríamos 545,3 €/m<sup>2</sup>. Supone una diferencia de 61,8 €/m<sup>2</sup>.

Tabla 7-5. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio amorfo

	Eficiencia panel [%]	PR [%]		
Base de datos completa	10,2%	79,2%	Incremento de eficiencia [%]	7,0
Datos 2013-2019	10,9%	80,7%	Incremento de PR [%]	1,96

El tiempo de retorno energético con la base de datos completa para instalaciones de Teluro de Cadmio son 1,42 años mientras que para esta misma base de datos limitada desde el año 2013 proporciona un EPBT de 1,16 años, un 18,77 % menos. En cuanto al factor de retorno energético, supone un 18,73% de incremento (21,72 para la base de datos completa frente a 25,79). Si fijamos la atención en las emisiones de gases de efecto invernadero, se reducen un 12,57%, desde 36,47 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh hasta 31,89 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh.

Tabla 7-6. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de teluro de cadmio

	EPBT [Años]	ERF	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Reducción de EPBT [%]	18,77
Base de datos completa	1,42	21,72	36,47	Incremento de ERF [%]	18,73
Datos 2013-2019	1,16	25,79	31,89	Reducción de emisiones GHG [%]	12,57

## 7.4 Silicio Amorfo

### 7.4.1 Desarrollo tecnológico

Como en las anteriores tecnologías, el desarrollo de la eficiencia de los módulos y el rendimiento global del sistema, en este caso en instalaciones de silicio amorfo, es una evolución constante y prácticamente lineal como puede apreciarse en la siguiente figura. De nuevo, en el año 2018, se incrementa notablemente tanto el rendimiento de la instalación (PR) como la eficiencia del módulo. Estos rendimientos corresponden al estudio de Wesley Soares [42] (PR=92%; Eficiencia=13%). Si en los próximos años la eficiencia del módulo y el rendimiento del sistema sigue esta tendencia creciente, se podrá generar más electricidad con la misma irradiación y los sistemas de silicio amorfo serán más eficientes, aspecto a mejorar en esta tecnología.

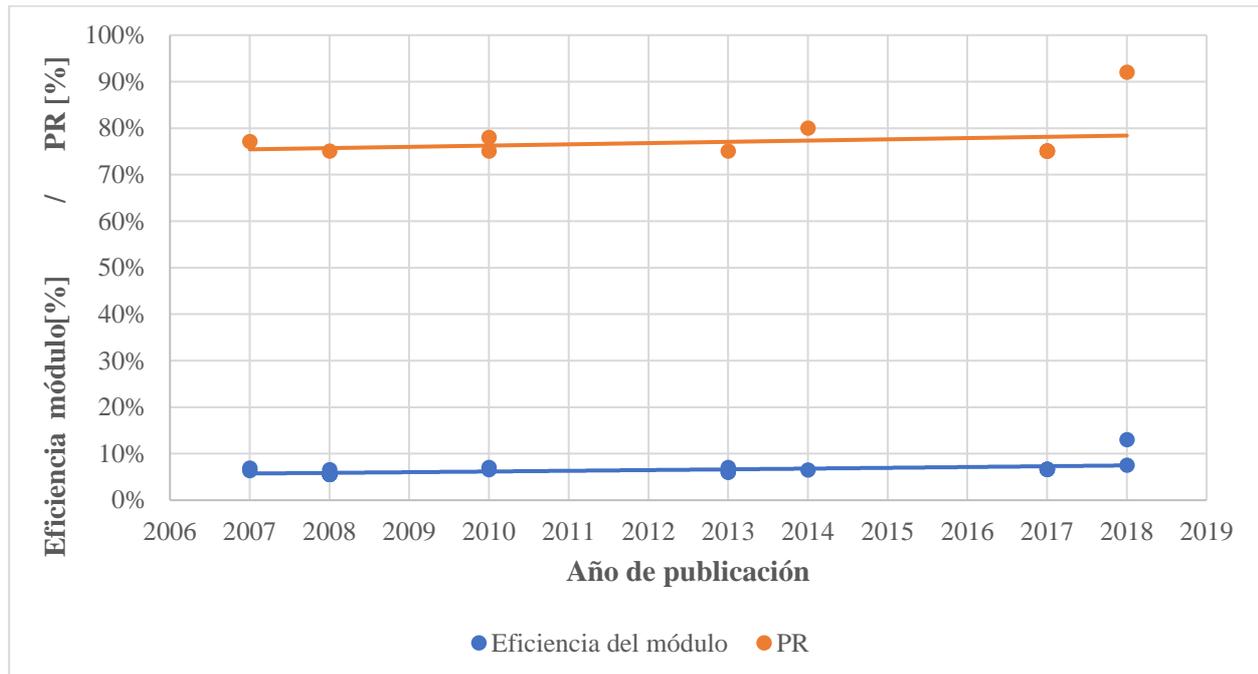


Figura 7-10. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de silicio amorfo

En la siguiente figura se muestra la evolución durante los últimos años del tiempo de retorno energético y el factor de retorno energético de los sistemas de silicio amorfo. La tendencia del EPBT como puede observarse difiere de las demás tecnologías fotovoltaicas. El tiempo de retorno energético se queda prácticamente igual a lo largo de los últimos años e incluso presenta una ligera pendiente positiva. Esta tendencia es debida, a parte de EPBT bajos en el año 2008 como el caso de SENSE [44] (EPBT=1 año), al aumento de la energía requerida por la instalación. A que a pesar de haber podido aumentar la eficiencia de los módulos y el rendimiento de la instalación como se comentó en la gráfica anterior, este incremento energético hace que aumente ligeramente el tiempo de retorno energético. Por tanto, el objetivo de esta tecnología desde el punto de vida ambiental es seguir avanzando en el desarrollo de la eficiencia de los módulos pero intentando reducir los requerimientos energéticos.

El factor de retorno energético presenta una pendiente positiva a pesar del ligero aumento del EPBT debido a que el tiempo de vida de la instalación (numerador del ERF) ha ido aumentando a lo largo de estos años y con mayor peso que el pequeño aumento en el tiempo de retorno energético.

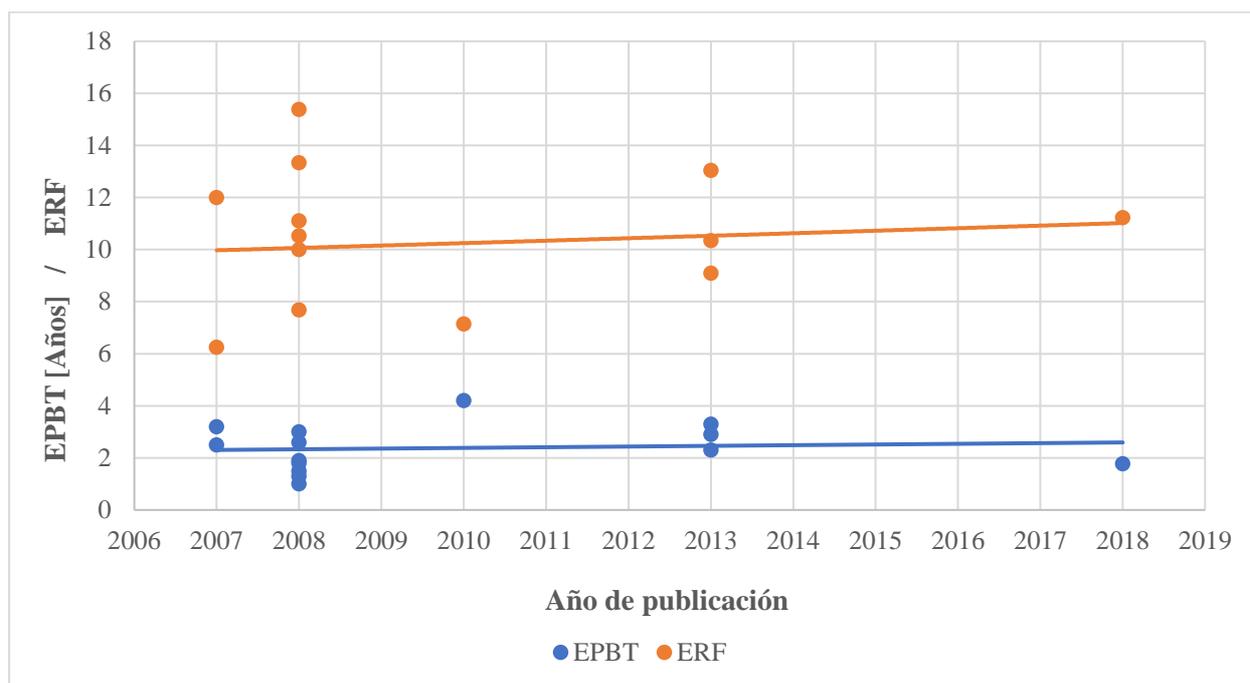


Figura 7-11. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de silicio amorfo

De nuevo debido al motivo comentado anteriormente sobre los requerimientos energéticos de las instalaciones de silicio amorfo, se produce una involución en un parámetro importante. En este caso se trata de las emisiones de gases de efecto invernadero. En vez de reducir estas emisiones con el transcurso de los años como en las otras tecnologías fotovoltaicas, sucede justo lo contrario. Las 175misiones aumentan sobre un 200%.

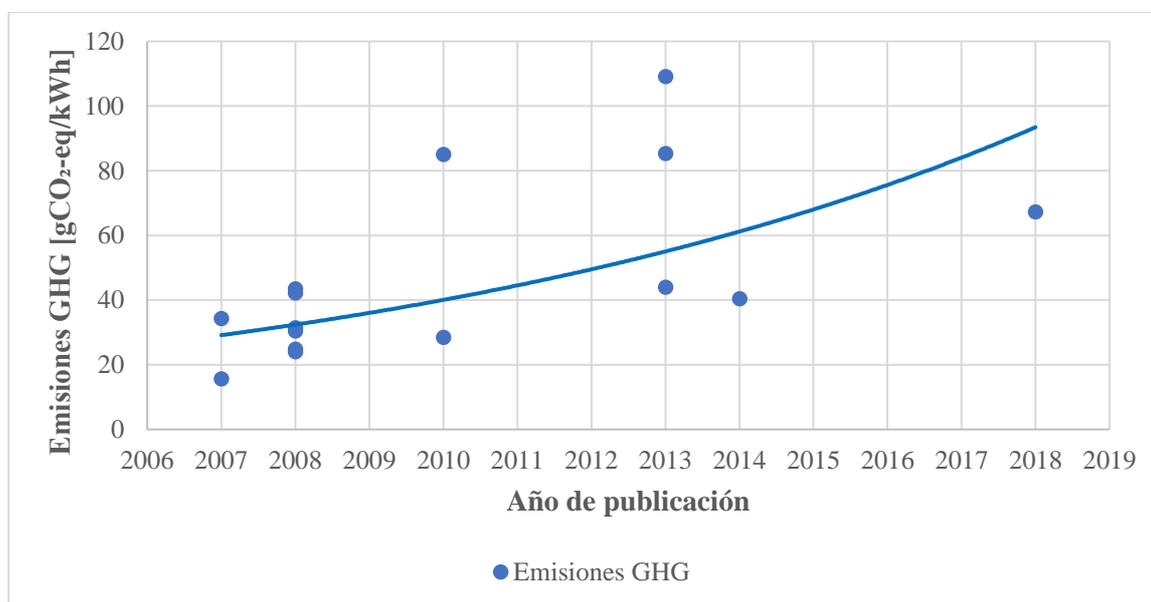


Figura 7-12. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de silicio amorfo

#### 7.4.2 Datos recientes

Ahora nos centramos en la eficiencia del panel y el rendimiento del sistema (PR). En primer lugar, aparecen los resultados de estos parámetros utilizando la base de datos completa (Eficiencia=6,6% y PR=77,3%). En cambio, si se limita esa base de datos a los últimos 6 años (2013-2019) los resultados cambian considerablemente (Eficiencia=7,2% y PR =77,8%). Esto supone un incremento de la eficiencia del panel de un 8,78% y de un 0,64% en cuanto al rendimiento del sistema.

Si suponemos una instalación que recibe 1700 kWh/m<sup>2</sup>/año, un precio de venta de la electricidad generada se 0,12 €/kWh y un tiempo de vida de la instalación de 30 años, con la base de datos completa obtendríamos 311 €/ m<sup>2</sup>. Con la base de datos limitada desde 2013 tendríamos 343,7 €/ m<sup>2</sup>. Supone una diferencia de 32,7 €/ m<sup>2</sup>.

Tabla 7-7. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio amorfo

	Eficiencia panel [%]	PR [%]		
Base de datos completa	6,6%	77,3%	Incremento de eficiencia [%]	8,78
Datos 2013-2019	7,2%	77,8%	Incremento de PR [%]	0,64

El tiempo de retorno energético con la base de datos completa para instalaciones de silicio amorfo son 2,80 años mientras que para esta misma base de datos limitada desde el año 2013 proporciona un EPBT de 2,40 años, un 14,29 % menos. En cuanto al factor de retorno energético, supone un 5,83% de incremento (10,30 para la base de datos completa frente a 10,90). Si fijamos la atención en las emisiones de gases de efecto invernadero, nos encontramos con la primera vez que al analizar los resultados entre 2013 y 2019 se obtienen peores resultados que con la base de datos completa. Aumentan las emisiones en un 47,23%, desde 47 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh hasta 69,20 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh.

Tabla 7-8. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de silicio amorfo

	EPBT [Años]	ERF	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Reducción de EPBT [%]	14,29
Base de datos completa	2,80	10,30	47,00	Incremento de ERF [%]	5,83
Datos 2013-2019	2,40	10,90	69,20	Reducción de emisiones GHG [%]	<b>-47,23</b>

## 7.5 CIS/CIGS

### 7.5.1 Desarrollo tecnológico

En los sistemas fotovoltaicos basados en CIS se sigue la misma tendencia de crecimiento tecnológico en cuanto a la eficiencia de los módulos y rendimiento del sistema que los demás sistemas fotovoltaicos. PR y la eficiencia del módulo van aumentando conforme transcurren los años de forma prácticamente lineal excepto, como en las demás tecnologías, el estudio realizado por Wesley Soares [42] en el año 2018. Este autor presenta una importante mejora de la eficiencia del módulo y, por tanto, sería bastante interesante la evolución de esta tecnología con el fin de analizar si se consolida esa nueva eficiencia en sistemas basados en CIS.

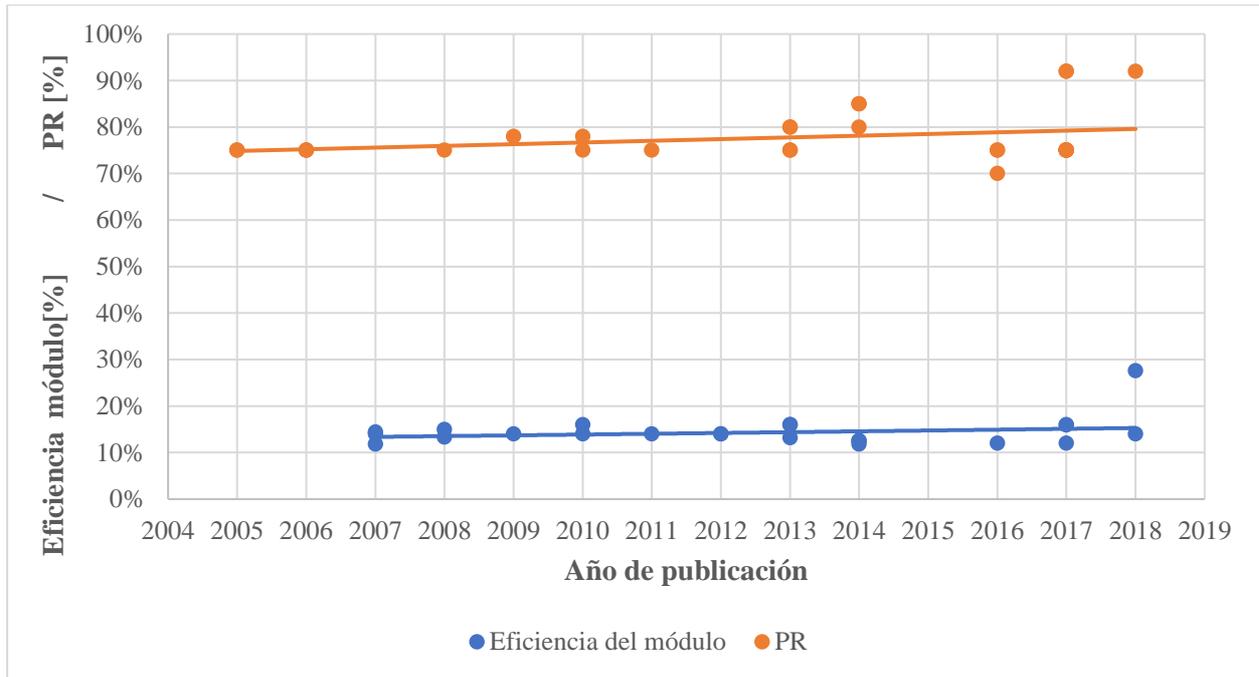


Figura 7-13. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de CIS/CIGS

En los sistemas basados en CIS como puede observar en la figura, vuelve a recuperarse la tendencia habitual de los sistemas fotovoltaicos en cuanto al tiempo de retorno energético y el ERF que se había perdido en los sistemas de silicio amorfo. El desarrollo de la eficiencia de los módulos y el PR hace que el tiempo de retorno energético disminuya. No obstante, en este caso no lo hace de forma muy evidente. El tiempo de retorno energético disminuye levemente. En cuanto al ERF, sigue su evolución natural como el resto de las instalaciones fotovoltaicas.

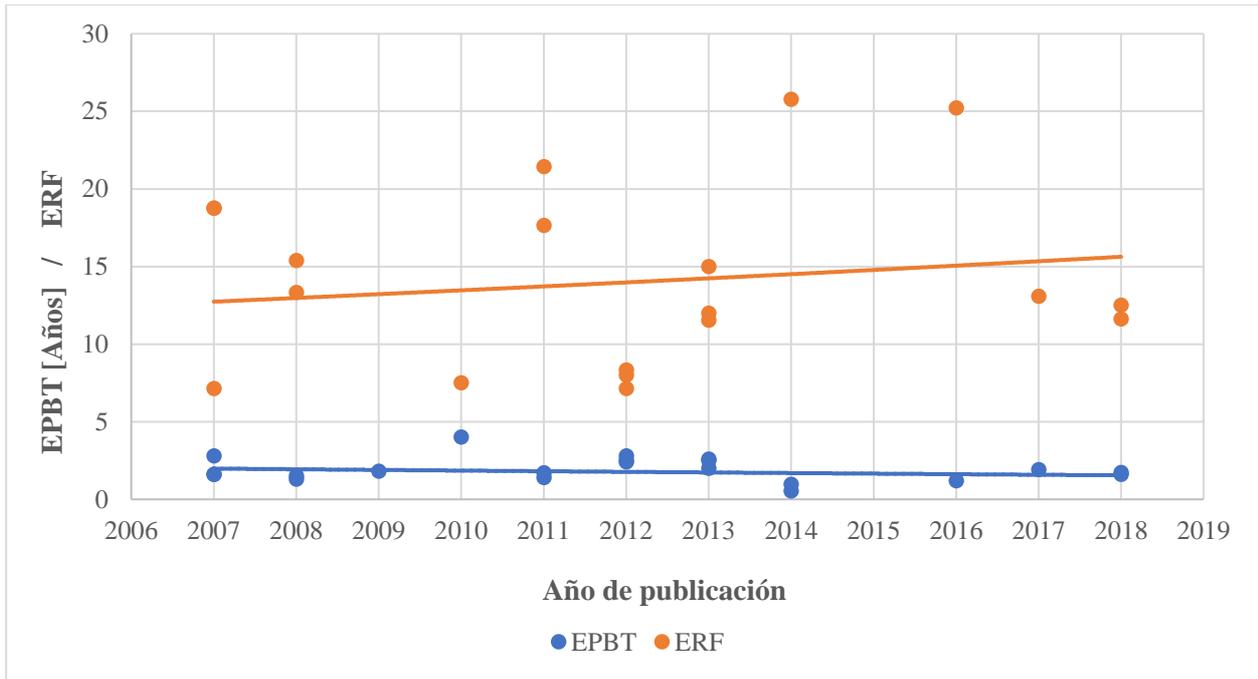


Figura 7-14. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de CIS/CIGS

En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, aunque ya eran bajas a principios de siglo, se ha ido logrando reducir estas emisiones sobre un 35%.

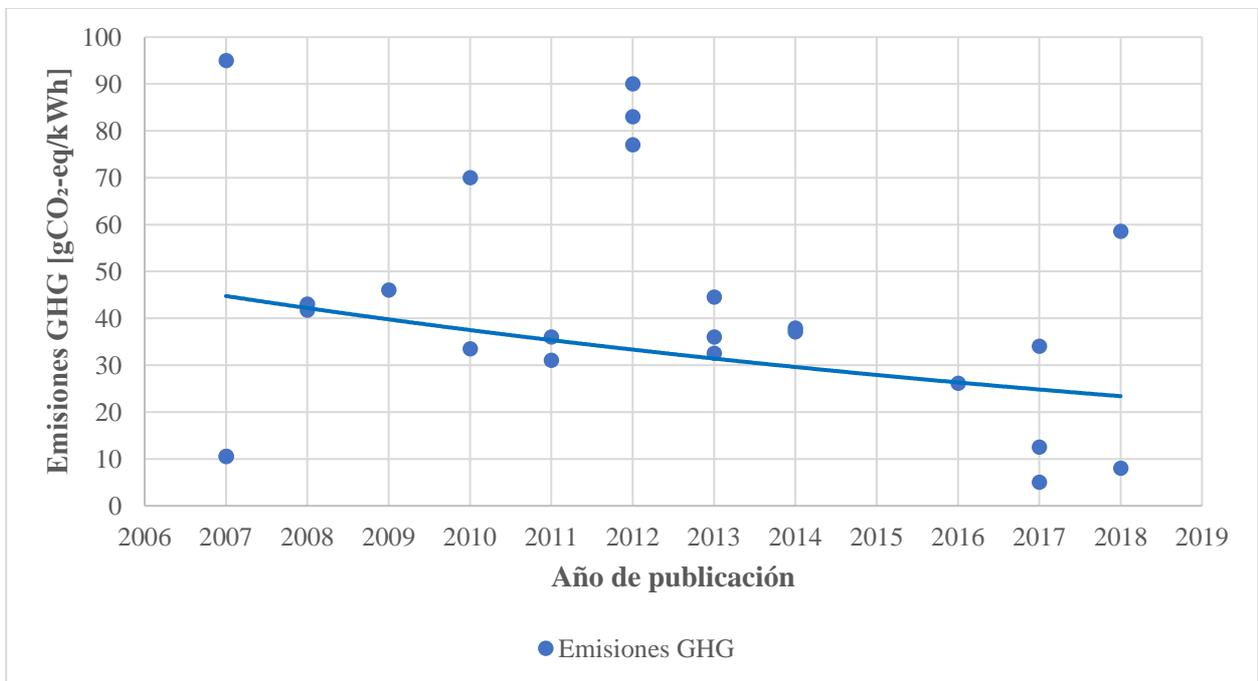


Figura 7-15. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de CIS/CIGS

## 7.5.2 Datos recientes

En primer lugar, aparecen los resultados de estos parámetros utilizando la base de datos completa (Eficiencia=12% y PR=81,5%). En cambio, si se limita esa base de datos a los últimos 6 años (2013-2019) los resultados cambian considerablemente (Eficiencia=13,5% y PR =84,6%). Esto supone un incremento de la eficiencia del panel de un 12,77% y de un 3,74% en cuanto al rendimiento del sistema.

Si suponemos una instalación que recibe 1700 kWh/m<sup>2</sup>/año, un precio de venta de la electricidad generada se 0,12 €/kWh y un tiempo de vida de la instalación de 30 años, con la base de datos completa obtendríamos 600,2 €/ m<sup>2</sup>. Con la base de datos limitada desde 2013 tendríamos 701,2 €/ m<sup>2</sup>. Supone una diferencia de 101 €/ m<sup>2</sup>.

Tabla 7-9. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de CIS/CIGS

	Eficiencia panel [%]	PR [%]		
Base de datos completa	12%	81,5%	Incremento de eficiencia [%]	12,77
Datos 2013-2019	13,50%	84,6%	Incremento de PR [%]	3,74

El tiempo de retorno energético con la base de datos completa para instalaciones de CIS/CIGS son 1,93 años mientras que para esta misma base de datos limitada desde el año 2013 proporciona un EPBT de 1,67 años, un 13,26 % menos. En cuanto al factor de retorno energético, supone un 21,51% de incremento (15,82 para la base de datos completa frente a 19,23). Si fijamos la atención en las emisiones de gases de efecto invernadero, se reducen un 27,48%, desde 41,64 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh hasta 30,20 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh.

Tabla 7-10. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de CIS/CIGS

	EPBT [Años]	ERF	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Reducción de EPBT [%]	
				Incremento de ERF [%]	21,51
Base de datos completa	1,93	15,82	41,64	Reducción de emisiones GHG [%]	27,48
Datos 2013-2019	1,67	19,23	30,20		

## 7.6 Ribbon-Si

### 7.6.1 Desarrollo tecnológico

A pesar de existir pocos estudios que analicen sistemas basados en Ribbon y por tanto disponer de menos datos en la base bibliográfica, puede observarse en la figura que la tendencia de constante crecimiento de la eficiencia de los módulos y del rendimiento del sistema se mantiene prácticamente idéntica a las demás tecnologías fotovoltaicas.

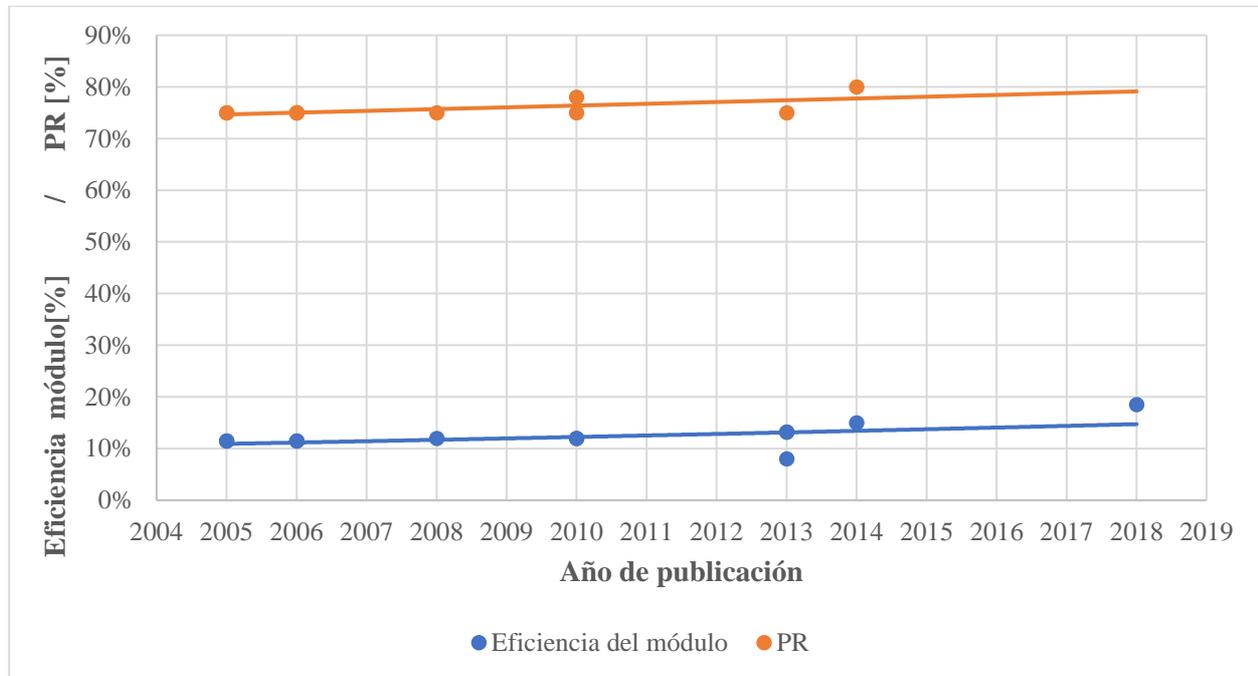


Figura 7-16. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de Ribbon-Si

En la siguiente gráfica se muestra la evolución durante los últimos años del tiempo de retorno energético y el factor de retorno energético de los sistemas de Ribbon. La tendencia del EPBT como puede observarse, es decreciente con el tiempo pero no lo hace de forma muy agresiva. Disminuye lentamente. Lógicamente, el ERF aumenta debido a que el tiempo de retorno energético disminuye. Sin embargo, se observa que ERF presenta una pendiente en términos absolutos bastante mayor que la que experimenta el tiempo de retorno energético debido a los mismas causas ya comentadas: cada vez aumenta más el tiempo de vida de las instalaciones y por tanto, también aumenta el numerador del ERF.

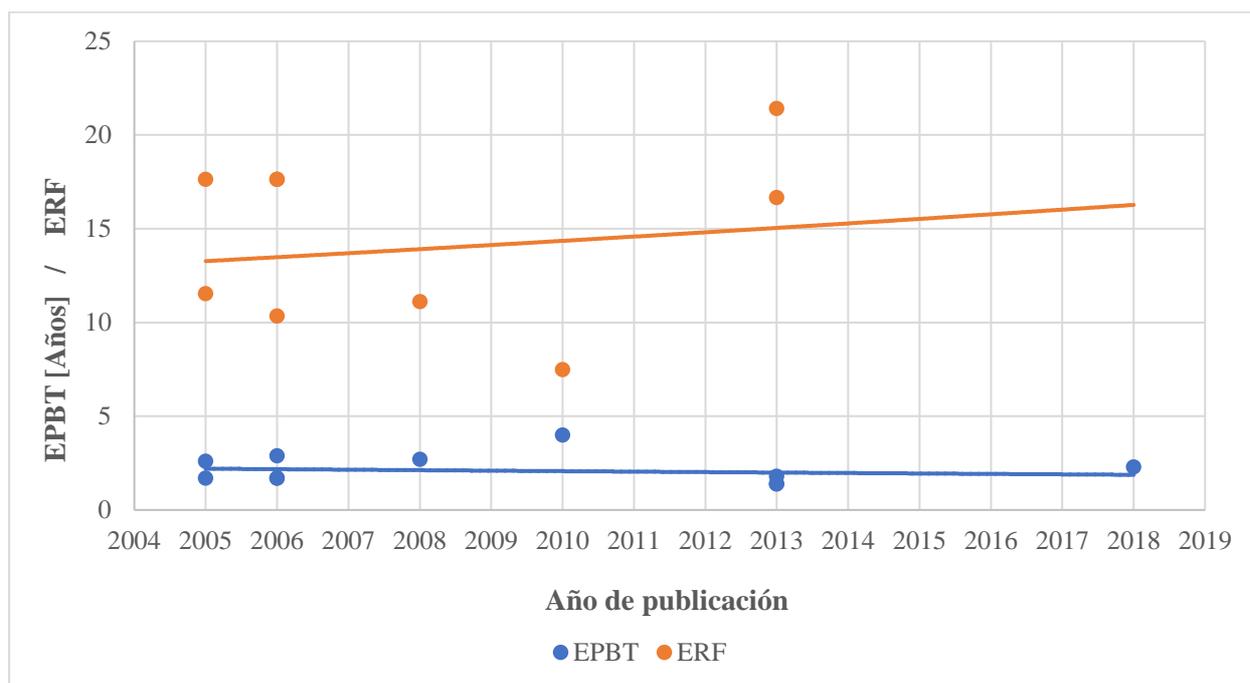


Figura 7-17. Evolución de EPBT y ERF durante los últimos años de instalaciones de Ribbon-Si

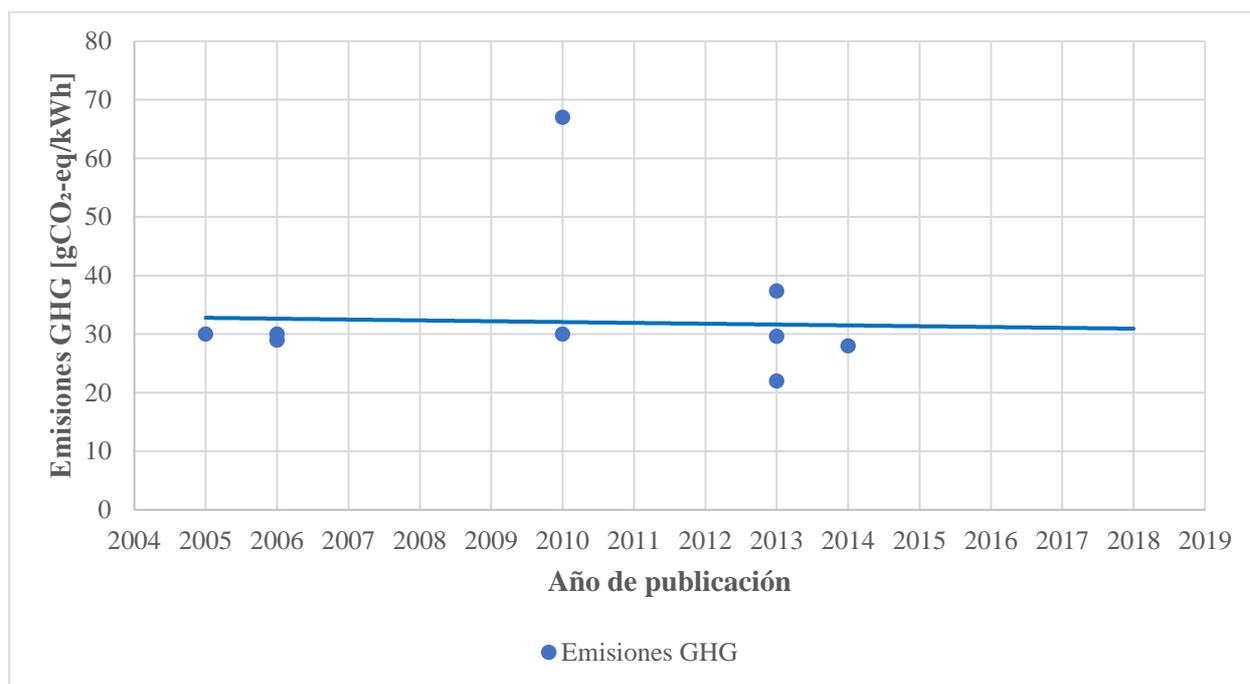


Figura 7-18. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de Ribbon-Si

## 7.6.2 Datos recientes

En primer lugar, aparecen los resultados de estos parámetros utilizando la base de datos completa (Eficiencia=12,5% y PR=75,8%). En cambio, si se limita esa base de datos a los últimos 6 años (2013-2019) los resultados cambian considerablemente (Eficiencia=13,6% y PR =77,5%). Esto supone un incremento de la eficiencia del panel de un 8,71% y de un 2,24% en cuanto al rendimiento del sistema.

Si suponemos una instalación que recibe 1700 kWh/m<sup>2</sup>/año, un precio de venta de la electricidad generada se 0,12 €/kWh y un tiempo de vida de la instalación de 30 años, con la base de datos completa obtendríamos 579,87 €/ m<sup>2</sup>. Con la base de datos limitada desde 2013 tendríamos 645 €/ m<sup>2</sup>. Supone una diferencia de 65,13 €/ m<sup>2</sup>.

Tabla 7-11. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de Ribbon-Si

	Eficiencia panel [%]	PR [%]		
Base de datos completa	12,5%	75,8%	Incremento de eficiencia [%]	8,71
Datos 2013-2019	13,6%	77,5%	Incremento de PR [%]	2,24

El tiempo de retorno energético con la base de datos completa para instalaciones de Ribbon-Si son 2,20 años mientras que para esta misma base de datos limitada desde el año 2013 proporciona un EPBT de 1,73 años, un 21,59 % menos. En cuanto al factor de retorno energético, supone un 11,23% de incremento (14,02 para la base de datos completa frente a 15,60). Si fijamos la atención en las emisiones de gases de efecto invernadero, se reducen un 13,11%, desde 33,67 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh hasta 29,65 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh.

Tabla 7-12. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de Ribbon-Si

	EPBT [Años]	ERF	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Reducción de EPBT [%]	21,59
Base de datos completa	2,20	14,02	33,67	Incremento de ERF [%]	11,23
Datos 2013-2019	1,73	15,60	29,25	Reducción de emisiones GHG [%]	13,11

## 7.7 HCPV

### 7.7.1 Desarrollo tecnológico

En cuanto a los sistemas fotovoltaicos de concentración puede observarse que, aunque siguen la tendencia general de constante crecimiento en cuanto a la eficiencia del módulo de los demás sistemas fotovoltaicos, presentan una pendiente algo negativa en cuanto al rendimiento del sistema. A pesar de este hecho, los datos de PR que se obtienen en los últimos años no son bajos. Esta pendiente negativa se debe principalmente a la falta de datos entre los años 2004 y 2013 y al alto rendimiento que presenta

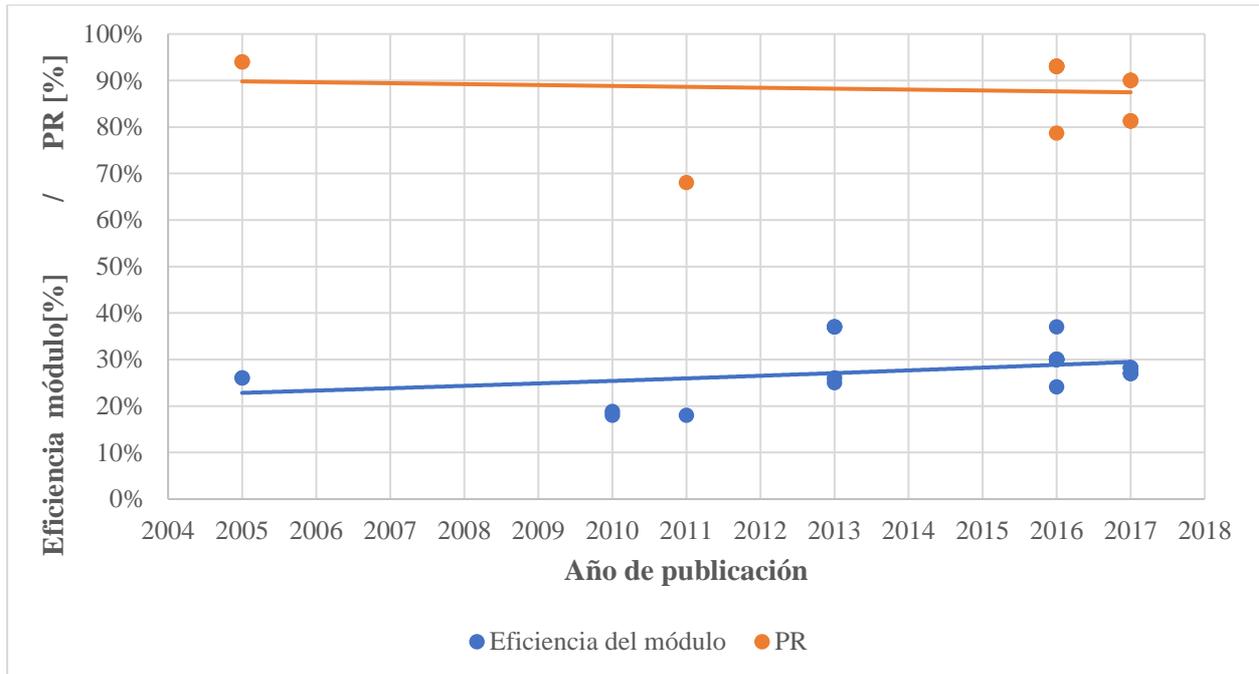


Figura 7-19. Evolución de la eficiencia del módulo y PR durante los últimos años de instalaciones de HCPV

En cuanto al tiempo de retorno energético, se observa claramente como disminuye con el tiempo. La pendiente es bastante pronunciada a pesar de valores del EPBT altos en los últimos estudios como puede ser Burg (A) [6] con un tiempo de retorno energético de 2,9 años.

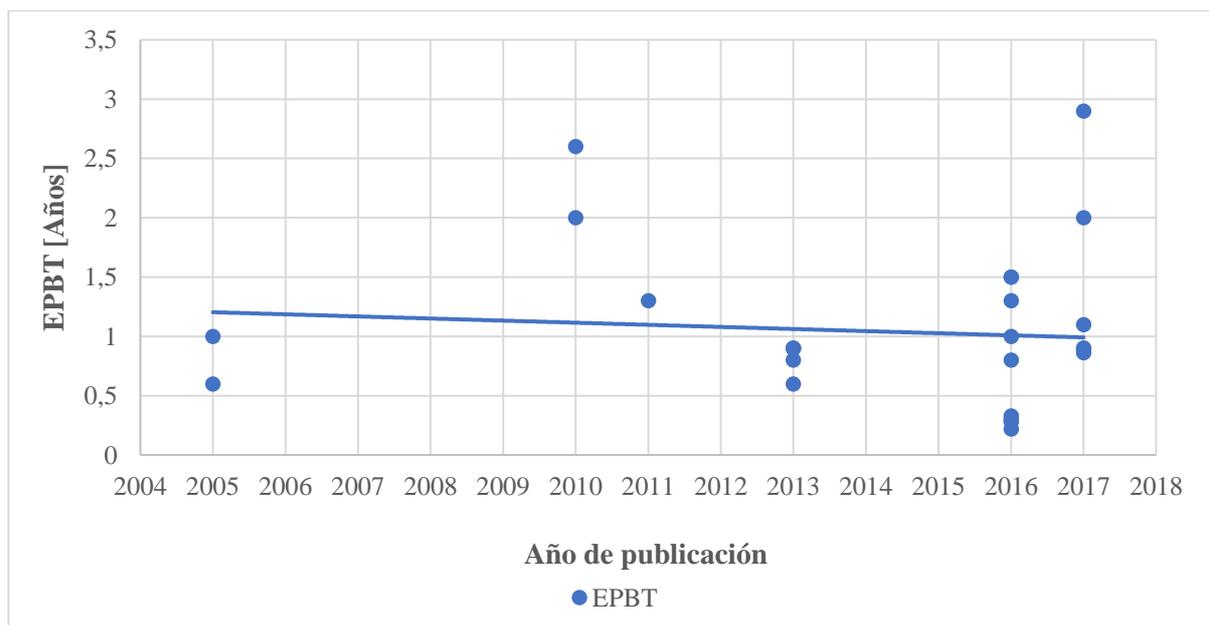


Figura 7-20. Evolución de EPBT durante los últimos años de instalaciones de HCPV

Con respecto al factor de retorno energético, se puede observar que disminuye con el tiempo. La pendiente de la línea de tendencia es pronunciada a pesar de los valores de ERF de los últimos años en los que son bastante bajos. Estos menores ERF corresponden a Blanca Corona [9] (23,20 , 28,06 y 33,19) y a Burg [6] (10,34 , 15 y 27,27). En el primer caso se debe a la elección de menores tiempos de vida de la instalación (20 y 25 años) y en el segundo a altos tiempos de retorno energético como se comentó en la figura anterior.

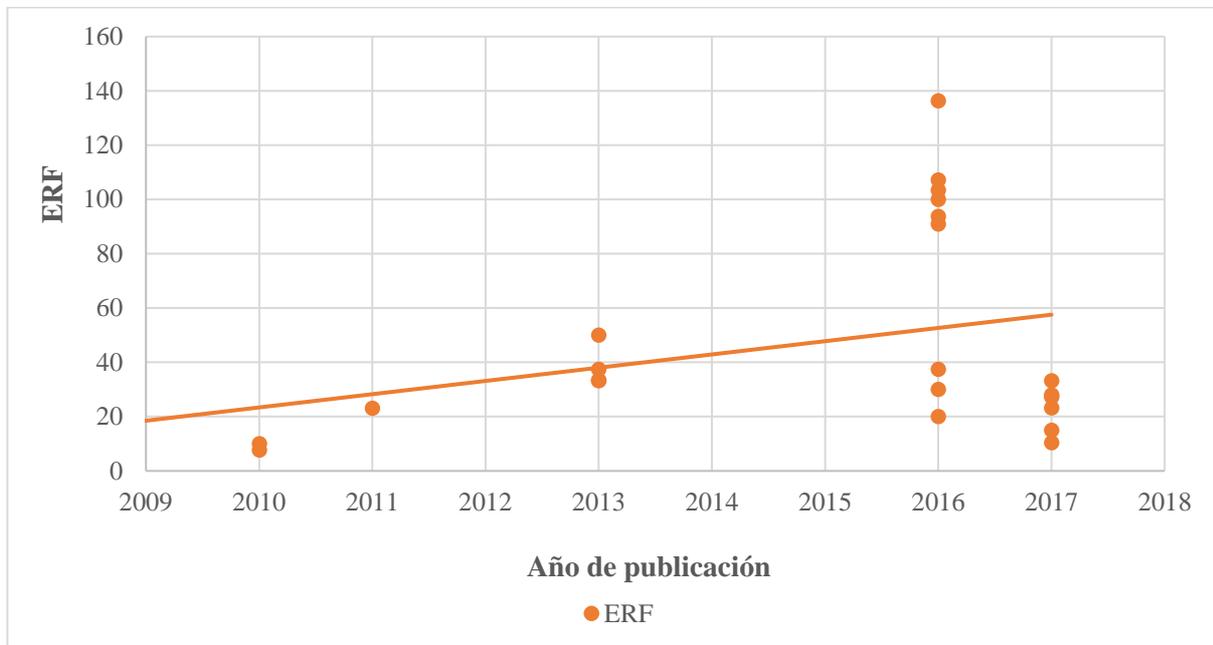


Figura 7-21. Evolución de ERF durante los últimos años de instalaciones de HCPV

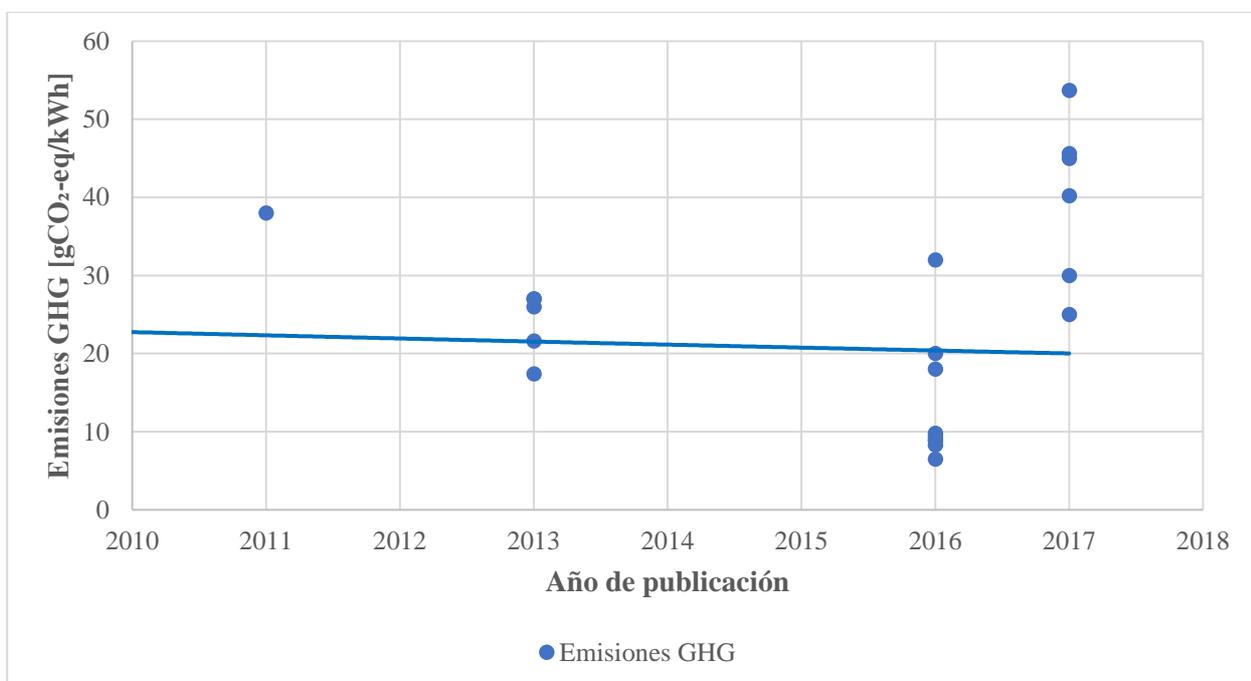


Figura 7-22. Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos años de instalaciones de HCPV

### 7.7.2 Datos recientes

En primer lugar, aparecen los resultados de estos parámetros utilizando la base de datos completa (Eficiencia=28,2% y PR=87,9%). En cambio, si se limita esa base de datos a los últimos 6 años (2013-2019) los resultados cambian considerablemente (Eficiencia=28,7% y PR =88,5%). Esto supone un incremento de la eficiencia del panel de un 1,66% y de un 0,68% en cuanto al rendimiento del sistema.

Si suponemos una instalación que recibe 1700 kWh/m<sup>2</sup>/año, un precio de venta de la electricidad generada se 0,12 €/kWh y un tiempo de vida de la instalación de 30 años, con la base de datos completa obtendríamos 1517 €/ m<sup>2</sup>. Con la base de datos limitada desde 2013 tendríamos 1554 €/ m<sup>2</sup>. Supone una diferencia de 65,13 €/ m<sup>2</sup>.

Tabla 7-13. Eficiencia, PR y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de HCPV

	Eficiencia panel [%]	PR [%]		
Base de datos completa	28,2%	87,9%	Incremento de eficiencia [%]	1,66
Datos 2013-2019	28,7%	88,5%	Incremento de PR [%]	0,68

El tiempo de retorno energético con la base de datos completa para instalaciones de HCPV son 1,04 años mientras que para esta misma base de datos limitada desde el año 2013 proporciona un EPBT de 0,94 años, un 9,483 % menos. En cuanto al factor de retorno energético, supone un 14,50% de incremento (43,38 para la base de datos completa frente a 49,67). Si fijamos la atención en las emisiones de gases de efecto invernadero, se reducen un 4,59%, desde 24,68 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh hasta 23,55 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh.

Tabla 7-14. EPBT, ERF, GHG y su diferencia porcentual entre la base de datos completa y datos posteriores a 2013 en instalaciones de HCPV

	EPBT [Años]	ERF	GHG [gCO <sub>2</sub> -eq/kWh]	Reducción de EPBT [%]	
					9,483
Base de datos completa	1,04	43,38	24,68	Incremento de ERF [%]	14,50
Datos 2013-2019	0,94	49,67	23,55	Reducción de emisiones GHG [%]	4,59

## 8 PROPUESTA METODOLÓGICA

En los capítulos anteriores se han expuesto y comparado entre sí los resultados principales de cada tecnología fotovoltaica. Se ha analizado como afecta cada parámetro a la instalación y además se ha estudiado como está siendo la evolución del sector fotovoltaico en general y de cada tecnología en particular durante los últimos años.

En este capítulo se propone hacer una búsqueda para cada tipo de instalación de los mejores resultados obtenidos para realizar el cálculo del EPBT, ERF, GHG evitados y GPBT de forma disgregada, utilizando los valores óptimos de los módulos y la instalación.

### 8.1 Bases de la propuesta metodológica

Se siguen las mismas bases propuestas por Cabello Villar en [7]:

*“Para realizar la propuesta metodológica hay que distinguir entre aquellas variables asociadas a términos no dependientes de la funcionalidad del módulo de aquellos relativos al resto del sistema que componen la instalación fotovoltaica.*

*Lo que se desea es separar aquellos factores que tienen influencia en los resultados y que dependen exclusivamente del módulo de aquellas que son propias de la instalación, el objetivo es poder comparar entre las distintas tecnologías de forma que la única dependencia sea con la tecnología fotovoltaica (módulo), así suponiendo unos valores de la instalación determinados poder comparar las tecnologías con una menor incertidumbre por la influencia de la instalación.*

*En primer lugar, vamos a diferenciar cuales son las variables relativas al módulo (Tabla 8-1) y cuáles son las relativas al sistema (Tabla 8-2).”*

Tabla 8-1. Factores relativos al módulo fotovoltaico

<b>Variables relativas al módulo fotovoltaico</b>	<b>Nomenclatura</b>
Eficiencia del módulo (%)	Ef
Energía requerida en la fabricación del módulo (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kW <sub>p</sub> )	E <sub>M</sub>
Energía requerida relativa al reciclado (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kW <sub>p</sub> )	E <sub>REC</sub>
Energía requerida total (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kW <sub>p</sub> )	E <sub>TOT</sub>
Pérdida anual de eficiencia (%)	d
Potencia del módulo (W <sub>p</sub> /m <sup>2</sup> )	P
Duración (años)	LT

*“Los factores que aparecen en la Tabla 8-1 se considerarán variables según la tecnología que esté siendo estudiada, de acuerdo con los datos de la revisión bibliográfica del capítulo 6, estos datos serán ofrecidos para una de las tecnologías por separado. En la Tabla 8-2 se describen aquellos factores que son relativos a la instalación, para estas variables serán propuestos unos valores que se mantendrán constantes para las diferentes tecnologías.”*

Tabla 8-2. Factores relativos a la instalación

<b>Variabes relativas a la instalación</b>	<b>Nomenclatura</b>
Rendimiento de la instalación (%)	PR
Energía requerida relativa al BOS (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kW <sub>p</sub> )	E <sub>BOS</sub>
Energía requerida para el desmantelamiento de la instalación (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kW <sub>p</sub> )	E <sub>D</sub>
Energía requerida en el transporte (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kW <sub>p</sub> )	E <sub>T</sub>
Energía requerida en el inversor (MJ/m <sup>2</sup> o MJ/kW <sub>p</sub> )	E <sub>Inv</sub>
Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> año)	I
Factor de conversión de energía primaria (MJ/MJ <sub>primario</sub> )	C
Factor de emisiones (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh)	F <sub>mix</sub>

## 8.2 Valores de las variables y justificación

Se propone fijar unos valores determinados que a lo largo de la revisión se pueden considerar como los más eficientes, pero con una perspectiva realista, de aquellos términos como la irradiación, PR, factor de conversión de energía primaria o el factor de emisiones que producen diferencias en los resultados finales.

Tabla 8-3. Valores asumidos para la propuesta metodológica

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
<b>PR</b>	80%
<b>I</b>	1700 kWh/m <sup>2</sup> /año
<b>C</b>	0,32 MJ/MJ <sub>prim</sub>
<b>F<sub>mix</sub></b>	variable

A lo largo de la revisión bibliográfica ha podido comprobarse como el valor del PR oscilaba entre 75 y 80-85% como norma general, se toma aquí el valor del 80% que adoptan la mayoría de los estudios. La irradiación considerada es de 1700 kWh/m<sup>2</sup>/año, ya que en la bibliografía oscila entre los 900-2200 kWh/m<sup>2</sup>/año. De esta forma se ha adopta un valor propio de lugares con alta radiación como el Sur de Europa.

El factor de conversión energética tomado es C=0,32 MJ/MJ<sub>prim</sub> y el factor de emisiones, F<sub>mix</sub>, se considerará variable y se realiza un análisis de cómo afecta su valor en los resultados tanto de las emisiones de gases evitadas como su influencia en el tiempo de retorno ambiental.

## 8.3 Método de evaluación

Como ya se ha expuesto anteriormente, en este capítulo se seguirá la metodología adoptada por Cabello Villar en [7]. El método de evaluación seguido por el autor es el siguiente:

*“Como se ha comentado con anterioridad se va a realizar una propuesta para evaluar los índices EPBT, ERF, GHG<sub>ev</sub> y GPBT. Para ello se extrae de cada uno de los informes destacados en el Capítulo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** los valores mencionados anteriormente.*

*Sin embargo, surgen dificultades cuando se ofrecen los resultados de la energía requerida para cada una de las fases consideradas, los resultados que se ofrecen pueden darse en diferentes unidades, impidiendo su comparación directa. Para poder hacerlo se convierte cada uno de los términos a unidades de energía primaria, para ello ha de tenerse en cuenta toda la información relativa a la instalación y al factor de conversión utilizado por el estudio.*

*Una vez convertidos los valores a unidades de energía primaria se seleccionan las de menor valor y se aplica a las ecuaciones del EPBT y ERF.”*

Ecuación 8-1. Cálculo del EPBT en la propuesta metodológica

$$EPBT [\text{años}] = \frac{\text{Energía primaria usada por el PVs en su ciclo de vida [MJp/m}^2]}{\text{Generación eléctrica anual } \left[ \frac{\text{MJ}}{\text{año} \cdot \text{m}^2} \right]} * C \left[ \frac{\text{MJ}}{\text{MJp}} \right]$$

Ecuación 8-2. Cálculo del ERF en la propuesta metodológica

$$ERF = \frac{LT [\text{años}]}{EPBT [\text{años}]}$$

*“Donde la generación eléctrica anual se calcula a partir de los datos de irradiación, eficiencia del módulo, PR y pérdida de eficiencia anual.*

*Tanto los valores del EPBT como de ERF serán calculados por dos métodos, uno optimizando el mejor resultado para cada fase (mejor energía requerida en la fabricación del módulo, reciclado, desmantelamiento, inversor, BOS, preparación) y una segunda donde se utiliza la menor energía requerida total comentada por los autores. Se realizan ambos cálculos porque en muchos trabajos solo se ofrece el valor total y para no descartar ningún resultado es conveniente su inclusión.*

*En cuanto a la otra variable bajo estudio, las emisiones de gases, esta es mucho más complicada de estudiar de forma directa, por tanto, se propone valorar en todos los estudios la media de emisiones de gases de efecto invernadero y a partir de ella calcular el tiempo de retorno de los gases emitidos durante el ciclo de vida, utilizando la siguiente relación:”*

Ecuación 8-3. Cálculo de GPBT en la propuesta metodológica

$$GPBT = \frac{GHG_{\text{emitidos}}}{GHG_{\text{evitados}}} = \frac{GHG_{\text{media}} \left[ \frac{\text{kgCO}_2\text{eq}}{\text{kWh}} \right] \times \text{Tiempo} [\text{años}]}{F_{\text{mix}} \left[ \frac{\text{kgCO}_2\text{eq}}{\text{kWh}} \right]}$$

Ecuación 8-4. Cálculo de GHG evitados en la propuesta metodológica

$$GHG_{\text{evitados}} \left[ \frac{\text{kg CO}_2\text{eq}}{\text{kWh}} \right] = I \times PR \times Ef \times LT \times d \times F_{\text{mix}}$$

Se seguirá la propuesta metodológica adoptada por Cabello Villar en [7] para los estudios publicados del 2013 hacia adelante. Una vez que se tengan los valores óptimos de cada tecnología con estos estudios, se comparará con los óptimos de Cabello Villar [7] y se elegirá el mejor valor entre ambos. De esta forma, al aumentar la base de datos se asegura que los valores óptimos absolutos siempre sean igual o mejores que los de [7].

## 8.4 Silicio monocristalino

La producción de los módulos de silicio monocristalino se estima según Wesley Soares [42] en 4490 MJ/m<sup>2</sup>. Carnevale [8] lo evalúa en 4680 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>, Jinqing en 3775 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Mientras que Byung-ju Kim [28] en 2108,04 y 2083,13 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> para el caso base y el caso de máximo rendimiento respectivamente. Dikai Huang [23] lo estima en 5669,6 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Dahiya [11] y Suleiman Halasah [20] presentan valores de producción de los módulos de 3779,7 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y 800 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> respectivamente.

La energía relativa a los inversores ofrece valores de 290, 298,4 y 455,4 MJ/m<sup>2</sup> por Jinqing Peng [37], Dikai Huang [23] y Dahiya [11] respectivamente. Byung-ju Kim [28] lo evalúa en 570 MJ/kW<sub>p</sub> y Suleiman Halasah [20] en 125 kWh/m<sup>2</sup>.

El transporte según Jinqing Peng [37] supone 90 MJ/m<sup>2</sup>. Dikai Huang [23] la calcula como 74,6 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

El BOS se evalúa en Dikai Huang [23], Dahiya [11] y Jinqing Peng [37] como 596,8, 318,8 y 1150 MJ/m<sup>2</sup>. Byung-ju Kim [28] lo cuantifica en 628,97 y 314,49 MJ/kW para el caso base y el caso de máximo rendimiento respectivamente. Suleiman Halasah [20] considera 450 kWh/m<sup>2</sup> y 750 kWh/m<sup>2</sup> para sus dos casos.

El desmantelamiento y reciclado es cuantificado por Dikai Huang [23] como 223,8 MJ/m<sup>2</sup>, 250 MJ/m<sup>2</sup> para Jinqing Peng [37].

Los valores totales de energía requerida por una instalación completa estudiada son Norasikin Ludin [32] en 653,22 MJ/m<sup>2</sup>. (Norasikin Ludin [32] 1a y 1b), 1186,47 MJ/m<sup>2</sup> (Norasikin Ludin [32] 2a) y 1123,11 MJ/m<sup>2</sup> (Norasikin Ludin [32] 2b). Jinqing Peng [37] en 5555 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Mientras que Byung-ju Kim [28] en 17611,1 y 11635,91 MJ<sub>p</sub>/kWh para el caso base y el caso de máximo rendimiento respectivamente. Dikai Huang [23] lo estima en 7460 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Suleiman Halasah [20] presenta para sus dos casos valores de 4950 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y 6030 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> respectivamente.

Se usan las constantes de conversión correspondientes en aquellos artículos que la especifican y la media de las constantes de conversión de silicio monocristalino para las desconocidas. Se suma toda la energía primaria requerida para esta tecnología y utilizando el coeficiente de conversión 0,32 da los siguientes resultados en MJ/m<sup>2</sup>.

Tabla 8-4. Energía requerida en MJ/ m<sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de mono-Si

Ereq módulo	Ereq total suma	Ereq total óptima
716,6	1054,94	653,22

Se considera que la eficiencia optima de la bibliografía estudiada se establece en el 23,5% para los sistemas de silicio monocristalino, una pérdida de eficiencia del 0,5% anual, potencia por módulo 199,6 Wp/ m<sup>2</sup> y un tiempo de vida de la instalación 30 años. Estos datos quedan resumidos en la siguiente tabla.

Tabla 8-5. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de mono-Si

Variable	Valor
E <sub>f</sub>	23,5%
E <sub>M</sub>	716,6 MJ/m <sup>2</sup>

$E_{\text{DESM+REC}}$	106,23 MJ/m <sup>2</sup>
$E_{\text{TOT}}$	1054,94 MJ/m <sup>2</sup>
d	0,5%
P	199,6 W <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>
LT	30 años

Una vez recogidos todos los datos de la instalación, se puede calcular el tiempo de retorno energético. Se obtiene unos valores de 0,31 y 0,18 años, si el total se considera como suma de los valores óptimos de cada proceso o si se considera el valor óptimo de los analizados. Y de la misma forma, respectivamente se obtiene el número de veces que el sistema es capaz de generar en esas condiciones la energía requerida, siendo este valor 96,91 y 164,30 veces.

Tabla 8-6. Resultados del EPBT y ERF de mono-Si

EPBT(suma)	ERF (suma)	EPBT (total)	ERF (total)
0,31	96,91	0,18	164,30

Considerando como media de emisiones durante el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos basados en silicio monocristalino, 55,71 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh calculamos el tiempo de retorno de las emisiones y la cantidad de CO<sub>2-eq</sub> evitada por m<sup>2</sup> de instalación según distintos factores de emisión.

Tabla 8-7. GPBT en mono-Si según el factor de emisiones de España y EU28

Año	Fmix	GPBT (años)	GHGevitados (kgCO <sub>2eq</sub> /m <sup>2</sup> )
<b>2013</b>	0,27	6,19	2409,55
<b>2016</b>	0,25	6,69	2231,06
<b>2018</b>	0,26	6,43	2320,30
<b>2013EU28</b>	0,41	4,08	3658,94

## 8.5 Silicio policristalino

La producción de los módulos de silicio monocristalino se estima según Wesley Soares [42] en 3559 MJ/m<sup>2</sup>. Carnevale [8] lo evalúa en 3780 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>, Jinqing Peng [37] en 2952 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Mientras que Byung-ju Kim [28] en 1406,69 y 1404,49 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> para el caso base y el caso de máximo rendimiento respectivamente. Dikai Huang [23] lo estima en 4224,5 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Dahiya [11] y Suleiman Halasah [20] presentan valores de producción de los módulos de 2318,8 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y 2700 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> respectivamente. Hengevoss [22] y Peishi Wu [47] lo cuantifican en 3013 y 2720 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Wei Lou [33] estima 1825,9, 1862,2 y 1671,2 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> para cada uno de sus casos. Norasikin Ludin [32] por su parte presenta 918,34 y 917,66 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

La energía relativa a los inversores ofrece valores de 270, 238 y 421,6 MJ/m<sup>2</sup> por Jinqing Peng [37], Dikai Huang [23] y Dahiya [11] respectivamente. Byung-ju Kim [28] lo evalúa en 3773,81 MJ/kW<sub>p</sub> y Suleiman Halasah [20] en 125 kWh/m<sup>2</sup>.

El transporte según Jinqing Peng [37] supone 90 MJ/m<sup>2</sup>. Dikai Huang [23] la calcula como 119 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y Peishi Wu [47] como 13,9 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

El BOS se evalúa en Dikai Huang [23], Dahiya [11] y Jinqing Peng [37] como 595, 271 y 1150 MJ/m<sup>2</sup>. Byung-ju Kim [28] lo cuantifica en 628,97 para ambos casos. Suleiman Halasah [20] considera 450 kWh/m<sup>2</sup> para sus dos casos. Peishi Wu [47] estima 100 MJ/m<sup>2</sup>. Wei Lou [33] por su parte toma 297,2 303,2 y 272,1 MJ/m<sup>2</sup> para cada caso.

El desmantelamiento y reciclado es cuantificado por Dikai Huang [23] como 535,5 MJ/m<sup>2</sup> , 240 MJ/m<sup>2</sup> para Jinqing Peng [37].

Los valores totales de energía requerida por una instalación completa estudiada son Norasikin Ludin [32] en 1094,31 MJ/m<sup>2</sup> (Norasikin Ludin [32] 2a) y 1034,41 MJ/m<sup>2</sup> (Norasikin Ludin [32] 2b). Jinqing Peng [37] en 4702 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Mientras que Byung-ju Kim [28] en 13837,30 y 11321,42 MJ<sub>p</sub>/kWh para el caso base y el caso de máximo rendimiento respectivamente. Dikai Huang [23] lo estima en 5950 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Suleiman Halasah [20] presenta para sus dos casos valores de 4770 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y 4771 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> respectivamente. Norasikin Ludin [32] asume 3010 y 2522 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> mientras que Peishi Wu [47] 72425,19 MJ<sub>p</sub>/kW. Wei Lou [33] por su parte toma 2123,1, 2165,4 y 1943,3 MJ/m<sup>2</sup> para cada caso.

Se usan las constantes de conversión correspondientes en aquellos artículos que la especifican y la media de las constantes de conversión de silicio policristalino para las desconocidas. Se obtienen los siguientes resultados al transformar la suma el coeficiente de conversión 0,32.

Tabla 8-8. Energía requerida en MJ/ m<sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de multi-Si

Ereq módulo	Ereq total suma	Ereq total óptima
701,9	1045,52	816,1

Se considera que la eficiencia optima de la bibliografía estudiada para los sistemas de silicio policristalino se establece en el 20,5%, una pérdida de eficiencia del 0,5% anual, potencia por módulo 167 Wp/ m<sup>2</sup> y un tiempo de vida de la instalación 30 años. Estos datos quedan resumidos en la siguiente tabla.

Tabla 8-9. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de multi-Si

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Ef	20,5%
E <sub>M</sub>	701,9 MJ/m <sup>2</sup>
E <sub>DESM+REC</sub>	106,23 MJ/m <sup>2</sup>
E <sub>TOT</sub>	1045,52 MJ/m <sup>2</sup>
d	0,5%
P	167 W <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>
LT	30 años

Se obtienen unos valores del tiempo de retorno energético de 0,35 y 0,26 años, si el total se considera como suma de los valores óptimos de cada proceso o si se considera el valor óptimo de los analizados. Y de la misma forma, respectivamente se obtiene el número de veces que el sistema es capaz de generar en esas condiciones la energía requerida, siendo este valor 85,74 y 114,72 veces.

Tabla 8-10. Resultados del EPBT y ERF del multi-Si

<b>EPBT (suma)</b>	<b>ERF (suma)</b>	<b>EPBT (total)</b>	<b>ERF (total)</b>
0,35	85,74	0,26	114,72

Considerando como media de emisiones durante el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos basados en silicio monocristalino, 45,93 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh calculamos el tiempo de retorno de las emisiones y la cantidad de CO<sub>2-eq</sub> evitada por m<sup>2</sup> de instalación según distintos factores de emisión.

Tabla 8-11. GPBT en multi-Si según el factor de emisiones de España y EU28

<b>Año</b>	<b>F<sub>mix</sub></b>	<b>GPBT (años)</b>	<b>GHG<sub>evitados</sub> (kgCO<sub>2eq</sub>/m<sup>2</sup>)</b>
<b>2013</b>	0,27	5,10	2101,94
<b>2016</b>	0,25	5,51	1946,24
<b>2018</b>	0,26	5,30	2024,09
<b>2013EU28</b>	0,41	3,36	3191,84

## 8.6 Teluro de Cadmio

La producción de los módulos de silicio monocristalino se estima según Hengevoss [22] en 1261 MJ/m<sup>2</sup>. Carnevale [8] lo evalúa en 1070 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>, Jinqing Peng [37] en 861 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Suleiman Halasah [20] presenta valores de producción de los módulos de 792 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y 793 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> respectivamente. Dahiya [11] asume 705,2 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y Hyoungeok Kim [29] 477,4 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

La energía relativa a los inversores ofrece valores de 212, 450 y 423,16 MJ/m<sup>2</sup> por Jinqing Peng [37], Suleiman Halasah [20] y Dahiya [11] respectivamente. Hyoungeok Kim [29] lo evalúa en 196,2 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y Suleiman Halasah [20] en 450 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

El transporte según Jinqing Peng [37] supone 90 MJ/m<sup>2</sup>.

El BOS se evalúa en Hyoungeok Kim [29], Dahiya [11] y Jinqing Peng [37] como 293,44, 282,1 y 1050 MJ/m<sup>2</sup>. Suleiman Halasah [20] lo cuantifica en 1728 y 2808 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> para cada caso.

El desmantelamiento y reciclado es cuantificado por Carnevale (B) [8] como 34,62 MJ/m<sup>2</sup>, 150 MJ/m<sup>2</sup> para Jinqing Peng [37].

Los valores totales de energía requerida por una instalación completa estudiada son Hyoungeok Kim [29] en 967,92 MJ/m<sup>2</sup>. Jinqing Peng [37] en 2363 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Dahiya [11] lo estima en 1410,49 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

Se utilizan las constantes de conversión correspondientes en aquellos artículos que la especifican y la media de las constantes de conversión de los datos recogidos de los estudios de Teluro de Cadmio para las desconocidas. Se suma toda la energía primaria requerida para esta tecnología y utilizando el coeficiente de conversión 0,32 da los siguientes resultados en MJ/m<sup>2</sup>.

Tabla 8-12. Energía requerida en MJ/ m<sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de Teluro de Cadmio

Ereq módulo	Ereq total suma	Ereq total óptima
149,42	421,8	327,16

En la siguiente tabla, se resumen los valores óptimos de los sistemas de teluro de cadmio de la bibliografía estudiada: eficiencia optima se establece en el 13,84%, una pérdida de eficiencia del 0,5% anual, potencia por módulo 134,4 Wp/ m<sup>2</sup> y un tiempo de vida de la instalación 30 años.

Tabla 8-13. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de Teluro de Cadmio

Variable	Valor
Ef	13,84%
E <sub>M</sub>	149,42 MJ/m <sup>2</sup>
E <sub>DESM+REC</sub>	39,65 MJ/m <sup>2</sup>
E <sub>TOT</sub>	421,8 MJ/m <sup>2</sup>
d	0,5%
P	134,4 Wp/m <sup>2</sup>
LT	30 años

Se obtienen los valores del EPBT y ERF para la suma de las fases calculadas más eficientes dando como resultado 0,22 años y 136,55 veces. Mientras que realizando el cálculo para la menor energía total mencionada

es de 0,16 años y 193,20.

Tabla 8-14. Resultados del EPBT y ERF de Teluro de Cadmio

<b>EPBT (suma)</b>	<b>ERF (suma)</b>	<b>EPBT (total)</b>	<b>ERF (total)</b>
0,22	136,55	0,16	193,20

Considerando como media de emisiones durante el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos basados en silicio monocristalino, 36,47 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh calculamos el tiempo de retorno de las emisiones y la cantidad de CO<sub>2-eq</sub> evitada por m<sup>2</sup> de instalación según distintos factores de emisión.

Tabla 8-15. GPBT en Teluro de Cadmio según el factor de emisiones de España y EU28

<b>Año</b>	<b>Fmix</b>	<b>GPBT (años)</b>	<b>GHG<sub>evitados</sub> (kgCO<sub>2eq</sub>/m<sup>2</sup>)</b>
<b>2013</b>	0,27	4,05	1419,07
<b>2016</b>	0,25	4,38	1313,95
<b>2018</b>	0,26	4,21	1366,51
<b>2013EU28</b>	0,41	2,67	2154,88

## 8.7 Silicio amorfo

La producción de los módulos de silicio monocristalino se estima según Wesley Soares [42] en 1394 MJ/m<sup>2</sup>. Jinqing Peng [37] lo evalúa en 1039 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Dikai Huang [23] lo estima en 1324,8 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Suleiman Halasah [20] presenta como valor de producción de los módulos de 792 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

La energía relativa a los inversores ofrece valores de 135, 115,2 y 450 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> por Jinqing Peng [37], Dikai Huang [23] y Suleiman Halasah [20] respectivamente.

El transporte según Jinqing Peng [37] supone 90 MJ/m<sup>2</sup>. Dikai Huang [23] la calcula como 86,4 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

El BOS se evalúa en Dikai Huang [23] y Jinqing Peng [37] como 604,8 y 1050 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Suleiman Halasah [20] considera 1728 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y 2808 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> para sus dos casos.

El desmantelamiento y reciclado es cuantificado por Dikai Huang [23] como 230,4 MJ/m<sup>2</sup> y 120 MJ/m<sup>2</sup> para Jinqing Peng [37].

Los valores totales de energía requerida por una instalación completa estudiada son Jinqing Peng [37] en 2434 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Suleiman Halasah [20] presenta para sus dos casos valores de 2970 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y 4050 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> respectivamente. Dikai Huang [23] asume 2880 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

Como en todas las demás tecnologías, se hace uso de las constantes de conversión correspondientes en aquellos artículos que la establecen y la media de las constantes de conversión de silicio amorfo en aquellos que no la precisan. Al sumar toda la energía primaria requerida para esta tecnología y utilizando el coeficiente de conversión 0,32 se obtienen los siguientes resultados en MJ/m<sup>2</sup>.

Tabla 8-16. Energía requerida en MJ/ m<sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de silicio amorfo

Ereq módulo	Ereq total suma	Ereq total óptima
109,12	450,39	754,54

Se considera que la eficiencia optima de la bibliografía estudiada se establece en el 13% para los sistemas de silicio amorfo, una pérdida de eficiencia del 0,5% anual, potencia por módulo 110,05 Wp/ m<sup>2</sup> y un tiempo de vida de la instalación 30 años. Estos datos quedan resumidos en la siguiente tabla.

Tabla 8-17. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de silicio amorfo

Variable	Valor
E <sub>f</sub>	13%
E <sub>M</sub>	109,12 MJ/m <sup>2</sup>
E <sub>DESM+REC</sub>	108,54 MJ/m <sup>2</sup>
E <sub>TOT</sub>	450,39 MJ/m <sup>2</sup>
d	0,5%
P	110,05 W <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>
LT	30 años

Se obtiene que para el cálculo del tiempo de retorno energético a partir de la suma de las fases más eficientes es de 0,30 años y el factor de retorno energético es de 99,31. Cuando este cálculo se realiza con la mejor información total el resultado es de 0,38 años y 78,9 veces la recuperación de la energía invertida.

Tabla 8-18. Resultados del EPBT y ERF del silicio amorfo

<b>EPBT (suma)</b>	<b>ERF (suma)</b>	<b>EPBT (total)</b>	<b>ERF (total)</b>
0,30	99,31	0,38	78,69

Considerando como media de emisiones durante el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos basados en silicio monocristalino, 47,05 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh calculamos el tiempo de retorno de las emisiones y la cantidad de CO<sub>2-eq</sub> evitada por m<sup>2</sup> de instalación según distintos factores de emisión.

Tabla 8-19. GPBT en silicio amorfo según el factor de emisiones de España y EU28

<b>Año</b>	<b>Fmix</b>	<b>GPBT (años)</b>	<b>GHGevitados (kgCO<sub>2eq</sub>/m<sup>2</sup>)</b>
<b>2013</b>	0,27	5,23	1332,94
<b>2016</b>	0,25	5,65	1234,20
<b>2018</b>	0,26	5,43	1283,57
<b>2013EU28</b>	0,41	3,44	2024,09

## 8.8 CIS/CIGS

La producción de los módulos de silicio monocristalino se estima según Jinqing Peng [37] en  $1684 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$ . Dahiya [11] y Suleiman Halasah [20] presentan valores de producción de los módulos de  $1515,2 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$  y  $2628 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$  respectivamente. Carnevale [8] y Wesley Soares [42] lo cuantifican en 1070 y  $2109 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$ . Amarakoon (B) [3] por su parte presenta  $56212,2 \text{ MJ}_p/\text{kW}$ .

La energía relativa a los inversores ofrece valores de 203 y  $389,6 \text{ MJ}/\text{m}^2$  por Jinqing Peng [37] y Dahiya [11] respectivamente. Suleiman Halasah [20] lo evalúa en  $450 \text{ MJ}/\text{m}^2$ .

El transporte según Jinqing Peng [37] supone  $90 \text{ MJ}/\text{m}^2$ .

El BOS se evalúa en Dahiya [11] y Jinqing Peng [37] como 259,8 y  $1050 \text{ MJ}/\text{m}^2$ . Suleiman Halasah [20] considera 1512 y  $2592 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$  para sus dos casos. Amarakoon (B) [3] por su parte toma  $2128,68 \text{ MJ}_p/\text{kW}$ .

El desmantelamiento y reciclado es cuantificado por Carnevale [8] como  $34,62 \text{ MJ}/\text{m}^2$  y  $150 \text{ MJ}/\text{m}^2$  para Jinqing Peng [37].

Los valores totales de energía requerida por una instalación completa estudiada son Jinqing Peng [37] en  $3177 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$ . Suleiman Halasah [20] presenta para sus dos casos valores de  $4592 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$  y  $5670 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$  respectivamente. Dahiya [11] asume  $2164,61 \text{ MJ}_p/\text{m}^2$  mientras que Amarakoon (B) [3]  $60391 \text{ MJ}_p/\text{kW}$ .

De nuevo, se usan las constantes de conversión de los artículos que la establecen y la media en los artículos de CIS que no la detallan. Se suma toda la energía primaria requerida para esta tecnología y utilizando el coeficiente de conversión 0,32 da los siguientes resultados en  $\text{MJ}/\text{m}^2$ .

Tabla 8-20. Energía requerida en  $\text{MJ}/\text{m}^2$  para las fases de las instalaciones de CIS/CIGS

Ereq módulo	Ereq total suma	Ereq total óptima
322,4	595,83	731,43

Se considera que la eficiencia optima de la bibliografía estudiada se establece en el 20% para los sistemas de CIS, una pérdida de eficiencia del 0,5% anual, potencia por módulo  $155,1 \text{ Wp}/\text{m}^2$  y un tiempo de vida de la instalación 30 años. Estos datos quedan resumidos en la siguiente tabla.

Tabla 8-21. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de CIS/CIGS

Variable	Valor
$E_f$	20%
$E_M$	$322,4 \text{ MJ}/\text{m}^2$
$E_{REC}$	$40,7 \text{ MJ}/\text{m}^2$
$E_{TOT}$	$595,83 \text{ MJ}/\text{m}^2$
d	0,5%
P	155,1

$W_p/m^2$	
LT	30 años

Se obtiene que para el cálculo del tiempo de retorno energético a partir de la suma de las fases más eficientes es de 0,23 años y el factor de retorno energético es de 131,42. Cuando este cálculo se realiza con la mejor información total el resultado es de 0,24 años y 124,88 veces la recuperación de la energía invertida.

Tabla 8-22. Resultados del EPBT y ERF del CIS/CIGS

EPBT (suma)	ERF (suma)	EPBT (total)	ERF (total)
0,23	131,42	0,24	124,88

Considerando como media de emisiones durante el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos basados en silicio monocristalino, 44,65 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh calculamos el tiempo de retorno de las emisiones y la cantidad de CO<sub>2-eq</sub> evitada por m<sup>2</sup> de instalación según distintos factores de emisión.

Tabla 8-23. GPBT en CIS/CIGS según el factor de emisiones de España y EU28

Año	Fmix	GPBT (años)	GHG <sub>evitados</sub> (kgCO <sub>2eq</sub> /m <sup>2</sup> )
<b>2013</b>	0,27	4,96	2050,68
<b>2016</b>	0,25	5,36	1898,77
<b>2018</b>	0,26	5,15	1974,73
<b>2013EU28</b>	0,41	3,27	3113,99

## 8.9 Ribbon-Si

La producción de los módulos de silicio monocristalino se estima según Wesley Soares [42] en 2824 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Suleiman Halasah [20] por su parte presenta 1584 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

La energía relativa a los inversores la evalúa Suleiman Halasah [20] en 450 MJ/m<sup>2</sup>.

Suleiman Halasah [20] en BOS considera 1656 y 2736 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> para sus dos casos.

Suleiman Halasah [20] presenta como valores totales de energía requerida por una instalación completa para sus dos casos valores de 3690 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> y 4770 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> respectivamente.

Se hace uso de las constantes de conversión de los artículos que la establecen y la media en los artículos de Ribbon-Si que no la detallan. Se suma toda la energía primaria requerida para esta tecnología y utilizando el coeficiente de conversión 0,32 da los siguientes resultados en MJ/m<sup>2</sup>.

Tabla 8-24. Energía requerida en MJ/ m<sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de Ribbon-Si

Ereq módulo	Ereq total suma	Ereq total óptima
506,9	816,14	1036,8

Se considera que la eficiencia optima de la bibliografía estudiada se establece en el 18,5% para los sistemas de silicio monocristalino, una pérdida de eficiencia del 0,5% anual, potencia por módulo 150,1 Wp/ m<sup>2</sup> y un tiempo de vida de la instalación 30 años. Estos datos quedan resumidos en la siguiente tabla.

Tabla 8-25. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de Ribbon-Si

Variable	Valor
E <sub>f</sub>	18,5%
E <sub>M</sub>	506,9 MJ/m <sup>2</sup>
E <sub>DESM+REC</sub>	76,51 MJ/m <sup>2</sup>
E <sub>TOT</sub>	816,14 MJ/m <sup>2</sup>
d	0,5%
P	150,1 Wp/m <sup>2</sup>
LT	30 años

Se obtienen los valores del EPBT y ERF para la suma de las fases calculadas más eficientes dando como resultado 0,30 años y 99,71 veces. Mientras que realizando el cálculo para la menor energía total mencionada es de 0,37 años y 81,49.

Tabla 8-26. Resultados del EPBT y ERF del Ribbon-Si

<b>EPBT (suma)</b>	<b>ERF (suma)</b>	<b>EPBT (total)</b>	<b>ERF (total)</b>
0,30	99,71	0,37	81,49

Considerando como media de emisiones durante el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos basados en silicio monocristalino, 33,67 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh calculamos el tiempo de retorno de las emisiones y la cantidad de CO<sub>2-eq</sub> evitada por m<sup>2</sup> de instalación según distintos factores de emisión.

Tabla 8-27. GPBT en Ribbon-Si según el factor de emisiones de España y EU28

<b>Año</b>	<b>Fmix</b>	<b>GPBT (años)</b>	<b>GHG<sub>evitados</sub> (kgCO<sub>2eq</sub>/m<sup>2</sup>)</b>
<b>2013</b>	0,27	3,74	1896,88
<b>2016</b>	0,25	4,04	1756,37
<b>2018</b>	0,26	3,89	1826,62
<b>2013EU28</b>	0,41	2,46	2880,44

## 8.10 HCPV

La producción de los módulos de silicio monocristalino se estima según Sandwell [41] en 355,3 MJ, 176,239 MJ, 5,8 MJ/W<sub>p</sub>, 12,9 MJ/W<sub>p</sub> y 5508,6 MJ/m<sup>2</sup>. Blanca Corona [9] lo evalúa en 7041,7 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

La energía relativa a los inversores ofrece valores de 12,864 MJ por Sandwell [41].

El transporte según Sandwell [41] supone 8,713 MJ (Sandwell [41] (F)) y 229,8 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> (Sandwell [41] (E)). Blanca Corona [9] estima 41,94 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

El BOS se evalúa en Sandwell [41] como 107,748 MJ (Sandwell [41] (F)) y 418,8 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> (Sandwell [41] (E)). Blanca Corona [9] estima 1122,2, 1402,8 y 1683,3 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

El desmantelamiento y reciclado es cuantificado por Sandwell [41] (E) como 77,7 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>. Blanca Corona [9] estima 136,4 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup>.

Suleiman Halasah [20] presenta como valores totales de energía requerida por una instalación completa para sus dos casos valores de 1200 y 800 kWh/m<sup>2</sup> respectivamente. Sandwell [41] asume 6234,96 MJ<sub>p</sub>/m<sup>2</sup> (Sandwell [41] (E)) y 523,538 MJ (Sandwell [41] (F)).

Se usan las constantes de conversión correspondientes en aquellos artículos que la especifican y la media de las constantes de conversión de HCPV para las desconocidas. Se suma toda la energía primaria requerida para esta tecnología y utilizando el coeficiente de conversión 0,32 da los siguientes resultados en MJ/m<sup>2</sup>.

Tabla 8-28. Energía requerida en MJ/ m<sup>2</sup> para las fases de las instalaciones de HCPV

Ereq módulo	Ereq total suma	Ereq total óptima
447,3	763,99	921,6

En la siguiente tabla, se resumen los valores óptimos de los sistemas HCPV de la bibliografía estudiada: eficiencia optima se establece en el 37%, una pérdida de eficiencia del 0,5% anual, potencia por módulo 322 W<sub>p</sub>/ m<sup>2</sup> y un tiempo de vida de la instalación 30 años.

Tabla 8-29. Valores de los factores relativos al módulo fotovoltaico de HCPV

Variable	Valor
E <sub>f</sub>	37%
E <sub>M</sub>	447,3 MJ/m <sup>2</sup>
E <sub>DESM+REC</sub>	52,76 MJ/m <sup>2</sup>
E <sub>TOT</sub>	763,99 MJ/m <sup>2</sup>
d	0,5%
P	322 W <sub>p</sub> /m <sup>2</sup>
LT	30 años

Se obtienen los valores del EPBT y ERF para la suma de las fases calculadas más eficientes dando como resultado 0,14 años y 221,18 veces. Mientras que realizando el cálculo para la menor energía total mencionada es de 0,16 años y 183,36.

Tabla 8-30. Resultados del EPBT y ERF de HCPV

<b>EPBT (suma)</b>	<b>ERF (suma)</b>	<b>EPBT (total)</b>	<b>ERF (total)</b>
0,14	221,18	0,16	183,36

Considerando como media de emisiones durante el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos basados en silicio monocristalino, 24,68 gCO<sub>2-eq</sub>/kWh calculamos el tiempo de retorno de las emisiones y la cantidad de CO<sub>2-eq</sub> evitada por m<sup>2</sup> de instalación según distintos factores de emisión.

Tabla 8-31. GPBT en HCPV según el factor de emisiones de España y EU28

<b>Año</b>	<b>Fmix</b>	<b>GPBT (años)</b>	<b>GHGevitados (kgCO<sub>2eq</sub>/m<sup>2</sup>)</b>
<b>2013</b>	0,27	2,74	3793,75
<b>2016</b>	0,25	2,96	3512,73
<b>2018</b>	0,26	2,85	3653,24
<b>2013EU28</b>	0,41	1,81	5760,88

## 8.11 Resultados

Una vez que se recogen los parámetros óptimos de cada tecnología fotovoltaica (energía requerida en sus distintas fases, eficiencia, potencia, etc.) y determinado el tiempo de retorno energético más eficiente posible de cada sistema, se ofrece una comparación entre cada uno de ellos. También se presenta un análisis comparativo entre los resultados del anterior estudio ([7]) con datos hasta el año 2013 y el estudio actual.

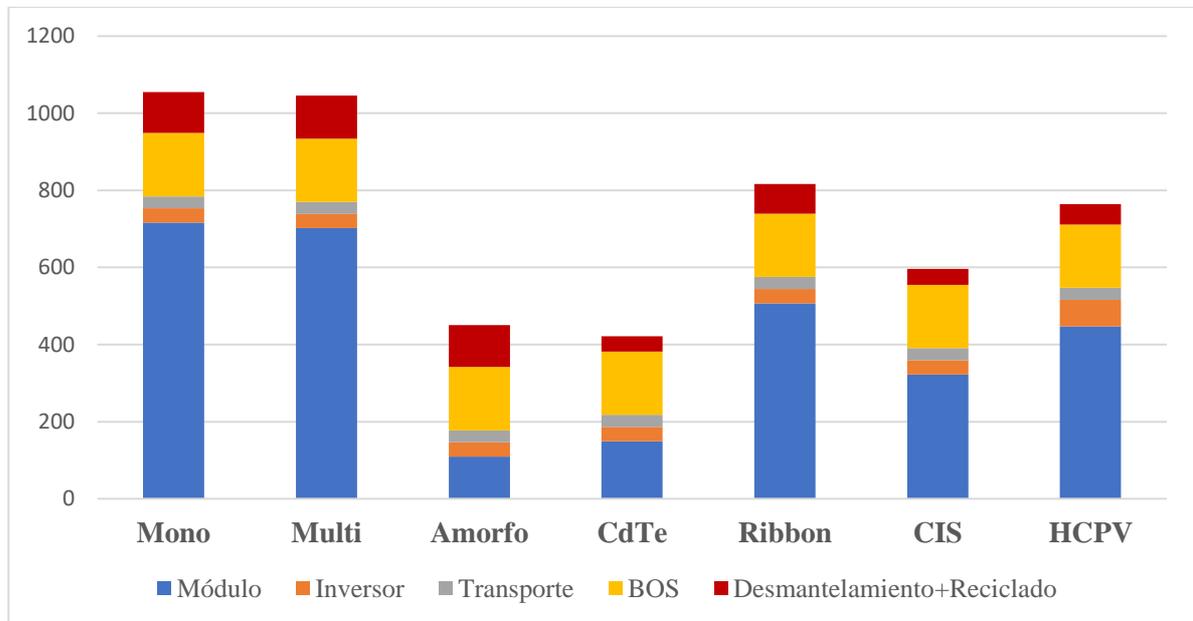


Figura 8-1. Energía requerida para cada tecnología, indicando el peso de cada destino.

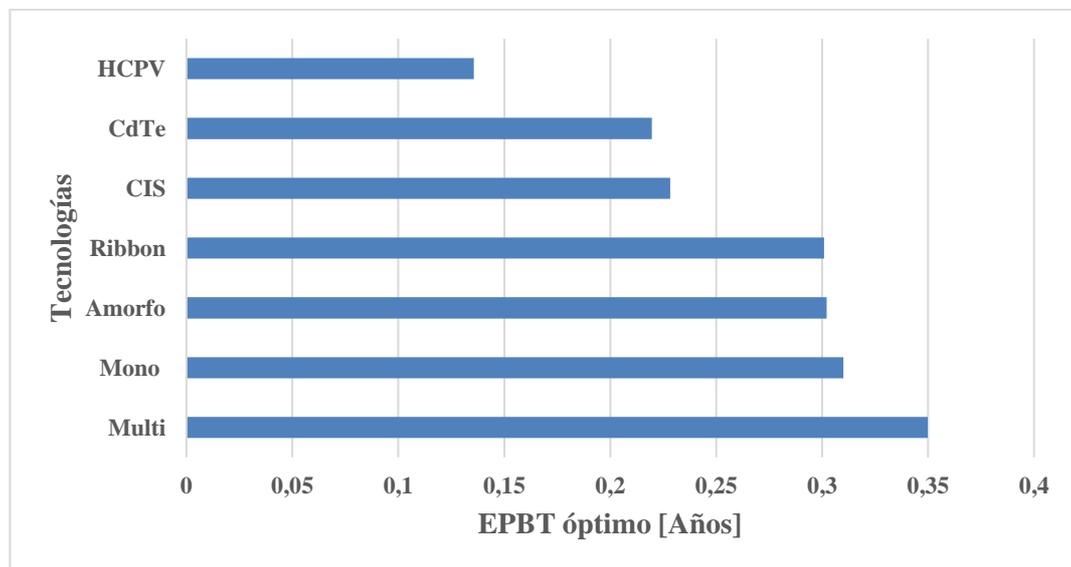


Figura 8-2. Tiempo de retorno energético óptimo de cada tecnología

Como puede observarse el periodo de retorno energético en los sistemas basados en el silicio es mayor que aquellos de tecnología de capa delgada a pesar de tener en algunos casos mayor eficiencia de conversión. Esto se debe a que los sistemas de silicio tienen unos requerimientos energéticos mucho mayores, especialmente en la fabricación de los módulos. El gran requerimiento energético destinado a los módulos queda de manifiesto en el gráfico anterior, en el que, para los sistemas basados en silicio monocristalino y policristalino, es el mayor requerimiento energético. En cambio, se observa que en las demás tecnologías fotovoltaicas esta cantidad es menor, explicando así porque su tiempo de retorno energético es menor.

Cabe comentar el caso de los sistemas de silicio amorfo y su alto tiempo de retorno energético a pesar de sus bajos requerimientos energéticos. La explicación se encuentra en la inferior eficiencia de estos módulos en comparación con otras tecnologías. De hecho, a pesar de importante mejora en los últimos años, es la tecnología con peor eficiencia de todas las estudiadas como puede observarse en la siguiente figura.

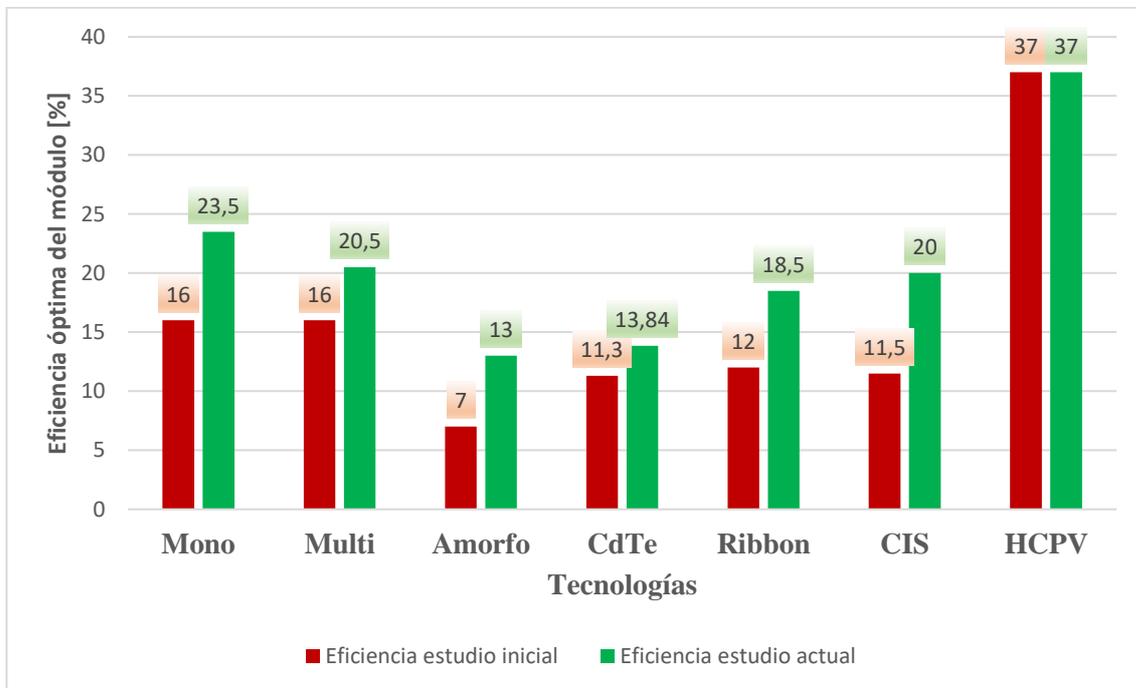


Figura 8-3. Eficiencia del módulo óptima de cada tecnología con datos de 2013 y con datos de 2019

En la figura anterior puede apreciarse la eficiencia óptima de cada tecnología fotovoltaica para el estudio anterior ([7]) (Datos hasta 2013) y para el estudio bibliográfico actual. Se observa un gran avance tecnológico en la mayoría de las tecnologías, destacando especialmente el caso de silicio amorfo (incremento del 85,71%) y CIS (aumento del 73,91%). No obstante, también hay otras tecnologías que han sufrido una importante mejora en la eficiencia de sus módulos como es el caso de Ribbon (aumento del 54,16%) o de los módulos basados en silicio monocristalino (mejora del 46,88%).

A continuación, se comparan los requerimientos energéticos de cada tecnología fotovoltaica del estudio bibliográfico realizado por Cabello Villar ([7]) y el estudio actual. Se aprecia como en todas las tecnologías se produce una disminución importante de la energía demandada por parte de la instalación. Este hecho, junto a la mejora de la eficiencia de los módulos, hace que el tiempo de retorno energético disminuya considerablemente.

Se observa que los sistemas que mayor disminución de energía requerida experimentan son los basados en silicio monocristalino (Reducción del 28%), policristalino (Reducción del 22,11%) y Ribbon (Reducción del 25,81%). No obstante, aún presentan un alto requerimiento energético destinado a la fabricación de los módulos: en los sistemas monocristalinos se destina el 67,87% de la energía a este fin, en los sistemas policristalinos el 67,13% y en los de Ribbon el 62,11%.

Por otra parte, los sistemas basados en silicio amorfo y CIS son los que menor reducción energética experimentan. Precisamente son las tecnologías que anteriormente se comentaron como las que mayor crecimiento notaron en cuanto a eficiencia de los módulos. En estos últimos años en estos sistemas se avanzó en el terreno de la eficiencia ya que era un aspecto bastante deficiente de estas tecnologías, penalizando en parte un posible mayor ahorro energético.

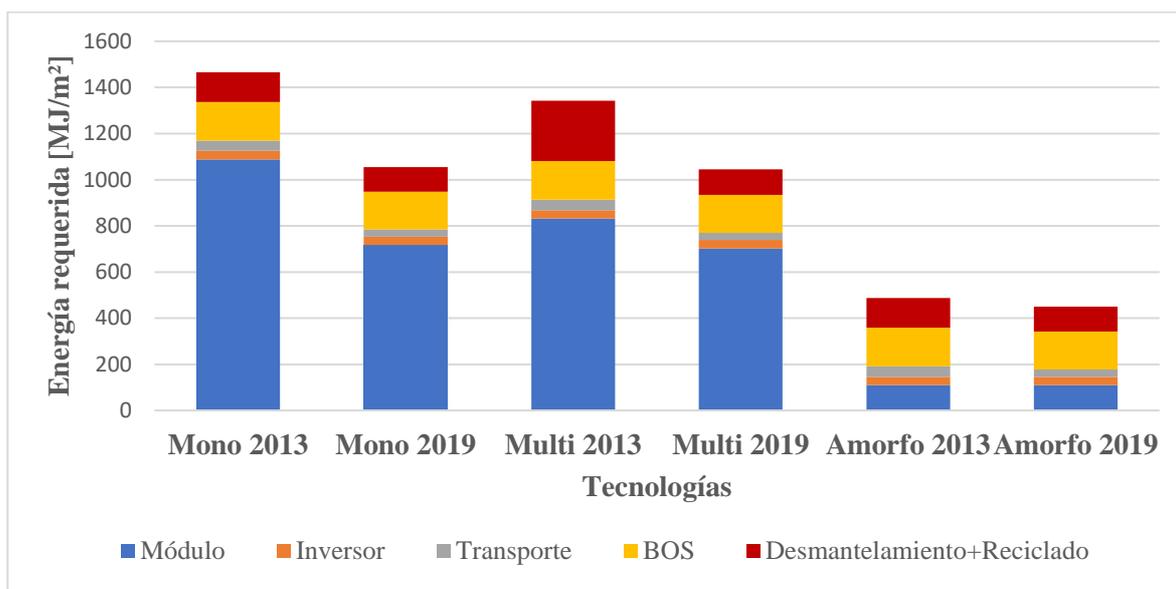


Figura 8-4. Energía requerida para sistemas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo con divisiones que indican el destino de la energía con base de datos actualizada.

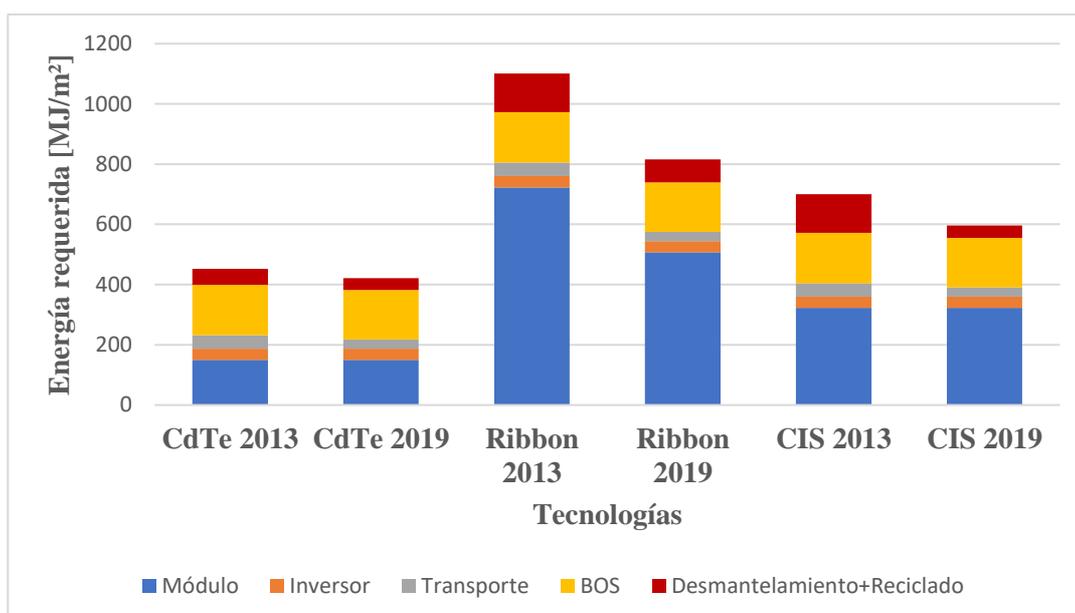


Figura 8-5. Energía requerida para sistemas de Teluro de Cadmio, Ribbon y CIS con divisiones que indican el destino de la energía con base de datos actualizada.

En la siguiente figura, se muestra cómo evoluciona el tiempo de retorno de las emisiones de gases de efecto invernadero (periodo necesario que debe estar funcionando un sistema fotovoltaico para que las emisiones de gases de efecto invernadero queden recuperadas y que por tanto a partir de ese momento la generación que realice sea totalmente limpia) cuando se varía el factor de emisiones. Puede observarse que cuando el factor de emisiones es alto (depende del país), en España en el año 2018 estaba situado en 0,26, el tiempo de retorno de emisiones disminuye. Esto se debe a que cuanto más limpia es en general la producción eléctrica de un país, menor incidencia tiene la instalación de sistemas renovables. Puede a su vez observarse que la tecnología basada en el silicio monocristalino es la más contaminante, debido al mayor requerimiento energético.

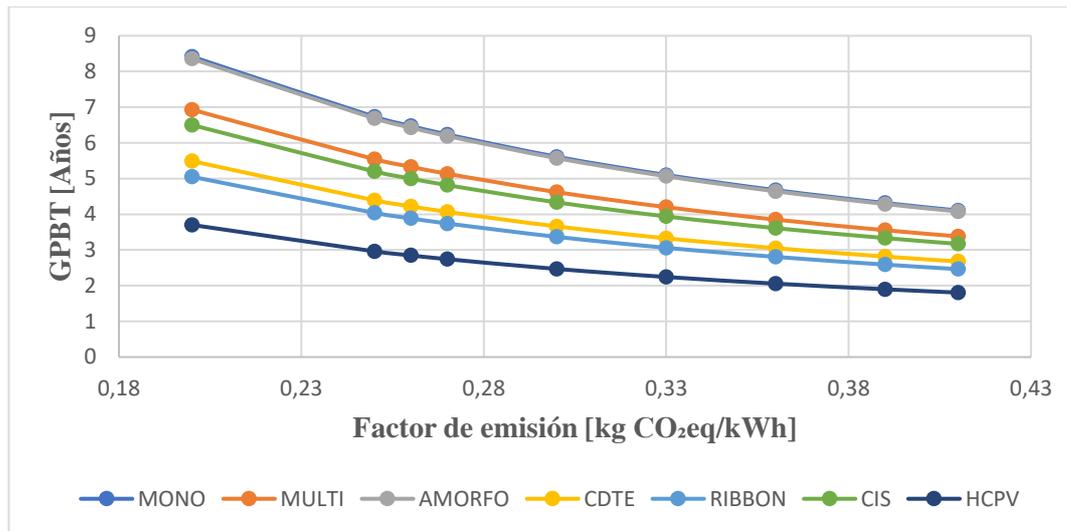


Figura 8-6. Evolución del tiempo de retorno de las emisiones de gases de efecto invernadero en función del factor de emisión para cada tecnología fotovoltaica

### 8.11.1 Análisis de sensibilidad

A través de las hipótesis realizadas y parámetros óptimos de cada tecnología seleccionado se ha ido obteniendo resultados como el tiempo de retorno energético o las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas. Algunas de estas hipótesis han sido la irradiación considerada (1700 kWh/m<sup>2</sup>año) o el factor de conversión de la energía (0,32 MJ<sub>e</sub>/MJ<sub>p</sub>).

La elección de estas hipótesis se ha realizado con el objetivo de asumir valores parecidos a los que nos podemos encontrar en una instalación real, es decir, valores medios típicos. Sin embargo, es interesante conocer cómo afecta a los resultados de la instalación la variación de los diferentes parámetros. Para ello, se mantienen constantes todas las demás variables y se realiza un análisis de sensibilidad.

En primer lugar, se analiza la influencia de la degradación en los resultados del tiempo de retorno energético o el GPBT. Para el cálculo del EPBT, tal como se indica en el estudio anterior ([7]) “la generación anual se calcula como la irradiación multiplicada por el rendimiento de la instalación por la eficiencia del módulo por la pérdida de eficiencia anual elevada al número de años de funcionamiento, por tanto, si se estima que el EPBT está en torno a 3 años, el cálculo aproximado se realiza de la siguiente forma:

$$\text{Generación anual} = \text{Irradiación} \times \text{PR} \times \text{Eficiencia} \times (1 - \text{degradación anual})^2$$

Donde el exponente se escoge en el periodo intermedio, ya que todos los años no se genera la misma energía, sino que va disminuyendo, pero esta pérdida de eficiencia tiene unos valores muy pequeños y puesto que el retorno energético se produce en los primeros años, la influencia que tiene la degradación en la cantidad de energía generada es mínima.

Por tanto, apenas tiene incidencia en el cálculo, si es importante en el ERF y las emisiones de gases, ya que en ellos se considera la duración total.”

Se ha comentado que el factor de conversión energética es una de las variables que más incidencia tiene en los resultados, se analiza ahora la influencia de su utilización en el resultado final. Pudiendo observar en la figura siguiente como se incrementa el tiempo necesario para la recuperación energética por el efecto de la elección de este coeficiente.

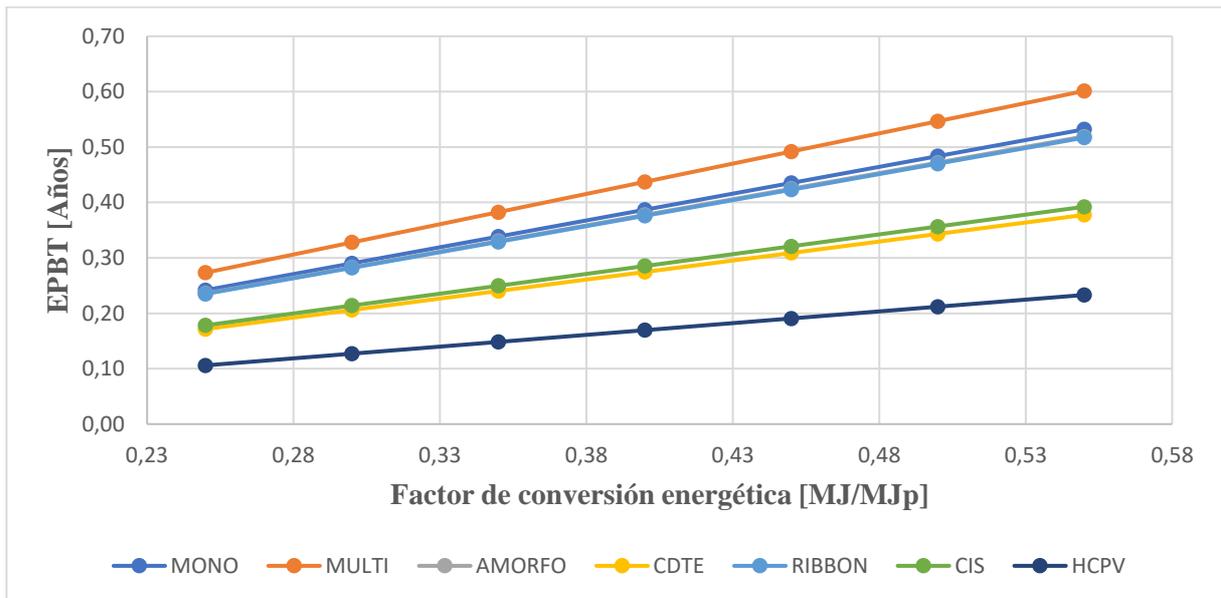


Figura 8-7. Evolución del tiempo de retorno energético en función del factor de conversión energética para cada tecnología

El lugar donde se localice el sistema es muy importante, la radiación influye directamente en la generación eléctrica y por tanto su influencia es máxima como se puede observar en la tabla siguiente. A mayor irradiación mayor electricidad generada y menor tiempo de retorno energético.

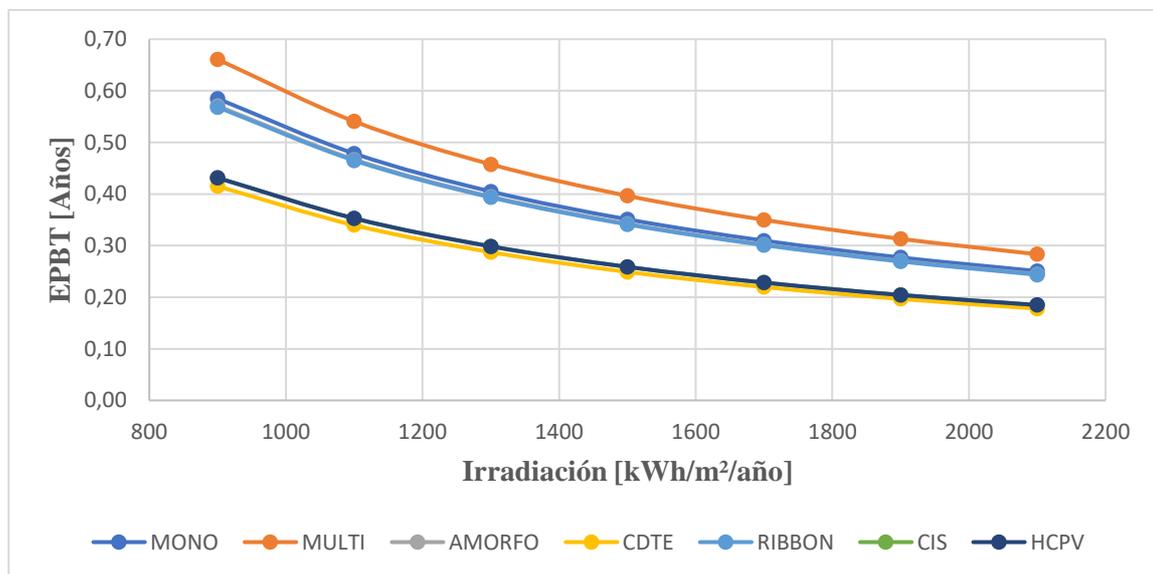


Figura 8-8. Evolución del tiempo de retorno energético en función de la irradiación para cada tecnología fotovoltaica

## 9 CONCLUSIONES

Tras haber sido analizados 40 artículos y más de 220 instalaciones fotovoltaicas, se puede concluir que existe un margen de resultados muy amplio dentro del sector fotovoltaico en general y en cada tecnología en particular ya que cada autor asume hipótesis diferentes. Por tanto, no es conveniente generalizar resultados de sistemas fotovoltaicos sin prestar atención a los parámetros de la instalación o el año de publicación entre otros aspectos.

Se puede afirmar que la energía solar fotovoltaica de alta concentración (HCPV) es, con diferencia, la tecnología fotovoltaica con mayor eficiencia (28% de media) entre todas, y además la que menor tiempo de retorno energético presenta con valores de un año de media y emisiones de gases de efecto invernadero (24,68 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh). Sin embargo, y aunque la finalidad del presente trabajo es evaluar energética y medioambientalmente las tecnologías fotovoltaicas, actualmente esta tecnología no está al alcance de cualquiera ya que tiene un coste de capital inicial alto siendo más rentable a largo plazo.

Tras HCPV, la tecnología fotovoltaica que sobresale medioambientalmente hablando es la de telurio de cadmio que a pesar de tener el segundo peor rango de eficiencia (10,17% de media), además de bajas emisiones (36,47 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh), presenta el menor tiempo de retorno energético (1,42 años) exceptuando HCPV debido a su bajo requerimiento energético en la fabricación de los módulos.

Los tiempos de retorno energético son menores para los sistemas de capa delgada (a-Si (6,60% EPBT=2,82 años), CIS (12% y 1,93 años), Ribbon-Si (12,49% y 2,2 años) y CdTe) que los de silicio mono (15,23% y 3,1 años) y policristalino (13,63% y 2,7 años) a pesar de presentar peores eficiencias, y es en general muy inferior a los tiempos de funcionamiento garantizados por los fabricantes que suelen ser 30 años. La energía requerida en la fabricación de los módulos es la componente más elevada del sistema en su totalidad, y en el caso de los módulos de silicio monocristalino y policristalino suponen una gran desventaja energética inicial que luego contrarrestan en parte con su mayor eficiencia.

También encontramos menores emisiones en sistemas de capa delgada (a-Si (47,05 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh), CIS (41,64 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh), Ribbon-Si (33,67 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh) y CdTe) que los de silicio mono (57,17 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh) y policristalino (45,26 gCO<sub>2</sub>-eq/kWh).

No obstante, hay que prestar atención a la evolución de los resultados de cada tecnología conforme aumenta la generación eléctrica anual. Como se ha desarrollado en el capítulo 6, tanto el tiempo de retorno energético, ERF como las emisiones de gases de efecto invernadero mejoran de forma parecida y de forma destacada al incrementar la generación eléctrica. Se razona, por tanto, que tiene una importancia mayúscula analizar para un rango de producción eléctrica determinado y no asumir o interpretar por error datos propios de otros rangos que pueden hacer que se obtengan resultados equivocados acerca de una tecnología fotovoltaica.

Uno de los aspectos más importantes en el sector fotovoltaico es la constante evolución y mejora tecnológica que con el fin de reducir costes energéticos de producción, instalación y mantenimiento, pero, a su vez, incrementar también la eficiencia de los módulos y rendimiento de la instalación. Este incesante desarrollo hace que tanto los parámetros de las instalaciones fotovoltaicas como sus resultados estén continuamente mejorando. Por este motivo, en este trabajo se ha analizado la evolución de este desarrollo a lo largo de los últimos 15 años con el objetivo de entender cómo y hacia donde progresan las distintas tecnologías fotovoltaicas.

En general, todas las tecnologías fotovoltaicas presentan un importante desarrollo tecnológico en los últimos años en materia de eficiencia y PR de la instalación, pero aún más notable está siendo la reducción de los requerimientos energéticos en la fabricación de los módulos en todas ellas como puede observarse en el Capítulo 7. Este desarrollo hace que año tras año se mejoren los resultados de los sistemas fotovoltaicos siendo cada vez más competitivos. No obstante, encontramos una excepción como es la del silicio amorfo que en los últimos años han crecido sus emisiones de gases de efecto invernadero ya que ha aumentado la energía requerida para la fabricación de los módulos con el objetivo de aumentar la eficiencia de estos, punto negativo que presentaba esta tecnología.

En el apartado 7 también se ha explicado la importancia de fijar un margen de años reciente a la hora de obtener información acerca de una tecnología fotovoltaica. Los resultados que se obtienen de una instalación con la base de datos completa o con los datos de aquellos estudios más actuales pueden distar bastante. En todas las

tecnologías y en todos los parámetros y resultados del sistema, a excepción de las emisiones en silicio amorfo por el motivo ya expuesto, hay una gran mejora si limitados los datos a aquellos cuyos estudios fueron publicados a partir de 2013 en comparación a trabajar con la base de datos completa. La eficiencia del panel mejora sobre un 5-10% (incluso un 12,77% en CIS), PR lo hace entre un 0,5 y 2% (llegando al 3,74% en CIS), EPBT disminuye sobre un 10-20% (incluso 21,59% para Ribbon-Si), ERF aumenta entre un 11 y 21% (llegando al 29,18% en silicio monocristalino) y las emisiones de gases de efecto invernadero se reducen sobre un 10-25% (incluso 27,48% en CIS).

Esta diferencia puede que sea clave a la hora de optar o no por asumir una instalación fotovoltaica ya que puede decidir si el proyecto es viable económica y medioambientalmente hablando o no. Es importante conocer la constante evolución de los sistemas fotovoltaicos y delimitar la bibliografía si se quiere conocer datos de estos.

# REFERENCIAS

- [1] Alsema E., d. W.-S. (2005). Environmental Impacts of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production. Boston: In: Material Research Society Fall Meeting, Symposium: Life Cycle Analysis Tools for "Green" Materials and Process Selection. DOI: 10.1557/PROC-0895-G03-05.  
[https://www.researchgate.net/publication/46691286\\_Environmental\\_Impact\\_of\\_Crystalline\\_Silicon\\_Photovoltaic\\_Module\\_Production](https://www.researchgate.net/publication/46691286_Environmental_Impact_of_Crystalline_Silicon_Photovoltaic_Module_Production)
- [2] Alsema, M. J.-S. (2006). Environmental impacts of PV electrical generation. A critical comparison of energy supply options. Dresden, Germany.  
[https://www.researchgate.net/publication/46691287\\_Environmental\\_impacts\\_of\\_PV\\_electricity\\_generation-A\\_critical\\_comparison\\_of\\_energy\\_supply\\_options](https://www.researchgate.net/publication/46691287_Environmental_impacts_of_PV_electricity_generation-A_critical_comparison_of_energy_supply_options)
- [3] Amarakoon, S., Vallet, C., Curran, M. A., Haldar, P., Metacarpa, D., Fobare, D., & Bell, J. (2018). Life cycle assessment of photovoltaic manufacturing consortium (PVMC) copper indium gallium (di)selenide (CIGS) modules. International Journal of Life Cycle Assessment, 23(4), 851-866. <http://dx.doi.org/10.1007/s11367-017-1345-4>
- [4] Azzaro-Pantel, Perez-Gallardo, J. R., C., & Astier, S. (2018). A multi-objective framework for assessment of recycling strategies for photovoltaic modules based on life cycle assessment. Waste and Biomass Valorization, 9(1), 147-159. <http://dx.doi.org/10.1007/s12649-017-9878-0>
- [5] Bhandari, K. P., Collier, J. M., Ellingson, R. J., & Apul, D. S. (2015). Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 47, 133-141.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>
- [6] Burg, B. R., Ruch, P., Paredes, S., & Michel, B. (2017). Effects of radiative forcing of building integrated photovoltaic systems in different urban climates. Solar Energy, 147, 399-405.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.004>
- [7] Cabello Villar, A. Analisis de la influencia ambiental de las diferentes tecnologías fotovoltaicas. Dirigido por Isidoro Lillo Bravo. Proyecto Fin de Carrera defendido en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2013. <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5236/>
- [8] Carnevale, E., Lombardi, L., & Zanchi, L. (2014). Life cycle assessment of solar energy systems: Comparison of photovoltaic and water thermal heater at domestic scale. Energy, 77, 434-446.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.028>
- [9] Corona, B., Escudero, L., Quéméré, G., Luque-Heredia, I., & San Miguel, G. (2017). Energy and environmental life cycle assessment of a high concentration photovoltaic power plant in morocco. International Journal of Life Cycle Assessment, 22(3), 364-373. doi:10.1007/s11367-016-1157-y.  
<http://dx.doi.org/10.1007/s11367-016-1157-y>

- [10] Cucchiella, I. D. (2012). Estimation of the energetic and environmental impacts of a roof-mounted building-integrated photovoltaic systems. (16: 5245-5259). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.04.034>
- [11] Dahiya, Satwant & Vogt, Thomas. (2016). Comparative Life Cycle Assessment of PV Technologies. [https://www.researchgate.net/publication/312592146\\_Comparative\\_Life\\_Cycle\\_Assessment\\_of\\_PV\\_Technologies](https://www.researchgate.net/publication/312592146_Comparative_Life_Cycle_Assessment_of_PV_Technologies)
- [12] Darling, S. B., & You, F. (2013). The case for organic photovoltaics. RSC Advances, 3(39), 17633-17648. <http://dx.doi.org/10.1039/c3ra42989j>
- [13] Desideri, S. P. (2012). Life Cycle Assessment of a ground-mounted 1778 kWp photovoltaic plant and comparison with traditional energy production systems. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.055>
- [14] Dominguez-Ramos A., H. M. (2010). Prospective CO2 emissions from energy supplying systems: photovoltaic systems and conventional grid within Spanish frame conditions. 15(557-566). <http://dx.doi.org/10.1007/s11367-010-0192-3>
- [15] Environmental management. Life cycle assessment. Requirements and guidelines. ISO 14044. 2006. <https://www.iso.org/standard/38498.html>
- [16] Fthenakis V., A. E. (2006). Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions and External Costs: 2004-early 2005 Status. (14: 275-280). <https://doi.org/10.1002/pip.706>
- [17] Fthenakis, H. K. (2009). Update of PV energy payback times and life-cycle greenhouse gas emissions. Hamburg, Germany: 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference. <https://doi.org/10.4229/24theupvsec2009-6do.10.5>
- [18] Fthenakis, V., & H.C., K. (2011). Photovoltaics: Life-cycle analyses. *Solar Energy*(85: 1609-28). <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.10.002>
- [19] Fthenakis, V., & Kim, H. (2013). Life cycle assessment of high-concentration photovoltaic systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*(21:379-388). <https://doi.org/10.1002/pip.1186>
- [20] Halasah, S. A., Pearlmutter, D., & Feuermann, D. (2013). Field installation versus local integration of photovoltaic systems and their effect on energy evaluation metrics. *Energy Policy*, 52, 462-471. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.063>
- [21] Held, R. I. (2011). Update of environmental indicators and energy payback time of CdTe PV systems in Europe. (19:614-626). <https://doi.org/10.1002/pip.1068>
- [22] Hengevoss, D., Baumgartner, C., Nisato, G., & Hugi, C. (2016). Life cycle assessment and eco-efficiency of prospective, flexible, tandem organic photovoltaic module. *Solar Energy*, 137, 317-327. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.08.025>
- [23] Huang, D., & Yu, T. (2017). Study on energy payback time of building integrated photovoltaic system. Paper presented at the Procedia Engineering, , 205 1087-1092. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.10.174>
- [24] Ito M., K. K. (2008). A Comparative Study on Cost and Life-cycle Analysis for 100 MW Very Large-Scale PV (VLS-PV) Systems in Deserts Using m-Si, a-Si, CdTe and CIS Modules. <https://doi.org/10.1002/pip.770>
- [25] Ito, M. K. (2011). A comparative study on life cycle analysis of 20 different PV modules installed at the Hokuto mega-solar plant. Paper presented at 25th EU PVSEC, Valencia, Spain: Progress in photovoltaics: research and applications. <https://doi.org/10.1002/pip.1070>
- [26] Ito, M. K. K. (2009). Life-cycle analyses of very-large scale PV systems using six types of PV modules. <https://doi.org/10.1016/j.cap.2009.11.028>
- [27] Jungbluth, M. T.-S. (2008). Life Cycle Assessment of Photovoltaics: Update of Ecoinvent data v2.0. [www.esu-services.ch](http://www.esu-services.ch). <http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/jungbluth-2008-LCA-PV-web.pdf>

- [28] Kim, B. -, Lee, J. -, Kim, K. -, & Hur, T. (2014). Evaluation of the environmental performance of sc-si and mc-si PV systems in korea. *Solar Energy*, 99, 100-114. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.10.038>
- [29] Kim, H., Cha, K., Fthenakis, V. M., Sinha, P., & Hur, T. (2014). Life cycle assessment of cadmium telluride photovoltaic (CdTe PV) systems. *Solar Energy*, 103, 78-88. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.008>
- [30] Laleman, J. A. (2010). Life cycle analysis to estimate the environmental impact of residential photovoltaic system in regions with a low solar irradiation. (15: 267-281). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.025>
- [31] Lu L., Y. H. (2010). Environmental payback time analysis of a roof-mounted building-integrated photovoltaic (BIPV) system in Hong Kong. 87(3625-3631). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.06.011>
- [32] Ludin, N. A., Mustafa, N. I., Hanafiah, M. M., Ibrahim, M. A., Asri Mat Teridi, M., Sepeai, S., . . . Sopian, K. (2018). Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 11-28. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.048>
- [33] Luo, W., Khoo, Y. S., Kumar, A., Low, J. S. C., Li, Y., Tan, Y. S., . . . Ramakrishna, S. (2018). A comparative life-cycle assessment of photovoltaic electricity generation in singapore by multicrystalline silicon technologies. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 174, 157-162. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.08.040>
- [34] Nishimura, A., Hayashi, Y., Tanaka, K., Hirota, M., Kato, S., Ito, M., Hu, E. (2010). Life cycle assessment and evaluation of energy payback time on high concentration photovoltaic power generation system. *Applied Energy*(87: 2797-2807). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.011>
- [35] Pacca, D. S. (2007). Parameters affecting the life cycle performance of PV technologies and systems. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.10.003>
- [36] Peharz, G., & Dimroth, F. (2005). Energy Payback Time of the High-concentration PV system FLATCOM. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*(13:627-34). <https://doi.org/10.1002/pip.621>
- [37] Peng, J., & Lu, L. (2013). Investigation on the development potential of rooftop PV system in hong kong and its environmental benefits. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, 149-162. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.030>
- [38] Perez-Gallardo, J. R., Azzaro-Pantel, C., & Astier, S. (2018). Combining multi-objective optimization, principal component analysis and multiple criteria decision making for ecodesign of photovoltaic grid-connected systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 27, 94-101. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.03.008>
- [39] R. Kannan, K. L. (2005). Life cycle assessment study of solar PV systems: An example of a 2.7 KWp distributed solar PV system in Singapore. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.04.008>
- [40] Raugei, S. B. (2007). Life cycle assessment and energy pay-back time of advanced photovoltaic modules: CdTe and CIS compared to poly-Si. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.10.003>
- [41] Sandwell, P., Duggan, G., Nelson, J., & Ekins-Daukes, N. (2016). The environmental impact of lightweight HCPV modules: Efficient design and effective deployment. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24(11), 1458-1472. <https://doi.org/10.1002/pip.2802>
- [42] Soares, W. M., Athayde, D. D., & Nunes, E. H. M. (2018). LCA study of photovoltaic systems based on different technologies. *International Journal of Green Energy*, 15(10), 577-583. <https://doi.org/10.1080/15435075.2018.1510408>
- [43] Stoppato, A. (2008). Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. (224-232). <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.11.012>
- [44] Sustainability Evaluation of Solar Energy Systems. (2008).

- [45] Turconi R, Boldrin A and Astrup T. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013; 28: 555-65. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.013>
- [46] Wild-Scholten, M. (2011). Environmental Profile of PV Mass Production: Globalization. Hamburg, Germany: 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference. <http://smartgreenscans.nl/publications/deWildScholten-2011-Environmental-profile-of-PV-mass-production.pdf>
- [47] Wu, P., Ma, X., Ji, J., & Ma, Y. (2017). Review on life cycle assessment of energy payback of solar photovoltaic systems and a case study. Paper presented at the Energy Procedia, 105 68-74. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.281>

