

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES AGROPECUARIAS



APLICACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA AGRICULTURA DE ZONA ÁRIDAS



Editores:
Alejandro Antúnez B.
Marcelo Martínez R.
Reinhold Schmidt R.

Ministerio de Agricultura
Instituto de Investigaciones Agropecuarias
Arica, 2016.

BOLETÍN INIA - N° 332

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES AGROPECUARIAS



Aplicaciones de Energía Solar Fotovoltaica en la Agricultura de Zona Áridas

Editores

Alejandro Antúnez B.

Marcelo Martínez R.

Reinhold Schmidt R.

Ministerio de Agricultura
Instituto de Investigaciones Agropecuarias

Arica, 2016.

El presente Boletín entrega los principales resultados obtenidos en el marco del Proyecto FIC “Energía Sustentable para Agricultura Intensiva bajo Condiciones de Zonas Áridas y Alta Radiación Solar”, código BIP 30132365-0, desarrollado entre los años 2014 a 2016, con el apoyo financiero del Gobierno Regional de Arica y Parinacota

Editores:

Alejandro Antúnez B. Ingeniero Agrónomo. Ph. D.
Marcelo Martínez R. Ingeniero Agrónomo
Reinhold Schmidt Ingeniero Civil Eléctrico

Director Responsable:

Francisco Tapia F.
Ingeniero Agrónomo. M. Sc.
Director Regional INIA La Platina.

Boletín INIA N° 332

Cita bibliográfica correcta:

Antúnez, A.; Martínez, M. y Schmidt, R. (Eds.). 2016. “Aplicaciones de energía solar fotovoltaica en la agricultura de zona áridas”. Santiago, Chile. Instituto de Investigaciones Agropecuarias. Boletín INIA N° 332, 114 p.

2016. Instituto de Investigaciones Agropecuarias, INIA. Centro Regional de Investigación La Platina, Avda. Santa Rosa 11.610. Comuna La Pintana. Santiago, Chile. Casilla 439, Correo 3. Santiago de Chile. Teléfono (56 – 2 – 225779100). FAX: (56 – 2) 225779106.

ISSN 0717 -4829.

Permitida su reproducción total o parcial citando la fuente y los autores.

Diseño y Diagramación: Marketing & Comunicación.

Impresión: Marketing & Comunicación.

Cantidad de ejemplares: 500.

ÍNDICE

Introducción	7
Capítulo 1	9
Agricultura de la zona árida de Chile	
1.1 Breve descripción de las zonas áridas	
1.2 Características generales de la zona árida de Chile	
1.3 Agricultura en la Región de Arica y Parinacota	
1.4 Desafíos y oportunidades para la producción de los valles de la Región de Arica y Parinacota	
Capítulo 2	23
Proyecto energía sustentable para la agricultura de zonas áridas y de alta radiación solar	
2.1 Descripción del proyecto	
2.2 Problemática	
2.3 Objetivo general	
2.4 Objetivos específicos	
2.5 Estrategia	
2.6 Ubicación del proyecto	
2.7 Línea de base predial	
2.8 Descripción de las soluciones fotovoltaicas y solares térmicas implementadas en los predios	
2.9 Resultados de la iniciativa	
Capítulo 3	31
Diagnóstico energético con énfasis en el consumo de energía eléctrica	
3.1 Metodología de trabajo	
3.2 Resultados del diagnóstico energético	
3.3 Consumo diario de energía eléctrica	
3.4 Perfiles diarios de consumo	
3.5 Cortes de suministro de electricidad	
3.6 Conclusiones del diagnóstico	
Capítulo 4	43
Sistemas fotovoltaicos con conexión a red y respaldo con banco de baterías	
4.1 Aplicaciones termosolares	
4.2 Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico con conexión a red y respaldo con banco de baterías con preferencia al autoconsumo	
4.3 Seguimiento, monitoreo y análisis de datos	
4.4 Análisis y resultados obtenidos	
Capítulo 5	59
Consideraciones económicas para proyectos fotovoltaicos	
5.1 Marco energético referencial	
5.2 Mercado fotovoltaico	
5.3 Costo nivelado de la energía y paridad de red	
Referencias bibliográficas	65

INTRODUCCIÓN

El Instituto de Investigaciones Agropecuarias (INIA), a través de su Oficina Técnica Ururi y con el financiamiento del Gobierno Regional de Arica y Parinacota mediante el Fondo para la Innovación y la Competitividad (FIC), ha llevado a cabo una serie de actividades de difusión y transferencia tecnológica en el marco del proyecto “Energía Sustentable para Agricultura Intensiva bajo Condiciones de Zonas Áridas y Alta Radiación Solar”, código BIP 30132365-0.

Este proyecto, alineado con la Estrategia Regional de Innovación de Arica y Parinacota - Proyecto Piloto B, consistió en el desarrollo, diseño, implementación y evaluación a escala predial de soluciones energéticas relacionadas a las denominadas energías renovables no convencionales (ERNC), incluyendo la incorporación de medidas de eficiencia energética y la adopción de buenas prácticas agrícolas.

Específicamente, el proyecto contempló el uso y evaluación de sistemas fotovoltaicos y termosolares, adaptados a las condiciones de tres predios del Valle de Azapa, de manera de proporcionar una generación energética sustentable, y, de esta forma, sustituir parte o la totalidad de la energía convencional empleada en diferentes actividades agrícolas.

La zona norte de Chile se ha descrito como una de las más áridas del mundo y es abundante en recursos solares como fuente de energía. El potencial eléctrico tan sólo en el desierto de Atacama se ha estimado en más de 100.000 MW de capacidad instalable, cinco veces la potencia actual de la matriz energética chilena. La misma condición de abundancia respecto de la radiación solar representa a su vez todo un desafío para el desarrollo de la agricultura -y de la vida- puesto que ellas deberán prevalecer en un medio adverso en donde el agua es escasa. Por ello, si bien las oportunidades están abiertas a nuevas tecnologías como la solar fotovoltaica y solar térmica, el desafío real será que, por medio de ellas, se optimicen los recursos disponibles y se contribuya a una producción cada vez más sustentable con el medio ambiente.

En el presente boletín se abordan una serie de aspectos técnicos y económicos que se espera sean de utilidad en la toma de decisión para la ejecución de proyectos solares fotovoltaicos, con énfasis en la producción agrícola en zonas áridas.

En el Capítulo 1 se aborda el desarrollo de la agricultura en zonas áridas del norte de Chile y sus desafíos pasados y futuros, mientras que el Capítulo 2 describe el proyecto ejecutado por INIA en el Valle de Azapa relativo a las denominadas energías renovables no convencionales. Los Capítulos 3 y 4 tratan temas relativos al levantamiento de un diagnóstico energético previo al diseño, a las principales aplicaciones fotovoltaicas para diversas necesidades y al monitoreo de su desempeño. Por último, el Capítulo 5 aborda un tema no menor en la decisión final de emprender un proyecto fotovoltaico como lo es el conocimiento del mercado y sobre la base de experiencias locales.

Esperamos que el presente manual le sea de utilidad al lector en la decisión de implementar un proyecto de esta naturaleza o como documento de estudio para incrementar su conocimiento en una materia de creciente relevancia nacional.

Los editores agradecen al Gobierno Regional de Arica y Parinacota el financiamiento de iniciativas que contribuyen al desarrollo productivo sustentable de la Región. Se espera que este boletín contribuya a incrementar la sustentabilidad energética de los sistemas productivos agrícolas de la Región de Arica y Parinacota.



CAPÍTULO 1

AGRICULTURA DE LA ZONA ÁRIDA DE CHILE

Marcelo Martínez R.

Ing. Agrónomo, M.Sc
INIA - La Platina

1. AGRICULTURA DE LA ZONA ÁRIDA DE CHILE

La agricultura de zonas áridas es en extremo difícil puesto que se deben optimizar más eficientemente los recursos disponibles, tales como el agua, suelo y radiación solar, entre otros.

En el presente capítulo se hará una breve reseña a la producción agrícola del norte árido de Chile, entre las regiones de Arica y Paríacota y Atacama. En dicho contexto, se describirá el medio físico donde estos sistemas han persistido por décadas y se presentarán las estadísticas más recientes de su nivel de producción en relación al resto del país.

Finalmente, se expondrán algunos de los desafíos que deberá afrontar en los próximos años, en un escenario de cambio climático y donde el desarrollo de nuevas formas de generación y uso de la energía puedan constituirse realmente en una oportunidad.

1.1 Breve descripción de las zonas áridas

Por zonas áridas se entiende a aquellos lugares del planeta que presentan una conjugación de temperatura ambiental y precipitaciones desfavorables a la vida y, por añadidura a la producción agropecuaria y silvícola. En consecuencia, en estas condiciones, el principal factor limitante será la escasez de agua que, en forma de precipitaciones, suele ser igual o inferior a los 100 mm anuales.

Desde la perspectiva climática, una zona árida puede definirse a través de distintos indicadores o índices. Por ejemplo, Hajek y Di Castri (1975) lo hicieron desde una perspectiva bioclimática, es decir, con una marcada significación biológica puesto que ello redundará en la sustentabilidad de la vida.

Pese a lo anterior, algunas condiciones ambientales de la zona árida son comparativamente positivas para el desarrollo de una agricultura comercial debido a la temperatura, radiación solar y luminosidad. Ahora bien, lo anterior sólo será viable siempre y cuando se realice bajo una condición de riego.

En el caso de Chile, la superficie representada por los regímenes Xérico, Hiper-árido, Árido y Semiárido, se extiende por 37,6 millones de hectáreas, lo que representa un 50,3% de la superficie continental. La mayor parte de esta superficie se encuentra en la zona centro-norte del territorio nacional (**Figura 1**). Por el contrario, dicha condición es diametralmente opuesta a las condiciones de la zona sur de Chile, donde abunda el agua pero las temperaturas y la luz son insuficientes una buena parte del año (INIA, 1989).

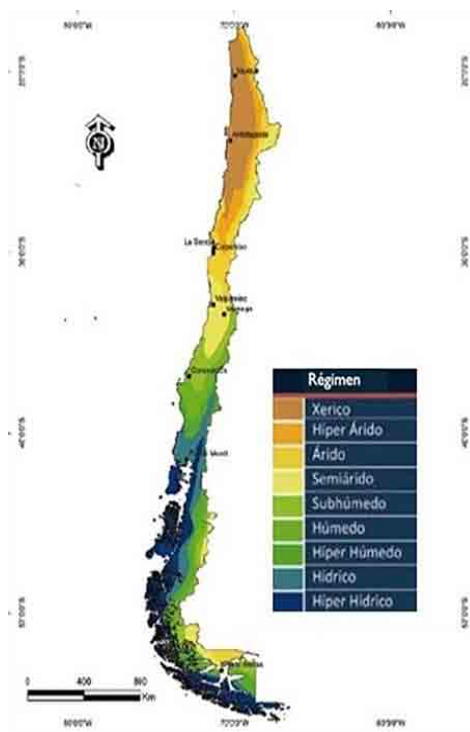


Figura 1. Cobertura de los regímenes de aridez en Chile. Fuente: Verbist et al. (2010).

En el régimen híper-árido (Arica a Coquimbo), la precipitación anual es de 30 a 100 mm, con un período seco que se extiende por 11 o 12 meses, siendo el índice de humedad invernal inferior a 0,2 (esto quiere decir que la precipitación cubre menos del 20% de la demanda evapotranspirativa), por lo que el escurrimiento superficial es extremadamente escaso (Universidad de Chile, 2014).

La variedad de condiciones climáticas que se presentan en el territorio chileno es consecuencia de los gradientes inducidos por la distancia al mar, la altitud y la extensión latitudinal. A estos factores se suman la influencia del Anticiclón del Pacífico Sur Oriental (APSO) y de la corriente de Humboldt. El APSO es el responsable de la condición desértica del norte y de la aridez de la zona central.

El desarrollo de la agricultura de riego en condiciones de aridez, claro está, es un desafío mayúsculo, puesto que debe conjugarse la escasez de recursos hídricos con la escasez de suelos aptos para el cultivo. En la zona árida de Chile, el clima ha sido tan relevante que ha definido los sistemas de producción en toda su extensión (INIA, 1989). Para los propósitos del presente análisis, la agricultura de zonas áridas de Chile considerará el territorio cubierto por las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama, entre los 18°21' y 29°55' de Latitud Sur. En adelante, se hará referencia a esta parte del territorio nacional como zona árida y a la agricultura desarrollada allí como agricultura de zonas áridas.

1.2 Características generales de la zona árida de Chile

La zona árida -desde la Región de Arica y Parinacota a la Región de Atacama- cubre una superficie de 263.113 km², lo que representa un 34,78% del territorio nacional continental.

Del total de la superficie territorial de Chile, aproximadamente 76 millones de hectáreas, unas 24.561.440 hectáreas corresponden a las denominadas "áreas desprovistas de vegetación". De esta superficie, más de 3/4 partes (77,82%) se encuentra en la zona árida. Por otro lado, del total de la superficie nacional destinada a "terrenos agrícolas", tan sólo un 2,12% se encuentra entre las regiones de Arica y Parinacota y Atacama (**Cuadro 1**).

Cuadro 1. Uso del suelo del territorio continental y de la zona árida de Chile.

Uso	Territorio continental		Zona árida*	
	Superficie ha	Participación %	Superficie ha	Participación %
Áreas urbanas e industriales	356.987	0,47	16.530,8	4,63
Terrenos agrícolas	3.326.387	4,40	70.448,0	2,12
Praderas y matorrales	20.511.976	27,11	6.885.861,6	33,57
Bosques	17.520.869	23,16	84.857,8	0,48
Humedales	3.592.803	4,75	99.137,7	2,76
Áreas desprovistas de vegetación	24.561.440	32,46	19.114.397,8	77,82
Nieves y glaciares	4.158.575	5,50	7.789,1	0,19
Otros**	1.629.405	2,15	32.246,5	1,98
Total	75.658.442	100	26.311.269	34,78

Fuente: Elaboración propia (2016), a partir de INE (2016). Los datos de superficie corresponden a actualizaciones del Catastro vegetal de CONAF. *Considera las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama. **Incluye cuerpos de agua y áreas no reconocidas.

La agricultura se ha desarrollado mayormente en los valles que cuentan con una fuente hídrica permanente. En las zonas interiores es posible encontrar terrazas ancestrales que representan una forma sustentable de explotación de los recursos disponibles. La agricultura intensiva en tanto, se ha podido desarrollar necesariamente bajo riego hacia las secciones medias y bajas de los valles sobre suelos de origen aluvial o aluvio-coluvial con una marcada estratificación e incipiente grado de desarrollo. González *et al.* (2013), en suelos agrícolas del Valle de Azapa evidenciaron texturas franco-arcillosas a francas en superficie y texturas arenosas y, ocasionalmente, arcillosas en profundidad. Atendiendo a la importancia relativa que han alcanzado los valles Azapa y Lluta en la producción de hortalizas se ha ampliado forzosamente la superficie de cultivos, incluso en detrimento de los cerros. Tal situación se ha visto incrementada en el último tiempo específicamente en el Valle de Azapa en laderas donde el suelo es escaso y se presentan marcados gradientes en la pendiente, una excesiva pedregosidad o incluso costras salinas.

Según el INE (2016), al año 2014 la población de las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama alcanzaba a 1.485.438 habitantes lo que representa un 8,34% de la población nacional (la densidad media de esta zona es de unos 5,7 habitantes por km² mientras que la media nacional es de 24 habitantes por km²). Un 4,6% de sus habitantes -es decir, 67.904 personas- habita en zonas rurales, mientras que las personas ocupadas directamente en la agricultura, ganadería, caza y silvicultura es de 23.665 personas.

Según el VII Censo Nacional Agropecuario y Forestal (INE, 2007), los suelos de cultivo a nivel nacional cubrían una superficie de 2.045.059 hectáreas, lo que representa un 2,7% del territorio continental chileno. De dicha superficie, 1.995.342 hectáreas (97,3%) se encuentra distribuida entre las regiones de Coquimbo y Magallanes y tan sólo un 2,7%, es decir unas 49.717 hectáreas, se encuentra en la zona árida de Chile, entre las regiones de Arica y Parinacota y Atacama (**Figura 2**).

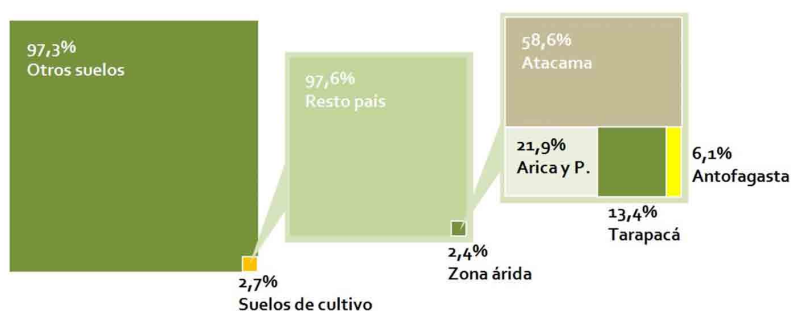


Figura 2. Distribución de los suelos de cultivo en Chile continental y en la zona árida.

Fuente: Elaboración propia (2016), a partir del VII Censo Agropecuario y Forestal (INE, 2007).

Hacia el año 2007, la superficie nacional de riego alcanzaba a 1.093.812 hectáreas, poco más de 1/4 de dicha superficie era regada en forma tecnificada, mientras que la superficie restante (72,2%) se regaba gravitacionalmente (INE, 2007).

En la zona árida, en tanto, la superficie de riego al año 2007 alcanzaba las 34.142 hectáreas, lo que representaba tan sólo un 3,1% de la superficie de riego nacional. Esta superficie se distribuía en 19.455 hectáreas de riego gravitacional y 14.687 hectáreas de riego tecnificado. La mayor parte de la superficie de riego tecnificado se encontraba en la Región de Atacama (12.130 ha), seguida por las regiones de Arica y Parinacota (2.181 ha), Tarapacá (331 ha) y Antofagasta (45 ha) (**Figura 3**).

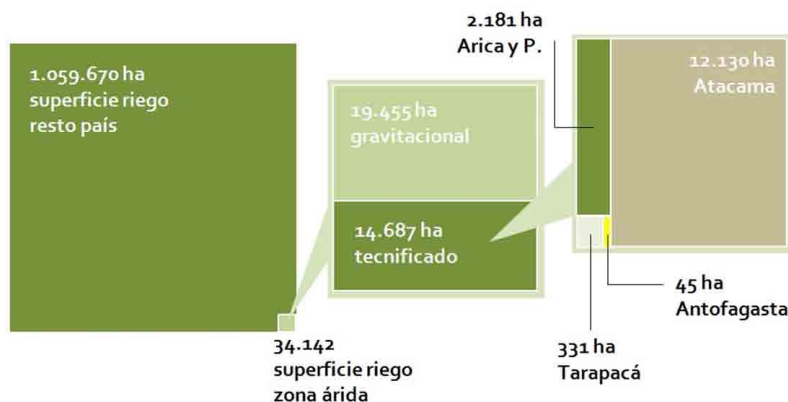


Figura 3. Distribución de la superficie de riego en la zona árida de Chile. Fuente: Elaboración propia (2016), a partir del VII Censo Agropecuario y Forestal (INE, 2007).

En el VII Censo Agropecuario y Forestal, el número total de informantes a nivel nacional fue de 278.663, de los cuales 8.883 se encontraban en la zona árida. De estas explotaciones, 6.779 eran menores a 5 hectáreas y 2.104 mayores a esa superficie. Cabe destacar que la distribución de las explotaciones menores a 5 hectáreas es relativamente uniforme en todas las regiones que conforman la zona árida de Chile, promediando 1.695 explotaciones por región (**Figura 4**).

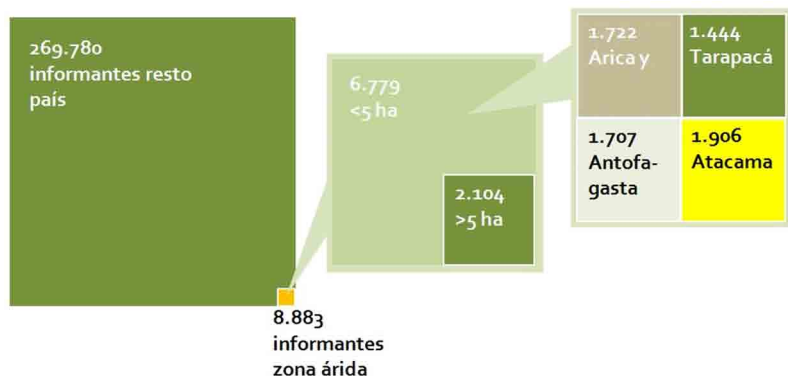


Figura 4. Distribución de explotaciones, según superficie, de Chile continental y zona norte. Fuente: Elaboración propia (2016), a partir del VII Censo Agropecuario y Forestal (INE, 2007).

Según ODEPA (2016), la superficie nacional de rubros silvoagropecuarios alcanzaba en el año 2007 las 4.441.589,7 hectáreas. Las mayores contribuciones a nivel de rubro estaban representadas por las plantaciones forestales (aprox. 2,7 millones de ha), las especies forrajeras (aprox. 513 mil ha), los cereales (aprox. 480 mil ha), los frutales (aprox. 310 mil ha), las viñas y parronales (aprox. 130 mil ha), las hortalizas (aprox. 96 mil ha), leguminosas y tubérculos (aprox. 71 mil ha) y los cultivos industriales (aprox. 70 mil ha). Del total nacional, 82.016,4 hectáreas se encontraban en la zona árida, entre las regiones de Arica y Parinacota y Atacama (**Cuadro 2**).

Cuadro 2. Superficie por rubros en las regiones que conforman la zona árida de Chile.

Rubro	Región				Total zona árida*	Resto país	Total país
	A y P ha	Tarapacá ha	Antofagasta ha	Atacama ha			
Hortalizas	3.091,6	584,0	350,2	1.652,0	5.677,8	90.275,9	95.953,7
Frutales	1.775,8	389,7	66,7	13.313,4	15.545,6	294.500,9	310.046,5
Forrajeras	1.569,1	157,7	1.097,1	2.271,0	5.094,9	508.095,9	513.190,8
Semilleros y almacigos	71,5	13,9	13,4	61,1	159,9	42.351,2	42.511,1
Huertos caseros	52,2	3,7	85,9	296,2	438,0	15.700,2	16.138,2
Viñas y parronales	44,8	0,0	6,0	723,1	773,9	129.666,9	130.440,8
Flores	32,5	3,5	4,5	27,6	68,1	2.108,3	2.176,4
Leguminosas y tubérculos	23,9	93,5	4,5	287,4	409,3	70.980,3	71.389,6
Plantaciones forestales	19,7	50.539,4	596,6	523,7	51.679,4	2.654.359,4	2.706.038,8
Cereales	11,8	1.391,7	185,6	260,2	1.849,3	478.753,3	480.602,6
Cultivos industriales	0,0	0,1	0,1	316,6	316,8	69.681,2	69.998,0
Viveros	0,1	0,1	1,3	2,0	3,4	3.099,7	3.103,1
Total	6.693,0	53.177,2	2.411,9	19.734,3	82.016,4	4.359.573,3	4.441.589,7

Fuente: Elaboración propia (2016), a partir de ODEPA (2016). Los datos de superficies corresponden a información de VII Censo Agropecuario y Forestal (INE, 2007). *Considera las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama.

Respecto de los cultivos agrícolas de la zona árida, los principales rubros -en cuanto a superficie- corresponden a frutales (15.545,6 ha), hortalizas (5.677,8 ha), especies forrajeras (5.094,9 ha) y cereales (1.849,3 ha). Los principales rubros en cada región son frutales y forrajeras en la Región de Atacama (13.313,4 ha y 2.271 ha, respectivamente), hortalizas en la Región de Arica y Parinacota (3.091,6 ha) y cereales en la Región de Tarapacá (1.391,7 ha) (**Figura 5**).

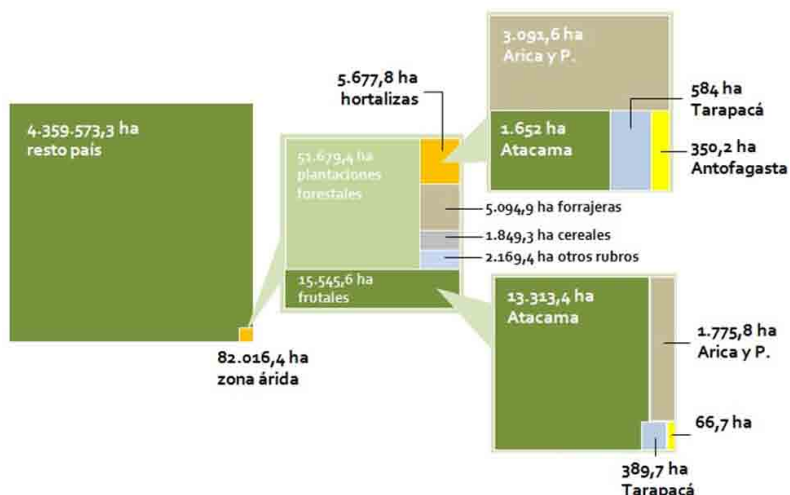


Figura 5. Distribución de la superficie de cultivo en la zona árida de Chile.

Fuente: Elaboración propia (2016), a partir de ODEPA (2016).

1.3 Agricultura en la Región de Arica y Parinacota

En la Región de Arica y Parinacota las precipitaciones son marcadamente estacionales, con una fuerte influencia oceánica y altitudinal (Universidad de Chile-UTA, 1999). En función de la altitud pueden definirse tres climas bastante diferenciados: i) entre 0 y 800 msnm el clima es desértico costero, la temperatura media anual es de 18°C y es abundante la nubosidad; ii) entre 800 y 2.200 msnm se presenta un clima desértico normal con altas fluctuaciones térmicas diarias y anuales, baja humedad relativa y casi ausencia de precipitaciones; y, iii) sobre los 2.200 msnm, las precipitaciones se concentran durante la época estival, alcanzando hasta 200 mm sobre los 4.500 msnm (DGA, 1998). Las lluvias en las zonas altas de la cordillera (Invierno Altiplánico) se intensifican entre los meses de diciembre y marzo, concentrándose durante estos meses hasta el 98% de la precipitación anual (DGA, 1996). Así por ejemplo, entre enero y marzo el aforo del río Lluta en la estación de la ruta Panamericana ha registrado hasta 16 m³ s⁻¹, mientras que entre los meses de abril y diciembre el caudal promedio es inferior a los 2 m³ s⁻¹ (DGA, 2004).

Las principales cuencas de la región de Arica y Parinacota son los ríos Lluta y San José. La cuenca hidrográfica del río Lluta tiene una longitud de 147 km y abarca una superficie de 3.378 km². Aunque se considera que la superficie agrícola podría alcanzar potencialmente unas 7.606 hectáreas en el tramo de 65 km entre Vilacollo y la desembocadura del río, el área cultivada se limita a unas 2.784 hectáreas. El agua de riego es suministrada esencialmente por el río, no obstante su calidad (e.g. altas concentraciones de boro) se emplea en la producción de cultivos como el maíz, la alfalfa y algunas hortalizas (DGA, 2004). En la actualidad, atendiendo a la marcada variación de la superficie de riego debido a la también variable disponibilidad de recursos hídricos, se tiene proyectada la construcción del embalse Chironta que permitirá embalsar cerca de 17 millones de m³ de agua para riego (R&Q Ingeniería, 2012).

Por otro lado, el río San José corresponde a una de las más importantes cuencas de la región puesto que allí se emplaza el Valle de Azapa y la ciudad de Arica. La cuenca hidrográfica del río se ha estimado en 3.187 km² (DGA, 1998). Atendiendo al régimen esporádico del río San José, en la década de 1960 se puso en servicio el canal Lauca que transvasa aguas del río del mismo nombre a la cuenca. La importancia de esta obra radica en que antes de la construcción del canal la superficie arable era de unas 700 hectáreas, de las que sólo 250 hectáreas se regaban en forma permanente (DGA, 1996). Hacia mediados de la década de 1990, la superficie de riego del valle se estimaba en 3.213 hectáreas y su caudal promedio en 0,87 m³ s⁻¹ (DGA, 1998). En la actualidad la superficie de riego superaría las 3.000 hectáreas, una gran parte de ella sembrada con cultivos de alta rentabilidad como el tomate de consumo fresco.

Al año 2007, la superficie de riego en la Región de Arica y Parinacota alcanzaba las 11.176,5 hectáreas, distribuidas casi por partes iguales entre las provincias de Arica (5.249 ha) y Parinacota (5.927,5 ha). Sin embargo, hay mucha disparidad entre estas dos provincias cuando se analizan los sistemas de riego empleados en ellas (**Figura 6**).

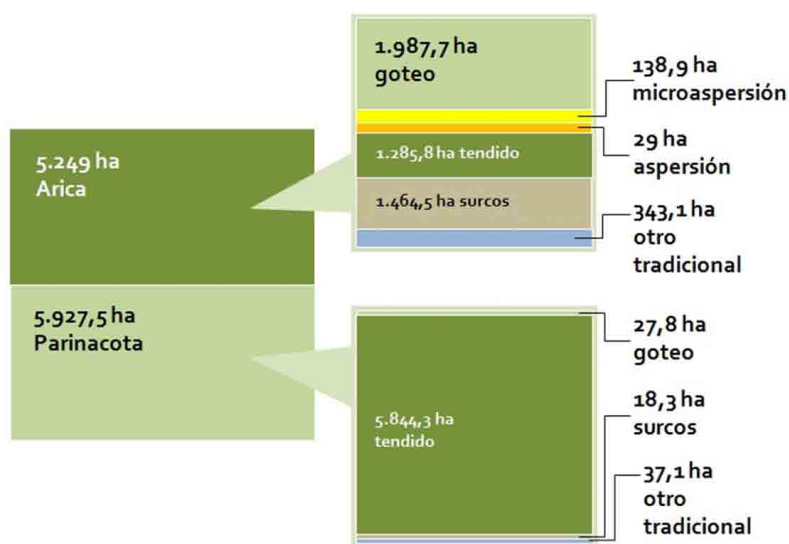


Figura 6. Distribución de la superficie de riego en la Región de Arica y Parinacota.

Fuente: Elaboración propia (2016), a partir de ODEPA (2016).

Así, mientras la Provincia de Parinacota contaba con 5.844,3 hectáreas de riego por tendido (98,6% de su superficie de riego) y tan sólo 27,8 hectáreas de goteo (0,47%), la Provincia de Arica tenía un 41,1% de su superficie de riego tecnificada (2.155,6 ha) y el resto (3.093,4 ha) no tecnificadas, vale decir, mediante tendido, surcos u otro sistema tradicional.

Respecto de la superficie regional establecida con hortalizas hacia el año 2012, se alcanzaron las 2.754 hectáreas (**Cuadro 3**).

Cuadro 3. Variación de la superficie con hortalizas en la Región de Arica y Parinacota, período 2006-2012.

Hortaliza	Año				
	2006-07 ha	2009 ha	2010 ha	2011 ha	2012 ha
Acelga	3,0	-	-	1,1	1,6
Aji	13,9	19,5	10,5	11,1	18,5
Ajo	29,1	19,0	-	17,3	12,8
Alcachofa	0,9	-	-	-	1,9
Apio	0,5	-	-	-	0,1
Arveja verde	18,7	10,0	-	11,7	5,2
Betarraga	38,1	41,8	42,7	59,3	36,7
Brócoli	21,8	-	-	9,1	14,9
Cebolla guarda	78,3	49,6	77,2	25,0	165,0
Cebolla temprana	263,4	205,9	201,5	195,6	238,6
Choclo	1.001,5	884,9	999,7	901,6	867,1
Coliflor	31,5	30,8	33,5	16,9	21,1
Espárrago	-	-	-	-	-
Espinaca	2,3	-	-	-	0,5
Haba	18,4	17,9	23,0	22,0	20,4
Lechuga	59,3	69,3	48,4	40,0	43,5
Melón	12,8	8,7	-	7,8	8,0
Orégano	109,4	87,3	90,0	73,7	44,4
Pepino ensalada	37,3	-	-	18,0	25,0
Pimiento	138,4	143,6	137,9	115,7	135,9
Poroto granado	17,8	12,7	-	9,1	5,8
Poroto verde	174,7	170,0	144,2	84,5	116,1
Repollo	12,9	12,4	-	10,0	6,9
Sandía	-	-	-	-	1,5
Tomate consumo fresco	840,1	653,1	715,4	684,6	821,4
Zanahoria	1,5	-	-	-	1,4
Zapallo italiano	105,6	118,5	110,1	103,8	120,5
Zapallo temprano y guarda	1,5	-	-	-	0,9
Otras hortalizas	106,7	109,3	137,4	55,5	18,3
Total	3.139,4	2.664,3	2.771,5	2.473,4	2.754,0
Total país	84.872,4	84.436,1	81.780,9	83.149,0	78.755,2
Participación	3,7%	3,2%	3,4%	3,0%	3,5%

Fuente: Elaboración propia (2016) a partir de INE (2013). *El año 2008 no se realizó encuesta.

Al año 2012, las principales hortalizas de la región en orden de magnitud eran el choclo (867,1 ha), el tomate de consumo fresco (821,4 ha), la cebolla temprana (238,6 ha), la cebolla de guarda (165 ha), el pimiento (135,9 ha), el zapallo italiano (120,5 ha) y el poroto verde (116,1 ha).

Si bien la superficie de hortalizas en la Región de Arica y Parinacota ha sido relativamente importante en términos de la productividad regional (la superficie promedio en el período 2006-2012 fue de 2.760 ha), y más o menos estable a través del tiempo, al compararse con otras regiones su importancia relativa decrece, más aún si se compara con la superficie nacional que supera las 75.000 ha (**Figura 7**).

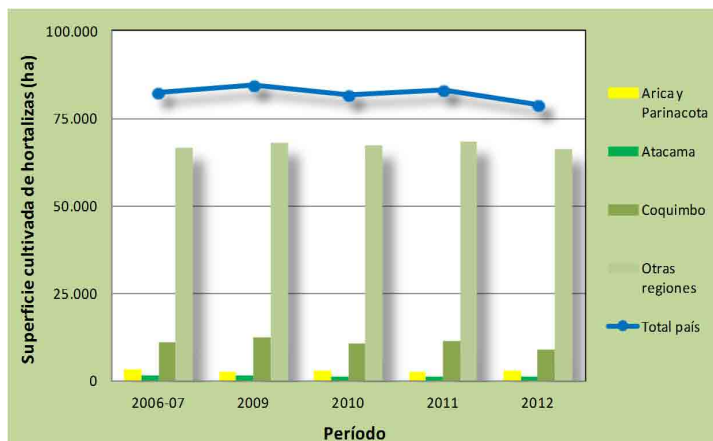


Figura 7. Evolución de la superficie cultivada de hortalizas en el país, período 2006-2012. Fuente: INE (2013).

Pese a lo anterior, algunas hortalizas como el tomate de consumo fresco han alcanzado cierta notoriedad en el último tiempo en cuanto a que cubren una parte importante de la demanda de la zona central de esta hortaliza durante el invierno. Ello ha permitido un mayor desarrollo de este cultivo en detrimento del maíz dulce, que históricamente ha tenido las mayores superficies cultivadas de la región. Un factor adicional es la competitividad, expresada en mercados accesibles y en el mejoramiento continuo de los procesos productivos. Entre estos destaca la incorporación relativamente reciente de sistemas de protección (mallas antiáfidos) y riego tecnificado, aspecto que ha repercutido en el aumento sustancial de los rendimientos. De este modo, si un cultivo de tomate al aire libre produce unas 76 ton ha⁻¹, bajo malla antiáfido puede superar las 200 ton ha⁻¹. Adicionalmente, a través de estos sistemas sería posible aumentar la eficiencia en el uso del agua hasta en un 200% (González *et al.*, 2013).

1.4 Desafíos y oportunidades para la producción de los valles de la Región de Arica y Parinacota

A nivel nacional, el sector silvoagropecuario -constituido por actividades de tipo agrícola, ganadero y forestal- utiliza un 73% de las extracciones consuntivas de agua (MOP, 2013).

En un escenario de cambio climático, debe extremarse por lo tanto el buen uso de estas aguas puesto que han comenzado paulatinamente a escasear. Por ello, el principal desafío de la agricultura es realizar una gestión adecuada de los recursos hídricos disponibles, más aún en condiciones de extrema aridez como las que se han tratado en el presente capítulo.

La agricultura de riego de la Región de Arica y Parinacota representan todo un desafío atendiendo a la zona agroecológica en que se emplazan. Sin embargo, el Valle de Azapa tiene una ventaja comparativa respecto de los demás valles de la región, específicamente, respecto del Valle de Lluta puesto que, a pesar de observar variaciones en las aguas que dispone para la temporada de riego, tiene un caudal relativamente estable a lo largo del año y una mejor calidad de agua. No obstante, la continua ampliación de la superficie de cultivo -acrecentada por la ocupación de los cerros circundantes- y la sobreexplotación de sus recursos hídricos, con sistemas de riego y fertirriego poco eficientes, ha estado ejerciendo una presión constante que debe enfrentarse y, por sobre todo, debe saber manejarse. González *et al.* (2013), remarcen lo apuntado en el sentido que la sobreexplotación del acuífero de Azapa ha sido sobrepasada. Así, si su capacidad sustentadora sería de 700 L s^{-1} , actualmente se explotan unos 1.000 L s^{-1} en tanto que los derechos de aprovechamiento superarían los 3.000 L s^{-1} .

El desafío consiste entonces en optimizar la ocupación del territorio y el uso de los recursos hídricos disponibles, en primer término. Además, debe aprovechar aquellos recursos que se tienen a la mano, como son las llamadas energías renovables no convencionales (ERNC) como fuente de energía alternativa aplicada a los procesos de producción agrícola. En esta línea, fuentes como la energía solar fotovoltaica y la solar térmica han demostrado ser abordables, confiables y, sobre todo, sustentables.

El potencial en este sentido es altísimo. A modo de referencia, en una estimación más bien conservadora, el desierto de Atacama tendría una capacidad instalable de energía solar que superaría los 100.000 MW (Horvath, 2016). Cabe señalar que la capacidad instalada total de la matriz energética chilena, actualmente, es de unos 20.713 MW (CNE, 2016).

Respecto de dicho potencial, tómese como ejemplo la radiación solar a lo largo de Chile. En un perfil del año de la radiación global promedio (en el plano horizontal), expresada en $\text{kWh m}^{-2} \text{ día}^{-1}$, las ciudades del norte de Chile, especialmente las de la zona árida -se destaca Calama-, observan valores superiores a los que se presentan en la zona centro-sur y muy superiores a los que se registran en la zona austral del territorio nacional -se destaca Punta Arenas (Figura 8).

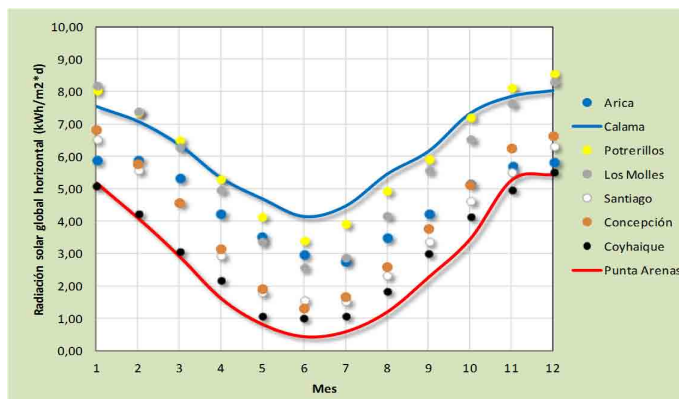


Figura 8. Radiación solar global en el plano horizontal para distintas ciudades de Chile.

Fuente: Elaboración propia (2016) a partir de CNE-PNUD-UTFSM (2008).

Con estos valores de radiación solar, el potencial de aplicación de las tecnologías fotovoltaica y solar térmica en la zona árida de Chile y, particularmente, en la agricultura de la Región de Arica y Parinacota es promisorio. Las aplicaciones en la agricultura de este tipo de tecnologías no tiene porqué estar al margen puesto que este es un sector relevante de la producción nacional y su implementación le permitiría, por un lado, reducir sus costos de producción y, por el otro, minimizar su impacto sobre el medio ambiente.

Cabe destacar que la radiación solar a lo largo del día tiene un patrón muy similar a la demanda hídrica de un cultivo, expresada, por ejemplo, a través de la evapotranspiración del cultivo de referencia (ET₀); y, por lo tanto, puede representar una forma eficiente de aplicación del riego. A una escala anual, el patrón de comportamiento también es similar. Para graficar esta situación, en la **Figura 9** se presenta la radiación solar global (G_d) de dos estaciones emplazadas en la sección media del Valle de Azapa, una en pleno valle (Azapa Medio) y la otra en un posición más elevada y más expuesta a la radiación global (Cerro Blanco).

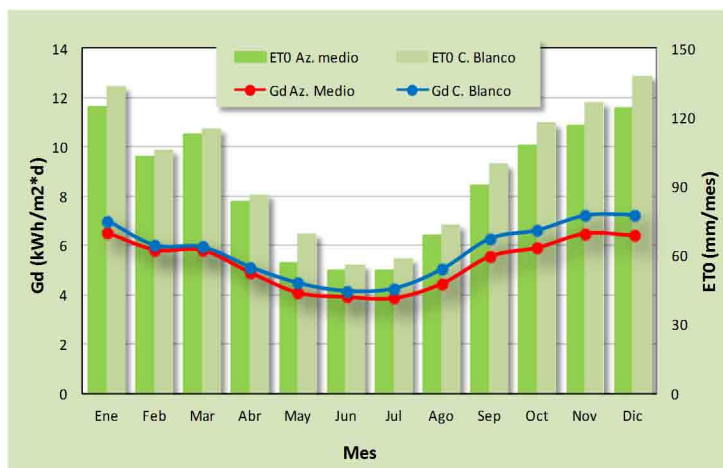


Figura 9. Radiación solar global promedio (G_d) y evapotranspiración potencial (ET₀) mensuales registradas en dos estaciones meteorológicas del Valle de Azapa.
Fuente: Elaboración propia (2016), a partir de AGROMET (2016).

A partir de la Figura 9, se puede concluir que los requerimientos energéticos de un sistema de riego pueden ser mucho más eficientes (en términos de oportunidad de uso de la energía) en un sistema solar fotovoltaico que en un sistema de riego convencional, sea este eléctrico o diesel. Cabe señalar que esta interpretación ni siquiera ha considerado los alcances ambientales de ambas alternativas.

En los valles de la Región de Arica y Parinacota, así como en algunas localidades del interior, es posible encontrar instalaciones solares fotovoltaicas y solares térmicas en fase de ejecución o ya ejecutadas. Este Boletín recoge los principales resultados del proyecto "Energía sustentable para agricultura intensiva bajo condiciones de aridez y alta radiación solar" que INIA Ururi ejecutó entre los años 2014 y 2016 en el Valle de Azapa.



CAPÍTULO 2

PROYECTO ENERGÍA SUSTENTABLE PARA LA AGRICULTURA DE ZONAS ÁRIDAS Y DE ALTA RADIACIÓN SOLAR

Marcelo Martinez R.
Ing. Agrónomo

2. PROYECTO ENERGÍA SUSTENTABLE PARA LA AGRICULTURA DE ZONAS ÁRIDAS Y DE ALTA RADIACIÓN SOLAR

Los sistemas que utilizan la energía solar están cada vez más extendidos en distintos ámbitos de la vida cotidiana. Las aplicaciones van desde pequeñas calculadoras solares a sofisticados sistemas de generación eléctrica, la tecnología espacial y la agricultura; todas ellas dirigidas a satisfacer una parte -o la totalidad en algunos casos- de la demanda de energía.

Para rubros como la agricultura las aplicaciones van desde el bombeo de agua (e.g. riego, de bebida), cercos eléctricos, automatización de sistemas de riego, electrificación rural de predios en zonas aisladas o, incluso, con conexión a la red.

En el presente capítulo, se describe el proyecto de energía ejecutado por INIA Ururi en el Valle de Azapa.

2.1 Descripción del proyecto

El proyecto “Energía Sustentable para Agricultura Intensiva bajo Condiciones de Zonas Áridas y Alta Radiación Solar” se llevó a cabo dentro de la Estrategia Regional de Innovación de Arica y Parinacota - Proyecto Piloto B y consistió en el desarrollo, diseño, implementación y evaluación a escala predial de soluciones energéticas relacionadas a las denominadas energías renovables no convencionales (ERNC), incluyendo la incorporación de medidas de eficiencia energética y la adopción de buenas prácticas agrícolas.

2.2 Problemática

La agricultura, producto del elevado uso de fertilizantes nitrogenados e insumos, es responsable de una fracción importante de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Específicamente, el proyecto contempló el uso y evaluación de sistemas fotovoltaicos y termosolares, adaptados a las condiciones de tres predios ubicados en el Valle de Azapa. El propósito de la iniciativa fue proporcionar una generación energética sustentable, y, de esta forma, sustituir parte o la totalidad de la energía convencional empleada en las actividades agrícolas.

Objetivos del proyecto

2.3 Objetivo general

Contribuir a incrementar la sustentabilidad energética de los sistemas productivos hortícolas de la Región de Arica y Parinacota.

2.4 Objetivos específicos

- Determinar el balance energético de una unidad modelo de producción hortícola.
- Evaluar técnicamente sistemas para sustituir fuentes de energía y aumentar la eficiencia de uso a nivel predial.
- Determinar índices de sustentabilidad técnica, económica y ambiental de los sistemas desarrollados.
- Transferir y difundir las soluciones tecnológicas al medio regional.

2.5 Estrategia

El proyecto se realizó sobre la base de implementar sistemas productivos que integrasen: i) el uso de energías renovables no convencionales (ERNC); ii) aspectos de producción limpia; y, iii) elementos de eficiencia hídrica y energética.

Selección de sitios

La selección de las tres parcelas constituyentes del proyecto se llevó a cabo mediante la prospección de predios agrícolas en el Valle de Azapa en base a encuestas y a la experiencia y conocimiento que INIA Ururi ha acumulado en varios años de gestión en la región.

Los criterios establecidos para la selección de los predios fueron, entre otros: i) la representatividad de sus cultivos en el valle; ii) superficie cubierta; iii) nivel de inversiones prediales; iv) grado de tecnificación del sistema de riego; v) grado de incorporación de buenas prácticas agrícolas (BPA) y/o protocolos de producción limpia.

2.6 Ubicación del proyecto

El proyecto se emplazó en el contexto productivo horticola del Valle de Azapa, en la Región de Arica y Parinacota. Los tres predios que conformaron la iniciativa fueron: i) Parcela N°11 (P11) situada en el km 21 de la Ruta A-27; ii) Parcela N°52 (P52) y Parcela N°62 (P62), ambas situadas a la altura del km 45 de la misma ruta. La distribución geográfica y una vista panorámica de estas parcelas se presentan en la **Figura 10** siguiente.

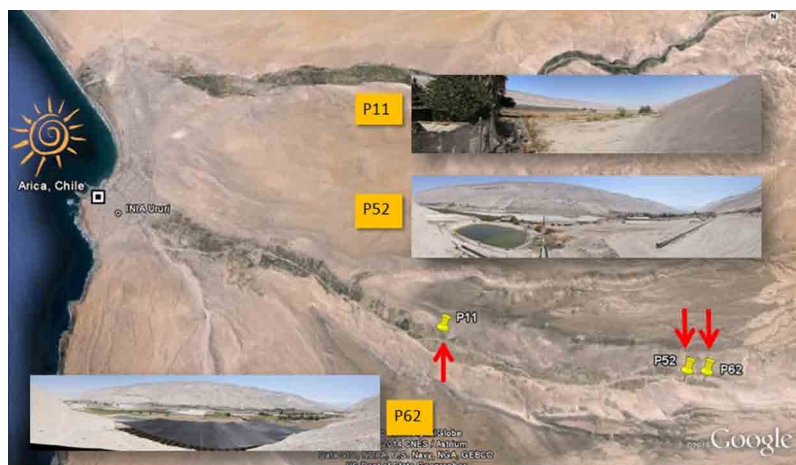


Figura 10. Ubicación geográfica del proyecto energía sustentable de INIA e imágenes de referencia. Fuente: Elaboración propia (2016), a partir de Google Earth (2016).

2.7 Línea de base predial

Una de las primeras actividades realizadas en el marco del proyecto fue el desarrollo de una completa auditoría predial. Esta auditoría se puede considerar como una línea

de base puesto que se identificaron, entre otros aspectos, los procesos productivos, la utilización de insumos agrícolas, el nivel de consumo de energía, el grado de tecnificación de los sistemas de riego y la intensidad de uso del suelo. El levantamiento de la información de base de los predios se llevó a cabo en los siguientes niveles:

- **Energético.** Se definió la dotación de equipos eléctricos en el predio, el nivel de consumo eléctrico, la eficiencia general y la configuración general de las instalaciones eléctricas intraprediales.
- **Agronómico.** Se definieron las superficies involucradas, el destino productivo y la configuración de los sistemas de riego, fertiliriego y manejo.
- **Ambiental.** Se definió el impacto medioambiental que tenía la producción en forma previa a la implementación del proyecto en base a la huella de carbono.

Estos aspectos fueron auditados con el fin de identificar áreas de intervención de manera de aumentar la eficiencia de los sistemas productivos y/o de sustituir las fuentes convencionales de energía.

2.8 Descripción de las soluciones fotovoltaicas y solares térmicas implementadas en los predios

Sitio Parcela 11, km 21

En esta parcela se implementó un sistema fotovoltaico On-grid de 5 kWp, un inversor, un banco de baterías, un sistema de monitoreo FV y un sistema solar térmico de 300 litros constituido por dos equipos (Figura 11).



Figura 11. Componentes del sistema fotovoltaico y solar térmico de la Parcela 11. 1) Generador fotovoltaico; 2) Sistema de control FV; 3) Datalogger; 4) Equipos solares térmicos.

Sitio Parcela 52, km 45

En esta parcela se implementó un sistema fotovoltaico On-grid de 3 kWp, un inversor, un banco de baterías, un sistema para la automatización del riego y un sistema solar térmico de 660 litros constituido por tres equipos (**Figura 12**).



Figura 12. Componentes del sistema fotovoltaico y solar térmico de la Parcela 52. 1) Generador fotovoltaico; 2) Sistema de control FV; 3) Detalle de programador de riego; 4) Equipos solares térmicos.

Sitio Parcela 62, km 45

En la parcela se implementó un sistema fotovoltaico Off-grid de 1,5 kWp, un inversor, un regulador de carga, un banco de baterías, un sistema para la automatización del riego y un sistema solar térmico de 540 litros constituido por tres equipos (**Figura 13**).



Figura 13. Componentes del sistema fotovoltaico y solar térmico de la Parcela 62. 1) Generador fotovoltaico; 2) Sistema de control FV; 3) Cabezal de riego y fertirriego; 4) Equipo solar térmico.

2.9 Resultados de la iniciativa

Los principales resultados de la iniciativa ejecutada por INIA se pueden resumir en:

- El levantamiento de base de los tres predios que conformaron el proyecto (e.g. procesos involucrados en el sistema productivo, infraestructura, uso del suelo, insumos utilizados, consumo energético, eficiencias locales, huella de carbono).
- La implementación y operación de tres sistemas fotovoltaicos (SFV) con una capacidad instalada total de 9,5 kW: i) sistema fotovoltaico de 5 kWp, conectado a red ("On-grid"), con respaldo de baterías, inversor, medidores mono y bidireccionales, dataloggers para el registro de la generación, consumo, importación y exportación de energía eléctrica, voltaje, amperaje, temperatura ambiental y radiación solar; ii) sistema fotovoltaico de 3 kWp, conectado a red, con respaldo de baterías, inversor, medidores mono y bidireccionales; iii) sistema fotovoltaico en modo isla ("Off-grid") de 1,5 kW con respaldo de baterías, inversor, regulador de carga y medidor de consumo.
- La implementación y operación de ocho equipos solares térmicos, con una capacidad instalada de 1.500 litros, para la producción de agua caliente sanitaria (ACS).

- El mejoramiento de los sistemas de riego y fertirriego de los tres predios. En dos de los predios, se procedió a la unificación y re-configuración total de las casetas de riego; a la introducción de elementos de automatización (e.g. programadores, válvulas solenoides), inyección de fertilizantes y control de caudales y presiones.
- La incorporación de buenas prácticas agrícolas.
- La derivación y cálculo de indicadores técnicos, económicos y ambientales.
- La realización de actividades de difusión de los resultados parciales del proyecto a diversos actores del medio regional.

Impactos

Los principales impactos del proyecto a la fecha han sido:

- El reemplazo de fuentes convencionales de energía por fuentes renovables no convencionales.
- La autogeneración de energía eléctrica y agua caliente sanitaria (ACS), consecuentemente, la reducción del costo de la cuenta de luz y gas a nivel predial.
- La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y de la huella de carbono total por un menor consumo de energía convencional.
- Agregación de valor a productos hortícolas y frutícolas por la reducción de emisiones en su producción.
- Inyección de excedentes de energía a la red eléctrica convencional con el consiguiente retorno económico.



CAPÍTULO 3

DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO CON ÉNFASIS EN EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Reinhold Schmidt R.
Ingeniero Civil Eléctrico

3. DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO CON ÉNFASIS EN EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El ahorro de energía y el uso de energías renovables han jugado en los últimos años y jugarán en el futuro un rol cada vez más importante para desarrollar y asegurar un sistema energético sustentable en el país. En Chile, existe actualmente una mayor conciencia respecto de los efectos de generación y consumo de energía y el sector público, productivo y residencial han identificado un enorme potencial de ahorro que se pretende aprovechar en los próximos años.

El Ministerio de Energía y la Agencia Chilena de Eficiencia Energética están impulsando una serie de actividades y programas que se concentran en ambos: programas de información, capacitación, difusión y proyectos de ejecución en el tema (Ministerio de Energía, 2015; Agencia Chilena de Eficiencia Energética, s.a.)

A continuación, se describe en detalle la metodología y ejecución de un diagnóstico energético con énfasis al consumo de energía eléctrica y se presentan los resultados obtenidos del diagnóstico aplicado en tres parcelas agrícolas en el Valle de Azapa, actividades desarrolladas en el marco del proyecto “Energía sustentable para la agricultura intensiva bajo condiciones de zonas áridas y alta radiación solar”, INIA-FIC-GORE, Región de Arica y Parícuta.

Con el fin de obtener informaciones precisas sobre el consumo de energía eléctrica en un lugar específico se debería efectuar un diagnóstico energético.

El diagnóstico energético, en este caso enfocado al consumo de energía eléctrica, entrega los siguientes resultados:

- Se conoce los diferentes artefactos eléctricos instalados en el lugar, con sus datos específicos de potencia eléctrica.
- Se conoce el consumo de energía eléctrica diaria y mensual, incluyendo variaciones del consumo durante el año.
- Se obtiene datos precisos sobre el perfil de consumo durante las 24 horas del día, variaciones día/noche y se puede identificar las horas de uso de los principales artefactos de consumo durante las 24 horas del día.
- Se puede identificar posibles ahorros de energía, por ejemplo, reducir las horas de uso de artefactos, reducir los consumos stand-by de equipos electrónicos y reemplazar equipos antiguos con equipos de mejor eficiencia energética (iluminación, motobombas, refrigeradores, entre otros)
- Conociendo el perfil diario del consumo de energía eléctrica se puede mejorar la administración y gestión de energía; especialmente en relación al uso de sistemas de energía solar fotovoltaica los resultados del diagnóstico energético permiten aumentar el grado de autoconsumo del sistema solar en el lugar y adaptar los perfiles de consumo a las horas de generación solar.
- Los datos obtenidos del diagnóstico sirven como base de datos muy útiles para el diseño y posterior implementación de un proyecto solar fotovoltaico.

3.1 Metodología de trabajo

Con el fin de obtener resultados precisos sobre la situación actual y consumo energético del lugar el diagnóstico energético contempló las siguientes etapas de trabajo:

- Visita a terreno y auditoría energética en cada parcela en relación al consumo de energía eléctrica
- Auditoría energética en cada parcela
- Análisis de datos sobre el consumo de energía eléctrica actual e historial (boletas de consumo de la empresa eléctrica EMELARI)
- Fabricación e instalación de 3 tableros eléctricos con medidores de kWh y datalogger para registrar el consumo de energía eléctrica en forma automática
- Toma de datos sobre varios meses y análisis
- Identificación de ahorros de energía eléctrica
- Elaboración de propuesta de mejoramiento de gestión de energía en el lugar

El diagnóstico se realizó en las siguientes tres parcelas ubicadas en el valle de Azapa:

Parcela #11, km 21

Parcela #52, km 45

Parcela #62, km 45

Para cada parcela se fabricó e instaló una caja de registro, compuesto por un medidor de potencia eléctrica y consumo de energía eléctrica y un registro de datos (datalogger) que archiva los datos en intervalos de tiempo de 10 minutos. La **Figura 14** muestra como ejemplo el registro instalado en la Parcela 11.



Figura 14. Registro en Parcela 11.

Aparte de las mediciones y registros automáticos se realizó una auditoría energética en cada lugar con la recopilación de información sobre los artefactos y equipos eléctricos en el lugar con su uso diario y una inspección del cableado en la parcela.

Las mediciones y registros en terreno se realizaron durante varios meses con el fin de obtener datos confiables que presentan también eventuales variaciones en la demanda de energía eléctrica en cada lugar sobre el tiempo.

3.2 Resultados del diagnóstico energético

Se realizó una auditoría energética en cada parcela para identificar en detalle los diferentes consumos con énfasis al consumo de energía eléctrica. Se registró el valor de potencia eléctrica de los principales artefactos y equipos eléctricos, se revisó en detalle el cableado en las parcelas (largo y sección de cables) y distancias entre el empalme principal a los diferentes puntos de consumo.

Diagnóstico de la Parcela 11

La demanda de energía eléctrica existe para:

- 2 motobombas de riego tipo superficial de 2 HP cada uno
- Herramientas eléctricas
- 1 refrigerador
- Equipos de música y televisión
- 1 lavadora
- Electrodomésticos
- 1 PC con conexión Internet

El suministro de energía eléctrica de EMELARI se realiza a través de un empalme en la subestación S/E 354, 10 kVA, a una distancia de 250 metros en dirección oeste. El número de cliente es 1033991 y la Tarifa es AT4.1.

Diagnóstico de la Parcela 52

La demanda de energía eléctrica existe para:

- 1 motobomba de riego tipo superficial de 1,5 HP
- 1 motobomba de fertilización de 0,5 HP
- Herramientas eléctricas
- 4 refrigeradores
- Equipos de música y televisión
- 1 lavadora
- Electrodomésticos

El suministro de energía eléctrica de EMELARI se realiza a través de un empalme en la subestación S/E 343, 15 kVA, a una distancia de 150 metros en dirección este. El número cliente es 417285 y la tarifa es BT1.

Diagnóstico Parcela 62

La demanda de energía eléctrica existe para:

- 1 motobomba de riego tipo superficial de 2 HP
- 3 motobombas de fertilización de 0,5 HP
- Herramientas eléctricas
- 1 refrigerador
- Equipos de música y televisión
- 1 lavadora
- Electrodomésticos

El suministro de energía eléctrica de EMELARI se realiza a través de un empalme en la subestación S/E 344, 5 kVA, a una distancia de 200 metros en dirección este. El número de cliente es 1037555 y la Tarifa es BT1.

3.3 Consumo diario de energía eléctrica

Las tres parcelas en el km 21 y 45 del Valle de Azapa están conectadas a la red eléctrica de EMELARI, por lo tanto, se analizaron como primera referencia los datos de consumo entregados por las boletas de la empresa eléctrica del año 2013. La **Figura 15**, muestra el consumo diario en kWh/día como promedio mensual. Los valores promedios anuales son:

Parcela 11: 18,0 kWh/día

Parcela 52: 10,6 kWh/día

Parcela 62: 4,2 kWh/día

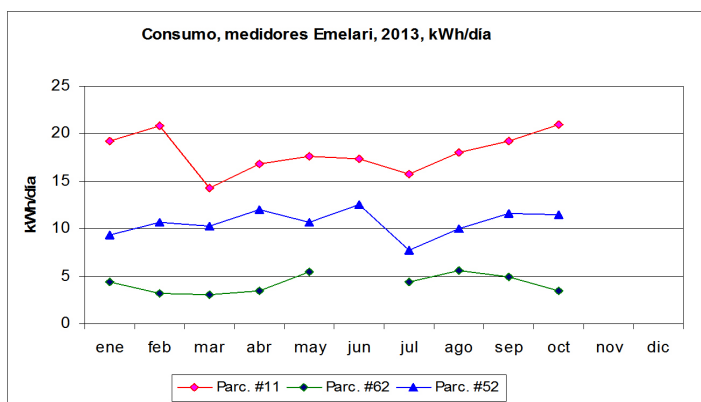


Figura 15. Datos de consumo, año 2013, base EMELARI. Registros de consumo diario

En la siguiente etapa del diagnóstico se efectuaron mediciones reales del consumo de energía eléctrica sobre varios meses. Las **Figuras 16, 17 y 18** presentan los datos medidos de los registros instalados, en este caso como consumos diarios en kWh/día.

Parcela 11

El valor promedio del consumo diario (E_{cons}) en los meses medidos en el año 2014 fue de $15,8 \text{ kWh día}^{-1}$ con variaciones típicas entre 5 y 26 kWh día^{-1} . La demanda principal en esta parcela se concentra en dos motobombas de riego. Se observa bastante variación en el consumo diario dado que la necesidad y frecuencia de riego, además, el requerimiento de riego de la superficie cultivada que depende del ciclo de los cultivos (siembra-transplante, cosecha, suelo desnudo), produce cambios en el consumo diario de las motobombas eléctricas a lo largo del año.

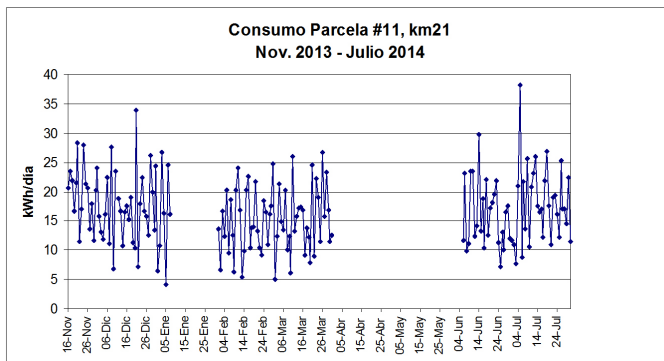


Figura 16. Datos de consumo diario de la Parcela 11, período Noviembre 2013 – Julio 2014.

Parcela 52

El valor promedio del consumo diario es de $E_{\text{cons}} = 11,9$ kWh/día con variaciones típicas entre 8 – 15 kWh/día. La demanda en general es más homogénea, sin grandes fluctuaciones entre los diferentes días. En esta parcela se riega casi totalmente por gravedad, existiendo una sola estación de riego con una motobomba de 1,5 HP que se usa en muy pocas ocasiones en el año. La demanda de energía eléctrica se concentra en el uso de las bombas de fertilización y en el uso de artefactos e iluminación de las casas del lugar.

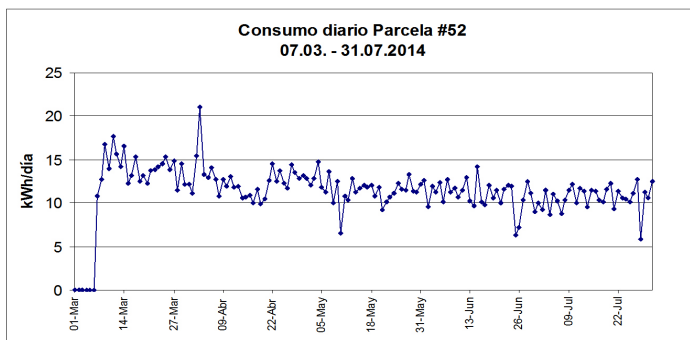


Figura 17. Datos de consumo diario de la Parcela 52, período Marzo – Julio 2014.

Parcela 62

El valor promedio del consumo diario es de $E_{\text{cons}} = 6,5$ kWh/día con variaciones típicas entre 4 – 9 kWh/día. La demanda en general es más pareja, no muestra muchas fluctuaciones entre los diferentes días. En esta parcela el riego se realiza principalmente por gravedad; existiendo una sola estación de riego con una motobomba de 2 HP que se usa en los meses del invierno para regar una estación de 0,25 ha. La demanda de energía eléctrica se concentra en el uso de las bombas de fertilización y en el uso de artefactos e iluminación de las casas del lugar.

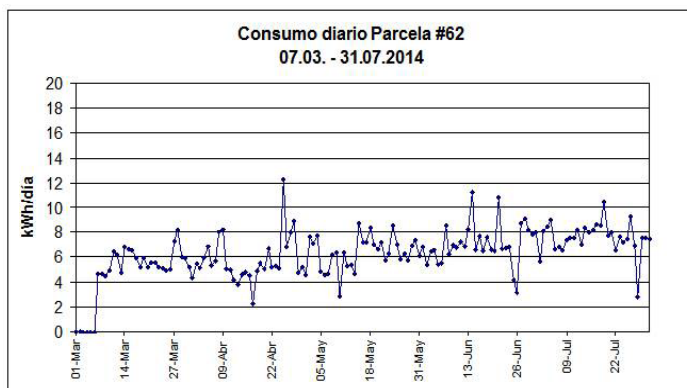


Figura 18. Datos de consumo diario de la Parcela 62, período Marzo – Julio 2014.

3.4 Perfiles diarios de consumo

Finalmente, la instalación de los registros automáticos en cada parcela permitió obtener más información específica sobre los perfiles de consumo durante las 24 horas del día, en detalle:

- Distribución de la carga eléctrica durante las 24 horas del día
- Identificación de los diferentes tipos de consumo
- Identificación de posibles ahorros de energía eléctrica
- Cuantificación de las pérdidas tipo stand-by de los artefactos eléctricos

Los datos obtenidos sirvieron también como base muy útil para la etapa posterior que enfocó el diseño de los sistemas solares fotovoltaicos.

A continuación, se presenta perfiles típicos de cada parcela.

Parcela 11

La Figura 19 presenta un perfil típico de consumo. En este día, se registró los siguientes valores de consumo de energía eléctrica:

$$\begin{aligned} E_{\text{consumo}}^{\text{total}} &= 16,5 \text{ kWh/día} \\ E_{\text{consumo}}^{\text{día}} &= 13,6 \text{ kWh/día} \\ E_{\text{consumo}}^{\text{noche}} &= 2,9 \text{ kWh/día} \end{aligned}$$

Como se mencionó anteriormente, la demanda principal en esta parcela se concentra en la operación de las motobombas de riego lo que muestra claramente el gráfico. También, se puede observar un aumento típico del consumo doméstico en la noche hasta valores de 600 Watt. Las mediciones permiten identificar el uso y operación del refrigerador que se enciende y apaga en un intervalo de aproximadamente 15 minutos durante todo el día. La potencia eléctrica del compresor del refrigerador es de $P_{\text{el}} = 200 \text{ W}$.

En operación, se registra una potencia eléctrica de cada una de las motobombas de 2000 Watt. Este valor medido sobrepasa drásticamente la potencia nominal de las motobombas de 2 HP o 1,5 kW. La diferencia, en este caso 500 Watt o 33 %, corresponden a pérdidas de transmisión entre el empalme eléctrica hasta las estaciones de bombeo con una distancia total de 400 metros. Los voltajes medidos en el empalme (230 V) y en la motobomba (191 V), en total una pérdida de voltaje de 39 V, reflejan la misma situación.

El perfil muestra también claramente las pérdidas tipo stand-by de los artefactos en el lugar, debido principalmente a la conexión permanente de los equipos de música, televisor, Internet, entre otros. En consecuencia, el consumo del lugar nunca llega a valores de cero; las pérdidas stand-by tienen un valor de aprox.

$$P_{\text{stand-by}} = 60 \text{ Watt}$$

Estas pérdidas permanentes significan un consumo diario de 1,44 kWh día⁻¹, equivalente a un 9% del consumo total en este día.

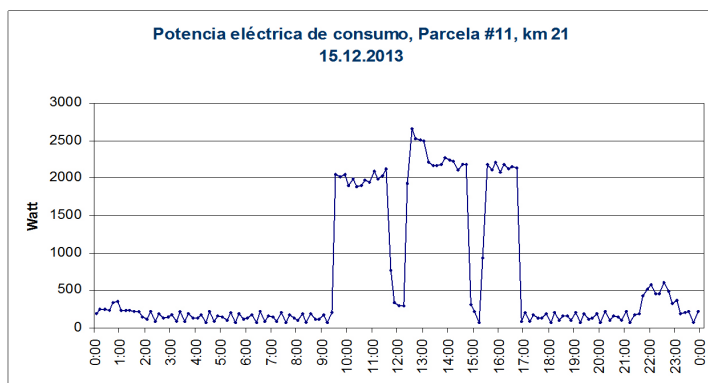


Figura 19. Perfil diario de consumo de la Parcela 11.

Las ligeras variaciones de potencia eléctrica que muestra el perfil durante todas las 24 horas se relacionan con el funcionamiento del compresor del refrigerador de la casa, que opera típicamente en un intervalo de tiempo de cada 15 minutos.

Parcela 52

La **Figura 20** presenta un perfil típico de consumo diario. En este día, se registró los siguientes valores de consumo de energía eléctrica:

$$\begin{aligned} E_{\text{consumo}}^{\text{total}} &= 12,3 \text{ kWh/día} \\ E_{\text{consumo}}^{\text{día}} &= 4,8 \text{ kWh/día} \\ E_{\text{consumo}}^{\text{noche}} &= 7,5 \text{ kWh/día} \end{aligned}$$

Como se mencionó anteriormente, la demanda principal en esta parcela se concentra en la operación de motobombas de fertilización y el consumo doméstico en las casas. En consecuencia, se puede observar un aumento típico del consumo doméstico en la noche hasta valores de 1300 Watt.

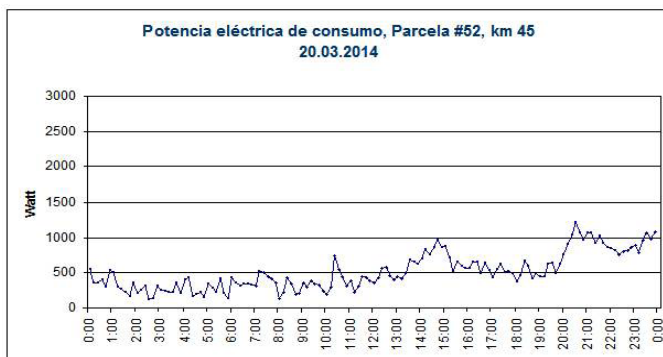


Figura 20. Perfil diario de consumo de la Parcela 52.

Parcela 62

La **Figura 21** presenta un perfil típico de consumo. En este día, se registró los siguientes valores de consumo de energía eléctrica:

$E_{\text{consumo}}^{\text{total}} = 5,5 \text{ kWh/día}$
 $E_{\text{consumo}}^{\text{día}} = 2,1 \text{ kWh/día}$
 $E_{\text{consumo}}^{\text{noche}} = 3,4 \text{ kWh/día}$

La demanda principal en esta parcela se concentra en la operación de motobombas de fertilización y el consumo doméstico en las casas. En consecuencia, se puede observar un aumento típico del consumo doméstico en la noche hasta valores de 800 Watt.

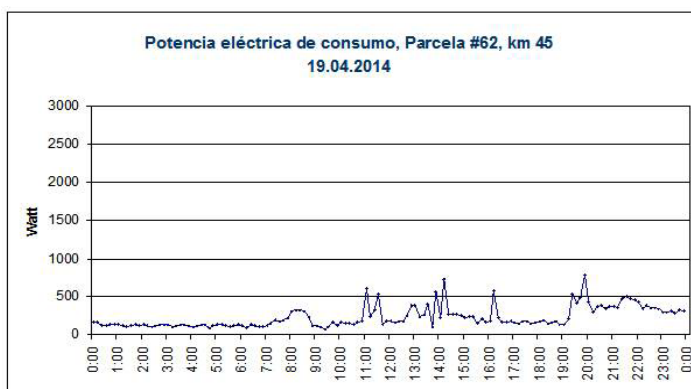


Figura 21. Perfil diario de consumo de la Parcela 62.

Como se mencionó anteriormente, se riega normalmente por gravedad. Solamente en los meses del invierno, se riega adicionalmente una estación de 0,25 hectáreas cerca del estanque operando una motobomba eléctrica de 2 HP, típicamente 1 hora al día. La **Figura 22** muestra esta situación con los siguientes datos de consumo de energía eléctrica:

$E_{\text{consumo}}^{\text{total}} = 8,4 \text{ kWh/día}$
 $E_{\text{consumo}}^{\text{día}} = 4,1 \text{ kWh/día}$
 $E_{\text{consumo}}^{\text{noche}} = 4,3 \text{ kWh/día}$

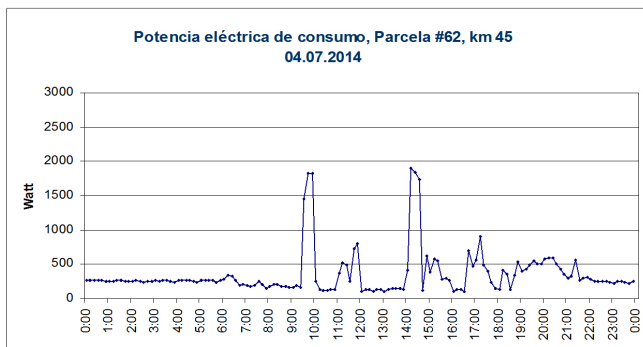


Figura 22. Perfil diario de consumo de la Parcela 62 con motobomba de riego.

En operación, se mide una potencia eléctrica de la motobomba de 1800 Watt. Este valor medido sobrepasa la potencia nominal de la motobomba instalada de 2 HP o 1,5 kW. La diferencia, en este caso 300 W o 20 %, corresponden a pérdidas de transmisión entre el empalme eléctrica hasta la estación de bombeo con una distancia total de 350 metros. Los voltajes medidos en el empalme (228 V) y en la motobomba (199 V), en total una pérdida de voltaje de 29 V, reflejan la misma situación.

3.5 Cortes de suministro de electricidad

Debido a fallas en el sistema de generación y distribución y en muchos casos, debido a accidentes de vehículos con postes de distribución pueden ocurrir cortes de suministro de energía eléctrica en el sistema. Los registros automáticos también registran estos cortes que duran normalmente entre 0,5 horas hasta 12 horas. La **Figura 23** muestra un ejemplo de un corte de luz, en este caso el día 28.03.2014 en el sector de km 45 con una duración de aproximadamente 7 horas.

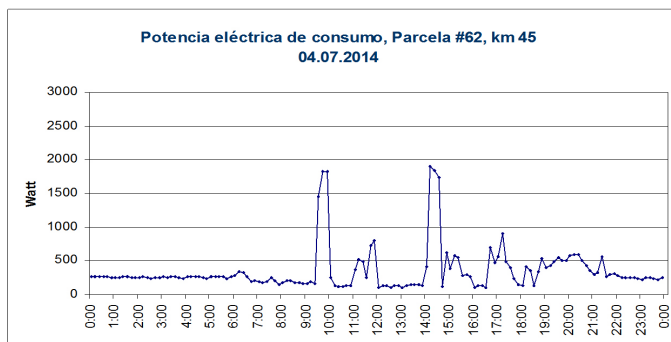


Figura 23. Corte de suministro en la Parcela 52.

3.6 Conclusiones del diagnóstico

En términos generales, los diagnósticos energéticos realizados en las tres parcelas entregaron informaciones muy valiosas en relación a los siguientes tres aspectos:

- Base de datos necesario para el diseño de los sistemas fotovoltaicos
- Identificación de posibles ahorros de energía eléctrica
- Mejoramiento en la gestión del uso de energía eléctrica en el lugar

Los sistemas fotovoltaicos contemplados para estas parcelas son sistemas con conexión a la red eléctrica con preferencia al autoconsumo del lugar. Solamente los excedentes que produce el sistema solar se inyectan a la red de baja tensión, la mayor cantidad de energía eléctrica producido por el sistema solar se utiliza en el lugar (preferencia al autoconsumo).

Contar con datos y perfiles diarios del consumo de energía eléctrica en el lugar es fundamental en primer lugar para diseñar el sistema solar y determinar el tamaño del generador fotovoltaico.

En segundo lugar, se debe mencionar que las mediciones efectuadas y los resultados obtenidos entregaron informaciones adicionales muy interesantes en relación a posibles ahorros de energía eléctrica. Especialmente los perfiles de consumo diario permiten cuantificar el consumo con más detalle e identificar posibles ahorros. Las mediciones indican claramente que existen bastantes pérdidas de energía eléctrica debido a las distancias de varios cientos de metros, comunes en una parcela de 4 a 5 ha de superficie. La operación de motobombas eléctricas produce pérdidas de transmisión dentro de la parcela entre 20 – 30%. Esta es una situación que se puede encontrar probablemente en muchos lugares parecidos en el sector rural, agrícola. En consecuencia, el mejoramiento del cableado, especialmente aumentar la sección de cables y conductores en las parcelas es técnicamente y económicamente altamente recomendable.

Reducir los consumos tipo stand-by es también una medida atractiva para reducir el consumo de energía eléctrica en el lugar. No se recomienda desenchufar los artefactos electrónicos como televisores, equipos de música, computadores, entre otros. Enchufar y desenchufar estos aparatos periódicamente puede fácilmente dañar los contactos eléctricos de los enchufes. Respecto a estos consumos stand-by se recomienda utilizar alargadores o extensiones múltiples con varios puntos que cuentan con interruptores integrados.

En relación al uso de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida en el lugar se puede optimizar el uso del sistema solar y aumentar el grado de autoconsumo adaptando el perfil de generación solar con el perfil de consumo, es decir, intentar de utilizar artefactos eléctricos de mayor consumo durante las horas del día.



CAPÍTULO 4

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CONEXIÓN A RED Y RESPALDO CON BANCO DE BATERÍAS

Reinhold Schmidt R.
Ingeniero Civil Eléctrico

4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON CONEXIÓN A RED Y RESPALDO CON BANCO DE BATERÍAS

Las aplicaciones fotovoltaicas son muy variadas, dependiendo de las necesidades que se requiera atender. Los sistemas fotovoltaicos pueden ser de dos tipos: autónomos o conectados a la red eléctrica. Los sistemas autónomos permiten dotar de electricidad a instalaciones y/o equipos en lugares donde no existe suministro eléctrico, en tanto que los sistemas fotovoltaicos con conexión a red permiten intercambiar electricidad en el esquema de generación distribuida y preferencia por el autoconsumo.

En este capítulo, se describen las principales soluciones energéticas basadas en la tecnología solar, incluidas aquellas con aplicación en la agricultura, y se presentan algunos antecedentes y resultados respecto del diseño de un sistema fotovoltaico con conexión a red en el contexto agrícola del Valle de Azapa.

Soluciones energéticas en base a energía solar en agricultura de zonas áridas

Aplicaciones fotovoltaicas

Las principales aplicaciones de sistemas fotovoltaicos de pequeña y mediana escala son las siguientes:

- Suministro eléctrico en lugares remotos, aislados de la red eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos autónomos, off-grid
- Sistemas fotovoltaicos con conexión a red, on-grid, con preferencia al autoconsumo del lugar
- Sistemas de bombeo solar con principal aplicación en lugares remotos, aislados de la red eléctrica

Aplicaciones termosolares

Las principales aplicaciones de sistemas termosolares de pequeña y mediana escala son las siguientes:

- Suministro de agua caliente con colectores termosolares y estanques de acumulación
- Deshidratado solar
- Desalinización de agua

4.1 Soluciones energéticas instaladas en base a energía solar

Durante la ejecución del proyecto se diseñaron y se realizaron las siguientes instalaciones:

Parcela 11, km 21, Valle de Azapa

- Sistema fotovoltaico con conexión y respaldo de baterías, preferencia autoconsumo.
- Sistema termosolar para agua caliente, colectores termosolares de tubos de vacío, termosifón
- Medidas de ahorro energético: mejoramiento del cableado en la parcela.

Parcela 52, km 45, Valle de Azapa

- Sistema fotovoltaico con conexión y respaldo de baterías, preferencia autoconsumo.
- Sistema termosolar para agua caliente, colectores termosolares de tubos de vacío, termosifón
- Medidas de ahorro energético: mejoramiento del cableado en la parcela.

Parcela 62, km 45, Valle de Azapa

- Sistema fotovoltaico autónomo para automatización y fertirrigación.
- Sistema termosolar para agua caliente, colectores termosolares de tubos de vacío, termosifón.

A continuación, se presenta con más detalle el sistema fotovoltaico con conexión y respaldo de baterías y preferencia autoconsumo, instalado en la Parcela 11, km 21 del Valle de Azapa.

4.2 Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico con conexión a red y respaldo con banco de baterías con preferencia al autoconsumo

Descripción técnica del sistema

El sistema fotovoltaico con conexión a red está compuesto por los siguientes componentes principales (**Figura 24**):

- Generador solar fotovoltaico
- Inversor
- Banco de baterías
- Tablero eléctrico
- Equipos de monitoreo

Funcionamiento

El inversor convierte la corriente continua en su entrada proveniente del generador solar o del banco de baterías en corriente alterna en forma sincronizada con la red. El sistema suministra el consumo del lugar e inyecta a la red solamente eventuales excedentes. En el caso que la demanda del lugar sobrepasa la generación del generador solar o la energía eléctrica acumulada en la batería, se usa la red convencional a través del empalme. El medidor bidireccional, instalado a la salida del sistema antes del empalme registra la importación y la exportación de energía eléctrica.

En operación normal, el sistema solar con el inversor está conectado a la red y a los circuitos de consumo del lugar. En el caso de corte de energía eléctrica convencional, el sistema se desconecta de la red. La salida del inversor "AC Grid" se apaga y el inversor activa su segunda salida tipo isla "AC Local". A través un relé los circuitos de consumo se desconectan de la red y se conectan a la salida local del inversor. En este modo, el inversor trabaja en forma aislada de la red convencional.

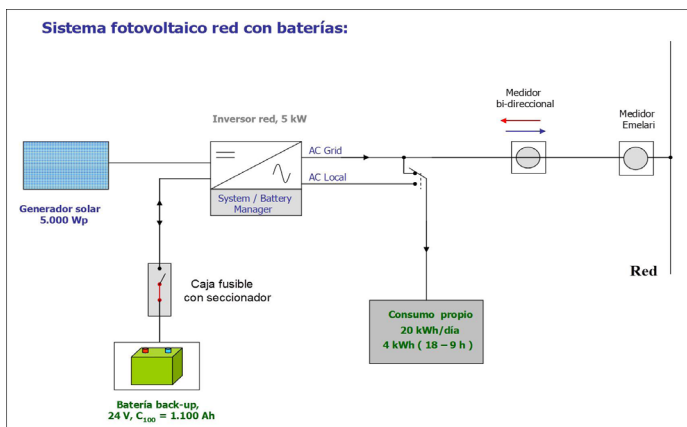


Figura 24. Esquema del sistema FV de la Parcela 11.

Generador solar fotovoltaico

Según el diagnóstico energético efectuado en la parcela, a partir de registros del año 2014, la demanda de energía eléctrica en el lugar es:

Promedio medido:	$E_{el, promedio} = 15,8 \text{ kWh/día}$
Valor típico mínimo registrado:	$E_{el, min} = 5 \text{ kWh/día}$
Valor típico máximo registrado:	$E_{el, max} = 26 \text{ kWh/día}$

Considerando un eventual aumento en la demanda en los próximos años, se propone diseñar el sistema solar con un valor promedio de la demanda de energía eléctrica de:

Valor diseño (+30 %)	$E_{el, diseño} = 20,5 \text{ kWh/día}$
----------------------	---

Considerando esta demanda de energía eléctrica de $E_{el, diseño}$ de 20,5 kWh/día y un valor promedio de la radiación solar en el lugar de $G_d = 6,03 \text{ kWh/m}^2\text{día}$, se puede calcular la potencia peak del generador fotovoltaico según la siguiente ecuación:

$$P_{peak} = \frac{E_{el}}{FC_p * G_d * \eta_{total}} * 1000 \frac{W}{m^2}$$

Con:

$FC_p = 0,86$:

Factor de corrección de temperatura del generador solar

$\eta_{total} = 0,83$:

Eficiencia total (inversor, baterías, pérdidas de cables)

Este cálculo entrega un valor de la potencia peak de $P_{peak} = 4,76 \text{ kW}$. Finalmente, se elige un generador fotovoltaico con una potencia peak de $P_{peak} = 5 \text{ kWp}$ compuesto por un total de 20 paneles de Silicio policristalino de 250 Wp cada uno. Se conectan 10 paneles en conexión serie y dos strings en conexión paralela. La configuración y los datos técnicos del generador solar se presentan en la **Figura 25**.

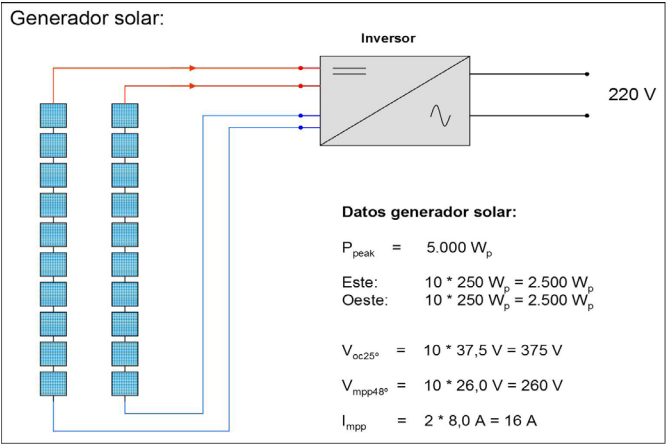


Figura 25. Configuración y datos del generador solar.

Inversor

El inversor utilizado es monofásico, 230 V en corriente alterna y 50 Hz. Posee las dos opciones de operación en conexión a red y operación en isla. Las características principales del inversor se muestran en el Cuadro 4 siguiente.

Cuadro 4. Especificaciones técnicas del inversor.

Inversor	NEDAP - Powerrouter
Modelo	PR50SB-BS/S24
Potencia nominal	5000 W
Voltaje, frecuencia	230 V, 50 Hz
Rango voltaje	180 - 264 V, c.a.
Rango frecuencia	45 - 55 Hz
Entrada solar	máx. 5,5 kWp
Seccionador c.c.	integrado
Batería	21 - 31 V, c.c., tipo: plomo-ácido
Controlador de carga/descarga	Integrado

Banco de baterías

El tipo de batería seleccionada asegura una muy larga vida útil; la batería es de tipo OPzV; es una batería gel de libre mantención, marca Sonnenschein. La configuración y los datos técnicos del banco de baterías se presentan en la Figura 26.

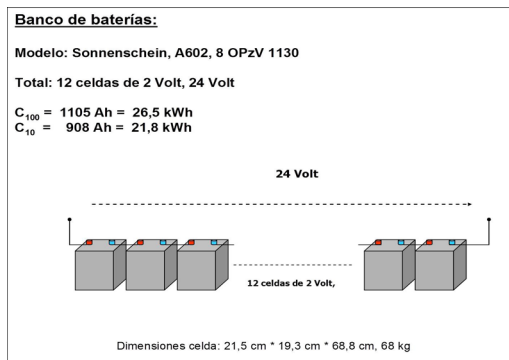


Figura 26. Configuración y especificaciones del banco de baterías.

Tablero eléctrico y equipos de monitoreo básico

La **Figura 27** presenta en forma simplificada el tablero eléctrico entre inversor, empalme a la red y consumo; está compuesto por:

- Interruptores automáticos de 25 A
- Medidores análogos de voltaje
- Medidores de kWh para monitoreo
- Contactor de 50 A para operación en modo isla
- Sensor de corriente



Figura 27. Tablero eléctrico.

4.3 Seguimiento, monitoreo y análisis de datos

Introducción y objetivos de un sistema de monitoreo y seguimiento

En relación a proyectos energéticos, un sistema de monitoreo y seguimiento cumple generalmente una serie de diferentes objetivos. Según las características específicas de cada proyecto el sistema de monitoreo puede ser sencillo y básico o puede incluir varios diferentes sensores y parámetros a medir para analizar el comportamiento del proyecto con más detalle. En términos generales, el monitoreo y seguimiento puede tener los siguientes objetivos:

Realizar la puesta en marcha después de la instalación del proyecto

Una vez instalado el sistema energético, se debería efectuar una puesta en marcha con el fin de verificar el funcionamiento correcto del sistema con todos sus componentes.

Verificar el funcionamiento correcto del sistema

El monitoreo permite verificar en cualquier momento el funcionamiento correcto del sistema energético.

Controlar el consumo de energía

Un monitoreo básico, por ejemplo, puede concentrarse principalmente en la medición del consumo de energía; este monitoreo es sencillo pero muy útil para el usuario para obtener datos reales sobre el uso y consumo de energía.

Observar y monitorear el comportamiento del sistema y componentes a mediano y largo plazo

En el caso de proyectos energéticos que presentan nuevas aplicaciones y/o nuevas tecnologías y componentes se recomienda implementar un monitoreo y seguimiento más detallado con el fin de obtener datos y experiencias reales a mediano y largo plazo, por ejemplo, el comportamiento de baterías, sistemas de riego, etc.

Evaluar el impacto socio-económico del proyecto

En la mayoría de los casos, el monitoreo y seguimiento no solamente enfoca aspectos técnicos sino entrega muchas informaciones sobre el impacto socio-económico del proyecto energético, por ejemplo, impacto en el mejoramiento de la calidad de vida debido al nuevo proyecto energético, la aceptación por parte de los usuarios, aumento de producción e ingresos en una parcela agrícola utilizando nuevos sistemas de bombeo solar, impacto de producción limpia en el sector productivo, etc.

Descripción del sistema de monitoreo

Con el fin de efectuar una evaluación técnica y económica de las instalaciones realizadas se implementó un sistema de monitoreo con énfasis al seguimiento de aplicaciones nuevas; sobre todo se concentró en los sistemas fotovoltaicos con conexión a red con respaldo de baterías que presentan una nueva aplicación de esta tecnología en el país; datos sobre el comportamiento de estos nuevos sistemas actualmente no existen.

Se instaló un registro de datos (datalogger) (**Figura 28**) que registra y archiva en forma automática los siguientes parámetros:

- Irradiancia solar
- Temperatura ambiental
- Voltaje y corriente del generador solar
- Voltaje y corriente del banco de baterías
- Potencia eléctrica a la salida del inversor
- Potencia eléctrica a los circuitos de consumo
- Potencia eléctrica (importación y exportación red)

Los medidores de potencia eléctrica a la salida del inversor, a los circuitos de consumo y a la red (bidireccional) permiten también hacer lecturas de la energía eléctrica correspondiente para registrar estos valores en forma manual.



Figura 28. Datalogger instalado.

La Figura 29 muestra el esquema de monitoreo instalado.

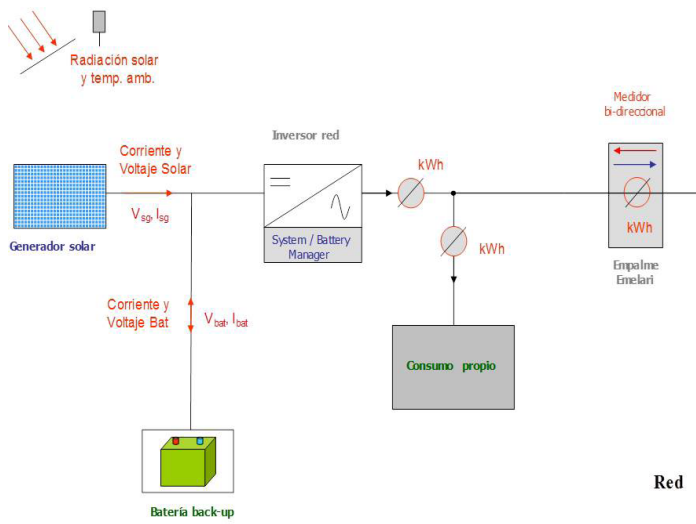


Figura 29. Esquema y parámetros del monitoreo de la Parcela 11.

4.4 Análisis y resultados obtenidos

A continuación, se presentan los principales resultados obtenidos a partir del monitoreo.

Radiación solar

La **Figura 30** muestra la radiación global diaria como valores promedio de cada mes, medida en la superficie inclinada con orientación norte. Los datos medidos presentan valores típicos de la zona; la parcela se encuentra a una distancia de aproximada de 25 km de la costa, es decir, se registra todavía un impacto de la neblina costera en los meses del invierno, aunque no tan considerable comparados con lugares más cercanos a la zona costera. El efecto del invierno altiplánico se puede observar durante el mes de febrero con más días de nubosidad y algunas pocas lluvias.

El valor promedio anual de la radiación global diaria es de:

$G_d, \text{inclin.} = 6,03 \text{ kWh/m}^2\text{día}$ o $G_d, \text{inclin.} = 2.201 \text{ kWh/m}^2\text{año}$

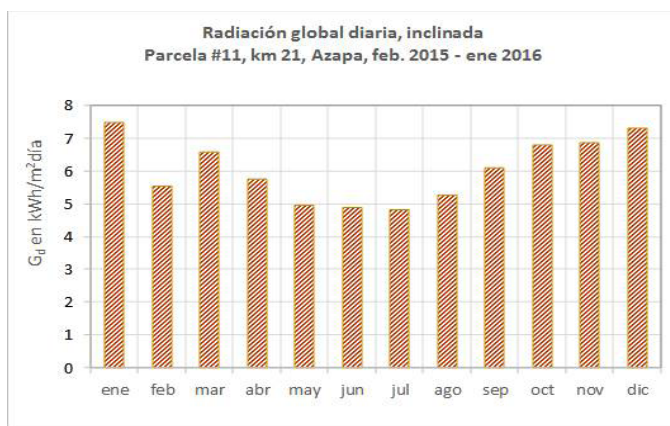


Figura 30. Radiación global diaria.

Generación solar y autoconsumo

La **Figura 31** muestra la generación solar, separada en autoconsumo y exportación a la red, sobre todos los meses del año 2015. La generación eléctrica del generador solar depende en primer lugar de la radiación solar en la superficie inclinada, de la temperatura ambiental (temperatura de las celdas solares) y del estado de limpieza del generador solar.

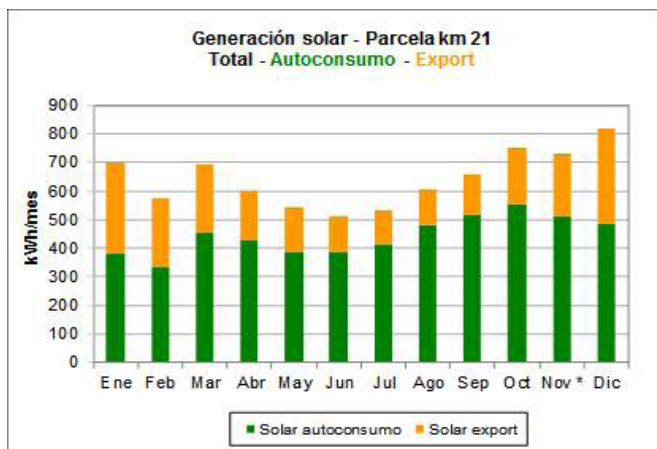


Figura 31. Generación solar, autoconsumo y exportación, 2015.

El valor total de generación eléctrica del sistema solar en el año 2015 es de:

$$E_{\text{el, generación solar, año}} = 7.722 \text{ kWh/año} \quad \text{o} \quad E_{\text{el, generación solar, día}} = 21,16 \text{ kWh/día},$$

Lo cual se divide como promedio anual en un 69% para autoconsumo y un 3 % en exportación a la red. Los detalles de valores mensuales, en porcentaje, se presentan en la **Figura 32**.

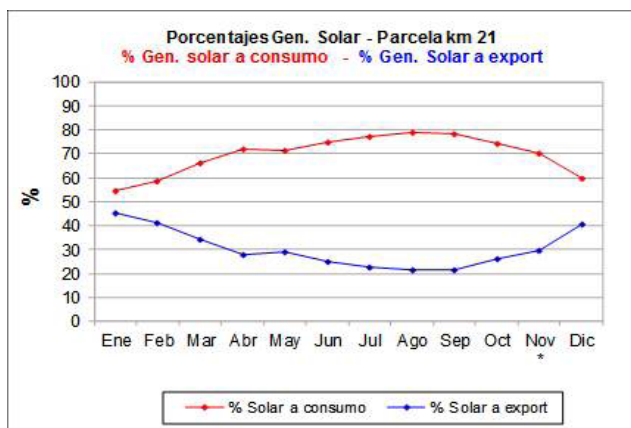


Figura 32. Generación solar, autoconsumo solar e importación en %, 2015.

Los datos registrados del consumo total de energía eléctrica de la parcela se presentan en la **Figura 33**, separado también en autoconsumo del sistema solar e importación de la red.

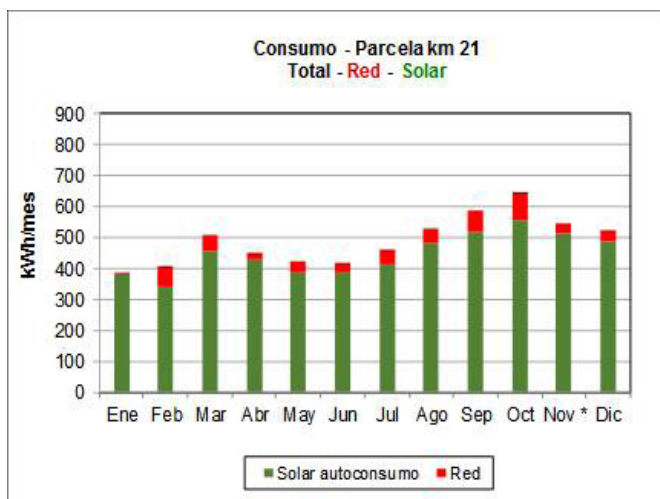


Figura 33. Consumo total, autoconsumo solar e importación, 2015.

El consumo de energía eléctrica varía principalmente durante el año dependiente del uso de las motobombas de riego según el ciclo y estado de plantaciones en la parcela; el consumo baja típicamente en los meses de enero y febrero debido a menos actividades agrícolas; el valor total de consumo en la año 2015 es de:

$$E_{\text{el, consumo, año}} = 6.087 \text{ kWh/año} \quad \text{o} \quad E_{\text{el, consumo, día}} = 16,7 \text{ kWh/día}$$

Debido al uso de un banco de baterías destaca el alto grado de autoconsumo del sistema solar; como promedio anual, un 88% del consumo total registrado proviene del sistema fotovoltaico (Figura 34).

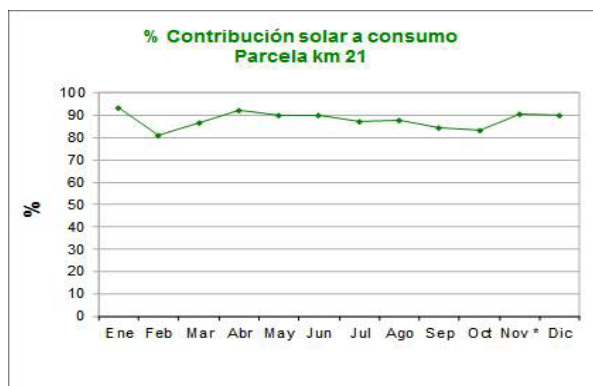


Figura 34. Contribución solar para autoconsumo en %, 2015.

Comportamiento del generador fotovoltaico

El generador solar fotovoltaico está compuesto por un total de 20 paneles de 250 Wp cada uno, instalado en dos strings en conexión paralela con una potencia peak total de $P_p = 5.000$ W.

La **Figura 35** muestra la relación casi lineal entre la irradiancia solar en W/m^2 y la potencia eléctrica en corriente continua a la salida del generador solar.

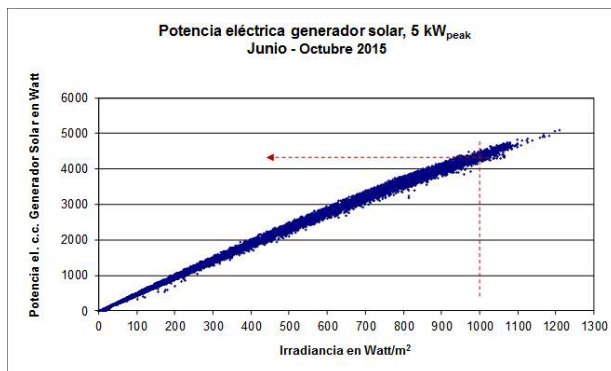


Figura 35. Relación entre irradiancia solar y potencia eléctrica de generador solar.

La potencia eléctrica se puede calcular según la siguiente ecuación:

$$P_{sg,cc} = FC_p * \frac{P_p}{1000 \frac{W^2}{m}} * S$$

FC_p es el factor de corrección que contempla la disminución de la potencia peak respecto a la temperatura de las celdas solares. Este factor varía típicamente en el norte del país entre $0,8 < FC_p < 0,9$. Con los datos medidos, se obtiene:

$$S = 1000 \text{ W/m}^2 \rightarrow P_{sg} = 4.330 \text{ W}$$

$$FC_p = 4.330 \text{ W} / 5.000 \text{ W} = 0,866$$

Eficiencia del banco de baterías y vida útil

Como se mencionó en el capítulo anterior sobre el diseño del sistema fotovoltaico, se utilizó en este sistema un banco de baterías que trabaja en conjunto con el inversor en los dos modos: operación con conexión a red y operación en modo isla. La vida útil de la batería depende del tipo de batería utilizado (calidad) y depende del uso diario lo que se puede medir en la descarga diaria del banco de baterías. Se seleccionó y se instaló un banco de baterías del tipo OPzV, marca Sonnenschein, modelo serie A600 (Sonnenschein, 2013) que destaca por su larga vida útil; gracias al monitoreo implementado, se puede contar a la fecha con los datos de operación del primer año. La **Figura 36** muestra en forma resumida el balance energético del banco de baterías.

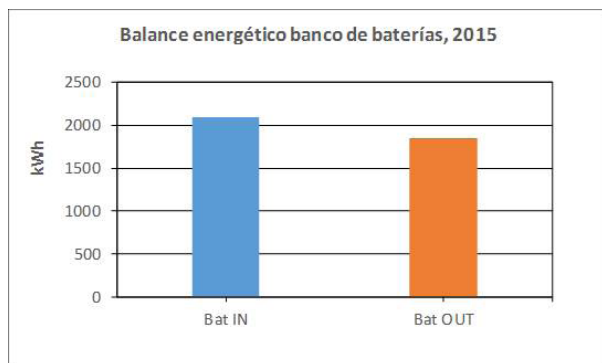


Figura 36. Balance energético del banco de baterías, 2015.

Con los datos registrados se puede calcular una eficiencia promedio del banco de baterías de $\eta_{Bat} = 88,1 \%$, según la siguiente ecuación y datos.

$$\eta_{Bat} = \frac{V_{Bat, out} * I_{Bat, out} * t_{out}}{V_{Bat, in} * I_{Bat, in} * t_{in}} = \frac{1.849 \text{ kWh}}{2.098 \text{ kWh}}$$

$$= 88,1 \%$$

Considerando la capacidad del banco de baterías de C10 = 21,8 kWh y una descarga promedio diaria de 1.849 kWh / 365 días, equivalente a 5,1 kWh / día, se puede calcular un valor promedio de la descarga diaria de 23,4%. Según las curvas de características de ciclos de vida de este tipo de baterías OPzV del fabricante, se puede estimar una vida útil del banco de baterías de:

Ciclos > 5.500, vida útil > 14 años

Conclusiones

El sistema de monitoreo instalado ha entregado a la fecha una serie de datos e informaciones muy útiles para evaluar en detalle el comportamiento del sistema fotovoltaico con conexión a red y uso de banco de baterías. En resumen, destacan los siguientes aspectos:

- El sistema fotovoltaico está funcionando sin problemas técnicos, el inversor opera el sistema en los dos modos conexión a red y modo isla en el caso de corte de luz de la red eléctrica.
- La aceptación por parte del agricultor es muy alta, lo que se manifiesta entre otros aspectos en el uso adecuado del sistema y la limpieza periódica de los paneles solares.

- La demanda de energía eléctrica en la parcela (promedio 16,7 kWh/día) satisface principalmente el sistema fotovoltaico con inversor y el banco de baterías, un 88% del consumo proviene del sistema solar; en consecuencia, la importación de energía eléctrica de la red es mínima.
- El uso de baterías en estos sistemas fotovoltaicos con conexión a red aumenta significativamente el costo de inversión inicial del sistema, especialmente el tipo de baterías utilizado en esta aplicación. Los resultados del monitoreo justifican esta inversión: se puede estimar la vida útil del sistema de acumulación de > 14 años.



CAPÍTULO 5

CONSIDERACIONES ECONÓMICAS PARA PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Marcelo Martínez R.
Ingeniero Agrónomo

5. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS PARA PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Un aspecto esencial a la hora de abordar un proyecto, independiente de la naturaleza de que se trate, es tener a la vista antecedentes que faciliten la toma de decisión para invertir. Uno de los elementos de decisión más utilizados en el análisis factibilidad de un proyecto es la evaluación económica y financiera de éste, la que debe hacerse con la mayor cantidad de información -y lo más reciente posible.

En este capítulo se hace una revisión del mercado de las llamadas energías renovables, específicamente de la tecnología fotovoltaica, de los alcances de una inversión de este tipo, de los precios de los equipos a escala local y de los costos específicos que la energía puede alcanzar en este tipo de proyectos en el norte árido de Chile.

5.1 Marco energético referencial

Los precios de la energía a nivel mundial como también en Chile, están fuertemente influenciados por los mercados de las fuentes de energía primaria, especialmente de la fuentes fósiles (i.e. petróleo, gas, carbón). Durante el siglo XX se han producido continuas alzas en el precio del petróleo. Pero no es sino a partir de la década de 1970 y específicamente a partir de octubre de 1973 que el precio del petróleo comenzó a experimentar una seguidilla de alzas. Hoy cualquier alza en el precio de los combustibles tendrá un efecto en el precio de la energía eléctrica, sobre todo en matrices altamente fosilizadas como la chilena.

En Chile, a febrero de 2016, la capacidad instalada total - considerando los sistemas interconectados Central (SIC), del Norte Grande (SING) y los sistemas eléctricos de Aysén (SEA), Magallanes (SEM), Los Lagos e Isla de Pascua- era de 20.713 MW, correspondiendo un 57,7% de dicha capacidad a termoeléctricas, un 29,8% a centrales hidro y un 12,5% a energías renovables. La generación bruta del SIC y SING en conjunto alcanzó los 5.972 GWh entre febrero de 2015 y febrero de 2016. El costo marginal de la energía en ambos sistemas alcanzó en promedio, a febrero de 2016, los 52,1 USD/MWh, en tanto que el precio de nudo alcanzó los 60,5 USD/MWh (CNE, 2016).

Respecto de las energías renovables no convencionales (ERNC), según el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES) del Ministerio de Energía, la capacidad instalada nacional operativa, a febrero de 2016, era de 2.496 MW, un 88,6% de dicha capacidad en el SIC (2.211 MW), un 10,4% en el SING (260 MW) y un 1% en el SEA (25 MW). Estos aportes corresponden esencialmente a bioenergía, plantas eólicas, plantas solares fotovoltaicas y mini centrales hidro de pasada. En el SING, del total ERNC instalado -a febrero de 2016 (260 MW)-, la energía solar FV representaba un 60%, en tanto que en el SIC aportaba un 26% de la capacidad. Durante febrero de 2016, la generación total de energía de las fuentes ERNC alcanzó a 669 GWh, un 29,4% de dicha generación a partir de biomasa, 25,4% solar FV, 24,0% eólica, 18,7% mini hidro y 2,5% biogás (CIFES, 2016).

5.2 Mercado fotovoltaico

En los últimos años se ha observado una marcada tendencia a la baja de los equipos fotovoltaicos. La tendencia en el mercado mundial, de acuerdo a su curva de aprendizaje, es un descenso sostenido en el costo de los equipos que componen un sistema fotovoltaico, especialmente en lo que dice relación a los módulos fotovoltaicos o paneles y los inversores. En la **Figura 37** se presenta la curva de aprendizaje de los sistemas fotovoltaicos, desde 1987 a 2009, expresada en Euros por vatio peak (EUR/Wp).

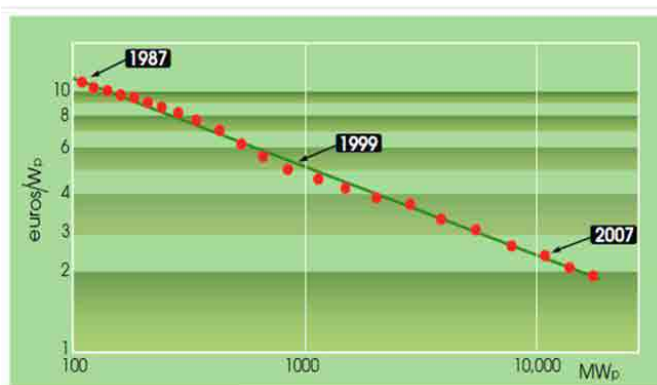


Figura 37. Curva de aprendizaje de la producción acumulada FV.
Fuente: Lynn (2010).

De esta forma, si el costo por Wp de un sistema FV en 1987 era de unos 10 EUR (unos USD 15 a cambio 2015), hacia el año 2009 se proyectaba en menos de 2 EUR (casi USD 3), lo que representa una disminución de hasta ocho veces en el costo de los equipos en poco más de 20 años, ello señala una baja en los equipos a una tasa anual de casi 4%.

En relación a proyectos, el costo de inversión de centrales FV al año 2012 era de 2.110 USD/kW. Este valor se espera descienda a 1.316 USD/kW al año 2020 y a 1.085 USD/kW a 2030 (CTPEE, 2013). En el mercado local, el costo unitario de un sistema FV de 5 kWp -con conexión a red, sin baterías y sin considerar los costos BOS (Balance of System) relativos a la instalación- es en promedio de unos 1,6 USD/Wp, mientras que con baterías el sistema puede superar los 2,4 USD/Wp. En el **Cuadro 5** se presentan algunos valores referenciales del mercado chileno de equipos disponibles para sistemas autónomos (Off-grid) y con conexión a red (On-grid).

Cuadro 5. Precios de equipos en el mercado chileno para sistemas FV On y Off-grid.

Equipo	Característica	n	Precio			Precio
			Min. USD	Máx. USD	Prom. USD	unitario medio USD
Panel	Policristalino 250 W	6	222	309	270	1,08 /W
Inversor	On-grid 5.000 W, 230 Vac, 50 Hz	6	1.546	3.229	2.490	0,50 /W
Inversor	Off-grid 1.500 W, 24(48) Vcc, 230 Vca	6	245	1.159	665	0,44 /W
Regulador	MPPT, 35 A, 24(48) Vcc	6	131	474	264	7,55 /A
Batería	Gel, 220 Ah, (2)12 V	6	364	443	412	1,87 /Ah

Fuente: Elaboración propia (2016), a partir de información disponible en la web. "n" corresponde al tamaño de la muestra de equipos de referencia.

A escala local, INIA en el marco del proyecto "Energía sustentable para agricultura intensiva de zonas áridas y alta radiación solar" (PESA), implementó en el Valle de Azapa tres sistemas FV totalizando 9,5 kW de potencia. El más grande de estos sistemas (de 5 kWp y conectado a la red), tuvo un costo unitario de 3.300 USD/kWp, considerando paneles, inversor y un banco de baterías como sistema de respaldo. Dicho valor se podría reducir casi a la mitad al excluir el banco de baterías, alcanzando de esta forma un costo unitario de 1.770 USD/kWp por el sistema.

Un aspecto no menor al momento de la inversión, y pocas veces considerado, dice relación con los denominados costos BOS (Balance of System), es decir los costos relativos a la instalación, las estructuras soporte, el cableado, etc. Según se reporta en distintos documentos técnicos, estos costos pueden llegar a requerir hasta un 20% o más de inversión extra por este concepto.

En la **Figura 38** siguiente se presentan los costos de cada uno de los tres sistemas FV implementados en el Valle de Azapa por INIA (P11, P52 y P62), los costos promedio del proyecto en su conjunto (PESA) y los costos que es posible observar en el mercado nacional de equipos FV, relativizados en términos de la inversión total.

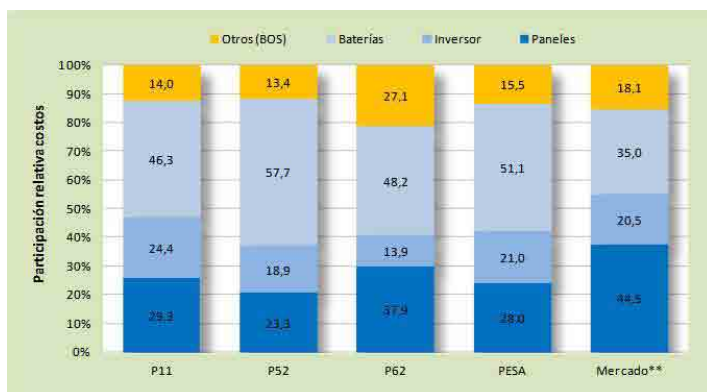


Figura 38. Nivel relativizado de inversiones del proyecto PESA de INIA en el Valle de Azapa.
Fuente: Elaboración propia (2016).

**Mercado corresponde a los precios promedio de equipos a nivel nacional.

Como se evidencia en la figura precedente, existe una marcada diferencia en los costos relativos de los equipos de un sistema a otro, en el mismo proyecto y entre el proyecto (PESA) y el mercado local. Esto se explica por la variación de los precios -en función de proveedor, marca, stock- y por la oportunidad en la adquisición de los mismos. Ahora bien, es claro que la adquisición de un banco de baterías debe considerar, a lo menos, un 35% más de capital para la inversión en un sistema de respaldo.

5.3 Costo nivelado de la energía y paridad de red

El costo nivelado de la energía (CNE o LCOE, por sus siglas en inglés) se establece de la relación entre los costos totales de operación de un sistema de generación eléctrica y los kWh o MWh totales producidos durante la vida útil del proyecto. El LCOE permite realizar comparaciones entre distintos sistemas de generación. El LCOE de fuentes como la solar fotovoltaica se ha estimado entre 0,05 y 0,7 USD/kWh dependiendo de las condiciones ambientales del sitio de proyecto, del tipo de sistema y de los equipos utilizados. En la **Figura 39** se presenta el LCOE promedio y el rango observado en distintas regiones del planeta. Se presenta además el nivel de inversiones -mínimo, promedio y máximo- de proyectos de más de 1 MW de potencia.



Figura 39. Costo nivelado de la energía (LCOE) (USD/kWh) y nivel de inversión (USD/kW) para sistemas FV > 1 MW para distintas regiones del mundo. Fuente: REN21 (2016).

En la zona norte de Chile, un proyecto FV residencial de 5 kW -con baterías- en un horizonte de 25 años alcanzaría un valor del LCOE de 0,25 USD/kWh (165 CL\$/kWh, a 654 CL\$/USD promedio 2015). Ahora bien, si se excluye el sistema de respaldo, dicho valor rondaría los 0,16 USD/kWh (104 CL\$/kWh). Cabe señalar que el precio promedio 2015 de la energía eléctrica de baja tensión para clientes regulados en Arica era de 126 \$/kWh, es decir, 0,19 USD/kWh. Dicho comportamiento hace totalmente competitiva esta tecnología en la zona norte, puesto que es posible alcanzar la paridad de red durante la vida útil del proyecto, esto es a los 8 o 9 años.

Por último, una externalidad positiva de los proyectos FV es su aporte a la reducción de las emisiones de CO₂e por concepto de autoconsumo. De acuerdo al nivel de ahorro alcanzado en un año por la Parcela 11 del Proyecto PESA, se dejarán de emitir unas 102 tCO₂e en 25 años lo que, a un valor social de emisiones de 9,87 USD/tCO₂e (NRDC-ACERA, 2013), representa un menor impacto ambiental cuantificado en poco más de USD 1.000.

LITERATURA CITADA

Capítulo 1

AGROMET. 2016. Red agro-meteorológica INIA. Disponible en: <http://agromet.inia.cl/estaciones.php> Consultado en enero de 2016.

CNE. 2016. Reporte mensual sector energético. Volumen N°13 – Marzo 2016. Santiago, Chile. 26p.

CNE-PNUD-UTFSM. 2008. Irradiancia solar en territorios de la República de Chile – Registro solarimétrico. Comisión Nacional de Energía-Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo-Universidad Técnica Federico Santa María-Global Environment Facility. Santiago, Chile. 26p.

DGA. 1996. Análisis uso actual y futuro de los recursos hídricos de Chile. Informe Final. Dirección General de Aguas, Ministerio de Obras Públicas. Santiago, Chile. 465p.

DGA. 1998. Plan director para la gestión de los recursos hídricos en la cuenca del río San José. Dirección General de Aguas, Ministerio de Obras Públicas. Santiago, Chile. 321p.

DGA. 2004. Diagnóstico y clasificación de los cursos y cuerpos de agua según objetivos de calidad - Cuenca del río Lluta. CADEIDEPE - Dirección General de Aguas, Ministerio de Obras Públicas. Santiago, Chile. 99p.

González, F., A. Riquelme, P. Contreras, P. Mazuela. 2013. Antecedentes generales para la sustentabilidad de la producción hortícola en el valle de Azapa, Arica, Chile. IDESA (Chile) Volumen 31 (4): 119-123.

Hajek E., F. Di Castri. 1975. Bioclimatografía de Chile. Dirección de Investigación de la Vice-Rectoría Académica Universidad Católica de Chile. Santiago, Chile. 224p.

Horvath, A. 2016. La revolución de los territorios y de las energías. Patagonia, aguas, glaciares y borde costero: libros. LOM Ediciones. Santiago, Chile. 206p.

INIA. 1989. Mapa agroclimático de Chile. Instituto de Investigaciones Agropecuarias. Santiago, Chile. 221p.

INE. 2007. VII Censo nacional agropecuario y forestal. Instituto Nacional de Estadísticas. Santiago, Chile.

INE. 2013. Agropecuarias, informe anual 2012. Subdirección de Operaciones, Subdepartamento de Estadísticas Agropecuarias, Departamento de Comunicaciones e Imagen Corporativa. Instituto Nacional de Estadísticas. Santiago, Chile. 163p.

INE. 2016. Medio ambiente – Informe anual 2015. Unidad de Estadísticas del Medio Ambiente. Instituto Nacional de Estadísticas. Santiago, Chile. 201p.

MOP. 2013. Chile cuida su agua – Estrategia Nacional de Recursos hídricos. Dirección General de Aguas, Ministerio de Obras Públicas. Santiago, Chile. 40p.

ODEPA. 2016. Fichas regionales - Información regional 2016. Disponible en: <http://www.odepa.cl/estadisticas/censos-y-catastros/> Consultado: 10 de junio de 2016.

R&Q Ingeniería. 2012. Estudio de impacto ambiental proyecto Embalse Chironta. Capítulo 1 Descripción del proyecto. Santiago, Chile. 79p.

Universidad de Chile - UTA. 1999. Estudio agroclimático del proyecto Arica - Antecedentes para la definición de estrategias productivas. Corporación de Fomento. Facultad de Ciencias Agronómicas, Universidad de Chile. Universidad de Tarapacá. Arica, Chile. 156p.

Universidad de Chile. 2014. Atlas del cambio climático en las zonas de régimen árido y semiárido - Regiones de Coquimbo, Valparaíso y Metropolitana, Chile. Santiago, Chile. 136p.

Verbist K., F. Santibáñez, D. Gabriels, G. Soto. 2010. Atlas of arid and semi arid zones of Latin America and the Caribbean. Documento Técnico N°25. Programa Hidrológico Internacional de la UNESCO para América Latina y El Caribe PHI-LAC. Montevideo, Uruguay. 48p.

Capítulo 2

AChEE. Guías, Manuales de Eficiencia Energética. Agencia Chilena de Eficiencia Energética. Disponible en: www.acee.cl/biblioteca

Ministerio de Energía. 2015. Energía 2050 - Política Energética de Chile. Disponible en: www.energia.gob.cl

Capítulo 3

NES. MODAS Datalogger Series 1632. Handbook and specifications. Alemania.

Schmidt, R. 2012. Aplicaciones de energía solar fotovoltaica – Diseño, implementación, experiencias. Arica, Chile. 236p.

Sonnenschein. 2013. Industrial Batteries A600 Series - Catalog and product specifications.

Capítulo 4

CIFES. 2016. Reporte CIFES. Energías renovables en el mercado eléctrico chileno – Marzo 2016. Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES). Ministerio de Energía. Santiago, Chile. 8p.

CNE. 2016. Reporte mensual sector energético. Volumen N°13 – Marzo 2016. Santiago, Chile. 26p.

CTPEE. 2013. Escenarios energéticos Chile 2030 - Visiones y temas clave para la matriz eléctrica. Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos 2030. Santiago, Chile. 109p.

Lynn, P. 2010. Electricity from sunlight - An introduction to photovoltaics. John Wiley & Sons Ltd. West Sussex, Reino Unido. 289p.

NRDC-ACERA. 2013. Beneficios económicos de energías renovables no convencionales en Chile – Derribando algunos mitos. Natural Resources Defense Council (NRDC)-Asociación Chilena de Energías Renovables (ACERA). Nueva York, EEUU. 53p.

REN21. 2016. Renewables 2016 – Global status report. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Paris, Francia. 271p.

