



*Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Buenos Aires*



UTN.BA
ESCUELA DE
POSGRADO

**TESIS DE MAESTRÍA
EN ENERGÍAS RENOVABLES
MENCIÓN SOLAR**

**COMPARACIÓN DEL DESEMPEÑO REAL,
P50 INFORMADO Y P50 ESTIMADO CON
DATOS DE IRRADIACIÓN MEDIDOS EN
TIERRA, DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS EN
ARGENTINA ADJUDICADAS EN RONDAS 1
Y 1.5 DEL PROGRAMA RENOVAR**

Autor: Ing. Mariano Germán González
Directora de tesis: Dra. Ing. Anahí Lanson
Co-Director de tesis: Mg. Ing. Agustín Caferra

Buenos Aires – agosto 2021

A mi familia

A Aye

Con especial agradecimiento a todas las personas y empresas que me ayudaron y colaboraron en la realización de este trabajo: Ayelén Ventimiglia, Juliana Ramos, Victoria Mainini, Mariana Merlo, Hugo Grossi Gallegos, Raúl Righini, María Eugenia Ivanissevich, Sofía Soria, Breno Nunes Chas, Marisol Osman, Diego Werner, Facundo Papa, Fernando Mateo, Marcos Tanaka, Marcos Botella, Miguel Haluza, Alejandro Burlot, IEASA, Goes Green S.R.L., Aires Renewables S.A.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

LISTA DE TABLAS	I
LISTA DE FIGURAS	III
LISTA DE ECUACIONES	V
LISTA DE ABREVIACIONES	VII
RESUMEN	IX
ABSTRACT	XI
SECCIÓN I: INTRODUCCIÓN, HIPÓTESIS Y OBJETIVOS	1
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO.....	3
1.1.1 <i>Explotación de la energía Solar Fotovoltaica</i>	3
1.1.2 <i>Aprovechamiento de la tecnología SFV</i>	5
1.1.3 <i>Desarrollo de la tecnología SFV</i>	7
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	9
1.3 FUNDAMENTACIÓN.....	12
1.4 MARCO REGULATORIO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA (1998-2015).....	15
1.4.1 <i>Ley 25.019</i>	15
1.4.2 <i>Ley 26.190</i>	15
1.4.3 <i>Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° 001/2009 – Programa GENREN</i>	18
1.4.4 <i>Resolución Secretaría de Energía N° 108/2011</i>	21
1.4.5 <i>Resultados primeras experiencias solar fotovoltaicas de gran escala en Argentina</i>	24
1.5 PROGRAMA RENOVAR Y MATER (2015 – 2020).....	33
1.5.1 <i>Ley 27.191</i>	33
1.5.2 <i>Programa RenovAr</i>	35
1.6 REFLEXIONES SOBRE LA EXPANSIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA.....	44
2 HIPÓTESIS Y OBJETIVOS	47
SECCIÓN II: MATERIALES Y MÉTODOS	49
3 METODOLOGÍA – NORMA IEC 61724-3	51
3.1 IEC 61724-3: ALCANCE Y PROCEDIMIENTO.....	51
3.2 IEC 61724-3: INDICADORES DE RENDIMIENTO.....	54
3.2.1 <i>Índice de Rendimiento de Energía (EPI, Energy Performance Index)</i>	54
3.2.2 <i>Factor de Capacidad (FC)</i>	54
3.2.3 <i>Performance Ratio (PR)</i>	55
3.2.4 <i>APLICACIÓN DE LA NORMA AL CASO DE ESTUDIO</i>	55
3.3 ERROR RELATIVO, RMSE Y R ²	57
3.4 COEFICIENTE DE DESIGUALDAD DE THEIL.....	59
3.5 TEST DE YUEN-WELCH.....	61

4	PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA	63
4.1	PROPABILIDAD DE EXCEDENCIA.....	64
4.1.1	<i>MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN NORMAL.....</i>	<i>64</i>
4.1.2	<i>MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD EMPÍRICA</i>	<i>68</i>
4.2	AÑO METEOROLÓGICO TÍPICO (TMY).....	69
5	REPORTE DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (RPE).....	73
5.1	ESTRUCTURA DE UN RPE.....	73
6	BASES DE DATOS METEOROLÓGICAS.....	79
6.1	SOLARGIS.....	79
6.2	METEONORM (METEOTEST)	83
6.3	3TIER (VAISALA).....	87
6.4	CONSIDERACIONES SOBRE SATÉLITES GEOESTACIONARIOS.....	90
6.5	ATLAS SOLAR DE LA REPÚBLICA ARGENTINA Y DATOS DEL SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL.....	91
6.5.1	<i>EVALUACIÓN A NIVEL DE SUPERFICIE DE LA RADIACIÓN GLOBAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA – TESIS DOCTORAL DE HUGO GROSSI GALLEGOS.....</i>	<i>92</i>
6.5.2	<i>IRRADIACIÓN DE PROYECTOS RENOVAR SEGÚN ATLAS SOLAR</i>	<i>96</i>
6.5.3	<i>OTROS DATOS METEOROLÓGICOS.....</i>	<i>96</i>
6.5.4	<i>RESUMEN METEOROLÓGICO POR PROYECTOS RENOVAR SEGÚN ATLAS SOLAR Y SMN</i>	<i>96</i>
7	ANÁLISIS DE GENERACIÓN DE LOS PROYECTOS RENOVAR.....	99
7.1	PUESTA A PUNTO, FUERA DE SERVICIO Y PROBLEMAS EN LA RED DE TRANSMISIÓN	100
7.1.1	<i>MEDIDAS ADOPTADAS PARA AJUSTAR LAS CURVAS DE ENERGÍA MEDIDA</i>	<i>104</i>
7.2	PROCEDIMIENTO TÉCNICO N°11	105
7.3	EL NIÑO / OSCILACIÓN DEL SUR (ENOS)	105
7.4	PROYECTOS RENOVAR: PRIMER AÑO DE PRODUCCIÓN.....	110
8	SIMULACIONES CON DATOS DE TIERRA: ATLAS SOLAR Y SMN.....	115
8.1	CONFIGURACIÓN DE MODELOS EN PV _{SYSTEM}	115
8.1.1	<i>PARÁMETROS DE DISEÑO.....</i>	<i>116</i>
8.1.2	<i>CRITERIOS DEL USUARIO</i>	<i>117</i>
8.2	RESULTADOS DE LAS PREVISIONES CON DATOS DE TIERRA (PDT).....	118
SECCIÓN III: RESULTADOS Y CONCLUSIONES		123
9	RESULTADOS.....	125
10	CONCLUSIONES	131
11	RECOMENDACIONES O CONSIDERACIONES PARA EL FUTURO	133
12	BIBLIOGRAFÍA.....	135
A.1	ANEXO I: MAPAS.....	142
	PROYECTOS RENOVAR	142

RED SOLARIMÉTRICA ARGENTINA.....	143
ESTACIONES DEL SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL (SMN).....	144
SÍNTESIS: PROYECTOS Y ESTACIONES	145
A.2 ANEXO II: DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS PROYECTOS RENOVAR	146
A.3 ANEXO III: VALORES MENSUALES DE VARIABLES METEOROLÓGICAS POR PROYECTO RENOVAR.....	152
A.4 ANEXO IV: ENERGÍA MEDIDA DE PROYECTOS RENOVAR PARA PRIMER AÑO DE PRODUCCIÓN REAL	158
A.5 ANEXO V: PÉRDIDAS DE SISTEMAS SOLAR FOTOVOLTAICOS.....	162
A.6 ANEXO VI: VERIFICACIÓN DE RÉPLICAS DE MODELOS DE ENERGÍA PREVISTA RPE	166
A.7 ANEXO VII: DISTRIBUCIÓN DE ERROR E% MENSUAL RPE Y PDT POR PROYECTO RENOVAR.....	172

LISTA DE TABLAS

TABLA 1-1 - COMPARACIÓN DE POTENCIAL FOTOVOLTAICO ENTRE ALEMANIA Y ARGENTINA.....	6
TABLA 1-2 - POTENCIA INSTALADA DE ENERGÍAS RENOVABLES - LEY 25.019.	15
TABLA 1-3 - MATRIZ DE ENERGÍA ELÉCTRICA ARGENTINA 2006/2007.....	16
TABLA 1-4 - POTENCIA LICITADA EN EL PROGRAMA GENREN.....	18
TABLA 1-5 - ESTADO DE SITUACIÓN DE PROYECTOS ADJUDICADOS EN EL PROGRAMA GENREN.....	20
TABLA 1-6 - ESTADO DE SITUACIÓN DE PROYECTOS ADJUDICADOS EN LPNI ENARSA N°01/2010.	21
TABLA 1-7 - RESULTADOS CPP N°5/2011.....	21
TABLA 1-8 - ESQUEMA DE RESOLUCIÓN SE 108/2011.	22
TABLA 1-9 - PROYECTOS APROBADOS BAJO RESOLUCIÓN SE 108/2011.....	24
TABLA 1-10 - CARACTERIZACIÓN DE P.S. CAÑADA HONDA I.....	25
TABLA 1-11 - CARACTERIZACIÓN DE P.S. CAÑADA HONDA II.....	26
TABLA 1-12 - CARACTERIZACIÓN DE P.S. LA CHIMBERA I.....	27
TABLA 1-13 – GENERACIÓN POR MW INSTALADO INFORMADO PARA LOS PROYECTOS CAÑADA HONDA II Y LA CHIMBERA I.	30
TABLA 1-14 - POTENCIA LICITADA POR TECNOLOGÍA EN EL PROGRAMA RENOVAR RONDA 1.	36
TABLA 1-15 - CONDICIONES PARA PRESENTARSE EN EL PROGRAMA RENOVAR RONDA 1.	36
TABLA 1-16 - ADJUDICACIÓN DE PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICOS EN PROGRAMA RENOVAR RONDA 1.....	41
TABLA 1-17 - ADJUDICACIÓN DE PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICOS BAJO RES. MEYM 202/2016.....	41
TABLA 1-18 - POTENCIA LICITADA EN EL PROGRAMA RENOVAR RONDA 1.5.....	42
TABLA 1-19 – ADJUDICACIÓN DE PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICOS EN PROGRAMA RENOVAR RONDA 1.5.....	42
TABLA 1-20 – PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICOS EN OPERACIÓN EN EL MARCO DE RES. MEYM 281/2017 (MATER) AL 31/03/2021	44
TABLA 3-1 - EJEMPLO DE CÁLCULO DE IEPR.....	56
TABLA 3-2 - EJEMPLO DE CÁLCULO DE LOS ERRORES E% Y D%.....	58
TABLA 4-1 - ECUACIONES PARA EL CÁLCULO DE P50, P75, P90 Y P99.....	67
TABLA 4-2 - CARACTERÍSTICAS DE DIFERENTES MÉTODOS DE GENERACIÓN DE TMY.....	70
TABLA 4-3 - DIFERENCIAS ENTRE BUENAS PRÁCTICAS Y PRÁCTICAS ESTÁNDAR PARA GENERAR TMY.....	71
TABLA 6-1 - CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS DATOS DEL RECURSO SOLAR DE SOLARGIS.....	80
TABLA 6-2 - FUENTES DE INFORMACIÓN DE VAISALA.	89
TABLA 6-3 - ESTACIONES Y CANTIDAD DE MUESTRAS UTILIZADAS POR HUGO GROSSI GALLEGOS.....	93
TABLA 6-4 - CODIFICACIÓN DE PROYECTOS RENOVAR.....	97
TABLA 6-5 - RESUMEN METEOROLÓGICO ANUAL DE LOS PROYECTOS RENOVAR SEGÚN ATLAS SOLAR Y SMN.....	97
TABLA 7-1 - INDISPONIBILIDADES DE LOS PROYECTOS RENOVAR.....	103
TABLA 7-2 - AJUSTE DE ENERGÍA MEDIDA EN BASE A ENS POR INDISPONIBILIDADES.....	104
TABLA 7-3 – ENS DURANTE EL AÑO 2018 POR LOS PROYECTOS RENOVAR INFORMADOS EN LOS PT N°11 (MWH).....	105
TABLA 7-4 – ENS DURANTE EL AÑO 2019 POR LOS PROYECTOS RENOVAR INFORMADOS EN LOS PT N°11 (MWH).....	105
TABLA 7-5 - ENS DURANTE EL AÑO 2020 POR LOS PROYECTOS RENOVAR INFORMADOS EN LOS PT N°11 (MWH).....	105
TABLA 7-6 - OCURRENCIA DEL ENOS EN EL PERÍODO ANALIZADO.....	106

TABLA 7-7 - IMPACTO DE EL NIÑO EN LOS PROYECTOS RENOVAR.....	107
TABLA 7-8 - IMPACTO DE LA NIÑA EN LOS PROYECTOS RENOVAR.....	107
TABLA 7-9 - POTENCIAL IMPACTO POR VARIACIÓN DE TEMPERATURA PROVOCADO POR EL ENOS EN EL RENDIMIENTO DE LOS PROYECTOS RENOVAR.....	109
TABLA 8-1 - FUENTE DE DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS: SOFTWARE (PVSYST), ESPECIFICACIONES TÉCNICAS (FABRICANTE) Y DEFINIDO POR EL USUARIO (ESTIMADO).	117
TABLA 9-1 – RESULTADOS ANUALES DE R2, IEPR Y Δ%	125
TABLA 9-2 – RMSE DE LOS PROYECTOS RENOVAR. RPE Y PDT	127
TABLA 9-3 – COEFICIENTE DE DESIGUALDAD DE THEIL JUSTO A SUS PROPORCIONES PARA LAS PREVISIONES DE ENERGÍA RPE Y PDT DE LOS PROYECTOS RENOVAR	127
TABLA 9-4 - RESULTADOS DE TEST DE YUEN-WELCH CON $\gamma = 20\%$ Y $\alpha = 5\%$ PARA DETERMINACIÓN DE DIFERENCIAS SIGNIFICATIVAS ENTRE PREVISIONES DE ENERGÍA RPE Y PDT.....	129
TABLA 11-1 - VARIACIÓN INTERANUAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ENTRE PRIMER Y SEGUNDO AÑO DE PRODUCCIÓN DE PROYECTOS RENOVAR.....	133

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1-1 - CAPACIDAD INSTALADA DE SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO 2000-2020.....	4
FIGURA 1-2 - NUEVAS INVERSIONES GLOBALES EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 2005-2019.....	4
FIGURA 1-3 - A) NUEVA CAPACIDAD INCORPORADA A LA RED EN 2020 POR TECNOLOGÍA. B) PARTICIPACIÓN DE LAS RENOVABLES EN CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA EN EL MUNDO 2015-2020.....	5
FIGURA 1-4 - PARTICIPACIÓN FOTOVOLTAICA PER CÁPITA EN 2018.....	6
FIGURA 1-5 - IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL MUNDIAL.....	6
FIGURA 1-6 - COMPARACIÓN DEL CAPEX, FACTOR DE CAPACIDAD Y LCOE DE LA TECNOLOGÍA SFV 2010-2020.....	7
FIGURA 1-7 - CUMPLIMIENTO DE ENERGÍA COMPROMETIDA (P90) DE PROYECTOS RENOVAr DURANTE PRIMER AÑO DE OPERACIÓN. ...	11
FIGURA 1-8 - GENERACIÓN ANUAL DE P.S. CAÑADA HONDA I RESPECTO A LA ENERGÍA PREVISTA (P50) PARA LOS PRIMEROS CUATRO AÑOS DE OPERACIÓN	25
FIGURA 1-9 - GENERACIÓN ANUAL DE P.S. CAÑADA HONDA II RESPECTO A LA ENERGÍA PREVISTA (P50) PARA LOS PRIMEROS CUATRO AÑOS DE OPERACIÓN	26
FIGURA 1-10 - GENERACIÓN ANUAL DE P.S. LA CHIMBERA I RESPECTO A LA ENERGÍA PREVISTA (P50) PARA LOS PRIMEROS CUATRO AÑOS DE OPERACIÓN	27
FIGURA 1-11 - CARACTERIZACIÓN DE P.S. SAN JUAN I.....	31
FIGURA 1-12 - GENERACIÓN ANUAL DE P.S. SAN JUAN I RESPECTO A LA ENERGÍA PREVISTA (P50) PARA LOS PRIMEROS CUATRO AÑOS DE OPERACIÓN	32
FIGURA 1-13 - ESQUEMA DE CONTRATOS Y GARANTÍAS DEL PROGRAMA RENOVAr.....	37
FIGURA 1-14 - RELACIÓN DE LOS ACTORES EN EL PROGRAMA RENOVAr.	37
FIGURA 3-1 - ESQUEMA RELACIONES ENTRE ENERGÍA PREVISTA, ESPERADA Y MEDIDA PARA MOSTRAR CÓMO EL MODELO ES APLICADO CONSISTENTEMENTE A DATOS HISTÓRICOS Y MEDIDOS.....	53
FIGURA 4-1 - CURVA CARACTERÍSTICA DE UNA DISTRIBUCIÓN NORMAL	65
FIGURA 4-2 - TRANSFORMACIÓN DE $X \sim N(\mu, \sigma^2)$ A $Z \sim N(0,1)$ PARA CONOCER EL ÁREA BAJO LA CURVA ENTRE x_1 Y x_2	66
FIGURA 4-3 - REPRESENTACIÓN DEL P50 Y P90 EN UNA CURVA NORMAL	67
FIGURA 4-4 - REPRESENTACIÓN DEL P50, P75, P90 Y P99 EN UNA DISTRIBUCIÓN NORMAL.	67
FIGURA 5-1 - PARTICIPACIÓN DE MERCADO DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	76
FIGURA 6-1 - DISTRIBUCIÓN DE LA RESOLUCIÓN TEMPORAL Y COBERTURA DE SOLARGIS.	80
FIGURA 6-2 - VARIABLES DE ENTRADA Y MODELOS UTILIZADOS POR SOLARGIS.	81
FIGURA 6-3 – UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE ESTACIONES METEOROLÓGICAS DE SOLARGIS	82
FIGURA 6-4 - MAPA DE GHI DE SOLARGIS.....	83
FIGURA 6-5 - SATÉLITES GEOESTACIONARIOS UTILIZADOS POR METEONORM.	84
FIGURA 6-6 – UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE ESTACIONES METEOROLÓGICAS DE METEONORM.....	85
FIGURA 6-7 - VARIABLES DE ENTRADA Y MODELOS UTILIZADOS POR METEONORM.	86
FIGURA 6-8 - MAPA DE GHI DE METEOTEST.	86
FIGURA 6-9 - VARIABLES DE ENTRADA Y MODELOS UTILIZADOS POR VAISALA.	88
FIGURA 6-10 - MAPA DE GHI DE 3TIER (VAISALA).	90
FIGURA 6-11 - UBICACIÓN DE PROYECTOS RENOVAr EN ATLAS SOLAR REPRESENTADO EN QGIS.....	96
FIGURA 7-1 - EJEMPLO DE VALORES MENSUALES ENERGÍA MEDIDA Y PREVISTA EN GRÁFICO DE LÍNEA.....	100

FIGURA 7-2 - EJEMPLO DE VALORES MENSUALES ENERGÍA MEDIDA Y PREVISTA EN GRÁFICO DE DISPERSIÓN	100
FIGURA 7-3 - VARIACIONES DE GENERACIÓN INTERANUALES MENSUALES DE LOS PROYECTOS RENOVAR	101
FIGURA 7-4 - PRECIPITACIONES REGISTRADAS EN MENDOZA PARA OCTUBRE Y NOVIEMBRE 2020	108
FIGURA 7-5 - PRECIPITACIONES REGISTRADAS EN MENDOZA PARA ENERO Y FEBRERO 2021	108
FIGURA 7-6 - VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA DE MÓDULOS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA AMBIENTE Y LA IRRADIANCIA	109
FIGURA 7-7 - P.S. PASIP: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	110
FIGURA 7-8 - P.S. CAFAYATE: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	110
FIGURA 7-9 - P.S. CALDENES DEL OESTE: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	110
FIGURA 7-10 - P.S. FIAMBALÁ: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	111
FIGURA 7-11 - P.S. LAS LOMITAS: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	111
FIGURA 7-12 - P.S. SAUJIL: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	111
FIGURA 7-13 - P.S. ULLUM N2: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	112
FIGURA 7-14 - P.S. ULLUM N1: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	112
FIGURA 7-15 - P.S. ULLUM 4: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	112
FIGURA 7-16 - P.S. LA CUMBRE: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	113
FIGURA 7-17 - P.S. ULLUM3: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	113
FIGURA 7-18 - P.S. IGLESIA-GUAÑIZUIL: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	113
FIGURA 7-19 - P.S. TINOGASTA: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	114
FIGURA 7-20 - P.S. NONOGASTA: ENERGÍA RPE Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	114
FIGURA 8-1 - INTERFASE DE USUARIO DEL PVSYST	116
FIGURA 8-2 - P.S. PASIP: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	118
FIGURA 8-3 - P.S. CAFAYATE: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	118
FIGURA 8-4 - P.S. CALDENES DEL OESTE: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	119
FIGURA 8-5 - P.S. FIAMBALÁ: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	119
FIGURA 8-6 - P.S. LAS LOMITAS: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	119
FIGURA 8-7 - P.S. SAUJIL: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	120
FIGURA 8-8 - P.S. ULLUM N2: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	120
FIGURA 8-9 - P.S. ULLUM N1: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	120
FIGURA 8-10 - P.S. ULLUM 4: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	121
FIGURA 8-11 - P.S. LA CUMBRE: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	121
FIGURA 8-12 - P.S. ULLUM3: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	121
FIGURA 8-13 - P.S. IGLESIA-GUAÑIZUIL: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	122
FIGURA 8-14 - P.S. TINOGASTA: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	122
FIGURA 8-15 - P.S. NONOGASTA: ENERGÍA PDT Y ENERGÍA MEDIDA DEL AÑO 1 DE PRODUCCIÓN	122
FIGURA 9-1 - DIAGRAMA DE CAJA Y BIGOTE DE ERRORES e% Y Δ% MENSUALES (TODOS LOS PROYECTOS)	126
FIGURA 9-2 – DIAGRAMA DE DISPERSIÓN DE ENERGÍA PREVISTA RPE Y PDT RESPECTO A LA ENERGÍA MEDIDA	128
FIGURA 11-1 - CUMPLIMIENTO DE ENERGÍA COMPROMETIDA (P90) DE PROYECTOS RENOVAR DURANTE SEGUNDO AÑO DE OPERACIÓN.	133

LISTA DE ECUACIONES

ECUACIÓN 3-1 - ÍNDICE DE RENDIMIENTO DE ENERGÍA	54
ECUACIÓN 3-2 - FACTOR DE CAPACIDAD	54
ECUACIÓN 3-3 - PERFORMANCE RATIO	55
ECUACIÓN 3-4 - ÍNDICE DE ENERGÍA PREVISTA	56
ECUACIÓN 3-5 - ERROR RELATIVO E%.....	57
ECUACIÓN 3-6 - ERROR RELATIVO D%.....	57
ECUACIÓN 3-7 - ERROR CUADRÁTICO MEDIO (RMSE).....	58
ECUACIÓN 3-8 - ADAPTACIÓN DEL RMSE AL CASO DE ESTUDIO	58
ECUACIÓN 3-9 - COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN R ²	59
ECUACIÓN 3-10 - COEFICIENTE DE DESIGUALDAD DE THEIL.....	59
ECUACIÓN 3-11 – PROPORCIÓN DE SESGO DEL COEFICIENTE DE DESIGUALDAD DE THEIL.....	60
ECUACIÓN 3-12 - PROPORCIÓN DE VARIANZA DEL COEFICIENTE DE DESIGUALDAD DE THEIL.....	60
ECUACIÓN 3-13 - PROPORCIÓN DE COVARIANZA DEL COEFICIENTE DE DESIGUALDAD DE THEIL	60
ECUACIÓN 3-14 - RELACIÓN ENTRE LAS PROPORCIONES DEL COEFICIENTE DE DESIGUALDAD DE THEIL	60
ECUACIÓN 3-15 - ADAPTACIÓN DEL RMSE PARA EL TEST DE YUEN-WELCH	61
ECUACIÓN 3-16 - NÚMERO DE OBSERVACIONES TRUNCADAS DE CADA COLA PARA EL TEST DE YUEN-WELCH	61
ECUACIÓN 3-17 - NÚMERO DE OBSERVACIONES PARA EL TEST DE YUEN-WELCH LUEGO DEL TRUNCAMIENTO	61
ECUACIÓN 3-18 - ESTADÍSTICO DE YUEN-WELCH	61
ECUACIÓN 3-19 - GRADOS DE LIBERTAD PARA EL TEST DE YUEN-WELCH	62
ECUACIÓN 3-20 - INTERVALO DE CONFIANZA PARA EL TEST DE YUEN-WELCH	62
ECUACIÓN 3-21 - CRITERIOS DE ACEPTACIÓN DE LA HIPÓTESIS NULA EN EL TEST DE YUEN-WELCH	62
ECUACIÓN 4-1 - GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR UN MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO	63
ECUACIÓN 4-2 - FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD	64
ECUACIÓN 4-3 - ESPERANZA DE UNA V.A.C.	64
ECUACIÓN 4-4 - NORMALIZACIÓN DE UNA VARIABLE	65
ECUACIÓN 4-5 - ÁREA BAJO LA CURVA NORMAL DE PROBABILIDAD	65
ECUACIÓN 4-6 - FUNCIÓN ACUMULATIVA UNA LA DISTRIBUCIÓN NORMAL	66
ECUACIÓN 4-7 - FUNCIÓN ACUMULATIVA DE UNA DISTRIBUCIÓN NORMAL PARA CALCULAR P90.....	66
ECUACIÓN 4-8 - CÁLCULO DE P90.....	66
ECUACIÓN 4-9 - INCERTIDUMBRE ASOCIADA A UN MODELO DE PREDICCIÓN	68
ECUACIÓN 4-10 - DETERMINACIÓN DE LA DESVIACIÓN ESTÁNDAR A PARTIR DE LA INCERTIDUMBRE.	68
ECUACIÓN 7-1 - VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA DE MÓDULOS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA AMBIENTE Y LA IRRADIANCIA	109

LISTA DE ABREVIACIONES

Atlas Solar	Atlas Solar de la República Argentina
CAE	Contrato de Abastecimiento de Energía
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA
CAPEX	Costo de Capital
ENARSA	Energía Argentina S.A.
Energía PDT	Energía Prevista según PDT
Energía RPE	Energía Prevista según RPE
FC	Factor de Capacidad
FODER	Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables
G	Irradiancia
GHI	Irradiancia Global Horizontal
IEPr	Índice de Previsión de Energía
IEASA	Integración Energética Argentina S.A.
kW	Kilo Watt
kWh	Kilo Watt hora
LCOE	Costo Nivelado de la Electricidad
MATER	Mercado a Término de Energías Renovables
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEyM	Ministerio de Energía y Minería
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt hora
PBC	Pliego de Bases y Condiciones
PDT	Previsión con Datos de Tierra
PR	Performance Ratio
Proyectos RenovAr	Parques SFV, adjudicados en el Programa RenovAr que entraron en operación en los años 2018 y 2019 (Proyectos RenovAr)
RENPER	Registro Nacional de Proyectos de Energías Renovables
RPE	Reporte de Producción de Energía
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SFV	Solar Fotovoltaico
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
TMY	Año Meteorológico Típico
U	Coefficiente de Desigualdad de Theil
U ^C	Proporción de Covarianza del Coeficiente de Desigualdad de Theil
U ^M	Proporción de Sesgo del Coeficiente de Desigualdad de Theil
U ^S	Proporción de Varianza del Coeficiente de Desigualdad de Theil
USD	Dólar estadounidense

RESUMEN

En 2016 Argentina implementó el Programa RenovAr buscando incrementar la participación de energías renovables en su matriz energética. Sin embargo, de 14 parques solares fotovoltaicos en operación, 10 no cumplieron con su Energía Comprometida en su primer año de producción. En este trabajo se analizaron los Reportes de Producción de Energía (RPE) de cada parque en cuanto a la energía mensual prevista con probabilidad de excedencia del 50% (P50). Se replicaron los pronósticos de cada RPE utilizando el mismo modelo de cálculo (PVsyst) reemplazando las bases de datos satelitales utilizadas por bases de mediciones en tierra del Atlas Solar y el Servicio Meteorológico Nacional (PDT). Se compararon los RPE y PDT mensuales de los 14 parques para verificar si presentan diferencias significativas utilizando el Índice de Energía Prevista, Error Relativo, R2, RSME, Coeficiente de Desigualdad de Theil (U) y Test de Yuen-Welch.

El Test de Yuen-Welch determinó que no existen diferencias significativas entre RPE y PDT en los parques de las provincias de San Juan, San Luis y Mendoza; mientras que sí existen en los de Salta, La Rioja y Catamarca. Por su lado, la proporción de sesgo de U indica que los pronósticos presentan errores sistemáticos que deberían revisarse.

PALABRAS CLAVE: Energía Solar Fotovoltaica. Irradiancia. Datos Meteorológicos. Energía Prevista. Programa RenovAr

ABSTRACT

In 2016, Argentina implemented the RenovAr Program seeking to increase the participation of renewable energies in the energy matrix. However, out of the 14 operating photovoltaic solar parks, 10 did not comply with their energy committed targets during the first year.

This paper analyzes the Energy Production Reports (EPR) of each park in terms of the monthly expected energy with a 50% probability of exceeding (P50). Forecasts of each RPE are replicated using the same calculation model (PVsyst), replacing the satellite databases used by ground measurement bases of the Solar Atlas and the National Meteorological Service (PDT). In addition, monthly RPE and PDT of the 14 solar parks are compared in order to verify the existence of significant differences using the Predicted Energy Index, Relative Error, R2, RSME, Theil's Inequality Coefficient (U) and the Yuen-Welch Test.

Yuen-Welch Test determined that there are no significant differences between RPE and PDT in San Juan, San Luis and Mendoza parks; while they do exist in those on Salta, La Rioja and Catamarca. U bias proportion indicates that forecasts present systematic errors that should be reviewed.

KEYWORDS: Solar Photovoltaic Energy. Irradiance. Meteorological Data. Predicted Energy. RenovAr Program.

SECCIÓN I: INTRODUCCIÓN, HIPÓTESIS Y OBJETIVOS

1. INTRODUCCIÓN

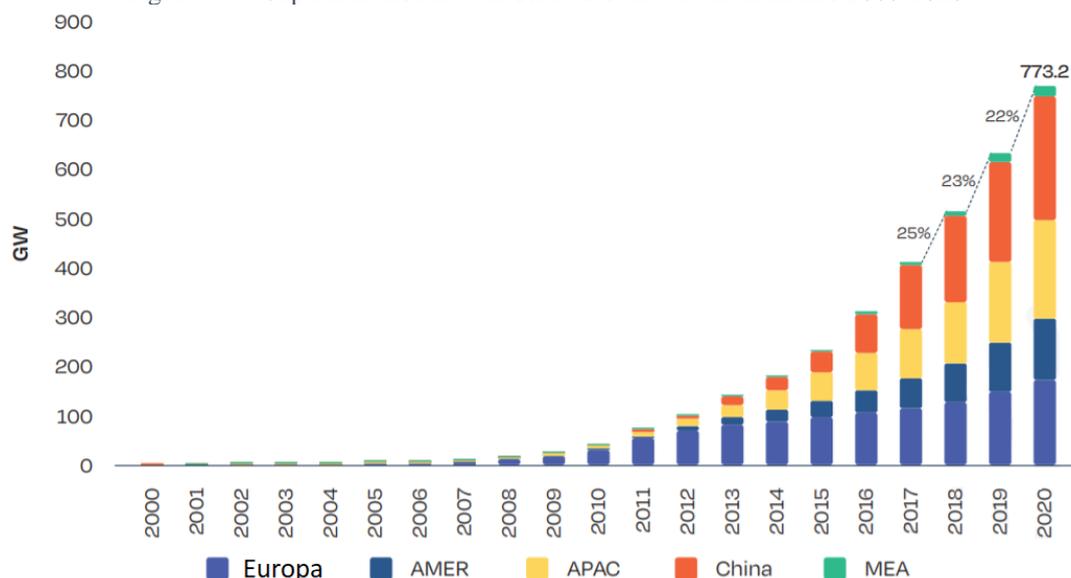
1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNDO

1.1.1 Explotación de la energía Solar Fotovoltaica

Durante la última década, la tecnología solar fotovoltaica (SFV) se ha convertido en una de las opciones de generación renovable de energía eléctrica más competitiva en una gran cantidad de países. Se estima que en 2020 alrededor de 20 países han agregado al menos 1 GW de nueva capacidad instalada cuando en 2019 lo habían logrado 18 países. Con este incremento, hacia finales de 2020, al menos 42 países han acumulado 1 GW o más de capacidad instalada cuando eran 29 el año anterior (REN21, 2021).

Puede apreciarse en la Figura 1-1 que la potencia instalada mundial con tecnología solar fotovoltaica se incrementó un 23% interanual, en promedio, durante los últimos tres años, pasando de 633,7 GW a 773,2 GW en el 2020. También se observa que desde principios del siglo XXI los parques solares fotovoltaicos de gran escala, que habían comenzado en Alemania con el esquema *feed-in tariff*, han aumentado más de 300 veces su capacidad instalada a nivel mundial (SolarPower Europe, 2018). De todos modos, se debe destacar que, a partir del 2010, se produce el verdadero crecimiento exponencial cuando ingresan en el mercado los países asiáticos del Pacífico (APAC – *Asia Pacific Countries*), China y los países de Medio Oriente Asiático (MEA – *Middle East Asia*), que engloban hoy más de la mitad de la capacidad instalada de esta tecnología (SolarPower Europe, 2021).

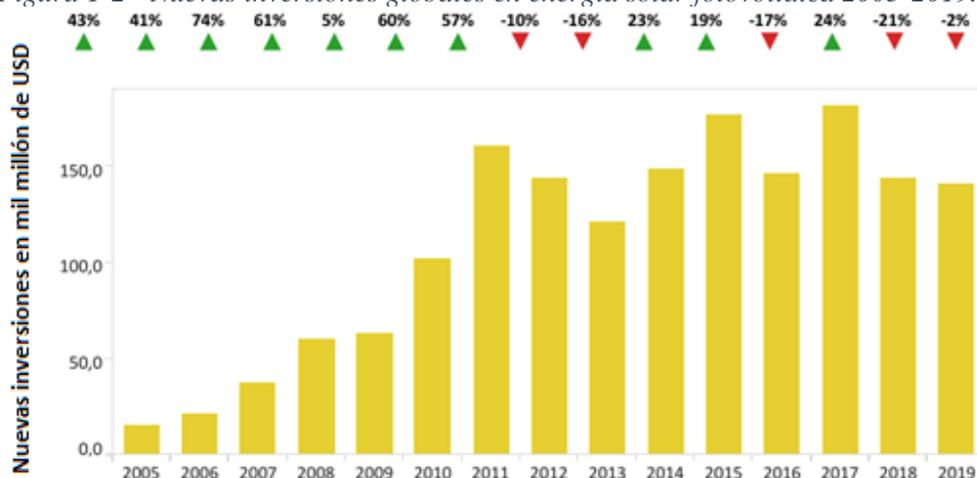
Figura 1-1 - Capacidad instalada de solar fotovoltaica en el mundo 2000-2020.



Fuente: SolarPower Europe, 2021.

En 2018 se superaron, por primera vez, los 100 GW instalados por año a nivel mundial; 25% más que la marca de 2017 (SolarPower Europe, 2020). Sin embargo, como se observa en la Figura 1-2, las inversiones medidas en unidades monetarias han disminuido. Esta caída se debe a importantes desarrollos regionales o específicos de varios países (el más notable fue el de China, en 2018, por sus cambios en las políticas de Estado en materia de energía) y, principalmente, a la tendencia global de disminución de los costos de capital para las tecnologías de energías renovables (BloombergNEF, 2019).

Figura 1-2 - Nuevas inversiones globales en energía solar fotovoltaica 2005-2019.

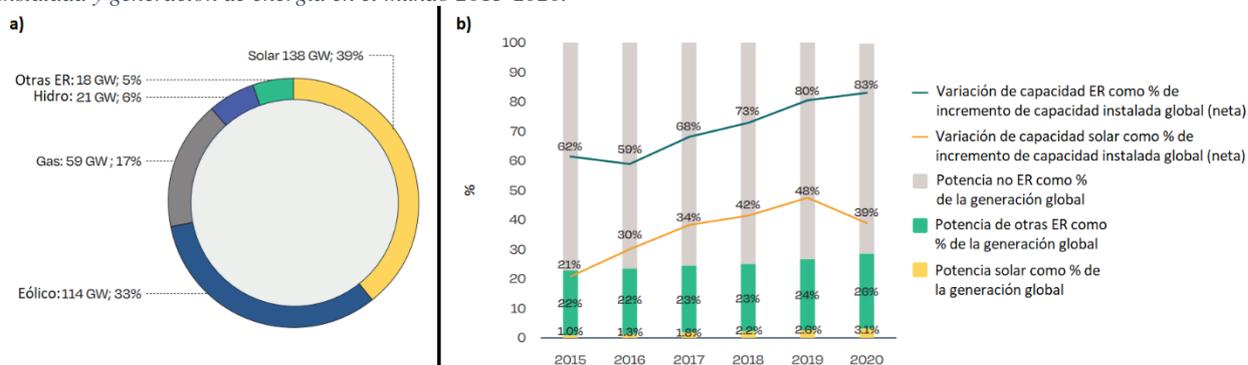


Fuente: IRENA. Statista, 2021

En el año 2020 se han incorporado 138 GW de nueva capacidad instalada de generación SFV a nivel mundial, siendo la tecnología que aportó más potencia instalada a la matriz energética mundial según se observa en la Figura 1-3. Pero a pesar de estas grandes contribuciones, la

generación de energía SFV sólo aporta el 3,1% a la matriz de generación energía eléctrica mundial. De todos modos, entre 2008 y 2019 la generación de energía SFV aumentó aproximadamente un 2.000 % (SolarPower Europe, 2021).

Figura 1-3 - a) Nueva capacidad incorporada a la red en 2020 por tecnología. b) Participación de las renovables en capacidad instalada y generación de energía en el mundo 2015-2020.



Fuente: SolarPower Europe, 2020.

1.1.2 Aprovechamiento de la tecnología SFV

En la Figura 1-4 se muestra la participación de SFV per cápita por país en 2019 (IEA-PVPS, 2020). El mapa fue desarrollado por el Programa de Sistemas Fotovoltaicos de la Agencia Internacional de Energía (IEA-PVPS, *International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme*)¹; y si se lo compara con un mapa de Irradiación Global Horizontal (GHI), como el presentado en la Figura 1-5, resulta evidente que aún es posible incrementar considerablemente la participación de esta tecnología en la matriz energética, dado que países como Alemania poseen una baja GHI con alta participación SFV, caso contrario al de Argentina que cuenta con abundante recurso disponible pero con poca capacidad instalada.

Tomando los datos de IRENA (IRENA, 2021) para determinar la capacidad instalada de potencia SFV en ambos países, de SolarGIS para determinar la GHI (se toman valores máximos y mínimos anuales en todo el territorio) (SolarGIS, 2021) y la información demográfica estimada por el Banco Mundial (Banco Mundial, 2021), es posible comparar con más precisión la penetración SFV per cápita de Argentina y Alemania según se detalla en la Tabla 1-1.

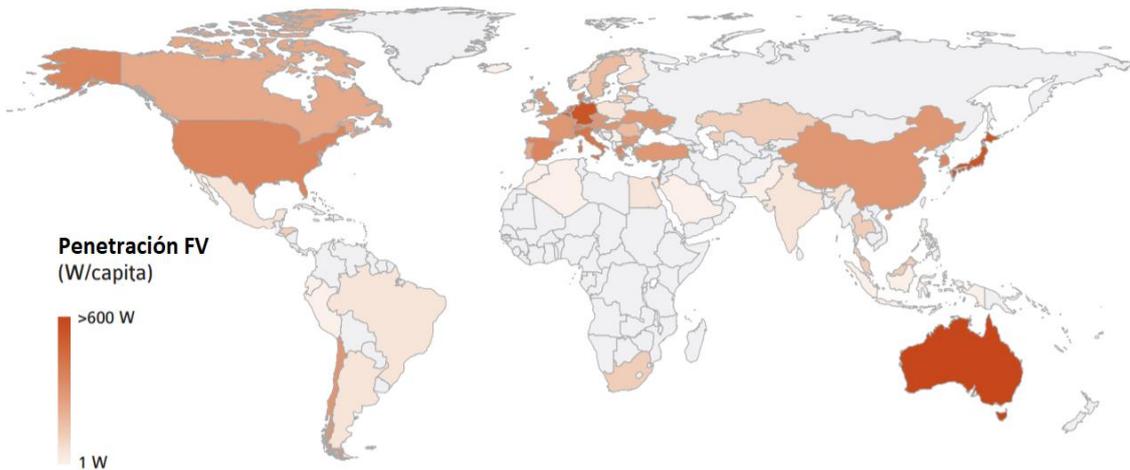
¹ Los 32 miembros de PVPS son: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chile, China, Corea del Sur, Dinamarca, España, Estados Unidos, Unión Europea, Finlandia, Francia, Holanda, International Copper Association, Israel, Italia, Japón, Malaysia, Marruecos, México, Noruega, Portugal, Solar Energy Industries Association (SEIA), Smart Electric Power Alliance (SEPA), SolarPower Europe, Sudáfrica, Suecia, Suiza, Tailandia, Turquía.

Tabla 1-1 - Comparación de potencial fotovoltaico entre Alemania y Argentina.

PAÍS		Alemania	Argentina
POTENCIA INSTALADA	MW	49.016	441
POBLACIÓN	Habitantes	83.132.800	44.938.710
GHI mínima	kWh/m ² año	949	1.461
GHI máxima	kWh/m ² año	1.241	2.629
PENETRACIÓN SFV	W/Habitante	589,6	9,8

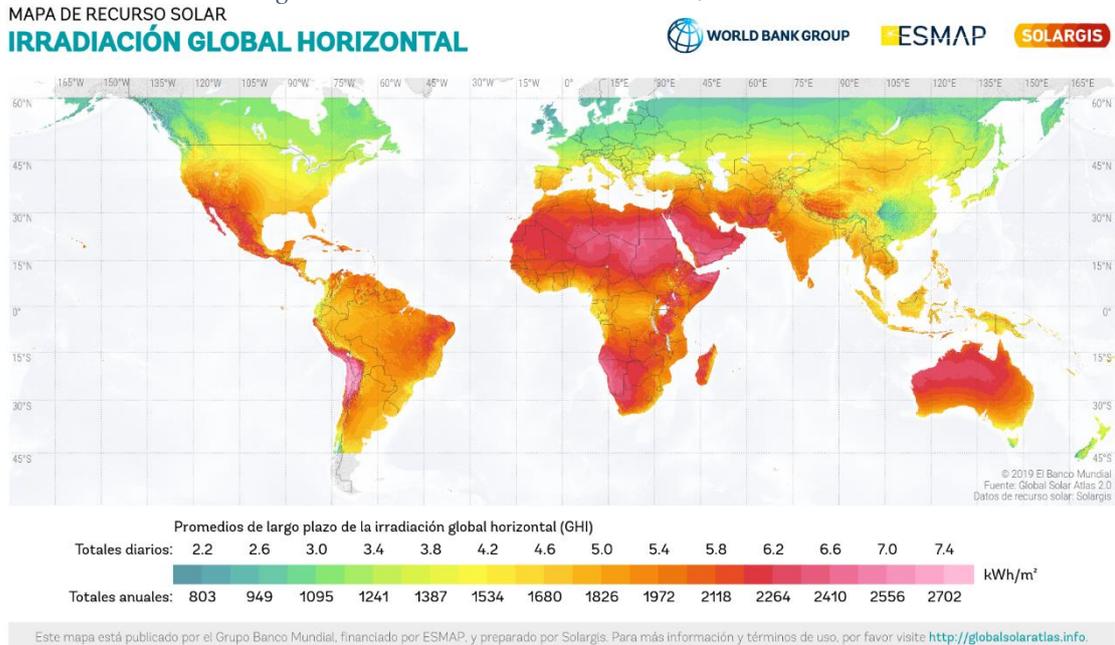
Fuente: Elaboración propia en base a datos de IRENA, SolarGIS y Banco Mundial.

Figura 1-4 - Participación fotovoltaica per cápita en 2018.



Fuente: IAE-PVPS, 2020.

Figura 1-5 - Irradiación Global Horizontal mundial.

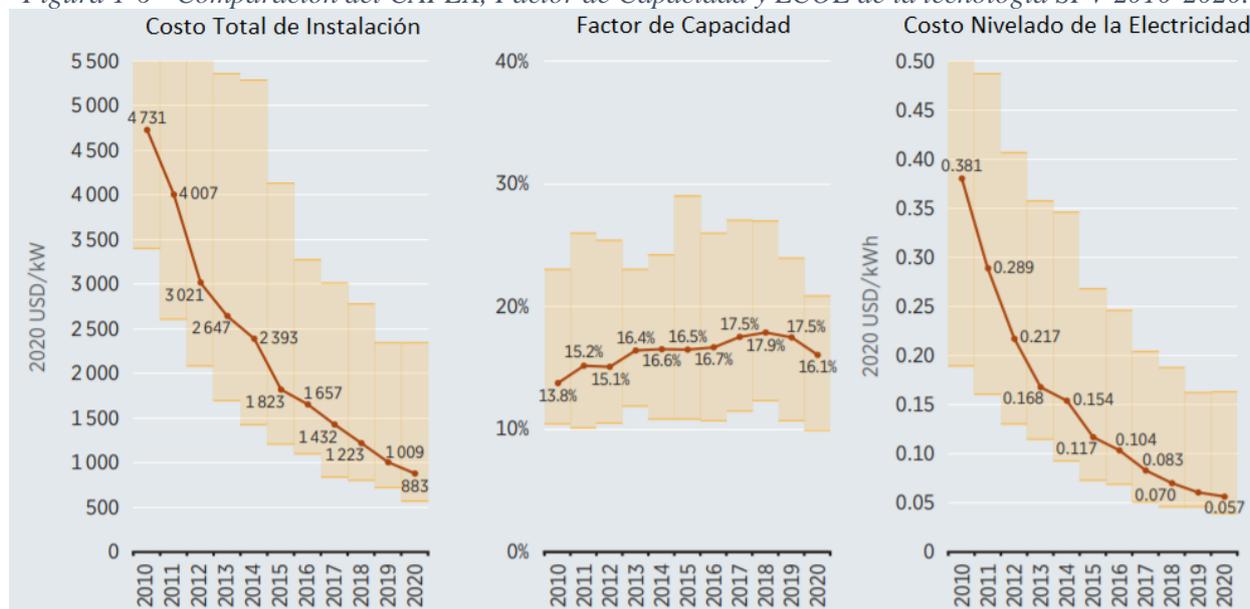


Fuente: SolarGIS.

1.1.3 Desarrollo de la tecnología SFV

El Factor de Capacidad (FC)² de la tecnología SFV está intrínsecamente asociado a la variabilidad que tiene el recurso solar en las diferentes partes del mundo. Es por ello que en 2018 alcanzó su valor más alto de 17,9%, el cual se explica en mayor medida debido al aumento de centrales SFV en localidades con mejor recurso solar (IRENA, 2021). Se pueden identificar tres causas principales de este comportamiento. En primer lugar, el aumento de incorporación de sistemas de seguimiento solar (conocidos en la industria por su nombre en inglés, *solar trackers*), los cuales ya se han convertido en un equipamiento estándar dentro de las plantas SFV de gran escala. En segundo lugar, las mejoras en los inversores de potencia han sido de relevancia, ya que la digitalización ha permitido un mejor rendimiento. Y, en tercer lugar, y quizás lo más importante, la mejora continua de la industria de los módulos SFV, que ha logrado aumentar su eficiencia a través de progresos en los procesos de fabricación y perfeccionamientos tecnológicos (tecnología PERC, como son los módulos bifaciales, mejoras en las capas anti reflectivas, módulos fotovoltaicos flotantes) (SolarPower Europe, 2021). En la Figura 1-6 se compara la evolución del FC, el Costo de Capital por kW instalado (CAPEX, *Capital Expenditures*) y el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE, *Levelized Cost of Electricity*) a nivel mundial de la tecnología SFV. Nótese que los indicadores de costos descienden de forma exponencial en la década de 2010 mientras que el FC aumenta, pero de una manera más moderada.

Figura 1-6 - Comparación del CAPEX, Factor de Capacidad y LCOE de la tecnología SFV 2010-2020.



Fuente: IRENA, 2021.

² Se define al Factor de Capacidad como el cociente entre la energía generada y la generación alcanzable en caso de que la central pueda entregar energía a máxima potencia en todo momento.

En este sentido, resulta evidente que, a pesar de que el fenómeno fotovoltaico haya sido descubierto en 1839 y que el primer dispositivo fotovoltaico haya sido fabricado en 1883 (Smets et al, 2016), no fue hasta el año 2000 que esta tecnología comenzó a aparecer en las matrices energéticas de algunos países, siendo la última década un período de expansión de centrales SFV alrededor del mundo. Las mejoras tecnológicas constantes también favorecieron menores costos de fabricación y al aumento del rendimiento energético, facilitando la reducción de los costos de instalación, operación y mantenimiento de las centrales. Estos factores permitieron que la tecnología alcance un precio competitivo frente a otras más maduras como las centrales térmicas (carbón, gas, fuel oil), hidroeléctricas, nucleares y hasta eólicas.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Las centrales SFV presentan una generación eléctrica tan fluctuante como la irradiancia solar que reciben. Con el fin de poder pronosticar su generación, es una práctica habitual realizar estimaciones y simulaciones para determinar la potencialidad que puede tener una central SFV en un emplazamiento en particular. Estas estimaciones se realizan en base a múltiples variables, tales como la irradiancia y condiciones ambientales a las que la planta estará expuesta, características técnicas de los equipos que la conformarán, la distribución de planta (layout) y/o el plan de operación y mantenimiento a ejecutarse, como así también los criterios seleccionados por el desarrollador para establecer pérdidas de energía, variabilidad o incertidumbres, entre otros. Estos factores se suelen encontrar en los Reportes de Producción de Energía (RPE), los cuales son requeridos para justificar el rendimiento del proyecto (Zhang, Li, & Wang, 2012).

En Argentina, se evidenció un crecimiento en la construcción de plantas SFV a partir de la implementación del Programa RenovAr a partir del año 2016, destinado a dar cumplimiento al objetivo de alcanzar el 20% de la matriz de energía eléctrica argentina de origen renovable para el año 2025, según se establece en la Ley N° 27.191.

La primera Ronda del Programa (Ronda 1), así como su segunda fase (Ronda 1.5), exige a los proyectos SFV que su suministro de energía alcance el P90 (compromiso de generación con un 90% de probabilidades de excedencia) y como mínimo el P99 (compromiso con un 99% de probabilidades de excedencia), de lo contrario la Autoridad de Aplicación podría determinar penalidades sobre ellos (Resolución MEyM N°136/2016) (Resolución MEyM N°252-E/2016).

La metodología de las probabilidades de excedencia es ampliamente usada alrededor del mundo para pronosticar y estimar la producción de energía eléctrica de una central de generación, principalmente de aquellas que dependen estrictamente de recursos naturales cuyo comportamiento es fluctuante, como el viento y la radiación solar que habrá en algún lugar o tiempo determinado; debido a que influyen en la probabilidad de que la central analizada llegue a generar energía en un valor mayor al calculado (Dobos, Gilman, & Kasberg, 2012). A modo de ejemplo, considerar una central SFV con un $P50 = 10.000$ MWh/año significa que la central tiene un 50% de probabilidades de generar más de 10.000 MWh en un año. Por lo tanto, mientras mayor sea la P, el valor de producción será menor y, por lo tanto, las probabilidades de sobrepasar el mismo (excedencia) serán mayores.

Para realizar su cálculo, es necesario conocer variables como la irradiancia, temperatura ambiente, velocidad del viento y humedad relativa. Esta información se encuentra en lo que se conoce como el Año Meteorológico Típico (TMY, *Typical Meteorological Year*), en el cual se caracteriza un sitio en base a los datos meteorológicos obtenidos a partir de mediciones realizadas durante varios

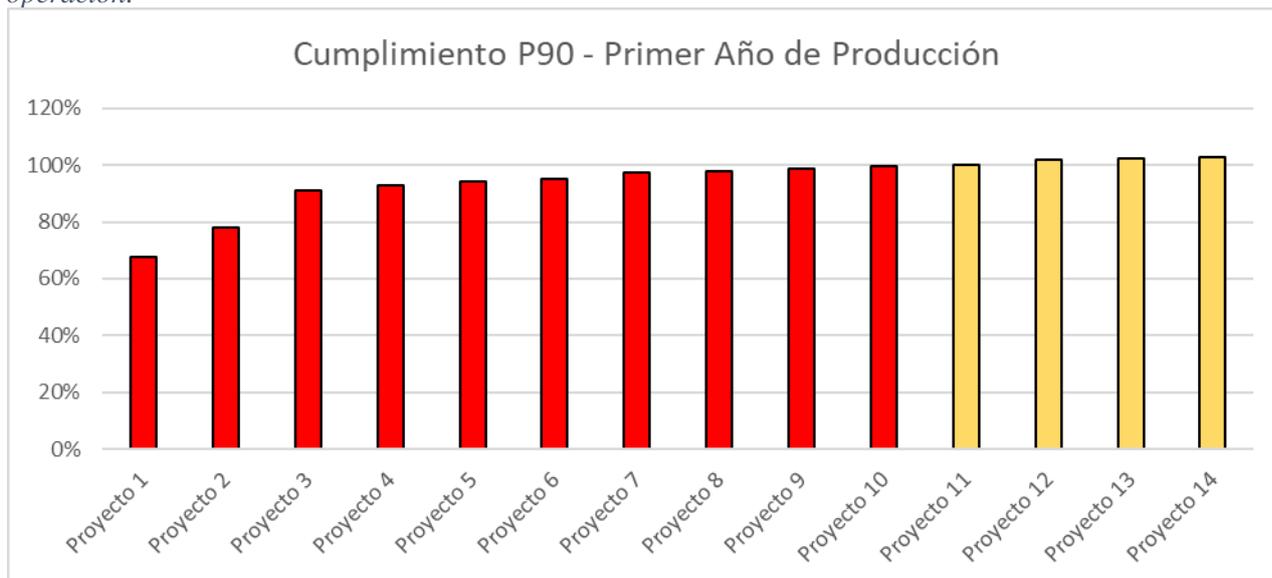
años. Es por ello, que el TMY es parte de la información más importante para calcular las probabilidades de excedencia (Dobos, Gilman, & Kasberg, 2012).

En este trabajo, se pretende contrastar la generación de energía eléctrica real (Energía Medida) de los parques SFV del Programa RenovAr con la generación de energía eléctrica estimada P50 en los RPE presentados en cada caso (Energía Prevista), ya que dada la ausencia de una red solarimétrica robusta a lo largo y ancho del territorio argentino es probable que dichas estimaciones no sean lo suficientemente certeras (Righini & Aristegui, 2016). Esto resulta de suma importancia debido a las características del tipo de proyectos, ya que la energía eléctrica generada e inyectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) constituye el único producto comercializable y, por lo tanto, además de tener que cumplir con los compromisos contractuales asumidos, una mala estimación de la generación impactará directamente en el flujo de fondos (cash flow) así como en el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y en la rentabilidad del proyecto. Es por ello, que se puede afirmar que subestimar o sobrestimar la irradiación solar existente en un sitio determinado puede derivar en mayores costos de inversión para lograr una producción anual esperada (Righini & Aristegui, 2016).

Por otro lado, y enfocando el problema desde los intereses del Estado Nacional, los proyectos adjudicados por las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr cuentan con la garantía del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), el cual posee los fondos líquidos necesarios para garantizar el pago de 12 meses de generación de todos los parques (Decreto N° 531/2016). Por lo tanto, las estimaciones de producción de energía, ya sea el P50, P75, P90 o P99 funcionan como referencia para calcular el monto que debe tener disponible el FODER, e impactan de forma directa en las estimaciones presupuestarias de requerimiento de fondos a nivel anual y plurianual de la Autoridad de Aplicación.

Si bien al momento de iniciar este trabajo solo 3 parques SFV pertenecientes a las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr se encontraban operativos, los informes de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) de marzo 2021 indican que 17 de ellos ya han habilitado comercialmente e inyectan energía eléctrica al SADI, aunque 14 son los que cuentan con, al menos, un año de producción completo. De estos últimos, el 71% no han cumplido con el P90 durante su primer año de producción. En la Figura 1-7, puede observarse en forma de porcentaje el grado de cumplimiento del P90, indicándose en rojo los valores menores a 100%. Se ha optado por no identificar el nombre de cada central dado que el objetivo de este trabajo no contempla los compromisos contractuales.

Figura 1-7 - Cumplimiento de Energía Comprometida (P90) de Proyectos RenovAr durante primer año de operación.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

1.3 FUNDAMENTACIÓN

En Argentina, a pesar de la sanción de la Ley N° 26.190 en enero de 2007 y, hasta la sanción de su modificatoria, Ley N° 27.191, en octubre de 2015, las energías renovables representaron menos de 1% de la energía eléctrica generada en la matriz energética. Específicamente, en la tecnología SFV sólo operaban los parques San Juan I de 1,68 MW (primer parque solar fotovoltaico instalado en Latinoamérica) construido bajo la Resolución de la Secretaría de Energía N° 108 del año 2011 y los parques construidos en el marco del Programa GENREN: Cañada Honda 1 (2 MW) y Cañada Honda 2 (3 MW), habilitados comercialmente en 2012, y La Chimbera 1 (2 MW), en 2013.

A partir del año 2016, con la reglamentación de la Ley N° 27.191 a través del Decreto Reglamentario N° 531 y el posterior lanzamiento del Programa RenovAr – Ronda 1, se lograron adjudicar 1.143 MW de potencia, donde la tecnología SFV representó el 35% del total con 400 MW (Resolución MEyM N°213/2016). También por medio de la Resolución MEyM 202/2016, se sumaron 500 MW adicionales de proyectos que habían quedado en suspenso tanto del Programa GENREN como por la Resolución SE 108/2011 (10 MW correspondieron a SFV). Ese mismo año, dada la gran cantidad de ofertas recibidas, se lanzó la Ronda 1.5 para que proyectos de energía eólica y SFV aprobados técnicamente y no adjudicados en la Ronda 1 pudieran mejorar sus ofertas (Resolución MEyM N°252-E/2016). De este modo, se sumó a la potencia adjudicada en la Ronda 1 un total de 1.281 MW, siendo 517 MW de SFV (40 %) (Resolución MEyM N°281/2016). Posteriormente, en octubre de 2017, se lanzó la Ronda 2 con el objetivo de incorporar 1.200 MW adicionales de energía renovable (Resolución MEyM N°275-E/2017). El resultado culminó en la adjudicación de 2.043 MW en dos fases, con un total de 816 MW de energía SFV (40 %) (Resolución MEyM 473-E/2017) (Resolución MEyM 488-E/2017). Por último, el 14 de noviembre de 2018 se lanzó la Ronda 3 (MiniRen), licitándose 400 MW y con una adjudicación de 274 MW de los cuales 107 MW fueron SFV (39 %) (Disposición SSERyEE N°91/2019).

Por otro lado, bajo la Resolución MEyM N° 281, emitida el 18 de agosto de 2017, se creó el Registro Nacional de Proyectos de Energías Renovables (RENPER) y se reguló el Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER). Al 31 de marzo de 2021, existen 46 proyectos por 1.102 MW con Prioridad de Despacho asignada. Entre ellos, 23 son proyectos SFV que cuentan con Prioridad de Despacho por un total de 223 MW, de los cuales ya han sido habilitados 45,5 MW (CMMESA, 2021).

En este marco de crecimiento de las energías renovables en Argentina, se sancionó en 2017 la Ley N° 27.424 de Generación Distribuida, reglamentada bajo el Decreto Reglamentario N° 986/2018. La Ley habilita a los usuarios de las distribuidoras de energía eléctrica a instalar sus propios equipos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables e inyectar los excedentes a la red de distribución. Dada la experiencia mundial, la Generación Distribuida creció a través de

la instalación de sistemas SFV aunque, dependiendo del emplazamiento del usuario, también es posible la utilización de otras tecnologías (SolarPower Europe, 2021). Dado que el Decreto Reglamentario establece en su Artículo 2 que *“las medidas a implementar en el marco del Régimen de Fomento establecido por la Ley N° 27.424 y su modificatoria, se orientarán a alcanzar la instalación de un total de MIL (1.000) megavatios de potencia de generación distribuida de fuentes renovables dentro del plazo de DOCE (12) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente reglamentación”* (Decreto N° 986/2018), el desarrollo de la energía SFV posee un futuro prometedor también para los sistemas de baja escala.

Al momento de realizar este estudio, en Argentina aún restan habilitar comercialmente 35 proyectos de generación de energía eléctrica SFV (6 de ellos corresponden a las Rondas 1 y 1.5) en el marco del Programa RenovAr (CAMMESA, 2021). Los Pliegos de Bases y Condiciones (PBC) de este programa exigían que los proyectos de la tecnología SFV informaran un valor de Energía Comprometida (P90) y otro de Energía Comprometida Mínima (P99), valores que surgían de un RPE, elaborado por un Consultor Independiente Calificado presentado como parte de la Oferta. Dichos compromisos son valores que surgen luego de aplicar incertidumbres asociadas a la estimación de la producción del valor de generación media, es decir, el P50.

A marzo 2021, 17 proyectos SFV del Programa RenovAr (en total 689 MW) se han habilitado comercialmente y se encuentran inyectando energía eléctrica al SADI³ (CAMMESA, 2021). Por ello, resulta pertinente evaluar si las estimaciones realizadas en los RPE se ven reflejadas en la producción real de cada uno de los proyectos habilitados, y, caso contrario, determinar las posibles causas que podrían afectar a la sobre o subestimación de producción para tener en cuenta en los próximos proyectos y futuras licitaciones de esta tecnología a desarrollar en la Argentina. Esto coincide con lo destacado por Righini y Aristegui (Righini & Aristegui, 2016), tal como se expuso anteriormente, ya que, como se observa en la Figura 1-7, se estima que la producción de todos los parques ha sido un 10% menor a la Energía Comprometida para el primer año de producción.

En mayo de 2007, previo a los avances en energías renovables luego de la sanción de la Ley N° 27.191, miembros del Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar) perteneciente a la Universidad Nacional de Luján, Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini, publicaron el Atlas Solar de la República Argentina (Atlas Solar). Los objetivos principales se orientaron a desarrollar proyectos de generación de energía eléctrica, estudiar el impacto que tienen los cambios en los niveles de radiación debido a las variaciones periódicas o anómalas sobre las condiciones climáticas y determinar la influencia que la radiación solar a nivel de superficie tiene en el

³ Los proyectos P.S. Cauchari I (100 MW); P.S. Cauchari II (100 MW) y P.S. Cauchari III (100 MW) habilitaron el 26/09/2020. Quedan fuera del análisis por no completar un año de operación al momento de realización de este trabajo.

rendimiento de cosechas. Además, permite evaluar la evapotranspiración potencial del suelo y determinar así su estado hídrico y planificar el secado de productos vegetales con mayor eficiencia (Grossi Gallegos & Righini, 2007). Según GERSolar, los datos que han sido utilizados para la elaboración del Atlas también fueron empleados para el desarrollo del proyecto P.S. Cañada Honda del Programa GENREN, pero no así para los proyectos del Programa RenovAr.

1.4 MARCO REGULATORIO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA (1998-2015)

1.4.1 Ley 25.019

El primer antecedente que puede citarse con relación al fomento y desarrollo de las energías renovables en Argentina consiste en la sanción de la Ley N° 25.019 el día 23 de septiembre de 1998; en la misma se declaraba de interés general a la energía eólica y solar al mismo tiempo que se preveían una serie de beneficios económicos y fiscales a los proyectos que se llevaran adelante bajo este marco. Los resultados que se muestran en el Tabla 1-2 indican que 5 parques eólicos entraron en operación entre los años 1998 y 2002 por un total de 15,21 MW, los cuales se sumaron a los 11,57 MW eólicos que se instalaron a partir de 1990 (Badano, 2013). Además, la mayoría de las instalaciones no entraron formalmente al SADI, sino que destinaban la electricidad generada a la red de distribución local (Recalde, Bouille, & Girardín, 2015).

Tabla 1-2 - Potencia Instalada de Energías Renovables - Ley 25.019.

N°	Lugar	Provincia	Puesta en Marcha [mm/aaaa]	Potencia [MW]
1	Río Mayo	Chubut	02/1990	0,12
2	Antonio Moran	Chubut	01/1994	0,50
3	Cutral Có	Neuquén	10/1994	0,40
4	Punta Alta	Buenos Aires	02/1995	0,40
5	Pico Truncado	Santa Cruz	05/1995	0,30
6	Tandil	Buenos Aires	05/1995	0,80
7	Pico Truncado	Santa Cruz	01/1996	0,70
8	Rada Tilly	Chubut	03/1996	0,40
9	Antonio Morán	Chubut	09/1997	6,00
10	Mayor Butanovich	Buenos Aires	10/1997	1,20
11	Darregueira	Buenos Aires	10/1997	0,75
Ley 25.019				
12	Punta Alta	Buenos Aires	12/1998	1,80
13	Claromecó	Buenos Aires	01/1999	0,75
14	Pico Truncado	Santa Cruz	02/2001	1,20
15	Antonio Morán	Chubut	12/2001	10,56
16	General Acha	La Pampa	12/2002	0,90
				26,78

Fuente: Badano, 2013.

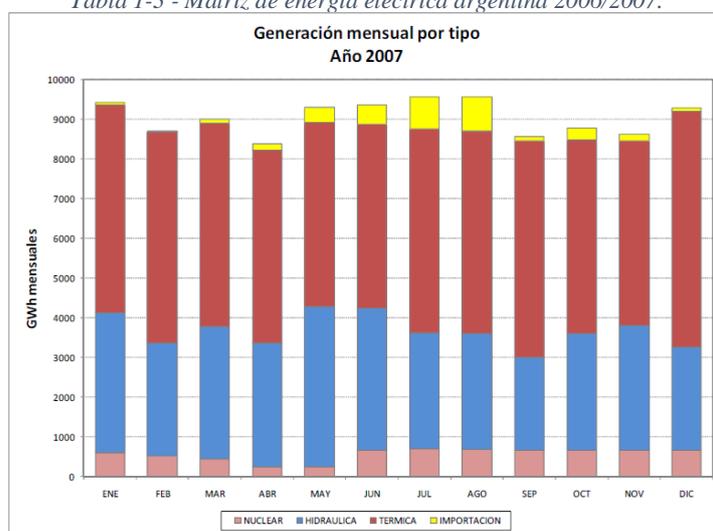
1.4.2 Ley 26.190

No fue hasta el 27 de diciembre del año 2006 que se sancionó en el Congreso de la Nación la Ley N° 26.190 – Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica –, cuyo objeto era “*declarar de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación*

de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad”.

Esta ley estableció las bases para incentivar el desarrollo de las energías renovables en la República Argentina modificando la Ley N° 25.019 y partiendo de la ampliación del universo a otras energías renovables, definiéndolas como aquellas de origen no fósil, a saber: eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás. Según el Informe Anual Provisorio del Mercado Eléctrico Mayorista 2006/2007 realizado por la CAMMESA, a la fecha de sanción de esta Ley aún no existía potencia instalada de fuentes renovables conectada al SADI (CAMMESA, 2008).

Tabla 1-3 - Matriz de energía eléctrica argentina 2006/2007.



Fuente: CAMMESA, 2008.

La Ley pretendía lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de diez años a partir de su puesta en vigencia. En este sentido, al momento de su sanción el mercado SFV a nivel mundial era muy incipiente ya que, por ejemplo, el Parque Solar Erlasee (Alemania) era considerado como uno de los más grandes del mundo con 10 MW de potencia instalada (EPIA & Greenpeace, 2011).

Dentro del espíritu de la Ley, junto con el incremento de las inversiones en el sector eléctrico en todo el territorio nacional, se proponía instrumentar algunas políticas públicas entre las cuales se destacaban la elaboración de un Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables; fomentar el desarrollo tecnológico en universidades e institutos tecnológicos; y promover la industria nacional, generar empleo y definir acciones de difusión, formación y capacitación acerca de la energías renovables. Así mismo, establecía un régimen de beneficios promocionales dentro del cual se contemplaba la creación de un Fondo Fiduciario de Energías Renovables para otorgar

una remuneración adicional a los proyectos por unidad de energía generada y por un período de 15 años a partir de la fecha de instalación.

Resolución Secretaría de Energía N° 220/2007

El 18 de enero de 2007, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N°220 habilitando la realización de Contratos de Abastecimiento de Energía (CAE) entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (con CMMESA como su representante) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales. Estos últimos, sólo estarían habilitados si contaban con la participación del Estado Nacional a través de Energía Argentina S.A. (ENARSA). En la resolución se establecía que los contratos tendrían un máximo de duración de 10 años.

La potencia que resultara asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada CAE, recibiría una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, de acuerdo con la metodología que se definiera en el respectivo contrato.

Decreto N° 562/2009 y Resolución Secretaría de Energía N° 712/2009

El 15 de mayo de 2009, se reglamentó la Ley N° 26.190 por medio del Decreto N° 562, y cinco meses más tarde, el 9 de octubre de 2009, se emitió la Resolución N° 712 de la Secretaría de Energía, donde por medio de su Artículo 1° habilitó a la realización de Contratos de Abastecimiento entre el MEM y nuevos proyectos de generación en base a fuentes renovables de energía presentados por ENARSA. Además, por el Artículo 2° se anunció la primera Licitación Pública Nacional e Internacional EE N° 001/2009 que fue llevada a cabo a través de ENARSA (Programa GENREN), cuyo objetivo era adjudicar proyectos de energías renovables con contratos a 15 años con posibilidad de extenderlos 18 meses una vez culminado el plazo. Por otra parte, los proyectos debían presentar ante la Secretaría de Energía:

- a) Emplazamiento de las unidades comprometidas.
- b) La/s unidad/es a ser habilitada/s y que asumirá/n el compromiso y su descripción técnica.
- c) Disponibilidad Garantizada de la/s unidad/es habilitada/s que asumirá/n el compromiso.
- d) Duración y tipo del Contrato de Abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables requerido a través de la oferta.
- e) Período de vigencia de la oferta.
- f) Precio y condiciones comerciales.
- g) Punto de conexión y fecha de ingreso al SADI.

1.4.3 Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° 001/2009 – Programa GENREN

A través de la Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° 001/2009 se invitó a presentar propuestas para la provisión del servicio de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, contemplando provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas por un total de 1.015 MW repartidos con cupos por tecnología, tal como se refleja en la Tabla 1-4, para proyectos cuyo tamaño fuera superior a 1 MW pero inferior a 50 MW (Auditoría General de la Nación, 2016). Este proceso licitatorio se denominó Programa de Generación de Energía de Fuentes Renovables (Programa GENREN)

Dentro de los requisitos que exigía el PBC del Programa GENREN, se solicitaba en el inciso a.2) dentro del apartado 10.3 SECCIÓN N°2: PROPUESTA TÉCNICA que se realizaran los estudios correspondientes a la capacidad de generación de la central junto con la disponibilidad o factibilidad del recurso energético correspondiente a la tecnología seleccionada (ENARSA, 2009).

Tabla 1-4 - Potencia licitada en el Programa GENREN.

#	FUENTE	POTENCIA A CONTRATAR	OBSERVACIONES
1	Eólica	500 MW	Proyectos con factor de capacidad igual o mayor a 35% debidamente documentados
2	Térmica con biocombustibles	150 MW	
3	Residuos Sólidos Urbanos	120 MW	
4	Biomasa	100 MW	Sustentado en el superávit biomásico del área
5	Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos	60 MW	Hasta 30 MW por planta
6	Geotérmica	30 MW	
7	Solar Térmica	25 MW	Proyectos con radiación solar igual o mayor a 5 kWh/m ² debidamente documentados
8	Biogás	20 MW	
9	Solar Fotovoltaica	10 MW	Proyectos con radiación solar igual o mayor a 5 kWh/m ² debidamente documentados
		1.015 MW	

Fuente: ENARSA, 2009.

Por otro lado, del Contrato de Abastecimiento que se celebraba con los proyectos adjudicados bajo este proceso licitatorio se desprenden las siguientes definiciones:

- **Potencia Contratada:** es la potencia máxima que el Contratante se compromete a adquirir al Contratista siempre que las condiciones de despacho de generación, en cumplimiento de lo indicado en Los Procedimientos de CAMMESA, lo permitan.
- **Energía Suministrada:** es la energía que la Parte Vendedora entrega a la Parte Compradora en virtud del presente Contrato.

El resultado de la LPNI ENARSA N°001/2009 puede observarse en la Tabla 1-5⁴ (Auditoría General de la Nación, 2016), en donde resalta que el total de la potencia ofertada fue de 893,3 MW. Del informe de la Auditoría General de la Nación, publicado en 2016, se deduce que de la adjudicación realizada el 23 de julio de 2010, de los 32 proyectos, 7 lograron habilitarse comercialmente bajo las condiciones del Programa GENREN⁵, es decir el 22%, mientras que a 4 (12,5%) se les otorgó prórroga y a 21 (65%) se les rescindió el contrato, en su mayoría, por no haber iniciado las obras, retrasarse en la habilitación comercial y no haber obtenido financiamiento.

⁴ Corroborando la información con la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética perteneciente a la ex Secretaría de Gobierno de Energía del ex Ministerio de Hacienda de la Nación en el año 2019, resalta que al cuadro resumen realizado por la Resolución AGN N°306/2016 no contiene a los proyectos Parque Eólico Tres Picos 1 de 49,5 MW y Parque Eólico Tres Picos 2 de 49,5 MW. Dichos parques serán introducidos en la Tabla 1-5 extraída de la resolución y serán tenidos en cuenta a la hora de ofrecer los resultados de la primera licitación del Programa GENREN.

⁵ Mediante el Programa RenovAr muchos de estos proyectos pudieron adecuarse a la Resolución MEyM N° 202/2016 y llegar a ejecutarse.

Tabla 1-5 - Estado de situación de proyectos adjudicados en el Programa GENREN.

TIPO DE ENERGIA	PROYECTO	EMPRESA ADJUDICADA LICITACIÓN PN el 01/2009	POTENCIA CONTRATADA	POTENCIA LICITADA (MW)	PRECIO (US\$/MWH)	ESTADO DEL PROYECTO AL CIERRE DE TAREAS DE CAMPO
Eólica	Rawson I	Genneia S.A.	50MW	754	USD 128,70	Habilitación Comercial desde el 1/01/2012
	Rawson II	Genneia S.A.	30MW		USD 124,20	Habilitación Comercial desde el 20/01/2012
	Loma Blanca I	Isolux S.A.	50MW		USD 127,01	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento
	Loma Blanca II	Isolux S.A.	50MW		USD 127,01	Prorrogado
	Loma Blanca III	Isolux S.A.	50MW		USD 127,01	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento
	Loma Blanca IV	Isolux S.A.	50MW		USD 127,00	Habilitación Comercial desde el 15/08/2013
	Malaspina I	Central Eólica Pampa de Malaspina S.A.	50MW		USD 121,00	Prorrogado
	Malaspina II	IMPESA	30MW		USD 121,00	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento
	Kotuel Kaike I	IMPESA	50MW		USD 133,33	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento
	Kotuel Kaike II	IMPESA	25MW		USD 133,33	Prorrogado
	Madryn I	Genneia S.A.	50MW		USD 129,22	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento.
	Madryn II	Genneia S.A.	50MW		USD 122,18	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento.
	Madryn Norte	Patagonia Wind Energy S.A.	50MW		USD 123,98	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento.
	Madryn Sur	Patagonia Wind Energy S.A.	50MW		USD 121,97	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento.
	Madryn Oeste	Patagonia Wind Energy S.A.	20MW		USD 120,00	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento.
	Tres Picos I	SOGESIC S.A.	49,5MW		USD 134,00	Obra no iniciada. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de habilitación comercial y carencia de financiamiento
	Tres Picos II	SOGESIC S.A.	49,5MW		USD 134,00	Obra no iniciada. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de habilitación comercial y carencia de financiamiento
Pequeños A. Hidroeléctricos	La Lujanita	SYRJ S.R.L.	1,7MW	10,6	USD 163,21	Prorrogado
	Lujan de Cuyo	Centrales Termicas Mendoza S.A.	1MW		USD 174,00	Habilitación Comercial desde el 1/06/2013
	Las Pirquitas I	Corpus Energia S.A. Hidrocuyo – UTE	1,3MW		USD 180,00	Obras no iniciadas. Rescindido de común acuerdo por causal de fuerza mayor, ante obras iniciadas por los gobernadores de la provincia de Catamarca posteriores a la firma del contrato, que afectaron las condiciones iniciales del proyecto, volviendo incierta su ejecución.
	La Rapida	Corpus Energia S.A. Hidrocuyo S.A. – UTE	4,206MW		USD 150,00	Rescindido de común acuerdo por causal de fuerza mayor, ante obras iniciadas por los gobernadores de la provincia de Jujuy posteriores a la firma del contrato, que afectaron las condiciones iniciales del proyecto, volviendo incierta su ejecución.
	Los Algarrobos	Corpus Energia S.A. Hidrocuyo S.A. – UTE S.A.	2,313MW		USD 165,00	Rescindido de común acuerdo por causal de fuerza mayor, ante obras iniciadas por los gobernadores de la provincia de Jujuy posteriores a la firma del contrato, que afectaron las condiciones iniciales del proyecto, volviendo incierta su ejecución.
Biocombustible	Bella Vista	Nord Ardyf S.A.	8,4MW	110,4	USD 190,91	Rescindido. Dado el decreto 1719/2012, por el cual se fijó un sistema de retención para el biodiesel de carácter móvil cada 15 días, los contratistas se vieron afectados dada la imposibilidad de poder fijar un precio fijo en el cálculo del precio final, razón por la cual también al momento de solicitar financiamiento, el pedido les fue denegado.
	Bragado	Nord Ardyf S.A.	34MW		USD 210,13	Rescindido Dado el decreto 1719/2012, por el cual se fijó un sistema de retención para el biodiesel de carácter móvil cada 15 días, los contratistas se vieron afectados dada la imposibilidad de poder fijar un precio fijo en el cálculo del precio final, razón por la cual también al momento de solicitar el financiamiento, el pedido les fue denegado.
	Paraná	Emgansud Renovables S.A.	34MW		USD 207,22	Rescindido. Imprevisible conseguir financiamiento por variabilidad constante del PPA.
	San Lorenzo	Nord Ardyf S.A.	34MW		USD 207,84	Rescindido Dado el decreto 1719/2012, por el cual se fijó un sistema de retención para el biodiesel de carácter móvil cada 15 días, los contratistas se vieron afectados dada la imposibilidad de poder fijar un precio fijo en el cálculo del precio final, razón por la cual también al momento de solicitar financiamiento, el pedido se les fue denegado.
Solar Fotovoltaica	Cañada Honda I	Energía Sustentables S.A.	2MW	20	USD 596,55	Habilitación Comercial desde el 1/06/2012
	Cañada Honda II	Energía Sustentables S.A.	3MW		USD 576,15	Habilitación comercial desde el 1/06/2012
	Cañada Honda III	Inesa Solar S.A.	5MW		USD 558,50	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento.
	Chimbera I	Generación Eólica S.A.	2MW		USD 597,84	Habilitación Comercial desde el 6/03/2013
	Chimbera II	Generación Solar San Juan S.A.	3MW		USD 570,36	Obras no iniciadas. Atraso mayor al 50% en los plazos de habilitación comercial. Tal situación genera indefectiblemente la caída del Contrato. Dichos contratos carecen también de financiamiento.
	Chimbera III	Nor aldyf Solar S.A.	5MW		USD 546,68	Obras no iniciadas. Rescindido por atraso mayor al 50% en el plazo de la habilitación comercial y carencia de financiamiento.
					Total	32
					Rescindidos	21
					Prorrogados	4
					Habilitados	7

Proyectos con Habilitación Comercial en el marco del GENREN

Datos introducidos o modificados a la tabla extraída de la Resolución AGN N°306/2016

Fuente: Auditoría General de la Nación, 2016.

LPNI ENARSA N° 001/2010

En el año 2010, ENARSA convocó a una nueva LPNI N° 1/2010. Se presentaron dos ofertas para generar biogás a partir de la explotación de los rellenos sanitarios ubicados en el complejo del CEAMSE en Norte III, adjudicándose dos proyectos: a la empresa Industrias Juan F. Secco, la Central San Martín Norte III A, y a la empresa Tecsan-Benito Roggio, la Central San Miguel Norte III C. La potencia total contratada por ambos proyectos ascendió a 15 MW (Auditoría General de la Nación, 2016). El resumen se encuentra en la Tabla 1-6.

Tabla 1-6 - Estado de situación de proyectos adjudicados en LPNI ENARSA N°01/2010.

TIPO DE ENERGÍA	PROYECTO	EMPRESA ADJUDICADA LPNI 01/2010	POTENCIA CONTRATADA	PRECIO (USD/MWh)	ESTADO DEL PROYECTO
BIOGÁS	S. MARTÍN NORTE III A	Industrias Juan F. Secco	5 MW	USD 122,87	Habilitación Comercial desde 25/05/2012
	S. MARTÍN NORTE III C	Tecsan-Benito Roggio	10 MW	USD 123,97	Habilitación Comercial desde 05/10/2012

Fuente: Auditoría General de la Nación, 2016.

LPNI ENARSA N° 005/2010 – CPP N° 1/2011 y CPP N° 5/2011

También en el año 2010, se lanzó una segunda LPNI N° 5/2010 pero resultó cancelada por cuestiones administrativas, lo que derivó en la realización de dos Concursos Privados de Precios el N°1/2011 y el N° 03/2011, donde se invitó a las empresas que habían presentado ofertas en la Licitación N°5/2010. Los proyectos adjudicados junto con su estado se muestran en las Tabla 1-7, respectivamente (Auditoría General de la Nación, 2016).

Tabla 1-7 - Resultados CPP N°5/2011.

TIPO DE ENERGÍA	PROYECTO	EMPRESA ADJUDICADA LPNI 01/2010	POTENCIA CONTRATADA	PRECIO (USD/MWh)	ESTADO DEL PROYECTO
BIOMASA	TABACAL	Ingenio y Refinería Tabacal	40 MW	USD 92	Habilitación Comercial desde 07/11/2011
	SANTA BÁRBARA	Azucarera Terán	16 MW	USD 92,5	Habilitación Comercial desde 05/07/2010
	LA FLORIDA	Compañía Eléctrica La Florida	62 MW	USD 92,45	Firmó un nuevo contrato bajo la Resolución MEyM 202/2016
	ARISTÓBULO DEL VALLE I	Fundación Parque Tecnológico Misiones	6 MW	USD 117	Contrato sin firmar
	ARISTÓBULO DEL VALLE II	Fundación Parque Tecnológico Misiones	6 MW	USD 117	Contrato sin firmar
	GARRUCHOS	Fresa		36 MW	USD 118

Fuente: Auditoría General de la Nación, 2016.

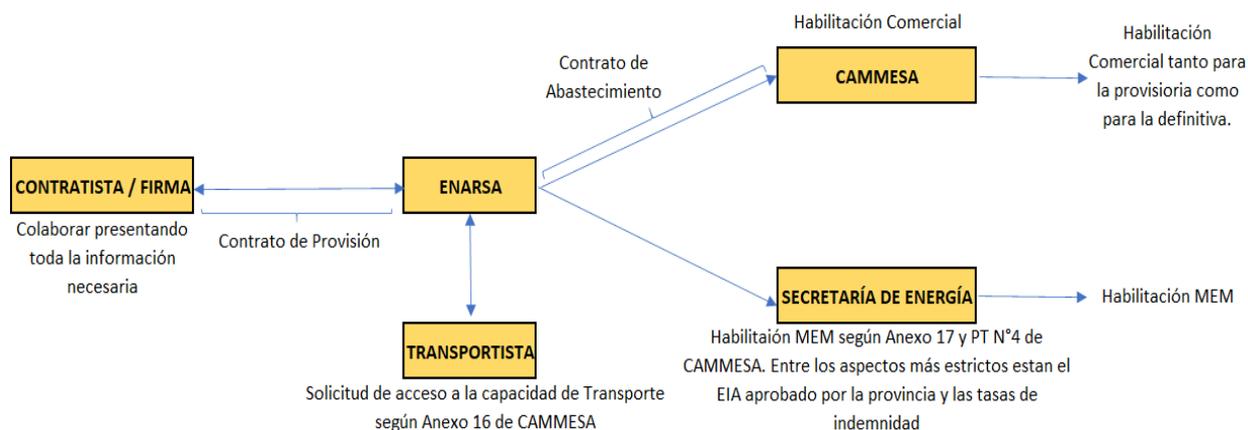
1.4.4 Resolución Secretaría de Energía N° 108/2011

Luego de la experiencia del Programa GENREN, el 29 de marzo de 2011, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 108, considerando que era necesario ampliar la habilitación para contratar generación adicional a partir de fuentes renovables a todos los Agentes del MEM, con la intención

de expandir la oferta de generación de energías alternativas, dando las señales económicas y normativas necesarias para la instalación de nueva oferta de generación que utilice recursos renovables, ya que la viabilidad de estos proyectos está claramente signada por la posibilidad de establecer un régimen normativo que permita el repago de las inversiones en un plazo razonable dado sus altos costos de instalación.

Bajo esta nueva Resolución se habilitó a realizar CAEs entre el MEM (con CAMMESA como su representante) y los Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que presentasen ofertas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables⁶. Para poder ofertar, los proyectos debían presentar el Agente MEM en los que participaba el Estado Nacional a través de ENARSA. Como resultado de esta resolución, se logró evitar los procesos licitatorios ya que a partir de esta norma fue posible que un inversor privado presentara un proyecto de generación de energías renovables en el momento que lo considerase oportuno. En la Figura 1-8 se explica gráficamente la dinámica de contratación que proponía la Resolución SE 108/2011.

Tabla 1-8 - Esquema de Resolución SE 108/2011.



Fuente: Elaboración propia en base a Resolución SE 108/2011.

Estos nuevos contratos serían a 15 años con posibilidad de extenderlos 18 meses (igual que los realizados en el Programa GENREN). Se consideraron todas aquellas tecnologías de energías renovables incluidas en la Ley N° 26.190 y la remuneración a percibir se determinaba en base a los costos e ingresos aceptados por la Secretaría de Energía.

En cuanto a la documentación que debía presentarse, era la misma que la solicitada para el Programa GENREN con la incorporación de las siguientes solicitudes adicionales:

- El recurso energético a explotar.

⁶ La Resolución SE N°108/2011 fue derogada por la Resolución MEyM N° 202/2016

- La desagregación de todos los costos fijos y variables y, en particular, los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la capacidad ofertada junto con la documentación respaldatoria que permita acreditar la desagregación de costos presentada.
- El cálculo de producción eléctrica junto a toda la información relativa al recurso a explotarse, incluyendo los estudios y documentación que permitan acreditar el funcionamiento de las máquinas a comprometer.

Dichos estudios debían estar avalados por un organismo de reconocido prestigio en la materia.

Toda la documentación era analizada en paralelo por CAMMESA y una Universidad Pública, o entidad similar, con experiencia en la evaluación de proyectos con el fin de realizar una evaluación de viabilidad técnica y económico-financiera de cada uno de los proyectos, para luego comparar las observaciones realizadas.

Seguidamente, los interesados no ofertarían un precio ni competirían entre sí como en una licitación pública, sino que los mismos debían presentar, junto con la descripción técnica del proyecto, la suma de los costos de instalación, fijos y variables, para que la Secretaría de Energía realizara el flujo de fondos correspondiente y pudiese determinar el precio por unidad de energía entregada al sistema. Una vez calculado, si el oferente se encontraba en condiciones de firmar el contrato, se le informaba el precio calculado y de manifestarse de acuerdo se procedía a firmar el contrato; de lo contrario, el proyecto podría dar de baja su oferta.

En la Tabla 1-9, se pueden observar los proyectos presentados bajo el régimen de la Resolución N° 108, totalizando 375,7 MW, resultando 312,8 MW con contrato firmado y 69,1 MW en operación comercial (resaltado en color).

Tabla 1-9 - Proyectos aprobados bajo Resolución SE 108/2011.

#	CENTRAL	POTENCIA	ESTADO	FUENTE	PROVINCIA	FECHA DE FIRMA
1	ARAUCO EÓLICO I Etapa I	25,2 MW	En Operación	Eólico	La Rioja	24/11/2011
2	ARAUCO EÓLICO I Etapa II	25,2 MW	En Operación	Eólico	La Rioja	24/11/2011
3	DIADEMA EÓLICO	6,3 MW	En Operación	Eólico	Chubut	16/03/2012
4	TORDILLO	3 MW	En Operación	Eólico	Chubut	29/04/2013
5	NECOCHEA EÓLICO I	0,3 MW	En Operación	Eólico	Buenos Aires	06/09/2011
6	SALTO ANDERSEN	7,9 MW	En Operación	PAH	Río Negro	23/12/2009
7	SAN JUAN I	1,2 MW	En Operación	Solar	San Juan	25/10/2011
8	NECOCHEA EÓLICO II	3,0 MW	Contratado	Eólico	Buenos Aires	06/09/2011
9	RETA-PAMPA I	100,0 MW	Contratado	Eólico	Buenos Aires	18/04/2013
10	VALLE HERMOSO	12,0 MW	Contratado	Eólico	Chubut	17/04/2013
11	ARAUCO EÓLICO I Etapa III	52,0 MW	Contratado	Eólico	La Rioja	08/10/2014
12	CATAMARCA I	25,0 MW	Contratado	Solar	Catamarca	26/01/2015
13	CERROS DEL SOL	5,2 MW	Contratado	Solar	San Luis	03/11/2014
14	SOLARES DE LA PUNTA	5,2 MW	Contratado	Solar	San Luis	15/12/2014
15	CALETA OLIVIA	1,3 MW	Contratado	Solar	Santa Cruz	09/06/2014
16	VALLE SOLAR I	20,0 MW	Contratado	Solar	Mendoza	26/01/2015
17	ULLUM	20,0 MW	Contratado	Solar	San Juan	05/08/2015
18	CERRO ALTO (Etapa I)	50,4 MW	Instruido	Eólico	Río Negro	31/07/2015
	CERRO ALTO (Etapa II)					
	CERRO ALTO (Etapa III)					
19	VILLA UNIÓN	10,0 MW	Instruido	Solar	La Rioja	06/05/2015
20	LAS LOMITAS	2,5 MW	Instruido	Solar	San Juan	08/05/2015
	TOTAL	375,7 MW				

*Estado de proyectos presentados hasta Agosto 2015

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la ex Subsecretaría de Energías Renovables.

A pesar de migrar de un proceso licitatorio a uno en donde los proyectos se presentaban de manera autónoma para ser aprobados por la Secretaría de Energía, el modelo de contrato seguía siendo el mismo que el del Programa GENREN en cuanto a los compromisos de venta de energía y las penalidades que de allí surgieran.

1.4.5 Resultados primeras experiencias solar fotovoltaicas de gran escala en Argentina

Como se mencionó con anterioridad, en el año 2009 se realizó la primera licitación pública de ENARSA, el Programa GENREN. El resultado de esa licitación para la tecnología SFV fue la adjudicación de seis proyectos, de los cuales se concluyeron tres: P.S. Cañada Honda I, P.S. Cañada Honda II y P.S. La Chimbera I. Actualmente, la empresa propietaria de esos tres proyectos identifica al conjunto de los parques como Parque Solar Fotovoltaico Cañada Honda (360 Energy, 2020). A continuación, se presenta una descripción técnica breve de cada una de estas plantas junto con el cumplimiento del P50 estimado en la licitación. Esta información surge de las ofertas originales archivadas por Integración Energética Argentina S.A. (IEASA, ex ENARSA). En las descripciones de los tres parques solares se presenta la información obtenida de IEASA y se realizan aclaraciones correspondientes según información de la página web del propietario. Respecto a los RPE, su presentación no era de carácter obligatorio en la oferta, por lo que los datos

de generación anual y mensual que se utilizan en los gráficos fueron extraídos de la Descripción del Proyecto.

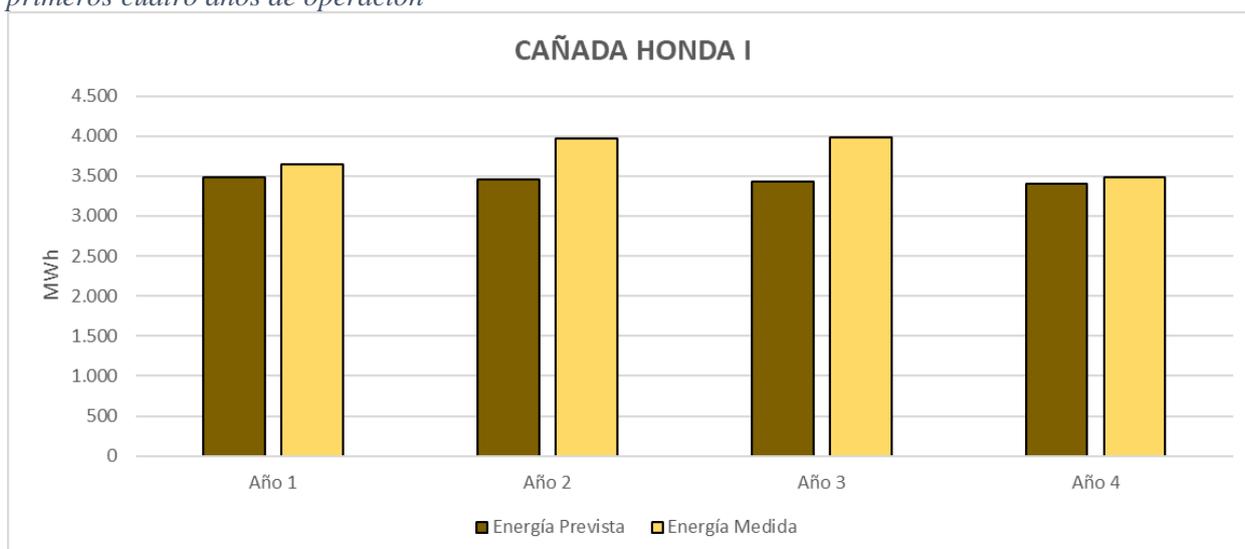
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO CAÑADA HONDA I

Tabla 1-10 - Caracterización de P.S. Cañada Honda I

Proyecto	CAÑADA HONDA I		
Localidad	Cañada Honda		
Provincia	San Juan		
Latitud	31° 59' S		
Longitud	68° 32' O		
Potencia Adjudicada	2,0 MW		
PDI	E.T. La Cañadita - 33 kV		
Habilitación Comercial	01/06/2012		
Base de Datos	Meteonorm / NASA / GERSolar		
Tecnología Módulos		No específica	
Cantidad Módulos		12.000	
Potencia Módulos		210	
Potencia Central DC	2,5 MWp		
Cantidad Inversores	160		
Potencia Inversores	12,5 kW		
Posición Fija	No		
Seguidor 1 eje	-		
Seguidor 2 ejes	200		
Energía Contratada	75.000		
Energía Entregada	37.389		
Cumplimiento de Contrato en MWh	49,9%		
Cumplimiento de Contrato en Años (mar-21)	58,9%		

Fuente: Elaboración propia en base a la Oferta presentada en IEASA.

Figura 1-8 - Generación anual de P.S. Cañada Honda I respecto a la Energía Prevista (P50) para los primeros cuatro años de operación



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA y la Oferta presentada en IEASA.

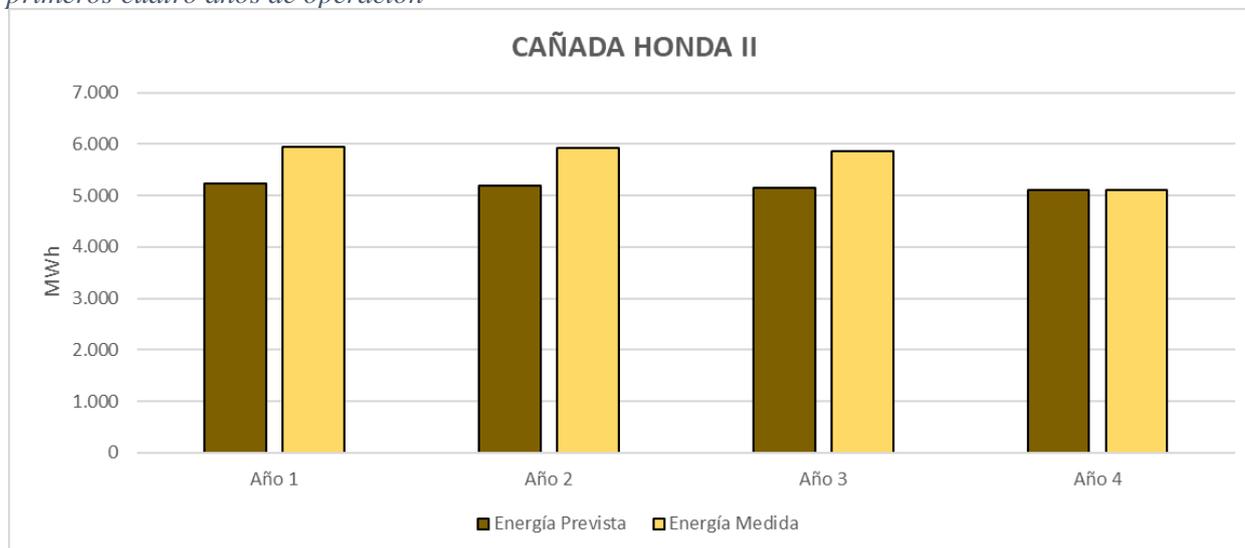
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO CAÑADA HONDA II

Tabla 1-11 - Caracterización de P.S. Cañada Honda II

Proyecto	CAÑADA HONDA II		
Localidad	Cañada Honda		
Provincia	San Juan		
Latitud	31° 59' S		
Longitud	68° 32' O		
Potencia Adjudicada	3,0 MW		
PDI	E.T. La Cañadita - 33 kV		
Habilitación Comercial	01/06/2012		
Base de Datos	Meteonorm / NASA / GERSolar		
Tecnología Módulos	Si-mono	Si-poli	
Cantidad Módulos	9.912	4.956	
Potencia Módulos	222	230	
Potencia Central DC	3,3 MWp		
Cantidad Inversores	6		
Potencia Inversores	500 kW		
Posición Fija	28°		
Seguidor 1 eje	-		
Seguidor 2 ejes	-		
Energía Contratada	82.500		
Energía Entregada	53.818		
Cumplimiento de Contrato en MWh	65,2%		
Cumplimiento de Contrato en Años	58,9%		

Fuente: Elaboración propia en base a la Oferta presentada en IEASA.

Figura 1-9 - Generación anual de P.S. Cañada Honda II respecto a la Energía Prevista (P50) para los primeros cuatro años de operación



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA y la Oferta presentada en IEASA.

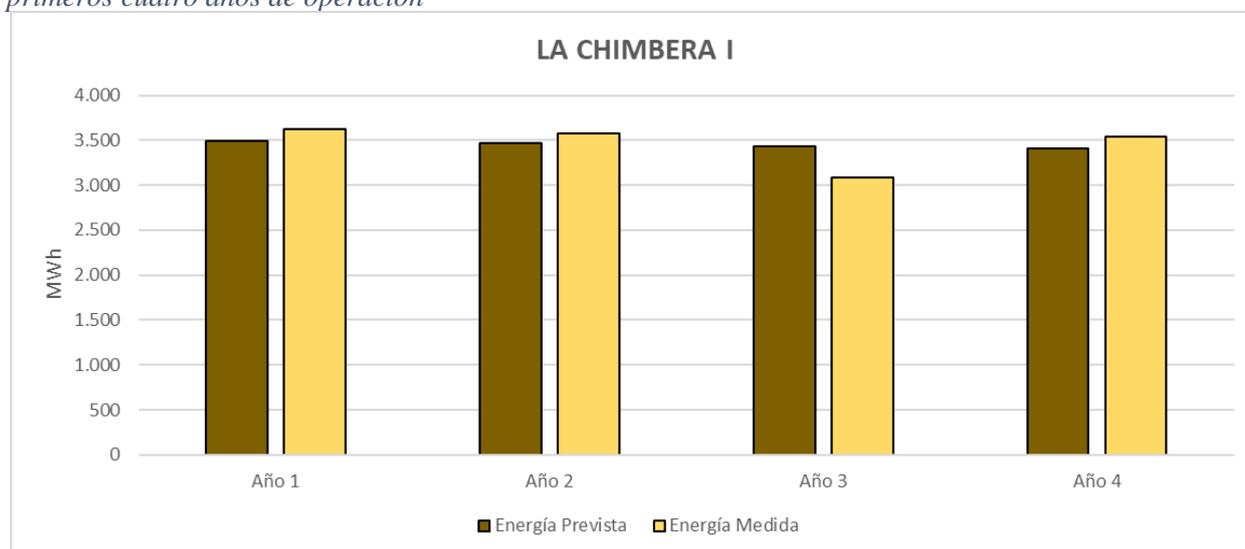
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO LA CHIMBERA I

Tabla 1-12 - Caracterización de P.S. La Chimbera I

Proyecto	LA CHIMBERA I		
Localidad	Cañada Honda		
Provincia	San Juan		
Latitud	31° 59' S		
Longitud	68° 32' O		
Potencia Adjudicada	2,0 MW		
PDI	E.T. La Cañadita - 33 kV		
Habilitación Comercial	03/06/2013		
Base de Datos	Meteonorm / NASA / GERSolar		
Tecnología Módulos	No específica	No específica	
Cantidad Módulos	5.472	2.712	
Potencia Módulos	245	240	
Potencia Central DC	2,0 MWp		
Cantidad Inversores	3		
Potencia Inversores	630 kW		
Posición Fija	28°		
Seguidor 1 eje	-		
Seguidor 2 ejes	-		
Energía Contratada	75.000		
Energía Entregada	31.863		
Cumplimiento de Contrato en MWh	42,5%		
Cumplimiento de Contrato en Años	52,2%		

Fuente: Elaboración propia en base a la Oferta presentada en IEASA.

Figura 1-10 - Generación anual de P.S. La Chimbera I respecto a la Energía Prevista (P50) para los primeros cuatro años de operación



Fuente: Elaboración propia en base a CMMESA y la Oferta presentada en IEASA.

Participación de GERSolar en la evaluación del recurso solar de P.S. Cañada Honda y P.S. La Chimbera

Tal como se indica en la Tabla 1-4, los proyectos de la tecnología solar fotovoltaica que deseaban presentarse en el Programa GENREN debían acreditar que en el sitio donde se desarrollaría el proyecto exista una radiación solar igual o mayor a 5 kWh/m²día.

Según la información relevada en IEASA, sólo en la oferta de Cañada Honda I se encontraba la certificación del recurso, la cual posee la firma del Dr. Hugo Grossi Gallegos en calidad de director del Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar), perteneciente a la Universidad Nacional de Luján (UNLu), República Argentina⁷.

Por otro lado, de acuerdo con entrevistas realizadas con el Dr. Grossi Gallegos, GERSolar no sólo hizo un estudio de irradiación en el sitio donde luego se instaló el P.S. Cañada Honda, sino que previamente habían realizado una evaluación de múltiples variables para poder determinar el mejor lugar para ubicar un proyecto de estas características. Dentro de los criterios y fuentes de información utilizadas se pueden enumerar las siguientes:

- Análisis de las cartas de radiación solar global de Argentina
- Análisis de las cartas de heliofanía efectiva de Argentina
- Análisis de la carta de precipitación media anual (Atlas Climático de América del Sur)
- Análisis de la frecuencia de eventos de granizo en el área bajo estudio
- Delimitación de la zona de mayor interés en función de la información anteriormente procesada
- Estudio del comportamiento estadístico de la información proveniente de las estaciones de la Red Solarimétrica que se encontraban en la zona de interés
- Consideraciones sobre la orografía
- Consideraciones sobre distancia a redes de distribución eléctrica

Dichos trabajos fueron realizados en el 2009. Como resultado, GERSolar estimó, con una incerteza de 6%, que se recolectarían en promedio sobre un plano horizontal $2,06 \pm 0,12$ MWh/m²año, es decir, 5,6 kWh/m²día. Posteriormente, la estación meteorológica situada en este parque ha medido, desde 2012 a junio de 2013 (primer año de operación), 1,95 MWh/m²año dentro del rango estimado por GERSolar.

⁷ También cabe resaltar, que el Dr. Grossi Gallegos es el autor de la tesis doctoral titulada “*Evaluación a nivel de superficie de la radiación solar global en la República Argentina*” (Grossi Gallegos, 1997). que luego derivará en el “*Atlas de Energía Solar de la República Argentina*” (Grossi Gallegos & Righini, 2007). En el Capítulo 6 se profundiza tanto en la tesis como en el Atlas.

Además, mediante el cálculo de ángulo óptimo realizado para el parque solar fotovoltaico Cañada Honda (Grossi Gallegos & Righini, 2011), utilizando un modelo isotrópico para la distribución de la radiación difusa, el GERSolar estimó que sobre un plano inclinado $26,86^\circ$ se recibirían $2,24 \text{ MWh/m}^2\text{año}$, con una incerteza no inferior al 10%. La irradiación medida en el sitio desde julio de 2012 a junio de 2013 (1 año) sobre un ángulo de 28° fue $2,22 \text{ MWh/m}^2$

Aclaraciones técnicas del equipamiento en Cañada Honda y La Chimbera

En base a la oferta presentada a ENARSA (hoy, IEASA), el equipamiento de cada uno de los parques fue descrito en la Tabla 1-10, Tabla 1-11 y Tabla 1-12 pero en la página web oficial de la empresa propietaria se denomina a las tres plantas como Parque Solar Cañada Honda con una potencia total de 7 MW cuya configuración es la siguiente:

- POTENCIA AC: 7,00 MW
- POTENCIA PICO: 7,59 MWp
- MÓDULOS/TECNOLOGÍA: 33.000 / monocristalinos y policristalinos
- INVERSORES: 7
- ESTRUCTURAS DE SOPORTE: Estructura fija a 28°

En consecuencia, se puede afirmar que la estructura de soporte utilizada en Cañada Honda I resultó ser de posición fija en lugar de seguimiento en 2 ejes como se mencionaba en la propuesta inicial. En cuanto a la generación de energía P50 de Cañada Honda I, en la oferta técnica presentada en la licitación revisada en IEASA no se encontró documentación respaldatoria. Pero, por otra parte, sí se encontró un pronóstico de generación por MW_{AC} instalado en la información presentada para Cañada Honda II y La Chimbera I, el cual se detalla en la Tabla 1-13.

Tabla 1-13 – Generación por MW instalado informado para los proyectos Cañada Honda II y La Chimbera I.

INSTALACIÓN FIJA	
MES	ENERGÍA [kWh]
Enero	165.000
Febrero	160.000
Marzo	150.000
Abril	140.000
Mayo	130.000
Junio	110.000
Julio	120.000
Agosto	135.000
Septiembre	150.000
Octubre	155.000
Noviembre	160.000
Diciembre	170.000

Fuente: IEASA.

Por lo tanto, siendo que Cañada Honda I se encuentra en el mismo predio que los otros dos parques y que tiene una potencia instalada de 2 MW con el mismo equipamiento e instalaciones que los otros dos parques solares, esta información se utilizó como base para realizar el cálculo del P50 presentado en la Figura 1-8.

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO SAN JUAN I

A partir de la publicación realizada por Pablo Gambetta y Víctor Manuel Doña, *Planta Solar Fotovoltaica San Juan I: descripción de su diseño y detalles de operación* (Gambetta & Doña, 2011) es posible tener un resumen muy claro de los aspectos de diseño y funcionamiento de esta central desarrollada bajo el esquema de la Resolución SE N° 108/2011.

San Juan I fue concebida por el Gobierno de la Provincia de San Juan como una planta piloto que sirviera como un centro de estudio y evaluación de diferentes tecnologías SFV a fin de determinar la tecnología que mejor se adaptara a dicho territorio, fundada en las bases de que la provincia cuenta con un recurso solar de gran calidad para el desarrollo de estos proyectos. Es así, que el fin principal no fue lucrativo sino de investigación y desarrollo. Cabe destacar que la Planta Solar Fotovoltaica San Juan I es considerada como la primera central SFV puesta en funcionamiento en Latinoamérica (EPSE, 2020). Las características principales de esta central se resumen en la Tabla 1-11.

Un detalle no menor es que esta central utilizó los datos meteorológicos registrados por la estación meteorológica perteneciente a la Universidad de San Juan (UNSJ). Dado que el parque solar San

Juan I dista 30 km de la ciudad de San Juan y no existen grandes diferencias orográficas, se puede considerar que estas mediciones fueron realizadas en el sitio.

Figura 1-11 - Caracterización de P.S. San Juan I

Proyecto	SAN JUAN I		
Localidad	Ullum		
Provincia	San Juan		
Latitud	31°23'19.96" S		
Longitud	68°40'30.93" O		
Potencia Adjudicada	1,2 MW		
PDI	0		
Habilitación Comercial	13/05/2011		
Base de Datos	Estación Meteorológica UNSJ		
Tecnología Módulos	Si-mono	Si-poli	a-Si:H
Cantidad Módulos	1.664	2.268	904
Potencia Módulos	285	280	110
Potencia Central DC	1,2 MWp		
Cantidad Inversores	10		
Potencia Inversores	30 kW / 100 kW / 500 kW (**)		
Posición Fija	5° (verano) / 50° (invierno)		
Seguidor 1 eje	(*)		
Seguidor 2 ejes	31		
Energía Contratada	32.170		
Energía Entregada	22.732		
Cumplimiento de Contrato en MWh	70,6%		
Cumplimiento de Contrato en Años	65,9%		

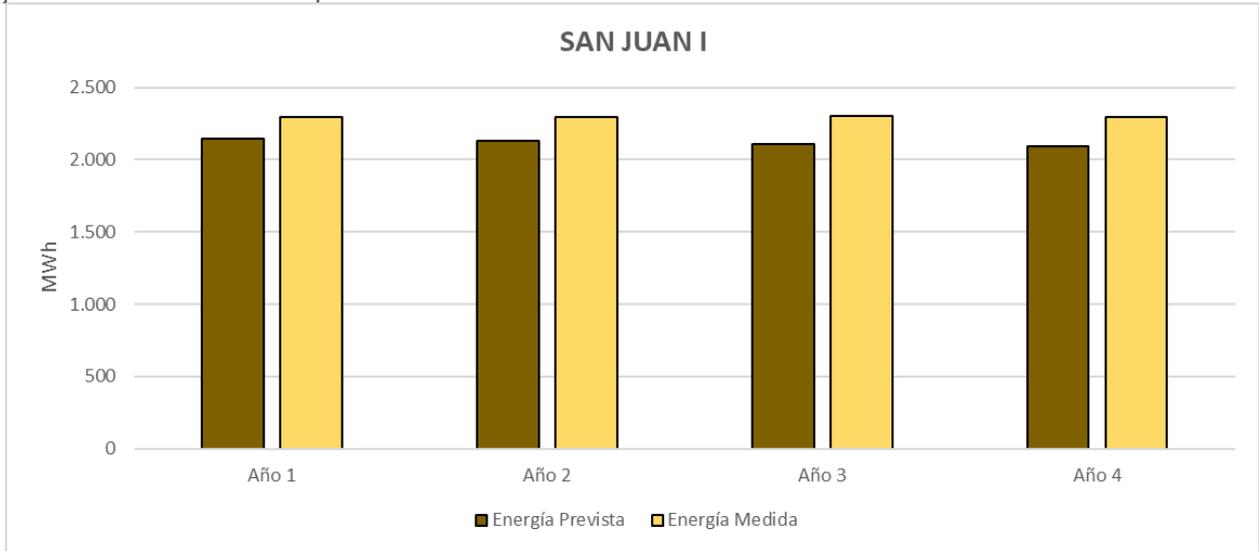
(*) Se destinaron seguidores de 2 ejes para funcionar a un solo eje con orientación N-S pero no especifica cantidad

(**) No especifica cantidad de cada uno

Fuente: Elaboración propia en base a Gambetta & Doña, 2011.

En la Figura 1-12 se muestran los cumplimientos del P50 anuales. Para el primer año, se utiliza el valor presentado en el trabajo de Gambetta y Doña, mientras que para los años siguientes se afecta este P50 considerando una degradación de los módulos de 0,8% anual.

Figura 1-12 - Generación anual de P.S. San Juan I respecto a la Energía Prevista (P50) para los primeros cuatro años de operación



Fuente: Elaboración propia en base a CAMMESA y Gambetta & Doña, 2011.

1.5 PROGRAMA RENOVAR Y MaTER (2015 – 2020)

1.5.1 Ley 27.191

El 23 de septiembre de 2015 se sancionó la Ley N° 27.191 “*Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación*” modificatoria de la Ley N° 26.190. La nueva norma introdujo importantes cambios tanto en los objetivos de participación de las energías renovables en la matriz energética como en los incentivos económicos-financieros para el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica de este tipo. También es interesante destacar que contó con un apoyo multipartidista, manifestándose éste, por ejemplo, en la Cámara de Diputados, con 178 votos a favor, 8 en contra y 4 abstenciones (Honorable Cámara de Diputados, 2015). La misma fue reglamentada el día 30 de marzo de 2016 a través del Decreto N° 531/2016.

Entre las modificaciones más importantes se destacan:

1. Modificación de la definición de energías renovables:

- a) *Se agrega el concepto de que las energías renovables son aquellas que pueden ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo. Incorporación de las tecnologías undimotriz, de las corrientes marinas y biocombustibles⁸.*
- b) Aumenta el límite de potencia de centrales hidroeléctricas de 30 a 50 MW.

2. Modificación de las metas establecidas:

El nuevo objetivo de participación de las energías renovables en la matriz energética será del 20% para el año 2025 con objetivos intermedios que varían cada dos años, siendo la primera meta del 8% al 31 de diciembre de 2017.

3. Modificación del régimen de inversiones:

Según lo establecido en la Ley N° 26.190, el Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas tenía un plazo de 10 años. Con la Ley N° 27.191 se amplía el plazo de forma indefinida.

⁸ Quedan excluidos los biocombustibles para los usos previstos en la Ley N° 26.093.

4. Ampliación de los Beneficios Promocionales:

Los principales Beneficios Fiscales y Promocionales que otorga la nueva Ley se resumen de la siguiente manera:

- a) Exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas (previo control de falta de oferta local) hasta el 31/12/2017⁹
- b) Amortización acelerada de bienes aplicables
- c) Devolución anticipada de IVA
- d) Exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas
- e) Exención del Impuesto a los Dividendos (sujeto a reinversión en infraestructura)
- f) Extensión a 10 años en la duración de los quebrantos impositivos
- g) Deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias
- h) Certificado Fiscal sujeto a acreditación de Componente Nacional Declarado (CND)

5. Creación del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER):

El FODER se conforma como un Fideicomiso de Administración y Financiero que tiene por objeto el otorgamiento de préstamos, la realización de aportes de capital y adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles a fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura, en el marco de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en los términos de la Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191 y reglamentada por el Decreto N° 531/2016.

Las funciones del FODER fueron profundizadas por el Decreto N° 882/2016, en particular respecto de su rol frente a los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrados entre los beneficiarios del citado Régimen y CAMMESA con la finalidad de cumplir con las metas establecidas por las leyes citadas.

En el mencionado Decreto se expresó que resultaba necesario otorgarle expresamente al FODER las facultades de asumir obligaciones de pago y/o garantía con el fin de realizar un equitativo y eficiente reparto de riesgos entre los intervinientes, asignándolos a la parte que se encuentre en mejores condiciones de prevenirlos, asumirlos o mitigarlos, para minimizar el riesgo del proyecto y facilitar las condiciones de su financiamiento, con el consiguiente beneficio de reducción de los precios a abonar por los usuarios.

La interacción del FODER con los otros actores del régimen puede apreciarse en la Figura 1-14.

⁹ Este plazo se vio modificado en el futuro por el Decreto N° 814/2017

6. Obligatoriedad de compra de todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina:

En su Capítulo IV, la Ley N° 27.191 y su posterior Decreto Reglamentario, establecen que la totalidad de los usuarios de energía eléctrica conectados al SADI están obligados a cumplir con los objetivos fijados. Esta obligación se cumple por medio del mecanismo de Compras Conjuntas realizado por CAMMESA o el ente que designe en un futuro la Autoridad de Aplicación. El mecanismo de Compras Conjuntas consiste en que CAMMESA adquiera energía eléctrica proveniente de energías renovables celebrando contratos con generadores o comercializadores de este tipo de energía para que luego sea comprada por los usuarios del SADI.

Por otro lado, la Ley otorga el derecho a los usuarios que posean una demanda de potencia media superior a los 300 kW a celebrar sus propios contratos de energía eléctrica proveniente de fuentes de energía renovable o de autogenerarse dicha energía para cumplir con los objetivos estipulados a costa de salir de las Compras Conjuntas. El ámbito de este mercado es regulado por la Resolución Ministerio de Energía y Minería (MEyM) 281/2017 y es conocido como Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER).

1.5.2 Programa RenovAr

Con el nuevo marco regulatorio aplicado luego de la sanción de la Ley N° 27.191, su Decreto Reglamentario y las Resoluciones emitidas para terminar de regular el mercado¹⁰, el día 25 de julio de 2016, el Ministerio de Energía y Minería convocó a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional e Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, “Programa RenovAr (Ronda 1)”, mediante la Resolución N° 136, en cuyo Anexo se encuentra el PBC del proceso licitatorio enunciado.

Con la Ronda 1 del Programa RenovAr se inició un proceso de incremento de la capacidad instalada de energías renovables en busca del cumplimiento de los objetivos de la Ley N° 27.191. En primera instancia, se licitaron un total de 1.000 MW repartidos entre diferentes tecnologías, a saber:

¹⁰ Entre la regulación más importante se destacan Decreto N° 531/2016; Resolución ex MEyM N° 71/2016; Resolución ex MEyM N° 72/2016; Resolución Conjunta ex MEyM N° 123/2016 y ex MP N° 313/2016; Decreto N° 882/2016; Resolución ex MEyM N° 147-E/2016 y Resolución ex MEyM N° 202-E/2016

Tabla 1-14 - Potencia licitada por tecnología en el Programa RenovAr Ronda 1.

TECNOLOGÍA	POTENCIA REQUERIDA (en MW)
EÓLICA	600
SOLAR FOTOVOLTAICA	300
BIOMASA (combustión y gasificación)	65
BIOGÁS	15
PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS (PAH)	20
TOTAL	1.000

Fuente: Pliego de Bases y Condiciones Programa RenovAr Ronda 1 - Resolución MEyM N°136/2016.

Las condiciones para los proyectos de cada tecnología se expresan en su Anexo 2 del PBC:

Tabla 1-15 - Condiciones para presentarse en el Programa RenovAr Ronda 1.

	EÓLICA	SOLAR FOTOVOLTAICA	BIOMASA	BIOGÁS	PAH
POTENCIA MÍNIMA	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	0,5 MW
POTENCIA MÁXIMA	100 MW	100 MW	65 MW	15 MW	20 MW
MEDICIÓN Y/O DISPONIBILIDAD DEL RECURSO RENOVABLES	Mínimo de 1 año de mediciones en el predio comprometido. Debe presentar RPE con DDJJ de Consultor Independiente	Debe presentar RPE con DDJJ de Consultor Independiente	Debe presentar DDJJ de fuente y sustentabilidad del recurso biomásico a utilizar	Debe presentar DDJJ de fuente y sustentabilidad del recurso biomásico a utilizar	Debe presentar DDJJ de disponibilidad del recurso y cálculo de producción de energía.
PLAZO DE EJECUCIÓN MÁXIMO DESDE LA FECHA DE SUSCRIPCIÓN AL CONTRATO	730 días	730 días	730 días	730 días	730 días

Fuente: Pliego de Bases y Condiciones Programa RenovAr Ronda 1 - Resolución MEyM N°136/2016.

A diferencia del Programa GENREN, los nuevos Contratos de Abastecimiento de Energía Renovable se extienden por 20 años y los mismos son contratos por Potencia con penalidades por energía no suministrada. Esta última surge de los compromisos que asumen los proyectos adjudicados en base a los RPE presentados en la oferta según corresponde a cada tecnología. Además, a cada proyecto se le garantiza que el 100% de la energía eléctrica generada por la potencia contratada será comprada por CAMMESA al precio de contrato, el cual está fijado en dólares estadounidenses (USD) con ajustes anuales según lo indicado en el PBC. (Subsecretaría de Energías Renovables, 2016).

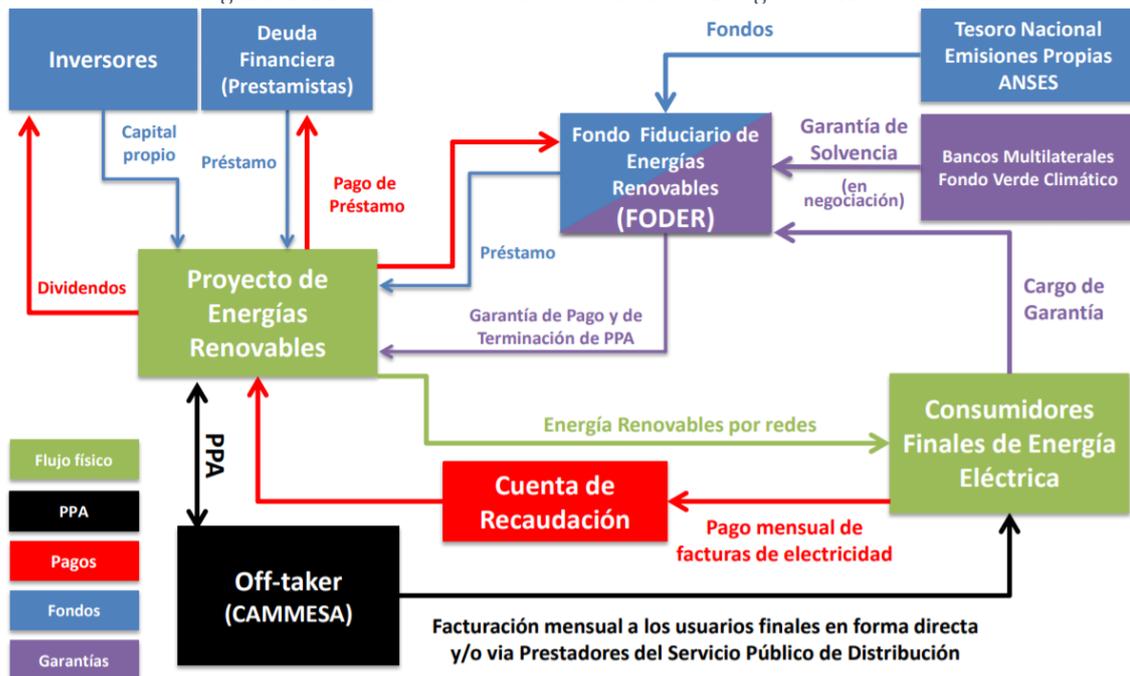
Otra característica del Programa RenovAr es su sistema de tres niveles de garantías para asegurar el pago de la energía inyectada al SADI por parte de cada central. (Subsecretaría de Energías Renovables, 2016b). En las Figura 1-13 y Figura 1-14 puede apreciarse la estructura, organización y flujos de fondos del Programa RenovAr.

Figura 1-13 - Esquema de contratos y garantías del Programa RenovAr.



Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables, 2016a.

Figura 1-14 - Relación de los actores en el Programa RenovAr.



Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables, 2016b.

La documentación que debía presentar cada uno de los proyectos para participar en el proceso licitatorio del Programa RenovAr era la siguiente:

- Requisitos Legales
- Requerimientos Financieros
- Memoria Descriptiva del proyecto
- Disponibilidad del inmueble para el proyecto
- Disponibilidad o factibilidad del recurso

- f) Tecnología
- g) Cálculo de producción
- h) Habilitaciones ambientales
- i) Agente del MEM
- j) Acceso a la Capacidad de Transporte
- k) Solicitud de Beneficios Fiscales

Es preciso aclarar que cada uno de los ítems aquí mencionados requería de la información y documentación respaldatoria apropiada para que el proyecto calificase como *técnicamente aprobable*. A los fines del presente trabajo, sólo se profundiza y detalla lo así solicitado en los incisos e); f) y g).

e) Disponibilidad o factibilidad del recurso

Sin perjuicio de los requisitos establecidos en el Anexo 2, deberán indicarse los datos con los que se cuenta para el desarrollo del Proyecto, la estadística utilizada, las fuentes de información y realizar una caracterización ambiental y geográfica sintética del Sitio en la presentación (topografía, cobertura vegetal, régimen climático, etc.).

Tanto con información propia como la producida por terceros se deberá poder certificar la frecuencia en la toma de datos, la ubicación geográfica y las características de los instrumentos de medición y registro, acompañando los certificados de calibración correspondientes e indicando las características del montaje y la configuración completa del sistema de registro.

La información de prospectiva de recurso se resumirá en un RPE [...]. En todos los casos el RPE deberá estar actualizado a un plazo no mayor de seis (6) meses anteriores a la fecha de presentación de Ofertas. Asimismo, el RPE deberá contar como mínimo con una revisión del programa meteorológico incluyendo el análisis de datos, la caracterización y valorización del recurso, y una modelización espacial de la distribución del mismo en el Sitio. Al mismo tiempo, deberá contar con una estimación de la producción de energía esperada asumiendo un diseño de planta y sus respectivas curvas características según la tecnología adoptada, así como también se deberá incluir la estimación de pérdidas e incertidumbres asociadas informando la producción esperada a distintos niveles de excedencia del 50%, del 90% y del 99%. (P50-P90-P99)¹¹.

¹¹ Ver Probabilidad de Excedencia (Capítulo 4)

f) Tecnología

Además de toda la información relativa al recurso a explotarse, se deberán incluir los estudios y documentación que permitan acreditar el rendimiento de las máquinas y equipos que se encuentran comprometidos en la Oferta, la potencia a instalar y la descripción técnica de todos los componentes de la Central de Generación, equipos y obras complementarias, en particular, de la/s unidad/es generadora/s que serán habilitadas, su descripción técnica y consumo específico medio, cuando corresponda.

También deberán especificar los proveedores y el origen del equipamiento electromecánico y de los componentes a utilizar. Deberán proporcionarse asimismo las certificaciones de los equipos, las cuales deberán estar realizadas bajo normas internacionales comúnmente aceptadas.

Adicionalmente, deberá proporcionarse el programa de operación y mantenimiento de la Central de Generación, incluyendo plantel de operadores con sus turnos y el plan de mantenimiento con los datos operativos correspondientes.

g) Cálculo de Producción

Junto con la información provista para la prospectiva del recurso y la tecnología, deberán acompañarse los modelos de simulación del Sitio para determinar los valores medios anuales aprovechables de acuerdo con la configuración y el tipo de tecnología a utilizar.

Deberán acompañarse mapas del diseño y planos y esquemas de la Central de Generación, especificando los criterios y herramientas utilizados para el diseño.

Tanto la disponibilidad o factibilidad del recurso junto con el cálculo de producción (energía comprometida, entre otros) debían ser realizados por un Consultor Independiente Calificado.

A continuación, se transcriben del PBC las definiciones de Consultor Independiente Calificado, Potencia Contratada y las diferentes clasificaciones de Energía:

- **Consultor Independiente Calificado:** *El consultor independiente, ya sea una persona humana o jurídica, deberá acreditar mediante declaración jurada, en el caso de la persona jurídica firmada por su representante legal o apoderado, que cuenta con la experiencia mínima de haber realizado estudios similares en el mercado local y/o internacional por un mínimo de mil megavatios (1000 MW)¹² de cualquier fuente renovable para Proyectos de*

¹² Nota del Autor: 1.000 MW representan el 3,8% de la potencia máxima histórica demandada por el SADI igual a 26.450 MW el día 25/01/2021. (Fuente: CAMMESA consultado el día 13/03/2021 <https://cammesaweb.cammesa.com/operacion/#maxhis>)

Tecnología Eólica y/o Solar y de cien megavatios (100 MW) para las demás Tecnologías incluidas en esta Convocatoria y proveer referencias comerciales de cada proyecto.

Se deberá acreditar solvencia técnica en trabajos de prospección del recurso energético del que se trate, haciendo mención a los trabajos efectuados y/o publicados en el sector, tanto a nivel nacional como internacional, junto con cualquier otro instrumento que avale la experiencia y capacidad técnica de las empresas y/o consultores involucrados.

- **Energía Comprometida:** *significa la energía eléctrica que el Oferente se compromete a suministrar por Año de Producción durante el plazo de vigencia del Contrato de Abastecimiento, que no debe ser menor al nivel de generación con un noventa por ciento (90%) de probabilidad de excedencia (P90) del Proyecto, certificado en el RPE.*
- **Energía Comprometida Mínima:** *significa la energía eléctrica que el Oferente se compromete a suministrar como mínimo por Año de Producción durante el plazo de vigencia del Contrato de Abastecimiento, que no debe ser menor al nivel de generación con un noventa y nueve por ciento (99%) de probabilidad de excedencia (P99) del Proyecto, certificado en el RPE.*
- **Energía Contratada:** *significa toda la energía eléctrica generada por la Potencia Contratada durante veinte (20) años de producción consecutivos a partir de la Fecha de Habilitación Comercial.*
- **Potencia Contratada:** *significa la cantidad de MW de la Central de Generación según se defina en la comunicación de adjudicación y se refleje en el Contrato de Abastecimiento.*

Al analizar la documentación requerida para la propuesta de Disponibilidad o Factibilidad del Recurso y el Cálculo de Producción con las definiciones del PBC de la Ronda 1 del Programa RenovAr, se puede deducir que los valores de P90 y P99 que surgen en el RPE se traducen en los compromisos de energía que asumirá el dueño del proyecto¹³ y, como se explica en el Capítulo 4, estos dos valores dependen directamente del valor P50 certificado por el Consultor Independiente.

PROGRAMA RENOVAR – RONDA 1

El 5 de septiembre de 2016 se recibieron 123 ofertas en esta primera ronda. El total de potencia ofertada fue de 6.343 MW, de los cuales 2.811 MW fueron presentados en 58 proyectos SFV. Pero se adjudicaron 400 MW en los proyectos indicados en al Tabla 1-16 (Gonzalez, 2019):

¹³ El tratamiento de los compromisos asumidos en cada proyecto excede este estudio. Para más información se recomienda leer el PBC citado en la bibliografía.

Tabla 1-16 - Adjudicación de proyectos solar fotovoltaicos en Programa RenovAr Ronda 1

PROYECTO	PROVINCIA	POTENCIA	PRECIO	HABILITACIÓN COMERCIAL
P.S.F. CAUCHARI I	JUJUY	100 MW	60 USD/MWh	26/09/2020
P.S.F. CAUCHARI II	JUJUY	100 MW	60 USD/MWh	26/09/2020
P.S.F. CAUCHARI III	JUJUY	100 MW	60 USD/MWh	26/09/2020
P.S.F. LA PUNA	SALTA	100 MW	58,98 USD/MWh	-

Fuente: Gonzalez, 2019.

También, en este proceso, se invitó a proyectos que hubiesen participado en el marco del Programa GENREN y de la Resolución SE N° 108/2011, que cumpliesen con las condiciones establecidas en la Resolución MEyM N° 202/2016, a readecuarse a las nuevas condiciones. La Tabla 1-17 refleja los proyectos SFV adjudicados según este procedimiento (Gonzalez, 2019):

Tabla 1-17 - Adjudicación de proyectos solar fotovoltaicos bajo Res. MEyM 202/2016

PROYECTO	PROVINCIA	POTENCIA	PRECIO	HABILITACIÓN COMERCIAL
P.S.F. SOLARES DE LA PUNTA	SAN LUIS	5 MW	58,98 USD/MWh	27/12/2019
P.S.F. CERROS DEL SOL	SAN LUIS	5 MW	58,98 USD/MWh	14/09/2019

Fuente: Gonzalez, 2019.

Los resultados de la adjudicación de todos los proyectos de la Ronda 1 del Programa RenovAr se encuentran publicados en la Resolución MEyM N° 213 del 7 de octubre de 2016.

Tras la gran cantidad de propuestas recibidas en la Ronda 1, se convocó a los proyectos de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica que no habían sido adjudicados, a participar de la Ronda 1.5 del mismo Programa.

PROGRAMA RENOVAR – RONDA 1.5

El 28 de octubre de 2016, por medio de la Resolución MEyM N° 252, se convocó a los proyectos de la Ronda 1 aprobados técnicamente y no adjudicados a re-ofertar sus propuestas bajo el nuevo PBC¹⁴. Las condiciones técnicas fueron idénticas a las de la Ronda 1.

En la Tabla 1-18 se presentan las potencias licitadas por tecnologías y por región para completar el nuevo cupo.

¹⁴ Una de las principales diferencias entre el PBC entre la Ronda 1 y la Ronda 1.5, es que en este último caso se publicaron los precios máximos de adjudicación.

Tabla 1-18 - Potencia licitada en el Programa RenovAr Ronda 1.5

Tecnología	Región	Provincias	Potencia Requerida
Eólica	Comahue	Neuquén, Río Negro y La Pampa	100 MW
	Patagonia	Santa Cruz y Chubut	100 MW
	Buenos Aires	Buenos Aires	100 MW
	Resto Eólico	Todas las provincias no comprendidas en las otras regiones	100 MW
Solar Fotovoltaico	NOA	Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero	100 MW
	Resto Solar	Todas las provincias no comprendidas en el NOA	100 MW

Fuente: Pliego de Bases y Condiciones Programa RenovAr Ronda 1.5- Resolución MEyM N°252-E/2016.

El 11 de noviembre de 2016, se recibieron 47 ofertas. El total de potencia ofertada fue de 2.486 MW. Para la tecnología SFV se presentaron 28 proyectos por 925 MW. Se adjudicaron 516 MW según la Tabla 1-19 (Gonzalez, 2019):

Tabla 1-19 – Adjudicación de proyectos solar fotovoltaicos en Programa RenovAr Ronda 1.5

PROYECTO	PROVINCIA	POTENCIA	PRECIO [USD/MWh]	HABILITACIÓN COMERCIAL
P.S.F. LAVALLE	MENDOZA	17,6 MW	48,75	-
P.S.F. LUJÁN DE CUYO	MENDOZA	22 MW	48,75	-
P.S.F. LA PAZ	MENDOZA	14,08 MW	48,75	-
P.S.F. PASIP	MENDOZA	1,15 MW	47,25	07/09/2019
P.S.F. GENERAL ALVEAR	MENDOZA	17,6 MW	48,75	-
P.S.F. CAFAYATE	SALTA	80 MW	56,28	19/07/2019
P.S.F. CALDENES DEL OESTE	SAN LUIS	24,75 MW	58,90	08/08/2018
P.S.F. FIAMBALÁ	CATAMARCA	11 MW	53,73	20/09/2019
P.S.F. LAS LOMITAS	SAN JUAN	2 MW	59,20	25/09/2018
P.S.F. SAUJIL	CATAMARCA	22,5 MW	51,93	05/12/2018
P.S.F. SARMIENTO	SAN JUAN	35 MW	52,95	Contrato Rescindido
P.S.F. ULLUM N2	SAN JUAN	25 MW	55,23	19/12/2018
P.S.F. ANCHORIS	MENDOZA	21,3 MW	48,00	-
P.S.F. ULLUM N1	SAN JUAN	25 MW	53,73	19/12/2019
P.S.F. ULLUM 4	SAN JUAN	14 MW	56,50	29/06/2019
P.S.F. LA CUMBRE	SAN LUIS	22 MW	56,70	08/09/2018
P.S.F. ULLUM3	SAN JUAN	32 MW	57,63	22/12/2018
P.S.F. IGLESIA-GUAÑIZUIL	SAN JUAN	80 MW	54,10	27/03/2019
P.S.F. TINOGASTA	CATAMARCA	15 MW	53,43	12/04/2019
P.S.F. NONOGASTA	LA RIOJA	35 MW	56,43	17/04/2019

Fuente: Gonzalez, 2019.

El resultado de la adjudicación de los proyectos presentados en la Ronda 1.5 del Programa RenovAr está publicado en la Resolución MeyM N° 281 del 25 de noviembre de 2016

PROGRAMA RENOVAR – RONDAS 2 y 3

Si bien las Rondas 2 y 3 del Programa RenovAr no son objeto de análisis de este trabajo, a continuación, se resumen sus resultados dado que forman parte del mismo proceso de expansión y crecimiento de las plantas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables.

El 16 de agosto de 2017, por medio de Resolución MeyM N° 275 se lanzó la Ronda 2 del Programa RenovAr. El 19 de octubre de 2017, se recibieron 228 ofertas. El total de potencia ofertada fue de 9.402 MW. De todos ellos, 99 proyectos fueron SFV que ascendieron a 5.292 MW. Se adjudicaron 12 proyectos SFV por 556,8 MW. A los proyectos restantes que hubiesen aprobado los requerimientos técnicos del PBC, se los convocó a una Fase 2 de esta Ronda para que readequen sus precios. De esta manera, se sumaron 259,5 MW de potencia SFV repartidos en 5 proyectos (Gonzalez, 2019).

La adjudicación de la Fase 1 de la Ronda 2 y la convocatoria a la Fase 2 de la misma Ronda se encuentran en la Resolución MeyM N° 473 del 30 de noviembre de 2017. La adjudicación de la Fase 2 se encuentra en la Resolución MeyM N° 488 del 19 de diciembre de 2017.

Por su parte, la Ronda 3 del Programa RenovAr (conocida como MiniRen) se lanzó el 14 de noviembre del 2018 mediante la Resolución Secretaría de Gobierno de Energía (SGE) N°100¹⁵. El 30 de mayo de 2019, se recibieron 56 ofertas. El total de potencia ofertada fue de 352 MW sobre los 400 MW a disposición. 18 proyectos fueron de tecnología SFV y representaron 128 MW. La adjudicación fue por 96,75 MW¹⁶ en 13 proyectos (Gonzalez, 2019).

La adjudicación de proyectos de la Ronda 3 del Programa RenovAr se informó en la Disposición Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (SSERyEE) N° 91 del día 2 de agosto de 2019.

MERCADO A TÉRMINO DE ENERGÍAS RENOVABLES (MaTER)

Paralelamente al Programa RenovAr, se creó y reguló el Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER) mediante la Resolución MeyM N° 281 del 18 de agosto de 2017.

¹⁵ Luego el PBC sufriría varios cambios, por lo que se lanzaría un nuevo PBC en la Resolución SGE N° 90 del 11 de marzo de 2019.

¹⁶ Dado que en primera instancia no fue posible adjudicar el total de la potencia licitada, a través de la Disposición SSERyEE 91/2019, se convocó a los proyectos que habían superado la calificación técnica a presentarse para la suscripción de PPA contemplando un precio de invitación (correspondiente al mínimo adjudicado en cada tecnología). De este modo, se adjudicó un nuevo proyecto solar fotovoltaico; P.S. La Cumbre III por 10 MW. Así, bajo la Ronda 3 - MiniRen se adjudicaron 106,75 MW para la tecnología SFV.

El objetivo de este régimen busca fomentar que los usuarios con una demanda de potencia media mayor o igual a 300 kW (GUH, Grandes Usuarios Habilitados) accedan a la contratación de energía eléctrica a partir de proyectos de generación renovables para dar cumplimiento a los objetivos de la Ley N° 27.191, mediante una serie de beneficios para que los GUH opten por esta alternativa en lugar de permanecer en el sistema de Compras Conjuntas de CAMMESA¹⁷.

Esta Resolución también crea el Registro Nacional de Proyectos de Energías Renovables (ReNPER).

Al igual que con las Rondas 2 y 3 del Programa RenovAr, aquí sólo se mencionan los proyectos operativos del MaTER publicados en el *Informe MaTER Abril 2021* (CAMMESA, 2021):

Tabla 1-20 – Proyectos solar fotovoltaicos en operación en el marco de Res. MeyM 281/2017 (MaTER) al 31/03/2021

PROYECTO	POTENCIA HABILITADA [MW]	PROVINCIA	HABILITACIÓN COMERCIAL
P.S. Parque de Los Llanos	12	La Rioja	23/02/2019
P.S. Solar de Los Andes	5	Mendoza	04/02/2020
P.S. Parque de Los Llanos – A	8	La Rioja	14/01/2020
P.S. Anchipurac	3	San Juan	14/04/2021
P.S. Ullum Solargen 2	7	San Juan	24/07/2019
P.S. Chepes	2	La Rioja	04/10/2018
P.S. La Cumbre II	4	San Luis	28/02/2019
P.S. Tamberías	2,7	San Juan	-
P.S. Los Diaguítas	1,8	San Juan	-
TOTAL	45,5		

Fuente: CAMMESA, 2021.

1.6 REFLEXIONES SOBRE LA EXPANSIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA

En primer lugar, resulta relevante destacar que las primeras cuatro plantas fotovoltaicas construidas en Argentina (y en América Latina) fueron desarrolladas utilizando bases de datos meteorológicas, de manera total o parcial, con mediciones de tierra in situ. Esta información crítica se obtuvo gracias a la intervención de Universidades públicas del país.

En segundo lugar, estas cuatro centrales, que fueron desarrolladas bajo el esquema de la Ley N° 26.190, generaron y generan energía eléctrica superando el pronóstico medio anual informado en la propuesta inicial (P50) a pesar de que la licitación no preveía penalidades por incumplimiento de la energía contratada y no tenían necesidad de subestimar la generación. Por el contrario,

¹⁷ La energía obtenida por CAMMESA mediante el esquema de Compras Conjuntas es aquella generada por los generadores adjudicados en el Programa RenovAr

mientras más energía se contratara, mayor sería el beneficio para el proyecto, dado que el contrato se finaliza una vez que el paquete de energía contratado es provisto por las centrales.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, es posible inferir que, desde el punto de vista de los datos meteorológicos que se planea evaluar, Argentina contaba con una buena calidad de mediciones de irradiancia solar que facilitó la realización de las primeras plantas fotovoltaicas en la región; que los registros de irradiancia medidos hasta entonces eran confiables; que las universidades nacionales argentinas cuentan con equipamiento para medir esta variable y con profesionales con capacidad técnica para generar buenas bases de datos.

Por otro lado, recapitulando la historia de la evolución de las políticas en torno a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en Argentina desde fines de la década de los noventa hasta agosto de 2015, se puede concluir que las mismas no han tenido el éxito esperado dado que con la Ley 25.019 sólo se instalaron en el país 11,57 MW para generación de energía a partir de la energía eólica y no se registraron avances en el desarrollo de parques SFV. Luego, con la sanción de la Ley N° 26.190 y las políticas asociadas a ella, como fueron el Programa GENREN y la posterior Resolución SE N° 108/2011, se concretaron 18 proyectos (11 para GENREN y 7 para Resolución SE 108/2011) por un total de 278,1 MW (209 MW para GENREN y 69,1 MW para Resolución SE 108/2011), cubriendo menos del 1% de la demanda de energía eléctrica.

De acuerdo con el estudio *Limitaciones para el desarrollo de energías renovables en Argentina*, el bajo desarrollo y concreción de proyectos del Programa GENREN y Resolución SE N° 108/2011 se debió en gran medida a las condiciones de entorno de la política argentina, atribuibles a la gobernanza, la voluntad política y a marcos regulatorios débiles. Por su parte, se define como el principal problema la falta de acceso al financiamiento debido a la incertidumbre macroeconómica de Argentina. Por otro lado, se considera que la intervención del sector energético durante el período 2001 – 2015 que realizó el Estado Nacional provocó una reacción antipática para los actores privados. Además, los mecanismos implementados no exigían a los interesados presentar las garantías necesarias que permitieran comprometer la disponibilidad de los recursos para concretar la ejecución de los proyectos adjudicados durante los procesos licitatorios (Recalde, Bouille, & Girardín, 2015).

Por otro lado, es posible detectar un impulso en las políticas argentinas de las energías renovables desde el año 2015. La nueva Ley N° 27.191 propone su fomento tanto desde el aumento de su participación en la matriz energética como en los incentivos económicos ofrecidos. Se observa, además, que la convocatoria del Programa RenovAr fue mucho mayor a los programas anteriores. En este sentido, al día de la fecha, la potencia de generadores de energía renovable que se encuentra conectada al SADI es de 3.374 MW, de los cuales 2.207 MW corresponden a proyectos instalados

con el Programa RenovAr (694% más que en 2015). De la nueva potencia renovable instalada (Programa RenovAr + MaTER), 735 MW corresponden a la tecnología SFV, 10.400 % más que en 2015.

2 HIPÓTESIS Y OBJETIVOS

Las observaciones realizadas para el primer año de producción de los parques SFV de las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr sugieren realizarnos el cuestionamiento de por qué dichos parques no alcanzan a cumplir con los pronósticos y estimaciones de producción realizadas por expertos. Por ello, la hipótesis que sostendrá este trabajo es que:

Los pronósticos de producción de energía eléctrica de los parques solar fotovoltaicos calculados con base a datos de radiación solar medidos en tierra presentan una diferencia significativa con respecto a los pronósticos que basan su cálculo en bases de datos de mediciones satelitales.

Para su verificación, se plantea como Objetivo Principal comparar la generación real de los parques SFV, adjudicados en el Programa RenovAr que entraron en operación en los años 2018 y 2019 (Proyectos RenovAr), con la energía prevista con una probabilidad de excedencia del 50% (P50) informada, y con su previsión P50 calculada en base a mediciones de tierra. Luego, cuantificar si la diferencia entre dichos pronósticos es significativa.

Por otro lado, los Objetivos Secundarios serán:

1. Caracterizar técnicamente los proyectos SFV haciendo hincapié en las tecnologías utilizadas en módulos, inversores y seguidores.
2. Caracterizar la estructura de los RPE observando criterios de evaluación, desarrollo de fórmulas utilizadas, softwares de evaluación y otros.
3. Replicar los RPE de los Proyectos RenovAr reemplazando los datos de irradiación solar por los del Atlas Solar desarrollado por Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini y otros datos meteorológicos provistos por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN).
4. Realizar el seguimiento de la generación real de energía eléctrica de cada uno de los parques solares fotovoltaicos que serán evaluados.
5. Comparar la generación real de energía recopilada en el Objetivo Secundario 4 con el P50 que fue previsto por los proyectos en su RPE y calcular el desvío.
6. Comparar la generación real de energía recopilada en el Objetivo Secundario 4 con el P50 que fue previsto en el Objetivo Secundario 3 y calcular el desvío.
7. Evaluar si el desvío en la estimación del P50 se reduce al utilizar el Atlas Solar desarrollado por Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini y los datos del SMN como fuente de información.
8. Analizar el impacto de la distancia entre los parques SFV y a las estaciones solarimétricas utilizadas para el desarrollo del Atlas Solar, y de la distancia entre estos y las isolíneas de los mapas mensuales.

SECCIÓN II: MATERIALES Y MÉTODOS

3 METODOLOGÍA – NORMA IEC 61724-3

La norma IEC 61724 es la familia de normas denominada Desempeño de Sistemas Fotovoltaicos (*Photovoltaic System Performance*). En particular, es de nuestro interés su tercera parte, Método de Evaluación de Energía (*Energy Evaluation Method*). El objetivo de la norma es establecer un procedimiento que logre demostrar que el sistema fotovoltaico se desempeña de acuerdo con lo previsto en los estudios de prefactibilidad del proyecto. La introducción de dicha norma en este trabajo se debe a que el análisis aquí realizado se ha inspirado en la misma, ya que, si bien el método presentado no se aplica rigurosamente, muchos de los criterios y metodologías utilizados se basan en ella.

El procedimiento establecido bajo la IEC 61724-3 busca testear a un sistema fotovoltaico en el marco de condiciones operativas relevantes y por un plazo sustancial de tiempo, por lo que sugiere que dicho plazo sea como mínimo de un año de operación, a modo de verificar la producción de energía a largo plazo incluyendo problemas de desempeño que contemplen no sólo las relacionadas con las condiciones meteorológicas sino también salidas de servicio de la planta, restricciones en la red, poco mantenimiento, fallas mecánicas, degradación de la planta, entre otros. De este modo, también se pretende definir el desempeño de la planta cuantificando la disponibilidad e indisponibilidad.

La Norma fue creada en primera instancia para facilitar la documentación de garantía de rendimiento de un sistema SFV, pero también puede ser usada para verificar la precisión de un modelo u otros objetivos.

3.1 IEC 61724-3: ALCANCE Y PROCEDIMIENTO

El alcance de la citada norma se limita a medir y analizar la producción de un sistema SFV específico en relación con la energía esperada para el mismo sistema con las condiciones meteorológicas actuales definidas por los grupos de interés (*stakeholders*). El procedimiento busca evaluar la calidad del rendimiento de un sistema SFV asumiendo que el modelo predictivo utilizado para calcular el rendimiento describe al sistema correctamente.

La norma no prohíbe ningún método para la realización de predicciones de Energía Esperada. El método de predicción y los supuestos utilizados quedan a cargo de los grupos de interés. De cualquier modo, el método utilizado para la predicción de la generación de energía queda fuera del alcance, por lo que si el modelo inicial utilizado fue impreciso, el diseño del sistema se vio modificado o si se desea introducir modificaciones; el modelo puede ser modificado con el común acuerdo de los grupos de interés.

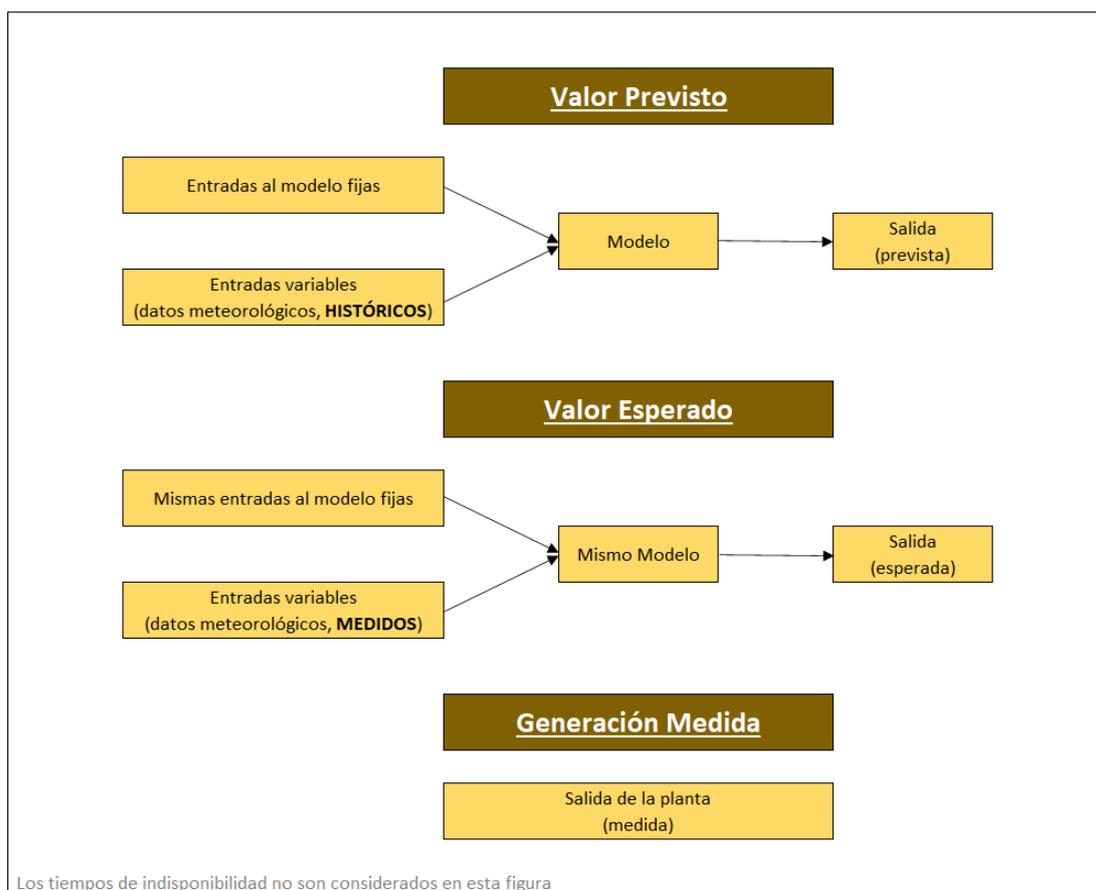
Aquí, surgen tres definiciones importantes, a saber:

- **Energía Prevista:** generación de energía de un sistema fotovoltaico que es calculada con un modelo de desempeño específico, utilizando *datos meteorológicos históricos* que son considerados representativos para el sitio, por lo cual el modelo de desempeño específico ha sido de común acuerdo por todos los grupos de interés.
- **Energía Esperada:** generación de energía de un sistema fotovoltaico que es calculada con el mismo modelo de desempeño específico utilizado para calcular la Energía Prevista, pero utilizando los *datos meteorológicos medidos en el sitio* durante la operación del sistema evaluado.
- **Energía Medida:** energía eléctrica medida que ha sido generada por el sistema fotovoltaico durante la evaluación con la misma duración que el modelo de Energía Esperada.

Se espera que la aplicación del procedimiento establecido en esta norma no sea inferior al año para poder tener en cuenta una gran cantidad de efectos y problemas que pueden surgir en el tiempo o en la estacionalidad de las variables meteorológicas, como pueden ser algunos ejemplos la variación de las sombras, el espectro, temperatura, viento, precipitaciones, niveles de nubosidad, entre otros.

En la Figura 3-1, se esquematizan las relaciones entre la Energías Prevista, la Esperada y la Medida para representar cómo el método propuesto por esta norma es aplicado consistentemente a los datos meteorológicos históricos y medidos.

Figura 3-1 - Esquema relaciones entre energía prevista, esperada y medida para mostrar cómo el modelo es aplicado consistentemente a datos históricos y medidos.



Fuente: IEC 61724-3, 2016.

La caracterización meteorológica del sitio se realiza principalmente con las siguientes variables:

- GHI
- Temperatura Ambiente
- Velocidad del viento

De cualquier manera, se pueden agregar más variables si así se considera oportuno, como pueden ser, por ejemplo, las precipitaciones, la presión atmosférica o la humedad.

Por otra parte, la salida del sistema SFV viene dada por:

- Energía real en AC entregada al sistema
- Factor de potencia en AC

Los pasos a seguir para la implementación de la norma se resumen a continuación:

1. Definir los límites de la evaluación para que estén alineados con los límites del sistema.
2. Calcular y documentar la Energía Prevista con el modelo elegido listando todos los datos de entrada incluyendo datos meteorológicos, supuestos respecto al polvo, sombras, fueras de servicio, etc. La Energía Prevista asume un 100% de disponibilidad o puede ser reducida si se tienen en cuenta períodos de indisponibilidad.

3. Completar los datos medidos del sistema en operación para el período de evaluación.
4. Identificar los períodos en donde el sistema se encuentre indisponible por razones internas o externas a la planta.
5. Evaluar la información medida y documentar las anomalías que puedan llegar a requerir un tratamiento extra, como podrían ser datos perdidos o erróneos.
6. Calcular y englobar la Energía Esperada para el total del período.
7. Determinar la Energía Medida.
8. Comparar la Energía Esperada y la Medida de la planta para calcular el Índice de Rendimiento de Energía (EPI).
9. Incorporar las incertezas de las mediciones.

3.2 IEC 61724-3: INDICADORES DE RENDIMIENTO

Esta norma define tres indicadores de rendimiento, a saber:

3.2.1 Índice de Rendimiento de Energía (EPI, Energy Performance Index)

El EPI se define como la relación entre la Energía Medida y la Energía Esperada.

Ecuación 3-1 - Índice de Rendimiento de Energía

$$EPI = \frac{\text{Energía Medida}}{\text{Energía Esperada}} \times 100\%$$

También suele reemplazarse la Energía Medida por la Energía Prevista para comparar directamente con la previsión original.

3.2.2 Factor de Capacidad (FC)

Define la fracción de energía generada por el sistema comparada con la que hubiese generado operando a máxima potencia AC el 100 % del tiempo.

Ecuación 3-2 - Factor de Capacidad

$$FC = \frac{\text{Energía Medida [kWh]}}{\text{Potencia AC [kW]} \times 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \times N^{\circ} \text{ días}}$$

3.2.3 Performance Ratio (PR)

El Performance Ratio (PR) refleja la energía eléctrica generada en relación a la irradiación recibida y la potencia en DC instalada en la central. Se calcula según:

Ecuación 3-3 - Performance Ratio

$$PR = \frac{E_{out} \times G_{i,ref}}{P_0 \times H_i}$$

Donde,

E_{out} es la energía generada

P_0 es la potencia pico del generador

H_i es la irradiación en el plano de los módulos

$G_{i,ref}$ es la irradiancia de referencia definida en 1 kW/m²

Existen otros caminos para calcular o ajustar el PR, el más utilizado es el PR ajustado por temperatura detallado en la citada Norma. Este dato suele ser relevante dado que esta variable en particular aporta una carga estacional al PR, haciendo que aumente a temperaturas bajas y que disminuya conforme la temperatura aumente.

3.2.4 APLICACIÓN DE LA NORMA AL CASO DE ESTUDIO

En este trabajo no se establece como objetivo el cálculo de la Energía Esperada según la Norma IEC 61724-3 sino que se desea definir un TMY para cada Proyecto RenovAr en base al Atlas Solar de la República Argentina (Atlas Solar) y los registros del Servicio Meteorológico Nacional (SMN) para luego compararlos como herramientas de predicción respecto a las bases de datos utilizadas en cada uno de los proyectos en cuestión.

En este sentido, el objetivo es calcular una nueva Energía Prevista con las bases de datos históricas del Atlas Solar para la obtención de la GHI y del SMN (años 1981 a 2010) para temperatura, velocidad de viento y humedad relativa. En adelante se denominará Energía Prevista con Datos de Tierra (Energía Prevista PDT).

Considerando a la Energía Prevista de cada Proyecto RenovAr como la Energía Prevista RPE (Energía RPE) informada, se define un nuevo indicador (inspirado en el EPI) denominado Índice de Energía Prevista (IEPr):

Ecuación 3-4 - Índice de Energía Prevista

$$IEPr = \frac{\text{Energía Medida}}{\text{Energía Prevista}} \times 100\%$$

Luego, se comparan los IEPr:

$$IEPr_{RPE} = \frac{\text{Energía Medida}}{\text{Energía RPE}} \times 100\% \quad IEPr_{PDT} = \frac{\text{Energía Medida}}{\text{Energía PDT}} \times 100\%$$

Según la Sección 6.4 de la citada norma, la generación de Energía Esperada asociada a indisponibilidades debe ser considerada para los momentos en que la central estuvo indisponible. Esto se aplica tanto para indisponibilidades internas como externas. Este análisis se aborda en el Capítulo 7, donde se detallan las indisponibilidades relevadas asociadas a cada uno de los parques SFV analizados. La energía perdida debido a estas indisponibilidades se denomina de aquí en adelante como Energía No Suministrada (ENS) y se aplica sumándola a la Energía Medida. Un ejemplo de esto se expresa en la Tabla 3-1

Tabla 3-1 - Ejemplo de cálculo de IEPr

Energía RPE	ENS	Energía Medida	Energía Medida Ajustada	IEPr _{RPE}
10.000 MWh	500 MWh	9.000 MWh	9.500 MWh	95,0 %
Energía PDT	ENS	Energía Medida	Energía Medida Ajustada	IEPr _{PDT}
9.000 MWh	500 MWh	9.000 MWh	9.500 MWh	105,5 %

DEFINICIONES

Datos meteorológicos de entrada usados para la predicción

Para la predicción de la Energía RPE de las diferentes plantas fotovoltaicas, según la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, se han utilizado SolarGIS, Meteonorm (Meteotest) y 3TIER (Vaisala).

Para la Energía Prevista PDT se utilizan datos de GHI del Atlas Solar y otros datos meteorológicos del SMN.

Datos técnicos de entrada usados para la predicción

Ver Capítulo 8.

Metodología de modelización para cálculo de Energía Prevista

El modelo para cada parque fue configurado por el autor, habiendo entrevistado a profesionales del rubro, profesionales que trabajan en los propios Proyectos RenovAr evaluados, personal de la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética y basándose en los propios conocimientos adquiridos en su desarrollo profesional. Las simulaciones se realizaron en el software PVsyst, versión 7.0.15.

Energía Medida

La Energía Medida de cada uno de los parques se extraerá de los Documentos de Transacciones Económicas (DTE) publicados mensualmente por CAMMESA y en los Partes Post-Operativos (PPO) de CAMMESA.

3.3 ERROR RELATIVO, RMSE y R²

Adicionalmente a la metodología planteada en la Norma IEC 61724-3, en este estudio se utilizan dos errores relativos para el análisis comparativo de los resultados de las predicciones de generación de energía, $\varepsilon\%$ y $\Delta\%$, los cuales se definen a continuación:

- Error Relativo $\varepsilon\%$: Es el Error Relativo estándar, en donde se calcula la diferencia porcentual entre la Energía Medida y la Energía Prevista. Es decir, es el complemento del IEPr. Un Error Relativo $\varepsilon\%$ negativo indica que la generación real (Energía Medida) del parque fue menor a la energía pronosticada (Energía Prevista), mientras que uno positivo se traduce en que la Energía Prevista fue superada:

Ecuación 3-5 - Error relativo $\varepsilon\%$

$$\text{Error Relativo } \varepsilon\% = \text{IEPr} - 100\%$$

- Error Relativo $\Delta\%$: Es el Error Relativo entre la Energía Medida y la Energía Prevista en valores absolutos, es decir, sólo se considera la distancia a un IEPr = 100 %. No importa si la misma es positiva o negativa. Lo que se persigue con el Error Relativo $\Delta\%$ es conocer la exactitud de la previsión:

Ecuación 3-6 - Error relativo $\Delta\%$

$$\text{Error Relativo } \Delta\% = |\varepsilon\%| = |\text{IEPr} - 100\%|$$

A modo de ejemplo, retomando los valores de la Tabla 3-1, la Tabla 3-2 muestra el cálculo de los errores $\varepsilon\%$ y $\Delta\%$:

Tabla 3-2 - Ejemplo de cálculo de los errores $\varepsilon\%$ y $\Delta\%$

Fuente	Energía Medida	Energía Prevista	IEPr	$\varepsilon\%$	$\Delta\%$
RPE	9.000 MWh	9.500 MWh	94,7 %	-5,3 %	5,3 %
PDT	9.000 MWh	8.500 MWh	105,9 %	5,9 %	5,9 %

Por otro lado, y complementario al Error Relativo, la Ecuación 3-7 detalla el cálculo de la Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE, *Root Mean Square Error*), el cual es un indicador estadístico que sirve para comparar valores previstos con valores observados o medidos:

Ecuación 3-7 - Error Cuadrático Medio (RMSE)

$$RMSE = \sqrt{\frac{(x_1 - \bar{x})^2 + (x_2 - \bar{x})^2 + \dots + (x_{n-1} - \bar{x})^2 + (x_n - \bar{x})^2}{n}}$$

Siendo x_1 ; x_2 hasta x_n cada una de las muestras y \bar{x} la media muestral.

Adaptando la Ecuación 3-7 al caso de estudio, y considerando la Energía Prevista con una Probabilidad de Excedencia del 50 % (P50) como la media esperada para cada mes (Ver Capítulo 4), se obtiene la Ecuación 3-8:

Ecuación 3-8 - Adaptación del RMSE al caso de estudio

$$RMSE = \sqrt{\frac{(E_{ene} - P50_{ene})^2 + (E_{feb} - P50_{feb})^2 + \dots + (E_{nov} - P50_{nov})^2 + (E_{dic} - P50_{dic})^2}{12}}$$

Siendo E la Energía Medida y $P50$ la energía P50 prevista según el RPE o PDT.

De este modo, es posible comparar errores de predicción entre diferentes modelos de cálculo. Mientras menor sea el RMSE más preciso es el modelo.

Para la verificación del ajuste de correlación entre las previsiones y la generación medida se calculó el Coeficiente de Determinación (R^2) de la Ecuación 3-9.

Ecuación 3-9 - Coeficiente de Determinación R²

$$R^2 = \frac{\sum_{t=1}^T (\hat{Y}_t - \bar{Y})^2}{\sum_{t=1}^T (Y_t - \bar{Y})^2}$$

Donde

\hat{Y} son los valores de Energía Prevista

\bar{Y} es la media de los valores Y

Y son los valores de Energía Medida

3.4 COEFICIENTE DE DESIGUALDAD DE THEIL

El Coeficiente de Desigualdad de Theil, U, permite medir el RSME en términos relativos (Pindyck & Rubinfeld, 2000). La Ecuación 3-10 define al coeficiente de Desigualdad de Theil como:

Ecuación 3-10 - Coeficiente de Desigualdad de Theil

$$U = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (Y_t^s - Y_t^a)^2}}{\sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (Y_t^s)^2 + \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (Y_t^a)^2}}$$

Donde:

Y_t^s es el valor pronosticado de Y_t

Y_t^a es el valor real para Y_t

T es el número de períodos

Los valores que puede adoptar U varían entre 0 y 1. Si $U = 0$, $Y_t^s = Y_t^a$ para todas las t y hay un ajuste perfecto; si $U = 1$, el desempeño que pronostica el modelo es tan malo como podría ser. Además, el Coeficiente de Desigualdad de Theil puede descomponerse en las denominadas *proporciones de la desigualdad* según las Ecuación 3-11, Ecuación 3-12 y Ecuación 3-13

Ecuación 3-11 – Proporción de Sesgo del Coeficiente de Desigualdad de Theil

$$U^M = \frac{(\bar{Y}^s - \bar{Y}^a)^2}{(1/T) \sum (Y_t^s - Y_t^a)^2}$$

Ecuación 3-12 - Proporción de Varianza del Coeficiente de Desigualdad de Theil

$$U^S = \frac{(\sigma_s - \sigma_a)^2}{(1/T) \sum (Y_t^s - Y_t^a)^2}$$

Ecuación 3-13 - Proporción de Covarianza del Coeficiente de Desigualdad de Theil

$$U^C = \frac{2(1 - \rho)\sigma_s\sigma_a}{(1/T) \sum (Y_t^s - Y_t^a)^2}$$

Las proporciones U^M , U^S y U^C son llamadas las *proporciones de sesgo, varianza y covarianza de U*, respectivamente. Además, su sumatoria es igual a 1 según la Ecuación 3-14:

Ecuación 3-14 - Relación entre las Proporciones del Coeficiente de Desigualdad de Theil

$$U^M + U^S + U^C = 1$$

La proporción de sesgo U^M es un indicio de error sistemático, dado que mide la extensión en que los valores promedio de la serie simulada y real se desvían entre sí. Cualquiera que sea el valor del coeficiente de desigualdad U , se desea que U^M esté cerca de cero ya que valores por encima de 0,1 o 0,2 significaría que está presente un sesgo sistemático, por lo que habría que revisar el modelo. La proporción de varianza U^S indica la capacidad del modelo para replicar el grado de variabilidad en la variable de interés. Si U^S es grande, significa que la serie real ha fluctuado en forma considerable mientras la serie simulada muestra poca fluctuación, o viceversa. Esto también indica que el modelo debe revisarse.

La proporción de covarianza U^C mide el error que no es sistemático, es decir, representa el error restante después de que se han explicado las desviaciones de los valores promedio. Dado que no es razonable esperar que las predicciones se correlacionen a la perfección con los resultados reales, este componente del error es menos inquietante que los otros dos. Por lo tanto, para cualquier valor de $U > 0$, la distribución ideal de la desigualdad sobre las tres componentes es que $U^M = U^S = 0$ y $U^C = 1$.

3.5 TEST DE YUEN-WELCH

El Test de Yuen se aplica cuando los supuestos de normalidad y de varianzas iguales no se cumplen, y deriva del método de comparar medias truncadas que está diseñado para varianzas Winzorizadas. Cuando no hay truncamiento, $\gamma = 0$, el Test de Yuen se reduce al Test de Welch. En este sentido, la hipótesis nula (H_0) establece que no existen diferencias significativas entre las dos poblaciones que se comparan. Es así como Yuen estima al RSME según la Ecuación 3-15,

Ecuación 3-15 - Adaptación del RMSE para el Test de Yuen-Welch

$$d_j = \frac{(n_j - 1)s_{wj}^2}{h_j(h_j - 1)}$$

Siendo:

n	el número de observaciones
s_w^2	la varianza Winzorizada
h	el número de observaciones truncadas de cada una de las colas

En donde h_j depende de g según las Ecuación 3-16 y Ecuación 3-17

Ecuación 3-16 - Número de observaciones truncadas de cada cola para el Test de Yuen-Welch

$$g_j = \lceil \gamma n_j \rceil$$

Ecuación 3-17 - Número de observaciones para el Test de Yuen-Welch luego del truncamiento

$$h_j = n_j - 2g_j$$

Los resultados teóricos obtenidos de simulaciones indican que los valores típicos de truncamiento varían entre 0% a 20% (Wilcox, 2017). Luego, con la prueba estadística de Yuen se obtiene el valor T_y según la Ecuación 3-18

Ecuación 3-18 - Estadístico de Yuen-Welch

$$T_y = \frac{(\bar{X}_{t1} + \bar{X}_{t2})^2}{\sqrt{d_1 + d_2}}$$

Donde

\bar{X} es la media de la población observada

La distribución nula de T_y se aproxima con la distribución de t de Student con los grados de libertad (n) estimados según la Ecuación 3-19

Ecuación 3-19 - Grados de libertad para el Test de Yuen-Welch

$$\hat{v}_y = \frac{(d_1 + d_2)^2}{\frac{d_1^2}{h_1 - 1} + \frac{d_2^2}{h_2 - 1}}$$

Y definiendo al intervalo de confianza $1 - \alpha$ como en la Ecuación 3-20:

Ecuación 3-20 - Intervalo de confianza para el Test de Yuen-Welch

$$(\bar{X}_{t1} + \bar{X}_{t2}) \pm t\sqrt{d_1 + d_2}$$

Donde t es el cuartil $1 - \frac{\alpha}{2}$ de la distribución t de Student con \hat{v}_y grados de libertad.

La hipótesis nula se rechaza si

Ecuación 3-21 - Criterios de aceptación de la Hipótesis Nula en el Test de Yuen-Welch

$$\begin{aligned} |T_y| &\geq t \\ &\text{ó} \\ p\text{-valor} &< \alpha \end{aligned}$$

4 PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA

La generación de energía eléctrica de un parque solar fotovoltaico proviene de los módulos fotovoltaicos, que viene dada por la Ecuación 4-1 (Caballero, Srinivasan, & Šúri, 2018) (Smets et al, 2016):

Ecuación 4-1 - Generación de energía eléctrica por un módulo solar fotovoltaico

$$E_{DC}^Y = A_{tot} \int_{t_1}^{t_2} G_M(t) \eta(t) dt$$

Donde,

E_{DC} es la energía generada en los módulos [kWh]

A_{tot} es el área total de los módulos [m^2]

G_M es la irradiancia sobre el plano del módulo [kW/m^2]

η la eficiencia del módulo [%]

t el tiempo [horas]

Sabiendo que A_{tot} se calcula dependiendo de la cantidad de módulos fotovoltaicos que se instalen en el sistema multiplicado por su área, mientras que η viene dado por el fabricante del módulo. Por lo tanto, G_M se transforma en la variable más importante en el sentido de que es desconocida en tanto y en cuanto no haya sido medida con anterioridad al estudio de producción, además de que depende directamente del lugar donde se instale el sistema.

Pero la predicción de la cantidad de irradiancia solar en un lugar determinado no se dispone fácilmente con precisión y de forma instantánea. Por lo tanto, la variabilidad tanto temporal como espacial que presenta el recurso solar hace que su evaluación cumpla un rol clave en la determinación del rendimiento a largo plazo de un proyecto de generación de energía SFV y su futuro financiamiento (McMahan, Grover, & Vignola, 2013).

En este sentido, se estiman diferentes escenarios de ocurrencia para determinar la generación de energía de una planta SFV basados en su Probabilidad de Excedencia (Dobos, Gilman, & Kasberg, 2012). El método de la Probabilidad de Excedencia supone que, durante un período de tiempo determinado, la distribución de los rendimientos se comporta como una Distribución Gaussiana, o mejor conocida, como Distribución Normal (PVsyst, 2019a). De allí, el escenario más probable condice con la media (μ) y se denomina P50 (50% de probabilidad de ocurrencia) (Tilca & Malvasio, 2019).

4.1 PROPABILIDAD DE EXCEDENCIA

Para calcular las probabilidades de excedencia pueden emplearse dos métodos: utilizar una distribución de probabilidad estándar o utilizar una distribución de probabilidad empírica (Dobos, Gilman, & Kasberg, 2012):

4.1.1 MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN NORMAL

En energía solar, la distribución de incertezas no sigue perfectamente una distribución normal, pero según el Teorema del Límite Central, incluso cuando la distribución de una muestra de cierto fenómeno no puede ser bien descrito, la distribución de la muestra de las medias muestrales obtenidas mediante repetidos muestreos de la población suele ser bien representada por la distribución normal. Por lo tanto, por simplificación de cálculos, además de que datos estadísticamente significativos no se encuentran siempre disponibles, el concepto de Distribución Normal (Distribución Gaussiana) de incertezas es utilizado, en donde se define a la media con el término P50 y representa la estimación con mayor probabilidad de ocurrencia (Caballero, Srinivasan, & Šúri, 2018). Este valor refiere a que las probabilidades de alcanzar el valor de P50 son del 50%.

El Teorema del Límite Central enuncia que una variable aleatoria continua (*v.a.c.*) X tiene una distribución normal con parámetros μ y $\sigma^2 > 0$ ($X \sim N(\mu, \sigma^2)$) si su función de densidad de probabilidad se representa por la Ecuación 4-2:

Ecuación 4-2 - Función de densidad de probabilidad

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-(x-\mu)^2/2\sigma^2}$$

En donde $-\infty < x < +\infty$.

La esperanza de una *v.a.c.* $E(X)$, refiere al valor más probable en toda una distribución. Es decir, la esperanza es el valor de mayor densidad si le asignamos a cada valor posible de $x \in X$ un peso proporcional. Entonces para una variable continua X que sigue una media muestral, su esperanza se calcula según la Ecuación 4-3:

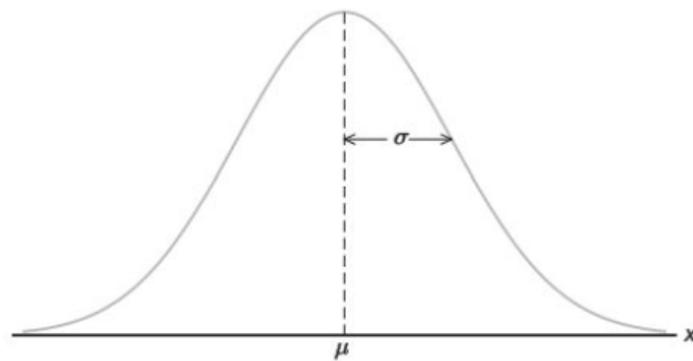
Ecuación 4-3 - Esperanza de una v.a.c.

$$E(X) = \int_{-\infty}^{+\infty} x \cdot f(x) dx$$

Cuando $E(X)$ para una *v.a.c.* con distribución Normal que se obtiene resolviendo la integral de la Ecuación 4-3 resulta igual a su media μ . A través del método de máxima verosimilitud (*MLE*, *Maximun Likelihood Estimation*) se puede estimar tanto la media como la varianza (σ^2) de la distribución normal. Este método permite obtener dichos parámetros conociendo la función de densidad conjunta de todos los $x \in X$.

Calculando la raíz cuadrada de σ^2 se obtiene el desvío estándar (σ), parámetro que indica cuán separados están los datos de X respecto de μ , por lo que es la medida de dispersión de datos comúnmente utilizada. La Figura 4-1 representa la curva normal, para μ y σ .

Figura 4-1 - Curva característica de una distribución normal



Entendiendo que el área bajo la curva de la distribución normal es igual a 1 y que se vuelve impracticable determinarla para cualquier par (μ, σ) , se suele realizar una transformación de variables tal que la *v.a.c.* normal $X \sim N(\mu, \sigma^2)$ pueda ser representada por una *v.a.c.* normal estándar $Z \sim N(0, 1)$ utilizando la Ecuación 4-4.

Ecuación 4-4 - Normalización de una variable

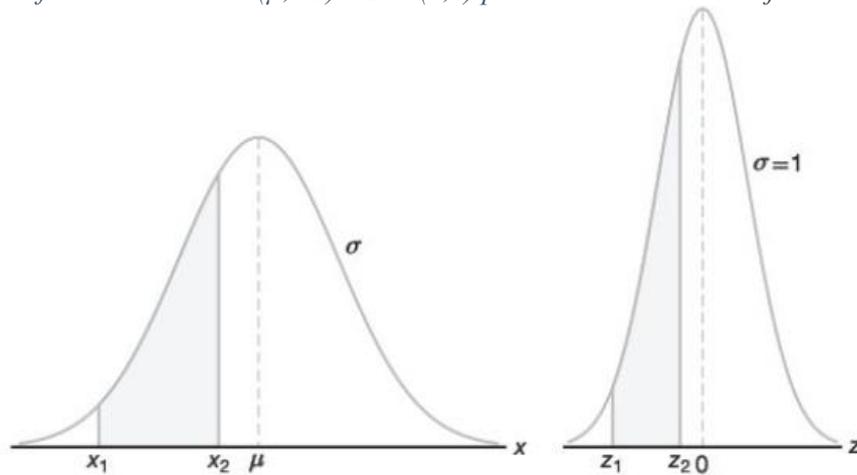
$$Z = \frac{X - \mu}{\sigma}$$

Con lo cual, para conocer el área bajo la curva $P(x_1 < X < x_2)$ resulta,

Ecuación 4-5 - Área bajo la curva normal de probabilidad

$$P(z_1 < Z < z_2) = \int_{z_1}^{z_2} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}z^2} dz$$

Figura 4-2 - Transformación de $X \sim N(\mu, \sigma^2)$ a $Z \sim N(0,1)$ para conocer el área bajo la curva entre x_1 y x_2



Como se plantea en el estudio “P50/P90 Analysis for Solar Energy Systems Using the System Advisor Model” (Dobos, Gilman, & Kasberg, 2012), en el caso de la función acumulativa de distribución (CDF, *Cumulative Distribution Function*) de la distribución normal, como ya se ha mencionado, el valor del P50 es la media μ de la función. De allí puede calcularse cualquier PXX, dado que la CDF de la distribución normal se define en la Ecuación 4-6:

Ecuación 4-6 - Función acumulativa una la distribución normal

$$\varphi\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right) = \frac{1}{2}\left[1 + \operatorname{erf}\left(\frac{x-\mu}{\sigma} \frac{1}{\sqrt{2}}\right)\right]$$

Sabiendo que el P90 ocurre cuando $\varphi\left(\frac{(x-\mu)}{\sigma}\right) = 0,1$; definiendo a $\gamma = \frac{(x-\mu)}{\sigma}$ entonces la Ecuación 4-6 puede resolverse numéricamente con la Ecuación 4-7

Ecuación 4-7 - Función acumulativa de una distribución normal para calcular P90

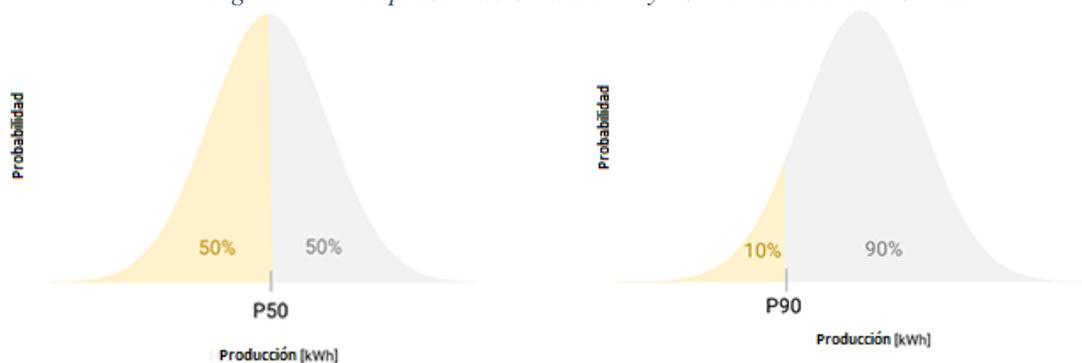
$$\varphi(\gamma) = 0,1 \rightarrow \gamma = -1,282 = \frac{x-\mu}{\sigma}$$

Despejando el valor de x que se desea encontrar, por caso, el P90, se obtiene la Ecuación 4-8. La Figura 4-3 representa en una curva normal los conceptos de P50 y P90.

Ecuación 4-8 - Cálculo de P90

$$x = \mu - 1,282 \sigma$$

Figura 4-3 - Representación del P50 y P90 en una curva normal



Fuente: Caballero, Srinivasan, & Šúri, 2018.

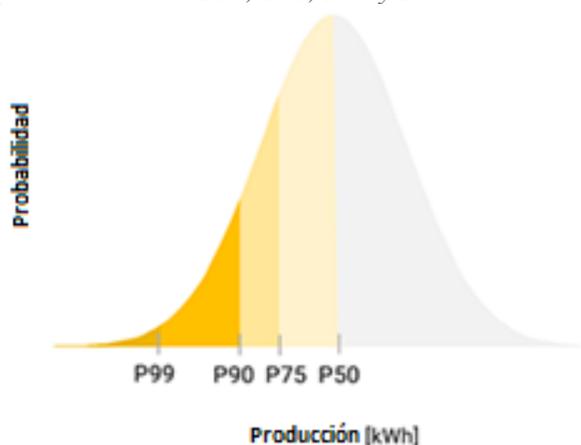
Esta línea de razonamiento se aplica para cualquier PXX que quiera calcularse, siendo los más utilizados en la industria el P50 – P75 – P90 – P99, cuyas ecuaciones se detallan en la Tabla 4-1 y se esquematiza en la Figura 4-4 (Caballero, Srinivasan, & Šúri, 2018):

Tabla 4-1 - Ecuaciones para el cálculo de P50, P75, P90 y P99

PXX	Fórmula
P50	$\mu = x$
P75	$x = \mu - 0,675 \sigma$
P90	$x = \mu - 1,282 \sigma$
P99	$x = \mu - 2,326 \sigma$

Fuente: Caballero, Srinivasan, & Šúri, 2018.

Figura 4-4 - Representación del P50, P75, P90 y P99 en una distribución normal.



Fuente: Caballero, Srinivasan, & Šúri, 2018.

Cuando no se dispone de una serie de datos lo suficientemente grande como para poder calcular la desviación estándar σ según se ha detallado, se procede a utilizar los niveles de variabilidad e incertezas, los cuales son estimados a la hora del cálculo (Caballero, Srinivasan, & Šúri, 2018) (PVsyst, 2019a), como, por ejemplo:

- Incertidumbre de los modelos utilizados.

- Variabilidad interanual de parámetros meteorológicos.
- Incertidumbre en el modelo de simulación de generación de energía.
- Calidad de los modelos de interpretación de la información satelital.
- Calidad de los datos obtenidos, prestando principal atención a los operadores, posición de los equipos de medición, calibración de los equipos, perturbaciones como sombreado o en los sensores.

Definiendo la incertidumbre que cada uno de estos factores aportan al modelo y dado que cada una de ellas es independiente de las otras, se debe de calcular la incertidumbre total según se detalla en la Ecuación 4-9:

Ecuación 4-9 - Incertidumbre asociada a un modelo de predicción

$$U_{total} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + U_3^2 + \dots + U_n^2}$$

Para luego obtener σ aplicando la Ecuación 4-10

Ecuación 4-10 - Determinación de la desviación estándar a partir de la incertidumbre.

$$\sigma = \mu \times U_{total}$$

Obtenida σ se procede del mismo modo que ya se detalló con anterioridad.

4.1.2 MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD EMPÍRICA

Según Dobos et al (Dobos, Gilman, & Kasberg, 2012) *existe un segundo método cuando los datos no se encuentran distribuidos de forma normal, como en el caso de bases de datos solares con muchos años de historia, donde eventos atípicos como erupciones volcánicas o patrones solares cíclicos pueden sesgar la muestra. En esos casos, no se asume ninguna distribución de probabilidad en particular para clasificar los datos, y en cambio, se utiliza una CDF empírica para calcular los valores del P50 y el P90. La CDF empírica se determina ordenando los datos en orden ascendente y asignando a cada dato una fracción de la probabilidad total, la cual posee un valor total de uno.*

Para la obtención de un PXX en particular, el mismo se calcula mediante interpolación lineal de la tabla de valores para obtener el valor buscado. Por ejemplo, en caso de querer conocer el P90, la interpolación lineal se aplica para obtener el valor por el cual la CDF empírica sea igual a 0,1 (Dobos, Gilman, & Kasberg, 2012).

4.2 AÑO METEOROLÓGICO TÍPICO (TMY)

Un Año Meteorológico Típico (TMY, *Typical Meteorological Year*) es un conjunto de valores horarios de irradiancia solar y otros elementos meteorológicos dentro del período de un año generado a partir de información observada por varios años (Lhendup & Lhundup, 2007). En base a dichos datos, se determina el valor característico de cada mes de la variable deseada. En el caso particular de la evaluación de la generación de energía eléctrica de un parque SFV, las variables más relevantes son la irradiancia y la temperatura, aunque también es importante conocer la velocidad del viento, humedad relativa, entre otros (Kalogirou, 2003).

Actualmente, no existe consenso en la industria SFV respecto a la cantidad de años de medición mínima requerida para poder elaborar un TMY; sin embargo, varios autores refieren a un período mínimo de 10 años. Así, para la empresa Pvsyst se requieren como mínimo 10 (diez) años (Pvsyst, 2019b), Honsberg y Bowden sólo mencionan que se necesitan varios años y no hacen mención a un mínimo (Honsberg & Bowden, 2019), la European Energy Efficiency Platform establece un mínimo de 10 (diez) años (European Energy Efficiency Platform, 2019) y T. Cebecauer y M. Suri se refieren a más de 10 (diez) años (Cebecauer & Šuri, 2015). También existen autores que afirman que la determinación de la cantidad mínima de años depende de la ubicación del sitio que se desea evaluar, la incerteza máxima que se admita en los valores diarios medios y el intervalo de confianza que se estipule ya que, de considerarse un número de años menor que los requeridos, los mismos pueden diferir significativamente de los valores medios reales (Aristegui, Righini, & Roldán, 2014).

La información que brinda el TMY resulta indispensable para poder planificar un proyecto. Según T. Cebecauer y M. Suri (Cebecauer & Šuri, 2015) las fuentes que pueden proveer esta información son dos, aunque usualmente se usan de modo combinado para obtener mejores resultados:

- Datos de radiación solar y otras variables meteorológicas medidas en superficie.
- Datos de recurso solar estimados en base a modelos satelitales y otros parámetros provenientes de modelos meteorológicos.

Para alcanzar la mejor combinación de características, datos calculados a través de modelos matemáticos son ajustados con mediciones locales y adaptadas a las condiciones del sitio. En la Tabla 4-2 se resumen las principales características de cada método.

Tabla 4-2 - Características de diferentes métodos de generación de TMY

	FUENTE DE INFORMACIÓN	VENTAJAS	LIMITACIONES
1	Instrumentos instalados en superficie	Mediciones con alta frecuencia (segundos/minutos) Alta precisión, si los instrumentos son buenos y se administra profesionalmente Mediciones redundantes permiten mejor control de calidad	Baja disponibilidad de sitios Tiempo cubierto limitado Problemas con la calidad de medición si no se aplica un buen mantenimiento Su representatividad es limitada por la geografía y el nivel de agregación
2	Modelos solares satelitales	Disponible casi globalmente Historia de datos entre 12 a 20 o más años Estabilidad geográfica (satélites geoestacionarios) Alta disponibilidad de datos, la ausencia de datos de completa mediante algoritmos	Frecuencia de datos entre 15 y 30 minutos Menor precisión instantánea Representación del área (normalmente la resolución es de 3 a 6 km de lado)
3	Información meteorológica de modelos meteorológicos	Disponible globalmente por el mismo periodo que las series de datos satelitales Estabilidad de los datos (modelos de reanálisis) No hay problemas de medición, no hay espacios en blanco.	Frecuencia de datos de 60 minutos Representación del área (normalmente la resolución es de 30 km de lado)

Fuente: Cebecauer & Šuri, 2015.

La ventaja de utilizar un TMY es que permite simular la generación de un sistema de energía solar con un solo año de datos (sub)horarios representativos del clima medio de un emplazamiento. Esta síntesis de los datos constituye un elemento crítico para el caso en que miles de simulaciones sean necesarias para optimizar el diseño de una planta de generación eléctrica (Cebecauer & Šuri, 2015).

También Cebecauer y Suri citan las diferencias entre las buenas prácticas y las prácticas estándar que determinan la calidad y la incertidumbre de un TMY, las mismas se presentan en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3 - Diferencias entre buenas prácticas y prácticas estándar para generar TMY

	Buenas Prácticas (poca incertidumbre)	Prácticas Estándar (mucho incertidumbre)
Cantidad de registros	15 o 20 años	Menor a 15 años
Precisión de datos	Datos satelitales disponibles, rigurosamente validados y óptimamente adaptados al sitio con mediciones locales	Datos satelitales basados en conceptos de poca precisión y con una validación o adaptación al sitio poco rigurosa
Ponderación	Con foco en DNI, GHI (DIF) y temperatura. Puede contener también velocidad del viento y humedad relativa	Solamente con foco en un parámetro (sólo DNI, ignorando otros componentes solares) Otros parámetros son ponderados con muchos datos meteorológicos con poca participación del DNI y GHI
Método	Considera CDF + promedios mensuales + más parámetros	Promedios o sólo un parámetro
Frecuencia de medición	Sub-horaria obtenida por: <ul style="list-style-type: none"> ● Resolución satelital original (15 minutos) ● Interpolación temporal (de 15/30 minutos a 10 minutos) ● Asimilación de información satelital y medida 	Horaria
Tipo de TMY	P50, P90, PXX	P50
Experiencia	Experto reconocido	Experto ad-hoc con conocimientos y herramientas limitadas

Fuente: Cebecauer & Šuri, 2015.

El desarrollo de diferentes TMY depende de la finalidad en la que se utilizarán. Conociendo que los métodos de obtención de los datos presentan ventajas y desventajas, debe quedar claro que para la elaboración de un TMY confiable, el uso de uno u otro no es excluyente, sino que son complementarios. Además, puede ocurrir que las mediciones en tierra de un sitio de interés o bien no existan o sean discontinuas. En estos casos, el armado de un TMY de calidad sin la ayuda de las mediciones basadas en modelos satelitales sería muy difícil de lograr o demandaría mucho tiempo.

Por otro lado, a pesar de que las mediciones en el sitio serán más fieles, las mismas pueden incurrir en errores considerables si no se realizan con instrumentos calibrados, mantenimiento adecuado y post-procesado de datos. También debe tenerse en cuenta que un punto de medición puede ser representativo o no en varios kilómetros de superficie según las características de la topografía del entorno (no es lo mismo una llanura que una región montañosa).

Por lo mencionado, la calidad de un TMY no se determina únicamente por el método de medición, sino que, además de éstas, los modelos aplicados para su armado, así como las prácticas utilizadas

confluyen y realizan su aporte para la obtención de datos representativos y con baja variabilidad e incertidumbre.

Cruzando la información obtenida de la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética sobre los Proyectos RenovAr y las metodologías descritas por Cebecauer y Suri, es posible afirmar que en este proceso licitatorio no se han utilizado TMY realizados bajo las buenas prácticas debido a que los *datos satelitales disponibles deben ser rigurosamente validados y óptimamente adaptados al sitio con mediciones locales* (ver Tabla 4-3). Esta validación no se verificó en ninguno de los proyectos.

5 REPORTE DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (RPE)

Si bien los proyectos que deseaban participar en el Programa GENREN o en el proceso establecido en la Resolución SE 108/2011 debían proporcionar información sobre el recurso y estimaciones de producción de energía, esta información no tenía relevancia contractual. Por el contrario, en el Programa RenovAr se les exigía un Reporte de Producción de Energía (RPE) del cual surgían los compromisos de generación asumidos por cada proyecto.

Con el fin de lograr un mayor entendimiento de la estructura y la metodología de análisis de un RPE, se tomó contacto con la empresa ítalo-argentina Aires Renewables la cual realizó el RPE de varios proyectos en las diferentes rondas del Programa RenovAr. Conocer su metodología de trabajo nos acerca a la información analizada y la documentación presentada por los proyectos SFV. A tal efecto, se realizó una entrevista al Msc. Ing. Diego Werner, Director Técnico y Comercial, y al Ing. Facundo Papa, Ingeniero de Proyecto, quienes detallaron las secciones en las que se divide un RPE, la información con la que trabajan y su análisis para el cálculo de generación de energía estimada (P50-P90-P99).

La experiencia de análisis de proyectos se remonta al año 2009 y, actualmente, la compañía opera en Argentina, Chile, Uruguay, Ecuador y República Dominicana. La potencia evaluada para proyectos participantes del Programa RenovAr informada por Aires Renewables en su página web asciende a 2.279 MW para energía eólica y 1.758 MW para energía solar fotovoltaica. Además, cuenta también con 1.552 MW de energía eólica y 428 MW de energía solar fotovoltaica de proyectos que participan en el MaTER (Aires Renewables, 2021).

5.1 ESTRUCTURA DE UN RPE

A continuación, se presenta la estructura estándar de los RPE, la cual cumple con las buenas prácticas.

Resumen Ejecutivo

En el Resumen Ejecutivo se presenta, en forma resumida, la información y los valores principales que definen al parque, así como también los resultados finales a los que se arribó en el estudio.

Aquí podremos encontrar valores de irradiancia y temperatura en el sitio; marca, modelo y cantidad de equipos (módulos fotovoltaicos, inversores, seguidor solar) y valores de energía estimados, entre otros

Introducción

En esta sección se informa la persona o empresa que ha encargado la realización del estudio, el nombre del parque solar fotovoltaico que se analiza, la potencia instalada y el objetivo del estudio.

Descripción del emplazamiento

Este apartado ubica geográficamente al proyecto. Para ello, se presenta un mapa físico y/o político del país y/o región donde se lo localizará. Se informa principalmente la provincia y localidad del emplazamiento, las coordenadas geográficas de la ubicación y la altura sobre el nivel del mar. También, el polígono del terreno donde se ubicará el parque junto con la distribución de planta (lay out), es decir, la distribución que tendrán los equipos dentro del predio junto con la traza de la línea de alta tensión (AT) hasta la estación transformadora (ET) del Punto de Interconexión (PDI).

Se puede encontrar también características orográficas del sitio, curvas de nivel, tipo de suelo, entre otros datos que sean relevantes en cada caso.

Recurso solar y climatología

Respecto a este apartado se relevan y evalúan las diferentes fuentes de información meteorológica disponibles para realizar el estudio. Generalmente, se detallan las principales características de cada una de las fuentes de información, para luego realizar una comparación entre ellas con el fin de definir cuál será la más adecuada.

Las principales variables que se consideran son:

- Irradiancia: Normal Directa (DNI), Difusa Horizontal (DHI) y Global Horizontal (GHI)
- Temperatura
- Velocidad del viento
- Humedad
- Nubosidad
- Precipitaciones

Las fuentes de información pueden derivar de:

- Mediciones directas realizadas en el sitio (*in situ*)
- Bases de datos basadas en información satelital
- Mediciones en tierra realizadas en las cercanías del sitio que pueden ser ajustadas con bases de datos satelitales

El objetivo de estos datos es generar el TMY, sobre el cual se profundizó en el Capítulo 4.

En el caso particular de la irradiancia, es difícil encontrar mediciones en tierra en las cercanías del lugar donde se desea realizar un proyecto de generación SFV de gran escala. En consecuencia, la gran mayoría de los datos de irradiancia utilizados por los desarrolladores son satelitales. Algunas de las bases de datos más utilizadas en estas Rondas del Programa RenovAr fueron:

- National Aeronautics and Space Administration (NASA) - Estados Unidos
- Meteonorm - Suiza
- SolarGIS - Eslovaquia
- PVGIS - Unión Europea
- National Renewable Energie Laboratory (NREL) - Estados Unidos
- 3TIER - Finlandia

Otros datos como la temperatura, la humedad, régimen de lluvias y velocidad del viento pueden ser obtenidos ya sea de las mismas bases de datos que proveen la irradiancia o de otras fuentes como, por ejemplo, los Servicios Meteorológicos. De todos modos, luego de un análisis numérico, el evaluador elige la base de datos que sea más conveniente en base a su criterio sobre el nivel de confianza y de certeza de los datos.

Aires Renewables señala que considera prioritarios los datos medidos *in situ* en tanto y en cuanto se hayan realizado con equipos calibrados y mantenidos correctamente, ya que las bases de datos satelitales presentan mayor incertidumbre, pero permiten obtener información de sitios en donde el recurso no ha sido medido.

Por último, se analiza la geometría solar del sitio, donde se definen los sombreados lejanos que repercuten directamente en el PR y, por lo tanto, en la generación de energía eléctrica.

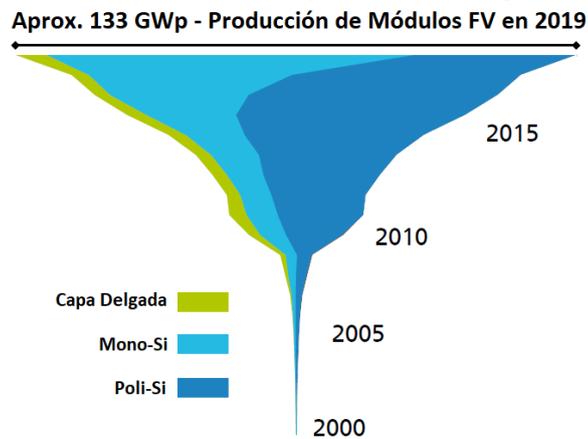
Tecnología

En el apartado de tecnología se describen los equipos que conformarán la central, a saber: módulos fotovoltaicos, inversores y sistema de soporte y seguimiento.

Los módulos fotovoltaicos son el corazón de la central de generación, dado que son ellos los que se encargan de transformar la energía electromagnética solar (luz) en energía eléctrica. Si bien existen diferentes tipos de tecnología, actualmente, los más utilizados en la industria son los que corresponden a las tecnologías de silicio monocristalino y policristalino, aunque debido a su mayor eficiencia y a la reducción de costos de fabricación en los últimos años, es el silicio monocristalino

el que está aumentando su participación en el mercado, alcanzando el 65,5% (ISE, 2020). En la Figura 5-1 se observa su evolución en la participación de mercado de cada tecnología.

Figura 5-1 - Participación de mercado de las diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos



Fuente: ISE, 2020.

Los inversores son los que convierten la corriente continua (CC) generada en los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (CA) para poder ser inyectada a la red de transporte de energía eléctrica. Las tecnologías más utilizadas en este tipo de centrales se resumen en dos: los inversores centrales y los inversores string. Las principales diferencias entre estas dos tecnologías, radica en las ventajas y desventajas que proporcionan en la operación y mantenimiento de la central, ya que los rendimientos de ambos rondan valores en torno al 96% y el 99% (Smets et al, 2016).

Por último, los sistemas de soporte son los que se encargan de mejorar la captación de la irradiancia. Los sistemas de soporte de posición fija se colocan en el denominado *ángulo óptimo* dependiendo la época del año que se desee optimizar la producción. Por su parte, los seguidores solares de un eje aumentan la captación entre un 25% a un 35% más respecto a la posición fija y los seguidores de dos ejes aumentan la captación un 10% respecto a los seguidores de un eje, aunque también aumentan los costos considerablemente (Helwa et al, 2000).

Metodología de modelización

Aquí se comunican las herramientas de simulación que fueron empleadas para obtener la estimación de generación de la central SFV. Algunos de los softwares más utilizados, como PVsyst; PVSOL y SAM, fueron comparados por Freeman (Freeman et al, 2014).

Análisis de pérdidas e incertidumbres

Los factores de pérdidas se manifiestan de diversas formas y se traducen en un menor rendimiento de la planta SFV, por consiguiente, en una menor generación de energía. Para reflejar este efecto se introduce el concepto de PR, el cual indica, según la Norma IEC 61724-1, el efecto global de las pérdidas a la salida del sistema debido a la temperatura del conjunto y otras ineficiencias o fallas del sistema, incluyendo el balance de los componentes de la central (ver Capítulo 3).

Las principales pérdidas asociadas a una central de generación SFV son las siguientes:

- Sombras Lejanas
- Sombras Cercanas
- Polvo y Suciedad
- Angulares y Espectrales
- Light Induced Degradation (LID)
- Nivel de Irradiancia
- Temperatura
- Calidad de los Módulos
- Mismatch
- Óhmicas en DC
- Eficiencia del Inversor
- Clipping del Inversor
- Restricciones (Curtailment)
- Transformador BT a MT
- Cableado AC
- Auxiliares

Por su parte, las pérdidas asociadas a la indisponibilidad del parque se deben a:

- Balance de Planta
- Mantenimiento
- Evacuación de la Estación Transformadora
- Evacuación de la red nacional

En el Anexo A.5 se definen cada una de estas pérdidas.

Sumado a los factores mencionados, la degradación propia del módulo, debido a su uso y al deterioro por su exposición a la intemperie, es otro factor que ocasiona pérdidas conocidas como *Pérdidas por Degradación del Módulo* informado por el fabricante.

Por último, en este apartado se definen las incertidumbres asociadas tanto a las variables con las que se realiza el cálculo de generación de energía, ya sean estimadas o medidas. Luego, las mismas se utilizan para determinar las diferentes Probabilidades de Excedencia según se explicó en el Capítulo 4.

Todos los valores de pérdidas e incertidumbres pueden ser calculados, estimados o directamente provistos por los fabricantes de los equipos o los proveedores de información (como, por ejemplo, la incertidumbre asociada a una base de datos).

Estimación de la producción energética

Una vez definidos todos los datos de entrada al modelo que se especificaron en cada sección del RPE se realiza la simulación de rendimiento del proyecto en un software especializado. En el software, se simula y determina la generación de energía, la ganancia de irradiancia teniendo en cuenta si los módulos se encuentran en posición fija con su ángulo de inclinación o si poseen algún sistema de seguimiento, el PR de diseño, el PR de operación, pérdidas detalladas y se especifican otras variables que puedan surgir según los requerimientos del proyecto.

El resultado de la simulación es, por defecto, la generación energética media definida con la Probabilidad de Excedencia del 50% (P50). Con este P50, se definen luego las diferentes Probabilidades de Excedencia en base a las incertidumbres asociadas al modelo (ver Capítulo 4).

En el caso particular del Programa RenovAr se solicitó que en los proyectos se presenten la producción mensual con P50 del primer año y la producción anual a 20 años con probabilidades de ocurrencia del P50, P90 y P99.

6 BASES DE DATOS METEOROLÓGICAS

Como se ha mencionado en el Capítulo 4, una de las variables de entrada más importantes en el modelo del cálculo de la producción de energía es el TMY, el cual contiene, entre otros parámetros meteorológicos, los datos de irradiancia, la temperatura, humedad, velocidad del viento.

Para hacerse de estos datos, cada proyecto puede optar por realizar sus propias mediciones o comprar los datos a otra empresa que se dedique a comercializarlos ya sean mediciones en el sitio, mediciones satelitales o ambas. En el caso de los Proyectos RenovAr, según consulta realizada a la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, las bases de datos que se utilizaron fueron las siguientes:

- SolarGIS
- Meteonorm (Meteotest)
- 3TIER (Vaisala)

6.1 SOLARGIS

SolarGIS se presenta como una empresa radicada en Eslovaquia cuyo negocio principal es proveer soporte en certificación de sitios, planificación, financiación y operación de sistemas de energía solar. Su compromiso radica en incrementar la eficiencia y rentabilidad de la tecnología solar mediante consultoría de expertos y acceso a su base de datos y servicios orientados al cliente. SolarGIS dice tener 29 años de experiencia en modelos geoinformáticos y medioambientales y 19 años en el mercado de la energía solar y fotovoltaica. También desarrolla y opera bases de datos globales calculadas con calidad de alta resolución con foco en el recurso solar y energía relacionadas con los parámetros meteorológicos. Desarrolla simulaciones, herramientas de control y administración, mapas y servicios de rápido acceso a información de alta calidad requeridas para la planificación del sistema, cálculo de rendimiento, pronósticos y administración de generación distribuida (SolarGIS, 2016).

La base de datos de SolarGIS está organizada en una grilla con capas de datos. En la Tabla 6-1 se muestran las características técnicas de los datos del recurso solar. La cobertura temporal varía por región y depende de la historia y las características de cada misión satelital en particular. Actualmente, ha procesado información de tres satélites proveedores de datos con satélites geoestacionarios operando en cinco posiciones para cubrir la totalidad del globo terráqueo (exceptuando las regiones polares) (SolarGIS, 2016). En la Figura 6-1 se observa la distribución de la resolución temporal y cobertura de SolarGIS (SolarGIS, 2020a).

Tabla 6-1 - Características técnicas de los datos del recurso solar de SolarGIS.

PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Cobertura espacial	Superficie terrestre y costa marítima entre las latitudes 60°N a 50°S
Período de registro	Desde 1994/1999/2004/2007/2016/2017/2018 dependiendo de la cobertura del satélite
Resolución espacial	Parámetros de radiación solar: 250m x 250m Temperatura del aire: 1 km x 1 km Otros datos meteorológicos: aprox. 25 a 35 km
Resolución temporal	10/15/30 minutos dependiendo de la región del satélite. Agregados en productos horarios, diarios, mensuales y anuales

Fuente: SolarGIS, 2016.

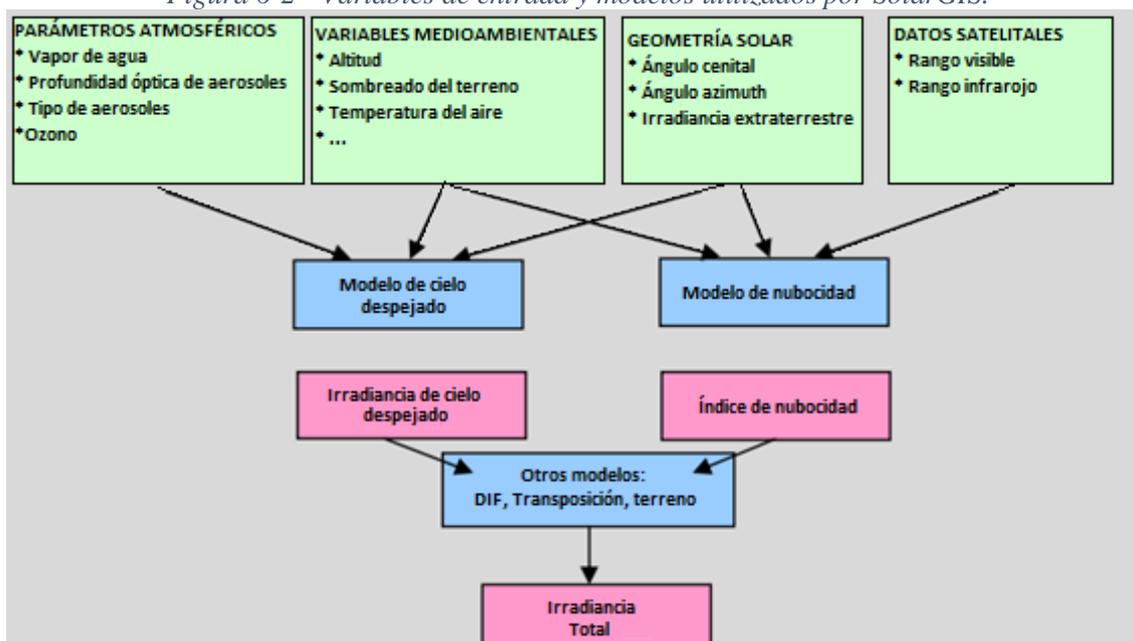
Figura 6-1 - Distribución de la resolución temporal y cobertura de SolarGIS.



Fuente: SolarGIS, 2016.

Asimismo, el esquema de cálculo de SolarGIS se puede ver en la Figura 6-2, en el cual se presentan las principales variables de entrada y los modelos utilizados. Dichos modelos escapan al alcance de este trabajo, pero se encuentran detallados en el documento *Solargis Solar Resource Database. Description and Accuracy*, actualizado al 13 de octubre de 2016.

Figura 6-2 - Variables de entrada y modelos utilizados por SolarGIS.



Fuente: SolarGIS, 2020a.

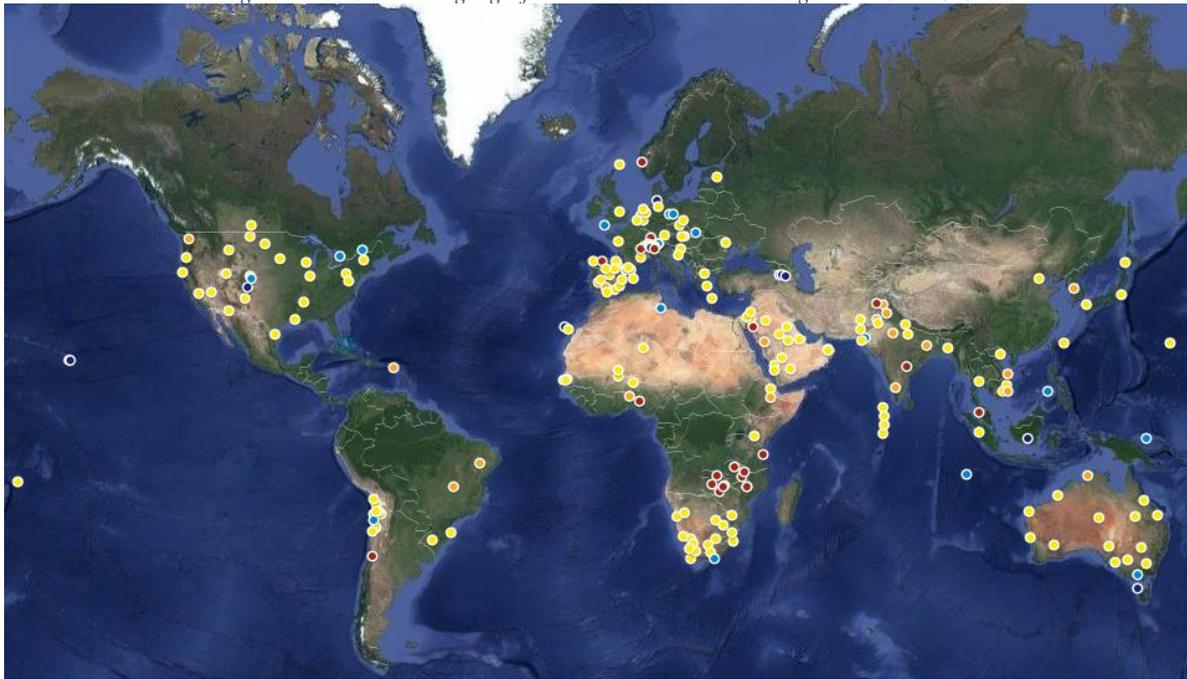
Las fuentes de datos de entrada con las que trabaja SolarGIS provienen de los satélites MERRA-2 reanalysis, MACC II reanalysis, MACC II operacional, CFSR, GFS, Meteosat PRIME, Meteosat IODC, GOES EAST, GOES WEST, MTSAT, Himawari y SRTM3 (SolarGIS, 2020b).

Por último, SolarGIS cuenta con 208 puntos de validación de GHI y 143 para DNI, mientras que utiliza 163 puntos de validación públicos para la GHI y 102 para DNI. Luego, en un análisis de la distribución del error a través de las diferentes geografías y situaciones que la misma empresa realizó, obtuvieron los siguientes resultados:

- Lugares que presentan un error anual de $\pm 4\%$ para valores de GHI y $\pm 8\%$ para valores de DNI son:
 - Europa, América del Norte (por debajo de 50°) y Japón.
 - Región Mediterránea, Península Arábiga (excepto la región del Golfo) y Marruecos.
 - Sudáfrica, Chile, Brasil y Australia.
 - Regiones con buena disponibilidad y alta calidad de mediciones en sitio.
- Lugares que presentan errores mayores a $\pm 8\%$ para valores de GHI y $\pm 12\%$ para valores de DNI son:
 - Altas latitudes (mayor al 50°).
 - Países en climas tropicales húmedos (regiones ecuatoriales de África, América y el Pacífico, Filipinas, Indonesia y Malasia) y zonas costeras (aproximadamente hasta 15 km del agua).

- Regiones con concentraciones altas y de cambios dinámicos de aerosoles atmosféricos (Norte de la India, África Occidental, Región del Golfo, algunas regiones de China).
- Regiones de montañas altas con cobertura regular de nieve y hielo y regiones de alta reflectancia.
- Regiones con mediciones en sitio de alta calidad limitadas o no disponibles.

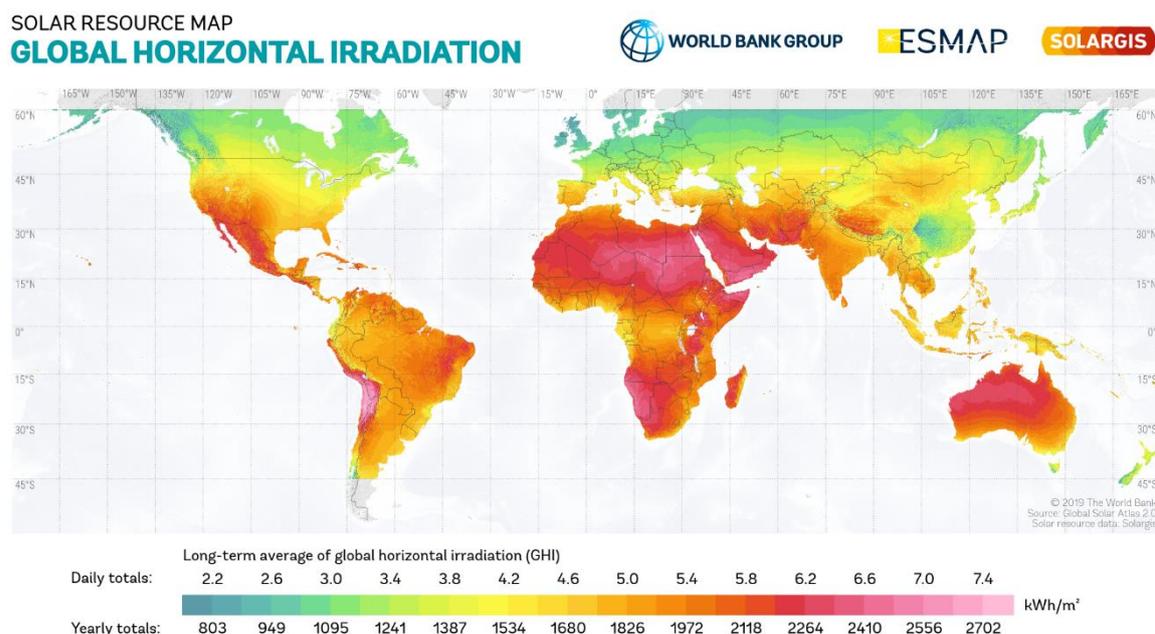
Figura 6-3 – Ubicación geográfica de estaciones meteorológicas de SolarGIS



● rMBD less than -4 ● rMBD from -4 to -2.5 ● rMBD between -2.5 and 2.5 ● rMBD from 2.5 to 4 ● rMBD more than 4

Fuente: SolarGIS, 2020b.

Figura 6-4 - Mapa de GHI de SolarGIS.



Fuente: SolarGIS.

6.2 METEONORM (Meteotest)

Metonorm es un producto desarrollado por la empresa suiza Meteotest. El desarrollo de esta base de datos cuenta con más de 30 años de experiencia, ya que las primeras versiones de Meteonorm datan de 1985, por lo que se ha vuelto un estándar de la industria fotovoltaica, siendo la base de datos preestablecida en algunos softwares de diseño fotovoltaico como PVsyst o PVSOL (SolarGIS, 2020). Para la recolección de datos cuenta con 8.325 estaciones meteorológicas y 5 satélites geoestacionarios (Remund, 2015) (Meteotest, 2020a).

Meteonorm posee un acceso único al Archivo de información del Balance Global de Energía (GEBA, *Global Energy Balance Archive Data*). La información de GEBA es provista por el Servicio Meteorológico Nacional Suizo y cumple con los criterios de calidad de la Organización Meteorológica Mundial (WMO, *World METeorological Organization*). También incluye redes de medición de alta calidad como la Baseline Surface Radiation Network (BSRN) y las redes de MeteoSwiss y del Servicio Meteorológico Alemán (Meteotest, 2020a).

Por otro lado, los períodos de medición que ofrece Meteonorm son:

- 1961 – 1990 y 2000 – 2009 para temperatura, humedad, velocidad de viento y precipitaciones.
- 1981 – 1990 y 1991 – 2010 para datos de radiación solar.

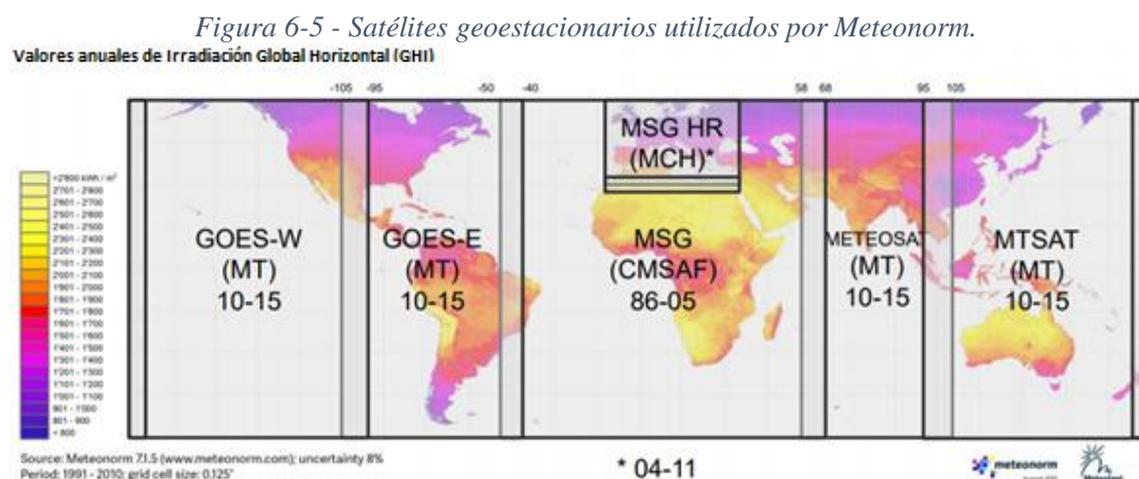
Encontrándose disponibles las medias mensuales climatológicas de largo plazo para:

- Radiación global

- Temperatura ambiente del aire
- Humedad
- Precipitaciones
- Días de precipitaciones
- Velocidad del viento
- Dirección del viento
- Tiempo de sol

En este sentido, Meoteonorm es un producto que podría reproducir un mapa con cualquiera de estos parámetros meteorológicos para cualquier región del mundo entre las latitudes -62° a 62° (Meteotest, 2020a).

Como se mencionó anteriormente, Metonorm cuenta con cinco satélites geoestacionarios, los cuales pueden observarse en la Figura 6-5 junto con su área de cobertura (Remund, 2015).



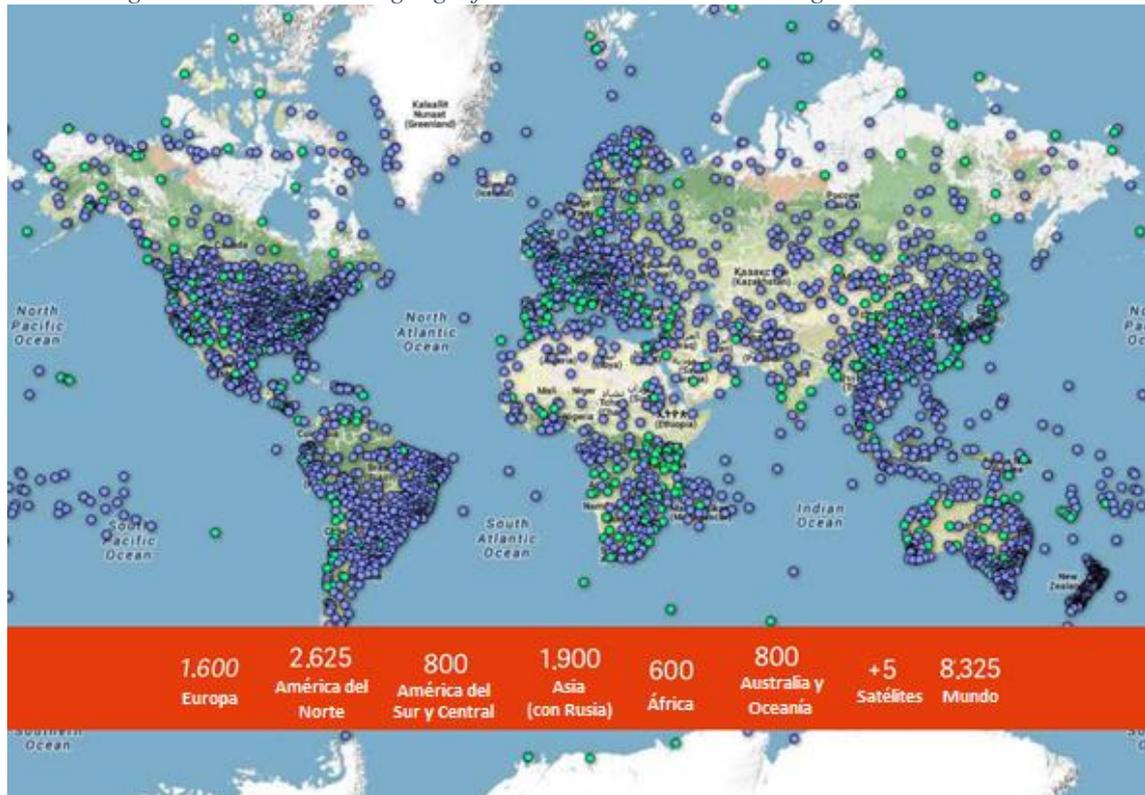
Fuente: Remund, 2015.

Siendo:

- Método Heliosat (MT) para Asia, Oceanía y América
- CMSAF (DWD) para África
- MateoSwiss (MCH) para Europa y África del Norte

También puede apreciarse en la Figura 6-6, la cantidad de estaciones que Meteotest utiliza para recabar los datos meteorológicos, a pesar de que no todas miden las mismas variables y con la misma calidad.

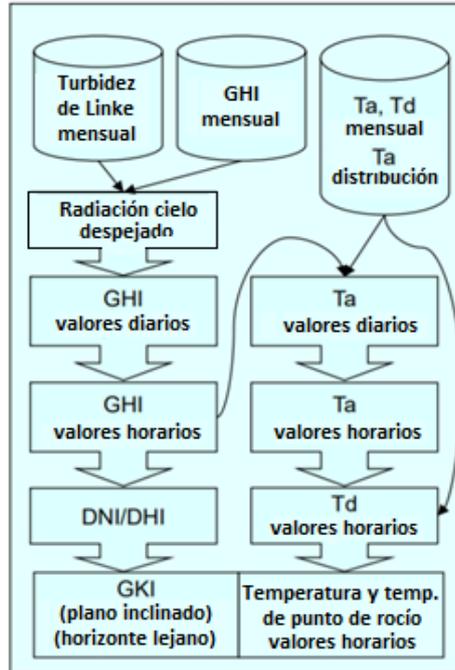
Figura 6-6 – Ubicación geográfica de estaciones meteorológicas de Meteonorm



Fuente: Meteotest, 2020a.

La cadena de algoritmos utilizada por Meteotest parte de la Turbidez de Linke, la GHI mensual, la temperatura mensual y el punto de rocío mensual para poder llegar al cálculo de los valores de las mismas variables, pero con resolución horaria según se muestra en la Figura 6-7 (Remund, 2015). Es así, que la particularidad de los datos diarios y horarios que ofrece Meteonorm radica en que, en principio son datos acumulados en promedios mensuales para luego generar estadísticamente los datos horarios y sub-horarios (SolarGIS, 2020b).

Figura 6-7 - Variables de entrada y modelos utilizados por Meteonorm.



Fuente: Remund, 2015.

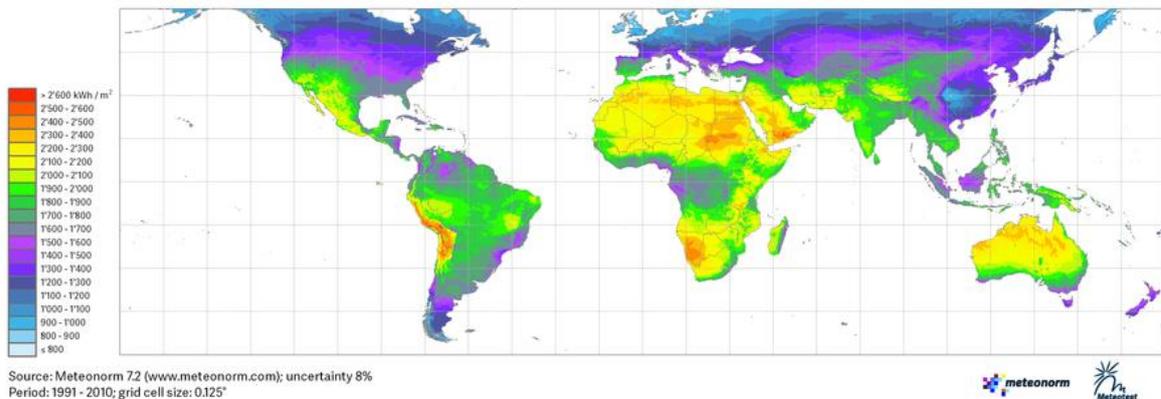
Según Remund (Meteotest, 2020b) la incertidumbre de Meteonorm es:

- Incerteza de datos de tierra: 1 a 10 % (típicamente 3 %)
- Incerteza de interpolación:
 - Distancia al sitio más cercano 1 a 6 %
 - Satélite (albedo, latitud) 3 a 10 %

En la Figura 6-8 se expone un modelo de mapa de GHI desarrollado por Meteotest.

Figura 6-8 - Mapa de GHI de Meteotest.

Yearly sum of Global Horizontal Irradiation (GHI)



Fuente: Meteotest.

6.3 3TIER (Vaisala)

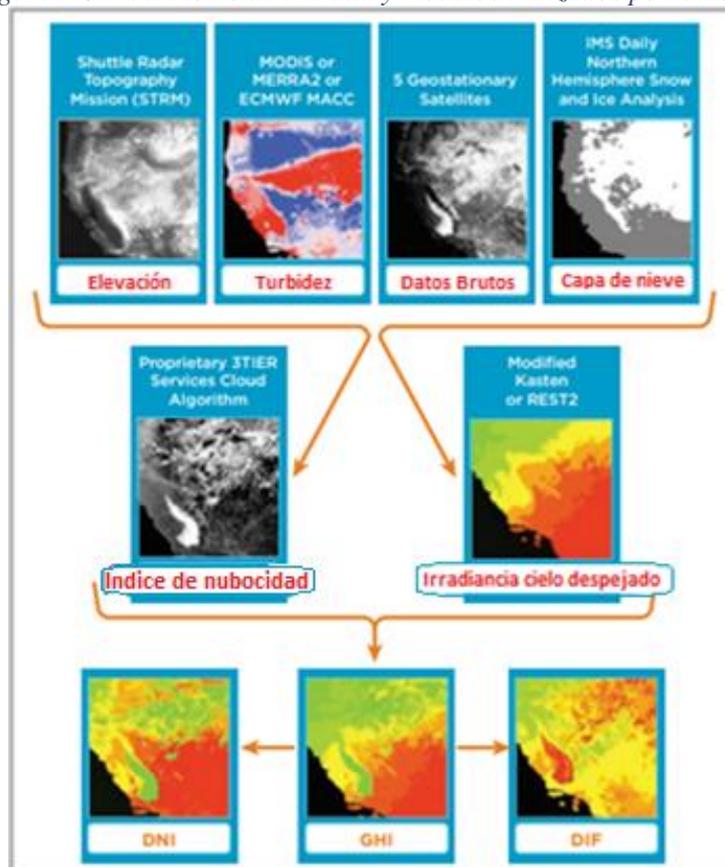
En el informe titulado *Vaisala 3TIER Services Global Solar Dataset / Methodology and Validation* (VAISALA, 2017), con la adquisición de 3TIER, Vaisala es la primera organización, pública o privada, en realizar un mapa mundial del potencial del recurso renovable con una resolución de 5 km o mayor, proveyendo un mapa global para el desarrollo de proyectos eólicos, solares e hidroeléctricos. Además, Vaisala fue la primera empresa en crear una base de datos de alta resolución usando una metodología de procesamiento satelital para ayudar a determinar la variabilidad solar en cualquier lugar del mundo, desde el desarrollo del proyecto, el cálculo y la bancabilidad.

Actualmente, Vaisala continúa manteniendo y mejorando su base de datos globales, históricos y de alta resolución, la cual fue creada utilizando observaciones satelitales alrededor del mundo. De todos modos, cada tecnología requiere sus consideraciones especiales, ya que, por ejemplo, la precisión de los datos satelitales puede estar influenciada por el terreno local, como en zonas costeras o lagos de lecho seco.

La principal fuente de observaciones satelitales de Vaisala son satélites meteorológicos en una órbita geoestacionaria. Estos satélites poseen el mismo período orbital que la rotación de la tierra, y, como resultado, sus instrumentos pueden realizar múltiples observaciones de la misma área con una visión geométrica idéntica en cada hora.

La metodología de Vaisala que se resumen en la Figura 6-9 utiliza un servicio de datos que se basa en observaciones de imágenes satelitales con alta resolución tomadas cada 30 minutos, del canal del rango visible a una resolución de 2 minutos de arco para calcular el nivel de nubosidad de la superficie terrestre. Luego, el resultado de las series de tiempo de nubosidad (o índice de nubosidad) es combinado con otros datos para modelar la cantidad de radiación que alcanza la superficie terrestre. El resultado es una base de datos con observaciones durante más de 20 años que provee estimaciones de irradiancia horaria y sub-horaria (GHI, DNI, DHI).

Figura 6-9 - Variables de entrada y modelos utilizados por Vaisala.



Fuente: VAISALA, 2017.

Vaisala procesa las imágenes satelitales basándose en una combinación de investigación interna y algoritmos publicados en bibliografía científica. Estos algoritmos contienen parámetros y coeficientes que se basan en adaptaciones empíricas o información observacional. Los satélites específicos y longitud de tiempo varían ligeramente por región debido a diferencias en la disponibilidad de datos satelitales de región en región. En la Tabla 6-2, se detallan las fuentes de información y el período de registro por región que utiliza Vaisala (VAISALA, 2020).

Tabla 6-2 - Fuentes de información de Vaisala.

Regiones	Satélites	Cobertura Temporal
Hemisferio occidental	GOES 8 – 14	Enero de 1997 – actualidad
Sur de Asia & Medio Oriente	Meteosat 5, Meteosat 7	Enero de 1999 – actualidad
Este de Asia & Oceanía	GMS 5, GOES 9, MTSAT 1-2, Himari-8	Diciembre de 1998 – actualidad
Europa & África	Meteosat 7, Meteosat 9-10	Julio de 1998 – actualidad

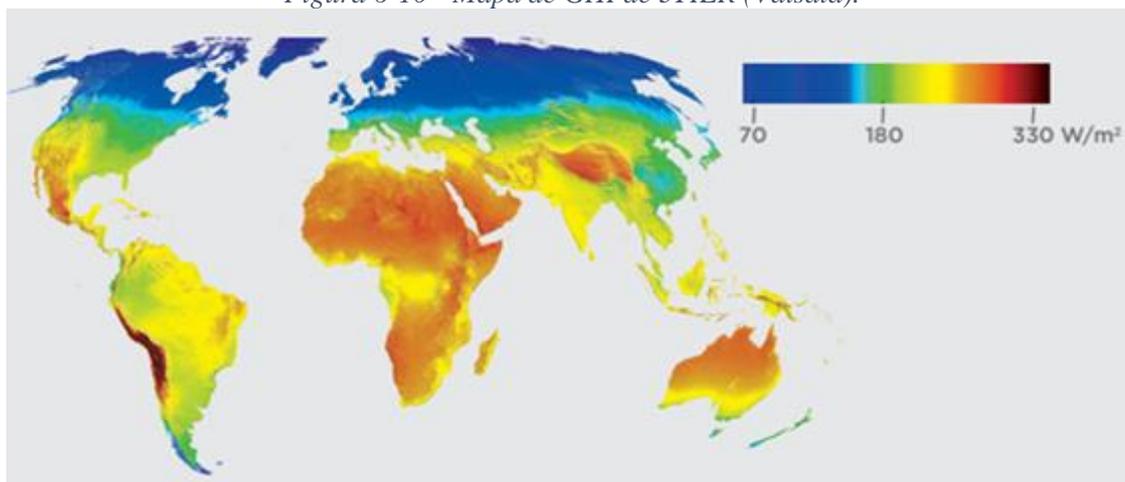
Fuente: VAISALA, 2020.

Para desarrollar y validar su modelo, Vaisala utilizó observaciones de:

- SurfRad
- Redes de radiación superficial de línea base
- Base de datos de radiación solar nacionales
- Oficina de Meteorología (Australia)
- Instituto Nacional de Investigación Atmosférica y Agua (Nueva Zelanda)
- Departamento de Meteorología de la India
- NREL Anexo II
- Base de datos de turbidez de Linke del Ecole des Mines de Paris
- Centro Nacional de Información sobre Hielo y Nieve (servicios de datos sobre nieve de alta resolución)
- Servicios de Datos de Vapor de Agua y Profundidad Óptica de Aerosol (MODIS)

En la Figura 6-10, se presenta el Mapa de GHI mundial desarrollado por Vaisala.

Figura 6-10 - Mapa de GHI de 3TIER (Vaisala).



Fuente: VAISALA, 2017.

6.4 CONSIDERACIONES SOBRE SATÉLITES GEOESTACIONARIOS

En el campo de las imágenes satelitales resulta fundamental el entendimiento que se obtiene en base a las observaciones de la Tierra. El uso de satélites ha incrementado su importancia como sistema de teledetección y de análisis de datos en aplicaciones que van desde la planificación y gestión del suelo, océanos y costas, hasta la determinación de la calidad del aire, eventos naturales y cambio climático (Pelton, Madry, & Camacho-Lara, 2013).

Poniendo el foco en los satélites geoestacionarios, al girar a la misma velocidad angular que la Tierra, resulta valioso el aporte que realizan debido a la obtención de datos de manera casi continua sobre las mismas regiones (gran resolución horizontal). Esto resulta en una gran cantidad de información que requiere diferentes sistemas computacionales complejos para poder analizar una gran cantidad de datos para convertirla en información utilizable. En lo que respecta a la medición de irradiancia e irradiación solar, uno de los principales inconvenientes resulta en la incertidumbre que existe respecto al modelado de los sistemas nubosos y otros factores complejos como pueden ser los aerosoles y el vapor de agua (Porfirio & Ceballos, 2017) (Vignola et al, 2007) (Janaji, 2010).

Sumado a esto, la complejidad en la comprensión de datos satelitales en la transformación hacia las imágenes satelitales conlleva la realización de calibraciones mediante algoritmos que ajusten los datos a los distintos perfiles topográficos y que, especialmente, remuevan los efectos de la distinta iluminación solar angular obtenida para una misma ubicación (Wang et al, 2020).

Atlas Solar de la Provincia de Jujuy

El *Atlas de Radiación Solar de la Provincia de Jujuy* se desarrolló en el marco de un Servicio Tecnológico de Alto Nivel (STAN) concertado entre la Secretaría de Energía del Ministerio de Infraestructura, Servicios Públicos, Tierra y Vivienda de la Provincia de Jujuy y el grupo Planificación Energética y Gestión Territorial del Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional (INENCO) dependiente del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) y la Universidad Nacional de Salta (U.N.Sa.).

Dado que este Atlas fue utilizado por los proyectos P.S. Cauchari I; P.S. Cauchari II y P.S. Cauchari III, que no son analizados en este trabajo, no se entra en mayores detalles.

6.5 ATLAS SOLAR DE LA REPÚBLICA ARGENTINA Y DATOS DEL SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL

El Atlas de Energía Solar de la República Argentina (Grossi Gallegos & Righini, 2007) fue publicado en mayo de 2007 por Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini, ambos miembros del Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar) perteneciente a la Universidad Nacional de Luján (UNLu), con la financiación de la UNLu y de la Dirección Nacional de Programas y Proyectos Especiales de la SECyT. Contó con el apoyo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente (ASADES) y fue declarado de interés cultural y educativo por la Dirección General de Cultura y Educación de la Provincia de Buenos Aires.

Según sus autores, los objetivos principales consistieron en estudiar el recurso para desarrollar proyectos de generación de energía eléctrica adecuados a cada lugar, estudiar el impacto que los cambios en los niveles de radiación debido a las variaciones periódicas o anómalas tienen sobre las condiciones climáticas y determinar la influencia que la radiación solar a nivel de superficie tiene en el rendimiento de cosechas. Además, de permitir evaluar la evapotranspiración potencial del suelo y determinar así su estado hídrico y planificar el secado de productos vegetales con mayor eficiencia.

Por último, es importante mencionar que podría considerarse al Atlas como un producto derivado del trabajo de Hugo Grossi Gallegos denominado Evaluación a nivel de superficie de la radiación global en la República Argentina (Grossi Gallegos, 1997).

6.5.1 EVALUACIÓN A NIVEL DE SUPERFICIE DE LA RADIACIÓN GLOBAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA – TESIS DOCTORAL DE HUGO GROSSI GALLEGOS

El trabajo de tesis doctoral realizado por el Dr. Hugo Grossi Gallegos fue presentado en el año 1997 y defendido el 1 de junio de 1998. El objetivo de dicho trabajo fue “*actualizar la evaluación a nivel de superficie el campo de la radiación solar global en Argentina, procesando para ello toda la información disponible en el país, ya sea de mediciones directas del parámetro o de estimaciones obtenidas a partir de información meteorológica terrestre o satelital, complementada con la de los países vecinos, evaluándose la precisión y validez de los resultados obtenidos*”. Además, una vez obtenidos los resultados, los mismos “*permitirán reducir la incerteza en el conocimiento de la disponibilidad de la energía solar, facilitando así optimizar el diseño de los sistemas de captación y acumulación y tornando más competitivos los aprovechamientos de esta fuente de energía*” (Grossi Gallegos, 1997).

Los datos utilizados para el procesamiento y análisis fueron obtenidos de la Red Solarimétrica Argentina cuya idea original surgió en 1975 desde el Departamento de Radiación Solar y Meteorología de la ex-Comisión Nacional de Estudios Geo-Heliofísicos (CNEGH). El listado original de estaciones a instalar publicado en 1979 contabilizaba 40 estaciones distribuidas en 22 provincias (incluida la Antártida). Para el año 1985 estaban instaladas en Argentina 41 estaciones de medición diaria de irradiación solar global (GHI), a las que debía agregarse otras 3 operando en Bolivia en calidad de préstamo como parte de un convenio de cooperación (al poco tiempo se enlistaron otras 2 en Paraguay). Dificultades de diferente tipo llevaron a que el número de estaciones solarimétricas en operación se viera reducido a 3 en el año 1991 y que, tras alguna mejora momentánea, la Red Solarimétrica dependiente del SMN al día de realización de la tesis, operaba 7 estaciones de medición.

Complementariamente a la Red Solarimétrica, otros datos de carácter meteorológico han sido utilizados para la realización de los cálculos y modelizaciones.

RED SOLARIMÉTRICA ARGENTINA

Como se mencionó en párrafos anteriores, la Red Solarimétrica Argentina ha sufrido varios cambios desde el momento de su nacimiento hasta la fecha en la que Grossi Gallegos desarrolló sus cartas con los promedios mensuales de GHI. Por lo tanto, tuvo que desarrollar un trabajo previo en donde se evaluó la variabilidad temporal de los valores de GHI, los niveles de confianza de los promedios de GHI utilizados y el estudio de la no variabilidad secular y estabilidad del instrumental (Grossi Gallegos, 1998)

Sobre 28 estaciones solarimétricas pertenecientes a la Red Solarimétrica Argentina (Tabla 6-3), demostró que el desvío estándar de los promedios y el nivel de confianza con que se puede asegurar que el valor medio muestral difiere del de la población en 6% o menos de acuerdo con el número de años de observación que se disponía. En los casos en que fue necesario, para no generar incertezas mayores al 10% en las estimaciones, utilizó en la correlación con la heliofanía constantes propias para cada mes teniendo en cuenta la variabilidad espacial del parámetro al extrapolarlo o interpolarlo para permitir regionalizar espacios geográficos con valores comunes (Grossi Gallegos, 1998).

Tabla 6-3 - Estaciones y cantidad de muestras utilizadas por Hugo Grossi Gallegos

ESTACIÓN	Lat	Long	Cantidad de muestras por mes											
			Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Abra Pampa	-22,72	-65,69	3	3	2	1	1	2	3	3	3	5	5	3
Col. Santa Rosa	-28,27	-58,12	5	3	6	5	5	6	5	6	5	6	5	3
El Sombrerito	-27,65	-58,77	6	7	6	7	5	5	6	5	6	6	7	7
Cerro Azul	-27,64	-55,50	9	12	11	11	9	10	10	8	10	12	11	9
Cerrillos	-24,90	-65,50	15	15	15	14	15	15	15	15	16	16	14	16
San Carlos	-25,89	-65,93	5	6	6	9	8	7	7	6	6	5	4	4
R. de Frontera	-25,80	-64,97	3	3	4	4	4	3	3	3	3	3	4	2
P. R. S. Peña	-26,78	-60,44	4	4	5	6	5	5	4	4	3	5	4	4
Famailá	-27,05	-65,40	8	8	6	7	6	6	7	6	6	5	7	9
El Colorado	-26,30	-59,36	5	6	5	5	5	5	5	4	5	5	5	5
Mercedes	-29,18	-58,08	7	7	5	6	7	8	6	6	7	7	6	6
La Rioja	-29,42	-66,87	7	7	7	8	7	6	7	7	3	7	7	6
Rafaela	-31,25	-61,49	18	18	18	18	17	17	16	15	15	15	16	17
Córdoba	-31,41	-64,19	11	12	12	12	12	12	12	12	13	13	13	13
San Juan	-31,53	-68,53	5	6	6	6	6	5	5	4	4	4	5	4
Paraná	-31,75	-60,51	18	18	17	17	17	17	16	17	17	17	18	19
Marcos Juárez	-32,69	-62,10	7	7	7	6	7	8	8	7	7	7	7	9
Oliveros	-32,58	-60,85	10	10	12	12	13	13	13	11	11	11	11	11
Río IV	-33,12	-64,35	5	5	5	4	4	4	4	4	5	3	4	4
Villa Mercedes	-33,68	-65,46	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3
San Miguel	-34,55	-58,73	16	16	15	14	15	16	14	18	18	14	16	14
Rama Caída	-34,67	-68,39	4	4	6	5	5	5	7	5	5	5	6	6
Anguil	-36,53	-64,01	6	6	4	3	3	3	3	4	4	3	3	4
Balcarse	-37,86	-58,27	5	4	4	5	5	7	8	8	8	8	8	6
Alto Valle	-38,99	-67,82	8	8	7	7	9	8	9	9	9	9	8	8
C. A. Bariloche	-41,15	-71,30	8	9	8	8	4	6	8	8	7	7	7	6
Trelew	-43,26	-65,30	10	9	9	9	8	10	9	9	8	8	8	9
Ushuaia	-54,81	-68,33	5	5	4	4	3	4	2	4	4	4	3	5

Fuente: Grossi Gallegos, 1997.

En el Anexo A.1, se encuentra el mapa con la ubicación geográfica de cada una de las estaciones de la Red Solarimétrica.

PROCEDIMIENTO

Del artículo *Distribución de la radiación solar global de la República Argentina. II. Cartas de radiación* (Grossi Gallegos, 1998) se transcribe el procedimiento realizado para la generación de las cartas de radiación:

Sobre los mapas nacionales preparados en papel transparente, similares a los utilizados por el SMN en una escala de 1:7.500.000 (en central 60°W y conos secantes de -30° y -60°) se volcó la información de los promedios mensuales del valor diario que integran la base de datos, diferenciando los que fueron obtenidos con piranómetros de la Red Solarimétrica de los que fueron con piranómetros del SMN o de alguna otra institución a fines de la década del '60, y dentro de ellos, los registros que presentan mayor extensión temporal.

En segundo lugar, se consideraron las condiciones de variabilidad espacial de los promedios mensuales provenientes de mediciones piranométricas diarias en regiones homogéneas (suponiendo isotropía), lo que permite extrapolar sus valores hasta aproximadamente 200 km sin extender un error del 10% dentro de un nivel de confianza del 90%.

A los valores procedentes de estimaciones calculadas a partir de las horas de insolación con modelos del tipo de Ångström se les asignó un segundo nivel de confiabilidad teniendo en cuenta su mayor incerteza, la que no supera sin embargo el 10%. Los valores fueron estimados utilizando las constantes apropiadas para cada región.

En cuarto lugar, se tuvieron en cuenta los valores promedio de la radiación global obtenidos en las zonas fronterizas de países vecinos y los trabajos similares llevados a cabo en ellos.

Como apoyo complementario se utilizaron las cartas pluviométricas del Atlas Climatológico de América del Sur preparado por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y la de cobertura de vegetación.

Cada uno de los 13 mapas transparentes fueron superpuestos al de la hipsometría de Argentina preparado por el Instituto Geográfico Militar (IGM), con altitudes de 0 a 500 m, 500 a 1000 m, 1000 a 3000 m y más de 3000 m, para tener en cuenta las discontinuidades que pueden introducir los cambios de altura.

RESULTADOS

Dentro de las posibilidades de la información disponible se buscó compatibilizar las bases de datos de procedencia diversa y determinar grandes zonas bien diferenciadas sin perder de vista el carácter preliminar del producto final. El autor también advirtió que, si se decidiera ubicar un sistema de aprovechamiento de la energía solar porque el valor medio de la misma en ella pareciera conveniente, podría resultar necesario medir detalladamente el recurso en esa ubicación para determinar su valor y variabilidad con la precisión deseada.

Como resultado se trazaron cartas de irradiación solar global mensuales (12 en total) y una anual extrapolando valores medidos hasta aproximadamente 200 km de distancia entre sí sin exceder un error del 10% dentro de un nivel de confianza del 90%.

Los valores de los promedios de la irradiación solar global diaria se expresaron en kWh/m²-día teniendo en cuenta la demanda habitual de los diseñadores de sistemas de conversión fotovoltaica, y los valores numéricos correspondientes a las isolíneas trazadas en los mapas se ubicaron del lado creciente de los mismos. Como consecuencia de las anteriores consideraciones se estableció como espaciado adecuado entre las isolíneas sucesivas el valor 0,5 kWh/m²-día para que no se produjera superposición de las cotas de error en los meses de máxima radiación.

En el Anexo 4 de la tesis se publican los promedios mensuales de la radiación solar global diaria incidente sobre plano horizontal considerados para la elaboración de las cartas provenientes de piranómetros de la Red Solarimétrica Argentina, consignándose la longitud de los registros, el desvío estándar de los promedios y el nivel de confianza con que se puede asegurar que el valor medio muestral difiere del de la población en 6% o menos. También se presentan las constantes mensuales de la regresión lineal establecida entre el índice de claridad (KT) y la heliofanía relativa para diferentes regiones, como así también los valores de heliofanía relativa media de las localidades en las que se utilizaron para estimar los promedios de radiación global mensual.

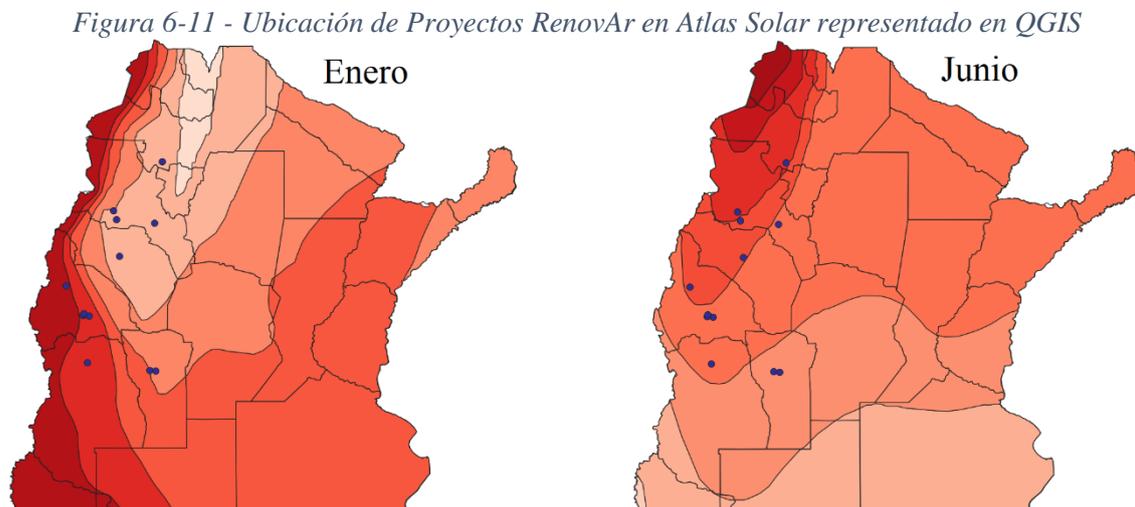
ATLAS SOLAR DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

El Atlas Solar fue publicado en mayo de 2007 con el objetivo de evaluar la distribución espacio-temporal de la energía proveniente del Sol. En el mismo se presentaron un conjunto de cartas con la distribución mensual de los promedios diarios de la irradiación solar global y de las horas de brillo solar (heliofanía efectiva), y se pretendía hacer pública la existencia de trabajos académicamente ya concluidos y tal vez poco difundidos. Incluyó también una descripción del instrumental de medición que se utilizó y sus errores, los datos empleados para el trazado de cartas y un listado de referencias bibliográficas que se consideran de interés (Grossi Gallegos & Righini, 2007).

En conversaciones con Raúl Righini, co-autor del Atlas, confirmó que los datos utilizados son los mismos que en las cartas de Grossi Gallegos, principalmente por la ausencia de avances en medición y de ampliación de bases de datos para refinar los cálculos debido a la falta de financiamiento, ya sea, por ejemplo, para la adquisición de equipos de medición o para asegurar el personal necesario para el mantenimiento de las estaciones.

6.5.2 IRRADIACIÓN DE PROYECTOS RENOVAR SEGÚN ATLAS SOLAR

Utilizando la herramienta QGIS para geolocalizar los proyectos en las cartas de irradiación del Atlas Solar se logró determinar con precisión los valores de esta variable para cada mes del año. Ejemplos de la utilización de esta herramienta se muestran en la Figura 6-11.



6.5.3 OTROS DATOS METEOROLÓGICOS

Como complemento a los datos de GHI obtenidos del Atlas Solar, de la base de datos pública del SMN es posible obtener los promedios mensuales de Temperatura, Velocidad de Viento y Humedad Relativa para cada una de las estaciones meteorológicas.

Al igual que se hizo con las estaciones de la Red Solarimétrica Nacional, se plasmaron las ubicaciones de las estaciones del SMN en QGIS y calculando la distancia de cada proyecto a la estación más próxima se obtuvieron el resto de los datos meteorológicos. En el Anexo 142A.1, se puede encontrar el mapa representado con la ubicación de los proyectos y las estaciones del SMN.

6.5.4 RESUMEN METEOROLÓGICO POR PROYECTOS RENOVAR SEGÚN ATLAS SOLAR Y SMN

En la Tabla 6-4, se indica el código de identificación de cada uno de los Proyectos RenovAr según lo determinó el ex Ministerio de Energía y Minería, la cual será la codificación que se mantendrá de aquí en adelante para su identificación en este trabajo. En la Tabla 6-5, se resumen los resultados anuales para cada uno de los Proyectos RenovAr. En el Anexo A.3, se detallan los resultados mensuales para cada uno de ellos junto con las distancias a las estaciones de la Red Solarimétrica Nacional y de las estaciones meteorológicas del SMN.

Tabla 6-4 - Codificación de Proyectos RenovAr

Proyecto	Código de Identificación
P.S. PASIP	SFV-05
P.S. CAFAYATE	SFV-12
P.S. CALDENES DEL OESTE	SFV-36
P.S. FIEMBALÁ	SFV-18
P.S. LAS LOMITAS	SFV-57
P.S. SAUJIL	SFV-21
P.S. ULLUM N2	SFV-45
P.S. ULLUM N1	SFV-46
P.S. ULLUM 4	SFV-37
P.S. LA CUMBRE	SFV-41
P.S. ULLUM 3	SFV-32
P.S. IGLESIA-GUAÑIZUIL	SFV-49
P.S. TINOGASTA	SFV-20
P.S. NONOGASTA	SFV-15

Fuente: Elaboración propia en base a Resolución MEyM N°213/2016 y Resolución MEyM N°281/2016.

Tabla 6-5 - Resumen meteorológico anual de los Proyectos RenovAr según Atlas Solar y SMN

Proyecto	GHI	Temperatura Ambiente	Velocidad de Viento	Humedad Relativa
	kWh/m ²	°C	m/s	%
SFV-05	1.718	16,7	2,1	54
SFV-12	1.618	20,0	2,8	72
SFV-36	1.587	17,8	4,1	59
SFV-18	1.784	18,9	1,8	53
SFV-57	1.845	18,3	3,9	50
SFV-21	1.518	21,2	5,1	56
SFV-45	1.884	18,3	3,9	50
SFV-46	1.884	18,3	3,9	50
SFV-37	1.884	18,3	3,9	50
SFV-41	1.564	17,8	4,1	59
SFV-32	1.884	18,3	3,9	50
SFV-49	1.968	16,5	1,1	44
SFV-20	1.709	18,9	1,8	53
SFV-15	1.595	18,9	2,2	58

Fuente: Elaboración propia en base al Atlas Solar y SMN.

7 ANÁLISIS DE GENERACIÓN DE LOS PROYECTOS RENOVAR

En base a los Documentos de Transacciones Económicas (DTE) y los Partes Post-Operativos Mensuales (PPO) publicados mensualmente en la página web de CAMMESA es posible acceder a los siguientes datos:

De los DTE:

- Generación mensual total de cada central.
- Generación mensual inyectada sobre la potencia contratada (Mercado Spot).
- Compromisos de Energía de cada uno de los proyectos.
- Energía Abastecida¹⁸ de cada proyecto.

De los PPO:

- Generación mensual de cada central con posibilidad de desagregarla en valores diarios y horarios.

Por otro lado, en cumplimiento del Procedimiento Técnico N°11 de CAMMESA, *cuando se produce una perturbación en el SADI o en una o más áreas, que provoca ya sea cambios topológicos en la red y/o variaciones de frecuencia y/o tensiones fuera de los rangos admisibles, se deben determinar sus causas y evaluar sus consecuencias con el propósito de analizar la normalización del sistema, asignar responsabilidades, determinar indisponibilidades de equipos, informar a los agentes del M.E.M., recabar datos para fines estadísticos y analizar las actuaciones de los equipamientos y el personal involucrado con el fin primordial de mejorar su funcionamiento en el futuro y, en consecuencia, la calidad de servicio del suministro.* (CAMMESA, 2020).

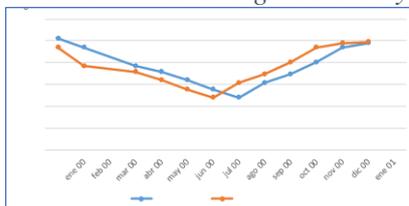
A través del sistema de la plataforma de comunicaciones de Lotus Notes que utiliza CAMMESA para comunicar las perturbaciones ocurridas a todos los actores del MEM, fue posible acceder a los que afectaron a los parques SFV bajo estudio a fin de conocer la Energía No Suministrada (ENS) de cada proyecto por perturbaciones en la red.

En el presente Capítulo, entre la Figura 7-7 y la Figura 7-20, se presenta un análisis del cumplimiento mensual y anual de los cada uno de los proyectos en base a la información recolectada. Así mismo, cada Tabla se acompaña de dos gráficos, cuya lectura e interpretación es la siguiente:

¹⁸ Según el PBC del Programa RenovAr Ronda 1 y Ronda 1.5, la Energía Abastecida se define como, para cualquier período, la Energía Contratada generada por la Central de Generación e inyectada en el Punto de Entrega, a cualquier hora y durante cualquier bloque de producción, durante tal período.

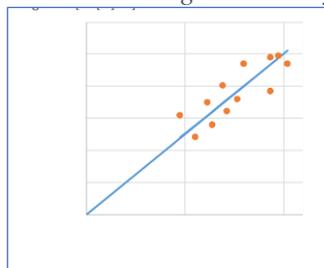
- Representación de valores mensuales para el Primer Año de Abastecimiento ajustada con indisponibilidades de cada parque y perturbaciones en la red (Energía RPE) junto con la Energía Abastecida (Energía Medida) contabilizada por CAMMESA.

Figura 7-1 - Ejemplo de valores mensuales Energía Medida y Prevista en gráfico de línea



- Gráfico de dispersión en donde en el eje de las abscisas se representan el Energía RPE y en el eje de las ordenadas la Energía Medida. La línea que surge de la ordenada al origen representa los puntos en donde la Energía RPE coincide con la Energía Medida. Cada punto que supera la línea representa un mes en donde la Energía Real fue superior a la Energía RPE P50, mientras que cada punto por debajo representa un mes que la Energía Real no alcanzó la Energía RPE P50.

Figura 7-2 - Ejemplo de valores mensuales Energía Medida y Prevista en gráfico de dispersión



En el Anexo A.2, se presentan las características técnicas de cada uno de los Parques Solares Fotovoltaicos analizados en el presente trabajo junto con información adicional de interés extraída de la página web de CAMMESA y de la Resolución MEyM 281-E del 25 de noviembre de 2016.

7.1 PUESTA A PUNTO, FUERA DE SERVICIO Y PROBLEMAS EN LA RED DE TRANSMISIÓN

Además de las perturbaciones enmarcadas en el PT N°11, existen también casos fortuitos, de fuerza mayor o problemas operativos que pueden reducir considerablemente la generación, y, de este modo, distorsionar el análisis de este trabajo.

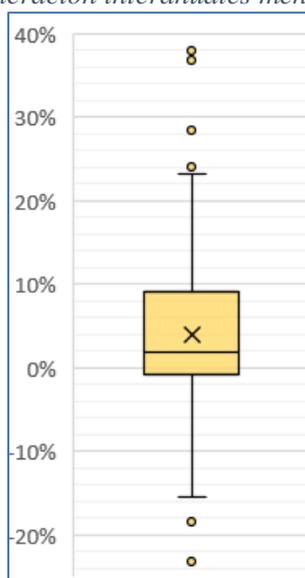
Por lo tanto, evaluando la información del evento ocurrido, se optó por alguna de las siguientes opciones según Tabla 7-2:

- Ajustar la Energía Medida en base a las pérdidas de aporte en los días afectados (Tabla 7-1).
- Excluir el mes completo donde ocurrió el evento y reemplazarlo por el mismo mes del año subsiguiente.

Esta corrección de los datos se realiza a los efectos de evaluar la calidad de los datos meteorológicos para pronosticar la generación eléctrica de cada Proyecto RenovAr, ya que estos eventos no permiten realizar un análisis válido si no se los excluye del cálculo.

Para los casos en que se reemplace el mes completo por el mismo mes del año subsiguiente se considera que las pérdidas por degradación de los módulos no son significativas para este caso de estudio. Considerando que, en función de la marca y modelo del módulo fotovoltaico, las pérdidas por degradación varían entre un 0,4% y un 0,7%, se analizó la variación mensual interanual que hubo para los Proyecto RenovAr que tuviesen más de un año de operación. El resultado se observa en la Figura 7-3, donde se aprecia que, sobre 180 variaciones interanuales estudiadas, el 50 % se encuentra en los cuartiles Q1 (-1 %) y el Q3 (9 %), colocándose la mediana en el 2 % (Q2). Esto puede interpretarse como que existen otros factores que influyen en mayor medida en la generación que la degradación de los módulos.

Figura 7-3 - Variaciones de generación interanuales mensuales de los Proyectos RenovAr



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

En el Anexo A.4, se incluyen las verdaderas curvas del Año 1 de producción de cada una de las centrales.

Por otro lado, en diálogo con expertos en el diseño, construcción y operación de centrales fotovoltaicas en Argentina como son María Eugenia Ivanissevich¹⁹ (360 Energy) y Fernando Mateo²⁰ (P.S. Iglesia-Guañizuil), Miguel Ángel Haluza²¹ (P.S. La Cumbre), Alejandro Burlot²² (P.S. Pasip) y Marcos Botella (P.S. Las Lomitas)²³, se ha concluido que para beneficiar al presente trabajo es conveniente excluir del análisis tanto el mes de la Habilitación Comercial, así como también los dos meses subsiguientes. Esto se debe principalmente a que es común que este tipo de centrales habiliten comercialmente a pesar de que aún deban concluir trabajos y realizar los finales de obra. Algunos de los inconvenientes que la puesta a punto de una central trae aparejada pueden ser desvíos en el movimiento de los seguidores solares, problemas de cableado y conexionado, ajuste incorrecto de los sistemas de protección, falta de configuración de los inversores, entre otros. En consecuencia, el año analizado no es el primer año de operación real, sino que para sustraer del análisis los problemas de puesta a punto antes mencionado, se quitarán del análisis el mes de habilitación y los dos subsiguientes. Ello también facilita la comparación ya que permite trabajar con meses calendario completos.

En la Tabla 7-1, se enumeran los principales incidentes que se han podido relevar estando en contacto con diferentes actores en las empresas que intervienen o intervinieron en la gestión y operación de las centrales.

¹⁹ Gerente de Seguridad, Ambiente y Asuntos Regulatorios en 360 Energy. Ex Gerente de Operaciones.

²⁰ Director de Proyecto en P.S. Iglesia Guañizuil

²¹ Gerente de Proyecto en P.S. LA Cumbre

²² Gerente de Energías Renovables en Empresa Mendocina de Energía (EMESA) – P.S. Pasip

²³ Jefe de Operaciones, Producción y Mantenimiento en P.S. Las Lomitas

Tabla 7-1 - Indisponibilidades de los Proyectos RenovAr

PROYECTO	Día Inicio	Día Fin	Días fuera de servicio	Potencia Afectada [MW]	ENS [MWh]	Detalle
SFV-05	No se relevaron indisponibilidades*					
SFV-12	19/07/2019	23/09/2019	-	-		Configuración de sistema de seguimiento solar incompleta
	01/10/2019	31/10/2019			4.366	Problemas en el sistema de seguimiento solar
	01/11/2019	30/11/2019			1.851	Problemas en el sistema de seguimiento solar
	01/12/2019	31/12/2019			2.012	Problemas en el sistema de seguimiento solar
	13/08/2019	09/09/2019	28	80		Falla en el transformador de potencia principal.
	20/01/2020	29/02/2020	40	80		Descarga atmosférica daña transformador de neutro.
	01/03/2020	04/03/2020	4	58,5		Puesta en funcionamiento de la central.
	16/03/2020	03/05/2020	49	6,15		Dos inversores fuera de servicio
	03/05/2020	13/07/2020	71	3,08		Inversor fuera de servicio
	21/07/2020	07/09/2020	51	3,08		Inversor fuera de servicio
28/12/2020	26/02/2020		3,08		Inversor fuera de servicio	
SFV-36	16/06/2019	16/06/2019	1	24,75		Colapso del SADI
	No se relevaron indisponibilidades*					
SFV-18	21/09/2019	09/10/2019	39		185	Falla en Transformador 3B
	21/01/2020	29/01/2020	9		700	Tormenta y descargas atmosféricas
	24/03/2020	27/05/2020	65		693	Falla en Inversor 1A
SFV-57	01/11/2018	31/12/2018	60	0,93		Falla en conductor de CC, sobrecalentamiento e incendio en 6 string boxes.
	25/09/2018	31/03/2019	188			Problemas en operación de inversores.
	16/06/2019	16/06/2019	1	1,7		Colapso del SADI
SFV-21	16/06/2019	16/06/2019	1	22,5		Colapso del SADI
SFV-45	16/06/2019	16/06/2019	1	25		Colapso del SADI
SFV-46	16/06/2019	16/06/2019	1	25		Colapso del SADI
SFV-37	No se relevaron indisponibilidades*.					
SFV-41	16/06/2019	16/06/2019	1	22		Colapso del SADI
	No se relevaron indisponibilidades*					
SFV-32	16/06/2019	16/06/2019	1	32		Colapso del SADI
SFV-49	16/06/2019	16/06/2019	1	80		Colapso del SADI
	06/10/2019	09/10/2019	3	80		Inestabilidad en la LAT debido a que la obra de la E.T. Bauchazeta (PDI original) no ha concluido.
	09/10/2019	20/10/2019	12	16		
	25/10/2019	31/10/2019	7	16		
	01/11/2020	31/03/2020	152	4		
SFV-20	16/06/2019	16/06/2019	1	15		Colapso del SADI
	09/03/2020	16/04/2020	39		443	Falla de Inversor 2B
SFV-15	16/06/2019	16/06/2019	1	35		Colapso del SADI
	17/06/2019	20/06/2019		-		Fallas en trackers provocados por colapso en el SADI
	22/01/2020	10/02/2020		-		Falla en Tracker CT4

*Significa que no se pudo contactar a nadie de referencia del parque solar o que en comunicación telefónica no reportaron que haya habido indisponibilidades relevantes.

7.1.1 MEDIDAS ADOPTADAS PARA AJUSTAR LAS CURVAS DE ENERGÍA MEDIDA

Tabla 7-2 - Ajuste de Energía Medida en base a ENS por indisponibilidades

PROYECTO	Mes	Acción
SFV-12	Octubre 2019	Sumar 4.366 MWh a la Energía Medida
	Noviembre 2019	Sumar 1.851 MWh a la Energía Medida
	Diciembre 2019	Sumar 2.012 MWh a la Energía Medida
	Enero 2020	Reemplazo por enero 2021 y ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Febrero 2020	Reemplazo por febrero 2021 y ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Marzo 2020	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Abril 2020	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Mayo 2020	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Junio 2020	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Julio 2020	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Agosto 2020	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
Septiembre 2020	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.	
SFV-36	Junio 2019	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
SFV-18	Enero 2020	Sumar 700 MWh a la Energía Medida
	Marzo 2020	Sumar 85,3 MWh a la Energía Medida
	Abril 2020	Sumar 320 MWh a la Energía Medida
	Mayo 2020	Sumar 287,7 MWh a la Energía Medida
SFV-57	Diciembre 2018	Reemplazo por Diciembre 2019
	Enero 2019	Reemplazo por Enero 2020
	Febrero 2019	Reemplazo por Febrero 2020
	Marzo 2019	Reemplazo por Marzo 2020
	Junio 2019	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
SFV-21	Junio 2019	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
SFV-45	Junio 2019	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
SFV-46	Junio 2019	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
SFV-41	Junio 2019	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
SFV-32	Junio 2019	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
SFV-49	Octubre 2019	Reemplazo por Octubre 2020
	Noviembre 2019	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Diciembre 2019	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Enero 2020	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Febrero 2020	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
	Marzo 2020	Ajustar la Energía Medida al 100% de disponibilidad.
SFV-20	Marzo 2020	Sumar 261,3 MWh a la Energía Medida
	Abril 2020	Sumar 181,7 MWh a la Energía Medida

7.2 PROCEDIMIENTO TÉCNICO N°11

A continuación, según los informes remitidos por las centrales a CAMESA conforme el Procedimiento Técnico N°11, se presenta la ENS por cada parque solar en los meses analizados debido a perturbaciones en la red eléctrica. Luego, la ENS fue adicionada a la Energía Medida.

Tabla 7-3 – ENS durante el año 2018 por los Proyectos RenovAr informados en los PT N°11 (MWh)

	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18
SFV-05												
SFV-12												
SFV-36											-	-
SFV-18												
SFV-57												-
SFV-21												
SFV-45												
SFV-46												
SFV-37												
SFV-41												-
SFV-32												
SFV-49												
SFV-20												
SFV-15												

Tabla 7-4 – ENS durante el año 2019 por los Proyectos RenovAr informados en los PT N°11 (MWh)

	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
SFV-05												-
SFV-12										-	-	-
SFV-36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SFV-18												-
SFV-57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SFV-21			-	0,5	-	-	-	-	79,4	60,62	123,28	55,69
SFV-45			-	-	-	-	-	-	-	-	21,17	-
SFV-46			-	-	-	-	-	-	-	-	21,2	-
SFV-37											-	-
SFV-41	-	-	-	-	-	20	-	7,51	19,25	285	-	-
SFV-32			-	-	-	-	-	-	-	-	21,17	21,53
SFV-49						-	-	-	13,2	-	-	137,3
SFV-20							-	-	8,65	18,66	8,5	-
SFV-15							0,5	-	94,81	37,2	64,4	5,7

Tabla 7-5 - ENS durante el año 2020 por los Proyectos RenovAr informados en los PT N°11 (MWh)

	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
SFV-05	0,34	0,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SFV-12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SFV-36												
SFV-18	52,37	1,17	22,75	8,31	0,06	15,5	0,04	13,16	29,92	25,77	98,03	
SFV-57												
SFV-21	8	15,76										
SFV-45	16,9	-										
SFV-46	16,7	-										
SFV-37	9,53	-	-	-	-	-	-	-				
SFV-41												
SFV-32	22,5	-										
SFV-49	106	-	75,07	-	-							
SFV-20	6,38	0,48	17,6	-	-	10,8						
SFV-15	361,03	3,41	-	1,3	-	-						

7.3 EL NIÑO / OSCILACIÓN DEL SUR (ENOS)

El Niño / Oscilación del Sur (ENOS) es un fenómeno natural caracterizado por la fluctuación de las temperaturas del océano en la parte central y oriental del Pacífico ecuatorial, asociada a

cambios en la atmósfera. Es uno de los patrones más importantes de la llamada variabilidad climática interanual. El Niño y La Niña son los componentes oceánicos, mientras que la Oscilación del Sur es el componente atmosférico, y ambos dan origen al término El Niño/Oscilación del Sur. Este fenómeno comprende tres fases: El Niño, La Niña y una fase neutra. Los efectos de esta oscilación sobre Argentina son diversos y varían dependiendo de la fase, la región y la época del año (SMN, 2021) .

El ENOS está considerado como uno de los principales factores que explican la variabilidad interanual de las precipitaciones en Sudamérica, aunque hoy en día muchos autores alrededor del mundo continúan estudiando dicha correlación para determinar con mayor exactitud sus causas (Hurtado & Agosta, 2020). También es conocido que el ENOS tiene impacto sobre la temperatura a nivel mundial, en este sentido, se dice que en la fase de El Niño la temperatura tiende a aumentar mientras que en la fase de La Niña, a disminuir (WMO, 2014).

Un estudio de Murai intenta determinar si el ENOS tiene influencia en la variación de la irradiancia y concluye que cuando ocurre el ENOS, tanto en su fase de El Niño como la de La Niña, existe una variabilidad de la irradiancia en Sudamérica, aunque no pudo determinar de qué manera (Murai et al, 2020).

Por lo tanto, consultando en la página web del SMN es posible conocer si el ENOS trascurrió en algún momento dentro del período que se analiza la producción de los Proyectos RenovAr. La Tabla 7-6, muestra que ocurrió el ENOS en su fase de El Niño entre abril y agosto 2019 (aunque se manifestó de forma débil) mientras que la fase de La Niña fue registrada para el período que abarca entre octubre 2020 y marzo 2021. Por esta razón, se analiza el posible impacto que pudo haber existido en la generación de los Proyectos RenovAr.

Tabla 7-6 - Ocurrencia del ENOS en el período analizado

AÑO	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
2018									Neutral	Neutral	Neutral	Neutral
2019	Neutral	Neutral	Neutral	Niño débil	Neutral	Neutral	Neutral	Neutral				
2020	Neutral	Neutral	Neutral	Neutral	Neutral	Neutral	Neutral	Neutral	Neutral	Niña	Niña	Niña
2021	Niña	Niña	Niña									

Fuente: Elaboración propia en base a datos del SMN.

En el período del Niño Débil del año 2019 se encontraban operativos diez de los Proyectos RenovAr.

En base a los registros del SMN entre 1981 – 2010 (SMN, 2021), el ENOS en su fase de El Niño pudo haber provocado apartamientos de las precipitaciones (en mm) y a la temperatura ambiente (en °C) en la región donde se encuentran cada Proyecto RenovAr según se detalla en la Tabla 7-7.

Tabla 7-7 - Impacto de El Niño en los Proyectos RenovAr

Proyecto	mm	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	°C	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	
SFV-05	PRECIPITACIONES						TEMPERATURA						
SFV-12													
SFV-36		+10	0	0	0	0		+0,2	+0,2	+0,2	+0,2	0	
SFV-18													
SFV-57		0	0	0	0	0		0	+0,2	0	+0,2	0	
SFV-21		+10	0	0	0	0		0	+0,2	+0,2	+0,2	+0,2	0
SFV-45		0	0	0	0	0		0	+0,2	0	+0,2	0	
SFV-46		0	0	0	0	0		0	+0,2	0	+0,2	0	
SFV-37													
SFV-41		+10	0	0	0	0		+0,2	+0,2	+0,2	+0,2	+0,2	0
SFV-32		0	0	0	0	0		0	+0,2	0	+0,2	0	
SFV-49				0	0	0				+0,2	+0,2	0	
SFV-20					0	0					+0,2	0	
SFV-15					0	0					+0,2	0	

Fuente: Elaboración propia en base a datos del SMN.

El ENOS en su fase de La Niña ocurrió entre octubre 2020 y marzo 2021. De ese período sólo se analizan datos de tres Proyectos RenovAr. Aplicando el mismo análisis que se hizo con El Niño, las potenciales variaciones de precipitaciones y temperatura respecto a la temperatura promedio se detallan en la Tabla 7-8.

Tabla 7-8 - Impacto de La Niña en los Proyectos RenovAr

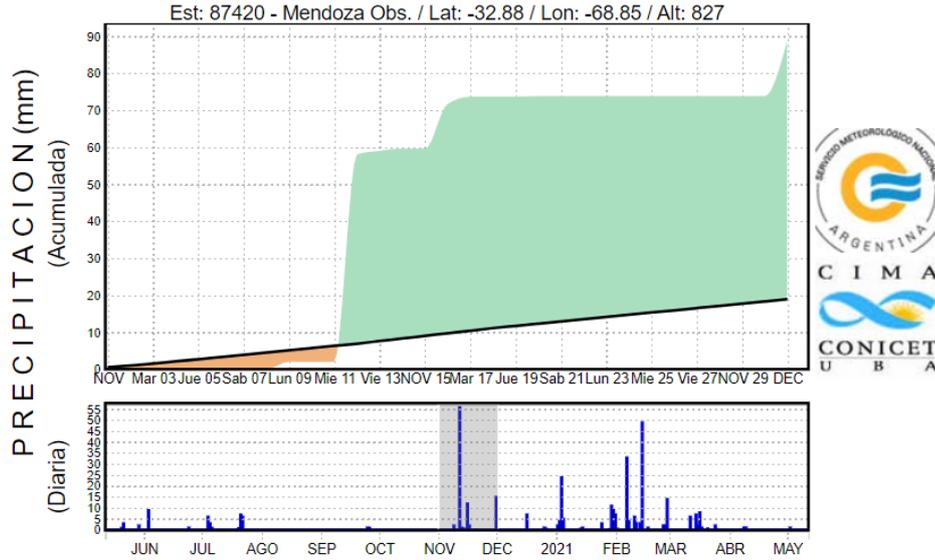
Proyecto	mm	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	°C	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	
SFV-05	PRECIPITACIONES	0	-25				TEMPERATURA	-0,2	-0,2				
SFV-12					+50	+25						-0,2	-0,2
SFV-36													
SFV-18		-10	0					-0,5	-0,5				
SFV-57													
SFV-21													
SFV-45													
SFV-46													
SFV-37													
SFV-41													
SFV-32													
SFV-49													
SFV-20													
SFV-15													

Fuente: Elaboración propia en base a datos del SMN.

Para los casos particulares de SFV-05 y SFV-12, en donde se registra que La Niña suele producir variaciones en las precipitaciones, se consultó al Portal de Monitoreo y Pronóstico del Clima desarrollado por el Centro de Investigadores del Mar y la Atmósfera (CIMA) conformado por investigadores de la Universidad de Buenos Aires (UBA) y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) (<http://climar.cima.fcen.uba.ar/>) en donde se puede contrastar el último año móvil de precipitaciones con el promedio histórico. Se utilizaron las estaciones 87420 (Mendoza Obs) y la 87047 (Salta Aero), respectivamente, por cercanía a los parques solares. En la Figura 7-4 y la Figura 7-5, se puede observar que la lluvia registrada no se corresponde con la típicamente esperada durante la fase Niña del ENOS. De todos modos, debe aclararse que, si bien no es el comportamiento típico para esta fase, de ningún modo significa que estos valores de lluvias no pueden registrarse.

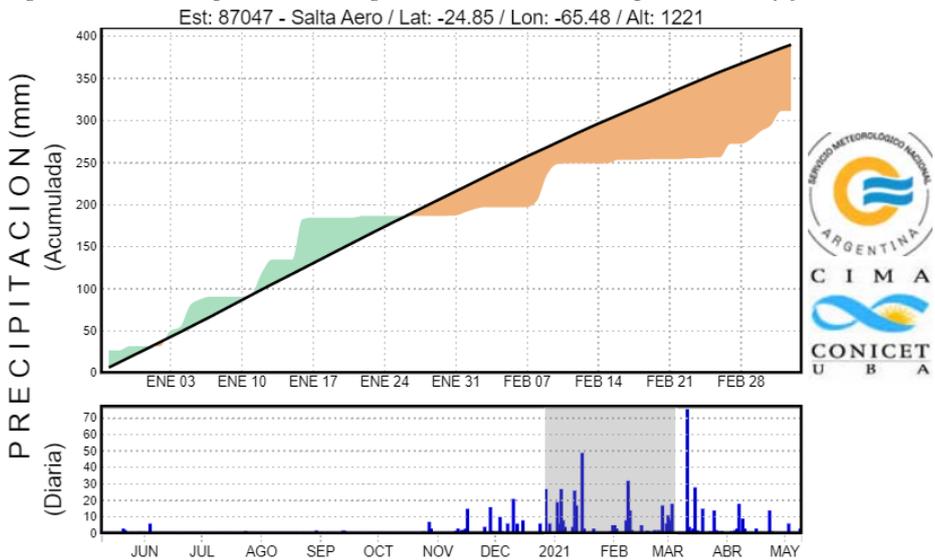
En el análisis particular de estos parques para el período analizado, los registros consultados no se registraron las variaciones de precipitaciones esperadas durante un evento La Niña.

Figura 7-4 - Precipitaciones registradas en Mendoza para octubre y noviembre 2020



Fuente: CIMA, 2021.

Figura 7-5 - Precipitaciones registradas en Mendoza para enero y febrero 2021



Fuente: CIMA, 2021.

En cuanto a las variaciones de temperatura que pudiera haber generado el ENOS en cualquiera de sus fases, las mismas adoptaron valores de $+0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$; $-0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $-0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Según Skoplaki (Skoplaki & Palyvos, 2009), la temperatura ambiente y la temperatura de módulos se relaciona linealmente según la Ecuación 7-1.

Ecuación 7-1 - Variación de la Temperatura de Módulos en función de la Temperatura Ambiente y la Irradiancia

$$T_{mod} = T_{amb} + G \times \frac{NOCT - 20}{800}$$

Siendo:

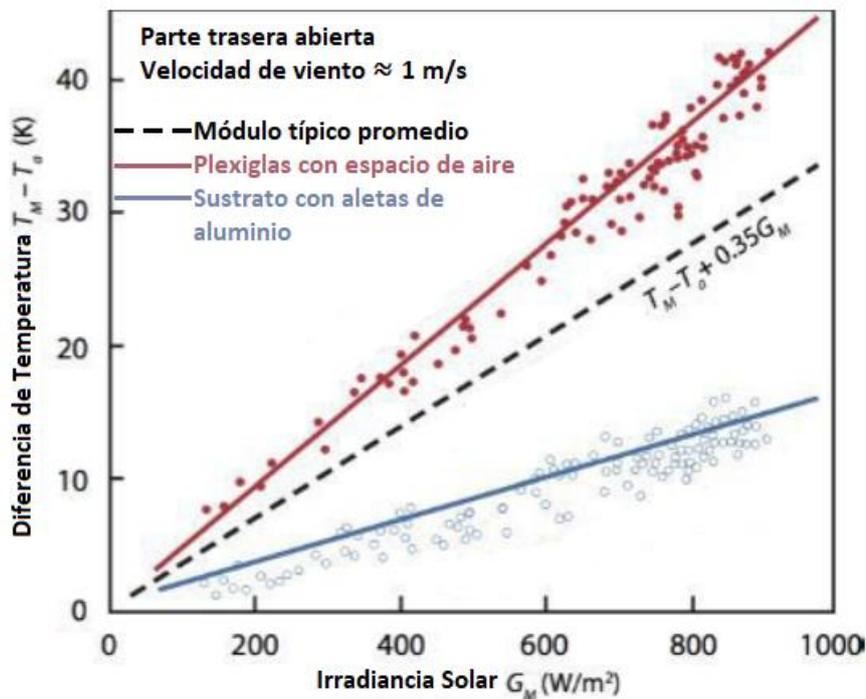
- T_{mod} es la Temperatura de módulos
- T_{amb} es la Temperatura ambiente
- G es la Irradiancia en el plano de los módulos
- NOCT es la Temperatura de Operación Nominal de la Célula

Aproximadamente, dependiendo de marca y modelo de los módulos fotovoltaicos, el Coeficiente de Variación de Potencia por temperatura es de $-0,35\%/^{\circ}\text{C}$. Por lo tanto, el impacto del cambio de temperatura debido al ENOS para los Proyectos RenovAr pudo haber sido el expuesto en la Tabla 7-9:

Tabla 7-9 - Potencial impacto por variación de temperatura provocado por el ENOS en el rendimiento de los Proyectos RenovAr

Variación de T_{mod} por efecto del ENOS	Variación de Potencia por efecto de temperatura
+ 0,2 °C	- 0,07 %
- 0,2 °C	+ 0,07 %
- 0,5 °C	+ 0,175 %

Figura 7-6 - Variación de la Temperatura de Módulos en función de la Temperatura Ambiente y la Irradiancia



Fuente: Smets et al, 2016.

7.4 PROYECTOS RENOVAR: PRIMER AÑO DE PRODUCCIÓN

Figura 7-7 - P.S. Pasip: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

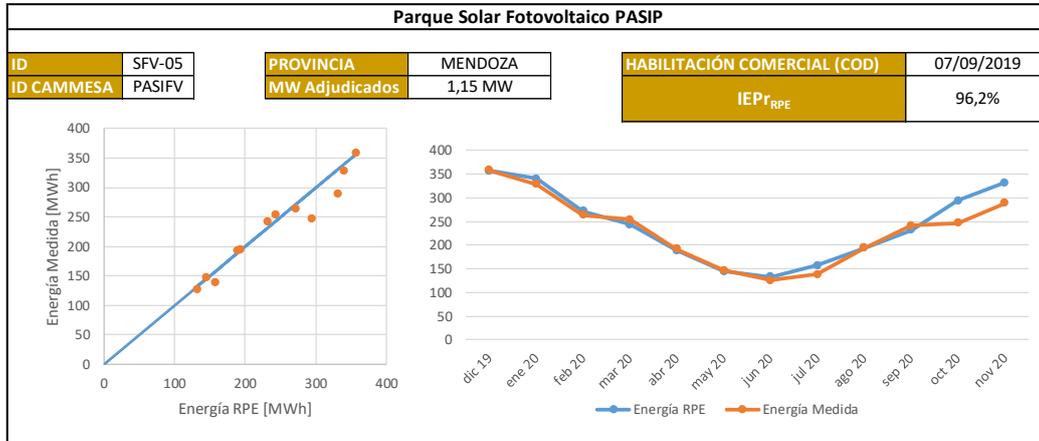


Figura 7-8 - P.S. Cafayate: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

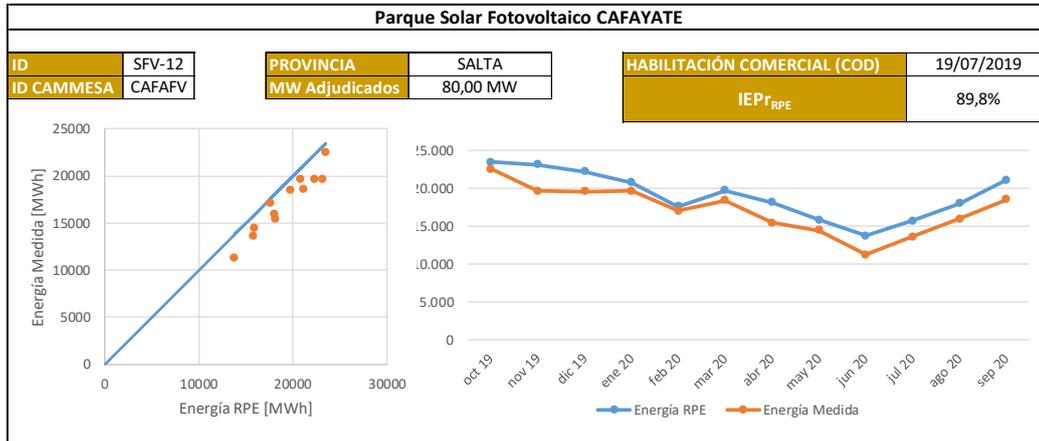


Figura 7-9 - P.S. Caldenes del Oeste: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

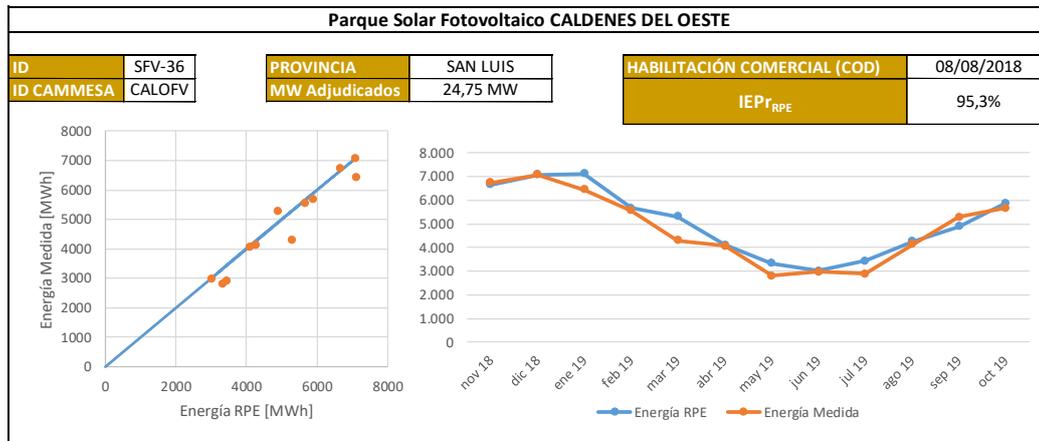


Figura 7-10 - P.S. Fiambalá: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

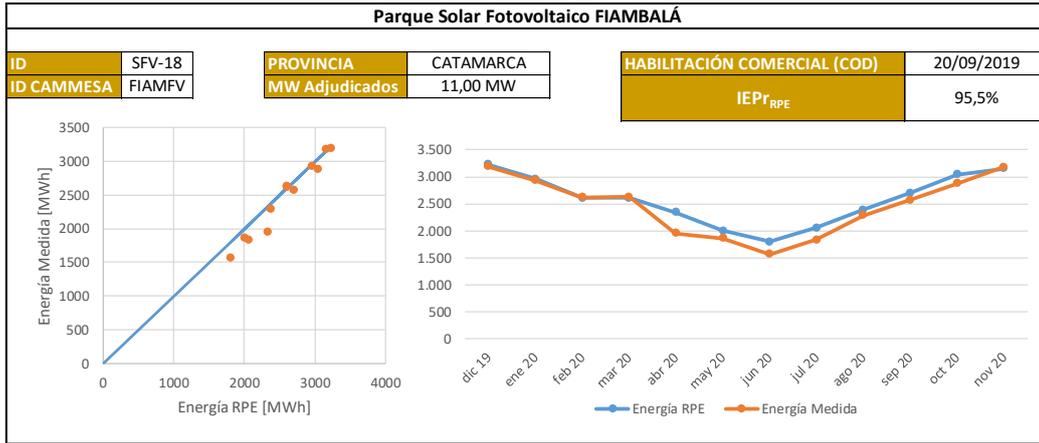


Figura 7-11 - P.S. Las Lomitas: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

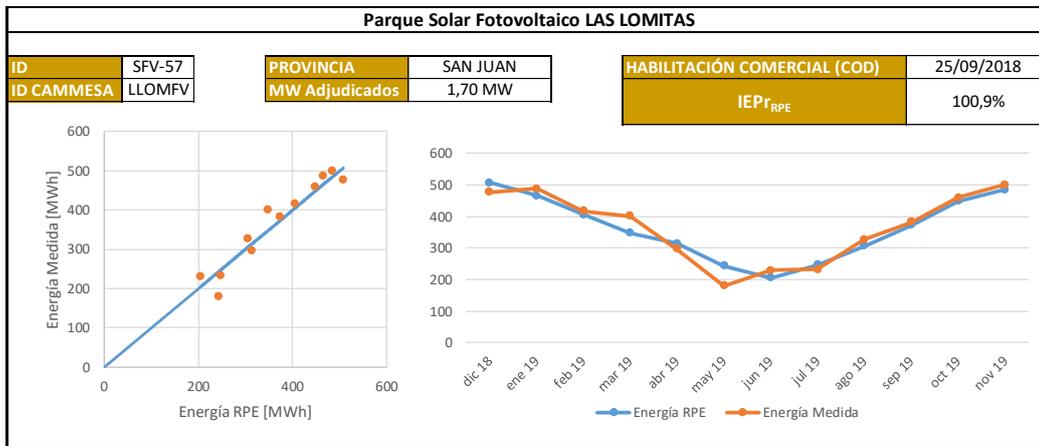


Figura 7-12 - P.S. Saujil: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

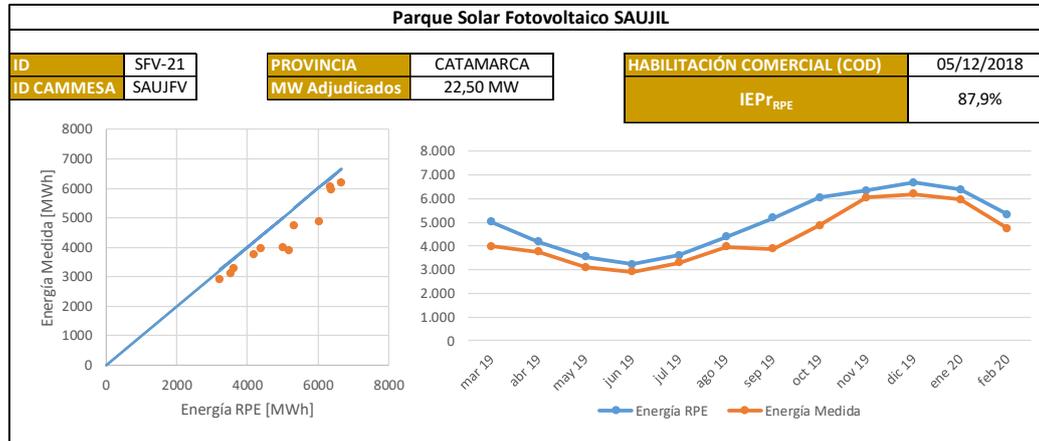


Figura 7-13 - P.S. Ullum N2: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

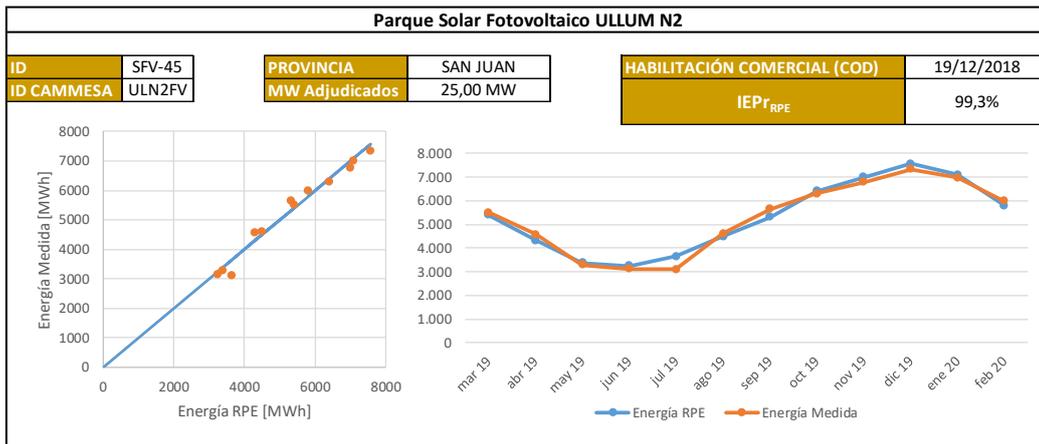


Figura 7-14 - P.S. Ullum N1: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

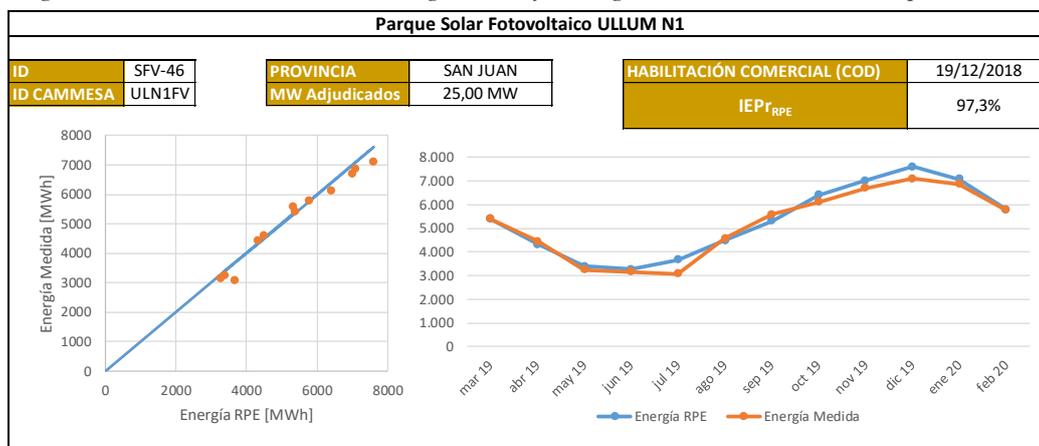


Figura 7-15 - P.S. Ullum 4: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

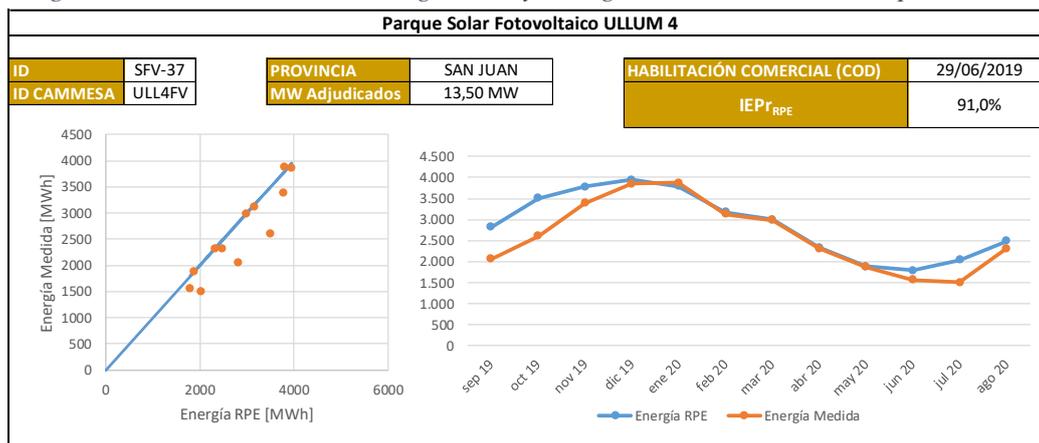


Figura 7-16 - P.S. La Cumbre: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

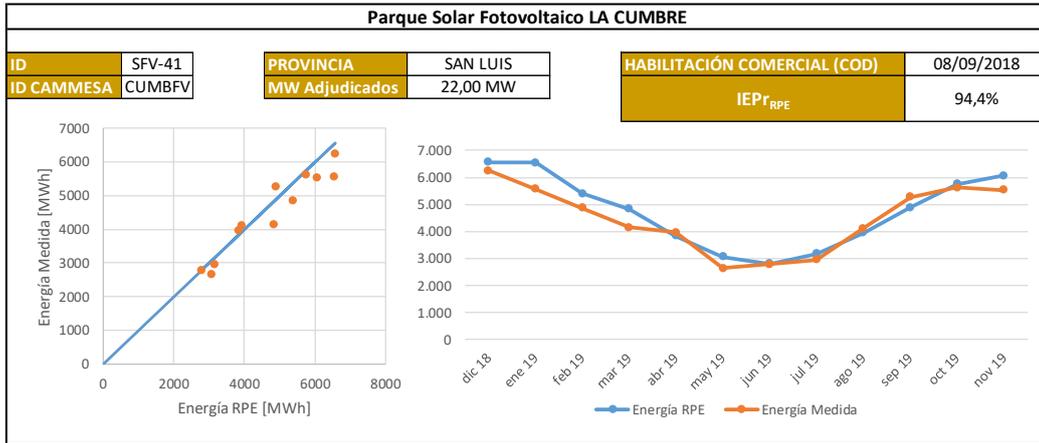


Figura 7-17 - P.S. Ullum3: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

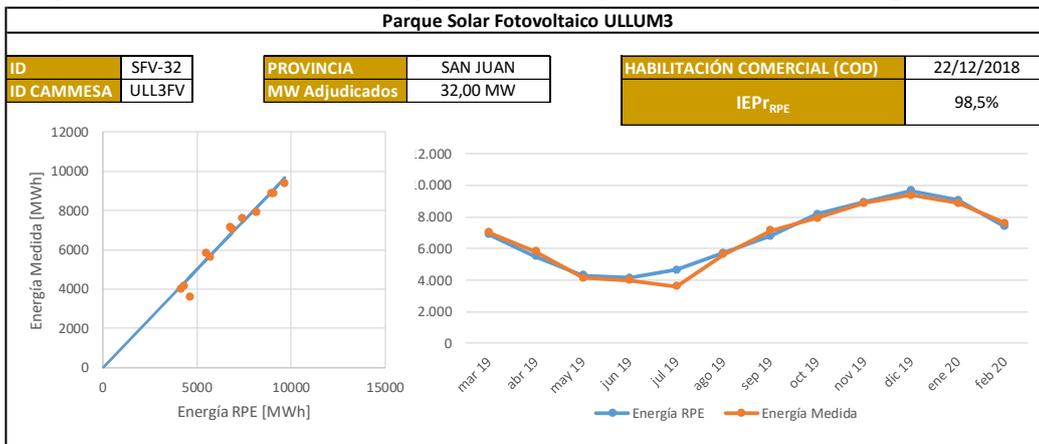


Figura 7-18 - P.S. Iglesia-Guañizuil: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

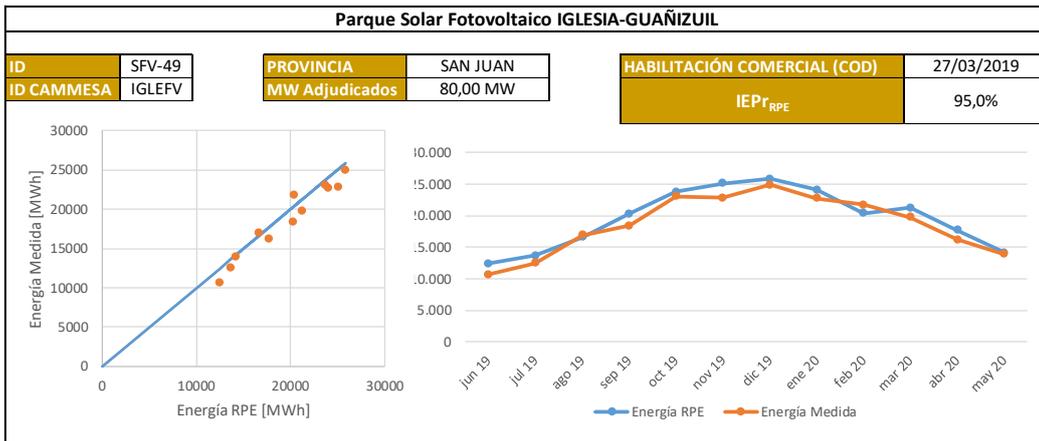


Figura 7-19 - P.S. Tinogasta: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción

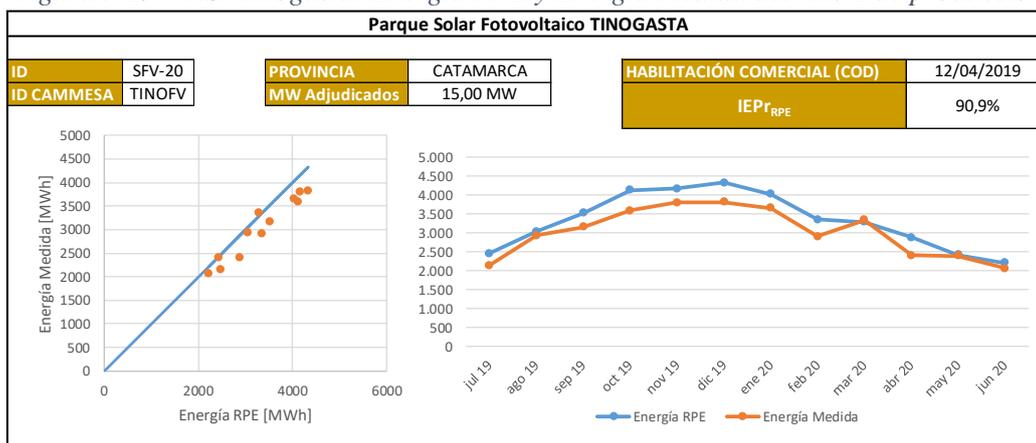
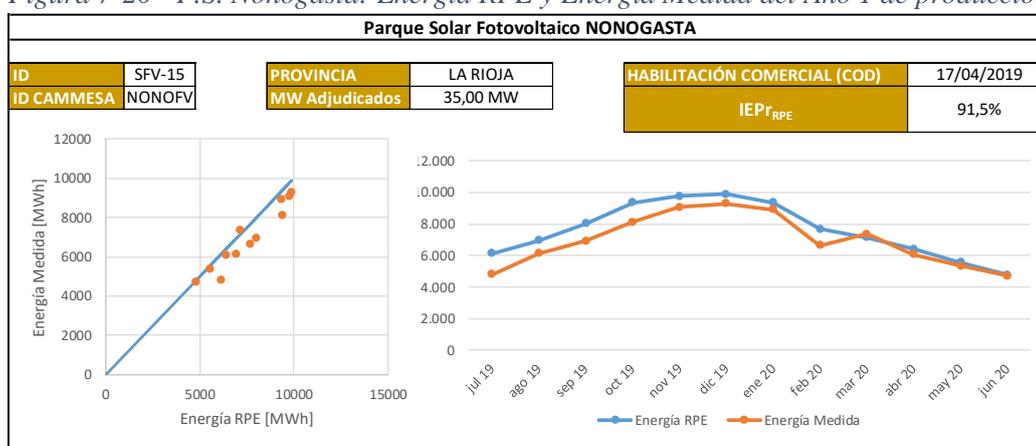


Figura 7-20 - P.S. Nonogasta: Energía RPE y Energía Medida del Año 1 de producción



8 SIMULACIONES CON DATOS DE TIERRA: ATLAS SOLAR Y SMN

Las simulaciones de generación para los Proyectos RenovAr fueron realizadas con el software PVsyst, versión 7.0.15. El objetivo fue replicar los modelos que fueron desarrollados por cada Consultor Independiente en los respectivos RPE procurando utilizar las mismas herramientas y supuestos. Para verificar estos supuestos se realizó una comparación de resultados de simulación con los datos RPE informados y los obtenidos. Esta verificación se detalla en el Anexo A.6.

Luego de que todos los parámetros estuvieron ajustados, se utilizaron los datos meteorológicos del Atlas Solar y del SMN para cada una de las ubicaciones. Dado que los valores medidos en tierra se presentan en medias mensuales, los datos horarios (archivo.MET) fueron generados sintéticamente utilizando la base de datos de Meteororm 7.3, incluida en el software.

Debido a las sucesivas actualizaciones del software, existe una diferencia entre este trabajo y las versiones utilizadas por los Consultores Independientes. Si bien el software es el mismo para todos los casos, la versión 7 del PVsyst fue lanzada en 2020, mientras que todos los RPE fueron calculados entre 2016 y 2019, es decir, con la versión 6.

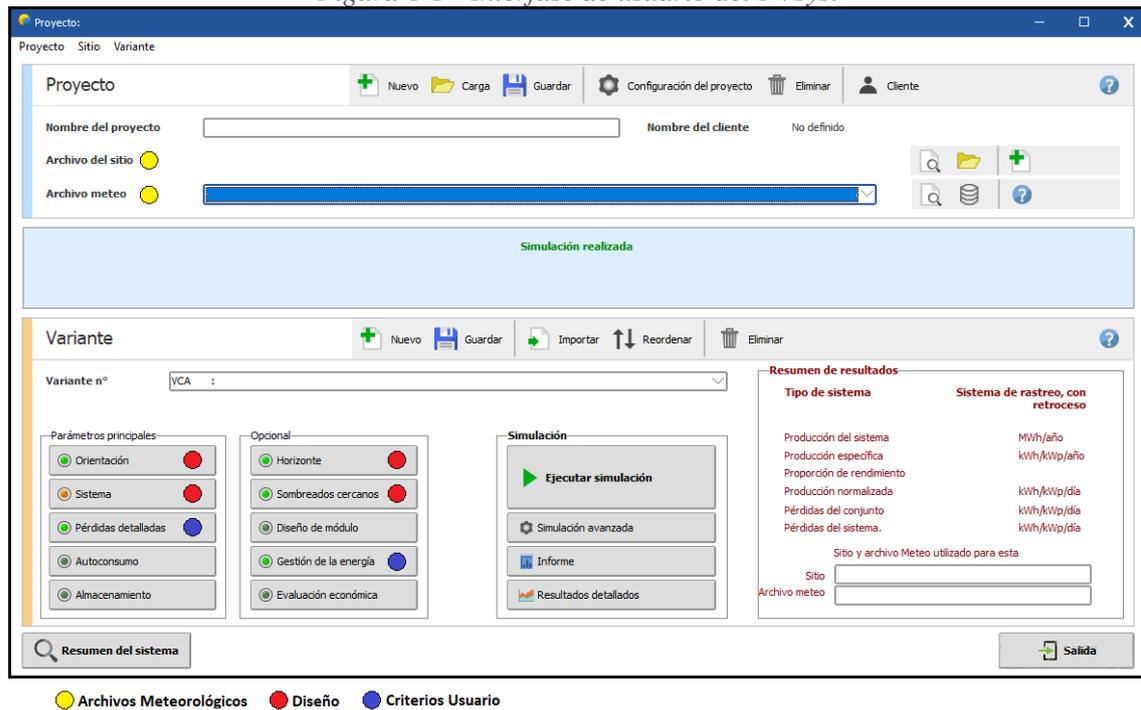
Como se detalló en el Capítulo 3, los modelos de cada parque fueron realizados por el autor de este trabajo, pero la configuración de los modelos fue ajustada mediante entrevistas con profesionales del rubro, profesionales que trabajan en los propios Proyectos RenovAr y personal de la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. Por lo tanto, se ha llevado adelante un proceso de validación para conseguir modelos próximos a los utilizados.

8.1 CONFIGURACIÓN DE MODELOS EN PVsyst

En la Figura 8-1, se presenta la interfase de la pantalla principal de diseño del PVsyst. Las secciones se han diferenciado mediante círculos de color (introducidas por el autor), a saber:

- **Círculo Amarillo:** Sección donde se completan los archivos meteorológicos. En esta sección, se introducen el archivo con todas las variables meteorológicas, la ubicación del parque, huso horario, altitud, entre otros.
- **Círculo Rojo:** Las secciones con círculo rojo se completan con los datos de diseño de los parques, siendo muchos de ellos aportados por los fabricantes o por el diseño y distribución de planta. En la sección de “Sombreado Lejano”, el software permite dibujar el horizonte para calcular estas pérdidas en las diferentes épocas del año.
- **Círculo Azul:** Son las secciones donde se completan con los datos que son estimados o calculados. Dependen directamente de los criterios del usuario. En caso de dudas o falta de datos, el software ofrece el autollenado “por Defecto” con valores típicos.

Figura 8-1 - Interfase de usuario del PVsyst



Fuente: Captura de pantalla del software PVsyst.

8.1.1 PARÁMETROS DE DISEÑO

Dentro de los parámetros de diseño se especifican las siguientes variables:

Orientación:

- Azimut del eje
- Ángulo de recorrido
- Número de seguidores
- Distancia entre filas (pitch)
- Ancho del plano receptor
- Retroceso (backtraking)

Sistema:

- Marca, modelo y cantidad de módulos fotovoltaicos
- Marca, modelo y cantidad de inversores de potencia
- Cantidad de campos solares
- Número de módulos fotovoltaicos por cadena (string)
- Número de Cadenas (strings)

Horizonte:

- El software permite dibujar y/o importar el trazado del horizonte.

Sombreados Cercanos:

- Se permite construir una maqueta del sistema fotovoltaico para optimizar el cálculo de pérdidas por sombreado. No es necesario cargar estos datos para poder simular.

8.1.2 CRITERIOS DEL USUARIO

Las pérdidas son estimadas o calculadas por el usuario ya que dependen de una multiplicidad de factores que hacen que cada caso sea particular. Por la tanto, como en cualquier software de simulación, es aquí donde se requiere un buen nivel de habilidad y criterios acertados para evitar asumir constantes erróneas o descuidar factores importantes. De todos modos, resulta complejo representar en detalle algunos fenómenos que toman lugar en los sistemas reales (Kalogirou, 2014). En la

Tabla 8-1, se detalla cómo se determinaron las pérdidas en los modelos de todos los Proyectos RenovAr:

Tabla 8-1 - Fuente de determinación de las pérdidas: software (PVsyst), especificaciones técnicas (Fabricante) y definido por el usuario (Estimado).

PÉRDIDAS	
Ganancia Seguidores	PVsyst
Sombreados Lejanos / Horizonte	PVsyst
Sombreados Cercanos	PVsyst
Factor IAM	Estimado
Suciedad	Estimado
Eficiencia de Conversión del módulos	Fabricante
Degradación de los módulos	Fabricante
Nivel de Irradiancia	PVsyst
Temperatura	PVsyst
Calidad del módulo	Fabricante
LID	Fabricante
Mismatch	Estimado
Óhmica DC	Estimado
Eficiencia del Inversor	Fabricante
Sobre potencia nominal	PVsyst
Umbral de potencia	PVsyst
Consumo Nocturno	Fabricante
Auxiliares	Estimado
Óhmicas AC	Estimado
Transformador	Estimado
Óhmica MV	Estimado
Indisponibilidad del sistema	Estimado
Limitación de la red	Estimado

8.2 RESULTADOS DE LAS PREVISIONES CON DATOS DE TIERRA (PDT)

A continuación, entre la Figura 8-2 y la Figura 8-15, se contrastan los datos de generación real de cada uno de los parques en el año analizado junto con los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con los datos del Atlas Solar y el SMN. Además, se incluye como referencia la generación estimada en los RPE.

Figura 8-2 - P.S. Pasip: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

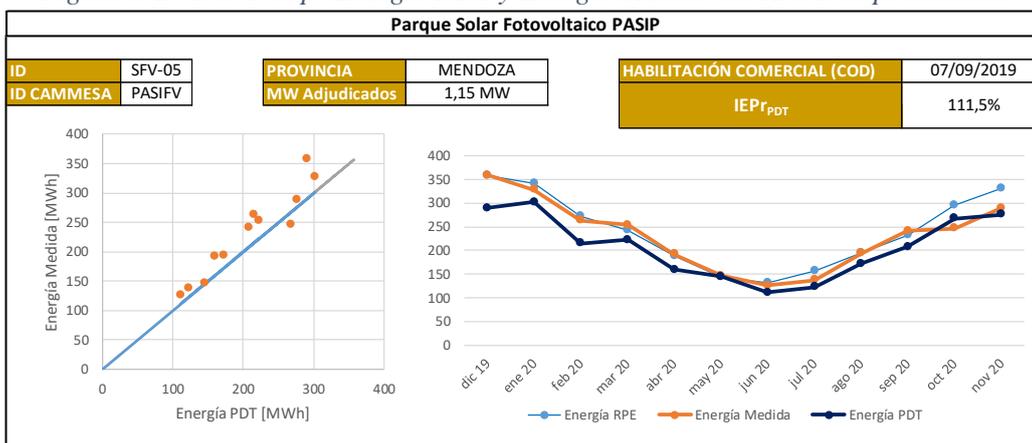


Figura 8-3 - P.S. Cafayate: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

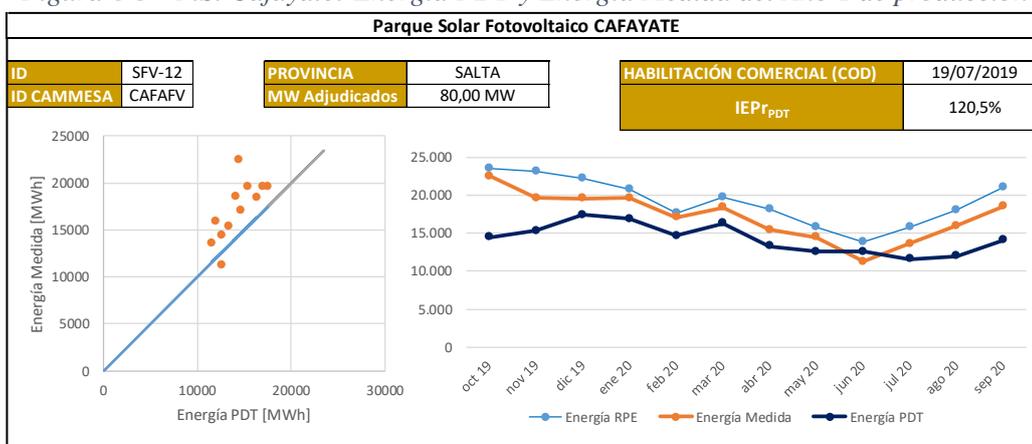


Figura 8-4 - P.S. Caldenes del Oeste: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

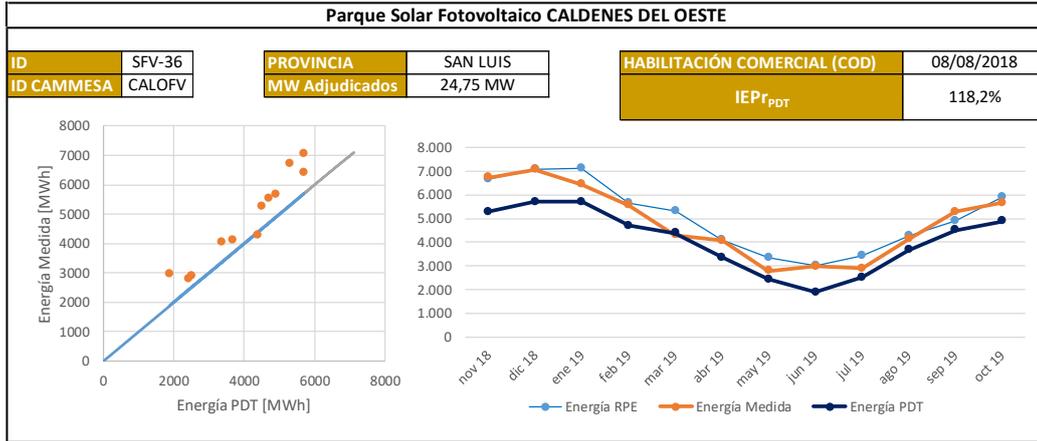


Figura 8-5 - P.S. Fiambalá: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

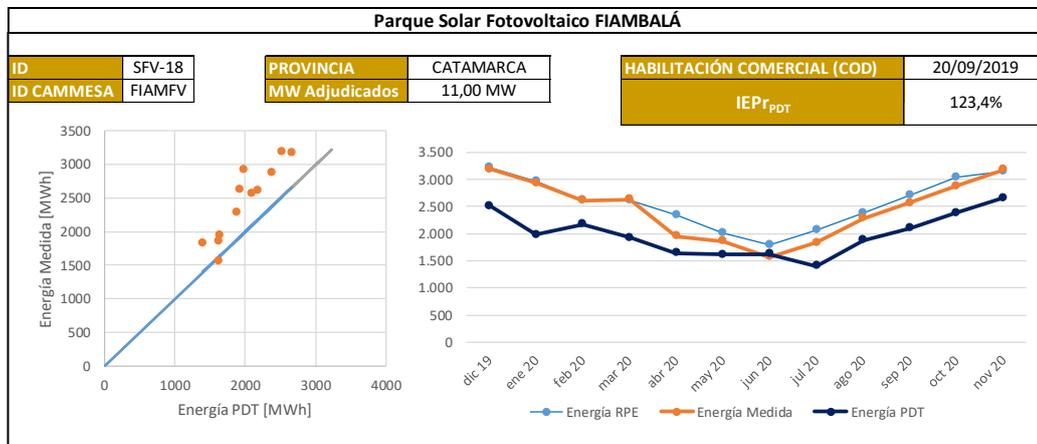


Figura 8-6 - P.S. Las Lomitas: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

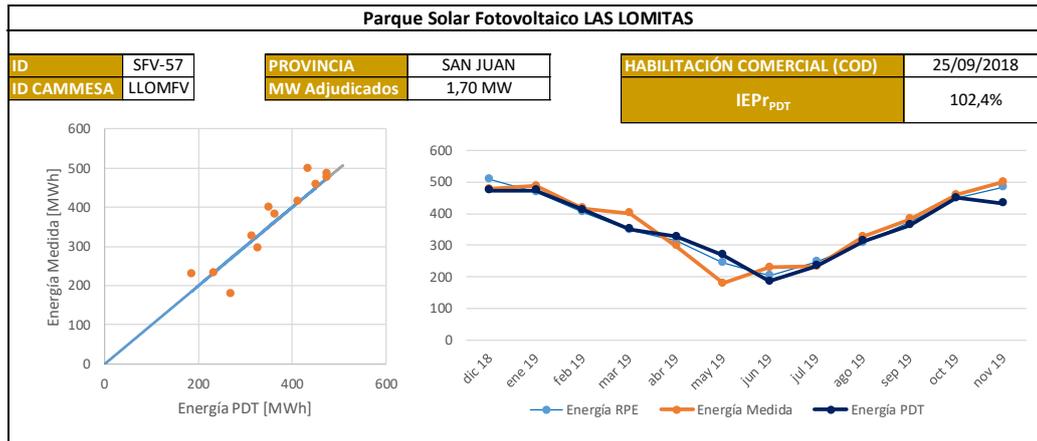


Figura 8-7 - P.S. Saujil: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

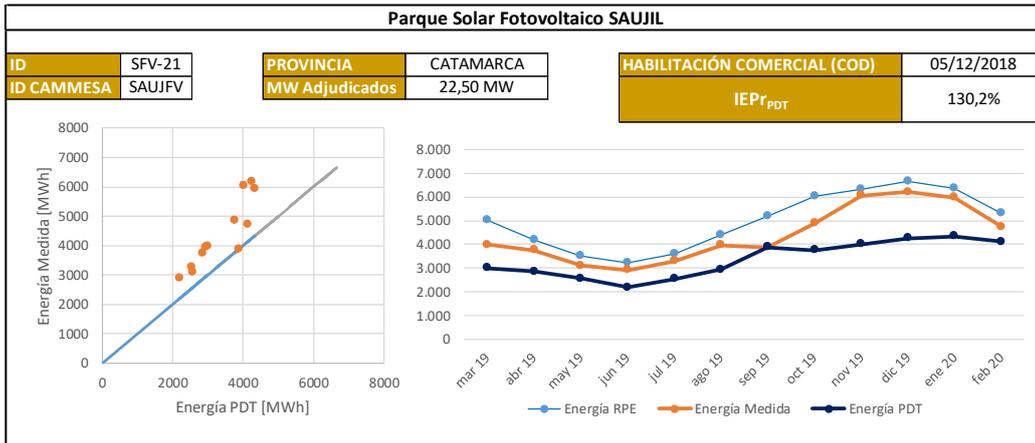


Figura 8-8 - P.S. Ullum N2: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

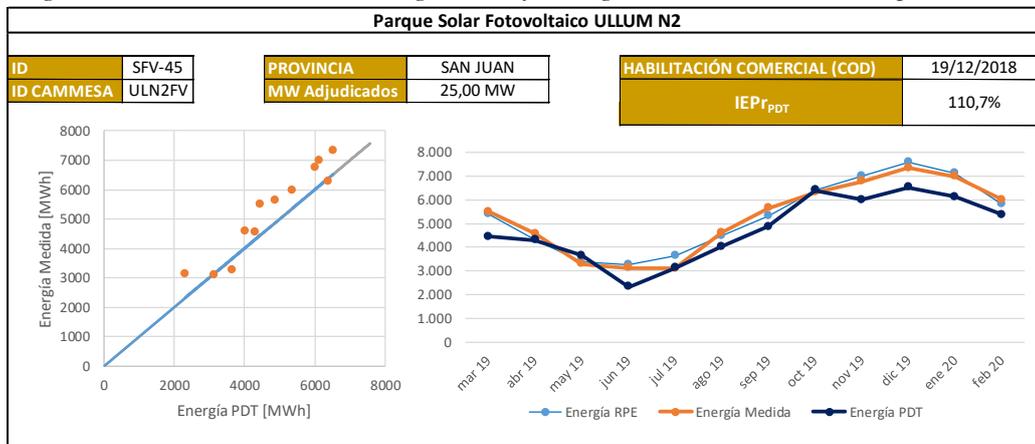


Figura 8-9 - P.S. Ullum N1: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

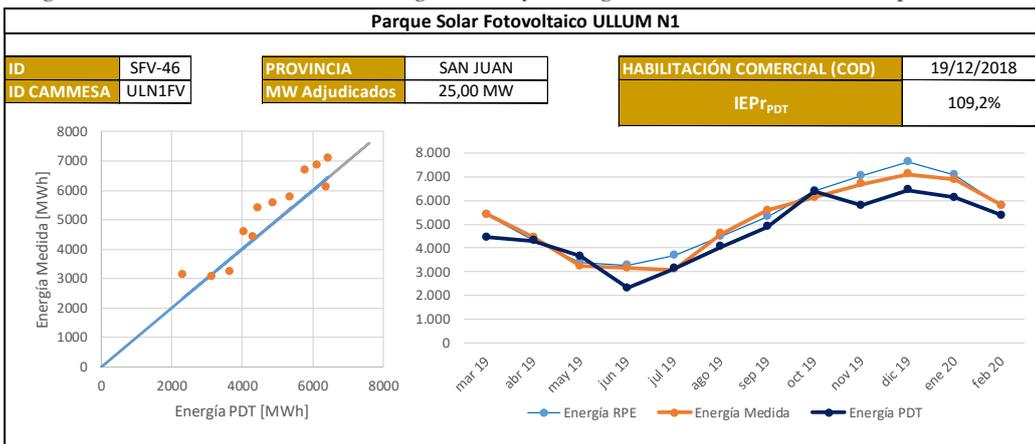


Figura 8-10 - P.S. Ullum 4: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

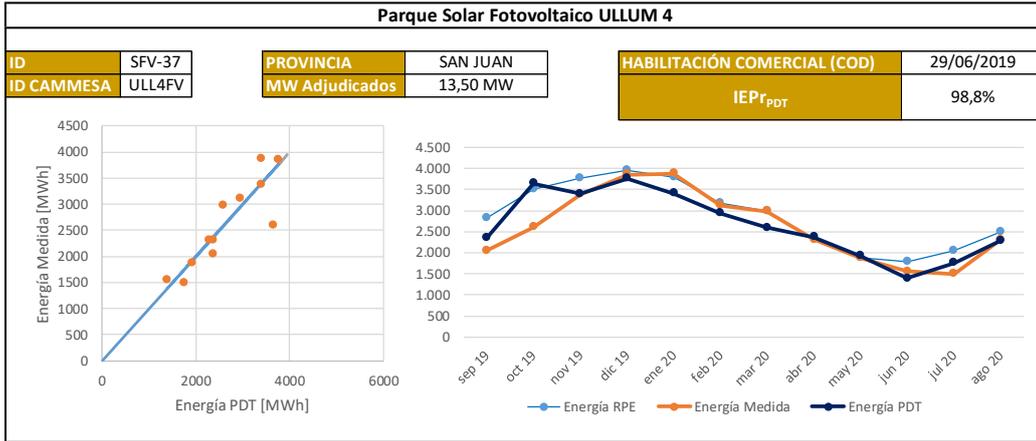


Figura 8-11 - P.S. La Cumbre: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

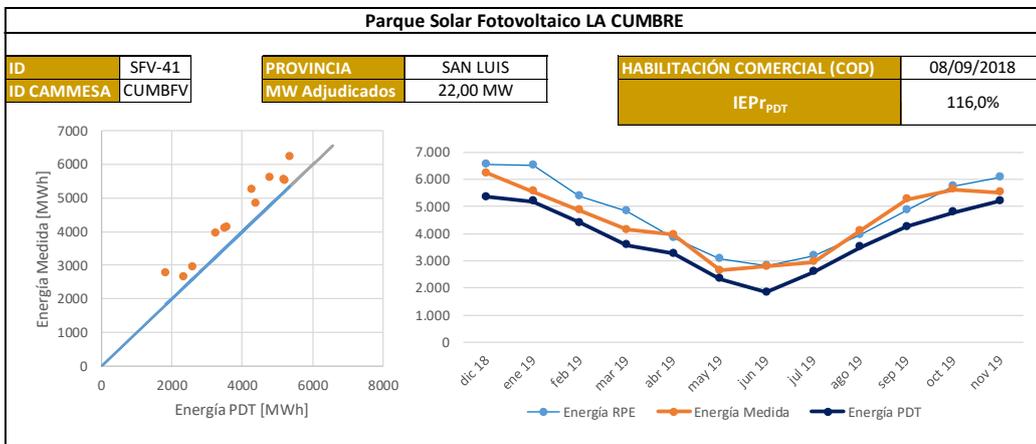


Figura 8-12 - P.S. Ullum3: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

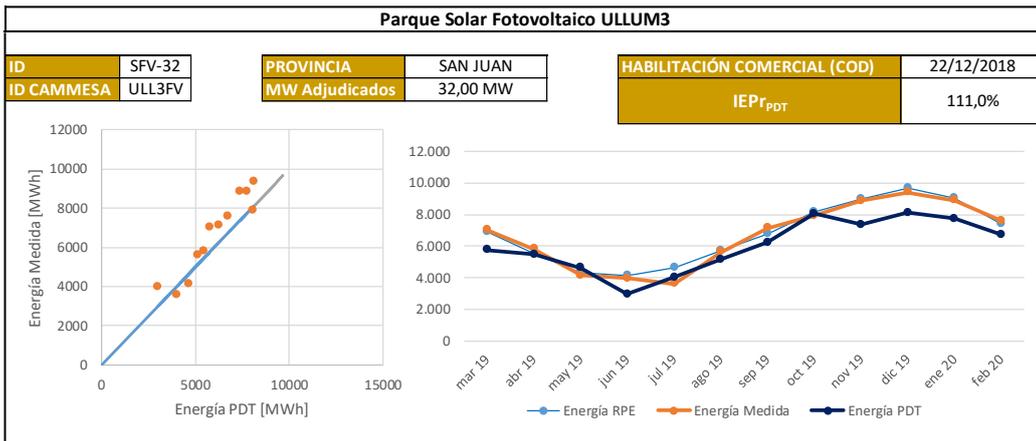


Figura 8-13 - P.S. Iglesia-Guañizuil: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

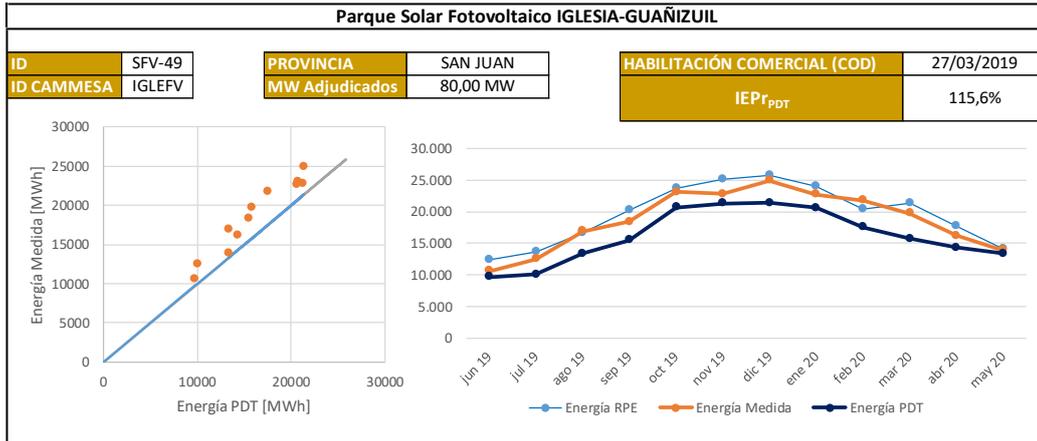


Figura 8-14 - P.S. Tinogasta: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción

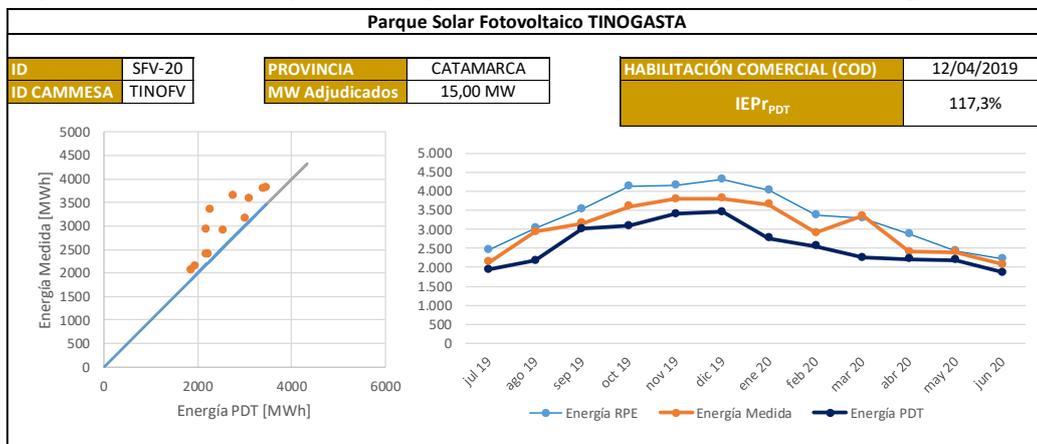
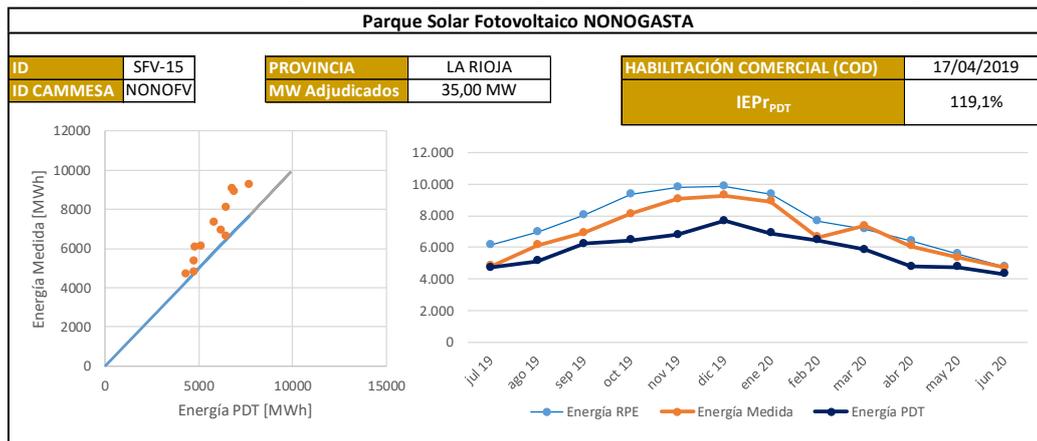


Figura 8-15 - P.S. Nonogasta: Energía PDT y Energía Medida del Año 1 de producción



SECCIÓN III: RESULTADOS Y CONCLUSIONES

9 RESULTADOS

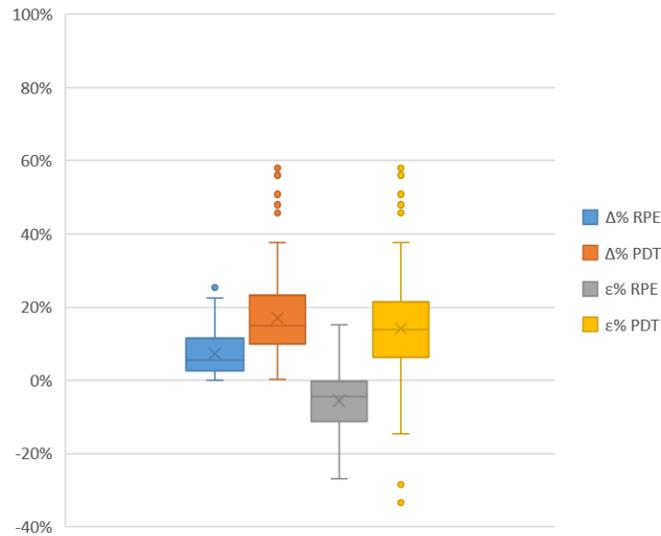
En la Tabla 9-1, se presenta el Coeficiente de Determinación R^2 y los IEPr obtenidos para el primer año de producción de los Proyectos RenovAr, tanto para los datos RPE como para los PDT. También se incorpora el valor absoluto del error relativo, $\Delta\%$, el cual permite conocer la distancia a un IEPr del 100%.

Tabla 9-1 – Resultados anuales de R^2 , IEPr y $\Delta\%$

PROVINCIA	PROYECTO	RPE			PDT		
		R^2 RPE	IEPr _{RPE}	$\Delta\%$ RPE	R^2 PDT	IEPr _{PDT}	$\Delta\%$ PDT
MENDOZA	SFV-05	0,94	96,2%	3,8%	0,91	111,5%	11,5%
SAN LUIS	SFV-36	0,94	95,3%	4,7%	0,93	118,2%	18,2%
	SFV-41	0,92	94,4%	5,6%	0,96	116,0%	16,0%
SAN JUAN	SFV-32	0,97	98,5%	1,5%	0,90	111,0%	11,0%
	SFV-37	0,85	91,0%	9,0%	0,78	98,8%	1,2%
	SFV-45	0,97	99,3%	0,7%	0,92	110,7%	10,7%
	SFV-46	0,97	97,3%	2,7%	0,90	109,2%	9,2%
	SFV-49	0,95	95,0%	5,0%	0,94	115,6%	15,6%
	SFV-57	0,93	100,9%	0,9%	0,87	102,4%	2,4%
SALTA	SFV-12	0,92	89,8%	10,2%	0,51	120,5%	20,5%
LA RIOJA	SFV-15	0,92	91,5%	8,5%	0,88	119,1%	19,1%
CATAMARCA	SFV-18	0,97	95,5%	4,5%	0,84	123,4%	23,4%
	SFV-20	0,94	90,9%	9,1%	0,77	117,3%	17,3%
	SFV-21	0,91	87,9%	12,1%	0,79	130,2%	30,2%

Por otro lado, considerando que la Energía Prevista se calculó para cada uno de los meses del año, la Figura 9-1 esquematiza en forma de diagrama de caja y bigotes los errores relativos, $\varepsilon\%$, y su valor absoluto, $\Delta\%$, obtenidos para los 168 meses calculados (14 proyectos por 12 meses).

Figura 9-1 - Diagrama de caja y bigote de Errores $\epsilon\%$ y $\Delta\%$ mensuales (todos los proyectos)



En el Anexo A.7, se presenta la distribución del error $\epsilon\%$ para cada Proyecto RenovAr.

En primera instancia, los $IEPr_{RPE}$ son más cercanos al 100% pero menores a ese valor, mientras que los $IEPr_{PDT}$ son mayores al 100% aunque más lejanos. A esta misma observación también se llega con los errores relativos: $\epsilon\%_{RPE}$ adopta valores negativos y $\epsilon\%_{PDT}$ valores positivos, aunque $\Delta\%_{RPE}$ resulta en valores menores a los $\Delta\%_{PDT}$. También es posible identificar en los datos PDT la existencia de varios *outliers*, los cuales deberán ser estudiados en mayor profundidad debido a que no se observa que respondan a un comportamiento determinado.

Con el método del RSME, en línea con los resultados de los errores $\epsilon\%$ y $\Delta\%$, en la Tabla 9-2 se observa una mayor exactitud de los valores RPE respecto a los PDT a excepción del parque SFV-37 (P.S. Ullum 4)

Tabla 9-2 – RMSE de los Proyectos RenovAr. RPE y PDT

PROVINCIA	PROYECTO	RSME RPE	RSME PDT
MENDOZA	SFV-05	20	32
SAN LUIS	SFV-36	439	851
	SFV-41	460	664
SAN JUAN	SFV-32	365	931
	SFV-37	402	375
	SFV-45	239	668
	SFV-46	286	623
	SFV-49	1.395	2.758
	SFV-57	29	40
SALTA	SFV-12	2.121	3.617
LA RIOJA	SFV-15	797	1.311
CATAMARCA	SFV-18	166	525
	SFV-20	357	535
	SFV-21	692	1.169

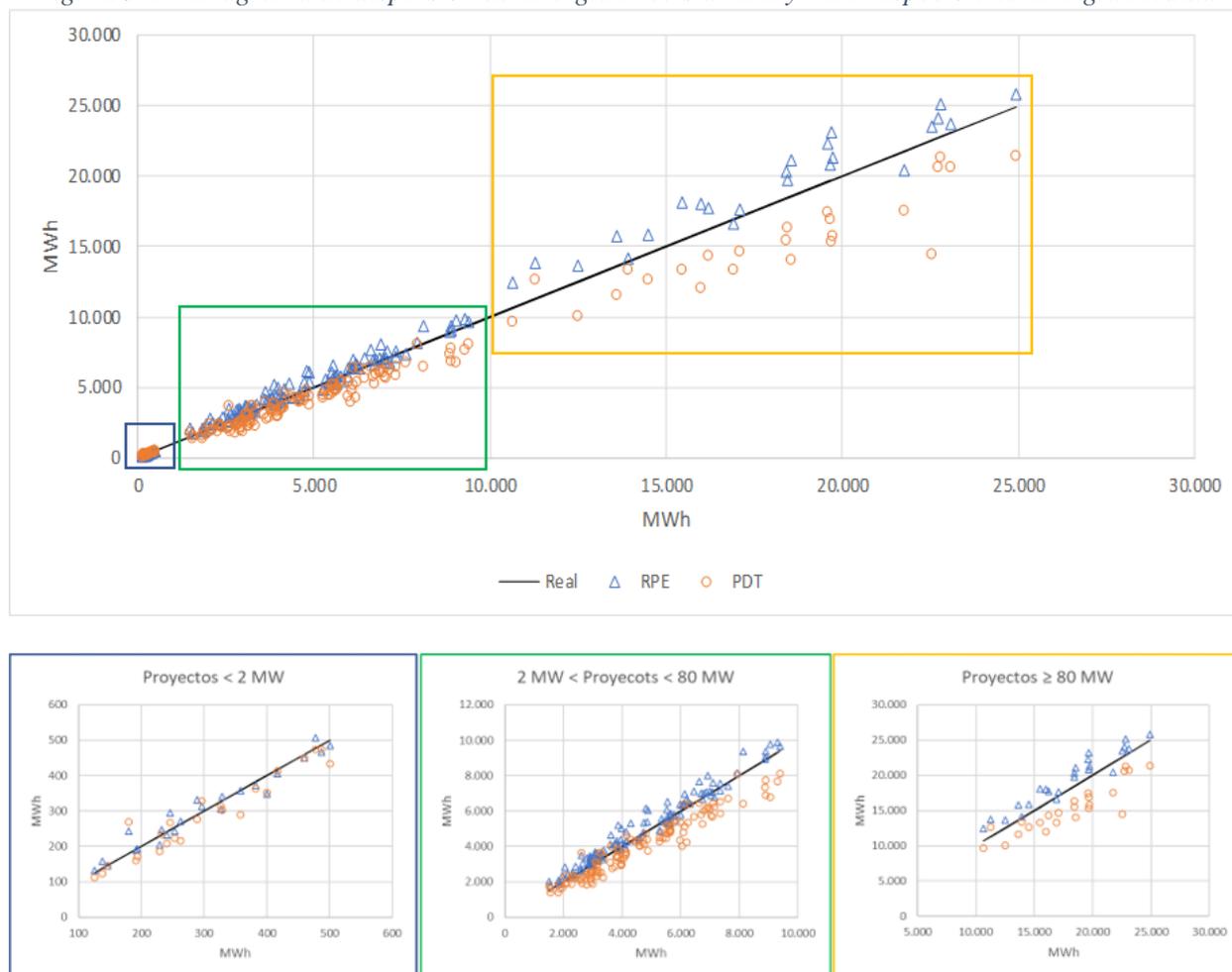
Por último, en la Tabla 9-3 se presenta el Coeficiente de Desigualdad U de Theil junto con las proporciones de desigualdad asociadas, en donde el 82% de los pronósticos evaluados presenta una proporción U^M mayor a 0,2.

Adicionalmente, se complementa al análisis de la U de Theil con el diagrama de dispersión representado en la Figura 9-2. En línea negra continua se presenta el valor de Energía Medida, en triángulos y círculos la Energía Prevista por los RPE y los PDT, respectivamente. Valores por encima de la Energía Medida significan una sobreestimación del modelo, mientras que los valores por debajo indican subestimación.

Tabla 9-3 – Coeficiente de Desigualdad de Theil justo a sus proporciones para las previsiones de energía RPE y PDT de los Proyectos RenovAr

PROVINCIA	PROYECTO	RPE				PDT			
		U	U^M	U^S	U^C	U	U^M	U^S	U^C
MENDOZA	SFV-05	0,04	0,20	0,04	0,75	0,07	0,55	0,06	0,39
SAN LUIS	SFV-36	0,04	0,30	0,02	0,69	0,09	0,76	0,06	0,18
	SFV-41	0,05	0,33	0,08	0,60	0,08	0,86	0,00	0,14
SAN JUAN	SFV-32	0,03	0,08	0,05	0,87	0,07	0,50	0,14	0,36
	SFV-37	0,07	0,41	0,02	0,57	0,07	0,01	0,02	0,98
	SFV-45	0,02	0,02	0,00	0,98	0,06	0,58	0,06	0,36
	SFV-46	0,03	0,25	0,02	0,73	0,06	0,48	0,04	0,47
	SFV-49	0,04	0,49	0,00	0,51	0,08	0,83	0,02	0,15
	SFV-57	0,04	0,01	0,09	0,90	0,05	0,05	0,15	0,81
SALTA	SFV-12	0,06	0,84	0,00	0,16	0,11	0,65	0,10	0,24
LA RIOJA	SFV-15	0,05	0,65	0,01	0,33	0,10	0,72	0,16	0,12
CATAMARCA	SFV-18	0,03	0,49	0,22	0,29	0,12	0,79	0,09	0,12
	SFV-20	0,06	0,72	0,06	0,22	0,09	0,69	0,02	0,28
	SFV-21	0,07	0,76	0,00	0,24	0,15	0,76	0,11	0,13

Figura 9-2 – Diagrama de dispersión de Energía Prevista RPE y PDT respecto a la Energía Medida



Según el Coeficiente de Desigualdad U de Theil, las previsiones de energía son buenas por su cercanía al 0 (el mayor valor de U observado es 0,15) pero al calcular las proporciones de la desigualdad es posible hallar que existen sesgos por encima de los límites permitidos ($U^M > 0,2$), los cuales se traducen en errores sistemáticos. Respecto a la proporción U^S , la misma muestra que los resultados no evidencian una gran dispersión respecto del valor medio ($U^S < 0,2$), por lo que en este sentido no se evidencian errores sistemáticos.

A excepción de SFV-57, en los Proyectos RenovAr aparecen errores sistemáticos determinados por U^M en al menos una de las dos previsiones, los cuales indican que el modelo debe ser revisado ya que existe un desvío entre los valores promedio entre la Energía Prevista y la Energía Medida. El diagrama de dispersión de la Figura 9-2 permite visualizar que dicho sesgo es positivo para el caso de la Energía Prevista RPE (valores previstos mayores a los medidos) y, que, por el contrario, el sesgo de la Energía Prevista PDT es negativo (valores previstos menores a los medidos).

Para finalizar, en la Tabla 9-4 se aprecian los resultados del Test de Yuen-Welch para cada uno de los Proyectos RenovAr con un truncamiento $\gamma = 20\%$ y con un nivel de significancia $\alpha = 5\%$. Con un p-valor $< 0,05$ se rechaza la H_0 que sostiene que las muestras no presentan diferencias

significativas. Los resultados no verifican la existencia de diferencias significativas entre las predicciones para los proyectos ubicados en las provincias de San Juan, San Luis y Mendoza. Por el contrario, estas diferencias sí existen entre los proyectos ubicados en La Rioja, Catamarca y Salta.

Tabla 9-4 - Resultados de Test de Yuen-Welch con $\gamma = 20\%$ y $\alpha = 5\%$ para determinación de diferencias significativas entre previsiones de energía RPE y PDT

PROVINCIA	PROYECTO	p-valor
MENDOZA	SFV-05	0,3639
SAN LUIS	SFV-36	0,1768
	SFV-41	0,1834
SAN JUAN	SFV-32	0,4510
	SFV-37	0,5617
	SFV-45	0,4970
	SFV-46	0,4510
	SFV-49	0,1198
	SFV-57	0,9833
SALTA	SFV-12	0,0007
LA RIOJA	SFV-15	0,0130
CATAMARCA	SFV-18	0,0063
	SFV-20	0,0216
	SFV-21	0,0037

10 CONCLUSIONES

El análisis realizado evidencia un patrón de comportamiento respecto a los indicadores calculados que permite establecer las siguientes regularidades:

1. La Energía RPE es más exacta que la Energía PDT respecto a la Energía Medida.
2. La Energía RPE, en líneas generales, está sobreestimada mientras que la Energía PDT está subestimada.

También es posible identificar que, además de las variables meteorológicas, existen otros aspectos relevantes a ser considerados al momento de evaluar el cumplimiento de la previsión de energía de un parque solar fotovoltaico. Algunos de ellos son los criterios utilizados para los diseños de los modelos de simulación para la previsión de energía, el buen funcionamiento de los equipos y la Operación y Mantenimiento (OyM) una vez habilitado el parque. Esto puede verificarse en los resultados obtenidos entre UllumN1 (SFV-46), UllumN2 (SFV-45), Ullum 3 (SFV-32) y Ullum 4 (SFV-37): a pesar de que los cuatro proyectos se encuentran en el mismo sitio geográfico y, en consecuencia, operan bajo idénticas variables meteorológicas, los resultados aquí obtenidos para Ullum 4 son diferentes a los de los otros tres parques. UllumN1, UllumN2 y Ullum 3 pertenecen al mismo propietario, los equipos instalados son de la misma marca y modelo, han sido evaluados por los mismos consultores y son operados por la misma empresa. Por el contrario, Ullum 4 es una central independiente a las otras tres en todas esas características. Por lo tanto, es posible pensar que las diferencias en su rendimiento y cumplimiento de objetivos no se debe a los datos meteorológicos, además de que según el test de Yuen-Welch no existen diferencias significativas entre los pronósticos RPE y PDT.

Finalmente, y en función de la hipótesis planteada en este trabajo, se concluye que:

Con el universo de 14 parques solares fotovoltaicos pertenecientes al Programa RenovAr, considerando los datos de generación del primer año de operación y tomando como referencia al Atlas Solar de la República Argentina y las mediciones de las estaciones meteorológicas del Servicio Meteorológico Nacional como datos medidos en tierra; se verifica mediante el Test de Yuen-Welch que existen diferencias significativas entre los resultados de los pronósticos de producción de energía en base a datos meteorológicos medidos en tierra respecto a los que basan su cálculo en bases de datos de mediciones satelitales para las provincias de Salta, Catamarca y La Rioja, mientras que para San Juan, San Luis y Mendoza no son significativas.

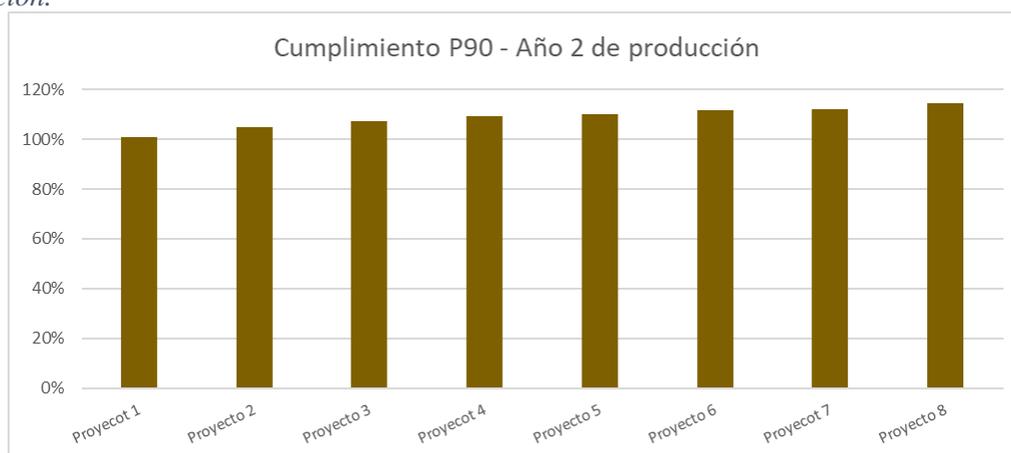
A pesar de ello, debido a que los Valores de U^M del Coeficiente de Desigualdad U de Theil permiten inferir que existen errores sistemáticos en las previsiones que no se pueden asociar únicamente a los datos meteorológicos, como podrían ser los parámetros de configuración y criterios adoptados en el software de simulación utilizado.

11 RECOMENDACIONES O CONSIDERACIONES PARA EL FUTURO

Teniendo en consideración las múltiples variables que intervienen en el rendimiento de una planta solar fotovoltaica, resulta complejo obtener resultados concluyentes analizando sólo el primer año de producción. La variabilidad interanual propia de factores como la irradiación o la temperatura influye en gran medida, además del envejecimiento y desgaste de los equipos e incluso fenómenos regionales que pueden alterar la generación de energía año a año.

Al 31 de marzo de 2021, 8 de los 14 Proyectos RenovAr evaluados ya contaban con un segundo año de producción completo. En la Figura 1-7, se mostró que durante el primer año de producción sólo 4 de los 14 superaron el P90 (Energía Comprometida). A la fecha, los 8 proyectos que ya cuentan con un segundo año de producción han superado ese compromiso como se muestra en la Figura 11-1. En la Tabla 11-1 se detalla la variación de producción interanual entre el primer y segundo año de producción de cada uno de ellos.

Figura 11-1 - Cumplimiento de Energía Comprometida (P90) de Proyectos RenovAr durante segundo año de operación.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Tabla 11-1 - Variación interanual de generación de energía entre primer y segundo año de producción de Proyectos RenovAr

Año 2 de Producción	
Proyecto	Variación Interanual
SFV-36	+6 %
SFV-21	+11 %
SFV-57	+37 %
SFV-45	+8 %
SFV-46	+11 %
SFV-41	+13 %
SFV-32	+12 %
SFV-49	+9 %

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Es por estas variaciones que es recomendable seguir analizando la Energía Medida de cada Proyecto RenovAr durante varios años para poder obtener resultados más certeros a la hora de evaluar los modelos de predicción de Energía Prevista, ya que un solo año no resulta suficiente.

Por otra parte, considerando los problemas que perjudicaron la recolección de datos con la Red Solarimétrica Argentina y las tecnologías de la época, el Atlas Solar de la República Argentina se encontró con varias limitaciones, descritas por el Dr. Grossi Gallegos en su tesis doctoral. Además, dicha tesis fue realizada hace más de veinte años sin haberse realizado ninguna actualización. Aprovechando el crecimiento del sector fotovoltaico en Argentina en los últimos años, las mediciones de irradiancia en los nuevos parques solares podrían aportar información crítica en la realización de esa actualización del Atlas. Esto sería de suma importancia ya que permitiría mejorar una herramienta de acceso público para realizar diseños de sistemas fotovoltaicos de Generación Distribuida, así como también evaluaciones preliminares de centrales de potencia de mayor tamaño.

Por último, para poder descartar que el sesgo detectado en los pronósticos de generación por la proporción U^M del coeficiente de Desigualdad U de Theil se deba a los datos meteorológicos, se deberán contrastar las mediciones de irradiancia y temperatura (como principales variables meteorológicas) realizadas en cada Proyecto RenovAr con los datos meteorológicos RPE y PDT.

12 BIBLIOGRAFÍA

- 360 Energy. (2020). *360 Energy*. Recuperado el 14 de junio de 2020, de Parque Solar Fotovoltaico Cañada Honda: <http://www.360energy.com.ar/psf-canada-honda/>
- Aires Renewables. (2021). *Renewable Energy Sources*. Recuperado el 02 de abril de 2021, de <https://www.aires-renewables.com/es/>
- Aristegui, R., Righini, R., & Roldán, R. (2014). *Determinación de la cantidad de años de medición necesarios para la evaluación de la radiación solar global a nivel de superficie argentina*. Universidad Nacional de Luján, GERSolar, Luján, Argentina. Recuperado el 18 de diciembre de 2019, de <http://ekeko.org/ojs8/index.php/ERMA/article/view/108>
- Auditoría General de la Nación. (19 de diciembre de 2016). Resolución AGN N°306/2016. *Energía Argentina SA - ENARSA - Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables - GENREN - Gestión*. CABA, CABA, Argentina: Presidencia de la Nación. Obtenido de Energía Argentina SA - ENARSA - Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables - GENREN - Gestión: <https://agn.gov.ar/informes/programa-de-generacion-de-energia-electrica-partir-de-fuentes-renovables-genren>
- Badano, C. (12 de junio de 2013). *mvdpanel*. Recuperado el 2019 de septiembre de 2019, de <http://mvdpanel.net/adjuntosTextos/cz47hroew7iqkp/688/CarlosBadano.pdf>
- Banco Mundial. (03 de abril de 2021). *Banco Mundial*. Obtenido de Datos - Población Total: <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL>
- Bird, L., Cochran, J., & Wang, X. (2014). *Wind and solar energy curtailment: experience and practices in United States*. Denver: NREL. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf>
- BloombergNEF. (16 de enero de 2019). *BloombergNEF*. Recuperado el 23 de noviembre de 2019, de Clean Energy Investment Trends 2018: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Clean-Energy-Investment-Trends-2018.pdf>
- Boppana et al. (2018). *Impact of Uncertainty in IAM Measurement of Energy Predictions*. Sandia National Laboratories, Albuquerque, Estados Unidos.
- Caballero, P., Srinivasan, G., & Šuri, M. (26 de julio de 2018). *SOLARGIS Blog*. Recuperado el 17 de diciembre de 2019, de How to calculate P90 (or other Pxx) PV energy yield estimates: <https://solargis.com/blog/best-practices/how-to-calculate-p90-or-other-pxx-pv-energy-yield-estimates>
- CAMMESA. (2008). *Informe Anual Provisorio del Mercado Eléctrico MAyorista 2006/2007*. Recuperado el 11 de septiembre de 2019, de <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- CAMMESA. (31 de mayo de 2020). *CAMMESA*. Obtenido de Los Procedimientos: <https://aplic.cammesa.com/guias/procedimientos/Los%20Procedimientos%20XXVIII.pdf>
- CAMMESA. (16 de abril de 2021). *CAMMESA*. Recuperado el 02 de mayo de 2021, de MaTER: Mercado a Término de Energías Renovables: <https://cammesaweb.cammesa.com/mater/>
- Cassagne, E. (01 de marzo de 2017). *Cassagne Abogados*. Recuperado el 18 de noviembre de 2019, de http://www.cassagne.com.ar/publicaciones/358-El_nuevo_marco_normativo_de_las_energias_renovables.pdf
- Cebecauer, T., & Šuri, M. (2015). *Typical Meteorological Year data SolarGIS approach*. Bratislava: Elsevier. Recuperado el 18 de diciembre de 2019, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215005019?via%3Dihub>
- CIMA. (1 de junio de 2021). *Centro de Investigaciones del Mar y la Atmósfera*. Obtenido de <http://climar.cima.fcen.uba.ar/>
- Decreto N° 531/2016. (30 de marzo de 2016). Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Reglamentación. CABA, Argentina: Presidencia de la Nación.

- Decreto N° 986/2018. (01 de noviembre de 2018). Argentina: Presidencia de la Nación. Obtenido de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/195080/20181102?busqueda=1>
- Disposición SSERyEE N°91/2019. (02 de agosto de 2019). Disposición SSERyEE N°91/2019. Argentina: Presidencia de la Nación. Obtenido de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/212985/20190806?busqueda=1>
- Dobos, A., Gilman, P., & Kasberg, M. (2012). *P50/P90 Analisis for Solar Energy Systems using the System Advisor Model*. Denver, Colorado: NREL. Recuperado el 2019 de septiembre de 2019, de <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54488.pdf>
- ENARSA. (2009). *Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 001/2009. Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables. Pliego de Bases y Condiciones*. CABA: ENARSA.
- EPIA, & Greenpeace. (2011). Recuperado el 18 de marzo de 2021, de Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World: http://pvtrin.eu/assets/media/PDF/Publications/Other%20Publications/36.SolarGeneratio n6__2011.pdf
- European Energy Efficiency Platform. (2019). *European Energy Efficiency Platform*. Recuperado el 18 de diciembre de 2019, de Typical Meteorological Year (TMY): <https://e3p.jrc.ec.europa.eu/articles/typical-meteorological-year-tmy>
- Freeman et al. (2014). *Validation of multiple tools for flat plate photovoltaic modeling against measured data*. NREL, Denver. Recuperado el 26 de octubre de 2019, de <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61497.pdf>
- Gambetta, P., & Doña, V. M. (2011). *Planta Solar Fotovoltaica San Juan I: descripción de su diseño y detalles de operación*. HYFUSEN. Recuperado el 14 de junio de 2020, de https://sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2015-04-26_12-49-01120481.pdf
- Gonzalez, M. G. (2019). *Energía Solar Fotovoltaica. Estado del arte de la tecnología de generación de energía eléctrica utilizando luz solar*. Subsecretaría de Energías RENovables y Eficiencia Energética, Dirección de Evaluación de Recursos y Tecnologías, CABA, Argentina. Recuperado el 17 de noviembre de 2019, de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/energia_solar_fotovoltaica_-_octubre_2019.pdf
- Good, J., & Johnson, J. X. (2016). *Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance*. Michigan: Elsevier. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.134>
- Grossi Gallegos, H. (1997). *Evaluación a nivel de superficie de la radiación solar global en la República Argentina*. Luján, Argentina: Universidad de Luján.
- Grossi Gallegos, H. (1998). *Distribución de la radiación solar global en la República Argentina. II. Cartas de radiación*. Universidad de Luján, Luján, Argentina. Recuperado el 28 de agosto de 2020, de https://www.researchgate.net/publication/278411462_Distribucion_de_la_radiacion_solar_global_en_la_Republica_Argentina_II_Cartas_de_radiacion
- Grossi Gallegos, H., & Righini, R. (2007). *Atlas de Energía Solar de la República Argentina*. Luján, Argentina: Dirección Nacional de Programa y Proyectos Especiales / Universidad Nacional de Luján.
- Grossi Gallegos, H., & Righini, R. (2011). *Mapa de energía solar colectada anualmente por un plano inclinado. Un ángulo óptimo en la República Argentina*. Universidad Nacional de Luján, GERSolar. Luján, Argentina: HYFUSEN.
- Helwa et al. (2000). Maximum Collectable Solar Energy by Different Solar Tracking. *Energy Sources*, 22-34. doi:10.1080/00908310050014180
- Honorable Cámara de Diputados. (23 de septiembre de 2015). *Diputados Argentina*. Recuperado el 16 de noviembre de 2019, de Votaciones: <https://votaciones.hcdn.gob.ar/>

- Honsberg, C., & Bowden, S. (2019). *PV Education*. Recuperado el 18 de diciembre de 2019, de Typical Meteorological Year Data (TMY): <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/typical-meteorological-year-data-tmy>
- Hugh, Y., & Roger, F. (2013). *Física universitaria con física moderna*. Mexico: Pearson.
- Hurtado, S., & Agosta, E. (6 de marzo de 2020). El Niño Southern Oscillation-related precipitation anomaly variability over eastern subtropical South America: Atypical precipitation seasons. *International Journal of Climatology*. doi:10.1002/joc.6559
- IEA-PVPS. (2020). *Trends in photovoltaic applications 2020*. International Energy Agency, St. Urser, Suiza. Obtenido de https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/11/IEA_PVPS_Trends_Report_2020-1.pdf
- IEC 61724-1. (marzo de 2017). IEC 61724-1: Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring. Génova, Suiza: International Electrotechnical Commission.
- IEC 61724-3. (julio de 2016). IEC 61724-3: Photovoltaic system performance - Part 3: Energy evaluation method. Génova, Suiza: International Electrotechnical Commission.
- IRENA. (03 de abril de 2021). *IRENA Statistics*. Obtenido de Technologies: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>
- IRENA. (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf
- ISE. (16 de septiembre de 2020). *Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme*. Recuperado el 02 de abril de 2021, de Studies: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- Janaji, S. (2010). A method for estimating direct normal solar irradiation from satellite data for a tropical environment. *Solar Energy*, 84, 1685-1695.
- Kalogirou, S. A. (2003). Generation of typical meteorological year (TMY-2) for Nicosia, Cyprus. *Renewable Energy*(28), 2317-2334. doi:[https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(03\)00131-9](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(03)00131-9)
- Kalogirou, S. A. (2014). *Solar Energy Engineering* (Segunda Edición ed.). Oxford, Inglaterra: Elsevier.
- Kauchika, N. D., & Rai, A. K. (2007). An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks. *Energy*, 32, 755-759.
- Ley N° 25.019. (23 de septiembre de 1998). Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional. CABA, Argentina: Congreso de la Nación.
- Ley N° 26.190. (6 de diciembre de 2006). Regimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Objeto. Alcance. Ambito de aplicación. Autoridad de aplicación. Políticas. Régimen de inversiones. Beneficiarios. Beneficios. Sancione. CABA, Argentina: Congreso de la Nación.
- Ley N° 27.191. (15 de octubre de 2015). Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. CABA, Argentina: Congreso de la Nación.
- Ley N° 27.424. (2017). Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. Argentina: Presidencia de la Nación. Obtenido de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/176726/20171227?busqueda=1>
- Lhendup, T., & Lhendup, S. (septiembre de 2007). Comparison of methodologies for generating a typical meteorological year (TMY). *Energy for Sustainable Development*, XI(3), 5 - 10. doi:[https://doi.org/10.1016/S0973-0826\(08\)60571-2](https://doi.org/10.1016/S0973-0826(08)60571-2)

- Maldonado Chica, J. C., & Cando Naula, P. M. (2018). Determinación de pérdidas de energía en transformadores de distribución mediante algoritmo de compensación en sistemas de medición. Cuenca, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana. Recuperado el 03 de agosto de 2021, de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/15483/5/UPS-CT007613.pdf>
- McMahan, A. C., Grover, C., & Vignola, F. (julio de 2013). Evaluation of Resource Risk in Solar-Project Financing. *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, 81-95. doi: 10.1016/B978-0-12-397177-7.00004-8
- Meteotest. (2020a). *Meteonorm Documents*. Recuperado el 22 de febrero de 2020, de Meteonorm Product Brochure: <https://meteonorm.com/assets/downloads/broschuere-mn-7.1.pdf>
- Meteotest. (2020b). *Meteonorm Features*. Recuperado el 22 de febrero de 2020, de Data sources: <https://meteonorm.com/en/meteonorm-features>
- Murai et al. (2020). *How does ENSO impact the solar radiation forecast in South America? The self-affinity analysis approach*. Salvador: Elsevier.
- Pelton, J. N., Madry, S., & Camacho-Lara, S. (2013). *Handbook of Satellite Applications*. Nueva York: Springer.
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2000). *Econometría: Modelos y pronósticos* (Cuarta Edición ed.). México D.F., México: OFGLOMA.
- Porfirio, A. C., & Ceballos, J. C. (2017). *A method for estimating direct normal irradiation from GOES geostationary satellite imagery: Validation and application over Northeast Brazil*. San Pablo, Brasil: Elsevier.
- PVsyst. (2019a). *PVsyst Help*. Recuperado el 11 de diciembre de 2019, de P50 - P90 evaluations: https://www.pvsyst.com/help/p50_p90evaluations.htm
- Pvsyst. (2019b). *PVsyst Help*. Recuperado el 18 de diciembre de 2019, de TMY Typical Meteorological Year: https://www.pvsyst.com/help/glossary_tmy.htm
- Recalde, M., Bouille, D., & Girardín, L. (13 de enero de 2015). Limitaciones para el desarrollo de energías renovables en Argentina. *Problemas del Desarrollo*, 89-115.
- Remund, J. (22 de octubre de 2015). *Meteonorm Publication Page*. Recuperado el 22 de febrero de 2020, de Accuracy of Meteonorm 7.1.6: https://meteonorm.com/assets/publications/Accuracy_of_Meteonorm_7.pdf
- REN 21. (2021). *Market and Industry Trends*. Obtenido de Renewables 2021 Global Status Report: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf
- REN21. (2019). *Market and Industry Trends*. Recuperado el 23 de agosto de 2019, de Renewables 2019 Global Status Report: https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_03/chapter_03/#sub_2
- REN21. (2021). *mARKET*. Obtenido de Renewables 2021 Global Status Report: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf
- REN21. (2021). *Market and Industry Trends*. Obtenido de Renewables 2021 Global Status Report: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf
- Resolución MEyM 473-E/2017. (30 de noviembre de 2017). Resolución MEyM 473-E/2017. Argentina: Presidencia de la Nación. Obtenido de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/175514/20171201?busqueda=1>
- Resolución MEyM 488-E/2017. (19 de diciembre de 2017). Resolución MEyM 488-E/2017. Argentina: Presidencia de la Nación. Obtenido de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/176354/20171220?busqueda=1>
- Resolución MEyM N°136/2016. (25 de julio de 2016). Resolución MEyM N°136/2016. Energía Eléctrica de Fuentes Renovables. Convocatoria Abierta Nacional e Internacional. CABA, Argentina: Presidencia de la Nación. Recuperado el 02 de diciembre de 2019, de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/148551/20160726?busqueda=1>
- Resolución MEyM N°213/2016. (07 de octubre de 2016). Resolución MEyM N°213/2016: Energías Renovables. Adjudicación y redistribución. Argentina: Presidencia de la Nación.

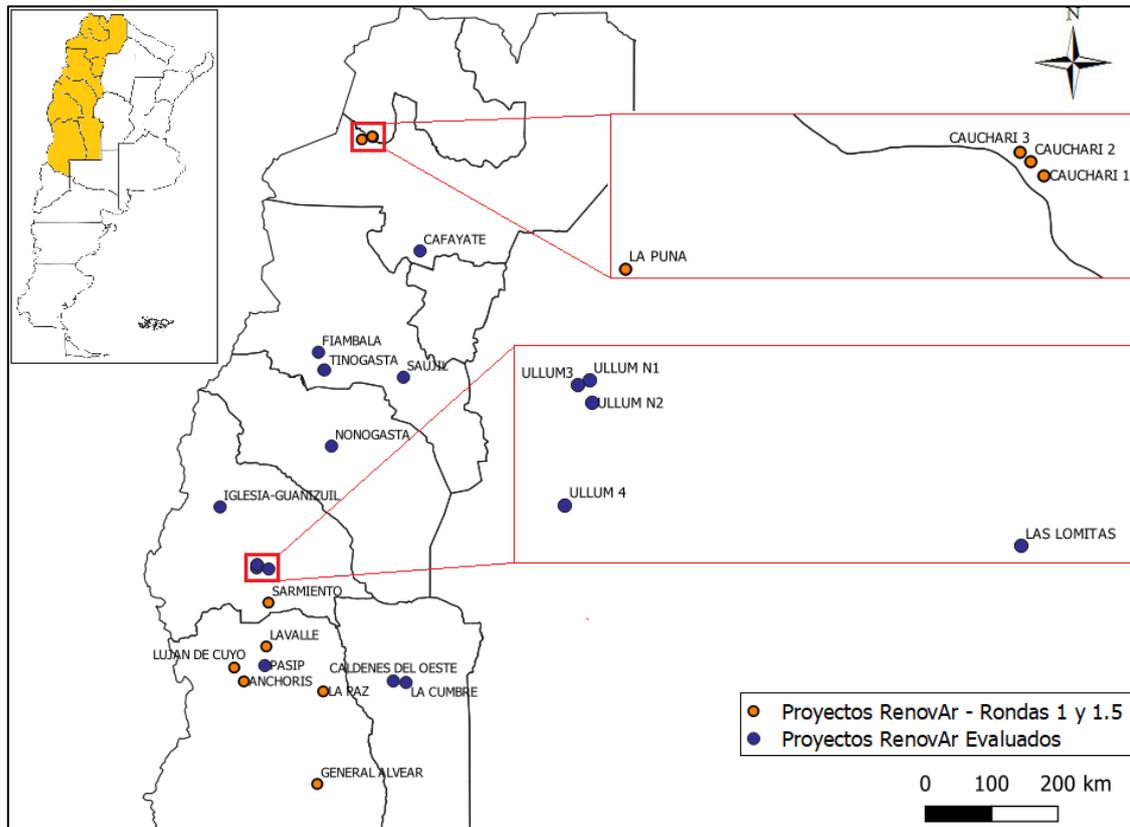
- Resolución MEyM N°252-E/2016. (28 de octubre de 2016). Resolución MEyM N°252-E/2016: Convocatoria. Argentina: Presidencia de la Nación. Obtenido de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/153012/20161031?busqueda=1>
- Resolución MEyM N°275-E/2017. (16 de agosto de 2017). Resolución MEyM N°275-E/2017: Energía Eléctrica de Fuentes Renovables. Convocatoria Abierta. Argentina: Presidencia de la Nación. Obtenido de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/169273/20170817?busqueda=1>
- Resolución MEyM N°281/2016. (25 de julio de 2016). Resolución Ministerio de Energía y Minería N° 281/2016. Energía Eléctrica de Fuentes Renovables. Convocatoria Abierta Nacional e Internacional. CABA, Argentina: Presidencia de la Nación. Recuperado el 16 de noviembre de 2019, de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/148551/20160726?busqueda=1>
- Resolución SE N°108/2011. (29 de marzo de 2011). Resolución Secretaría de Energía N°108/2011. Habilitase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista y Habilitase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista y las ofertas de. CABA, Argentina: Presidencia de la Nación. Recuperado el 16 de noviembre de 2019, de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/43199/20110413?busqueda=1>
- Resolución SE N°220/2007. (18 de enero de 2007). Resolución Secretaría de Energía N°220/2007. Habilitase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores [...]. CABA, Argentina: Presidencia de la Nación. Recuperado el 21 de noviembre de 2019, de <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/9117758/20070122?busqueda=1>
- Resolución SE N°712/2009. (09 de octubre de 2009). Resolución Secretaría de Energía N°712/2009. Habilitase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada. CABA, Argentina: Presidencia de la Nación.
- Righini, R., & Aristegui, R. (2016). *Plantas Fotovoltaicas: Perjuicios por no evaluar convenientemente el recurso solar*. Universidad de Luján, GERSolar. Luján, Argentina: ASADES.
- Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83, 614-624. doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>
- Smets et al. (2016). *Solar Energy: the physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*. Cambridge, Inglaterra.: UIT Cambridge.
- SMN. (09 de mayo de 2021). *Servicio Meteorológico Nacional*. Obtenido de El Niño / La Niña: <https://www.smn.gob.ar/enos>
- SMN. (2021). *Servicio Meteorológico Nacional*. Obtenido de El Niño / La Niña: Anomalías de Precipitación y Temperatura Asociadas: https://www.smn.gob.ar/como_nos_afecta
- SolarGIS. (13 de octubre de 2016). *SolarGIS*. Recuperado el 16 de enero de 2020, de Description and Accuracy: <https://solargis2-web-assets.s3.eu-west-1.amazonaws.com/public/doc/8e24dda319/Solargis-database-description-and-accuracy.pdf>
- SolarGIS. (2020a). *SolarGIS*. Obtenido de Documentación: <https://solargis.com/es/docs/methodology/solar-radiation-modeling>
- SolarGIS. (2020b). *SolarGIS*. Recuperado el 16 de enero de 2020, de Datos de series históricas y TMY: <https://solargis.com/es/docs/accuracy-and-comparisons/overview>
- SolarGIS. (2020c). *Documentation*. Recuperado el 2 de febrero de 2020, de How does SolarGIS compare to Meteonorm?: <https://solargis.com/es/docs/accuracy-and-comparisons/meteonorm-vs-solargis>

- SolarGIS. (03 de abril de 2021). *SolarGIS - Recursos*. Obtenido de Mapas gratis y datos de GIS: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download>
- SolarPower Europe. (2018). *Global Market Outlook for Solar Power 2018-2022*. Obtenido de <https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf>
- SolarPower Europe. (2020). *Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024*. Obtenido de https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2020/07/31-SPE-GMO-report-hr-hyperlinks.pdf?cf_id=17622
- SolarPower Europe. (2021). *Global Market Outlook for Solar Power 2021-2025*. (S. Europe, Ed.) Recuperado el 20 de septiembre de 2020, de https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2021/07/SolarPower-Europe_Global-Market-Outlook-for-Solar-2021-2025_V3.pdf?cf_id=39035
- Sopori et al. (2012). *Understanding Light-Induced Degradation of c-Si Solar Cells*. Austin, Texas: NREL.
- STATISTA. (2021). *STATISTA*. Recuperado el 11 de mayo de 2021, de Energy & Environment: Energy: <https://www.statista.com/statistics/186823/global-investment-in-solar-technology-since-2004/>
- Subsecretaría de Energías Renovables. (2016a). *Energías Renovables en Argentina. Informe a diciembre 2016*. CABA, Argentina: diciembre. Recuperado el 16 de noviembre de 2019, de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/energias_renovables_en_argentina_-_diciembre_2016_version_en_espanol.pdf
- Subsecretaría de Energías Renovables. (2016b). *Energías Renovables en Argentina. Nuevo Marco Regulatorio y Perspectivas 2016*. CABA, Argentina. Recuperado el 16 de noviembre de 2019, de [www.argentina.gob.ar: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/argentina_-_energias_renovables_-_nuevo_marco_regulatorio_y_perspectivas_2016_0.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/argentina_-_energias_renovables_-_nuevo_marco_regulatorio_y_perspectivas_2016_0.pdf)
- Tilca, F., & Malvasio, M. (25 de octubre de 2019). Pérdidas e incertidumbres en las probabilidades de excedencia de producción de energía eléctrica de parques eólicos. Ejemplo de un caso en la PAtagonia. *AVERMA*, 23, 21-30. Recuperado el 17 de abril de 2021, de http://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/109853/Documento_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- VAISALA. (2017). *VAISALA*. Recuperado el 17 de enero de 2020, de Vaisala 3TIER Services Global Solar Dataset / Methodology and Validation: <https://www.vaisala.com/sites/default/files/documents/3TIER%20Solar%20Dataset%20Methodology%20and%20Validation.pdf>
- VAISALA. (2020). *VAISALA*. Recuperado el 21 de enero de 2020, de Evaluación de recursos solares: <https://www.vaisala.com/es/products/maintenance-and-support-services/consulting-services/solarresourceassessment>
- Vignola et al. (2007). Analysis of satellite derived beam and global solar radiation data. *Solar Energy*, 81, 768-772.
- Wang et al. (2020). *An introduction to the Geostationary-NASA Earth Exchange (GeoNEX) Products: 1. Top-of-Atmosphere and Brightness Temperature*. Estados Unidos: Remote Sensing. doi:10.3390/rs12081267
- Wilcox, R. R. (2017). *Introduction to robust estimation and hypothesis testing* (Cuarta Edición. ed.). Londres: Academic Press.
- WMO. (2014). *World Meteorological Organization*. Recuperado el 09 de mayo de 2021, de El Niño/ Southern Oscillation: https://library.wmo.int/index.php?lvl=notice_display&id=16747#.YJhpebVKhPY
- Zaiontz, C. (2021). *Real Statistics Using Excel*. Recuperado el 15 de julio de 2021, de Yuen-Welch's Test: <https://www.real-statistics.com/students-t-distribution/problems-data-t-tests/yuen-welchs-test/>

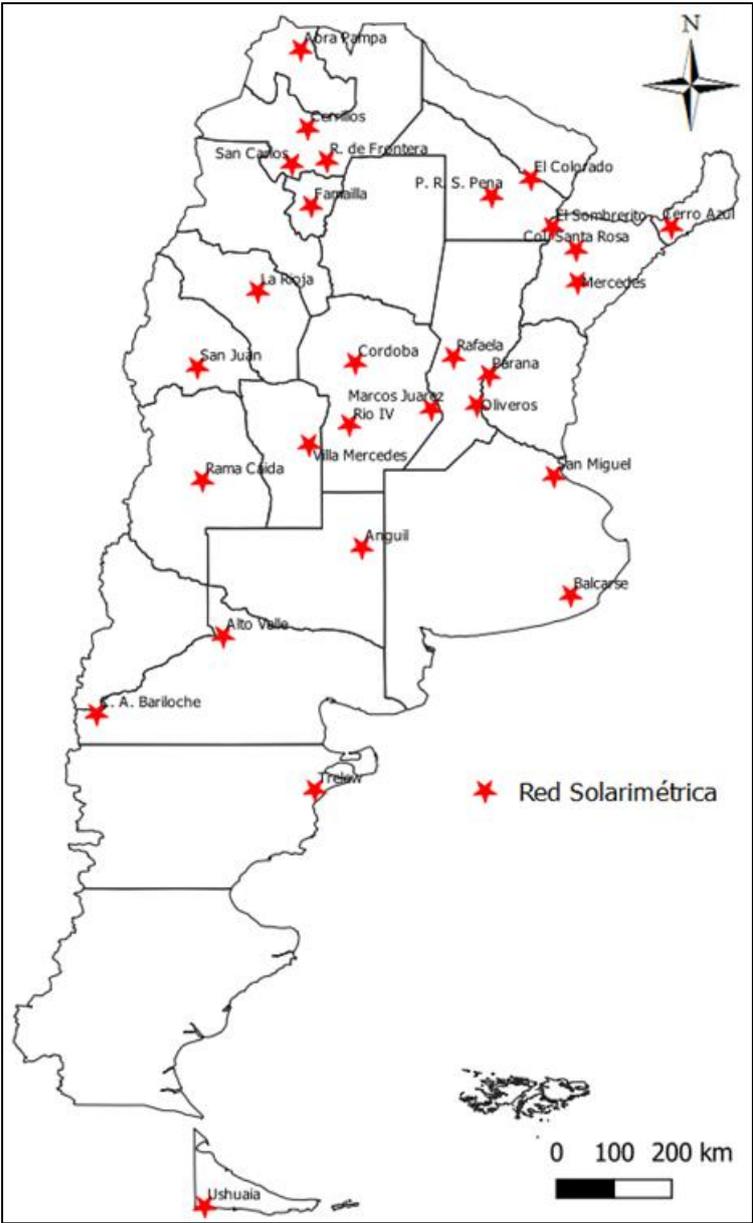
Zhang, P., Li, S., & Wang, Y. X. (2012). *Reliability assessment of photovoltaic power systems: Review of current status and future perspectives*. ELSEVIER.

A.1 ANEXO I: MAPAS

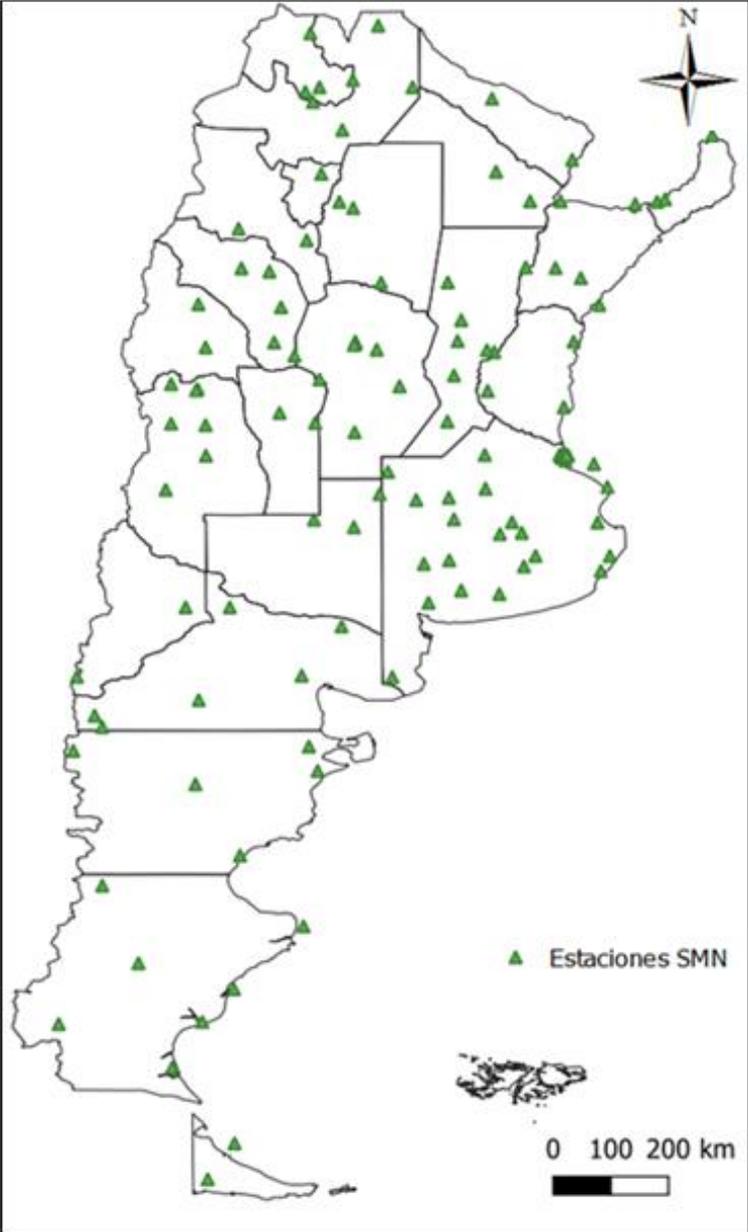
PROYECTOS RENOVAR



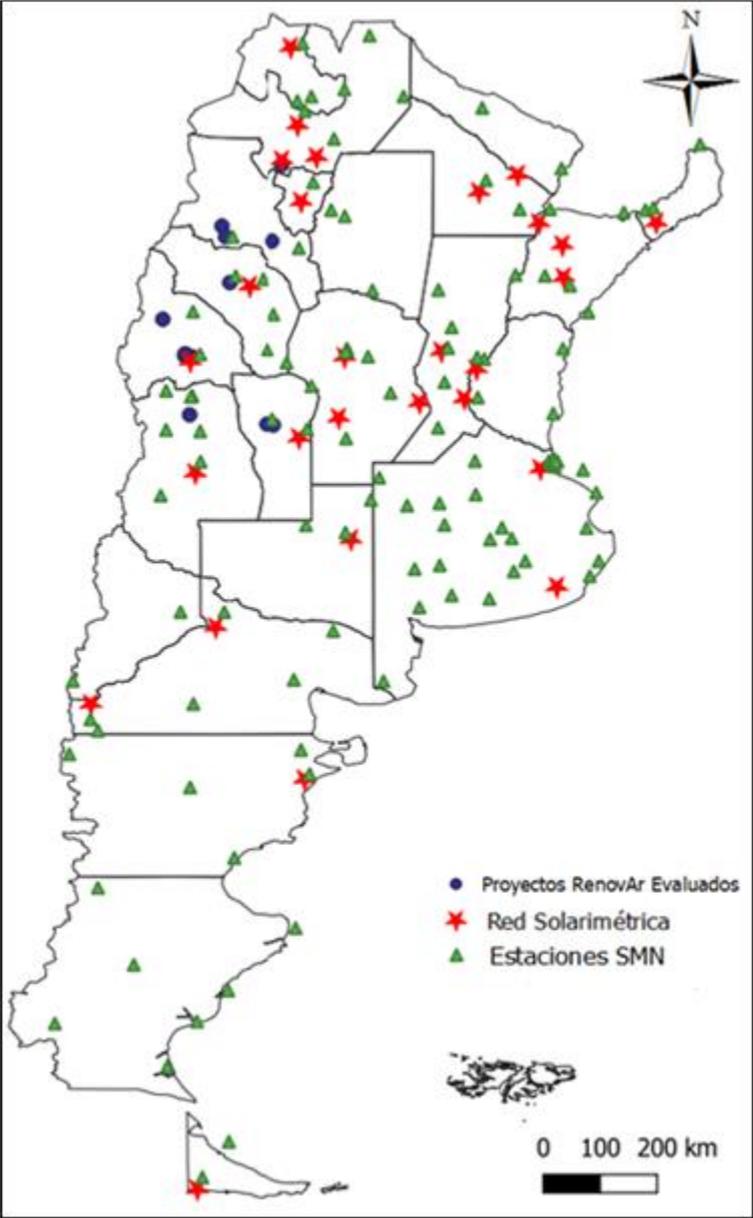
RED SOLARIMÉTRICA ARGENTINA



ESTACIONES DEL SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL (SMN)



SÍNTESIS: PROYECTOS Y ESTACIONES



A.2 ANEXO II: DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS PROYECTOS RENOVAR

Parque Solar Fotovoltaico PASIP		MÓDULOS	
ID	SFV-05	Tecnología	Silicio Policristalino
ID CAMMESA	PASIFV	Potencia Unitaria	330 Wp
Ronda	RONDA 1.5	Cantidad	4.000
MW Adjudicados	1,15 MW	MWp	1,3 MWp
Oferente	EMPRESA MENDOCINA DE ENERGÍA S.A.P.E.M.	INVERSORES	
Precio	47,25 U\$S/MWh	Potencia Unitaria	0,06 MW @ 25°C
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	1016 días	Cantidad	20
		MW	1,2 MW
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)		SEGUIDORES	
07/09/2019		Tipo	Monofila
Relación MWp/MW_{adjudicados}		Ejes	1 HX en eje NS
1,15		Cantidad	62
LOCALIZACIÓN		MWp/Seguidor	0,02
Región	CUYO	CONEXIÓN A RED	
Provincia	MENDOZA	PDI	#6160 - MIGUEZ
Localidad	SAN MARTÍN	Tensión de la Línea	
Latitud	-33,0379	Transportista	DISTROCUYO
Longitud	-68,5419		
Altitud	611 m.s.n.m.		

Parque Solar Fotovoltaico CAFAYATE		MÓDULOS	
ID	SFV-12	Tecnología	Silicio Policristalino
ID CAMMESA	CAFAYV	Potencia Unitaria	345 Wp
Ronda	RONDA 1.5	Cantidad	289.800
MW Adjudicados	80,00 MW	MWp	100,0 MWp
Oferente	CANADIAN SOLAR INC	INVERSORES	
Precio	56,28 U\$S/MWh	Potencia Unitaria	3,125 MW @ 35°C
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	966 días	Cantidad	26
		MW	81,3 MW
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)		SEGUIDORES	
19/07/2019		Tipo	Monofila
Relación MWp/MW_{adjudicados}		Ejes	1 HX en eje NS
1,25		Cantidad	4830
LOCALIZACIÓN		MWp/Seguidor	0,02
Región	NOA	CONEXIÓN A RED	
Provincia	SALTA	PDI	#4320 - CAFAYATE
Localidad	CAFAYATE	Tensión de la Línea	132 kV
Latitud	-26,0256	Transportista	TRANSNOA
Longitud	-65,9389		
Altitud	1.616 m.s.n.m.		

Parque Solar Fotovoltaico CALDENES DEL OESTE		MÓDULOS	
ID	SFV-36	Tecnología	Silicio Policristalino
ID CAMMESA	CALOFV	Potencia Unitaria	325 Wp
Ronda	RONDA 1.5	Cantidad	92.394
MW Adjudicados	24,75 MW	MWp	30,0 MWp
Oferente	EREN RENEWABLE ENERGY S.A.	INVERSORES	
Precio	58,90 U\$S/MWh	Potencia Unitaria	2,5 MW @ 50°C
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	621 días	Cantidad	10
		MW	25,0 MW
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)		SEGUIDORES	
08/08/2018		Tipo	Monofila
Relación MWp/MW_{adjudicados}		Ejes	1 HX en eje NS
1,21		Cantidad	2124
LOCALIZACIÓN		MWp/Seguidor	0,01
Región	RESTO SOLAR	CONEXIÓN A RED	
Provincia	SAN LUIS	PDI	#5070 - PARQUE INDUSTRIAL
Localidad	SAN LUIS	Tensión de la Línea	132 kV
Latitud	-33,2987	Transportista	0
Longitud	-66,3871		
Altitud	670 m.s.n.m.		

Parque Solar Fotovoltaico FIAMBALÁ	
ID	SFV-18
ID CAMMESA	FIAMFV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	11,00 MW
Oferente	ENERGÍAS SUSTENTABLES S. A.
Precio	53,73 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	1029 días
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	20/09/2019
Relación MWp/MW_{adjudicados}	1,10
LOCALIZACIÓN	
Región	NOA
Provincia	CATAMARCA
Localidad	FIAMBALÁ
Latitud	-27,7394
Longitud	-67,6422
Altitud	1.567 m.s.n.m.
MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Monocristalino
Potencia Unitaria	345 Wp
Cantidad	35.100
MWp	12,1 MWp
INVERSORES	
Potencia Unitaria	2,2 MW @ 35°C
Cantidad	6
MW	13,2 MW
SEGUIDORES	
Tipo	Multifila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	15
MWp/Seguidor	0,81
CONEXIÓN A RED	
PDI	#4130 - LÍNEA 33 KV TINOGASTA - FIAMBALÁ
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	TRANNOA

Parque Solar Fotovoltaico LAS LOMITAS	
ID	SFV-57
ID CAMMESA	LLOMFV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	1,70 MW
Oferente	LATINOAMERICANA DE ENERGÍA S. A.
Precio	59,20 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	669 días
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	25/09/2018
Relación MWp/MW_{adjudicados}	1,28
LOCALIZACIÓN	
Región	CUYO
Provincia	SAN JUAN
Localidad	LAS LOMITAS
Latitud	-31,4060
Longitud	-68,4764
Altitud	611 m.s.n.m.
MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Policristalino
Potencia Unitaria	425 Wp
Cantidad	5.120
MWp	2,2 MWp
INVERSORES	
Potencia Unitaria	2 MW @ 50°C
Cantidad	1
MW	2,0 MW
SEGUIDORES	
Tipo	Multifila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	13
MWp/Seguidor	0,17
CONEXIÓN A RED	
PDI	#6440 - ALBARDON
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	DISTROCUYO

Parque Solar Fotovoltaico SAUJIL	
ID	SFV-21
ID CAMMESA	SAUJFV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	22,50 MW
Oferente	ENERGÍAS SUSTENTABLES S. A.
Precio	51,93 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	740 días
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	05/12/2018
Relación MWp/MW_{adjudicados}	1,19
LOCALIZACIÓN	
Región	NOA
Provincia	CATAMARCA
Localidad	SAUJIL
Latitud	-28,1619
Longitud	-66,2168
Altitud	862 m.s.n.m.
MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Monocristalino
Potencia Unitaria	345 Wp
Cantidad	77.760
MWp	26,8 MWp
INVERSORES	
Potencia Unitaria	2,2 MW @ 35°C
Cantidad	12
MW	26,4 MW
SEGUIDORES	
Tipo	Multifila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	36
MWp/Seguidor	0,75
CONEXIÓN A RED	
PDI	#4150 - SAUJIL
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	TRANSNOA

Parque Solar Fotovoltaico ULLUM N2	
ID	SFV-45
ID CAMMESA	ULN2FV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	25,00 MW
Oferente	GENNEIA S.A.
Precio	55,23 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	754 días
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	19/12/2018
Relación MWp/MW_{adjudicados}	1,19
LOCALIZACIÓN	
Región	CUYO
Provincia	SAN JUAN
Localidad	ULLUM
Latitud	-31,3421
Longitud	-68,6667
Altitud	905 m.s.n.m.
MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Monocristalino
Potencia Unitaria	345 Wp
Cantidad	86.400
MWp	29,8 MWp
INVERSORES	
Potencia Unitaria	2,676 MW @ 35°C
Cantidad	10
MW	26,8 MW
SEGUIDORES	
Tipo	Multifila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	40
MWp/Seguidor	0,75
CONEXIÓN A RED	
PDI	#6412 - SOLAR ULLUM
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	DISTROCUYO

Parque Solar Fotovoltaico ULLUM N1	
ID	SFV-46
ID CAMMESA	ULN1FV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	25,00 MW
Oferente	GENNEIA S.A.
Precio	53,73 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	754 días
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	19/12/2018
Relación MWp/MW_{adjudicados}	1,19
LOCALIZACIÓN	
Región	CUYO
Provincia	SAN JUAN
Localidad	ULLUM
Latitud	-31,3319
Longitud	-68,6676
Altitud	905 m.s.n.m.
MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Monocristalino
Potencia Unitaria	345 Wp
Cantidad	86.400
MWp	29,8 MWp
INVERSORES	
Potencia Unitaria	2,676 MW @ 35°C
Cantidad	10
MW	26,8 MW
SEGUIDORES	
Tipo	Multifila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	40
MWp/Seguidor	0,75
CONEXIÓN A RED	
PDI	#6412 - SOLAR ULLUM
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	DISTROCUYO

Parque Solar Fotovoltaico ULLUM 4	
ID	SFV-37
ID CAMMESA	ULL4FV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	13,50 MW
Oferente	SIDERSA S.A.
Precio	56,50 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	946 días
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	29/06/2019
Relación MWp/MW_{adjudicados}	1,19
LOCALIZACIÓN	
Región	CUYO
Provincia	SAN JUAN
Localidad	ULLUM
Latitud	-31,3876
Longitud	-68,6784
Altitud	820 m.s.n.m.
MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Monocristalino
Potencia Unitaria	365 Wp
Cantidad	43.848
MWp	16,0 MWp
INVERSORES	
Potencia Unitaria	2,25 MW @ 50°C
Cantidad	6
MW	13,5 MW
SEGUIDORES	
Tipo	Monofila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	756
MWp/Seguidor	0,02
CONEXIÓN A RED	
PDI	#6412 - SOLAR ULLUM
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	DISTROCUYO

Parque Solar Fotovoltaico LA CUMBRE	
ID	SFV-41
ID CAMMESA	CUMBFV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	22,00 MW
Oferente	DIASER S.A.
Precio	56,70 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	652 días
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	08/09/2018
Relación MWp/MW_{adjudicados}	1,27
LOCALIZACIÓN	
Región	RESTO SOLAR
Provincia	SAN LUIS
Localidad	PARAJE LA CUMBRE
Latitud	-33,3249
Longitud	-66,1740
Altitud	2.379 m.s.n.m.
MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Monocristalino
Potencia Unitaria	340 Wp
Cantidad	82.080
MWp	27,9 MWp
INVERSORES	
Potencia Unitaria	4,056 MW @ 40°C
Cantidad	6
MW	24,3 MW
SEGUIDORES	
Tipo	Multifila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	0
MWp/Seguidor	
CONEXIÓN A RED	
PDI	#5050 - SAN LUIS
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	0

Parque Solar Fotovoltaico ULLUM3	
ID	SFV-32
ID CAMMESA	ULL3FV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	32,00 MW
Oferente	GENNEIA S.A.
Precio	57,63 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	757 días
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	22/12/2018
Relación MWp/MW_{adjudicados}	1,19
LOCALIZACIÓN	
Región	CUYO
Provincia	SAN JUAN
Localidad	VILLA IBAÑEZ
Latitud	-31,3341
Longitud	-68,6728
Altitud	905 m.s.n.m.
MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Monocristalino
Potencia Unitaria	345 Wp
Cantidad	110.520
MWp	38,1 MWp
INVERSORES	
Potencia Unitaria	3,127 MW @ 35°C
Cantidad	12
MW	37,5 MW
SEGUIDORES	
Tipo	Multifila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	44
MWp/Seguidor	0,87
CONEXIÓN A RED	
PDI	#6412 - SOLAR ULLUM
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	DISTROCUYO

Parque Solar Fotovoltaico IGLESIA-GUAÑIZUIL	
ID	SFV-49
ID CAMMESA	IGLEFV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	80,00 MW
Oferente	JINKOSOLAR HOLDING CO.LTD.
Precio	54,10 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	852 días
HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	27/03/2019
Relación MWp/MW_{adjudicados}	1,17
LOCALIZACIÓN	
Región	CUYO
Provincia	SAN JUAN
Localidad	LAS FLORES
Latitud	-30,3551
Longitud	-69,2914
Altitud	2.000 m.s.n.m.
MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Policristalino
Potencia Unitaria	325 Wp
Cantidad	287.080
MWp	93,3 MWp
INVERSORES	
Potencia Unitaria	0,042 MW @ 50°C
Cantidad	1941
MW	81,5 MW
SEGUIDORES	
Tipo	Monofila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	7764
MWp/Seguidor	0,01
CONEXIÓN A RED	
PDI	#6280 - GUAÑIZUIL
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	DISTROCUYO

Parque Solar Fotovoltaico TINOGASTA	
ID	SFV-20
ID CAMMESA	TINOFV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	15,00 MW
Oferente	ALEJANDRO IVANISSEVICH
Precio	53,43 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	868 días

HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	12/04/2019
------------------------------	------------

Relación MWp/MW _{adjudicados}	1,16
--	------

LOCALIZACIÓN	
Región	NOA
Provincia	CATAMARCA
Localidad	TINOGASTA
Latitud	-28,0389
Longitud	-67,5411
Altitud	1.211 m.s.n.m.

MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Monocristalino
Potencia Unitaria	345 Wp
Cantidad	50.400
MWp	17,4 MWp

INVERSORES	
Potencia Unitaria	2,2 MW @ 35°C
Cantidad	8
MW	17,6 MW

SEGUIDORES	
Tipo	Multifila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	20
MWp/Seguidor	0,87

CONEXIÓN A RED	
PDI	#4120 - TINOGASTA
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	TRANSNOA

Parque Solar Fotovoltaico NONOGASTA	
ID	SFV-15
ID CAMMESA	NONOFV
Ronda	RONDA 1.5
MW Adjudicados	35,00 MW
Oferente	FIDES GROUP S.A.
Precio	56,43 U\$S/MWh
Tiempo de Construcción desde Adjudicación	873 días

HABILITACIÓN COMERCIAL (COD)	17/04/2019
------------------------------	------------

Relación MWp/MW _{adjudicados}	1,22
--	------

LOCALIZACIÓN	
Región	NOA
Provincia	LA RIOJA
Localidad	NONOGASTA
Latitud	-29,3278
Longitud	-67,4239
Altitud	850 m.s.n.m.

MÓDULOS	
Tecnología	Silicio Policristalino
Potencia Unitaria	325 Wp
Cantidad	131.520
MWp	42,7 MWp

INVERSORES	
Potencia Unitaria	3,018 MW @ 50°C
Cantidad	13
MW	39,2 MW

SEGUIDORES	
Tipo	Multifila
Ejes	1 HX en eje NS
Cantidad	138
MWp/Seguidor	0,31

CONEXIÓN A RED	
PDI	#4050 - NONOGASTA
Tensión de la Línea	132 kV
Transportista	TRANSNOA

A.3 ANEXO III: VALORES MENSUALES DE VARIABLES METEOROLÓGICAS POR PROYECTO RENOVAR

ID	SFV-05	PROYECTO	Pasip	
Estación Red Solarimétrica Nacional		San Juan	Distancia del Proyecto	167,0 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		Mendoza AERO	Distancia del Proyecto	59,8 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	217,0	24,0	2,6	45,7
febrero	154,0	23,0	2,3	55,3
marzo	155,0	20,5	1,8	58,3
abril	105,0	16,5	1,7	67,8
mayo	93,0	12,5	1,2	71,3
junio	75,0	9,5	1,5	62,8
julio	77,5	8,5	1,6	60,0
agosto	108,5	11,0	2,0	49,0
septiembre	135,0	13,5	2,4	42,7
octubre	186,0	17,5	2,7	47,6
noviembre	195,0	20,5	2,8	41,7
diciembre	217,0	23,5	2,8	43,6
TOTAL	1718,0	16,7	2,1	53,8

ID	SFV-12	PROYECTO	Cafayate	
Estación Red Solarimétrica Nacional		San Carlos	Distancia del Proyecto	16,0 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		Tucumán AERO	Distancia del Proyecto	63,7 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	170,5	25,5	3,1	73,0
febrero	154,0	24,5	2,8	79,4
marzo	155,0	23,0	2,6	82,2
abril	120,0	20,0	2,3	81,9
mayo	108,5	16,0	2,3	81,8
junio	105,0	13,5	2,5	76,7
julio	100,8	13,0	2,6	72,8
agosto	108,5	16,0	3,0	63,7
septiembre	127,5	18,0	2,9	59,3
octubre	139,5	22,0	3,0	63,0
noviembre	150,0	23,5	3,2	65,1
diciembre	178,3	25,0	2,9	69,5
TOTAL	1617,5	20,0	2,8	72,4

ID	SFV-36	PROYECTO	Caldenes del Oeste	
Estación Red Solarimétrica Nacional		Villa Mercedes	Distancia del Proyecto	96,8 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		San Luis AERO	Distancia del Proyecto	22,5 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	193,8	24,5	4,6	55,9
febrero	154,0	23,5	3,9	65,1
marzo	139,5	21,0	3,9	65,4
abril	105,0	17,0	3,8	71,4
mayo	77,5	14,0	3,0	73,4
junio	60,0	11,0	3,4	64,8
julio	77,5	10,5	3,7	60,0
agosto	108,5	12,5	4,3	51,1
septiembre	135,0	15,0	4,3	47,6
octubre	155,0	19,5	4,9	55,8
noviembre	180,0	21,5	4,6	51,4
diciembre	201,5	24,0	4,7	50,7
TOTAL	1587,3	17,8	4,1	59,4

ID	SFV-18	PROYECTO	Fiambalá	
Estación Red Solarimétrica Nacional		La Rioja	Distancia del Proyecto	202,6 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		Tinogasta	Distancia del Proyecto	44,6 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	170,5	26,5	1,6	49,9
febrero	168,0	24,5	1,6	54,8
marzo	155,0	23,5	1,9	57,0
abril	120,0	18,5	1,3	61,2
mayo	108,5	14,0	1,4	65,6
junio	105,0	10,5	1,4	57,7
julio	93,0	10,0	1,5	53,7
agosto	124,0	13,0	1,6	46,9
septiembre	150,0	16,0	2,1	47,6
octubre	178,3	20,5	2,6	45,6
noviembre	210,0	24,0	2,1	46,0
diciembre	201,5	26,0	2,1	46,5
TOTAL	1783,8	18,9	1,8	52,7

ID	SFV-57	PROYECTO	Las Lomitas	
Estación Red Solarimétrica Nacional		San Juan	Distancia del Proyecto	15,1 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		San Juan AERO	Distancia del Proyecto	22,7 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	217,0	27,0	4,6	43,5
febrero	182,0	25,5	4,2	50,4
marzo	155,0	23,0	3,7	52,8
abril	135,0	18,0	3,7	62,6
mayo	108,5	13,0	2,8	68,1
junio	75,0	9,0	2,9	60,3
julio	93,0	9,0	3,1	57,1
agosto	124,0	11,5	3,7	46,1
septiembre	150,0	14,5	4,0	41,1
octubre	193,8	19,5	4,7	42,7
noviembre	195,0	23,5	4,7	39,5
diciembre	217,0	26,0	4,6	40,5
TOTAL	1845,3	18,3	3,9	50,4

ID	SFV-21	PROYECTO	Saujil	
Estación Red Solarimétrica Nacional		Famaillá	Distancia del Proyecto	147,2 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		Catamarca AERO	Distancia del Proyecto	77,6 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	170,5	27,5	6,6	53,0
febrero	154,0	26,5	5,7	60,5
marzo	124,0	25,0	5,5	64,4
abril	105,0	21,0	4,3	68,4
mayo	93,0	16,5	4,0	67,3
junio	75,0	12,5	2,9	65,4
julio	85,3	12,0	3,6	60,7
agosto	100,8	16,0	4,7	48,3
septiembre	135,0	19,5	5,0	43,4
octubre	139,5	24,0	6,1	46,2
noviembre	165,0	26,0	6,3	47,4
diciembre	170,5	27,5	6,5	50,4
TOTAL	1517,5	21,2	5,1	56,3

ID	SFV-45	PROYECTO	Ullum N2	
Estación Red Solarimétrica Nacional		San Juan	Distancia del Proyecto	26,4 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		San Juan AERO	Distancia del Proyecto	40,7 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	217,0	27,0	4,6	43,5
febrero	182,0	25,5	4,2	50,4
marzo	155,0	23,0	3,7	52,8
abril	135,0	18,0	3,7	62,6
mayo	108,5	13,0	2,8	68,1
junio	75,0	9,0	2,9	60,3
julio	93,0	9,0	3,1	57,1
agosto	124,0	11,5	3,7	46,1
septiembre	150,0	14,5	4,0	41,1
octubre	209,3	19,5	4,7	42,7
noviembre	202,5	23,5	4,7	39,5
diciembre	232,5	26,0	4,6	40,5
TOTAL	1883,8	18,3	3,9	50,4

ID	SFV-46	PROYECTO	Ullum N1	
Estación Red Solarimétrica Nacional		San Juan	Distancia del Proyecto	29,0 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		San Juan AERO	Distancia del Proyecto	40,7 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	217,0	27,0	4,6	43,5
febrero	182,0	25,5	4,2	50,4
marzo	155,0	23,0	3,7	52,8
abril	135,0	18,0	3,7	62,6
mayo	108,5	13,0	2,8	68,1
junio	75,0	9,0	2,9	60,3
julio	93,0	9,0	3,1	57,1
agosto	124,0	11,5	3,7	46,1
septiembre	150,0	14,5	4,0	41,1
octubre	209,3	19,5	4,7	42,7
noviembre	202,5	23,5	4,7	39,5
diciembre	232,5	26,0	4,6	40,5
TOTAL	1883,8	18,3	3,9	50,4

ID	SFV-37	PROYECTO	Ullum 4	
Estación Red Solarimétrica Nacional		San Juan	Distancia del Proyecto	8,2 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		San Juan AERO	Distancia del Proyecto	37,8 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	217,0	27,0	4,6	43,5
febrero	182,0	25,5	4,2	50,4
marzo	155,0	23,0	3,7	52,8
abril	135,0	18,0	3,7	62,6
mayo	108,5	13,0	2,8	68,1
junio	75,0	9,0	2,9	60,3
julio	93,0	9,0	3,1	57,1
agosto	124,0	11,5	3,7	46,1
septiembre	150,0	14,5	4,0	41,1
octubre	209,3	19,5	4,7	42,7
noviembre	202,5	23,5	4,7	39,5
diciembre	232,5	26,0	4,6	40,5
TOTAL	1883,8	18,3	3,9	50,4

ID	SFV-41	PROYECTO	La Cumbre	
Estación Red Solarimétrica Nacional		Villa Mercedes	Distancia del Proyecto	77,6 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		San Luis AERO	Distancia del Proyecto	18,8 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	186,0	24,5	4,6	55,9
febrero	154,0	23,5	3,9	65,1
marzo	124,0	21,0	3,9	65,4
abril	105,0	17,0	3,8	71,4
mayo	77,5	14,0	3,0	73,4
junio	60,0	11,0	3,4	64,8
julio	77,5	10,5	3,7	60,0
agosto	108,5	12,5	4,3	51,1
septiembre	135,0	15,0	4,3	47,6
octubre	155,0	19,5	4,9	55,8
noviembre	180,0	21,5	4,6	51,4
diciembre	201,5	24,0	4,7	50,7
TOTAL	1564,0	17,8	4,1	59,4

ID	SFV-32	PROYECTO	Ullum3	
Estación Red Solarimétrica Nacional		San Juan	Distancia del Proyecto	22,0 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		San Juan AERO	Distancia del Proyecto	40,7 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	217,0	27,0	4,6	43,5
febrero	182,0	25,5	4,2	50,4
marzo	155,0	23,0	3,7	52,8
abril	135,0	18,0	3,7	62,6
mayo	108,5	13,0	2,8	68,1
junio	75,0	9,0	2,9	60,3
julio	93,0	9,0	3,1	57,1
agosto	124,0	11,5	3,7	46,1
septiembre	150,0	14,5	4,0	41,1
octubre	209,3	19,5	4,7	42,7
noviembre	202,5	23,5	4,7	39,5
diciembre	232,5	26,0	4,6	40,5
TOTAL	1883,8	18,3	3,9	50,4

ID	SFV-49	PROYECTO	Iglesia-Guañizuil	
Estación Red Solarimétrica Nacional		San Juan	Distancia del Proyecto	148,9 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		Jachal	Distancia del Proyecto	84,5 km

Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	232,5	25,0	1,0	28,2
febrero	182,0	23,0	1,0	44,5
marzo	162,8	21,0	0,7	40,4
abril	135,0	15,5	0,9	43,9
mayo	124,0	11,5	0,7	57,1
junio	90,0	9,0	1,0	57,4
julio	93,0	7,5	1,1	56,2
agosto	124,0	10,0	1,4	46,8
septiembre	150,0	12,5	1,2	46,2
octubre	217,0	17,5	1,8	38,9
noviembre	225,0	21,0	1,4	34,2
diciembre	232,5	24,0	1,1	38,9
TOTAL	1967,8	16,5	1,1	44,4

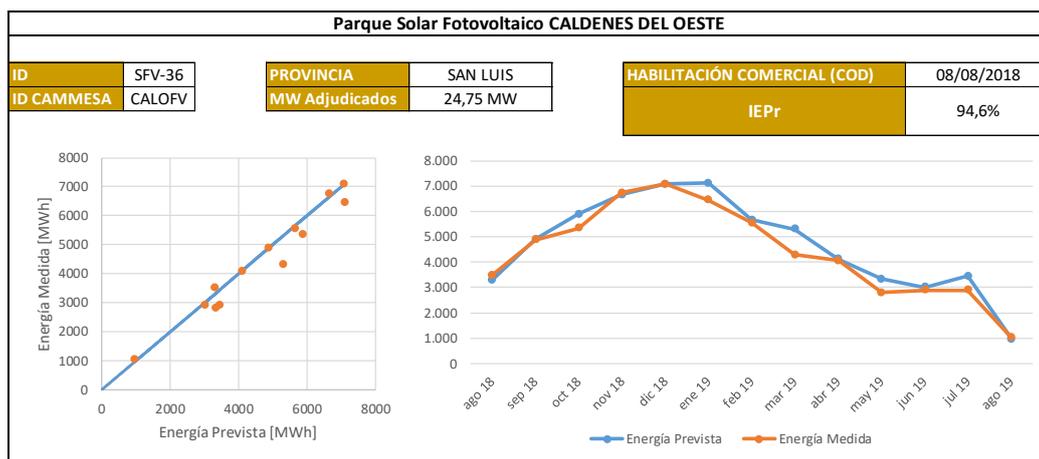
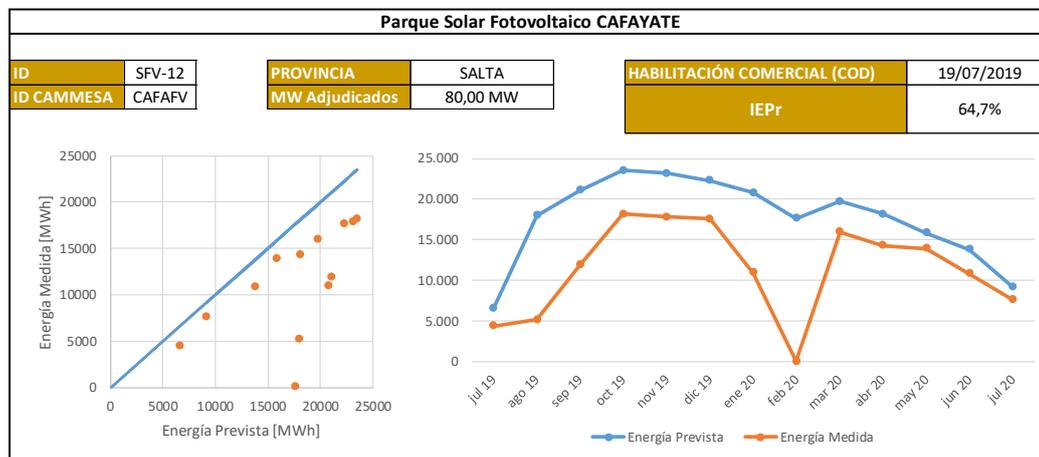
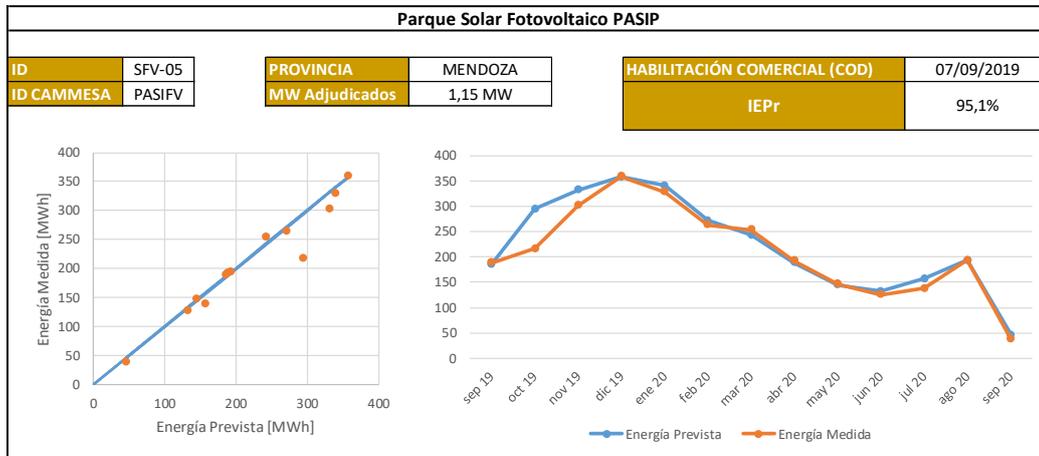
ID	SFV-20	PROYECTO	Tinogasta	
Estación Red Solarimétrica Nacional		La Rioja	Distancia del Proyecto	166,5 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		Tinogasta	Distancia del Proyecto	19,8 km

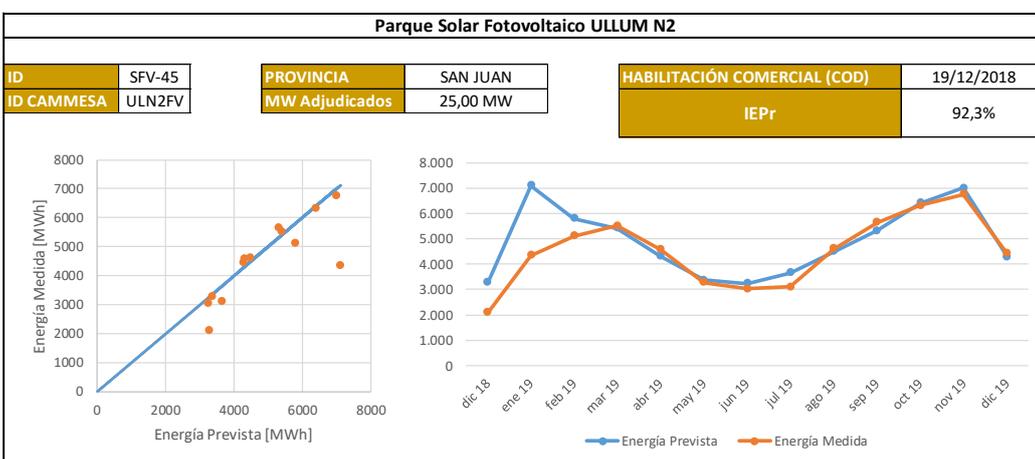
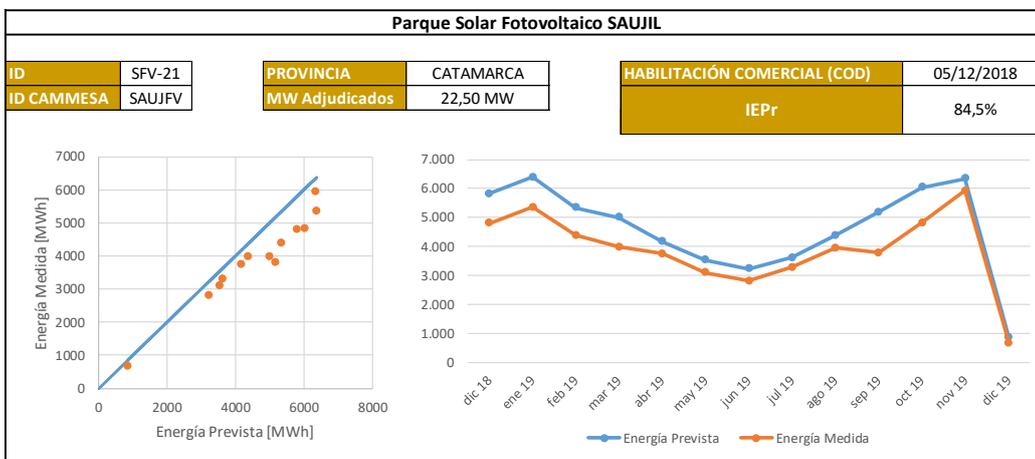
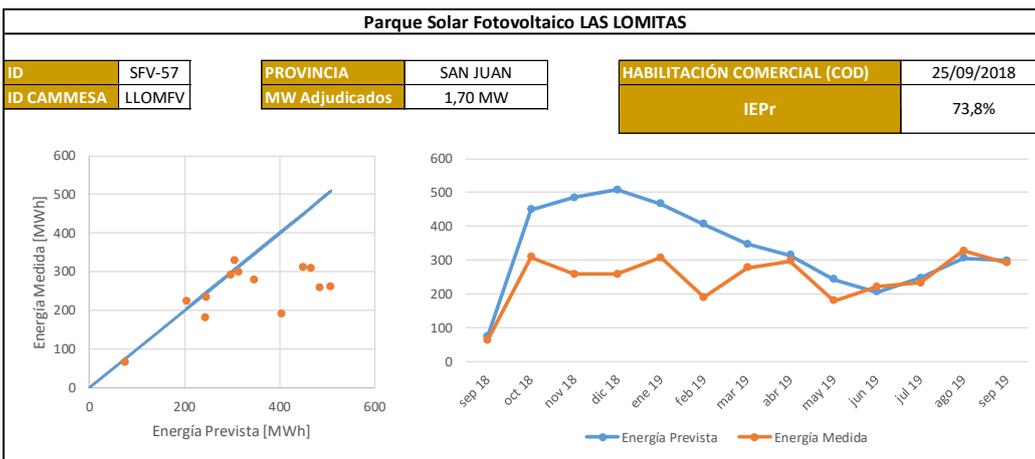
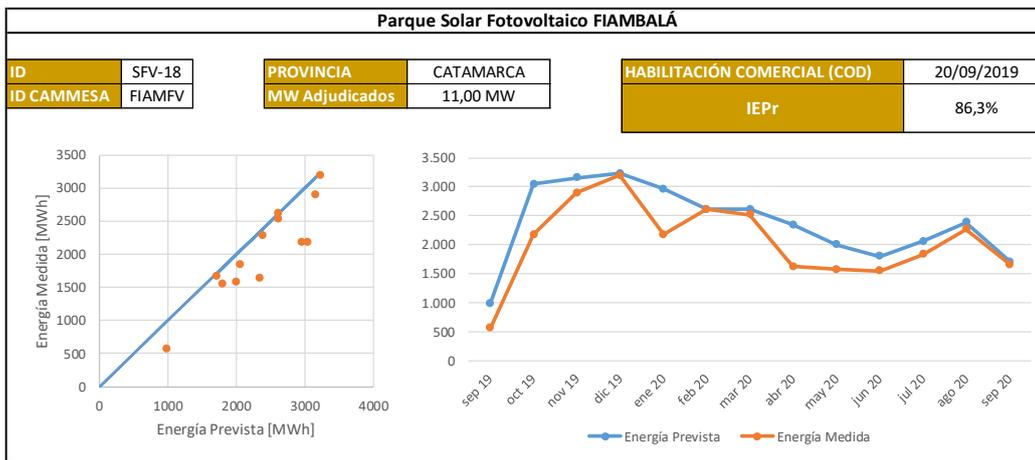
Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	170,5	26,5	1,6	49,9
febrero	154,0	24,5	1,6	54,8
marzo	139,5	23,5	1,9	57,0
abril	120,0	18,5	1,3	61,2
mayo	108,5	14,0	1,4	65,6
junio	90,0	10,5	1,4	57,7
julio	93,0	10,0	1,5	53,7
agosto	116,3	13,0	1,6	46,9
septiembre	150,0	16,0	2,1	47,6
octubre	170,5	20,5	2,6	45,6
noviembre	195,0	24,0	2,1	46,0
diciembre	201,5	26,0	2,1	46,5
TOTAL	1708,8	18,9	1,8	52,7

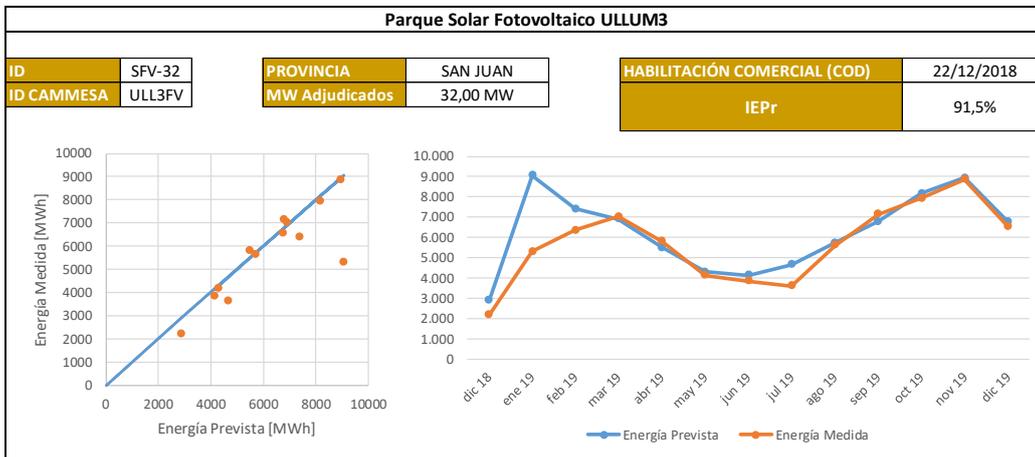
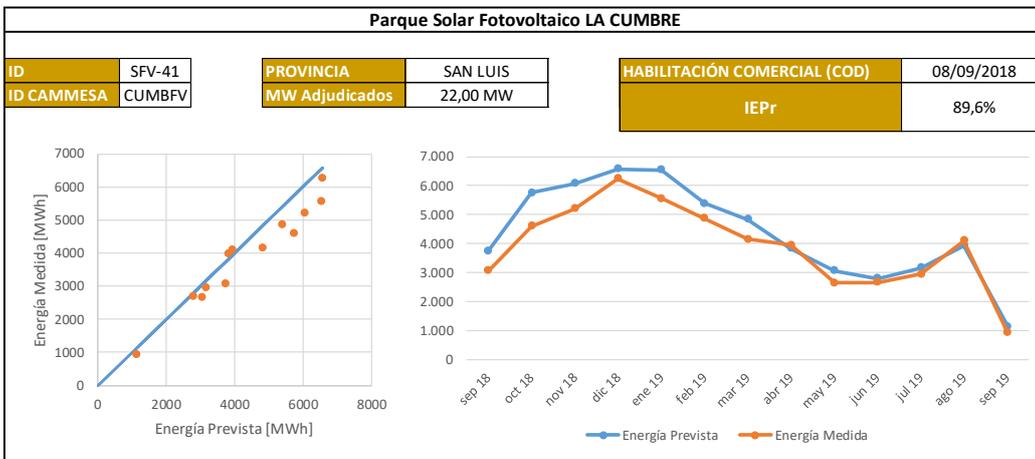
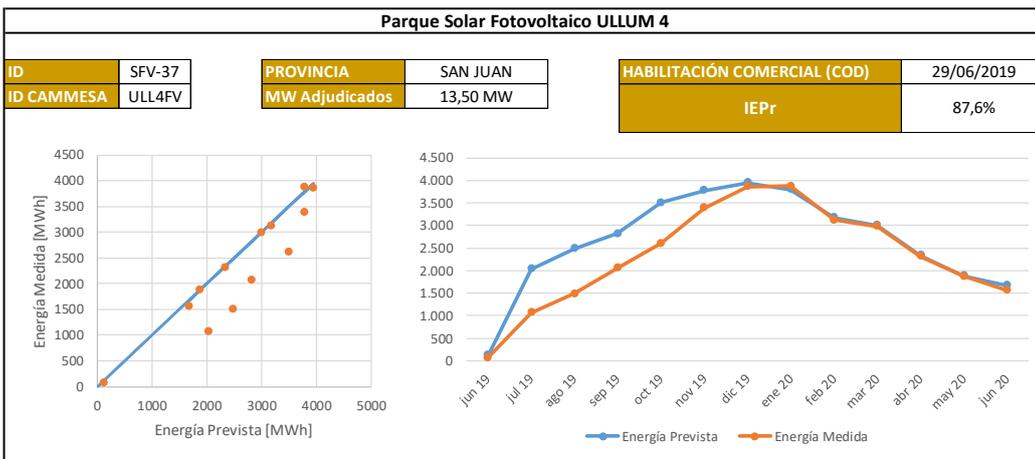
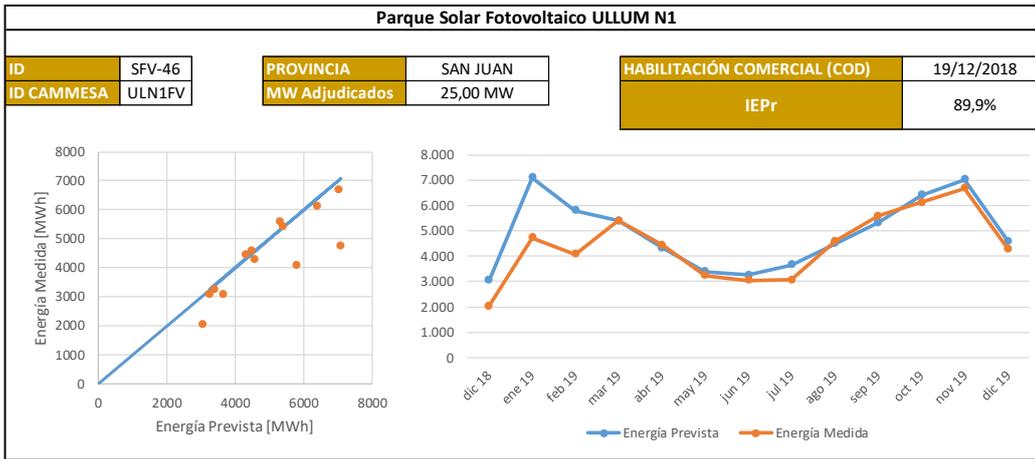
ID	SFV-15	PROYECTO	Nonogasta	
Estación Red Solarimétrica Nacional		La Rioja	Distancia del Proyecto	55,2 km
Estación Servicio Meteorológico Nacional		Chilecito AERO	Distancia del Proyecto	25,6 km

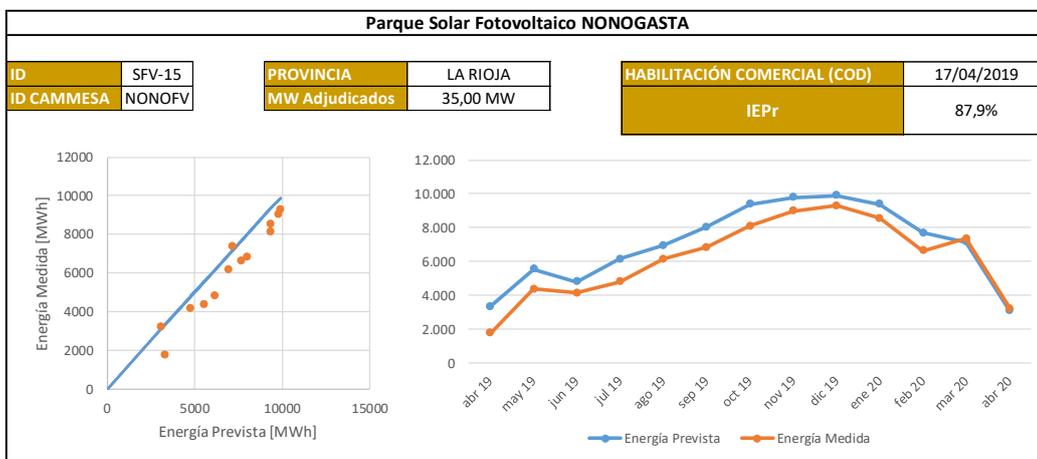
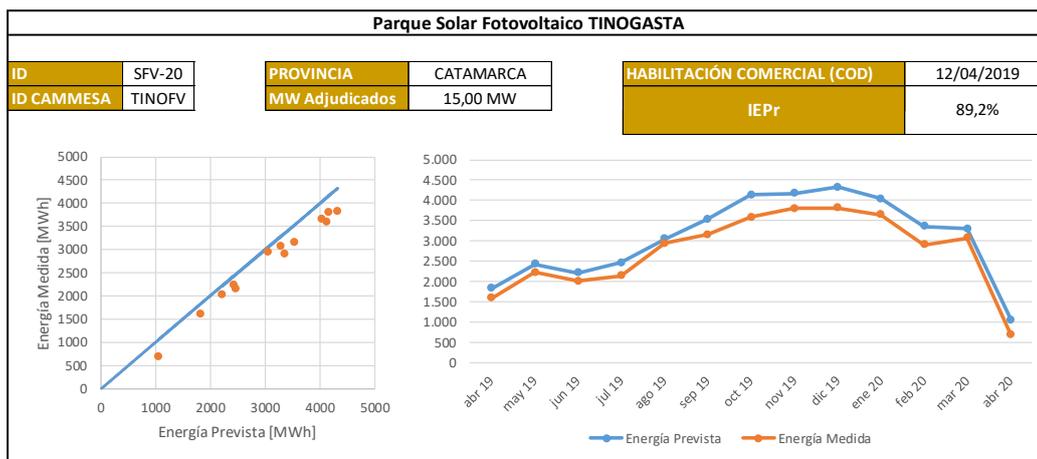
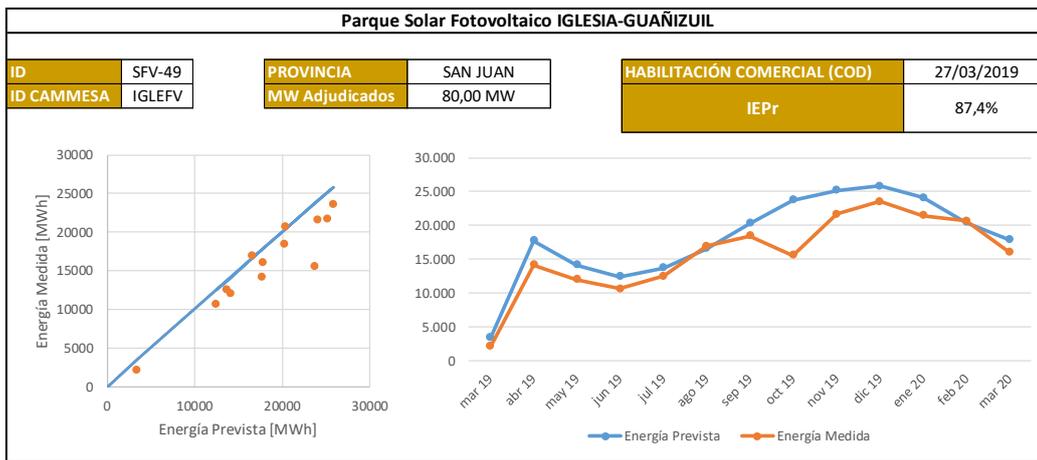
Mes	GHI	Temperatura	Velocidad del Viento	Humedad Relativa
	kWh/m2	°C	m/s	%
enero	170,5	26,5	2,7	54,3
febrero	154,0	25,0	2,6	62,2
marzo	139,5	23,0	2,2	66,4
abril	105,0	19,0	1,9	68,9
mayo	100,8	13,5	1,6	70,4
junio	90,0	10,5	1,7	63,7
julio	93,0	10,0	1,8	60,7
agosto	108,5	13,0	2,1	50,8
septiembre	135,0	15,5	2,0	49,7
octubre	147,3	21,0	2,5	50,3
noviembre	165,0	24,0	2,7	50,1
diciembre	186,0	26,0	2,8	53,3
TOTAL	1594,5	18,9	2,2	58,4

A.4 ANEXO IV: ENERGÍA MEDIDA DE PROYECTOS RENOVAR PARA PRIMER AÑO DE PRODUCCIÓN REAL









A.5 ANEXO V: PÉRDIDAS DE SISTEMAS SOLAR FOTOVOLTAICOS

- **Sombras Lejanas**

Las sombras lejanas son descritas por el perfil del horizonte definido por la elevación del terreno. Se refieren a las sombras de los objetos en la medida en que podemos considerar que actúan sobre el campo fotovoltaico de forma global, ya que en un instante dado el sol puede o no ser visible en el campo. Esto no evita que los módulos puedan generar energía eléctrica dado que pueden recibir la componente difusa de la irradiancia mientras que la directa es igual a cero.

- **Sombras Cercanas**

Las Sombras Cercanas son las sombras producidas por objetos cercanos, los cuales dibujan sombras visibles en el campo fotovoltaico. Se define el Factor de Sombra como el cociente entre el área sombreada y el área sensitiva total del campo.

- **Polvo y Suciedad**

Las pérdidas por polvo y suciedad se deben a la acumulación de suciedad en sobre el plano de captación de los módulos, provocando una reducción de la irradiancia incidente y, por lo tanto, la disminución consecuente de la generación de energía eléctrica.

- **Angulares y Espectrales**

El efecto de incidencia (el término designado es IAM, por "Modificador del ángulo de incidencia") corresponde a la disminución de la irradiancia que llega realmente a la superficie de las células fotovoltaicas, con respecto a la irradiancia bajo incidencia normal. Esta disminución se debe principalmente a reflejos en la cubierta de vidrio, que aumenta con el ángulo de incidencia (Boppana et al, 2018).

- **Light Induced Degradation (LID)**

Este efecto generalmente se atribuye a los defectos de boro-oxígeno (BO) que quedan luego de la fabricación de las obleas de silicio con el método de Czochralski. Cuando los módulos son expuestos de forma prolongada a la luz, se forma un complejo de defectos debido a la recombinación del oxígeno con el boro (Sopori et al, 2012).

- **Nivel de Irradiancia**

Las pérdidas de irradiancia del módulo ocurren porque la eficiencia de la celda con la irradiancia real se desvía de la eficiencia de la celda a una irradiancia de 1000 W/m^2 en STC (Smets et al, 2016).

- **Temperatura**

Las pérdidas temperatura del módulo fotovoltaico ocurren porque la eficiencia de la celda con la temperatura real se desvía de la eficiencia de la celda a una temperatura de 25°C en STC (Smets et al, 2016).

- **Calidad de los Módulos**

Es la pérdida o ganancia asociada con el hecho de que la generación de energía real en los módulos en las STC se desvía de las especificaciones del fabricante (Smets et al, 2016).

- **Mismatch**

Diferentes las celdas o módulos pueden tener parámetros característicos ligeramente diferentes, en consecuencia, en un arreglo de módulos en serie, la potencia de salida máxima queda limitada al módulo con el menor rendimiento (Kauchika & Rai, 2007).

- **Pérdidas Óhmicas**

Es la energía que se pierde en forma de calor cuando una corriente eléctrica circula en un conductor debido a la resistencia que este le presenta debido a los constantes choques que los electrones que circulan sufren con los átomos del material conductor. Este fenómeno es conocido como Efecto Joule (Hugh & Roger, 2013).

- **Eficiencia del Inversor**

Son las pérdidas que se producen en el inversor durante el proceso de conversión de energía en CC a energía en CA. Algunas de las pérdidas que ocurren pueden ser el autoconsumo del inversor, caídas de tensión en semiconductores y pérdidas óhmicas dentro del inversor (Smets et al, 2016).

- **Clipping del Inversor**

Las pérdidas por clipping hacen referencia a cuando el inversor limita la potencia de salida del sistema ya que la potencia generada en los módulos fotovoltaicos (CC) es mayor a la del propio inversor (CA) (Good & Johnson, 2016).

- **Restricciones (Curtailment)**

Las restricciones, conocidas por su nombre en inglés *curtailment*, en la producción de un generador se producen cuando, dados los recursos disponibles, la central se ve restringida a generar la máxima potencia posible. Pueden producirse *curtailment* cuando los operadores o las empresas de servicios públicos que comandan a los generadores solares solicitan reducir la salida para minimizar la congestión de la transmisión o administrar el sistema o lograr la combinación óptima de recursos (Bird, Cochran, & Wang, 2014).

- **Transformador BT a MT**

Las pérdidas de potencia en los transformadores comúnmente se dividen en pérdidas en el hierro (núcleo) y pérdidas en el cobre. Las primeras se deben a las pérdidas por calor dentro del núcleo cuando éste se encuentra sometido a una fuerza de magnetización. Las segundas ocurren en el bobinado y abarcan principalmente las pérdidas por efecto Joule debido a la componente resistiva de la impedancia (Maldonado Chica & Cando Naula, 2018).

- **Auxiliares**

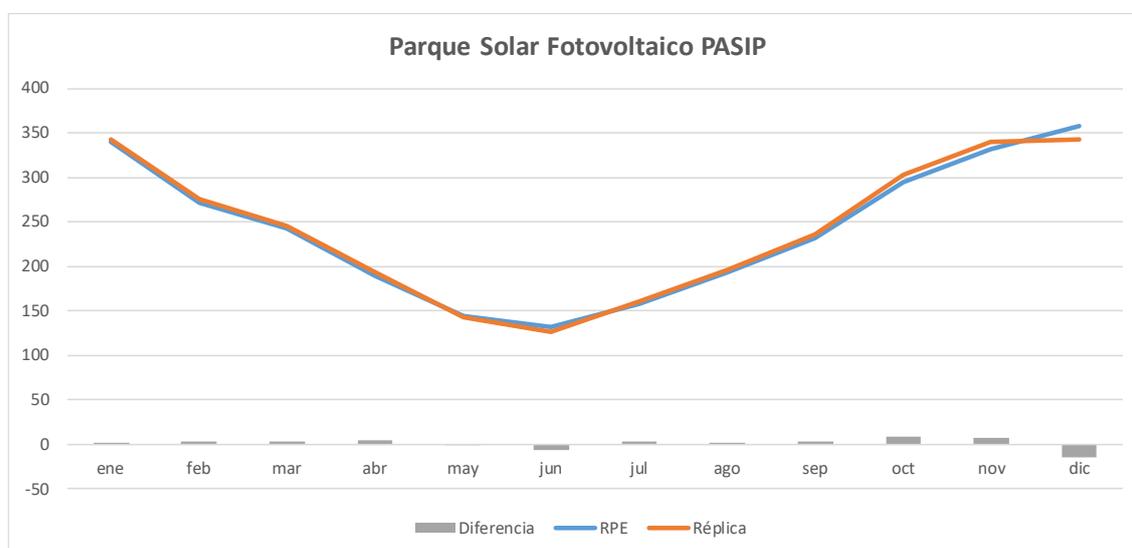
El consumo de auxiliares es la energía utilizada para la gestión del sistema. Puede tratarse de ventiladores, aire acondicionado, dispositivos electrónicos, luces o cualquier otro consumo de energía que deba deducirse de la energía fotovoltaica producida para ser vendida a la red.

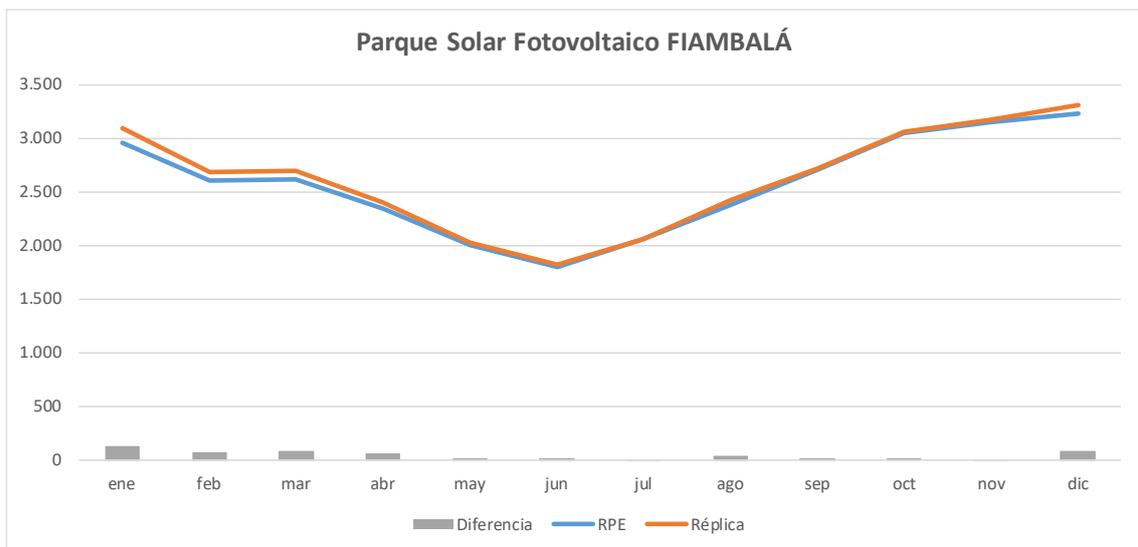
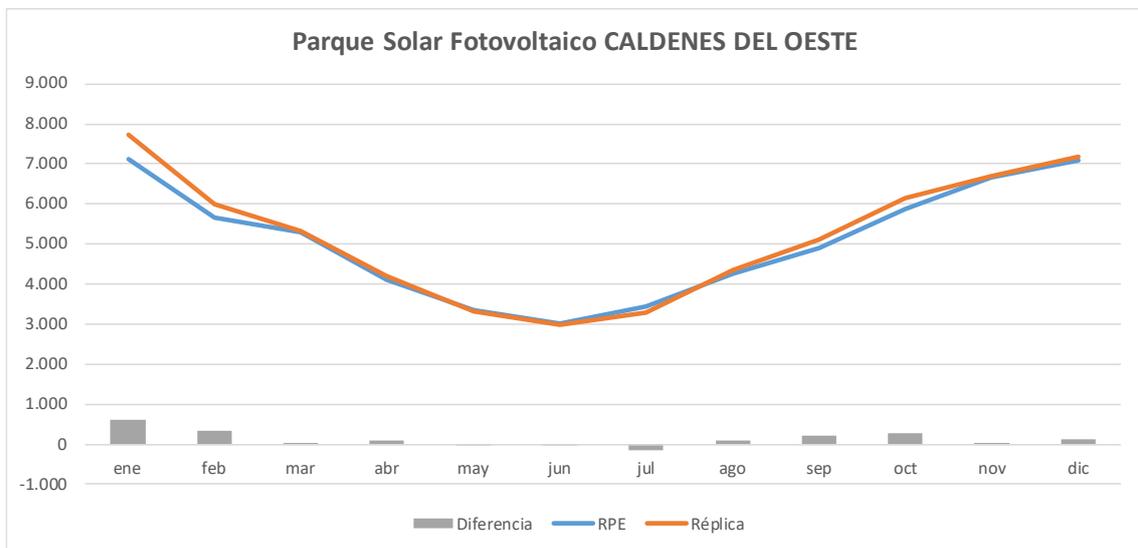
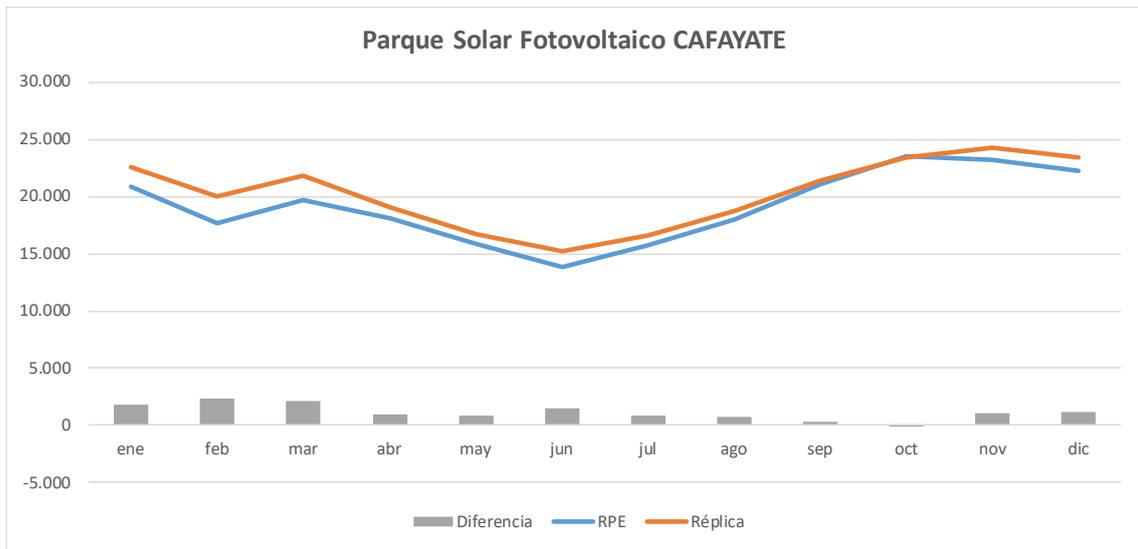
A.6 ANEXO VI: VERIFICACIÓN DE RÉPLICAS DE MODELOS DE ENERGÍA PREVISTA RPE

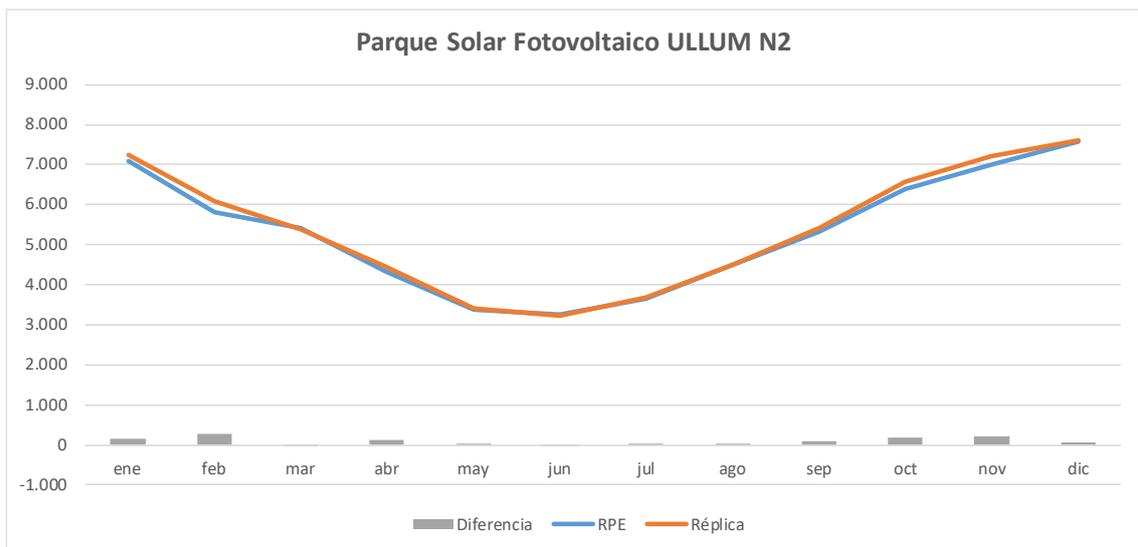
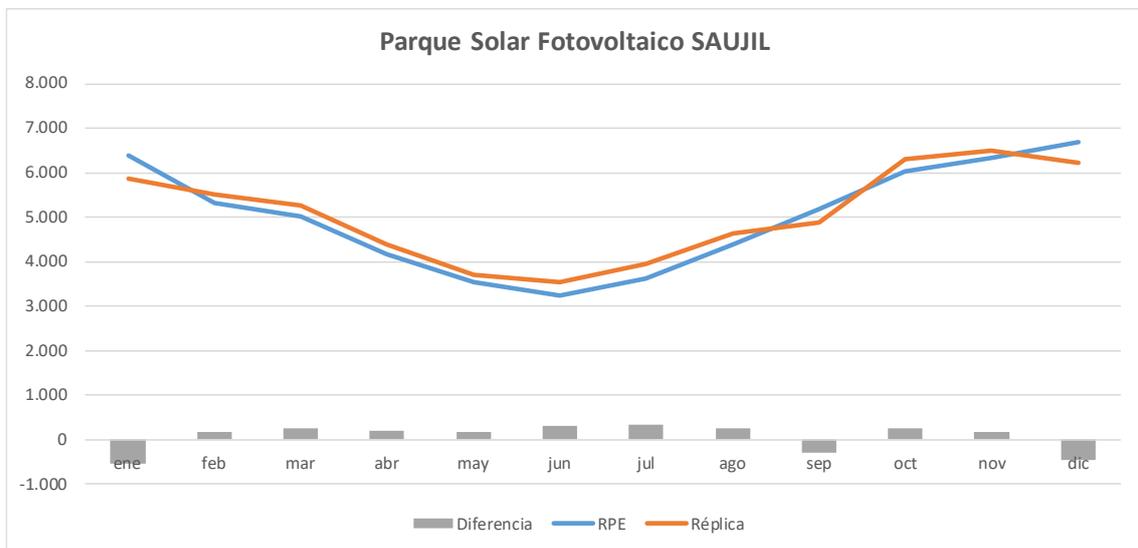
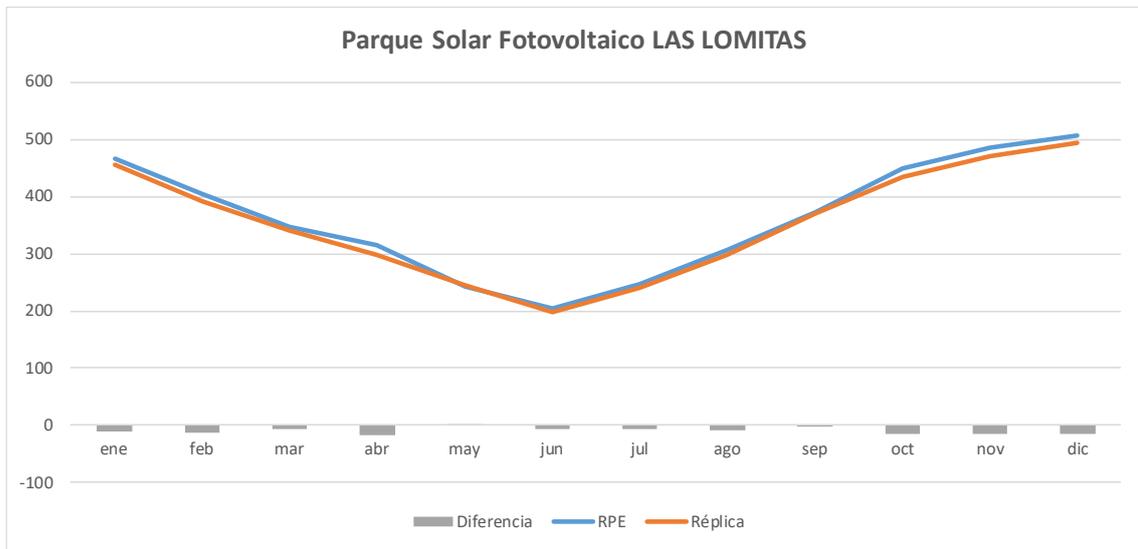
A continuación, se presentan los resultados obtenidos de las réplicas de los modelos de simulación empleados respecto a los valores P50 informados por cada proyecto.

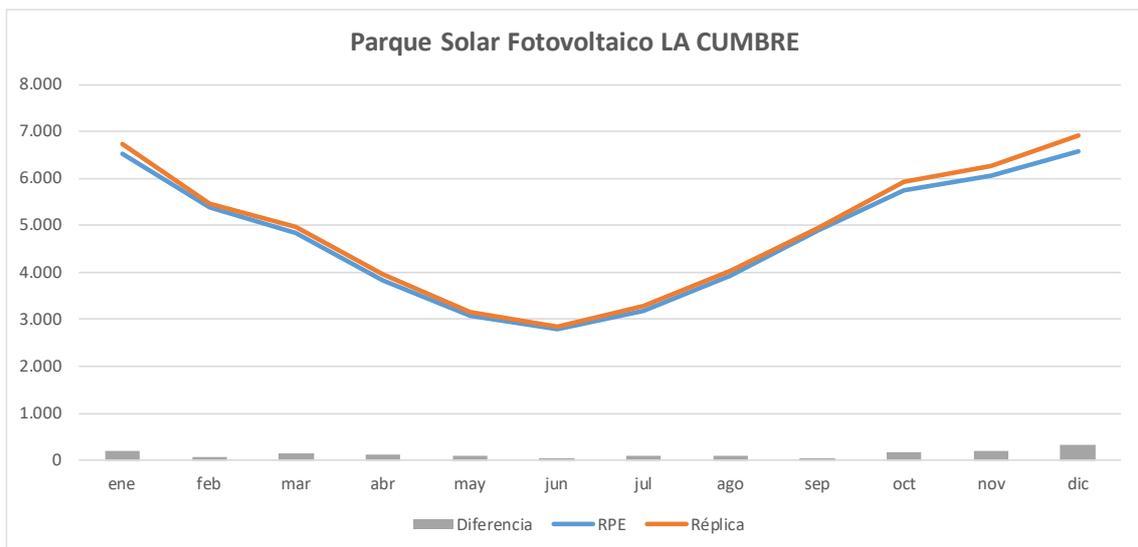
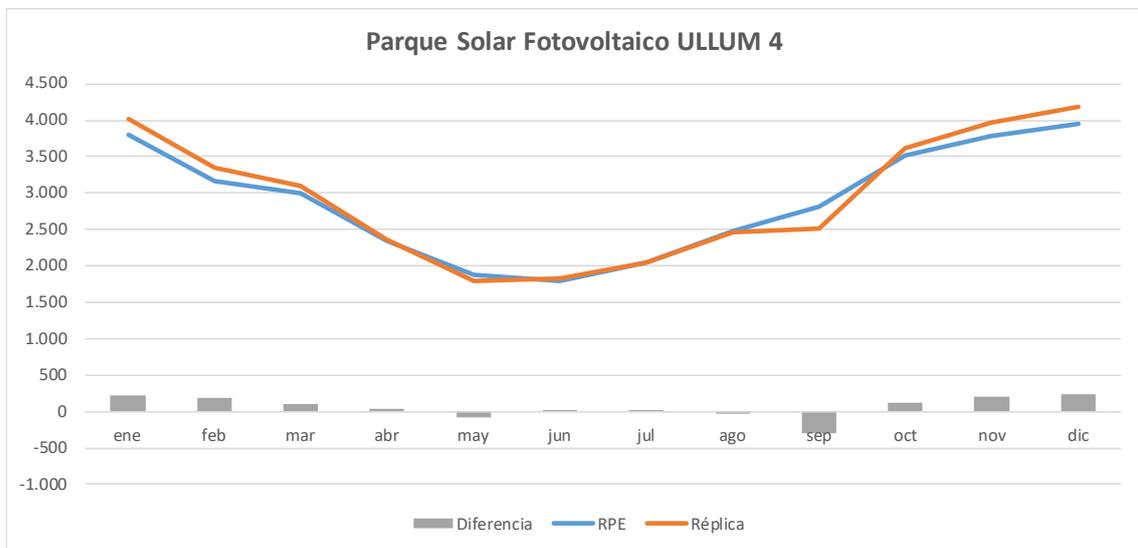
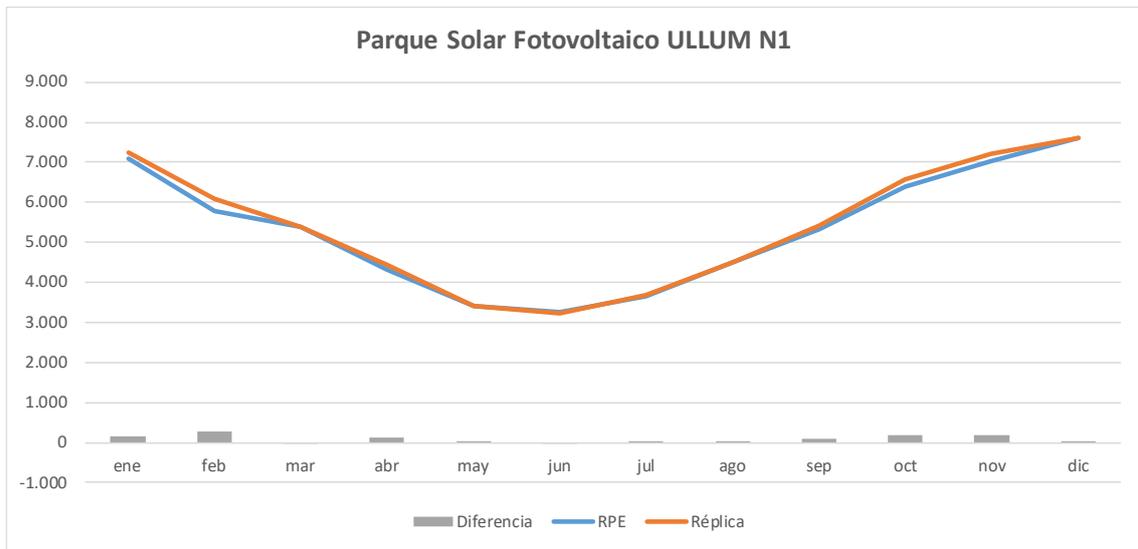
PROYECTO	CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN	ERROR DE LA RÉPLICA
P.S. PASIP	SFV-05	0,6 %
P.S. CAFAYATE*	SFV-12	5,8 %
P.S. CALDENES DEL OESTE	SFV-36	2,6 %
P.S. FIEMBALÁ	SFV-18	1,8 %
P.S. LAS LOMITAS	SFV-57	-2,6 %
P.S. SAUJIL	SFV-21	1,5 %
P.S. ULLUM N2	SFV-45	1,8 %
P.S. ULLUM N1	SFV-46	1,7 %
P.S. ULLUM 4	SFV-37	2,0 %
P.S. LA CUMBRE	SFV-41	2,9 %
P.S. ULLUM 3	SFV-32	1,2 %
P.S. IGLESIA-GUAÑIZUIL	SFV-49	1,5 %
P.S. TINOGASTA	SFV-20	0,5 %
P.S. NONOGASTA	SFV-15	4,5 %

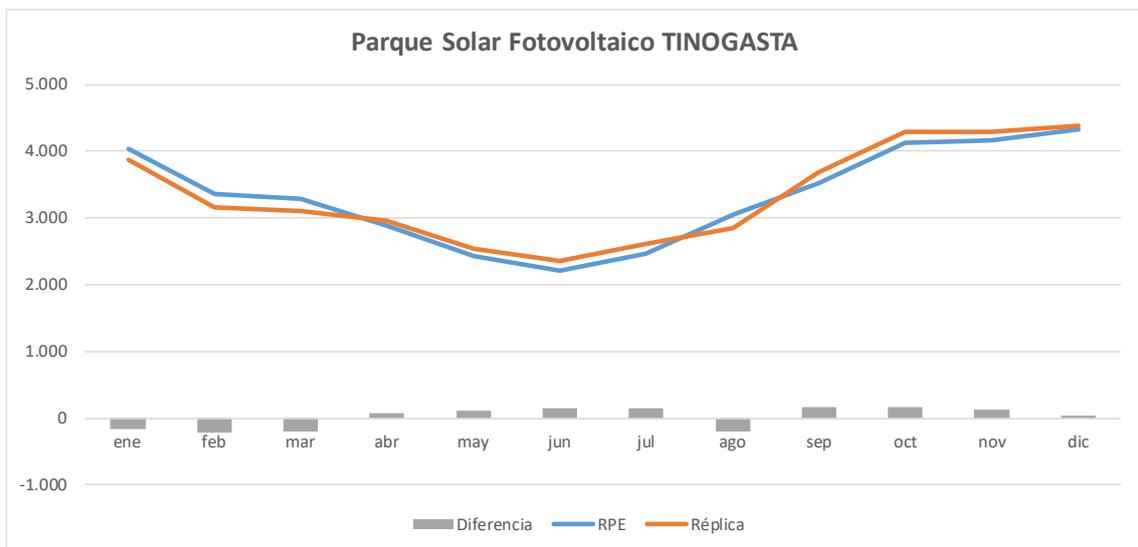
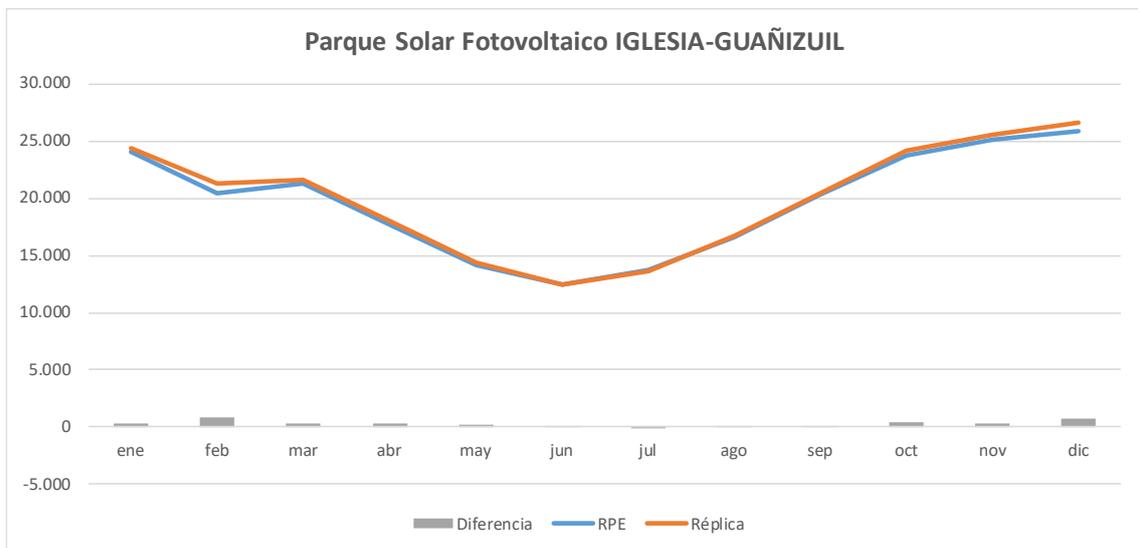
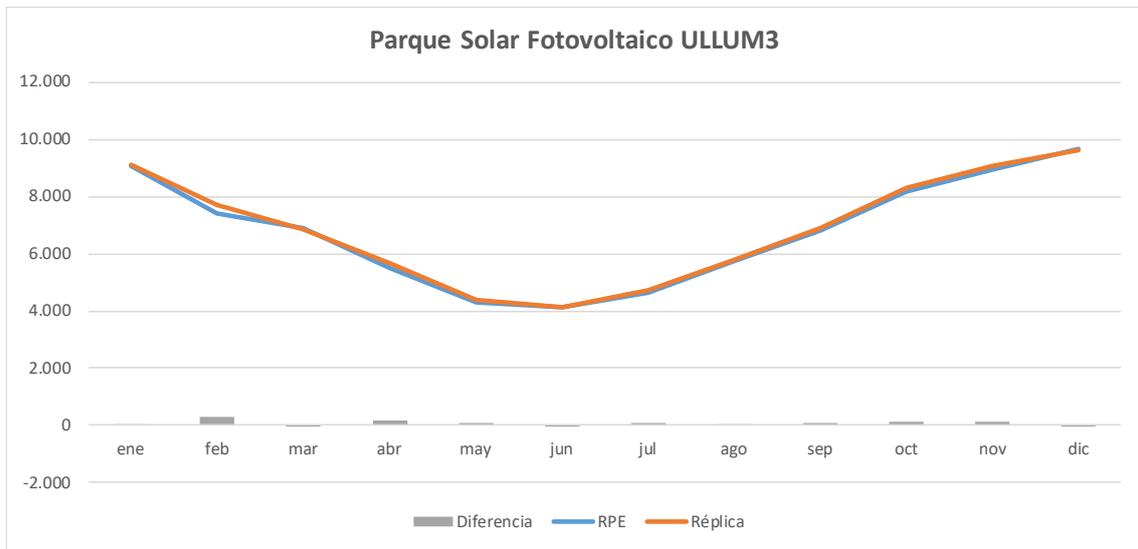
*El modelo utilizado en SFV-12 fue el desarrollado por el mismo dueño del parque.

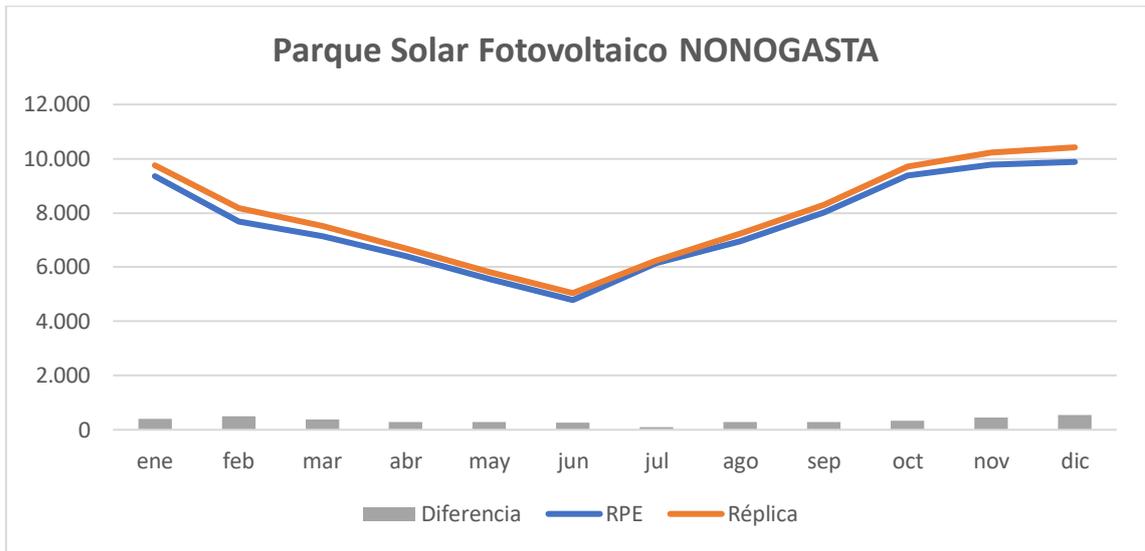












A.7 ANEXO VII: DISTRIBUCIÓN DE ERROR $\epsilon\%$ MENSUAL RPE Y PDT POR PROYECTO RENOVAR

