

Proyecto Final

“Generación Distribuida en UTN FRSR”

ALUMNOS:

- Gajdosech, Carlos Andrés 6359
- García Chimeno, Ignacio José 6360
- Martín, Juan Pablo 6370
- Montiel, Gabriel Facundo 6378

PROFESOR: ING. PIEDRAFITA DANTE

J.T.P.: ING. GOÑI ARIEL

AÑO: 2018



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. Matriz Energética Argentina	8
1.2. RenovAr	11
1.3. Consideraciones finales	12
2. FUNDAMENTACIÓN DEL TEMA	15
3. OBJETIVOS	17
3.1. Objetivos Generales	17
3.2. Objetivos Específicos	17
4. METODOLOGÍA	18
5. ALCANCE	20
6. MARCO LEGAL	21
6.1. ¿QUÉ ES EL EPRE?	21
6.2. RESOLUCIÓN 19/2015 EPRE	23
6.2.1. Leyes Nacionales	24
6.2.1.1. Ley Nacional N° 25.019	24
6.2.1.2. Ley Nacional N° 26.190	26
6.2.1.3. Ley Nacional N° 27.191	27
6.2.1.4. Ley Nacional N° 27.424	29
6.2.2. Leyes Provinciales	30
6.2.2.1. Ley Provincial N° 6.497	30
6.2.2.2. Ley Provincial N° 7.549	32
6.2.2.3. Ley Provincial N° 9.084	33
7. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	35
7.1. Barreras Económicas / Financieras	36
7.2. Barreras Regulatorias	36
7.3. Barreras Técnicas	36
7.4. Usos y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica	36
7.5. Sistemas conectados a la red eléctrica	37
7.6. Rentabilidad económica de las instalaciones	38
8. GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)	40
8.1. Fuentes de energía distribuida	40
8.2. La generación distribuida y las redes de distribución	40
8.3. Ventajas y Desventajas	41
9. RECOPIACIÓN DE DATOS DE CONSUMO FRSR	43
9.1. Recuento de consumos (Cuadro de Potencia)	43

10.	PROPUESTA DE RECAMBIO DE LÁMPARAS.....	45
10.1.	Características técnicas de las lámparas	45
10.2.	Análisis de consumos	47
10.3.	Comparación actual y led.....	47
10.4.	Costo de recambio.....	48
10.4.1.	Costo de instalación con tubos de tecnología LED	48
10.4.2.	Costo de instalación con tubos de tecnología fluorescente.	49
10.4.3.	Estudio de tecnología Led y Fluorescente en Laboratorio.....	50
10.4.3.1.	Tubos de tecnología fluorescente	50
10.4.3.2.	Tubos de tecnología LED	50
10.4.3.3.	Cuadro Resumen de las características de cada tecnología	51
10.5.	Justificación del recambio	52
11.	PROPUESTA DE INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES.....	53
11.1.	Aspectos generales previos al dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.....	53
11.1.1.	Evaluación del recurso solar – radiación solar, inclinación de los paneles fotovoltaicos.....	53
11.1.2.	Primera aproximación de la inclinación adecuada de los paneles fotovoltaicos.....	57
11.1.3.	Cálculos para la colocación de los módulos.	59
11.1.3.1.	Orientación e Inclinación.....	59
11.2.	Tiempo de autonomía propuesto	61
11.3.	Estimación del consumo en “UTN – FRSR”	62
11.3.1.	Consumo de la facultad dado por facturación.	62
11.3.1.1.	Perfil de consumo proyectado por facturación	63
11.3.2.	Consumo real determinado por un analizador de redes.....	63
11.4.	Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica	64
11.4.1.	Cantidad de paneles fotovoltaicos	64
11.4.1.1.	Características generales de los paneles	66
11.4.1.2.	Comparación entre energía demandada y cantidad de paneles necesarios.....	66
11.4.1.3.	Comparación entre HPS y cantidad de paneles necesarios..	66
11.4.2.	Inversores trifásicos. Obtención de la cantidad de unidades. ...	70
11.4.3.	Configuración de la planta, distribución de los paneles.	71
11.4.4.	Rango de funcionamiento entre los módulos y el inversor.....	71
11.4.5.	Diagrama representativo de conexionado entre paneles e inversor. Cadenas o ramas	72
11.4.6.	Cantidad de baterías	73
11.4.6.1.	Selección.....	74

11.4.6.2.	Sistema inversor de baterías.....	75
11.4.7.	Distancia entre paneles	76
11.4.8.	Ubicación de los elementos en la facultad.	79
11.4.8.1.	Emplazamiento de los paneles	79
11.4.8.2.	Dimensionamiento del cableado.....	81
11.4.9.	Verificación de los elementos propuesto por medio del software Sunny Design	83
11.5.	Determinación de autoconsumo	85
11.6.	Generador de combustión interna.	88
11.7.	Conexionado y automatización del sistema híbrido.....	88
11.7.1.	Diagrama de conexión general	88
11.7.2.	Condiciones de funcionamiento	89
11.7.3.	Diagrama de conexión propuesto.....	90
11.7.4.	Elementos utilizados para la automatización	91
11.7.5.	Funcionamiento.....	93
11.8.	Dimensionamiento de estructura de soporte de los paneles.	94
12.	UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS EN EL PREDIO.....	95
13.	CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO	97
14.	DIMENSIONAMIENTO DE TABLERO GENERAL Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	99
15.	DIMENSIONAMIENTO DE PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN	99
16.	DIMENSIONAMIENTO DE PARARRAYOS	99
17.	CAMPAÑA DE CONCIENTIZACIÓN	100
18.	INVERSIÓN Y AMORTIZACIÓN DEL PROYECTO.....	101
18.1.	Costos.....	101
18.1.1.	Costos iniciales definidos	103
18.2.	Ingresos	104
18.3.	Flujo de caja	106
19.	CONCLUSIÓN	107
20.	ANEXOS	109

1. INTRODUCCIÓN

La crisis energética de la cual se habla hoy y que indudablemente es el mayor problema de la economía argentina en realidad se viene gestando hace más de 20 años producto de falta de políticas a largo plazo, el no reconocimiento de las propias limitaciones y a algunos errores conceptuales.

La matriz energética Argentina comenzó un proceso de degradación en los años 80. Las causas fueron muchas y si bien se puede criticar la eficiencia de la gestión estatal de la época, hasta ese momento existía una estrategia de cómo debía funcionar el país en términos de energía. Existía planificación a largo plazo y una fuerte vocación a la diversificación de la matriz energética, con grandes proyectos nucleares e hidroeléctricos que permitían tener una base previsible, limpia y competitiva a largo plazo y la utilización de generación térmica en forma complementaria.

El descubrimiento del mega yacimiento de gas de Loma de La Lata en Neuquén sumado a la desregulación del sistema, hizo que en los años '90 la matriz se volcara fuertemente a la generación térmica, de menor costo de capital, menor riesgo operativo y con períodos menores de recuperación. Esta estrategia de dejar la energía en manos del mercado pudo entregar rápidos resultados y llevó al país a tener energía competitiva sobre finales de la década, pero dadas las características del país también traía un peligro latente.

A finales de los '90 el gas entraba al sistema por un costo menor a los US\$ 4 MMBTU y la energía eléctrica se generaba a menos de US\$ 30 MWh. El problema es que una política de esta naturaleza es extremadamente sensible al ambiente político y social, y el no reconocer las limitaciones institucionales llevó a cometer un nuevo error y volver a quedar el país sin energía.

Con la crisis de la convertibilidad, la ley de emergencia económica, la devaluación, la pesificación y el congelamiento de tarifas obviamente los actores privados salieron espantados y llegó la pérdida de inversiones. No solo se fue quedando sin energía el país, sino que la misma se fue encareciendo progresivamente, fundamentalmente por la falta de inversiones para recuperar las reservas de gas, la incorporación de los combustibles líquidos a la generación, la obsolescencia de los equipos de la infraestructura, la nula iniciativa para desarrollar los proyectos hidroeléctricos y la total incompetencia para plantear planes efectivos que permitiesen comenzar el desarrollo de las energías renovables.

La crisis energética debida a las malas gestiones de los últimos años dejó un país sin reservas de energía, sin infraestructura y con el costo de los insumos energéticos disparado a las nubes con picos que llegaron de multiplicar por 10 los que sería un costo razonable, dadas las potencialidades del país.

A principios de 2016 se realizó un diagnóstico cuidadoso de la situación con un detallado trabajo en que se involucraron especialistas de todas las áreas, el cual trajo como primera medida la declaración de la Emergencia Energética, medida que permitía tomar decisiones urgentes y necesarias para resolver el problema. A esto lo siguió la firma del Acuerdo Energético Federal que levantaba a nivel de políticas de estado las conclusiones de dichos trabajos.

Cuadro C.1: Balance del Mercado Eléctrico Mayorista. 2007 - 2016.

	GWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda	Demanda Agentes MEM	102.960	105.935	104.605	110.775	116.507	121.192	125.220	126.421	132.100	132.970
	Exportación	578	1.618	1.292	359	265	280	0	6	55	329
	Bombeo	571	537	714	554	566	723	500	485	578	465
	Pérdidas y consumos	4.373	4.293	4.722	4.046	3.894	3.610	4.099	4.293	4.136	4.306
	Total Demanda	108.482	112.382	111.333	115.735	121.232	125.804	129.820	131.205	136.870	138.070
Oferta	Térmica	61.012	66.877	61.386	66.465	73.573	82.495	82.953	83.265	86.625	90.349
	Hidráulica	37.290	36.882	40.318	40.226	39.339	36.626	40.330	40.663	41.464	38.012
	Nuclear	6.721	6.849	7.589	6.692	5.892	5.904	5.732	5.258	6.519	7.677
	Eólica + Solar	-	-	-	-	16	356	462	629	608	561
	Importación	3.459	1.774	2.040	2.351	2.412	423	342	1.390	1.655	1.470
	Total Oferta	108.482	112.382	111.333	115.735	121.232	125.804	129.820	131.205	136.870	138.070

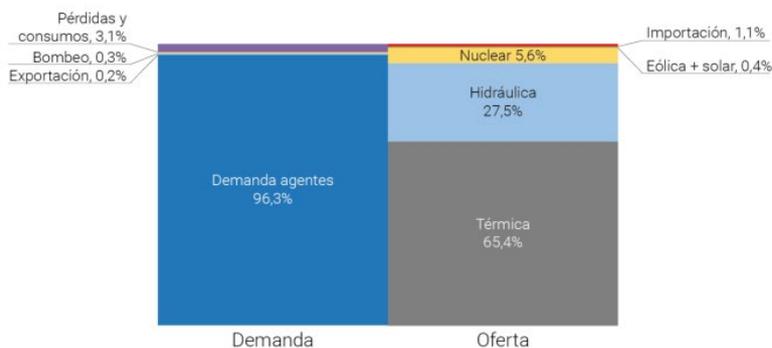
Fuente: CAMMESA.

El problema en forma muy simplificada debía ser abordado desde dos lados, oferta y demanda.

Por el lado de la demanda, que la Argentina empezara a pagar por la energía lo que la energía costaba, corrigiendo de esa forma distorsiones importantes en sus precios relativos para mejorar la eficiencia y eliminando "malcriados" hábitos de consumo.

Por el lado de la oferta, recuperar la seguridad energética en términos de abastecimiento y reducir los costos de generación dada la disponibilidad de recursos primarios y tecnológicos del país.

Figura C-1: Balance del Mercado Eléctrico Mayorista. 2016.



Nota: No se incluyen pérdidas de transmisión y distribución

Fuente: Ministerio de Energía y Minería sobre la base de datos de CAMMESA.

El diagnóstico estaba claro y las líneas generales indudablemente eran las correctas y con un escenario macroeconómico proyectado se tomaron medidas fuertes.

Para cumplir el primer objetivo probablemente, el más polémico de este gobierno, llegaron los aumentos de precios y tarifas debido al retiro progresivo de los subsidios al gas, la electricidad y la recomposición de los costos de transporte y distribución. Siendo estos subsidios lo más grandes e injustos en términos económicos, sociales y territoriales (CABA pagaba fracciones de lo que pagaba el resto de la Argentina), es fácil entender por qué el gobierno nacional basó gran parte su estrategia fiscal en ellos.

Dentro del segundo objetivo se lanzaron una serie de licitaciones destinadas a reponer la infraestructura y reemplazar los costosos e ineficientes equipos de generación contratados en los últimos años. Además de eso se eliminaron las ineficiencias y opacidades en los procesos de compra de gas, se lanzaron licitaciones apuntando a tarifas más competitivas y se lanzaron los planes RenovAr como herramienta para cumplir los dictados de la ley N° 27.191 ponerse a tono con el mundo y diversificar la matriz energética. También se lanzó un agresivo plan de desarrollo del gas no convencional apuntado a reponer las consumidas reservas de la Argentina y reemplazar las caras importaciones de GNL.

El resultado más importante de estas medidas fue la reducción de más de un 70% del déficit fiscal provocado por los subsidios a la energía.

Los precios de la energía, tanto gas como electricidad ya han alcanzado valores razonables, y el hecho de que aún no cubran los costos actuales por producirlas es consecuencia de las malas políticas de estado en los últimos años, no a razones técnicas y económicas.

La energía no es un commodity, no responde a ninguna de las dinámicas que configuran un mercado perfecto, tanto la oferta como la demanda son relativamente inelásticas, la oferta tiene fuertes barreras de entrada, tanto financieras como técnicas y legales y la demanda no tiene sustitutos a los cuales volcarse. Confiar ciegamente en las fuerzas del mercado sería un error. Por otro lado, el Estado es pesado e ineficiente por su propia naturaleza y proclive a perder sus objetivos en desvaríos ideológicos. Es necesario aunar las fortalezas de ambos sectores que trabajando complementariamente se potencian y neutralizan sus debilidades. Esa es la forma en que se podrá equilibrar el péndulo y tener una matriz energética que sea un pilar del crecimiento del país.

1.1. Matriz Energética Argentina

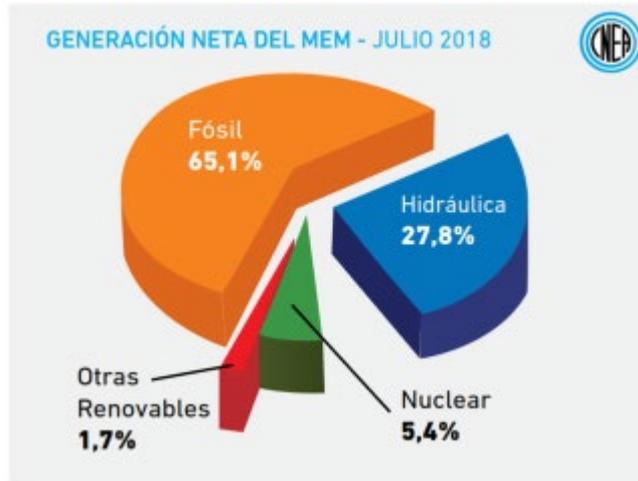
Los equipos instalados en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) pueden clasificarse en tres grupos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil, a su vez, pueden subdividirse en cinco tipos tecnológicos, en función del ciclo térmico y combustible que utilizan para aprovechar la energía: Turbinas de Vapor (TV), Turbinas de Gas (TG), Ciclos Combinados (CC), Motores Diesel (DI) y Biogás (BG).

Existen en el país otras tecnologías de generación agrupadas en el concepto Otras Renovables, las cuales se están conectando al SADI progresivamente, como la Eólica (EOL) y la Fotovoltaica (FV). Sin embargo, ésta última aún tiene baja incidencia en cuanto a capacidad instalada.

Si bien CMMESA, a partir de abril de 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191, clasifica las hidráulicas menores a 50 MW como renovables, en la tabla siguiente se seguirán contabilizando bajo la categoría de hidráulicas. A continuación se muestra la capacidad instalada por regiones y tecnologías en el MEM, en MW.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	BG	TER	NUC	HID	FV	EOL	TOTAL
CUYO	120,0	89,6	374,2	40,0	-	623,8	-	1.129,1	8,7	-	1.761,1
COM	-	500,9	1.486,5	92,3	-	2.079,7	-	4.768,7	-	-	6.848,4
NOA	261,0	991,2	1.471,7	403,5	-	3.127,4	-	219,7	-	58,4	3.405,6
CENTRO	200,0	815,1	534,0	100,8	3,5	1.653,4	648,0	918,0	24,8	-	3.244,2
GBA	2.110,0	1.770,7	3.441,7	288,5	16,6	7.627,4	-	-	-	-	7.627,4
BA	1.543,2	2.077,7	1.713,5	332,9	-	5.667,3	1.107,0	-	-	100,3	6.874,6
LIT	217,0	533,8	1.711,7	318,6	1,4	2.782,5	-	945,0	-	-	3.727,5
NEA	-	33,0	-	302,9	-	335,9	-	2.745,0	-	-	3.080,9
PAT	-	271,0	301,1	-	-	572,1	-	562,8	-	217,5	1.352,4
TOTAL SIN	4.451,2	7.083,0	11.034,4	1.879,5	21,5	24.469,5	1.755,0	11.288,3	33,5	376,2	37.922,5
Porcentaje						64,53	4,63	29,77	0,09	0,99	

Como se puede ver en la tabla, el 64,53% de la matriz energética es de base térmica, 29,77% hidráulica, 4,63% nuclear, 0,09% solar fotovoltaica y 0,99% eólica (Julio 2018), lo cual se condice con la generación neta del MEM como indica el siguiente gráfico:



En lo que respecta a la evolución de la matriz energética en los últimos 10 años, podemos observar cómo han incidido las diferentes tecnologías en ella, que van a la par del crecimiento de la demanda de potencia.

Cuadro C.2: Potencia instalada por tecnología. 2007 - 2016.

Año	TV MW	TG MW	CC MW	DI MW	Térmica MW	EO MW	SOL MW	PAH ¹ MW	BG MW	Renovables ² MW	Nuclear MW	Hidráulica ³ MW	Total MW	Var. i.a. %
2007	4.573	2.359	6.363	26	13.321	-	-	473	-	473	1.005	9.683	24.482	-
2008	4.438	3.512	6.935	267	15.152	-	-	473	-	473	1.005	9.690	26.320	7,5%
2009	4.438	3.744	7.046	398	15.627	-	-	482	-	482	1.005	10.052	27.166	3,2%
2010	4.438	3.588	8.185	607	16.818	-	-	482	-	482	1.005	10.052	28.357	4,4%
2011	4.445	3.493	8.725	1.131	17.793	7	1	502	-	510	1.005	10.563	29.871	5,3%
2012	4.451	4.036	9.191	1.347	19.024	109	6	527	-	642	1.005	10.578	31.249	4,6%
2013	4.451	4.061	9.191	1.388	19.091	162	8	528	-	698	1.010	10.578	31.377	0,4%
2014	4.451	4.018	9.191	1.416	19.076	187	8	528	17	740	1.010	10.578	31.404	0,1%
2015	4.451	4.968	9.227	1.783	20.430	187	8	530	17	742	1.730	10.578	33.480	6,6%
2016	4.451	5.251	9.227	1.834	20.764	187	8	488	17	700	1.755	10.682	33.901	1,3%
Var. % 2015-2016	0,0%	5,7%	0,0%	2,9%	1,6%	0,0%	0,0%	-7,9%	0,0%	-5,7%	1,4%	1,0%	1,3%	
Var. a.a. % 2007-2016	-0,3%	9,3%	4,2%	60,5%	5,1%	11,4%*	5,9%*	0,3%	0,0%**	4,5%	6,4%	1,1%	3,7%	

(1) Aprovechamientos hidroeléctricos con potencia instalada menor o igual a 50 MW. (2) Renovables incluye los aprovechamientos hidroeléctricos con potencia instalada menor a 50 MW. (3) Los aprovechamientos con potencia instalada mayor a 50 MW se presentan como "hidráulica".

*Corresponde a la variación anual acumulada entre 2012 y 2016 | **Corresponde a la variación anual acumulada entre 2014 y 2016.

Fuente: Ministerio de Energía y Minería sobre la base de datos de CAMMESA.

Figura C-2: Potencia instalada por tecnología. 2007 - 2016.

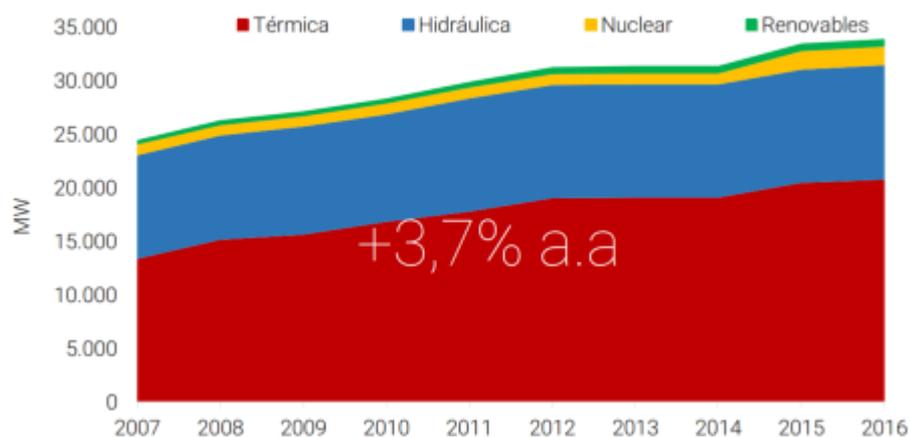
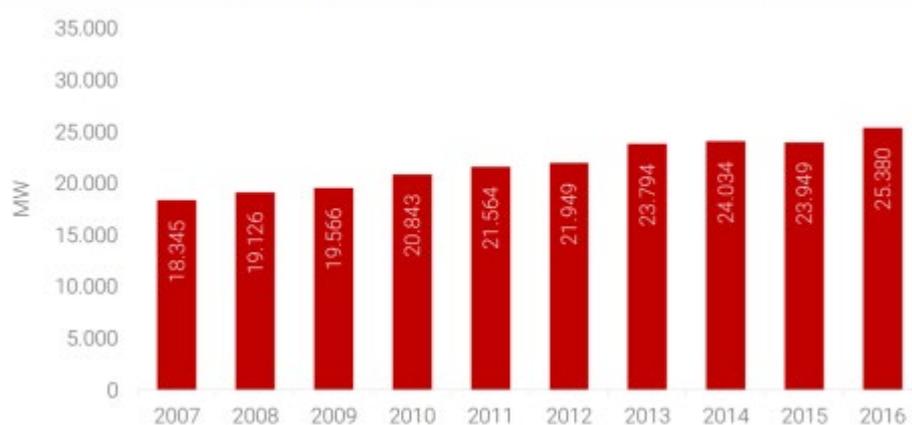


Figura C-3: Demanda máxima de potencia. 2007 - 2016.



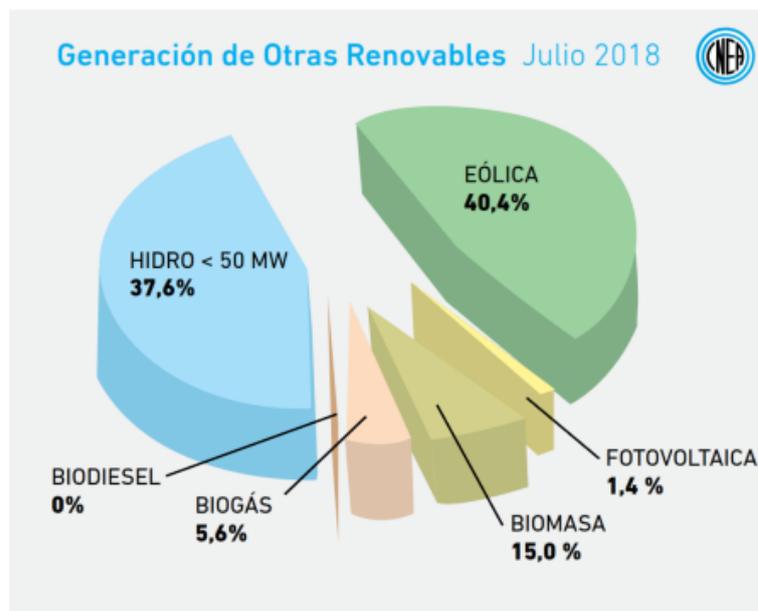
Es destacable la incorporación de tecnología eólica y solar fotovoltaica a partir de 2011, sumándose al grupo de renovables que estaba compuesto casi en la totalidad por centrales hidroeléctricas con potencias instaladas menores a 50 MW.

Como se puede ver a continuación, la energía eólica y solar junto al biogás, han sido las de mayor crecimiento en el último tiempo, dentro de las fuentes renovables.

FUENTE DE ENERGÍA [GWh]	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	Total 2011 A 2017 GWh	Total MW Medios
Biodiesel	32	170	2	2	0	1	0	207	3
Biomasa	98	127	134	114	155	193	243	1,062	17
Eólica	16	348	447	613	593	547	616	3,180	52
Hidro Renovable	1,255	1,453	1,274	1,457	1,624	1,820	1,696	10,579	172
Solar	2	8	15	16	15	14	16	86	1
Biogas	0	36	108	103	84	58	64	452	7
Total GWh	1,403	2,142	1,981	2,304	2,470	2,633	2,635	15,567	254

DEMANDA ENERGÍA [GWh]	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	Total 2011 A 2017 GWh	Total MW Medios
Demanda MEM	116,507	121,227	125,239	126,467	132,110	133,111	132,436	887,096	14,455

Porcentaje de la Demanda MEM cubierta con Generación Renovable	1.2%	1.8%	1.6%	1.8%	1.9%	2.0%	2.0%	1.8%
---	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------



La diversificación de la matriz energética, incorporando fuertemente energía de fuentes renovables se debe a las políticas implementadas desde 2009, con el lanzamiento del programa GENREN (Generación Renovable) y su sucesor RenovAr, como se observa a continuación.

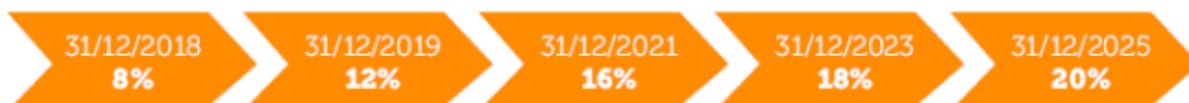
Equipamiento	Hidráulica	Ciclos Combinados	Turbina a gas	Turbovapor	Nuclear	Motor Diesel	Eólica	Biogas	Solar	Hidráulica Renovable	Biomasa	TOTAL
TOTAL GENERAL 2015/12	10.739	9.227	4.595	4.451	1.755	1.415	187	0	8	439		32.816
TOTAL GENERAL 2017/10	11.101	10.436	5.593	4.451	1.755	1.868	195	20	8	496		35.925
Res.202							445		10		45	500
Renovar Ronda 1							708	9	400	11	15	1.143
Renovar Ronda 1.5							765		516	0		1.282
Renovar Ronda 2 F1							666	48	557	21	117	1.409
% sobre Tot. Pot. Inst. 10/2017	30.9%	29.1%	15.6%	12.4%	4.9%	5.2%	0.5%	0.1%	0.0%	1.4%	0.0%	
% sobre Pot. Inst. + Renovables	27.6%	25.9%	13.9%	11.1%	4.4%	4.6%	5.8%	0.2%	3.7%	1.3%	0.3%	

Potencia Instalada por tipo de equipamiento y proyectos adjudicados del plan Renovar y la resolución 202. Valores expresados en MW. Fuente: CAMMESSA

1.2. RenovAr

La ley N° 27.191 del 2015, que buscó fomentar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, estableció de manera específica la meta de alcanzar un 8% de generación de energías limpias para fines del año 2018, y de un 20% para fines del 2025.

Esquema 1: Metas establecidas para generación de energía renovable en Argentina (ley N° 27.191)



Con la mira en atraer capitales que invirtieran en el desarrollo del sector y permitieran alcanzar las nuevas metas previstas, el Ministerio de Energía y Minería (MINEM) lanzó en mayo de 2016 un llamado a licitaciones públicas en el marco del

Programa RenovAr para adicionar 1000 MW de energía limpia a la matriz energética nacional. A fin de ofrecer un adecuado nivel de transparencia y fomento en lo referente a financiamiento, las garantías y la previsibilidad de pago a los proyectos adjudicados, se obtuvieron avales del Banco Mundial y se creó el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

Tabla N° 1: Resultados de las Rondas del Programa RenovAr a febrero de 2018

Ronda	Fecha	Proyectos adjudicados	Potencia adjudicada (MW)	Precio promedio (USD/MWh)
1	05/2016	29	1.142	61,33
1.5	11/2016	30	1.281,5	53.98
2*	12/2017	88	2.043	51,48
Totales		147	4.466,5	54,72**

*La Ronda 2 incluye el RenovAr 2.0 y 2.5.

**Precio promedio de todas las rondas del Plan RenovAr (1, 1.5, 2 y 2.5).

Fuente: Ministerio de Energía y Minería. Presidencia de la Nación.

Las 123 ofertas recibidas en la 1° Ronda incorporaron valores de adjudicación que rondaron un 40% menos de los fijados como límite máximo, haciendo que los precios involucrados fueran los más bajos en la historia. Debido al gran éxito de esta primera ronda, se realizaron 3 rondas más (RenovAr 1.5, 2 y 2.5).

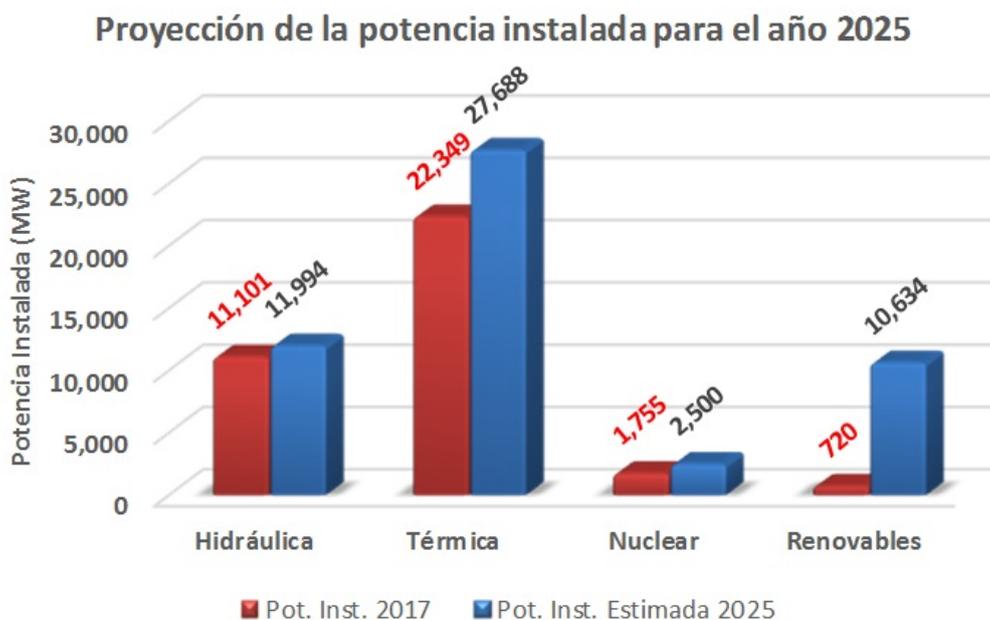
Según destacaron desde el MINEM, los precios a partir de la 2° Ronda se tratan de valores comparables a los mejores resultados en el mercado internacional.

1.3. Consideraciones finales

Si bien aún no se cumplió con el objetivo establecido en 2015 para finales de ese año (la meta de alcanzar el 8% de generación de energía renovable, proyectada originalmente para el 31/12/2017, se pospuso para el 31/12/2018), las experiencias de las rondas RenovAr arrojaron resultados que pueden considerarse alentadores, allanando el camino para inversiones futuras y posicionando a la Argentina como uno de los destinos preferidos para los capitales foráneos de la industria. Asimismo, tanto la creación del FODER como el aval del Banco Mundial y los beneficios fiscales e impositivos previstos en la ley N° 27.191 aportaron seguridad financiera y económica para los participantes de las licitaciones, haciendo que Argentina se consolide como uno de los países más destacados a nivel global en la promoción de la generación de energía proveniente de fuentes limpias.

Sin embargo, es necesario profundizar este proceso y tomar lo realizado hasta este año como punto de partida de la estrategia futura en la materia.

Con el ojo puesto en cumplir los delineamientos de la ley N° 27.191, es preciso continuar con el desarrollo de este tipo de políticas si Argentina se propone alcanzar una proporción del 20% de la matriz eléctrica nacional con generación renovable para el 2025. Esto implicaría la incorporación de 10.000 MW provenientes de este tipo de energías en 10 años, obligando a los grandes consumidores (aproximadamente 8.000 usuarios cuya demanda es mayor a 300 KW) a diversificar su matriz energética y adecuarse a lo estipulado por la ley.

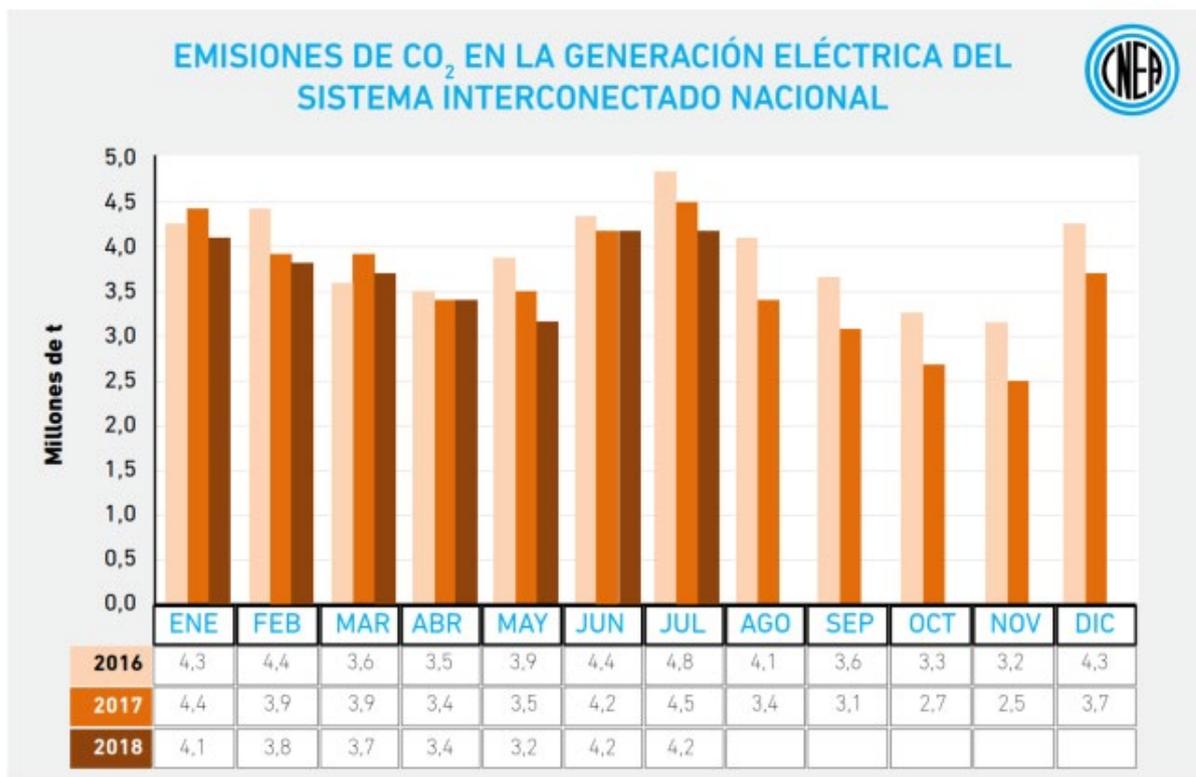


Basado en datos oficiales y extraoficiales, se presenta una proyección propia de la potencia instalada para el año 2025, en comparación con la situación actual extractada de los datos oficiales.

A su vez, proyectos legislativos asociados a esta temática, como la aprobación por parte del Senado del “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”, aportan impulso a la industria e involucran al conjunto de la sociedad en la transición hacia un uso de la energía más responsable y limpia. La nueva ley, que permite a cualquier usuario – una vivienda, un comercio, una fábrica- inyectar energía a la red nacional, convirtiéndose a su vez en productor de la energía que consume y ahorrando costos en materia de traslado, almacenamiento e infraestructura, estipula además que a partir de su reglamentación todo proyecto de construcción de un edificio público deberá incorporar el uso de algún sistema de generación de energía distribuida proveniente de fuentes renovables.

Desde el MINEM, informaron que, previendo una inversión de capitales privados de US\$ 4000 millones en el sector durante el plazo contemplado por la ley, se estima que podría obtenerse un ahorro de alrededor de US\$ 300 millones anuales en la importación de combustibles, al tiempo que la emisión de dióxido de carbono derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores

vinculados al MEM podría reducirse en el equivalente a 2 millones de toneladas al año, aproximadamente la contaminación producida por 900.000 autos.



En conclusión, resulta imperativo que Argentina se mantenga en el camino iniciado en 2015 con la aprobación de la ley N° 27191 y profundice sus esfuerzos para cumplir con los objetivos propuestos, aprovechando el más que favorable contexto internacional para este tipo de inversiones y capitalizando la disposición geográfica del territorio nacional, cuya extensión permite planificar proyectos que abarquen diversos tipos de energías renovables: solar, eólica, hidráulica o, incluso, generada por biomasa.

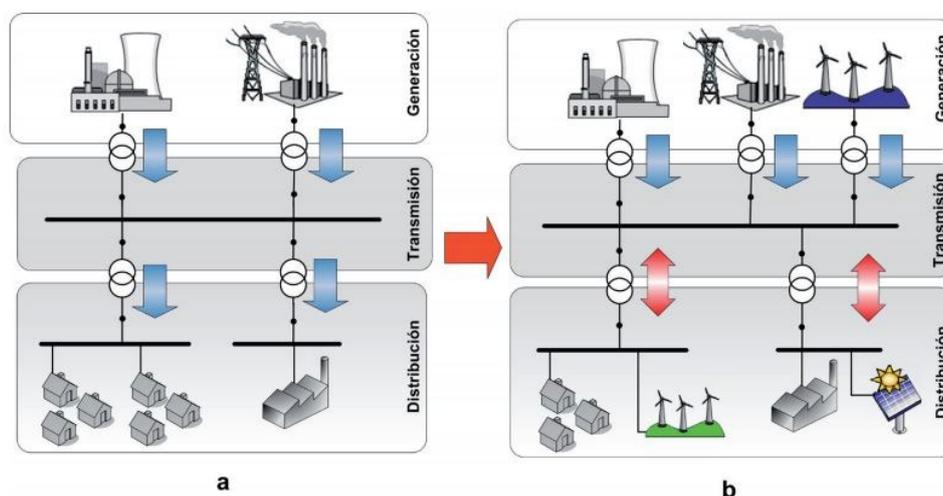
2. FUNDAMENTACIÓN DEL TEMA

La incertidumbre por el agotamiento de los recursos naturales no renovables, sumada a la gran contaminación ambiental por la emisión de gases de efecto invernadero, determina la necesidad de considerar otras alternativas energéticas provenientes de recursos naturales renovables.

Es por esto que los sistemas de generación con fuentes de energía renovable se están asentando en el mercado eléctrico actual, además de que en su construcción presentan menor cantidad de restricciones técnicas comparadas con las grandes centrales eléctricas, y la constante disminución de sus costos las hace muy atractivas para su aplicación.

Los sistemas eléctricos se han desarrollado siguiendo una estructura vertical, donde los grandes centros de generación entregan su producción a los usuarios finales a través de los sistemas de transmisión y de distribución de energía.

Como se vio antes, las matrices energéticas mundial y nacional son altamente fósil-dependientes, en base al uso de hidrocarburos como el petróleo, gas natural y carbón. Estos recursos primarios convencionales y no renovables se están agotando a un ritmo cada vez mayor, en función del crecimiento de población y de su bienestar. Es por ello que comenzaron a emprenderse iniciativas y políticas tendientes a introducir tecnologías de generación que utilicen recursos primarios renovables, que por su carácter modular, van despertando y haciendo crecer el interés y necesidad de conectar dicha generación directamente a la red de distribución. Esto es lo que se conoce como Generación Distribuida (GD), cuyos beneficios más importantes comprenden varios aspectos, como el mejoramiento de la seguridad de suministro, la reducción en las emisiones de gases contaminantes, la disminución de la capacidad y pérdidas de transporte de energía, y una mayor flexibilidad en las inversiones.



Una de las energías renovables que se puede expandir como GD es la energía solar fotovoltaica. Su aparición en el consumo del usuario final es muy factible gracias a su naturaleza modular y la facilidad de instalación que admite.

Teniendo en cuenta lo descripto sobre la situación energética del país, las políticas de incentivo a la generación de energía con fuentes renovables, la legislación vigente respecto a la Generación Distribuida y, dado que Mendoza cuenta con las condiciones adecuadas para el aprovechamiento de la energía solar, se presentó la oportunidad de aplicar el concepto de generación distribuida en baja tensión mediante energía fotovoltaica, para el edificio de la UTN Facultad Regional San Rafael, y de esta forma ser una Facultad pionera en lo que respecta a autoabastecimiento energético y generación con energía renovable.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivos Generales

- Planear el autoabastecimiento de energía eléctrica de todo el edificio de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional San Rafael, mediante energía solar fotovoltaica.
- Generar una solución, por medio de la ingeniería, a la Eficiencia Eléctrica de la facultad.

3.2. Objetivos Específicos

- Realizar un relevamiento de potencia y energía demandada de la UTN FRSR.
- Releva la instalación eléctrica existente y verificar la adecuación a la Reglamentación vigente de la AEA.
- Analizar el ahorro energético y la eficiencia que se obtendría al reemplazar la tecnología utilizada en lámparas actualmente, por tecnología LED.
- Dimensionar, a partir de los datos de potencia y energía demandada, la instalación fotovoltaica necesaria para el autoabastecimiento del establecimiento.
- Disminuir las emisiones de CO₂ al ambiente, producto de la generación de energía a partir de las fuentes de energía renovable.
- Plantear un sistema híbrido de alimentación de energía eléctrica para que en caso de catástrofe la facultad pueda ser usada como un centro de asistencia humanitaria.
- Dimensionar el tablero eléctrico principal acorde a la normativa vigente y prever un espacio y protecciones adecuadas para actividades prácticas que puedan realizar los alumnos.
- Determinar los costos de cada propuesta.
- Determinar los tiempos de amortización y factibilidad de cada propuesta.
- Impulsar una campaña de concientización a través de la Asociación Nacional de Estudiantes de Ingeniería Electromecánica (ANEIEM), Delegación San Rafael, para el ahorro de energía.

4. METODOLOGÍA

Se comenzó investigando y estudiando los marcos legales y técnicos relacionados a la aplicación de energías renovables como generación distribuida. No se encontraron barreras legales, y siguiendo los marcos teóricos se procedió al estudio y realización de la propuesta en sí.

Se procedió a realizar un relevamiento de potencia instalada en la facultad, identificando los diferentes consumos. Para ello se elaboraron cuadros de potencia donde se analizó la potencia instalada y la potencia real, siendo esta última una aproximación de lo demandado por la instalación. Luego se compararon estos datos con el consumo y demanda de potencia reales, obtenidos de un promedio de los consumos facturados durante el último año. Además se obtuvieron datos con un analizador de redes, realizando mediciones en diferentes períodos del año, y estos se contrastaron con los brindados por la empresa distribuidora, corroborando su veracidad. Los datos obtenidos de la empresa distribuidora son los más fieles, por lo cual se procedió a la utilización de los mismos para determinar la futura instalación fotovoltaica.

Para que la inversión en energía solar se justifique, primero se debió analizar la eficiencia de los elementos de consumo en la misma. Por ello se optó buscar las alternativas que hicieran más eficiente dicha instalación. Siendo un gran porcentaje de consumo la iluminación, se analizó el ahorro energético y económico que produciría el cambio de las lámparas existentes (lámparas fluorescentes) por lámparas de alta tecnología y menor consumo (lámparas led). Para verificar los datos técnicos de consumo y potencia que son suministrados por los fabricantes, se realizó un análisis en el laboratorio de la facultad. En este estudio se utilizaron lámparas fluorescentes, lámparas de tecnología led, un analizador de redes y un osciloscopio, ambos de gran precisión.

Simultáneamente se investigaron las características de radiación de la provincia de Mendoza, principalmente el departamento de San Rafael, para comprobar el potencial de aprovechamiento fotovoltaico que posee la zona. Se utilizó información proveniente de organismos internacionales como NASA y se encontraron datos en entidades nacionales como la Dirección de Agricultura y Contingencias Climáticas y el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria.

Luego se procedió al análisis de datos, dimensionamiento y selección de los elementos que conformarían la planta generadora de energía solar fotovoltaica (paneles, inversores, baterías, elementos de mando y protección). Para lograr esto se utilizó el software "Sunny Design 3" y luego se corroboraron los resultados. Los días que toda la energía producida por los paneles será transmitida a la red, son los domingos y el mes de enero, donde la facultad prácticamente no consume energía debido al cese de actividades.

Tomando en cuenta la idea de dotar a la facultad de un equipo generador para abastecer a la misma en caso de fallas en el suministro eléctrico, se seleccionó un grupo generador.

Se confeccionó la documentación técnica que respalda nuestro proyecto, la cual consta de análisis de perturbaciones armónicas y correcciones correspondientes, diagrama unifilar completo, cálculo de cortocircuito en puntos críticos de la instalación, dimensionamiento de sistema de protección contra descargas atmosféricas, dimensionamiento de puesta a tierra y del tablero general.

Por último, se realizó el estudio de costos y amortización de cada propuesta, para determinar la factibilidad de aplicación y la forma más viable técnica y económicamente.

5. ALCANCE

Considerando que el objetivo principal de este proyecto es planear el autoabastecimiento de energía eléctrica de la facultad a través de energía solar fotovoltaica, surge la necesidad de realizar algunas tareas previas para lograrlo.

Para comenzar se pretende realizar un análisis eléctrico integral del edificio de la facultad, abarcando la parte técnica, económica y social.

Luego se plantea mejorar la eficiencia de los consumos existentes en iluminación.

Una vez hecho esto se procede a dimensionar la instalación fotovoltaica, que consta de los paneles solares, inversores, banco de baterías, protecciones y elementos de mando. Además se proyecta el emplazamiento de un grupo generador que sirva de alimentación secundaria para que la facultad pueda ser utilizada como centro de asistencia humanitaria en caso de catástrofe. Esto se justifica ya que su ubicación estratégica y futura autosustentabilidad, de aplicarse esta propuesta, la hacen una buena alternativa para estos casos.

Posteriormente se confecciona la documentación técnica que respalda la propuesta.

Por último se procede a realizar el análisis de costos y la amortización de cada propuesta y de todas en conjunto.

Simultáneamente se lleva a cabo una campaña de concientización para el ahorro energético y su uso eficiente.

6. MARCO LEGAL

En la generación destinada total o parcial a abastecer de energía eléctrica a un servicio público, será considerada de interés general, regulando la seguridad general, seguridad del sistema eléctrico y preservando el ambiente a través de las normas legales. En el presente informe, trataremos el marco legal a nivel nacional y provincial, más específicamente en el territorio mendocino, de la producción de electricidad a través de fuentes de energías renovables, exclusivamente solar fotovoltaica. Entendiéndose por energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

6.1. ¿QUÉ ES EL EPRE?

El Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE) es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector (generadoras, transportistas y distribuidoras) cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión.

El EPRE debe llevar a cabo las medidas necesarias para cumplir los objetivos de la política provincial respecto del abastecimiento, transporte y distribución de la electricidad.

El EPRE tendrá las siguientes atribuciones y funciones:

- a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- b) Cumplir y hacer cumplir las leyes en las que tiene incumbencia, su reglamentación y disposiciones complementarias, controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión. La interpretación de las normas, el control del servicio y la fiscalización de las obligaciones, estarán siempre subordinados al principio de protección y mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes de la provincia.
- c) Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios de energía eléctrica en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de aptitud, control y uso de medidores, la calidad técnica de los materiales utilizados según las normas nacionales e internacionales, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de calidad de los servicios prestados y de regulación ambiental; así

como efectuar todo tipo de evaluaciones y estudios técnicos y de prospectiva vinculados a la regulación del sector.

- d) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a generadores y usuarios.
- e) Proponer los cuadros tarifarios de las concesiones de transporte y distribución para su aprobación por el poder ejecutivo. Así mismo, ejercer el control del cumplimiento efectivo de las tarifas máximas por parte de los respectivos concesionarios.
- f) Publicar los principios generales que deberán aplicar los transportistas y distribuidores en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios.
- g) Proponer las bases y condiciones técnicas de selección para el otorgamiento de concesiones de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.
- h) Asesorar al poder ejecutivo sobre el procedimiento para el otorgamiento de una nueva concesión.
- i) Velar por la protección del derecho de propiedad, el ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, incluyendo el derecho de acceso a las instalaciones de propiedad de generadores, transportistas, distribuidores y usuarios, previa notificación, a efectos de investigar cualquier amenaza real o potencial a la seguridad pública y al ambiente, en la medida que no obste la aplicación de normas específicas.
- j) Promover, ante los tribunales competentes, acciones civiles o penales, incluyendo medidas cautelares, para asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley, su reglamentación y los contratos de concesión.
- k) Requerir de los generadores, transportistas y distribuidores los documentos e información, necesarios para verificar el cumplimiento de esta ley, su reglamentación y los respectivos contratos de concesión, realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de información que pueda corresponder.
- l) Organizar un registro público, en el que deberán quedar inscriptos y registradas copias auténticas de todos los contratos de concesión, autorizaciones y/o permisos vigentes en el territorio provincial y de todos los

contratos a término de compra venta de energía eléctrica que tengan efectos en el territorio provincial. Así mismo deberá prestar el asesoramiento que sea de utilidad para generadores, transportistas, distribuidores y usuarios habilitados para contratar libremente su propio abastecimiento, siempre que ello no perjudique o afecte injustificadamente derechos de terceros.

6.2. RESOLUCIÓN 19/2015 EPRE

Es un reglamento de las condiciones técnicas para la operación y facturación de excedentes de energía volcados a la red eléctrica de distribución, el cual cumple con las políticas electroenergéticas de la Ley N° 6497, tales como: uso eficiente y racional de la energía, el aliento de inversiones en generación, el empleo de fuentes renovables, la innovación tecnológica y metodologías y sistemas tarifarios apropiados, orientado a la sustentabilidad del sistema eléctrico de la Provincia.

El EPRE se propuso desarrollar instrumentos regulatorios que permitan contribuir a un sistema eléctrico sustentable, integrando generación distribuida, administración de la demanda, medición y redes inteligentes.

Se formó un equipo de trabajo entre el EPRE y distribuidoras de la provincia, con las cuales se trabajó en la elaboración del reglamento, mediante el estudio de casos y análisis comparativo. Además se realizaron ponencias en el ámbito sectorial y académico sobre la temática involucrada.

Este reglamento establece las condiciones para este nuevo rol del Usuario del servicio público de distribución de energía provisto por la Ley, quien a través del empleo de fuentes de aprovechamiento de energía renovable y la innovación tecnológica, podrá generar en sus propias instalaciones energía eléctrica y de tener un excedente volcarlo a la red pública de distribución.

Dicho rol se podrá materializar a través de un procedimiento que se inicia a través de una Solicitud de Estudio Técnico, que implicará por la parte de la Empresa Distribuidora la elaboración de ese Estudio para finalizar con la celebración de un Contrato de Conexión, gravitando sobre este procedimiento el debido control y registro por la parte del EPRE.

El reglamento establece los requisitos relacionados con la medición, en concreto las especificaciones técnicas del sistema de medición de energía y potencia, registro, transmisión de datos y comunicaciones para la recolección de información de los Usuarios/Generadores con Equipamientos de Generación conectados a la red pública de distribución, para lo que se tuvo en cuenta los recursos de innovación tecnológica disponibles en esta materia.

Desde lo técnico se fijan las condiciones a cumplimentar por los Usuarios/Generadores para operar un Equipamiento de Generación en situación

de isla o en paralelo con la red pública de distribución, abasteciendo total o parcialmente su demanda.

El EPRE realizó la consulta a la AFIP respecto del tratamiento impositivo que correspondería asignar a un potencial Usuario/Generador que sea consumidor final ante el IVA, de lo cual se autorizó el mecanismo propuesto por el EPRE, de imputar un crédito a favor del potencial Usuario/Generador. Concluyendo en asimilar esta operatoria a una “devolución” de energía provista a la red eléctrica de distribución.

Al Usuario/Generador le son aplicables todos los derechos y obligaciones que conforman el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial, que cuenta con un Equipamiento de Generación que en relación a su modalidad de consumo, podrá volcar excedentes de energía eléctrica a la red pública de distribución en determinados períodos del día (según la fuente de energía) enmarca ello en el objetivo de uso eficiente y racional de recurso energético.

A continuación se presentan las más sobresalientes de las leyes referenciadas por el EPRE.

6.2.1. Leyes Nacionales

En síntesis en estas leyes se fomenta la generación de energía eléctrica de origen renovable en todo el territorio nacional, a través de la participación de las universidades en la investigación y desarrollo de tecnología, además de contar con el apoyo del estado.

Específicamente en el decreto de ley N° 25.019, fue realizado en 1999, y si bien incluye la prestación de un beneficio a la generación de centrales de origen eólico como solar en un principio, luego en sus artículos, solo nombra a la remuneración económica a los generadores de origen eólico, dicho inconveniente se debe a que es una ley muy vieja, ya que han transcurrido más de 18 años desde su decreto, y para esa fecha tal vez había menos posibilidades rentables de explotar la energía solar. El beneficio brindado al propietario de una central generadora de energía solar es estabilidad fiscal por el término de 15 años.

A diferencia de la anterior en la ley N° 26.190, la cual fue sancionada en el año 2006, si se nombra las remuneraciones económicas de los distintos tipos de energía renovables.

6.2.1.1. Ley Nacional N° 25.019

A través de la Ley Nacional N° 25.019, sancionada en el año 1998, sobre "Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar", que declara de interés nacional a

la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional, el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación, a través de la Secretaría de Energía promueve la investigación y el uso de energías no convencionales o renovables.

La actividad de generación de energía eléctrica de origen eólico o solar que se desarrolle dentro del ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deberá ajustarse a lo dispuesto por la Ley N° 24.065, ley destinada a la reglamentación de generación, transporte y distribución de electricidad y la reglamentación dictada por dicha ley.

La ley establece que solo serán beneficiarios del diferimiento impositivo, las personas físicas o jurídicas, con domicilio en la República Argentina, que sean titulares de instalaciones o de Proyectos de Instalación de Centrales de Generación de Energía de Fuente Eólica o Solar cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y/o a la prestación de servicios públicos.

Los interesados deberá contener un Cronograma de Inversiones, la fecha estimada de Puesta en Servicio de cada equipo, la Puesta en Servicio Definitiva, el Listado de Bienes, Obras y Servicios, con su cuantificación y valorización, afectados al Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía de Fuente Eólica o Sola. Considerándose amparados por el beneficio exclusivamente los bienes de capital, obras civiles, montaje y otros servicios, en tanto los mismos sean imprescindibles para la puesta en servicio comercial de la Central de Generación de Energía.

La Secretaria de Energía dependiente del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, previa evaluación técnica y formal, determinará aprobación del Proyecto de Instalación de Central de Generación de Energía.

El monto total diferido deberá ser cancelado por el beneficiario en QUINCE (15) anualidades iguales y consecutivas a partir del año siguiente al de la Puesta en Servicio Definitiva o del sexto año posterior a la aprobación del Proyecto de Inversión, el que fuera anterior.

Toda actividad de generación eléctrica eólica y solar que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o que este destinada a la prestación de servicios públicos prevista por esta ley, gozará de estabilidad fiscal por el término de quince (15) años, contados a partir de la promulgación de la presente, entendiéndose por estabilidad fiscal la imposibilidad de afectar el emprendimiento con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en las contribuciones impositivas y tasas, cualquiera fuera su denominación en el ámbito nacional, o la creación de otras nuevas que las alcancen como sujetos de derecho a los mismos.

6.2.1.2. Ley Nacional N° 26.190

Ley Nacional N° 26.190 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” fue sancionada en diciembre de 2006.

Su objetivo es 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.

Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen.

La presente ley promueve la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, entendiéndose por tales la construcción de las obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación y/o importación de componentes para su integración a equipos fabricados localmente y la explotación comercial.

El Poder Ejecutivo nacional, a través de la autoridad de aplicación, instrumentará entre otras, las siguientes políticas públicas destinadas a promover la inversión en el campo de las energías renovables:

Elaborar, en coordinación con las jurisdicciones provinciales, un Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables el que tendrá en consideración todos los aspectos tecnológicos, productivos, económicos y financieros necesarios para la administración y el cumplimiento de las metas de participación futura en el mercado energético.

Coordinar con las universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, en el marco de lo dispuesto por la Ley 25.467 de Ciencia, Tecnología e Innovación.

Identificar y canalizar apoyos con destino a la investigación aplicada, a la fabricación nacional de equipos, al fortalecimiento del mercado y aplicaciones a nivel masivo de las energías renovables.

Definir acciones de difusión a fin de lograr un mayor nivel de aceptación en la sociedad sobre los beneficios de una mayor utilización de las energías renovables en la matriz energética nacional.

Promover la capacitación y formación de recursos humanos en todos los campos de aplicación de las energías renovables.

Se instruye por un período de DIEZ (10) años, un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, que regirá con los alcances y limitaciones establecidas en la presente ley.

Serán beneficiarios las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, aprobados por la autoridad de aplicación y comprendidas dentro del alcance fijado, con radicación en el territorio nacional, cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicios públicos.

Los beneficios serán para aquellos que se dediquen a la realización de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en los términos de la presente ley y que cumplan las condiciones establecidas en la misma, gozarán a partir de la aprobación del proyecto respectivo y durante la vigencia establecida.

Se dará especial prioridad, en el marco del presente régimen, a todos aquellos emprendimientos que favorezcan, cualitativa y cuantitativamente, la creación de empleo y a los que se integren en su totalidad con bienes de capital de origen nacional. La autoridad de aplicación podrá autorizar la integración con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente, que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local.

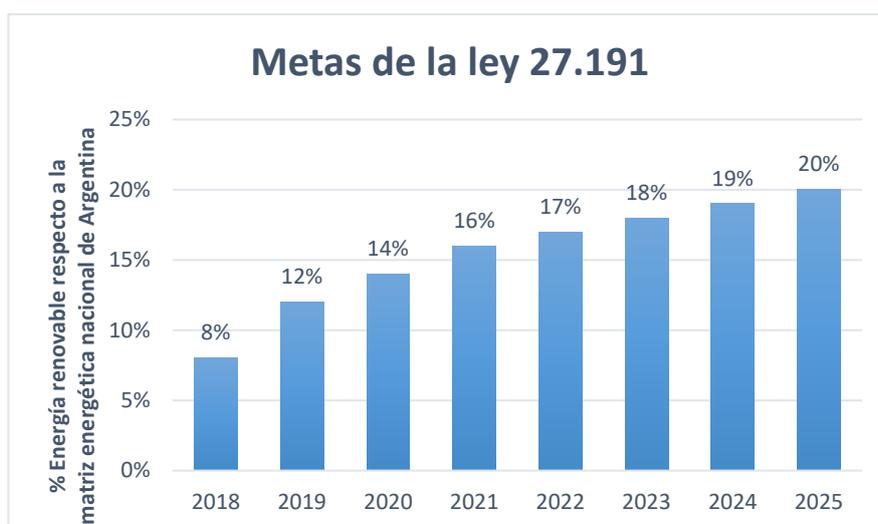
Se instruye la creación de un FONDO FIDUCIARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES, será administrado y asignado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica y se destinará a remunerar diferentes precios en \$/kWh según la tecnología de generación (eólica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás e hidroeléctricas) a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

6.2.1.3. Ley Nacional N° 27.191

A fines de 2015, el gobierno argentino aprobó la Ley de Energías Renovables N° 27.191 (Régimen de Fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública), la cual fijó los principios básicos para un nuevo marco jurídico de promoción, y modificó varios artículos de la ley N°26.190 (Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables

de energía destinada a la producción de energía eléctrica), actualizando varios artículos, principalmente el objetivo y los beneficios de la ley.

Esta Ley ha establecido metas ambiciosas para la participación de las energías renovables a corto, mediano y largo plazo en la matriz energética. A continuación, el gráfico refleja los objetivos establecidos por la Ley respecto al desarrollo de las energías renovables. A fin de alcanzar el objetivo del 20% para 2025, la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables instalada deberá aumentar a 10.000 MW sobre la base actual de solo 800 MW aproximadamente que se operan en el país.



La demanda de energía eléctrica en Argentina ha aumentado históricamente 2-3% por año, y está fuertemente relacionada con el crecimiento del PBI. El consumo de electricidad estimado para 2025 es 170 TWh, de los cuales 34 TWh (20%) deben generarse a partir de fuentes de energía renovables, frente a 3,4 TWh (2%) en diciembre 2017.

A fin de lograr ese objetivo, las energías renovables deberán representar aproximadamente la mitad de toda la nueva capacidad de generación de energía eléctrica durante la próxima década. Se estima que la instalación anual de nueva potencia será del orden del 1,0 a 1,5 GW.

Los beneficios fiscales son aplicables a productores independientes de energía y a productores locales.

Se hizo instrucción para diversificar el abastecimiento por zona geográfica y por tecnología.

La ley estipula la creación de un Fondo Fiduciario Público denominado “Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables” (FODER), que tendrá por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al 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 26.190, modificada por la presente.

6.2.1.4. Ley Nacional N° 27.424

A fines de 2017 se probó la Ley N°27.424 (Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública), la cual tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.

Declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, todo ello bajo las pautas técnicas que fije la reglamentación en línea con la planificación eléctrica federal, considerando como objetivos la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental prevista en el artículo 41 de la Constitución Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.

Establece que todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda, siempre que ésta se encuentre en el marco de la presente ley y cuente con la autorización requerida, además de reunir los requisitos técnicos que establezca la reglamentación.

El usuario de la red de distribución que requiera instalar una potencia mayor a la que tenga contratada para su demanda deberá solicitar una autorización especial ante el distribuidor, conforme lo defina la reglamentación de la presente.

A partir de la sanción de la presente, todo proyecto de construcción de edificios públicos nacionales deberá contemplar la utilización de algún sistema de generación distribuida proveniente de fuentes renovables, conforme al aprovechamiento que pueda realizarse en la zona donde se ubique, previo estudio

de su impacto ambiental en caso de corresponder, conforme a la normativa aplicable en la respectiva jurisdicción.

La autoridad de aplicación efectuará un estudio gradual de los edificios públicos nacionales existentes y propondrá al organismo del que dependan la incorporación de un sistema de eficiencia energética, incluyendo capacidad de generación distribuida a partir de fuentes renovables de acuerdo a los mecanismos aquí previstos.

Las políticas de incentivos para que los usuarios efectivamente instalen equipamiento que permita producir electricidad serán implementadas a través del Fondo para la Generación Distribuida de Energía Renovables (FODIS), creado a través del artículo 16, al que el Tesoro Nacional le destinará en el primer año un monto de \$500 millones de pesos.

El FODIS podrá proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos, bonificar o subsidiar la tasa de interés de crédito, otorgar incentivos a la inyección o bonificaciones a la adquisición de sistemas de generación, o incluso financiar la difusión, investigación y desarrollo relacionado a las posibles aplicaciones de este tipo de tecnologías.

La ley también contempla la creación de un fondo para el fomento de la industria nacional asociada (FANSIGED), cuyas actividades serán "investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, certificación y servicios de instalación para la generación distribuida de energía a partir de fuentes renovables".

6.2.2.Leyes Provinciales

En resumen es una ley que está destinada al fomento de la globalización de energía renovable en Mendoza, si bien es un buen camino para empezar dicho proceso, pero desde nuestro punto de vista, le falta mucho desarrollo.

El EPRE, en conjunto con las leyes provinciales, realiza la acción de hacer cumplir las disposiciones de cada una de ellas, para una producción organizada de energía eléctrica a partir tanto de fuentes convencionales o no convencionales.

6.2.2.1. Ley Provincial N° 6.497

La ley provincial N° 6497, sancionada en el año 1997, tiene como objetivo plasmar el marco regulatorio eléctrico en el territorio Mendocino.

Los puntos tratados son:

Toda actividad desarrollada en la provincia, ya sea generación, transporte, distribución y consumo de energía eléctrica será regida por la ley antes mencionada, para regularla y proteger a los usuarios.

En la generación destinada total o parcial a abastecer de energía eléctrica a un servicio público será considerada de interés general, regulando la seguridad general, seguridad del sistema eléctrico y preservando el ambiente a través de las normas legales.

Los objetivos de la política electroenergética en el ámbito de la jurisdicción provincial, son, uso generalizado de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, sin discriminación; incentivar el abastecimiento de energía a través de fuentes renovables; establecer tarifas justas para los usuarios, con calidad de servicio; preservar adecuadamente el ambiente.

El poder ejecutivo tiene a su cargo la planificación y formulación de las políticas electroenergéticas en el ámbito de la jurisdicción provincial, siendo autoridad de aplicación de la presente ley el ministerio de ambiente y obras públicas.

La autoridad de aplicación ejercerá las atribuciones al poder público en lo referente al diseño y la implementación de las políticas en materia de energía eléctrica. Además esta deberá ejercer de manera general todas las demás atribuciones que se le encomienden de acuerdo con la presente ley.

Será organismo de control y fiscalización en materia de energía eléctrica el ente provincial regulador eléctrico (EPRE).

El ejercicio de actividades relacionadas con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, será otorgado por el poder legislativo mediante concesión o por el poder ejecutivo mediante concesión, autorización administrativa o permiso, cuando la generación provenga del establecimiento de centrales térmicas o de otras fuentes de energía no convencional.

Las concesiones, autorizaciones administrativas y permisos otorgados por la presente ley, deberán registrarse en el EPRE.

Ningún generador, transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción y operación de instalaciones, de las características y magnitud que determine la reglamentación, para las cuales no esté expresamente facultado por el respectivo contrato de concesión, autorización administrativa o permiso, sin resolución previa del EPRE.

Ningún generador, transportista ni distribuidor podrá abandonar, total o parcialmente, las instalaciones, sin contar con la aprobación del EPRE, el que solo la otorgara después de comprobar que las instalaciones o servicios a ser

abandonados no resultan necesarios para el servicio público en el presente, ni en un futuro previsible.

Los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios habilitados para contratar su propio suministro de energía eléctrica, conforme lo determine la reglamentación, están obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública y el ambiente, revisado por el EPRE.

La infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección y preservación del ambiente.

Declárense de utilidad pública y sujetos a expropiación los bienes de cualquier naturaleza, obras, instalaciones, construcciones y sistemas de explotación de cuyo dominio fuera necesario disponer para el cumplimiento de los fines de esta ley y en especial para el normal desarrollo o funcionamiento de los sistemas.

Los generadores, transportistas y distribuidores, no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de una posición dominante en el mercado, quedando facultado el EPRE para efectuar las denuncias correspondientes, sin perjuicio de las sanciones que pudieren corresponder de acuerdo a la presente ley y normativa reglamentaria.

6.2.2.2. Ley Provincial N° 7.549

En la ley provincial de Mendoza N° 7.549 sancionada en 2006, se declara de interés Provincial las actividades de generación, transporte, distribución, uso y consumo de Energía Eólica y Solar en todo el ámbito de la Provincia y la investigación, desarrollo, transferencia de tecnología, fomento y radicación de industrias destinadas a la fabricación de equipamiento para los fines mencionados precedentemente.

El beneficio que brinda esta ley es eximir de todo gravamen impositivo provincial, por el término de diez (10) años, a las actividades de producción de equipamiento mecánico, electrónico, electromecánico, metalúrgico y eléctrico que realicen empresas radicadas o a radicarse, de origen nacional o internacional, con destino a la generación, transporte, distribución, uso y consumo de Energía Eólica y/o Solar en el territorio de la Provincia de Mendoza.

La Provincia de Mendoza contará con el asesoramiento técnico en lo que se refiere a energías alternativas, particularmente Eólica y Solar, del Instituto de

Energía y Desarrollos Sustentables (IEDS) dependiente de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

El Poder Ejecutivo podrá disponer de los recursos provenientes del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales y el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, asignados a la Provincia, a fin de establecer remuneraciones adicionales a la generación eólica, o para financiar las actividades declaradas de interés por la presente Ley.

La Provincia de Mendoza propiciará, en lo que sea de su competencia, que los distribuidores de energía compren a los generadores de energía eléctrica de origen eólica, especialmente provinciales, los excedentes de su generación, con un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada.

No se cobrará ninguna regalía por la utilización de la energía cinética del viento ni la energía solar.

Los usuarios de energía eléctrica conectados a una red de distribución podrán transformarse en autogeneradores y cogeneradores de energía eólica y solar sin límite de potencia. El EPRE reglamentará en qué casos se les permitirá volcar los excedentes de energía a la red de distribución pública, las condiciones técnicas necesarias para esta operación y la forma de facturación.

La Provincia implementará medidas tendientes a utilizar energía de origen eólico y solar para el suministro eléctrico de las reparticiones públicas provinciales y otros organismos estatales.

6.2.2.3. Ley Provincial N° 9.084

Indica la adhesión de la Provincia de Mendoza a la Ley Nacional N° 27.424 que establece el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable destinada a la Red Eléctrica Pública.

Su objeto es declarar de Interés Provincial los recursos de energía distribuida compuestos por Generación Distribuida, Almacenamiento Energético y Gestión de la Demanda, como un objetivo de política energética que integra los previstos en el artículo 10 del Marco Regulatorio Eléctrico Ley Provincial N° 6.497 y sus modificatorias y/o sustitutivas y/o complementarias, enmarcado en lo dispuesto por las leyes provinciales 7.549, 7.822, modificatorias, sustitutivas y/o complementarias, así como las leyes nacionales 15.336, 24.065, 26.190, 27.191, 27.424, modificatorias, sustitutivas y/o complementarias y sus decretos reglamentarios y demás normativa asociada vigente.

En el marco de la Eficiencia Energética, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, la no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad, es que el Poder Ejecutivo a través de la Autoridad de Aplicación, tendrá a su cargo la planificación de las políticas públicas fijadas en la presente Ley, y específicamente en lo relativo a:

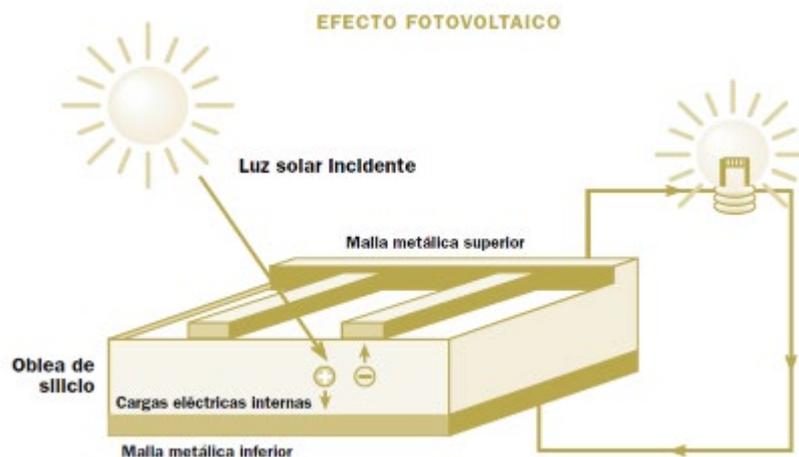
- a) Promover la investigación, el desarrollo tecnológico, la generación de incentivos e inversión en recursos de energía distribuida y red eléctrica inteligente en la Provincia de Mendoza, respetando los principios de sustentabilidad económica, social y ambiental.
- b) Promocionar las inversiones en investigación, desarrollo y fabricación de equipos de generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables.
- c) Establecer las condiciones necesarias para el desarrollo futuro de microrredes, construcción inteligente, integración de vehículos eléctricos a la red de distribución y demás innovaciones tecnológicas relacionadas.

El Poder Ejecutivo podrá determinar los incentivos y beneficios a fin de promocionar los recursos de energía distribuida y la implementación de la red eléctrica inteligente, a través de fondos provenientes de la Nación y/o de la Provincia, conforme a la reglamentación.

7. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Los sistemas fotovoltaicos se basan en las propiedades de los materiales semiconductores, transforman la energía que irradia el sol en energía eléctrica sin mediación de reacciones químicas, ciclos termodinámicos o procesos mecánicos que requieran partes móviles.

Dicha transformación se produce en un elemento semiconductor denominado célula fotovoltaica. Cuando la luz del sol incide sobre una de ellas, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del sólido. La tecnología fotovoltaica permite que parte de estos electrones salgan al exterior del material semiconductor generándose una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo.



La conexión de células fotovoltaicas y su posterior encapsulado y enmarcado, da como resultado la obtención de los conocidos paneles o módulos fotovoltaicos de utilización doméstica e industrial, como elementos generadores eléctricos de corriente continua.

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por:

- Su simplicidad y fácil instalación.
- Ser modulares.
- Tener una larga duración (la vida útil de los módulos es superior a 30 años).
- No requerir apenas mantenimiento.
- Tener una elevada fiabilidad.
- No producir ningún tipo de contaminación ambiental. Luego de su vida útil pueden reciclarse.
- Tener un funcionamiento silencioso.

No obstante, para conseguir su plena incorporación a los hábitos de la sociedad, como una solución complementaria a los sistemas tradicionales de suministro eléctrico, es necesario superar barreras en diferentes ámbitos:

7.1. Barreras Económicas / Financieras

- Proyectos de Energía Renovable (ER) en general afrontan mayor intensidad de capital en su estructura de costos y mayores egresos de transacción que los proyectos convencionales, implica financiamiento adicional con esquema más adecuado, particularmente en el caso del desarrollo de proyecto destinado a sectores de bajo ingreso.
- Las empresas que trabajan en ER, carecen de soporte financiero adecuado. Por otra parte las garantías exigidas por los bancos son elevadas y bloquean la posibilidad de tomar nuevos créditos para otros proyectos.
- Disminución de impuestos impositivos en la importación de equipamiento.

7.2. Barreras Regulatorias

- Los incentivos son insuficientes, no toman en cuenta el precio de a las energías convencionales, y carecen de un mecanismo de actualización que les brinde flexibilidad.

7.3. Barreras Técnicas

- Falta información geográfica que relacione los recursos, la demanda y la infraestructura disponible (o necesaria). Esto es considerado una herramienta indispensable para realizar una planificación adecuada e identificar los sitios con mayor potencial para el desarrollo de proyectos para cada tipo de energía renovable.
- Las tecnologías renovables avanzadas para interconexión con la red eléctrica también enfrentan ciertos problemas relacionados con la falta de conocimiento del crédito por capacidad, las características de regulación de voltaje, y la contribución a la fortaleza y la confiabilidad de la red eléctrica. Aunque se detecta mayor flexibilidad por CAMMESA.

7.4. Usos y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Hay dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico:

- En instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- En instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional.

Mientras que en las primeras la energía generada se almacena en baterías para así disponer de su uso cuando sea preciso, en las segundas, se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada.

7.5. Sistemas conectados a la red eléctrica

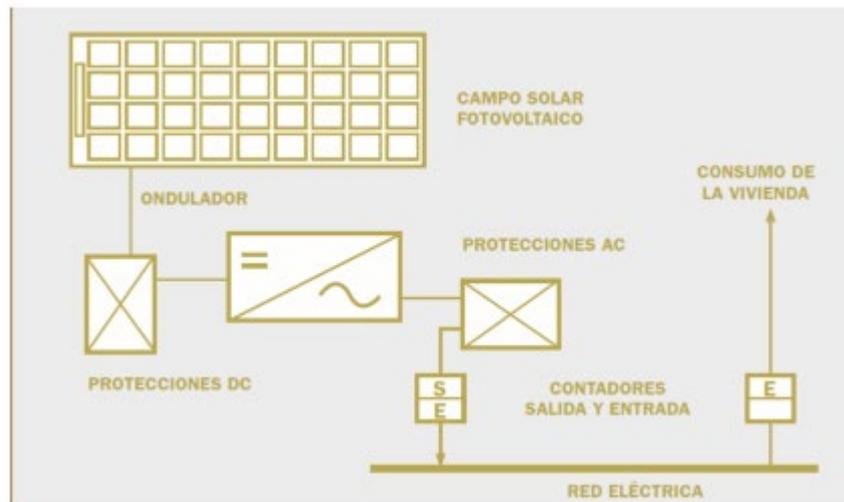
En los lugares que disponen de electricidad, la conexión a la red de los sistemas fotovoltaicos contribuye a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera. Esta aplicación se ajusta muy bien a la curva de demanda de la electricidad. Cuando más energía eléctrica se demanda, es el momento que más energía entregan los paneles, que es con la incidencia solar. Al instalar un sistema de éstas características, se dispone de una mini central eléctrica que inyecta kWh verdes a la red, para que se consuman allí donde sean demandados, lo que reduce las pérdidas en transporte de electricidad.

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- La determinación, con la compañía distribuidora, del punto de conexión.
- La proyección o el diseño de un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo a la legislación vigente.
- La contratación de personal especializado para la puesta en marcha.

El tamaño de una instalación con conexión a la red no depende del consumo de electricidad de la vivienda o edificio, lo que simplifica enormemente su diseño. Para dimensionarla, es necesario conocer la inversión inicial, el espacio disponible y la rentabilidad que se quiere obtener.

Es importante recordar que el consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario continúa comprando la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido, pero además, es propietario de una instalación generadora que puede “vender” los kWh producidos.



Los elementos que componen la instalación son:

- Generador fotovoltaico: transforma la energía del sol en energía eléctrica, la cual se envía a la red.
- Cuadro de protecciones: contiene alarmas, desconectores, protecciones, etc.
- Inversor: transforma la corriente continua producida por los paneles en corriente alterna de las mismas características que la de la red eléctrica.
- Medidor de energía: un contador bidireccional mide la energía producida (kWh) y enviada a la red, para que pueda ser facturada a la compañía a los precios autorizados, y mide la energía tomada de la red.

7.6. Rentabilidad económica de las instalaciones

La demanda social a favor de la energía fotovoltaica se ha traducido en el establecimiento de normativas y ayudas que priman el vertido a la red de toda la electricidad generada con sistemas fotovoltaicos, y que subvencionan a la inversión en este tipo de instalaciones.

En las instalaciones conectadas a red, se reciben retornos económicos por el esfuerzo financiero realizado en la inversión, al vender a la compañía distribuidora los kWh producidos al precio del mercado. El análisis económico en estos casos se puede realizar con los métodos de análisis de inversiones, siendo uno de los más utilizados y el que se empleará en este caso, período de retorno de la inversión. Se considera que un usuario titular de una instalación fotovoltaica querrá recuperar su inversión entre diez y cinco años, ya que periodos de recuperación superiores, son disuasorios incluso para las personas con alta conciencia medioambiental.

En las instalaciones aisladas, como la electricidad limpia generada es para consumo propio (no se genera excedente para vender), no existe la posibilidad de

obtener algún beneficio extra a lo largo de la vida de la instalación. En este caso, los beneficios se encuentran en la posibilidad de autoabastecimiento, sin necesidad de tener que comprar energía a la distribuidora durante determinadas horas. Sólo se tiene en consideración el coste del kWh solar producido. Para evaluar la instalación fotovoltaica aislada frente a otras opciones, se deberán calcular los costes del kWh de cada una, teniendo especial cuidado de incorporar todos los conceptos, como extender la red al lugar de consumo.

8. GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

La generación distribuida, también conocida como generación descentralizada, consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles a las cargas.

La definición más global de la generación distribuida vendría a decir que es aquella que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo. Sus características generales son:

- Reducen pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma.
- Su energía vertida no revierte flujos hacia la red de transporte.
- Suelen tener potencias superiores a 3 kW aunque en general no sobrepasan 10 MW de potencia instalada.

Las fuentes de energía con un plan de tarifa regulada (FIT) tienen bajo mantenimiento, baja contaminación y alta eficiencia.

8.1. Fuentes de energía distribuida

Los sistemas empleados como fuentes de energía distribuida (FED) son plantas de generación de energía a pequeña escala (normalmente entre el rango de 3 kW a 10 MW) usadas para proporcionar una alternativa o una ayuda a las tradicionales centrales de generación eléctricas.

Los sistemas FED pueden incluir los siguientes dispositivos o tecnologías:

- Energía solar fotovoltaica
- Energía eólica
- Pila de combustible
- Cogeneración
- Microturbinas
- Vehículos eléctricos

8.2. La generación distribuida y las redes de distribución

Debido a que la generación distribuida (GD) se conecta a la red de distribución, cada vez se están dedicando más esfuerzos al estudio del impacto que ocasiona la generación distribuida en las redes de distribución a las cuales se conecta. Los estudios más importantes se centran en:

1. Incentivos a las tecnologías de GD para su desarrollo (mecanismos regulatorios: primas, tarifas, certificados verdes etc.)
2. Las nuevas inversiones y la planificación de la distribución teniendo en cuenta la GD.
3. Las potencias de cortocircuito en la red con GD.
4. Los servicios complementarios en la red con GD (regulación frecuencia - potencia, black start, control tensión - reactiva)
5. Las pérdidas en la red con GD.
6. La operación y explotación de red con GD.
7. La seguridad del personal de mantenimiento con GD.

GENERACIÓN DISTRIBUIDA ¿CÓMO FUNCIONA ESTE SISTEMA?



8.3. Ventajas y Desventajas

Ventajas

- Ayuda a la conservación del medio ambiente al utilizar fuentes de energía renovables.
- Descongestionan los sistemas de transporte de energía.
- Aplazan la necesidad de readecuación de los sistemas de transmisión.
- Ayuda al suministro de energía en periodos de gran demanda.
- Mejora la fiabilidad del sistema.
- Mejora la calidad del servicio eléctrico.
- Evita costos de inversión en transmisión y distribución

Desventajas

- Existe aspectos relacionados con las fluctuaciones de voltaje que afecta a los consumidores vecinos.
- Requiere un sistema de adquisición de datos más complejo.
- Alto costo de inversión inicial.
- La falta de estándares para la conexión de pequeños generadores impide su desarrollo.

9. RECOPIACIÓN DE DATOS DE CONSUMO FRSR

9.1. Recuento de consumos (Cuadro de Potencia)

Se realizó un relevo de la potencia instalada en la facultad, en el cual se consideraron todos los consumos existentes en cada ambiente, donde se incluyen lámparas, tomacorrientes, aires acondicionados y fuerza motriz.

Se volcaron los mismos en un cuadro de potencia, donde se verificaron y actualizaron protecciones y secciones de conductor para que cumplan con las normativas vigentes. Se consideró un factor de simultaneidad en función de la utilización de cada consumo en cada sector, según las actividades diarias que se realizan en cada uno.

Se observó que el mayor porcentaje de lámparas en todo el edificio es de tipo fluorescente, existiendo dos tubos por boca, cuya potencia final (incluyendo potencia del balasto) es de 44 Watts por tubo. Además, existe una pequeña cantidad de lámparas, cuya potencia unitaria es de 40 W.

Como se verá en el siguiente apartado, se optó por reemplazar las lámparas fluorescentes por led. Tomando esto como referencia se determinó la potencia instalada de la facultad. Muchas de las actualizaciones de protecciones se deben a este cambio de lámparas.

El **Anexo I** – “Cuadro de Potencia” resume los datos recopilados. El mismo está dividido por sectores, ambientes y circuitos.

La potencia total instalada es de **135 kW**. Ya que el uso de los aires acondicionados se realiza solo en época de verano, cuando no hay mucha actividad en la facultad, se puede eliminar la potencia que consumirían los mismos, para la determinación del consumo en épocas de otoño, invierno y primavera.

Siendo **59 kW** la potencia que representan los aires acondicionados, se toma como **76 kW** la **potencia instalada**.

A continuación se observa la distribución de ambientes de la facultad:

10. PROPUESTA DE RECAMBIO DE LÁMPARAS

Como se planteó en los objetivos, la finalidad de este trabajo es plantear el autoabastecimiento de la facultad por energías renovables, fotovoltaica, para reducir el gasto en la factura de electricidad y colaborar con la reducción de la contaminación del medio ambiente. Esto último no sería del todo cierto, si el consumo en la facultad no fuese consiente y eficiente. Lo primero es una cuestión de hábitos que deben adquirir los usuarios de las instalaciones para reducir el consumo, como por ejemplo, apagar todas las luces al salir de un aula que no se seguirá utilizando, cargar las notebooks en casa, etc. Mientras que lo segundo, la eficiencia, depende de la tecnología utilizada en iluminación, principalmente, ya que es el mayor porcentaje de consumo. Según el tipo de tecnología utilizada, con la misma luminiscencia, se puede consumir mayor o menor potencia.

Por ello se optó por analizar el consumo que se obtendría al reemplazar la tecnología existente (tubos fluorescentes), por nueva tecnología (tubos LED) más eficiente.

10.1. Características técnicas de las lámparas

En la facultad se utilizan tubos de tecnología fluorescente de la marca Silvania y balasto de la marca Skywatch, cuyas características son las siguientes:

TUBOS FLUORESCENTES STANDARD T8

18w / 36w

P01410-3 / P01420-3



Características de la gama

- Ahorran energía y reducen costos Elevada vida útil de 12,000 horas
- Menor consumo energético y emisiones de CO2
- Iluminación eficiente y muy buena reproducción cromática

DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

Código	P01410-3	P01420-3
Temperatura de color	6500K	6500K
Potencia	18W	36W
Flujo Luminoso	1050 lm	2500 lm
Tecnología	Fluorescente estándar	Fluorescente estándar
Vida mediana	T8	T8
Casquillo/Base	G13	G13
Diámetro	26mm	26mm
Largo	590mm	1200mm

Como se observa en la hoja técnica, la potencia del tubo es de **36 W**, pero a ello debe agregarse la potencia que consume el balasto en la instalación, siendo un total de **44W**.

El flujo luminoso es de **2500 lm**, la temperatura del color de 6500 K, la longitud del tubo de 1,2 m, su diámetro de 26 mm y su casquillo es del tipo G13.

Como alternativa a este, se seleccionó un tubo LED Sylvania, que es la marca que se está utilizando para reemplazar los fluorescentes existentes en la facultad. Sus características son las siguientes:

ToLEDo GLASS Led Tube T8

18W 4000/6500K G13 25000Hs 170°

P24995 / P24250



Características de la gama

- Apto para reemplazo directo de circuitos con balasto magnetico
- Conexion directa a 220V
- Ahorro de 50% de energía comparada con tubos fluorescentes
- Vida útil de 25,000 horas
- Encendido instantáneo



DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

Código	P24995	P24250
Temperatura de color	4000K	6500K
Potencia	18W	18W
Flujo Luminoso	1600 lm	1630 lm
Tecnología	LED	LED
Vida mediana	25000 hs	25000 hs
Clase de energía	A+	A+
Tubo	T8	T8
CRI	80	80
Dimerizable	No	No
Casquillo/Base	G13	G13
Angulo de apertura	170°	170°
Tensión	100-240V	100-240V
Corriente	45mA	45mA
Material	Vidrio	Vidrio

Como se observa en la hoja técnica, la potencia del tubo es de **18 W**, no precisando de balasto o arrancador para su funcionamiento.

El flujo luminoso es de **1630 lm**, la temperatura del color de 6500 K, la longitud del tubo de 1,2 m y su casquillo es del tipo G13.

10.2. Análisis de consumos

En la recopilación de datos de consumo se detalló que la potencia total instalada es de **135 kW**. Haciendo la misma consideración que se hizo antes respecto al uso de los aires acondicionados, se obtiene que la potencia instalada es de **76 kW**.

10.3. Comparación actual y led

El ahorro notorio se observa al comparar el consumo de los tubos, que es lo que se propone reemplazar:

De un total de **1022 tubos** (924 interiores y 98 exteriores en galerías), la potencia con tubos fluorescentes y con tubos led es:

Cantidad	Potencia unitaria	Potencia total
1022 Fluorescente	44 W	44,968 kW
1022 LED	18 W	18,396 kW
Ahorro de potencia		26,57 kW

El recambio total producirá un ahorro de **26,57 kW** en la potencia de la instalación, el cual se traducirá al ahorro en consumo:

Considerando un uso normal de 8 horas, 5 días hábiles por semana y 40 semanas en el año se establecerá la energía ahorrada.

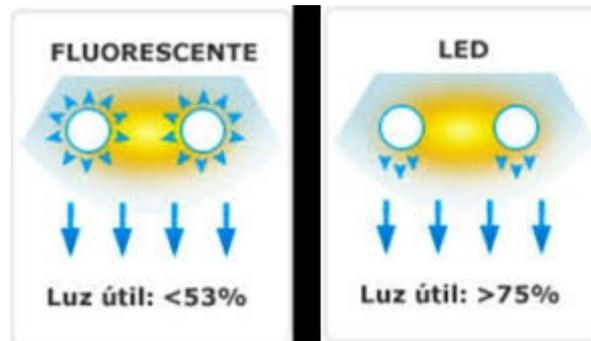
Horas anuales= 8 horas x 5 días x 40 semanas = **1600 horas anuales**

	Potencia total	Horas anuales	Energía Anual
Fluorescente	44,968 kW	1600	71948 kWh
LED	18,396 kW	1600	29433 kWh
Ahorro anual de energía			42514 kWh

Otro beneficio del tubo led es que todo su flujo luminoso es aprovechado, siendo el caso contrario el de los tubos fluorescentes. Esto se debe a que el flujo en un tubo fluorescente se proyecta en los 360° de su circunferencia, mientras que el tubo led lo proyecta sobre 170°. Si calculamos el flujo luminoso por grado de incidencia para cada uno obtenemos:

$$\text{Tubo fluorescente} \rightarrow \frac{\text{lm}}{\circ} = \frac{2500 \text{ lm}}{360^\circ} = 6,94 \frac{\text{lm}}{\circ}$$

$$\text{Tubo LED} \rightarrow \frac{\text{lm}}{\circ} = \frac{1630 \text{ lm}}{170^\circ} = 9,59 \frac{\text{lm}}{\circ}$$



Por lo cual se puede concluir que el tubo led es más eficiente lumínicamente que el tubo fluorescente (**40% más**).

Por último, se puede destacar que el ahorro en consumo que producen los tubos led, se traduce en reducción de emisiones de CO₂, lo cual sumado a que no utiliza mercurio en su funcionamiento y que posee procesos de soldadura y componentes libres de plomo, lo hacen un producto amigable con el medio ambiente.

Este valor de energía ahorrada anual es equivalente a:

$$\text{Ton. equivalente de Petroleo (tep)} = \frac{1 \text{ tep}}{11630 \text{ kW*hr}} * 42514 \text{ kW*hr}$$

$$\text{Ton. equivalente de Petroleo (tep)} = \boxed{3,65 \text{ tep}}$$

10.4. Costo de recambio

El análisis económico se realizó con una cotización oficial de 1 dólar = 38,40 pesos argentinos.

10.4.1. Costo de instalación con tubos de tecnología LED

	Mariano Moreno Materiales Eléctricos	FAS Electricidad	Fratelec
Marca	Silvania	Sica	Nova Electricity
Precio unitario	\$ 130	\$149	\$168
Precio total	\$ 132.860	\$ 152.278	\$171.696

Se observa en la tabla anterior que el costo de los tubos led ronda los \$150 por unidad finales. Por lo cual el costo del recambio de todos los tubos de la facultad ronda los **\$150.000**, según el proveedor y el descuento que se pueda realizar por la cantidad solicitada.

10.4.2. Costo de instalación con tubos de tecnología fluorescente.

Este tipo de instalación se está dejando de utilizar en consecuencia del aumento de oferta de tubos de tecnología LED, los cuales no requieren arrancador y balasto para su uso.

FAS Electricidad			
Material	Tubo Fluorescente	Balasto	Arrancador
Marca	Philips	Elt	Philips
Precio unitario	\$ 62,78	\$ 316	\$25
Precio Total	\$ 80.213,13	\$ 161.468,72	\$ 12.772,57
Precio Final	\$ 254.454,42		

Como se puede ver, si se tuviera que realizar toda la instalación de tubos fluorescentes nuevamente, esta saldría más de \$100.000 que la instalación de tubos led, por lo cual no se justifica su uso.

10.4.3. Estudio de tecnología Led y Fluorescente en Laboratorio.

Se analizó en el laboratorio de la facultad, los materiales eléctricos utilizados.

10.4.3.1. Tubos de tecnología fluorescente

Para el ensayo de laboratorio se utilizó 2 tubos fluorescentes, un balasto y un arrancador.

Los resultados obtenidos del laboratorio son los siguientes:

2 Tubos fluorescentes y balasto:

- Tensión: 235 V
- Intensidad: 0.694 A
- Factor de potencia: **0.55**
- Potencia Activa: 88.14 W
- Potencia Reactiva: 134.2 VAR
- Potencia Aparente: 161.6 VA
- Temperatura: 44.1 ° C
- V THD: **2.955%**
- I THD: **10.62%**

Es necesario realizar una corrección del factor de potencia por medio de capacitores ya que este es demasiado bajo, incumpliendo la normativa vigente y además aumenta energía disipada por los conductores, al circular una mayor intensidad de corriente eléctrica.

Los valores de tasa de distorsión armónica son bajos y cumplen con los valores recomendados por el cuaderno técnico de Schneider Electric.

10.4.3.2. Tubos de tecnología LED

De acuerdo a las lámparas LED seleccionadas se realizó un análisis de laboratorio para contrastar las especificaciones técnicas suministradas por el fabricante con los valores reales conseguidos en la práctica.

Los resultados obtenidos del laboratorio son los siguientes:

2 Tubos led marca Sylvania:

- Tensión: 235 V
- Intensidad: 0.168 A
- Factor de potencia: **0.94**

- Potencia Activa: 35.62 W
- Potencia Reactiva: 13 VAR
- Potencia Aparente: 39.31 VA
- Temperatura: 35.7 ° C
- V THD: **2.964%**
- I THD: **23.58%**

Para verificar que los valores de tasa de distorsión armónica sean aceptables se recurrió al cuaderno técnico N°199 “Calidad de Energía” de la empresa Schneider Electric. En este manual especifica los valores máximos admisibles de tasa de distorsión armónica en corriente y tensión para que no produzcan daño a la instalación eléctrica existente en la facultad.

De acuerdo al cuaderno técnico los valores de tasa de distorsión armónica de tensión debe ser menor del 8%, aunque se pueden encontrar problemas en el orden del 5% al 8%.

De acuerdo al cuaderno técnico los valores de tasa de distorsión armónica de intensidad deben ser menor del 25%.

10.4.3.3. Cuadro Resumen de las características de cada tecnología

	Tubo Fluorescente	Tubo LED
Tensión (V)	235	235
Intensidad (A)	0.694	0.168
Factor de Potencia	0.55	0.94
Potencia Activa (W)	88.14	35.62
Potencia Reactiva (VAR)	134.2	13
Potencia Aparente (VA)	161.6	39.31
Temperatura tubo (°C)	44.1	35.7
V THD (%)	2.955	2.964
I THD (%)	10.62	23.58

Se puede concluir que los tubos de tecnología LED de la marca Sylvania cumplen con las recomendaciones del manual técnico de Schneider, además tienen un valor de factor de potencia aceptable y tienen un valor de potencia activa que es muy cercano al valor suministrado por el fabricante, siendo la mejor opción si se compara con los tubos fluorescentes.

10.5. Justificación del recambio

Como se ha explicado en las secciones anteriores, el cambio de lámpara por led genera beneficios energéticos, económicos y ambientales. Esta tecnología es más eficiente, ya que reduce el consumo para la misma o mayor iluminación. A pesar de que el costo del recambio parece elevado, en comparación al costo de la generación de la energía que se ahorra, es mucho menor.

11. PROPUESTA DE INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES

11.1. Aspectos generales previos al dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

El objetivo del presente apartado, es la justificación de las decisiones tomadas para el dimensionado, el cual se ha llevado a cabo mediante métodos de cálculos y criterios empíricos sancionados por la experiencia y acordes con la reglamentación y normativas vigentes.

Antes de comenzar por el proceso de dimensionado de una instalación es necesario conocer una serie de datos relacionados con el lugar y la instalación:

- Condiciones de uso: demanda y tipo de usos de la energía de la **“UTN, Facultad Regional San Rafael”**.
- Datos climatológicos: conocer la radiación solar que se dispone en el lugar a emplazar la instalación.

11.1.1. Evaluación del recurso solar – radiación solar, inclinación de los paneles fotovoltaicos.

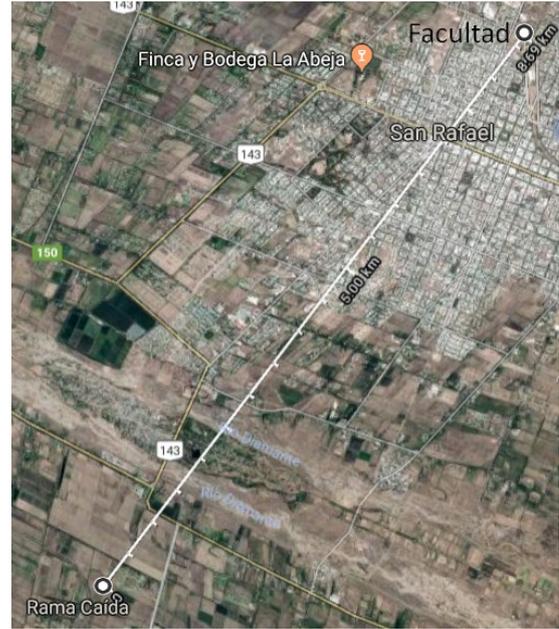
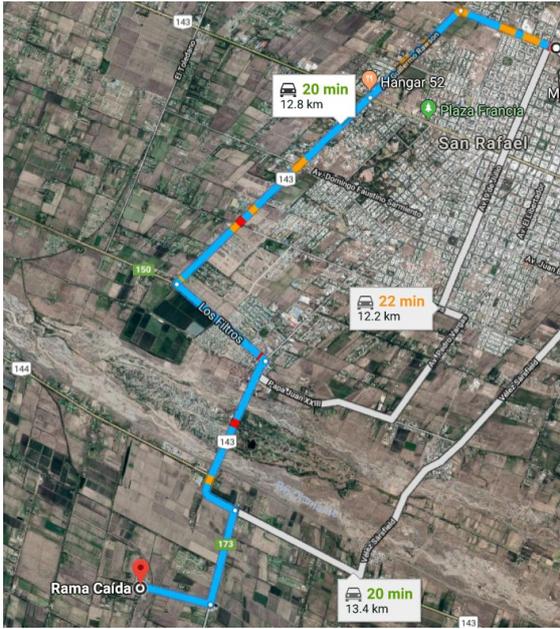
Debido a que no tenemos una medición continua de radiación solar puntualmente en la ubicación del proyecto, se investigó ésta a través de datos disponibles en la web.

Las coordenadas de ubicación de la **UTN, Facultad Regional San Rafael** son:

Latitud: -34.616 (34.616 latitud sur)

Longitud: -68.348 (68.348 latitud oeste)

Se encontró una publicación del “Cuarto Congreso Nacional – Tercer Congreso Iberoamericano, Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía – HYFUSEN 2011”: “Mapa de energía solar colectada anualmente por un plano inclinado. Un ángulo óptimo en la República Argentina” de Raúl Righini y Hugo Grossi Gallegos. En la misma se determinan los ángulos de inclinación, energía solar anual recolectada, para 40 estaciones del país donde se tomaron las mediciones, entre las que se encuentra Rama Caída, que es un distrito del departamento de San Rafael, ubicado a 9 km al sur-oeste de la Facultad, aproximadamente.



Los datos que brinda son los siguientes:

ESTACION	Longitud	Latitud	Energía anual (MWh/m ²)	ángulo óptimo anual (°)
San Miguel	-58,73	-34,55	1,68	-26,98
Rama Caída	-68,38	-34,67	1,93	-28,97
Anguil	-64,00	-36,52	1,78	-28,81
Balcarce	-58,30	-37,75	1,69	-29,28
Alto Valle	-67,57	-39,02	1,81	-30,34
Bariloche	-71,17	-41,20	1,88	-32,54

Tabla 2: Ángulos óptimos de inclinación del plano inclinado para todo del año, y la energía colectada por él en las estaciones empleadas para el cálculo.

Con lo cual se tiene que en Rama Caída, la **energía anual es de 1,93 MWh/m²**, y el ángulo de inclinación óptimo anual del plano es de **28,97°** respecto a la horizontal con orientación al norte.

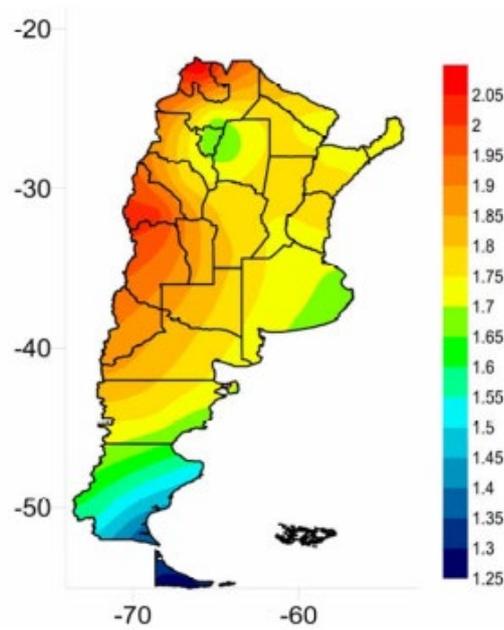


Figura 1: Carta de irradiación solar anual (MWh/m²) colectada por planos inclinados un ángulo óptimo.

Además de esta publicación, se encontraron datos en la página de la NASA, la cual brinda promedios mensuales con información de 22 años (1983 – 2005) de diversos parámetros meteorológicos (humedad relativa, temperatura del aire y tierra, presión atmosférica, velocidad del viento, radiación solar, etc.), todo ello en tablas para cada ubicación. Utilizando las coordenadas anteriormente del lugar donde se colocará la instalación fotovoltaica, se obtienen las siguientes tablas:



Latitude **-34.616** / Longitude **-68.348** was chosen.

	Unit	Climate data location			
Latitude	°N	-34.616			
Longitude	°E	-68.348			
Elevation	m	1157			
Heating design temperature	°C	-1.13			
Cooling design temperature	°C	27.96			
Earth temperature amplitude	°C	22.24			
Frost days at site	day	31			

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation horizontal	Wind speed	Earth temperature
	°C	%	kWh/m ² /d	m/s	°C
January	21.8	33.2%	7.80	3.8	26.6
February	20.4	38.6%	6.90	3.9	24.1
March	17.8	45.3%	5.57	3.8	20.6
April	13.0	51.1%	3.97	4.0	14.6
May	9.0	54.8%	2.79	4.3	9.5
June	6.7	56.8%	2.06	4.3	6.5
July	5.6	54.0%	2.41	4.3	5.6
August	7.5	48.2%	3.16	4.3	8.5
September	10.3	44.0%	4.25	4.2	12.7
October	14.4	38.3%	5.98	4.2	18.3
November	17.8	33.9%	7.23	4.1	22.6
December	20.7	33.4%	7.71	3.8	26.0
Annual	13.7	44.3%	4.99	4.1	16.3
Measured at (m)				10.0	0.0

Solar Geometry:

Monthly Averaged Maximum Solar Angle Relative To The Horizon (degrees)

Lat -36.269 Lon -69.386	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average	74.5	66.1	55.5	44.0	34.8	30.6	32.5	39.9	50.6	62.1	71.9	76.6

Parameters for Tilted Solar Panels:

Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface (kWh/m²/day)

Lat -36.269 Lon -69.386	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
SSE HRZ	8.27	7.35	5.83	3.87	2.45	1.62	1.75	2.50	3.57	5.50	7.18	8.11	4.82
K	0.69	0.68	0.66	0.58	0.49	0.39	0.38	0.42	0.45	0.55	0.62	0.65	0.55
Diffuse	1.81	1.55	1.27	1.11	0.91	0.80	0.87	1.15	1.58	1.90	2.05	2.06	1.42
Direct	9.75	9.06	7.77	5.52	3.72	2.22	2.26	2.89	3.57	5.75	7.77	9.08	5.76
Tilt 0	8.23	7.32	5.74	3.84	2.41	1.61	1.73	2.43	3.53	5.36	7.14	8.06	4.77
Tilt 21	8.01	7.55	6.48	4.77	3.19	2.12	2.22	2.93	3.94	5.65	7.05	7.74	5.12
Tilt 36	7.33	7.22	6.58	5.12	3.55	2.36	2.45	3.11	4.01	5.51	6.54	7.02	5.06
Tilt 51	6.29	6.50	6.32	5.19	3.72	2.48	2.55	3.15	3.88	5.09	5.71	5.95	4.73
Tilt 90	2.82	3.44	4.11	4.06	3.19	2.18	2.19	2.50	2.73	2.97	2.80	2.65	2.97
OPT	8.26	7.57	6.59	5.20	3.72	2.49	2.55	3.15	4.01	5.65	7.19	8.07	5.36
OPT ANG	5.00	16.0	33.0	47.0	55.0	57.0	55.0	46.0	34.0	21.0	8.00	2.00	31.6

En la primer tabla, se presentan datos de radiación solar diaria horizontal, medida en kWh/m²/día, cuyo promedio anual es de 4,99 kWh/m²/día, lo cual representa 1,82 MWh/m² anuales, que es muy similar a los 1,93 MWh/m² obtenidos en la publicación que se explicó anteriormente. Como el dimensionamiento de la planta se debe realizar en la situación más desfavorable de radiación solar, se considera aquella que se tienen en invierno, con un valor de **2,06 kWh/m²/día, para plano horizontal.**

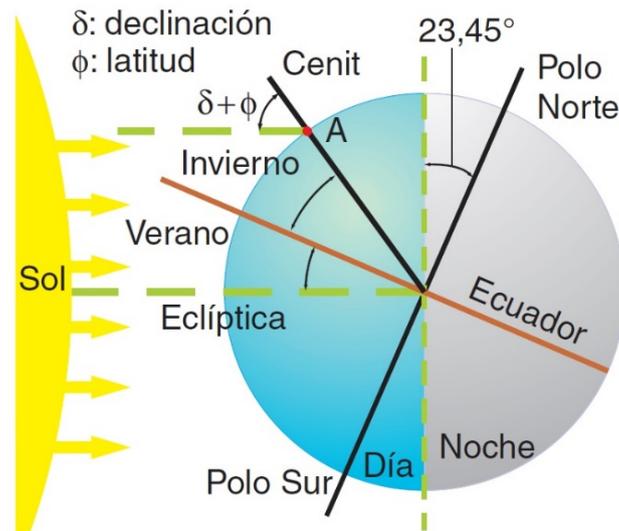
11.1.2. Primera aproximación de la inclinación adecuada de los paneles fotovoltaicos.

La segunda tabla de la NASA muestra, primero el ángulo de declinación del sol promedio mensual, el cual varía de 23,4° norte (solsticio de invierno) a 23,4° sur (solsticio de verano); y segundo, los siguientes datos promedios:

- SSE HRZ = Incidencia de radiación solar sobre superficie horizontal.
- K = Índice de claridad incidente sobre superficie horizontal (adimensional).
- Diffuse = Radiación solar con cielo nublado.
- Direct = Radiación solar sobre superficie orientada normal al sol en cada mes.
- Tilt # = Radiación para una superficie inclinada #° respecto a la horizontal con orientación al Ecuador.

- OPT = Radiación solar de superficie inclinada el ángulo óptimo.
- OPT ANG = Ángulo óptimo para el que la radiación sobre la superficie es máxima.

Las unidades de Tilt # y OPT ANG son grados (°) y los demás ítems, menos K que es adimensional, son kWh/m²/día.



Se concluye que para un ángulo que varíe entre 19° y 34°, el promedio anual de radiación sobre la superficie inclinada no varía, siendo 5,30 kWh/m²/día. Si se considera el ángulo óptimo, es decir que los paneles varíen su inclinación respecto a la posición del sol a lo largo del año, se obtiene 5,61 kWh/m²/día, lo cual difiere por 0,31 kWh/m²/día del anterior. En la última fila de la tabla, se determina que el ángulo óptimo promedio, para un panel fijo, **es de 32° respecto a la horizontal**, valor que entra en el rango entre 21° y 36° explicado anteriormente.

Para plano inclinado estimado en 32° la radiación sobre la superficie determinado con interpolación lineal será:

$$f(x | x_1; x_2) = f(x_1) + \frac{f(x_2) - f(x_1)}{(x_2 - x_1)} * (x - x_1) = 2.12 + \frac{2.36 - 2.12}{(36 - 21)} * (32 - 21) = 2.3$$

El valor de radiación sobre un plano inclinado de 32° es de **2.3 kWh/m²/día**.

En la realización del dimensionado se necesita el valor de la oferta expresada en horas de sol pico (HSP). A partir de la radiación en plano de 32° de inclinación con respecto a la horizontal se obtiene los HSP (hora por día promedio) para cada mes del año:

Mes	HSP
Enero	7,51
Febrero	7,31
Marzo	6,55
Abril	5,03
Mayo	3,45
Junio	2,30
Julio	2,39
Agosto	3,06
Septiembre	3,99
Octubre	5,55
Noviembre	6,68
Diciembre	7,21

Hora de sol pico por cada mes a lo largo de un año.

11.1.3. Cálculos para la colocación de los módulos.

Los módulos fotovoltaicos se deben instalar de forma que aprovechen la irradiación solar al máximo.

Por ello se debe definir la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos en función de su uso anual o en verano y de la latitud de la facultad.

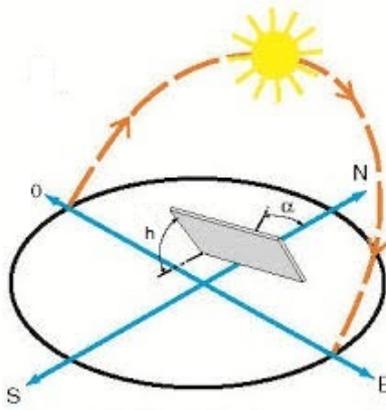
También se debe tener presente la distancia mínima que se debe utilizar para que no se produzca el efecto de sombra entre los módulos fotovoltaicos, así como evitar aquellas producidas por cualquier objeto.

11.1.3.1. Orientación e Inclinación.

Orientación de los paneles fotovoltaicos.

Como norma general se debe saber que los módulos fotovoltaicos deben orientarse hacia el norte, ya que el lugar a instalar el campo fotovoltaico se encuentra en el hemisferio sur. La orientación será el ángulo de desviación respecto al norte geográfico. El norte geográfico no debe confundirse con el norte magnético.

El ángulo α es el llamada azimutal, y representa la desviación con respecto al norte físico. La mayor desviación aceptable respecto al norte físico es de 20° .

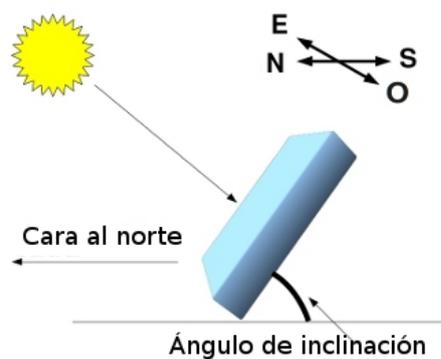


Inclinación.

La irradiación solar que incide sobre el panel puede variar en función del ángulo que forme con la horizontal (h según el diagrama anterior). Así pues, en función de la inclinación, la captación de energía solar puede variar y será máxima cuando la posición de la placa sea perpendicular con la irradiación.

La inclinación óptima puede variar a lo largo del año, por lo tanto, para una instalación de paneles fijos se suele escoger un valor de inclinación para la máxima potencia media recibida anualmente. Este ángulo fue determinado anteriormente, cuando se calculó la hora solar pico.

El valor promedio anual del ángulo, determinado según la latitud donde se emplazará la instalación, **es de 32°**.



Para acrecentar los valores de hora pico solar en las distintas estaciones del año, se planteará tres inclinaciones distintas, siendo modificadas manualmente, según el periodo.

La tabla siguiente, muestra la inclinación según la latitud del lugar (determinada anteriormente) y su uso si es en invierno o verano. Según el lugar escogido para la instalación el rango de latitud será entre 35 y 40°. Por ello el ángulo de inclinación irá de 20° en verano y 50° en invierno.

Latitud de "La facultad": 34.616 latitud sur.

Latitud del lugar	Ángulo en invierno	Ángulo en verano
0a15°	15°	15°
15 a 25°	Latitud	Latitud
25 a 30°	Latitud + 5°	Latitud - 5°
30n 35°	Latitud + 10°	Latitud -10°
35 a 40°	Latitud + 15°	Latitud - 15°
>40°	Latitud + 20°	Latitud - 20°

Resumiendo, los paneles solares serán modificados en inclinación según la tabla que se propone a continuación:

Estación	Tiempo de modificación	Ángulo respecto a la horizontal
Verano	diciembre - marzo	25°
Otoño	marzo - mayo	35°
Invierno	junio - agosto	45°
Primavera	septiembre - noviembre	35°

Con la variación de los ángulos propuestos, se repite la obtención de las horas solar pico para compararlas con el caso en el que el ángulo se mantenga constante.

Mes	HSP
Enero	8,01
Febrero	7,55
Marzo	6,58
Abril	5,12
Mayo	3,55
Junio	2,48
Julio	2,55
Agosto	3,15
Septiembre	4,01
Octubre	5,51
Noviembre	6,54
Diciembre	7,74

Prácticamente todas las horas pico solar se incrementan al variar el ángulo por estación con respecto a las horas pico solar con el ángulo fijo de 32°. Pero **debido a que este aumento en el mejor de los casos es del 2%, se fabricará una estructura fija** implicando un menor costo de mantenimiento con respecto a la variable.

11.2. Tiempo de autonomía propuesto

Haciendo un análisis de las horas sin radiación solar diaria de alto consumo de la facultad se estima 4 horas promedio (de 20:00 a 00:00). Como el generador está "on grid" y los acumuladores representan un alto costo de inversión, se estima solo una autonomía de 30 minutos. Este tiempo será suficiente para cubrir pequeños

cortes de energía de la red eléctrica, o en su defecto el período de arranque del grupo generador.

11.3. Estimación del consumo en “UTN – FRSR”.

11.3.1. Consumo de la facultad dado por facturación.

Se analizó el consumo de 13 períodos, correspondientes a 13 meses, para determinar el consumo anual de la facultad. Para ello se solicitaron estos datos a la empresa distribuidora, obteniéndose los mismos para los periodos entre abril de 2017 y abril de 2018, los cuales se muestran a continuación:

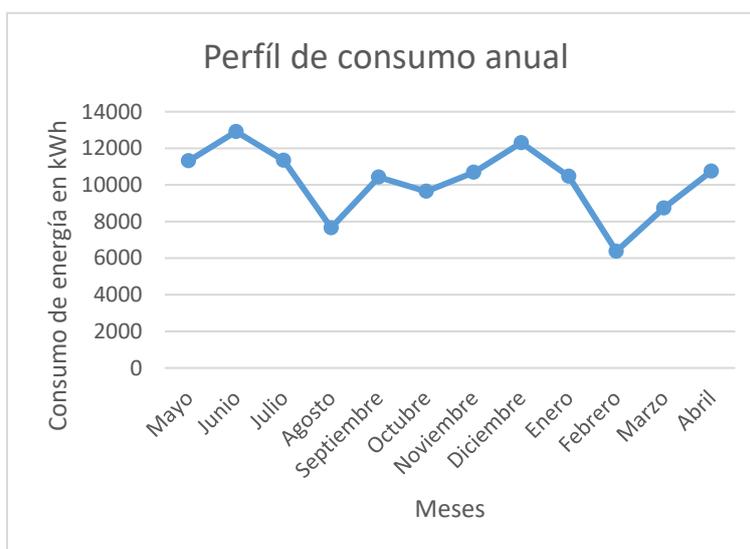
Nic 3043062				Cliente UNIVERSIDAD , TECNOLÓGICA NACIONAL					
Periodo	Importe	Consumo fact. pico	Consumo fact. valle	Consumo fact. resto	Pot. contratada	Máx. pot. leída	Pot. leída pico	Pot. leída valle	Pot. leída resto
01/04/18	\$ 39.737	4001	1730	5020	70	57	57	22	43
01/03/18	\$ 27.920	2452	1449	4837	70	47	46	23	47
01/02/18	\$ 19.178	1235	1452	3688	70	28	17	13	28
01/01/18	\$ 35.792	3500	1961	5008	70	56	56	26	43
01/12/17	\$ 34.529	4265	1960	6079	50	70	70	34	59
01/11/17	\$ 24.806	3405	1952	5329	50	43	43	28	36
01/10/17	\$ 22.468	3262	1808	4578	50	44	44	30	27
01/09/17	\$ 24.155	3621	1874	4928	50	45	45	28	29
01/08/17	\$ 17.681	2325	1639	3692	73	41	41	25	29
01/07/17	\$ 23.631	3874	1910	5558	73	46	46	28	34
01/06/17	\$ 25.903	4377	2292	6245	73	46	46	32	34
01/05/17	\$ 23.643	3711	2204	5399	73	51	51	32	34
01/04/17	\$ 24.644	4342	2349	5226	73	60	60	38	46

Los datos de consumo son en unidades de kWh y los de potencia kW. Los datos de lectura pico, valle y resto corresponden a los siguientes horarios de consumo: pico de 18 a 23 hs. (5 horas), valle de 23 a 5 hs. (6 horas) y resto de 5 a 18 hs. (13 horas). Por el tipo de contrato que posee la facultad con la empresa distribuidora (Tarifa: T2 Especial), el valor del kWh en cualquiera de los tres horarios es el mismo.

La suma, de los últimos 12 períodos (05/17 – 04/18), dio un valor de **122.620 kWh**, el cual corresponde al consumo anual de la facultad. Dicho consumo genera un gasto de **\$ 319.443** por año.

11.3.1.1. Perfil de consumo proyectado por facturación

Mes	Consumo en kWh
Mayo	11314
Junio	12914
Julio	11342
Agosto	7656
Septiembre	10423
Octubre	9648
Noviembre	10686
Diciembre	12304
Enero	10469
Febrero	6375
Marzo	8738
Abril	10751



11.3.2. Consumo real determinado por un analizador de redes.

El analizador fue conectado en la facultad del día 19/04/2016 a las 15:45 hs hasta el día 25/04/2016 a las 17:40 hs. Se midió diversas magnitudes, como tensión, corriente, potencia y energía consumida por fase, con intervalo de 1 min.

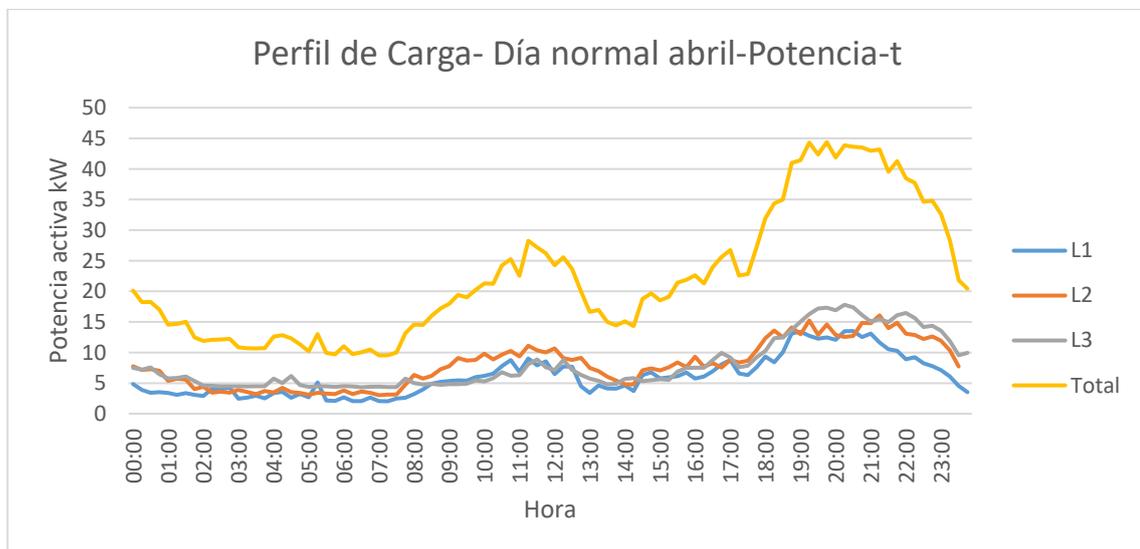
A continuación se presenta la energía consumida a lo largo de un día, la cual será necesaria para el dimensionamiento de la planta fotovoltaica.

Se muestra un resumen de algunas horas durante el día, cambiando el intervalo de medición cada 1 hora, siendo A, B y C cada una de las potencias activas por fase.

Hora	A (kW)	B (kW)	C (kW)
00:00	4,9	7,7	7,5
01:00	3,4	5,4	5,8
02:00	2,9	4,4	4,6
03:00	2,5	3,9	4,5
04:00	3,4	3,5	5,8
05:00	2,7	3,1	4,4
06:00	2,7	3,8	4,5
07:00	2,1	3,0	4,5
08:00	3,2	6,3	5,0
09:00	5,4	7,8	4,8
10:00	6,2	9,8	5,3
11:00	6,8	9,4	6,3
12:00	6,5	10,7	7,1

Hora	A (kW)	B (kW)	C (kW)
13:00	3,4	7,5	5,8
14:00	4,6	4,8	5,7
15:00	5,8	7,1	5,7
16:00	5,8	9,3	7,5
17:00	8,8	8,8	9,2
18:00	9,3	12,3	10,3
19:00	13,4	13,0	15,1
20:00	12,1	12,9	16,9
21:00	13,1	14,8	15,1
22:00	8,9	13,1	16,5
23:00	7,1	11,9	13,6

A continuación se observa los datos anteriores plasmados en una gráfica, obteniendo un perfil de carga promedio diario.



11.4. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica

11.4.1. Cantidad de paneles fotovoltaicos

Para empezar se debe calcular la energía total E que debe proporcionar el acumulador y el campo fotovoltaico, en base a la energía total teórica requerida por las cargas E_T y el factor global de rendimiento R . La energía E viene dada por:

$$E = \frac{E_T}{R}$$

El factor global de rendimiento R , de la instalación, viene dado por:

$$R = (1 - kb - kc - kv) \cdot \left(1 - \frac{ka \cdot N}{Pd}\right)$$

Siendo:

N: Número de días de autonomía.
 Pd: Profundidad de descarga de la batería.
 kb: Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador.
 ka: Coeficiente de auto descarga.
 kc: Coeficiente de pérdidas del inversor.
 kv: Coeficiente de otras pérdidas.

Para el sistema propuesto se tienen en cuenta los siguientes valores:

kb representa las pérdidas de joule de los acumuladores. Dado que en el sistema que se proyecta no son previsible descargas intensas, y además por tener característica híbrida el sistema, no se considera el valor de dicha pérdida.

Para calcular ka se tiene en cuenta, según los datos del fabricante, que la batería a utilizar tiende a descargarse 25% en seis meses. Por lo cual se debe dividir el porcentaje que se descarga la batería, expresada en valor por unidad (0.25) en seis meses, entre el número de días equivalentes (180 días).

$$k_a = \frac{0.25}{180} = 0.0014$$

Para los inversores de onda senoidal se recomienda usar un valor, kc de 0.2. Si no se han tenido en cuenta las pérdidas del cable y las pérdidas de carga se recomiendan utilizar un kv de 0.1.

Con un número de días de autoconsumo necesarios para el emplazamiento N=0.02, una profundidad de descarga de pd = 70% podremos calcular el valor de R:

$$k_c := 0.2 \quad k_v := 0.1 \quad p_d := 0.7 \quad N := 0.02 \quad k_b := 0.05$$

$$R := (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot \left(1 - k_a \cdot \frac{N}{p_d} \right) = 0.7$$

Sabiendo que la energía consumida de cada mes se divide por la cantidad de días que compone al mismo, se obtiene el consumo diario. **Se seleccionó un panel fotovoltaico de 330 W (STC), con una corriente de trabajo de 9 A y una tensión de salida de 36 V.** Con estos valores, se determinó la cantidad de paneles por mes.

Se adjunta en el **Anexo II** el cálculo detallado por mes de la cantidad de paneles solares.

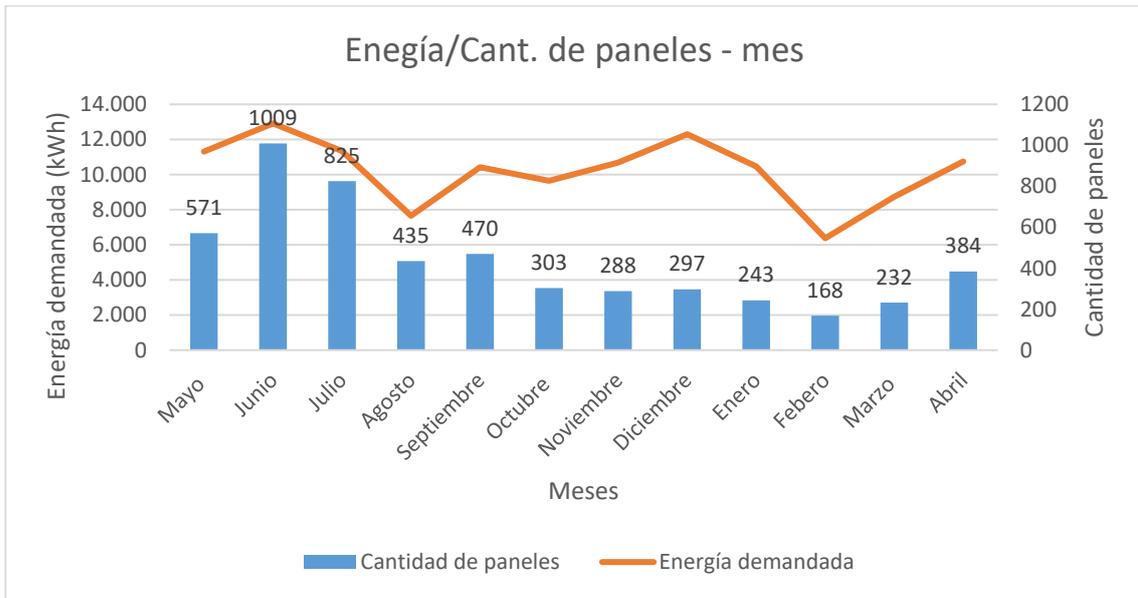
Se propone paneles fotovoltaicos de la empresa **Jinko Solar**, siendo dichos paneles de silicio policristalino, con una potencia pico de 330 W.

11.4.1.1. Características generales de los paneles

Se seleccionó un panel de 330Wp, de 1956 x 942mm. Se adjunta en el **Anexo III** el catálogo del panel seleccionado.

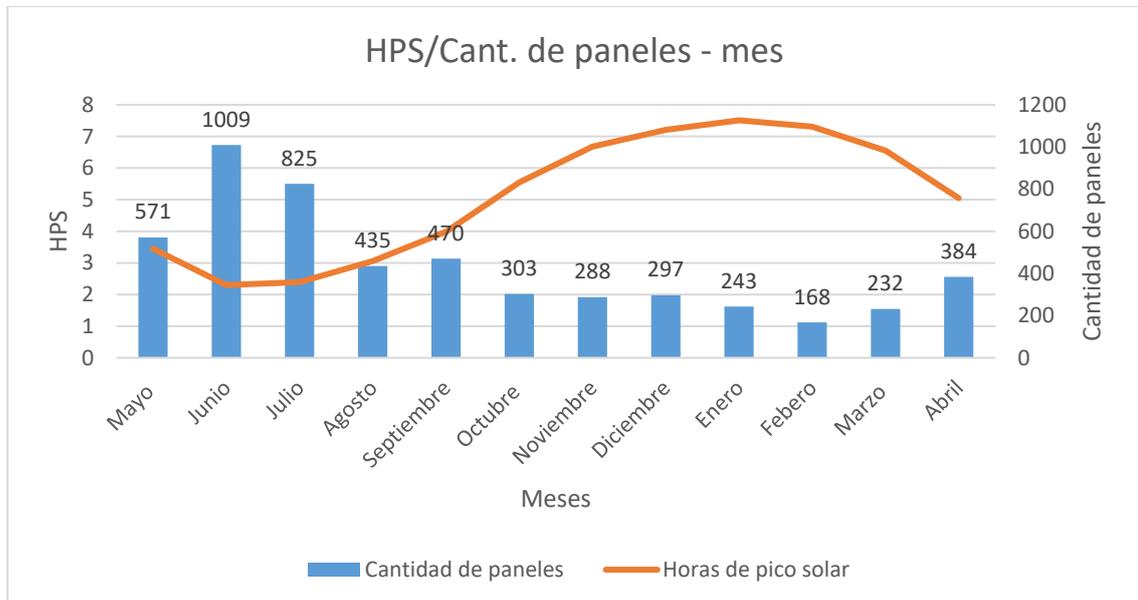
Obtenida la cantidad de paneles necesarios por cada mes del año, se realiza un análisis por medio de las siguientes gráficas:

11.4.1.2. Comparación entre energía demandada y cantidad de paneles necesarios.



Se observa que la cantidad de paneles es directamente proporcional a la cantidad de energía demandada por cada mes.

11.4.1.3. Comparación entre HPS y cantidad de paneles necesarios.

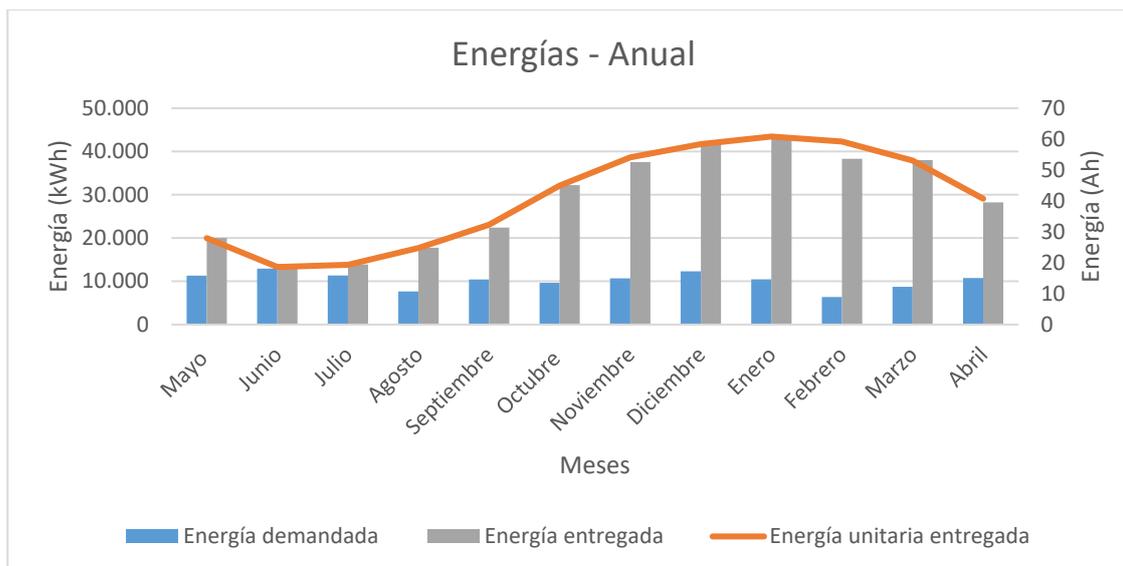


Se observa que la cantidad de paneles es inversamente proporcional a las horas de pico solar en cada mes.

A continuación se plantea fijar la cantidad de paneles máximos obtenidos en el **mes de Junio**, para determinar la producción de la energía del campo solar a lo largo de todo el año por cada mes. Luego de obtener estos valores, se compara con la energía demandada por la facultad.

	Tensión del panel (V)	36		
	R (Factor global de rendimiento)	0,8		
	Máx. cant. de paneles	1009		
Meses	Energía demandada (kWh)	Energía real entregada por panel (Ah)	Energía real entregada (kWh)	Energía sobrante (kWh)
Mayo	11.314	27,945	20.025	8.711
Junio	12.914	18,630	12.919	5
Julio	11.342	19,359	13.872	2.530
Agosto	7.656	24,786	17.761	10.105
Septiembre	10.423	32,319	22.412	11.989
Octubre	9.648	44,955	32.214	22.566
Noviembre	10.686	54,108	37.522	26.836
Diciembre	12.304	58,401	41.849	29.545
Enero	10.469	60,831	43.590	33.121
Febrero	6.375	59,211	38.323	31.948
Marzo	8.738	53,055	38.018	29.280
Abril	10.751	40,743	28.254	17.503
	122.620		346.757	

La energía real entregada surge de la multiplicación de la tensión de salida del panel fotovoltaico de 330W, el factor global de rendimiento y la cantidad máxima de paneles obtenidos en el cálculo mensual. Además la última columna muestra la energía sobrante que entrega la planta fotovoltaica en cada uno de los meses. Como la planta fotovoltaica debe ser dimensionada para el mes más desfavorable (Junio), la mayoría de los otros meses quedan con un excedente elevado de energía disponible no utilizada, si se considera solo la energía entregada actual, debido al “sobredimensionamiento temporal”.

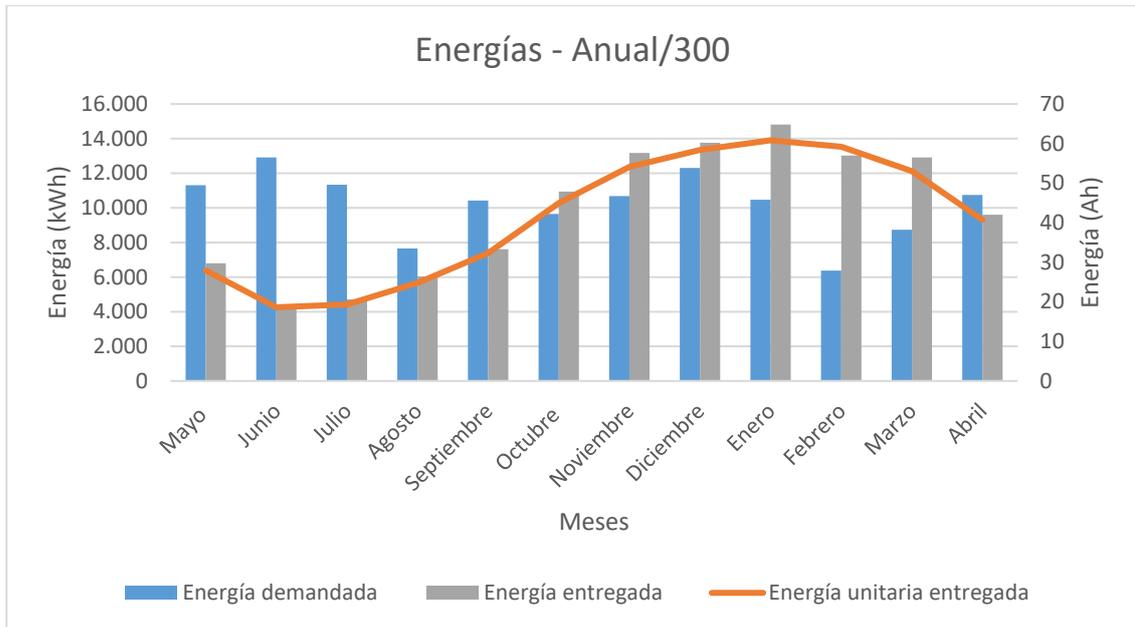


Este “sobredimensionamiento temporal” se debe a la fluctuación de la radiación solar a lo largo del año. Esto se puede observar en la gráfica anterior “Cantidad de paneles – Hora solar pico”.

	Cant. de paneles	300	3			
Meses	Energía demandada (kWh)	Corriente real entregada por panel (Ah)	Energía real entregada (kWh)	Energía tomada de la red (kWh)	Costo de energía tomada de la red	Recaudación de energía inyectada
Mayo	11.314	27,945	6.804	5915	24.252	2.445,32
Junio	12.914	18,630	4.390	6.669	34.949	0,00
Julio	11.342	19,359	4.714	5.784	27.176	0,00
Agosto	7.656	24,786	6.035	3.964	16.252	4.077,11
Septiembre	10.423	32,319	7.616	5.495	22.530	4.676,31
Octubre	9.648	44,955	10.946	5.070	20.787	11.080,55
Noviembre	10.686	54,108	13.175	5.357	21.964	13.651,70
Diciembre	12.304	58,401	13.761	6.225	25.523	13.367,37
Enero	10.469	60,831	14.812	5.461	22.390	17.058,60
Febrero	6.375	59,211	13.022	2.687	11.017	16.241,36
Marzo	8.738	53,055	12.918	3.901	15.994	14.061,65
Abril	10.751	40,743	9.601	5.731	23.497	7.970,13
	122.620		117.794			
					266.329	104.630

Aunque la cantidad de **1009** paneles producen que la planta suministre la misma energía que la facultad demanda en el mes de junio, para evitar un sobredimensionado exagerado de la energía sobrante en las estaciones de mayor radiación, se propone en primer lugar una reducción de la cantidad de módulos

fotovoltaicos como se muestra a continuación, utilizando como justificativo el balance energético anual respecto a la facturación.



Como bien lo indican las referencias, las barras azules muestran la energía demandada por la facultad según el régimen actual de consumo y las barras grises la energía generada por la planta fotovoltaica.

La energía faltante de los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre, será compensada por la energía entregada por la distribuidora a partir de la red eléctrica.

La justificación de la cantidad de paneles, se presenta a continuación, en referencia a los valores de facturación. Se utilizan los cargos del cuadro tarifario propuesto en la resolución 108 del EPRE del 1 de agosto al 31 de octubre de 2018, donde se diferencia el valor de la energía recibida (ER) y la energía volcada (EV).

T2 Especial (Grandes demandas hasta 50 kW) ER	
Cargo comercialización	\$ 172,729 / mes
Cargo fijo	\$ 65,565 / mes
Cargo variable	\$ 4,1 / kWh

T2 Especial (Grandes demandas hasta 50 kW) EV	
Cargo variable	\$ 1,74 / kWh

		Cargo variable por energía recibida \$/kWh	Factura en pesos	
Valor de la factura anual	\$319.443	4,1	269.188,78	Factura energía recibida (FER) *1
Cargo variable por energía volcada \$/kWh	1,74	104.630,10		Factura energía volcada (FEV) *2
Lo que debería pagar la facultad de energía			\$164.558,68	
Ahorro real anual			\$154.884	

*1 - La factura de energía recibida incluye cargos fijos, cargos de comercialización y cargos variables por energía consumida.

*2 - La factura de energía volcada incluye solo el cargo variable por energía entregada.

Se observa claramente, que es necesario volcar mayor energía a la red eléctrica que la recibida de la distribuidora, ya que es necesario compensar los costos fijos, cargos de comercialización, y el mayor costo de la energía recibida con respecto a la volcada, debido al precio de transporte y distribución por EDEMSA.

11.4.2. Inversores trifásicos. Obtención de la cantidad de unidades.



Para la conversión de la tensión continua suministrada por la planta fotovoltaica, se propone la utilización de inversores Fronius Eco donde su potencia máxima de salida es de 27000 W. Por otro lado la potencia máxima de entrada tiene un límite de 37800 W.

Al conocer la potencia pico de la planta de los 300 paneles fotovoltaicos de 330 W la cual es **99000 W**, se pudo determinar el uso de **3 inversores trifásicos**. Los mismos van conectados en paralelo a la red para alimentar las instalaciones.

Se adjuntan en el **Anexo IV** las hojas de datos de los inversores seleccionados.

11.4.3. Configuración de la planta, distribución de los paneles.

La conexión entre cada uno de los paneles fotovoltaicos se realizará mediante unas cajas de registro situadas en la parte posterior de los paneles.

En estas cajas de registro se encuentran los bornes de conexión mediante los cuales se realizan las conexiones serie o paralelo de los mismos.

La distribución de estos, se realizará formando un agrupamiento serie paralelo constituido por 15 ramas en total formadas por 20 paneles conectados en serie cada una. Cada inversor propuesto tiene 6 entradas, de las cuales 5 serán utilizadas para conectar las ramas en paralelo. Siendo 3 los inversores utilizados, con 5 ramas por inversor se completan las 15 propuestas. De esta manera la planta fotovoltaica estará compuesta por 300 paneles en total.

La elección de los paneles fotovoltaicos e inversores, así como el conexionado están justificados en el **Anexo II**.

Un punto importante a tener en cuenta es el agrupamiento de los módulos, cada rama debe tener el mismo número de módulos, es decir, éstas deben ser simétricas para evitar posibles desequilibrios en el conjunto.

La tensión aproximada por entrada del inversor será de **720 V** en vacío. Esta es menor a 1000 V, siendo ésta la tensión máxima del sistema fotovoltaico admisible para el panel utilizado.

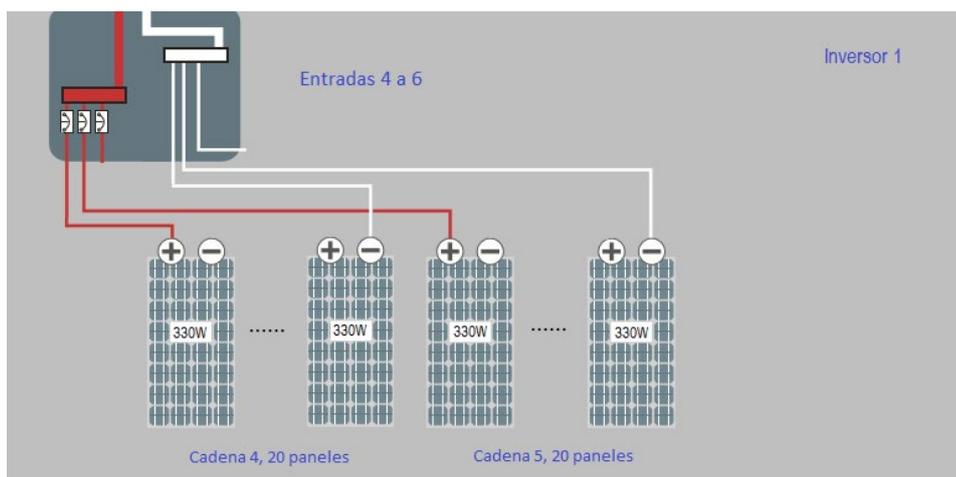
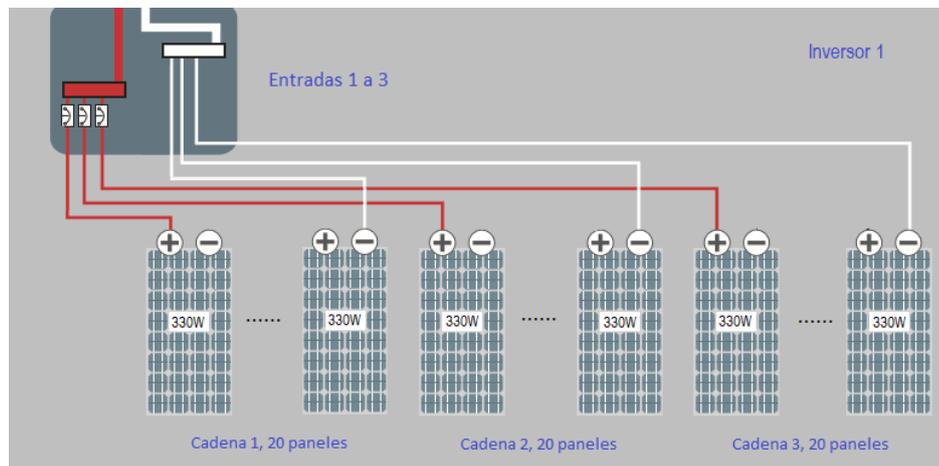
11.4.4. Rango de funcionamiento entre los módulos y el inversor.

Para hacer un correcto diseño de la instalación, se debe buscar el punto de funcionamiento óptimo de dicha instalación. En caso de no alcanzar el punto óptimo de funcionamiento, el rendimiento será bastante menor y por tanto la producción se verá reducida.

En el proceso de producción de energía se debe buscar siempre que sea posible el punto de máxima potencia, que es el punto de funcionamiento de máximo rendimiento teniendo en cuenta las características de los módulos fotovoltaicos y el inversor. Por tanto, a la hora de elegir el inversor debemos tener en cuenta los siguientes puntos:

- La tensión que produce el agrupamiento de paneles en serie bajo $1000\text{W}/\text{m}^2$ y una temperatura de 25°C debe de estar dentro de los límites que definen el MPP. En este caso, para el inversor Fronius ECO 27550 W, el rango de tensiones al cuál se mantiene el MPP está entre **580V-850V**.
- La tensión mínima del generador fotovoltaico tiene que ser superior a la tensión mínima de entrada del inversor. Como el sistema está trabajando a **720V** y el rango de tensión mínima del inversor está entre **580V**, es válido.
- La tensión en vacío que genera el agrupamiento en serie debe de ser menor que a tensión máxima admitida por el inversor. La tensión en vacío del string es de **960V** y la tensión máxima del inversor **1000V**. Por tanto también cumple esta condición.

11.4.5. Diagrama representativo de conexionado entre paneles e inversor. Cadenas o ramas



11.4.6. Cantidad de baterías

Para la obtención de la cantidad de baterías, se propone, una batería de plomo ácido con una capacidad de **220 Ah** con tensión de salida de **12V**. La configuración que se propone es de 48 V. Además se considera una profundidad de descarga del 70% y el coeficiente global visto anteriormente. Por último se tuvo en cuenta una autonomía de media hora.

Capacidad de la batería:

$$C_{nominal} := 220 \text{ A} \cdot \text{hr}$$

Tensión de la batería:

$$U_{s1} := 12 \text{ V}$$

Tensión de la configuración:

$$U_s := 48 \text{ V}$$

Energía demandada:

$$E_{jT} := \frac{E_{jTm}}{30 \text{ day}} = 430.467 \frac{1}{\text{day}} \cdot \text{kW} \cdot \text{hr}$$

Energía real necesaria:

$$E_j := \frac{E_{jT}}{R} \cdot 1.1 = 728.511 \text{ kW} \cdot \frac{\text{hr}}{\text{day}}$$

Energía para una autonomía de 1/2 hora.

$$C_{uj} := E_j \cdot N1 = 14.57 \text{ kW} \cdot \text{hr}$$

Capacidad del grupo de baterías a entregar en Ah:

$$C_{uAhj} := \frac{C_{uj}}{U_s} = 303.546 \text{ A} \cdot \text{hr}$$

Capacidad del grupo de baterías considerando la profundidad de descarga de 70%:

$$C_{batj} := \frac{C_{uAhj}}{P_d} = 433.637 \text{ A} \cdot \text{hr}$$

Cantidad de baterías en paralelo para suministrar la capacidad necesaria en Ah:

$$Baterías_{paraleloj} := \frac{C_{batj}}{C_{nominal}} = 1.971$$

Cantidad de baterías en serie para entregar la tensión de la configuración:

$$Baterías_{seriej} := \frac{V_{sbat}}{U_{s1}} = 4$$

Se puede observar una aproximación de la cantidad de baterías de 8 unidades.

Se adjunta en el **Anexo II** el cálculo de las baterías detallado.

Por simetría en la conexión de las tres fases, y la tensión de la configuración, se propone utilizar **12 unidades** de acumuladores.

11.4.6.1. Selección.

El modelo propuesto de batería que se podría utilizar es de la marca **Ritar**.

Son baterías de ciclo profundo AGM. Su capacidad es de 220 Ah, a una temperatura de 25°C. Se estima una vida útil de 5 años con la exigencia de la planta fotovoltaica del proyecto.

BATERÍA DE CICLO PROFUNDO AGM - RITAR DC12-225

GRAN CAPACIDAD DE CICLADOS (CARGAS Y DESCARGAS) - TIEMPO DE CARGA 5 VECES MÁS RÁPIDO

ESPECIFICACIONES	
Modelo	DC12-225
Tipo	Ciclo profundo AGM
Especificaciones eléctricas	
Tensión nominal	12VCC
Capacidad en 20h	225Ah
Corriente máx. de carga	67.5A
Corriente máx. de descarga [5 seg]	2250A
Resistencia interna (mΩ)	3.7
Tensión de flote	13.7VCC ~ 13.9VCC
Tensión de fondo	14.6VCC ~ 14.8VCC
Datos generales	
Vida útil estimada (modo flote)	12 años
Tipo de terminal	F10 (M8) / F16 (M8)
Temperatura de trabajo	-20°C ~ +60°C
Temperatura de trabajo ideal	+20°C ~ +30°C
Dimensiones (LxAxA) en mm	522 x 240 x 219
Peso Neto (Kg)	65



11.4.6.2. Sistema inversor de baterías

El inversor aislado **Sunny Island** es un inversor de batería modular que permite la conexión de varios tipos de sistemas de inyección (instalaciones fotovoltaicas, eólicas; grupos de generación de corriente, plantas de cogeneración, pequeñas centrales hidroeléctricas) al lado de la corriente alterna (acoplamiento de CA). El inversor aislado está equipado con varios sistemas de gestión que garantizan el funcionamiento estable del sistema de suministro de energía. La gestión de batería, del generador, de la energía y de la carga se complementan entre sí para proporcionar una gestión completa del sistema. El Sunny Island mide o calcula todas las variables necesarias para garantizar que no se deje al azar ninguna operación de conmutación o modificación de los valores nominales.

Se utilizarán **3 Sunny Island 8.0H**, 3 para cada una de las fases del sistema trifásico.

Datos técnicos	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Funcionamiento en la red pública o generador fotovoltaico			
Tensión asignada de red/Rango de tensión de CA	230 V/De 172,5 V a 264,5 V		
Frecuencia asignada de red/Rango de frecuencia admisible	50 Hz/De 40 Hz a 70 Hz		
Corriente alterna máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	14,5 A	20 A	26 A
Potencia de CA máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	3,3 kVA	4,6 kVA	6 kVA
Corriente máxima de entrada de CA	50 A	50 A	50 A
Potencia máxima de entrada CA	11500 W	11500 W	11500 W
Funcionamiento en red aislada o como sistema de respaldo			
Tensión asignada de red/Rango de tensión de CA	230 V/De 202 V a 253 V		
Frecuencia nominal/Rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz/De 45 Hz a 65 Hz		
Potencia asignada (a Unom, fnom/25 °C/cos φ = 1)	3300 W	4600 W	6000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min/5 min/3 s	4400 W/4600 W/5500 W	6000 W/6800 W/11000 W	8000 W/9100 W/11000 W
Potencia de CA a 45 °C	3000 W	3700 W	5430 W
Corriente asignada/Corriente de salida máxima (pico)	14,5 A/60 A	20 A/120 A	26 A/120 A
Coefficiente de distorsión de la tensión de salida/Factor de potencia con potencia asignada	<5 % /De -1 a +1	<1,5 % /De -1 a +1	<1,5 % /De -1 a +1
Batería de entrada de CC			
Tensión asignada de entrada/Rango de tensión CC	48 V/De 41 V a 63 V	48 V/De 41 V a 63 V	48 V/De 41 V a 63 V
Corriente de carga máx. de la batería/de carga asignada de CC/de descarga asignada de CC	75 A/63 A/75 A	110 A/90 A/103 A	140 A/115 A/130 A
Tipo de batería/Capacidad de la batería (rango)	Iones litio ¹⁾ , FLA, VRLA/ De 100 Ah a 10000 Ah (plomo) De 50 Ah a 10000 Ah (iones litio)		
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automáticas		
Rendimiento/Autoconsumo del equipo			
Rendimiento máximo	95,5 %	95,8 %	95,8 %
Consumo sin carga/En espera	18 W/6,8 W	25,8 W/6,5 W	25,8 W/6,5 W
Dispositivo de protección (equipo)			
Cortocircuito de CA/Sobrecarga de CA	● / ●		
Protección contra polarización inversa de CC/Fusible de CC	- / -		
Sobretensión/Descarga total de la batería	● / ●		
Categoría de sobretensión según IEC 60664-1	III		

El Sunny Island 8.0H es un inversor de onda senoidal pura, encargado de recibir la corriente continua (48V) que entrega las baterías y transformarla en corriente alterna monofásica de 230V 50Hz.

El inversor lleva incorporado un cargador de baterías de 115A.

El Sunny Island dispone de un amplio rango de temperatura de trabajo y su capacidad de sobrecarga garantiza la seguridad necesaria para un buen funcionamiento de la instalación.

Es compatible con las baterías de plomo seleccionadas.

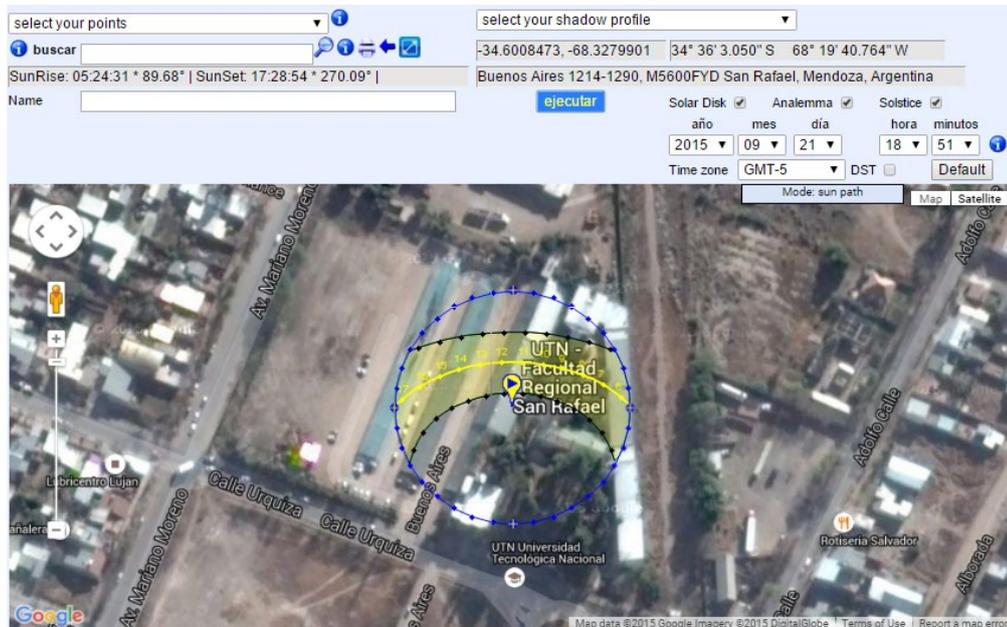
Su funcionamiento es perfecto en sistemas monofásicos de hasta 24kW y en sistemas trifásicos hasta 300kW, ya que permite conectar varios equipos en paralelo gracias al sistema multiclúster.

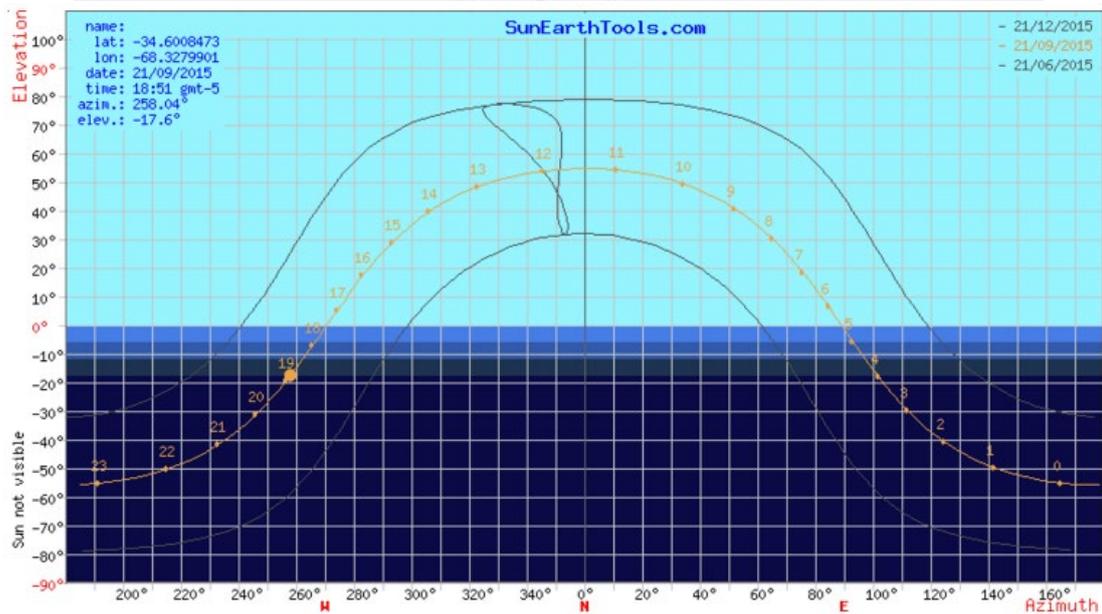
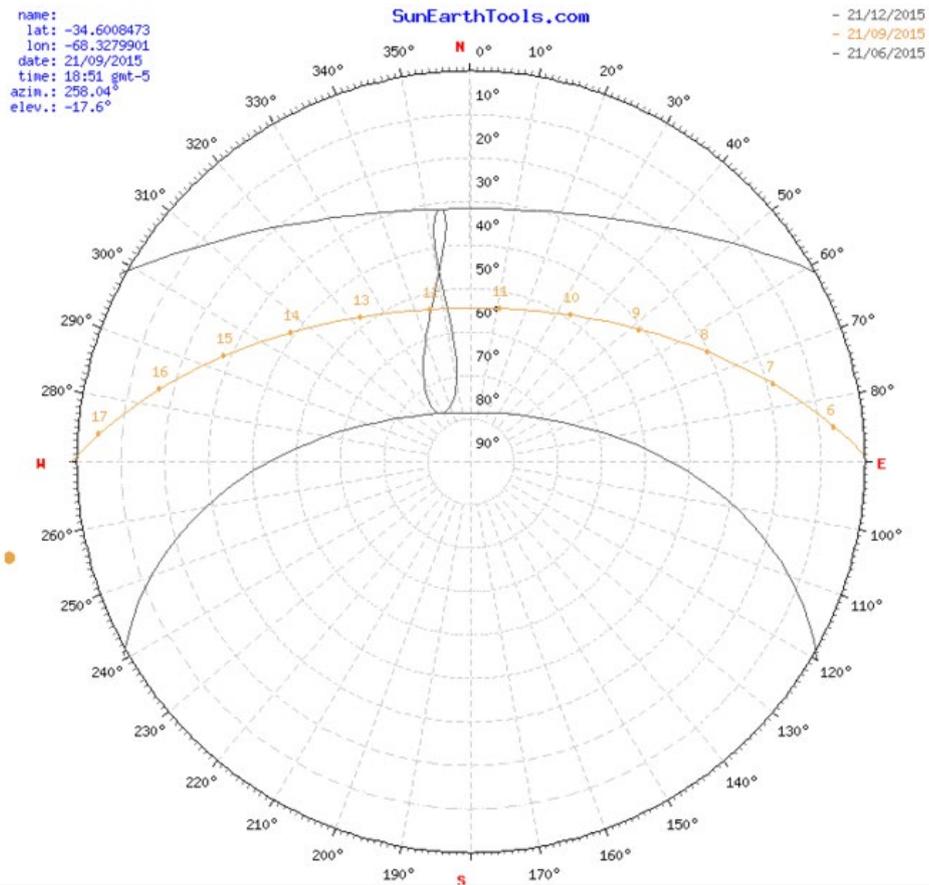
Considerando la tensión de entrada en corriente continua de 48 V, y el valor de corriente admisible de cada unidad, para el sistema planteado se utilizará **3 unidades** de idénticas características.

11.4.7. Distancia entre paneles

Habiéndose determinado la inclinación del panel, se calculó la sombra que proyectaría sobre el panel ubicado detrás de él.

Se utilizó una herramienta online, que con la posición geográfica brinda ábacos con la variación de la declinación solar en todo el año.





En los ábacos, la línea superior representa el movimiento del sol en el solsticio de invierno y la línea inferior el solsticio de verano. Se observa que el ángulo que forma el sol con la horizontal en el primero es de 32° aproximadamente, y el segundo de 80° . Entre estos valores varía en las estaciones intermedias, como primavera y otoño.

La posición del sol se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$\theta = 90^\circ - (\text{Latitud}) \pm 23,4^\circ$$

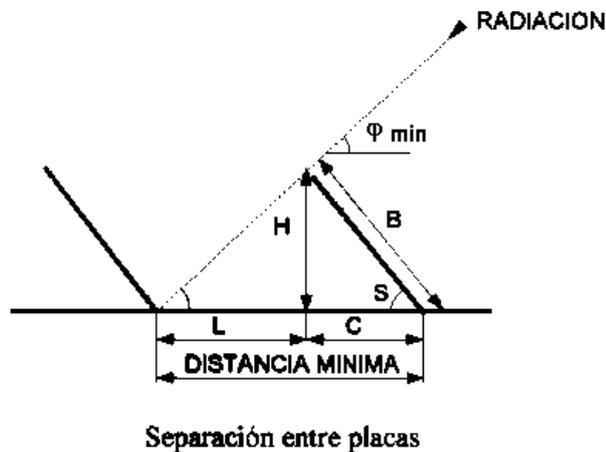
Para el solsticio de verano se suma el último término:

$$\theta = 90^\circ - 34,6^\circ + 23,4^\circ = 78,8^\circ$$

Para el solsticio de invierno se resta el último término:

$$\theta = 90^\circ - 34,6^\circ - 23,4^\circ = 32^\circ$$

Este es el ángulo más desfavorable, cuando más sombra producirá un panel sobre el que esté detrás. Dada la inclinación del panel, 32° , la distancia mínima entre paneles debe ser de:



$$\Phi_{\min} = 32^\circ$$

$$S = 32^\circ$$

$$B = 0,998\text{m} = 1\text{m}$$

$$H = \text{Sen}(32^\circ) * B = \text{Sen}(32^\circ) * 1\text{m} = 0,53\text{ m}$$

$$C = \text{Cos}(32^\circ) * B = \text{Cos}(32^\circ) * 1\text{m} = 0,85\text{ m}$$

$$L = \frac{H}{\text{Tg } 32^\circ} = \frac{0,53\text{ m}}{\text{Tg } 32^\circ} = 0,85\text{ m}$$

$$\text{Distancia mínima: } L+C = 0,85\text{ m} + 0,85\text{ m} = 1,7\text{ m}$$

La distancia mínima entre paneles debe ser de **1,7 m**, para que no se produzcan sombra entre ellos.

11.4.8. Ubicación de los elementos en la facultad.

11.4.8.1. Emplazamiento de los paneles

Se propone ubicar los paneles en el ala oeste de la facultad, la cual tiene una inclinación respecto al norte de 21° hacia el este y el ala este con una inclinación de 10° al oeste. La siguiente imagen satelital muestra esta desviación:



Las otras opciones de emplazamiento es el laboratorio de materiales el cual no se utilizará por poseer menor superficie que la necesaria, por proyectarse sombras y por la proyección de una construcción futura sobre la terraza actual.



Por ello se optó por emplazar la planta fotovoltaica en el ala oeste y este, las cuales poseen una superficie apta para ampliación, no se proyectan sombras significativas sobre ellas y las distancias al tablero principal son similares. El ala

oeste posee una superficie libre de sombras de 787,5 m², siendo su ancho de 10,5 m y su largo de 75m. El techo de la planta alta del ala este posee una superficie de 420 m², siendo su ancho de 10,5 y su largo de 40m.

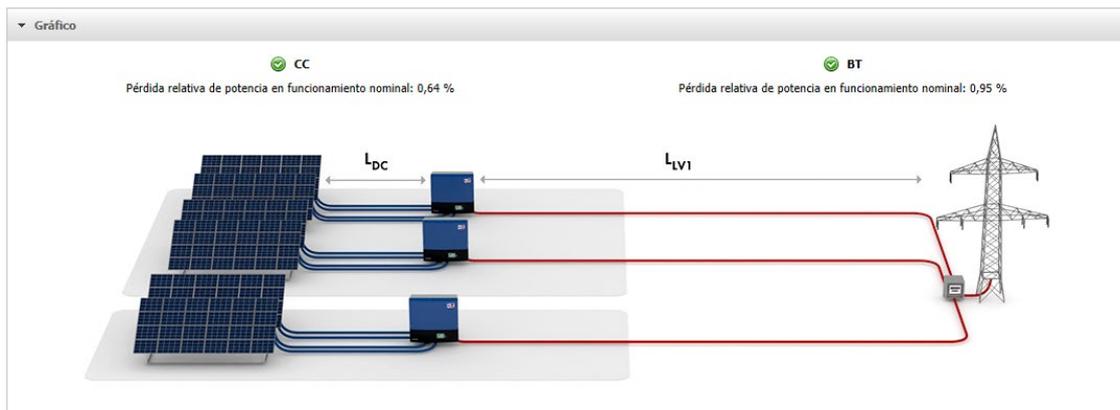


A continuación se muestra una imagen del ala oeste, para observar la inclinación del techo y sus dimensiones.



11.4.8.2. Dimensionamiento del cableado

La longitud de los cables entre los paneles y los inversores es de 80 metros en promedio, por ser esta la extensión que cubren los paneles. Entre los inversores y el tablero principal hay aproximadamente 80 metros, según la canalización que se utilice. Cada inversor tendrá conectado un conductor de esta longitud. El primer cable es unifilar, considerando uno para fase y otro para neutro. El segundo cable es tetrapolar, apto para colocar subterráneo, que consta de las tres fases y el neutro.



Verificación por cálculo manual:

Las secciones de los conductores utilizados es la misma para las dos instalaciones, por lo cual se verifican por caída de tensión para el tramo más largo y cargado, con un $\cos \varphi = 0,9$:

Cable de conexión entre paneles e inversores

$$S = \frac{\zeta_{cu} \cdot 2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta U} = \frac{0,0178 \frac{\text{mm}^2 \cdot \Omega}{\text{m}} \cdot 2 \cdot 80 \text{ m} \cdot 9 \text{ A} \cdot 0,9}{6 \text{ V}} = 3,84 \text{ mm}^2$$

Considerando que la tensión de la cadena es de 720V, los 6 V propuestos como caída de tensión, corresponden a menos de 1%.

Se toma una sección de 4 mm² en cobre, considerando que la longitud propuesta es la máxima y solo corresponderá a una de las cadenas de paneles.

Cable de conexión entre inversores y tablero general

La corriente máxima de cada fase desde el ala oeste (dos inversores): 91 A.

$$S = \frac{\zeta_{cu} \cdot \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta U} = \frac{0,0178 \frac{\text{mm}^2 \cdot \Omega}{\text{m}} \cdot \sqrt{3} \cdot 80 \text{ m} \cdot 91 \text{ A} \cdot 0,9}{11,4 \text{ V}} = 17,72 \text{ mm}^2$$

Se selecciona un conductor de cobre de 3 x 25 mm² +16 mm². Se utilizará el mismo conductor para conectar el inversor del ala este al tablero principal, considerando una futura ampliación de la planta fotovoltaica.

El conexionado entre los paneles se realizará por medio de unos bornes alojados en el interior de una caja de registro situada en la parte trasera de los módulos fotovoltaicos, lo que permite que los paneles puedan agruparse en serie o paralelo, según se precise.

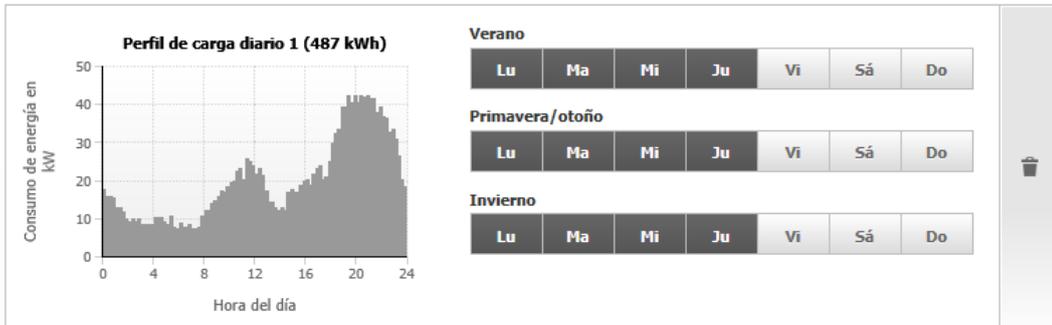
En el interior de estas cajas de registro, junto a los bornes, se encuentran los diodos antirretorno que evitarán el efecto isla, es decir, que cuando se estropee una de las células o simplemente no le llegue la radiación solar necesaria para su correcto funcionamiento impidan que actúen como receptoras de las restantes, quedando polarizadas de forma inversa lo que ocasionaría la destrucción de la unión PN.

Multipolares - Formación flexible (Cu)					
Sección nominal mm ²	Diámetro máximo alambres mm	Espesor de aislación mm	Espesor nominal de vaina mm	Diámetro exterior del cable mm	Peso del cable ¹ kg/km
4 x 6	0,31	1	1,4	15,1	411
4 x 10	0,41	1	1,4	17,3	599
4 x 16	0,41	1	1,8	23,4	1038
3 x 25 + 16	0,41	1,2/1	1,8	26,2	1252
3 x 35 + 16	0,41	1,2/1	1,8	28,3	1572
5 x 1,5	0,26	0,8	1,4	11,4	194
5 x 2,5	0,26	0,8	1,4	12,6	258
5 x 4	0,31	1	1,4	15,1	385
5 x 6	0,31	1	1,4	16,6	505
5 x 10	0,41	1	1,4	19,1	740
5 x 16	0,41	1	1,8	25,4	1259

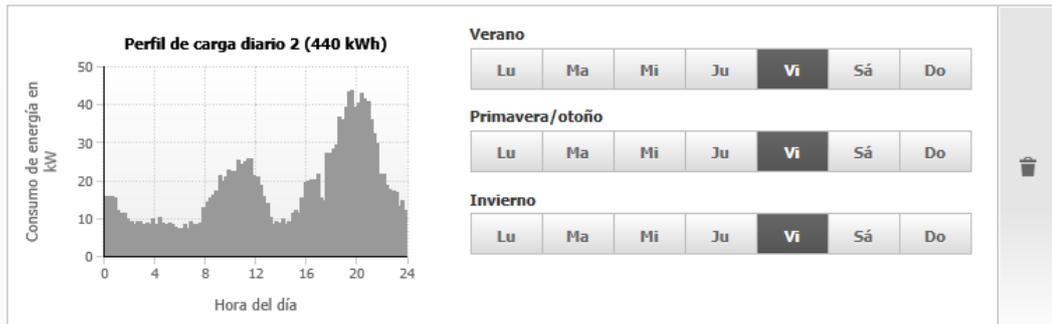
11.4.9. Verificación de los elementos propuesto por medio del software Sunny Design

En primer lugar se determinó el lugar del emplazamiento, para cargar los datos de la irradiación solar. Luego se cargó los perfiles de carga con un intervalo de 15 minutos a lo largo de diferentes días de la semana.

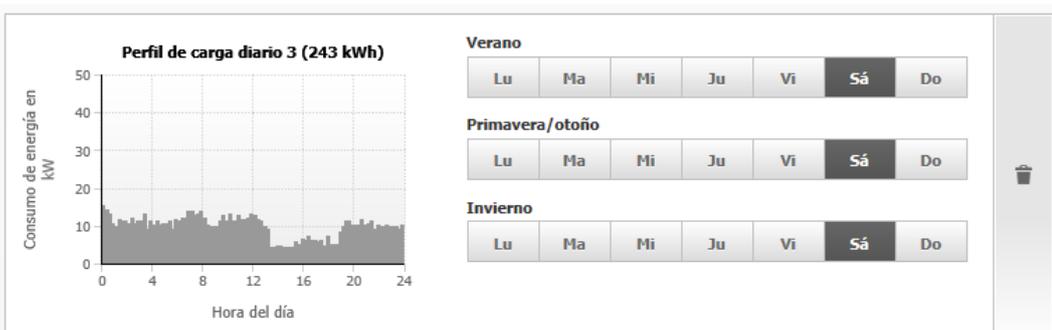
Lunes, Martes, Miércoles y Jueves:



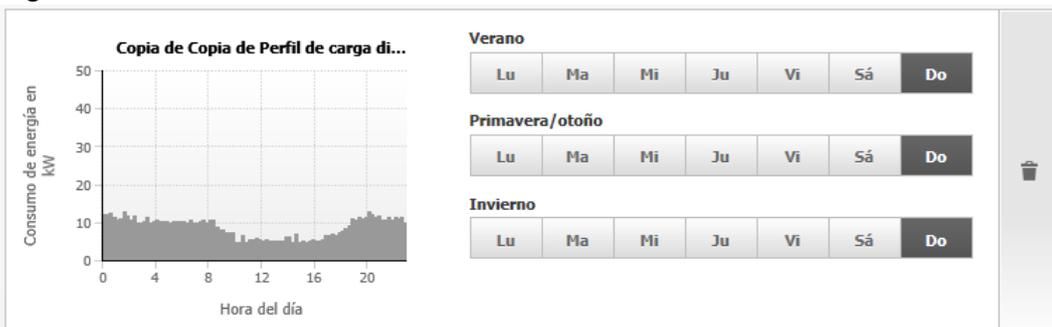
Viernes:



Sábado:



Domingo:



Luego se propone la cantidad de 300 paneles considerados anteriormente con una potencia pico de 99000 kWp.

El siguiente paso, es seleccionar el inversor más apropiado, con la cantidad de paneles en serie y en paralelo por entrada del inversor, como se observa en la siguiente imagen. Se verifica el elemento adoptado.

▼ Generadores FV

Nombre	Fabricante/Módulo FV/Equipo electrónico de módulos	Número de módulos FV/potencia pico	Orientación/tipo de montaje
1 Generador FV 1	JinkoSolar Holding Co. Ltd. JKM-330P-72 (4BB) (05/2016)	306 módulos FV 100,98 kWp	 180 ° 32 °

+ Añadir un generador

▼ Diseño del inversor

Aquí puede modificar los ajustes predefinidos para el diseño automático y las propuestas de diseño.

Filtro de inversores
Diseño manual
Propuestas de diseño
Diseño automático

▼ Inversores

Tipo	1. Generador FV 1	2.	3.	Factor de desfase cos φ	Limitación de la potencia activa de CA
 3 x STP 25000TL-30 Generador FV/inversor comp. bajo ciertas cond.	306 / 306	A: 3 x 17 B: 3 x 17		1,00	25,00 kW

▶ Indicaciones y soluciones (1 indicación)

▼ Detalles

Potencia pico: 100,98 kWp
Ratio de potencia nominal: 76 %
Factor de aprovecham. de energía: 96 %

Rendimiento

Ratio de potencia nominal: 76 %

135 % 94 %

Eficiencia del inversor: 98 %

90 % 100 %

Rendimiento energético anual: 167,14 MWh

Rendimiento energético específico: 1655 kWh/kWp

Coeficiente de rendimiento: 83,6 %

Pérdidas de línea (% de la energía): 0,47 %

✔ Generador FV/inversor comp. bajo ciertas cond.

Parámetros	Inversor	Entrada A	Entrada B	Entrada C
Potencia de CC máx.	25,55 kW	16,83 kWp	16,83 kWp	
Tensión de CC mín.	150 V	536 V	536 V	
Tensión FV normal		✔ 581 V	✔ 581 V	
Tensión de CC máx. (FV)	1000 V	✔ 872 V	✔ 872 V	
Corriente de entrada máx. por entrada de regulación del MPP	33/33 A	✔ 26,2 A	✔ 26,2 A	

La tensión de la configuración es menor a la máxima que soporta el panel en agrupamiento.

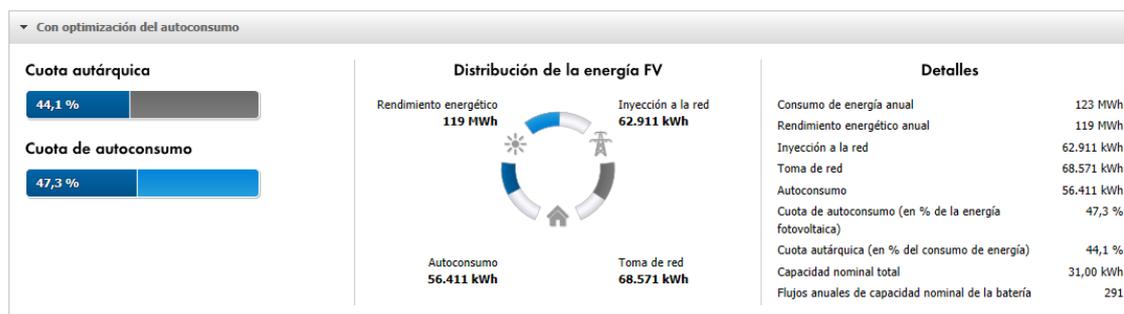
Verifica la corriente y la potencia máxima por entrada del inversor.

84

11.5. Determinación de autoconsumo

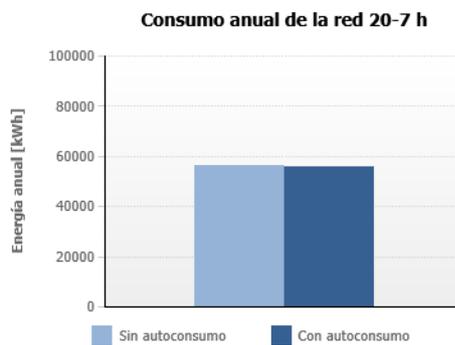
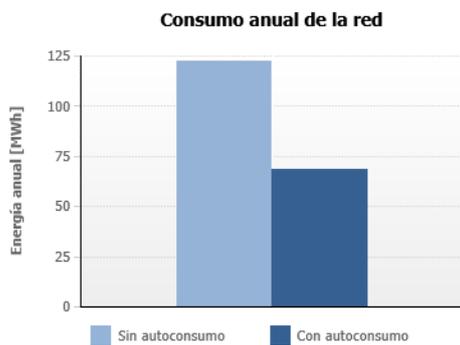
Mes	Energía real entregada (kWh)	Energía tomada de la red (kWh)	Energía de autoconsumo (kWh)	Energía inyectada a la red (kWh)
Mayo	6.804	5.915	5.399	1.405
Junio	4.390	8.524	4.390	0
Julio	4.714	6.628	4.714	0
Agosto	6.035	3.964	3.692	2.343
Septiembre	7.616	5.495	4.928	2.688
Octubre	10.946	5.070	4.578	6.368
Noviembre	13.175	5.357	5.329	7.846
Diciembre	13.761	6.225	6.079	7.682
Enero	14.812	5.461	5.008	9.804
Febrero	13.022	2.687	3.688	9.334
Marzo	12.918	3.901	4.837	8.081
Abril	9.601	5.731	5.020	4.581
Total	117.794	64.958	57.662	60.132

Los datos obtenidos anteriormente por cálculo manual, se comparan con los obtenidos por medio del software de verificación. Se observan valores aproximados entre los dos métodos.



Luego hacemos un análisis en el consumo de red, con autoconsumo y sin autoconsumo en cierto periodo de horas diarias. Si proponemos este primer periodo, observamos que al estar en horas sin radiación solar, el consumo con y sin autoconsumo es el mismo.

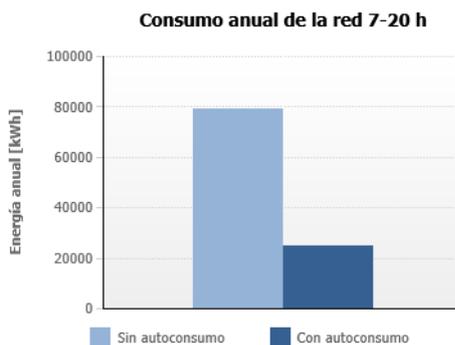
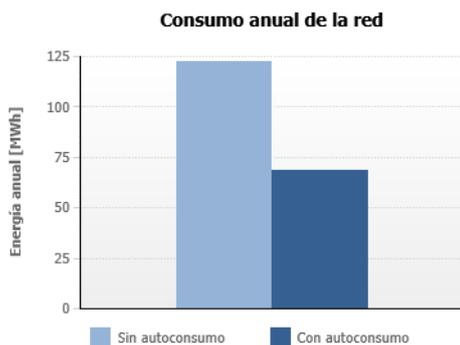
Hora del día desde las hasta las horas



	Consumo anual de la red	Consumo anual de la red 20-7 h
Sin autoconsumo	123 MWh	56.114 kWh
Con autoconsumo	68.571 kWh	55.836 kWh

En cambio si ahora se propone el periodo de radiación solar, de 7:00 a 20:00 la diferencia de utilización de la red con y sin autoconsumo es significativa.

Hora del día desde las hasta las horas

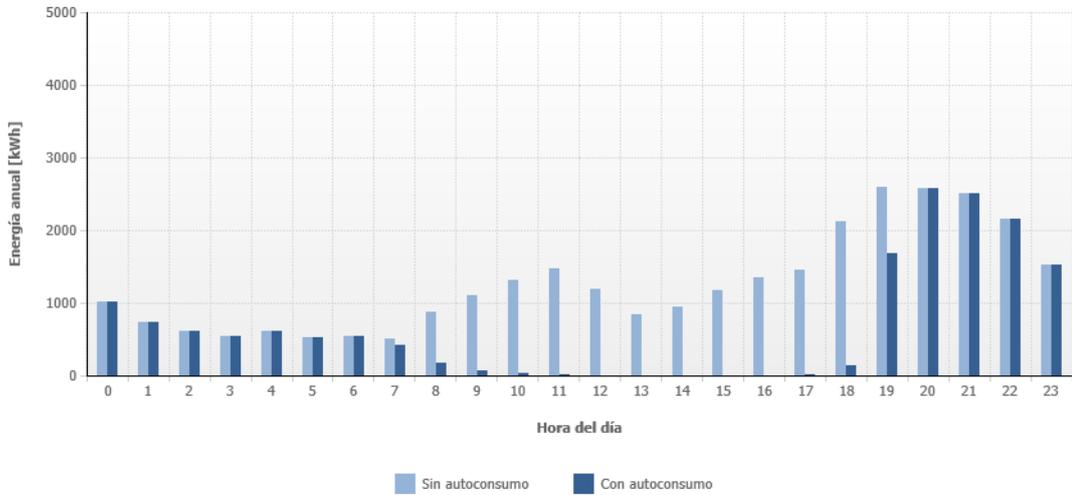


	Consumo anual de la red	Consumo anual de la red 7-20 h
Sin autoconsumo	123 MWh	79.039 kWh
Con autoconsumo	68.571 kWh	24.990 kWh

Por otro lado se puede observar el consumo de energía de la red hora a hora a lo largo de un día de verano (Enero-Marzo) con y sin autoconsumo, como así también el consumo de energía de la red a lo largo de un día de invierno (Junio-agosto).

Periodo desde **Enero** hasta **Marzo**

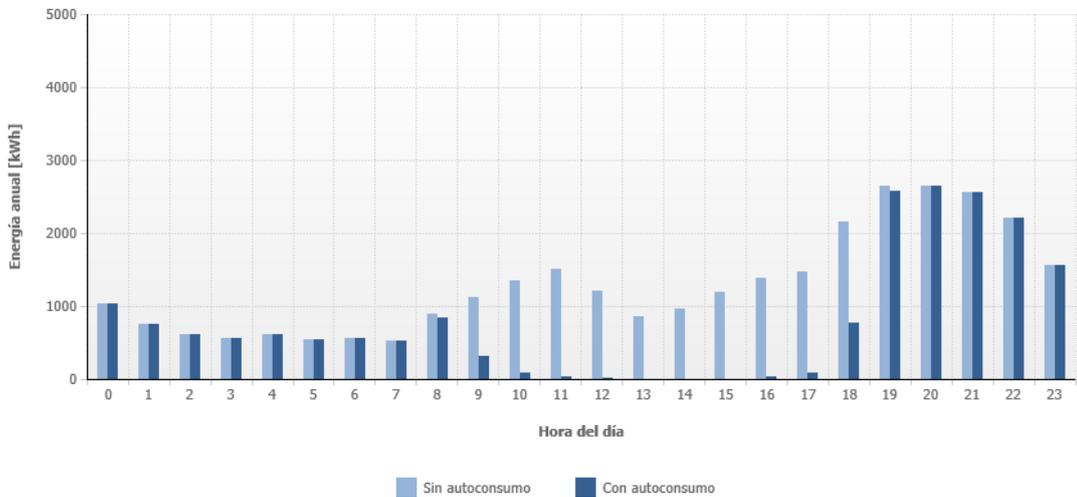
Consumo anual de la red según la hora del día



Consumo anual de la red		Enero - Marzo
Sin autoconsumo	123 MWh	30.235 kWh
Con autoconsumo	68.571 kWh	15.896 kWh

Periodo desde **Junio** hasta **Agosto**

Consumo anual de la red según la hora del día



Consumo anual de la red		Junio - Agosto
Sin autoconsumo	123 MWh	30.907 kWh
Con autoconsumo	68.571 kWh	18.885 kWh

Como es de esperar, comparando la primera imagen con la segunda, el consumo de la red con autoconsumo, en invierno es algo mayor que en verano. Esto se debe principalmente a la disminución de radiación solar en invierno. Esta comparación además es factible, porque el consumo de la red sin autoconsumo es prácticamente igual en estos dos periodos contrastados.

11.6. Generador de combustión interna.



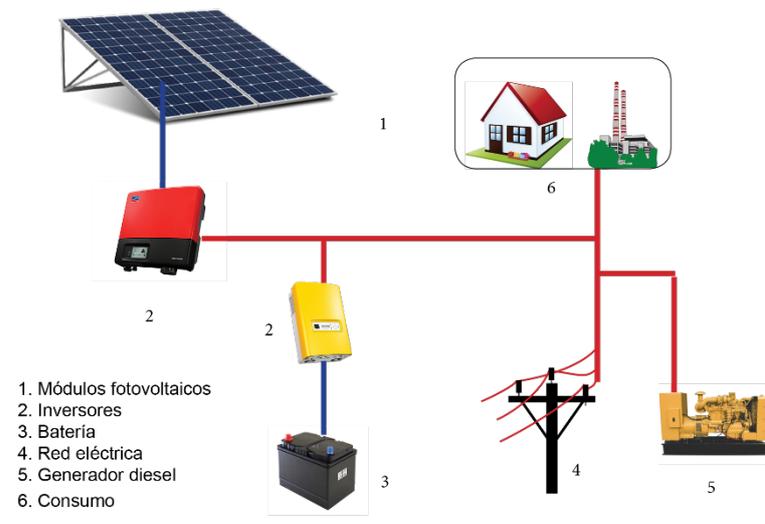
Se propone un generador diésel de 80 kVA para utilizar de respaldo frente a posibles cortes de luz, siendo esta potencia el 90% de la demanda máxima de la facultad. Además de cubrir las interrupciones de servicio de la red eléctrica, se propone el uso de éste generador, para que en caso de catástrofe (terremoto, tornado, etc.) la facultad pueda ser utilizada como centro de emergencia. Esto se debe a que frente a una situación como la descrita, existe gran posibilidad de colapso de la red y de cortes por tiempo indeterminado.

El grupo estará conectado en paralelo a la red y a la planta solar, como se explicará más adelante.

Se adjunta en el **Anexo V** la hoja de datos completa del grupo generador.

11.7. Conexión y automatización del sistema híbrido

11.7.1. Diagrama de conexión general



Como se ve en la imagen ilustrativa anterior, los inversores de los paneles están conectados, junto con los inversores de las baterías, al consumo (facultad), y

a su vez en paralelo a estos elementos se encuentra la red eléctrica y el generador diésel propuesto.

El funcionamiento de todos estos elementos debe estar coordinado para que cada uno se conecte y desconecte cuando corresponde.

11.7.2. Condiciones de funcionamiento

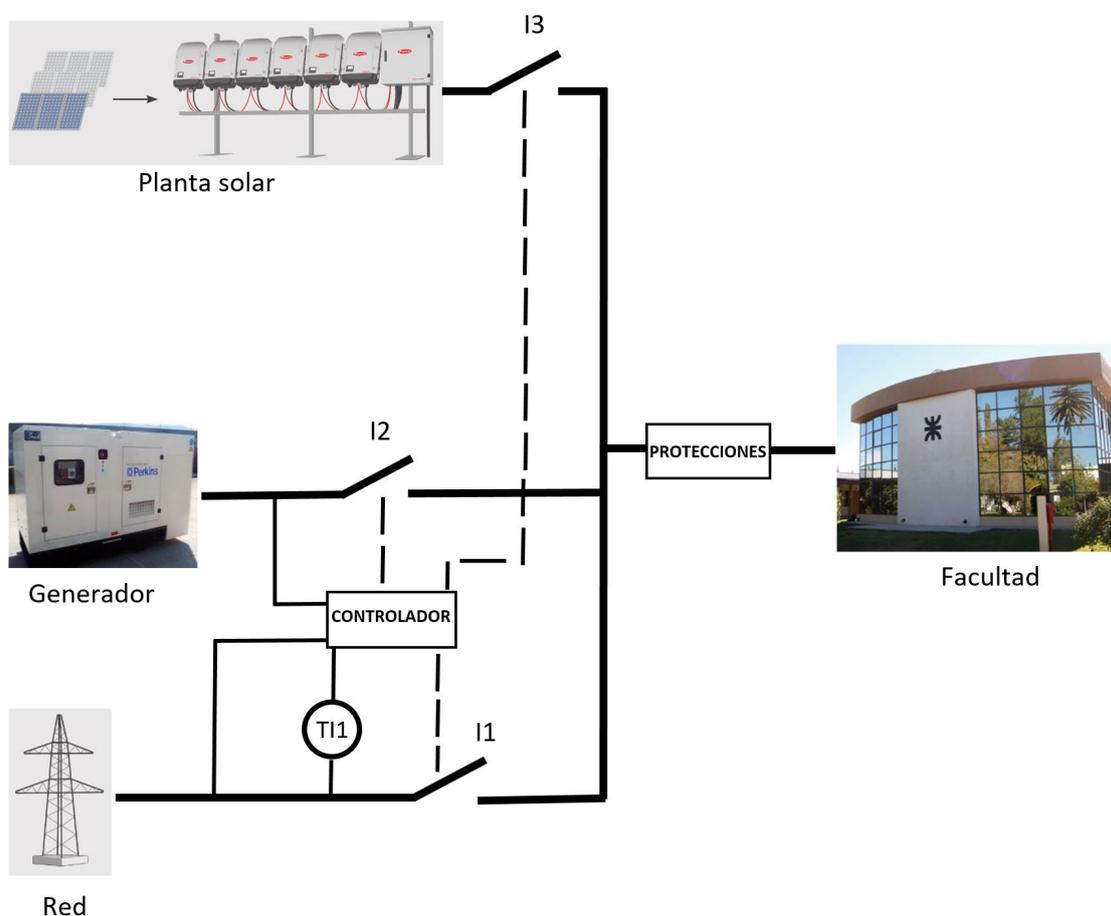
Existen diferentes condiciones de funcionamiento del sistema como se detalla a continuación:

- 1) Día soleado: la planta solar alimenta la facultad, carga las baterías e inyecta el exceso a la red. En caso de corte de energía en la red, la planta solar sigue alimentando la facultad e inyectando el excedente en la red. Si se realizan tareas de mantenimiento en la red solo se alimenta la facultad con la planta fotovoltaica.
- 2) Día nublado: la planta solar alimenta parte de la facultad y la demanda restante es cubierta por la red. En caso de corte de energía en la red, la planta solar sigue alimentando la facultad y la demanda restante es cubierta por las baterías durante un cierto tiempo hasta que arranque el grupo diésel. Cuando se acopla el grupo a la facultad, la misma debe estar aislada de la red eléctrica, al igual que cuando las baterías alimentan la facultad.
- 3) Noche: la planta solar no genera energía, por lo cual se toma todo de la red. En caso de corte de energía en la red la demanda es cubierta por las baterías durante un cierto tiempo hasta que arranque el grupo diésel. Cuando se acopla el grupo a la facultad, la misma debe estar aislada de la red eléctrica, al igual que cuando las baterías alimentan la facultad.
- 4) Restablecimiento del suministro luego de un corte en la red: cuando vuelve la energía a la red, debe pararse el grupo generador y que las baterías alimenten la facultad durante el periodo de conmutación entre el generador y la red eléctrica.

Cada una de estas condiciones de funcionamiento deben ser sensadas y procesadas para que se conecten y desconecten las partes del sistema que corresponden.

11.7.3. Diagrama de conexión propuesto

Luego de un detallado análisis técnico y de costos se optó por no utilizar baterías en la propuesta, por lo cual se obviará dicha parte del circuito anterior, quedando la instalación como se observa a continuación:



Se adjunta en el **Anexo VI** el diagrama unifilar y una memoria descriptiva del mismo.

A continuación se puede ver el diagrama unifilar del tablero general, donde se ubican algunos elementos de la automatización y protecciones del circuito.

9 entradas digitales, 4 entradas analógicas para sensores resistivos, y posee 10 salidas digitales (6 estáticas positivas protegidas, 3 a relé 1 estática de pulsos). Además pueden acoplarse módulos para expandir sus entradas y salidas. Posee lógica PLC programable para configurar las funciones de las salidas con los datos de entradas, contadores, umbrales, alarmas, estados, etc. Tiene cuatro modos de operación: OFF, MAN (manual), AUTO (automático) y TEST. Su alimentación puede ser de 12 o 24V de corriente continua. Para ello se utilizarán dos baterías de 12V 7A en serie para obtener los 24V, y un cargador automático de batería de 24V, que permitirán su funcionamiento en todo momento.

Se adjunta en **Anexo VII** el Manual Operativo del equipo, donde se puede observar una descripción más detallada, y el esquema de conexión.

El modo en el cual funcionará para la aplicación propuesta es AUTO: el motor arranca de forma automática en caso de fallo de red (fuera de los límites) y se detiene al retorno de la misma, según los tiempos y los límites fijados. Con presencia de voltaje, la conmutación de la carga se realiza automáticamente en ambos sentidos.

Para su funcionamiento, el controlador utiliza valores de tensión de la red y el generador, y valores de corriente de la red, por lo cual se prevé el uso de 4 transformadores de intensidad (uno por fase y otro para el neutro) cuya relación de transformación debe ser de 150/5A. Además, se utilizan las entradas analógicas para controlar las variables del grupo generador (temperatura, presión de aceite, etc.). Se utilizarán 3 contactores tetrapolares, uno en la red de 250A, uno en el generador y el otro a la salida del inversor de la planta solar, ambos de 165A. La bobina de los contactores es de 24Vcc y se debe agregar un bloque de contactos auxiliares (2NA y 2NC) a cada contactor. La alimentación de estas bobinas para su funcionamiento se realizará con las baterías que alimentan al controlador.

Los contactores de la red y el generador, estarán conectados entre sí, de modo que no puedan estar los dos en el mismo estado (abierto o cerrado), lo cual se logra utilizando los contactos auxiliares NC de cada contactor en el circuito de mando del otro contactor.

Resumen de elementos a utilizar:

- 1 Controlador Lovato RGK800
- 4 Transformadores de intensidad relación 150/5A
- 1 Contactor tetrapolar de 250A con circuito de control 24Vcc
- 2 Contactores tetrapolares de 165A con circuito de control 24Vcc
- 3 Bloques de contactos auxiliares para contactor (2NA y 2NC)
- 2 Baterías 12V 7A
- 1 Cargador automático de batería 24Vcc 7A
- 6 Fusibles 1A 380V para entradas de tensión al controlador

- 1 Fusible 2A 24V para entrada batería al controlador
- 2 Fusibles 4A 24V para entradas controlador
- 9 Porta-fusibles para riel DIN
- 1 Pulsador de emergencia con retención

11.7.5. Funcionamiento

Cuando no hay energía en la red, el controlador abre el contactor de la red, arranca el generador y cierra su contactor, acoplándolo a la carga, como se describió antes. Como se optó por no utilizar banco de baterías, durante la conmutación entre la red y el generador no se tendría energía en la carga, más que la que aporte la planta solar, en caso de estar el día soleado.

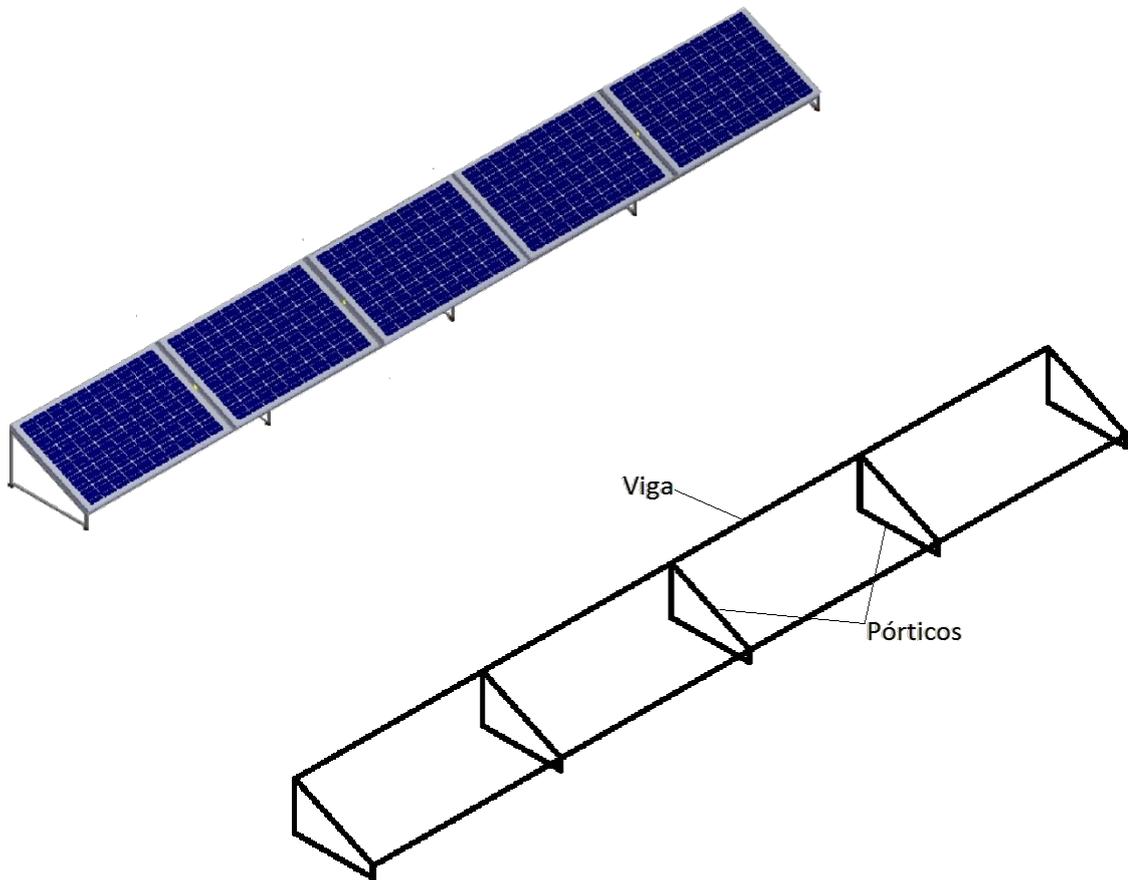
Debido a que el uso intensivo de las instalaciones de la facultad es a partir de las 18 horas, y que la producción de energía FV a partir de esa hora comienza a disminuir (más en invierno que en verano), no tendríamos energía en la carga durante la conmutación, en caso de una falla en la red. Sumado a esto, si la planta solar estuviese siempre conectada a la carga, cada vez que se conmuta la alimentación entre la red y el generador deberían sincronizarse estas dos con los inversores. Esto produciría problemas, ya que la potencia de la red y el generador (la primera más que la segunda), son mucho mayores que la de la planta solar, lo que no permitiría que se sincronicen a ella, sino que la planta debería sincronizarse con la red o generador. Es por ello que cada vez que se produzca la conmutación entre red y generador, o a la inversa, se abrirá el contactor de la planta solar antes y se volverá a cerrar una vez conectada la fuente de energía principal (red o generador) a la carga. De este modo, los inversores automáticamente entran en sincronismo con la red o generador, sin problemas.

Cabe destacar, que para el funcionamiento conjunto del generador y la planta solar, el primero debe estar en configuración “ON DEMAND”, para que solo aporte a la carga la energía que no logran entregar los paneles.

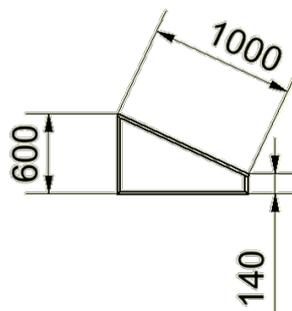
En el **Anexo VIII** se adjunta la programación del equipo para el funcionamiento explicado antes. Cabe aclarar que los parámetros de alarmas y rangos de funcionamiento se cargan en el equipo y no en la programación de lógica PLC que se adjunta.

11.8. Dimensionamiento de estructura de soporte de los paneles.

En el **Anexo IX** se detalla el cálculo para el dimensionamiento del módulo que soportará 5 paneles solares, el cual será fabricado con caño estructural 20x20x1,6mm.

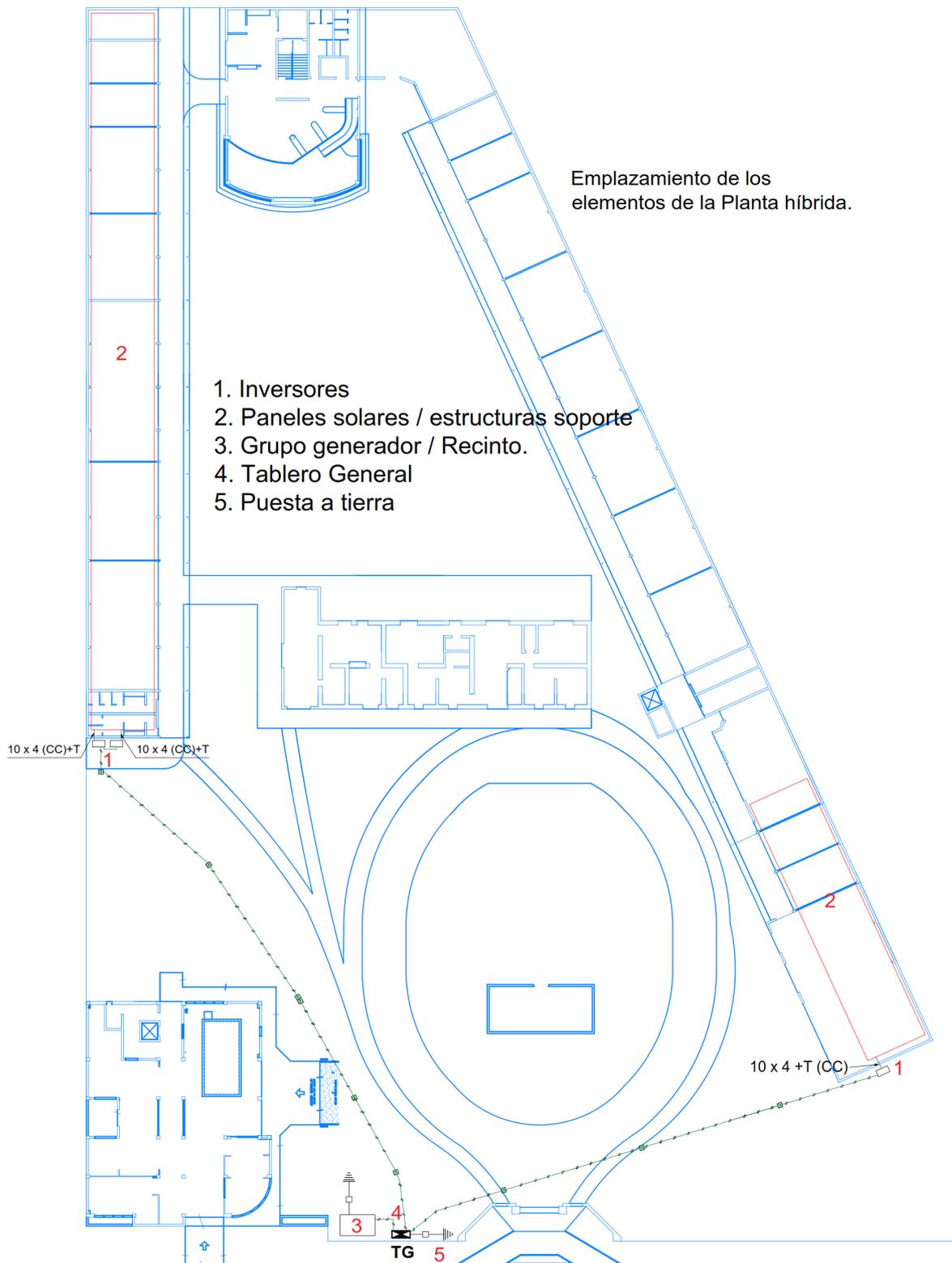


Las vigas y los pórticos van soldados entre sí, y estos últimos van atornillados sobre tacos de madera hasta las correas existentes del techo, sujetando así toda la estructura.



12. UBICACIÓN DE LOS ELEMENTOS EN EL PREDIO

En la siguiente imagen se observa la distribución en el predio de la facultad, de los elementos que forman parte de la propuesta:



Se observa que en el ala oeste se colocarán 2 inversores y uno en el ala este, distribuyéndolos de la forma más eficiente y lógica. Los tres inversores se conectarán con cables subterráneos al tablero principal, donde se conectará con la red y el grupo generador, estando este último alojado en un recinto techado y demarcado para tal fin.

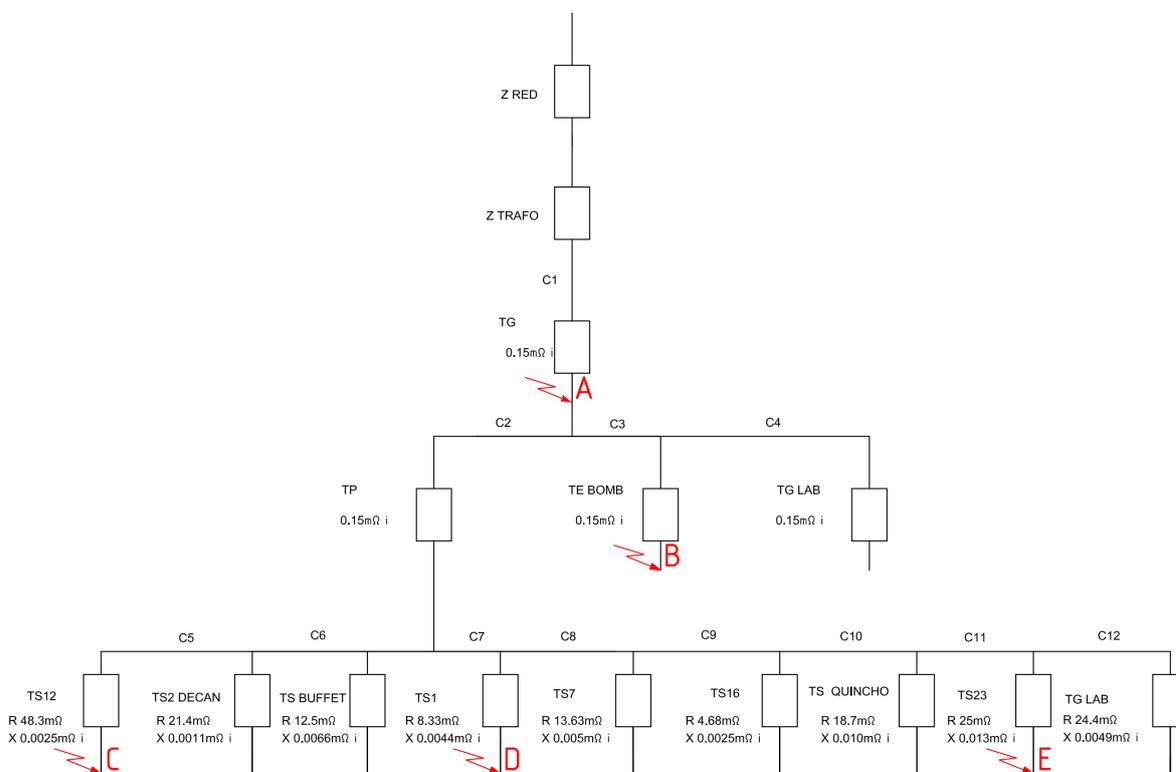
13. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

El estudio de cortocircuito se realizó con el fin de determinar el poder de corte de las protecciones en caso de un fallo del circuito eléctrico.

Con el relevamiento realizado se determinó la corriente total por cada tablero eléctrico.

Posteriormente, con la corriente total de consumo, la cual es de 200,5A en el tablero principal, se comenzó el estudio de corto circuito.

Primero se realizó un diagrama unifilar de impedancias como se observa a continuación, en el cual se determina la impedancia del circuito. Cabe destacar que esta impedancia va a limitar la corriente de cortocircuito, en caso de falla. Luego, se analizaron las corrientes de cortocircuito en 5 puntos estratégicos.



- El **punto A**, se ubica en el interruptor de tablero principal, dando un valor de **42,73kA**, esta corriente va a ser la mayor ya que al estar cerca del trafo, la impedancia es muy pequeña.
- El **punto B**, se ubicó en el interruptor del tablero seccional TE BOMB, dando un valor de **2,35kA**.
- El **punto C**, se ubicó en el tablero seccional TS12, en el cual nos dio un valor de **30,61kA**.
- El **punto D**, se ubicó en el tablero seccional TS1, dando un valor de **8,65kA**.
- El **punto E**, se ubicó en el tablero sección TS23, dando un valor de **8,34kA**.

Con los valores de corriente cortocircuito, y nominales, se seleccionan los interruptores termomagnéticos y/o interruptores diferenciales de protección para cada tablero del edificio.

Se adjunta en el **Anexo X** el cálculo de cortocircuito detallado.

14. DIMENSIONAMIENTO DE TABLERO GENERAL Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Se adjunta en el **Anexo XI** la selección de los elementos de protección que se alojan en el tablero general, y la distribución de los mismos en el gabinete propuesto.

15. DIMENSIONAMIENTO DE PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN

Se dimensionó una malla de puesta a tierra para toda la instalación eléctrica de la facultad, donde convergerán todos los conductores de protección del circuito. El cálculo detallado se adjunta en el **Anexo XII**.

16. DIMENSIONAMIENTO DE PARARRAYOS

Se dimensionó un sistema de protección contra rayos (SPCR) para todos los edificios de la facultad. Para ello se utilizaron 10 puntas captadoras distribuidas de tal forma que cubren todo el predio ante una descarga atmosférica. El cálculo detallado se adjunta en el **Anexo XIII**.

17. CAMPAÑA DE CONCIENTIZACIÓN

Se realizó una campaña de concientización del uso eficiente de la energía eléctrica orientada a los alumnos y personal de la facultad.

Con el apoyo de la Asociación Nacional de Estudiantes de Ingeniería Electromecánica (ANEIEM), Delegación San Rafael, se difundió por redes sociales y se colocó en la puerta de cada curso la imagen que se observa a continuación.

El objetivo es evitar que queden aulas con las luces encendidas o elementos eléctricos encendidos (aires acondicionados, proyectores, computadoras, etc.), cuando estas quedan vacías.



18. INVERSIÓN Y AMORTIZACIÓN DEL PROYECTO

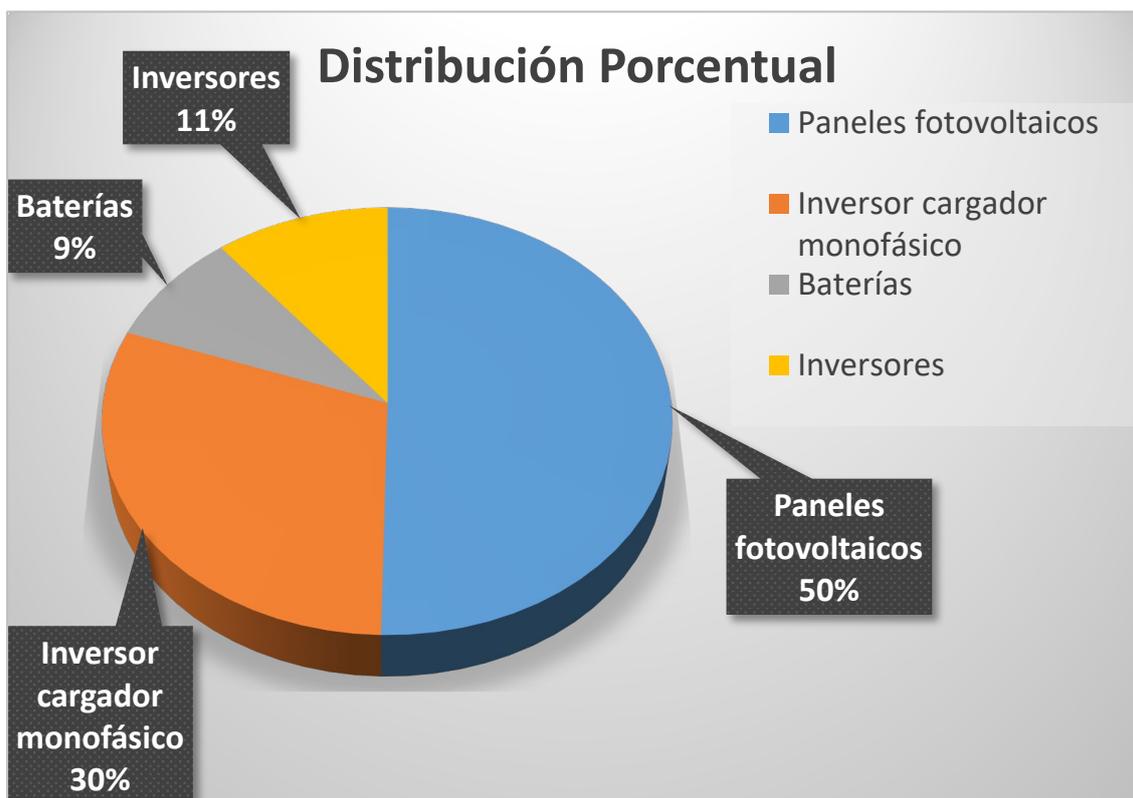
18.1. Costos

Una vez dimensionada la instalación híbrida, se estudiaron los costos de todos los elementos necesarios. La distribución de los mismos se dividió en planta fotovoltaica e instalación híbrida, donde la segunda incluye la primera.

También se consideró un incremento en la inversión de la planta fotovoltaica, correspondiente a un 10% y 5% de mano de obra e imprevistos respectivamente.

En la primera etapa de análisis se consideró la siguiente distribución:

Partes de la instalación fotovoltaica	Precio unitario (USD)	Cantidad	Planta fotovoltaica 99kWp	Porcentaje
			En USD	
Paneles fotovoltaicos	USD 150,00	300	USD 45.000,00	50,34%
Inversor cargador monofásico	USD 9.000,00	3	USD 27.000,00	30,20%
Baterías	USD 650,00	12	USD 7.800,00	8,72%
Inversores	USD 3.200,00	3	USD 9.600,00	10,7%
Subtotal			USD 89.400,00	
10% del total de mano de obra			USD 8.940,00	
5% de imprevistos			USD 4.470,00	
Total			USD 102.810,00	



Partes de la instalación total	Instalación híbrida	
	En US\$	Porcentaje
Grupo generador	USD 16.000,00	11%
Instalación fotovoltaica	USD 102.810,00	70,90%
Estructura soporte	USD 3.500,00	2,41%
Recinto	USD 2.000,00	1,38%
Cables	USD 10.000,40	6,90%
Puesta a tierra	USD 2.104,00	1,45%
Zanjas	USD 1.760,00	1,21%
Caños subterráneos	USD 360,00	0,25%
Cámaras de inspección	USD 168,00	0,12%
Elementos de automatización y sincronismo	USD 3.851,00	2,66%
Equipamientos de protección	USD 2.212,50	1,53%
Construcción civil	USD 250,00	0%
	USD 145.015,90	



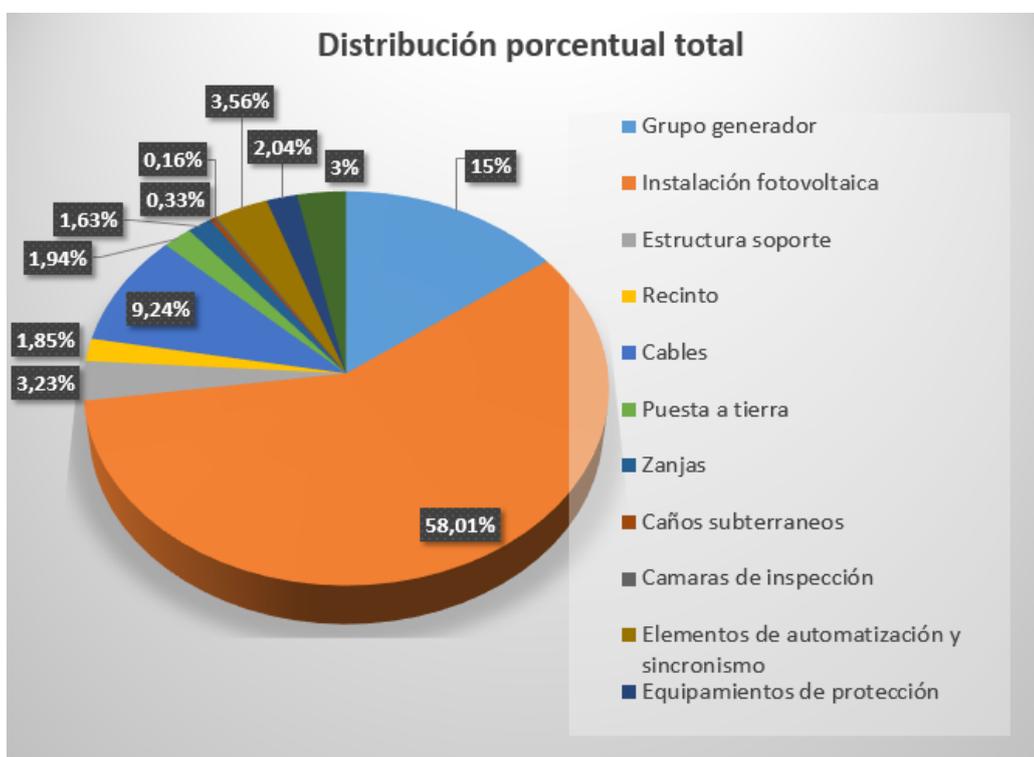
Planteando el flujo de caja para los costos anteriores, el período de amortización sobrepasaba la vida técnica de los paneles fotovoltaicos, por lo que no se llegaba a recuperar la inversión inicial con los ingresos que se observarán posteriormente.

18.1.1. Costos iniciales definidos

Como la alternativa para obtener una amortización dentro de la vida técnica de los paneles era disminuir los costos, se debió excluir dentro del diseño definitivo de proyecto, el banco de baterías, como así también los inversores cargadores. Este cambio, se justificó debido a que la Facultad puede llegar a no tener energía por un corto periodo de tiempo, en el momento que el grupo generador deba ingresar al sistema.

Por ello, realizando las modificaciones, la distribución de costos fue alterada, quedando:

Partes de la instalación total	Instalación híbrida	
	En US\$	Porcentaje
Grupo generador	USD 16.000,00	15%
Instalación fotovoltaica	USD 62.790,00	58,01%
Estructura soporte	USD 3.500,00	3,23%
Recinto	USD 2.000,00	1,85%
Cables	USD 10.000,40	9,24%
Puesta a tierra	USD 2.104,00	1,94%
Zanjas	USD 1.760,00	1,63%
Caños subterráneos	USD 360,00	0,33%
Cámaras de inspección	USD 168,00	0,16%
Elementos de automatización y sincronismo	USD 3.851,00	3,56%
Equipamientos de protección	USD 2.212,50	2,04%
Construcción civil	USD 3.500,00	3%
	USD 108.245,90	



18.2. Ingresos

Como se estudió en los apartados anteriores, la generación eléctrica de la facultad por medio de la planta fotovoltaica, produce un ahorro en la factura de energía eléctrica. La inyección a la red de la energía excedente y un autoconsumo parcial, produce la disminución de energía recibida de la distribuidora y un saldo por venta de energía a la misma. Este último es usado para compensar parte de la factura por energía recibida.

Resumen de ahorro en la factura eléctrica, teniendo como dato fehaciente el gasto de energía pagado por la facultad en un año previo al proyecto:

Cargo fijo (\$/mes)	Cargo de comercialización (\$/mes)	Cargo variable por energía recibida (\$/kWh)	Energía recibida (kWh)	Factura en pesos	
65,565	172,729	4,1	64.958	269.188,78	Factura energía elec. recibida (FER) *1
Cargo variable por energía volcada (\$/ kWh)			Energía volcada (kWh)	Factura en pesos	
1,74			60.132	104.630,10	Factura energía elec. volcada (FEV) *2
Lo que debe pagar la Facultad de energía				164.558,68	FER-FEV
Valor de la factura anual (Año anterior al inicio de proyecto)				319.443	Factura energía elec. sin PFV
Ahorro real anual (\$)				154.884	Factura sin PFV - (FER-FEV)
Ahorro real anual (USD)				4.186	

*1 - La factura de energía recibida incluye cargos fijos, cargos de comercialización y cargos variables por energía consumida.

*2 - La factura de energía volcada incluye solo el cargo variable por energía entregada.

Por otro lado, se incluyó dos aspectos no menos relevante pero de menor incidencia económica: el ahorro por disminución en la emisión de CO₂ y el ahorro producto del consumo consciente de energía de aquellos que concurren al establecimiento de la facultad.

En relación a las emisiones de dióxido de carbono, se debe estudiar como un ingreso indirecto del proyecto. Se investigó la equivalencia entre la energía eléctrica

y las toneladas de dióxido de carbono. El factor deducido de dicha conversión es **0,4 Ton/MWh**. Además asignando un valor promedio de USD 23,5 cada tonelada de CO₂ emitido a la atmósfera se obtuvo el ahorro económico (Ingreso para el proyecto).

Generación anual de la planta fotovoltaica	kWh 117.794
--	--------------------

Ahorro por CO ₂ no emitido (Anual)	USD 1107,26
---	--------------------

La contaminación ambiental se ve reducida por el cambio de generación eléctrica, de planta térmica a planta fotovoltaica, debidamente justificado por la disminución de emisiones de gases a la atmósfera ya expuesto anteriormente.

El ahorro producto del consumo consciente de energía, es logrado a través de la enseñanza de las personas y el cambio cultural de utilización de la misma. Se proyecta un incremento del ahorro en la factura eléctrica del 6% fijo anual.

18.3. Flujo de caja

Para el armado del flujo de caja se tuvo en cuenta los costos e ingresos estudiados anteriormente, como así también la depreciación de los equipos, el mantenimiento anual de las instalaciones, impuestos a las ganancias y combustible. El mismo se puede ver adjunto en el **Anexo XIV**.

Se debe tener en cuenta, que el presente proyecto no tiene una idea de negocio, por lo que no se busca una ganancia por arriba de una tasa de costo de capital real para la factibilidad de una inversión. Tiene aspectos relevantes que producen un impacto social y ambiental positivo que justifica la realización del mismo.

Una de las limitantes que se planteó, fue una tasa de costo de capital del 2%, para asegurarse una pequeña retribución del proyecto y no una falta de recuperación de la inversión inicial. El VAN muestra, al final del periodo analizado, un valor positivo, por lo que la TIR está por arriba de la tasa de costo de capital.

Además se planteó otra restricción, la cual determina que el payback debía estar por debajo de la vida técnica de los paneles fotovoltaicos (Elemento más importante y de mayor incidencia en la inversión inicial del proyecto).

A continuación se resume los conceptos tratados:

Valor Actual Neto (VAN)	2235,68	
Tasa Interna de Retorno (TIR)	2,15%	-> Se acepta
Tasa de costo de capital	2%	No es un proyecto de negocio
Payback	20,67	

19. CONCLUSIÓN

Luego del relevamiento y análisis de la instalación eléctrica de la UTN – Facultad Regional San Rafael, se pudo verificar y proponer cambios de protecciones y conductores, para que la misma se adecúe a la reglamentación vigente.

Se observó un notable ahorro de consumo, y gran corrección del factor de potencia, para la propuesta de cambio de tecnología en iluminación, la cual **hace eficiente el consumo y mejora la iluminación** de las aulas. Considerando que el cambio de lámparas por led se está haciendo en la facultad progresivamente, es que no se consideró el costo del mismo en el flujo del proyecto.

Considerando que la ciudad de San Rafael tiene un valor de **radiación anual promedio alto**, que posibilita la implementación de generación de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos, y que actualmente la **legislación vigente es propicia** para la ejecución de proyectos con energías renovables, es factible su implementación en la UTN Facultad Regional San Rafael.

Se propuso la construcción de una planta solar fotovoltaica constituida **por 300 paneles solares** y tres inversores trifásicos, los cuales dan una **potencia máxima de 99kW**. Esto permite tener un **ahorro de 48% en la facturación anual** en energía eléctrica, además de los beneficios medioambientales, ya que esta forma de producción de energía limpia **reduce las emisiones de CO₂** al ambiente, si se la compara con las formas tradicionales de generación.

Como el costo de un banco de baterías actualmente es muy alto y no se justifica la inversión en este caso, se optó por proponer el uso de un **grupo generador diésel de 80kVA**, el cual serviría en caso de cortes prolongados de energía en la red, y para el funcionamiento normal de las instalaciones en caso de corte nocturno, ya que los paneles solo generan energía en el día. Además esta instalación híbrida hace a la facultad un **potencial centro de asistencia humanitaria** en caso de catástrofe, donde gran parte de la ciudad, o toda, podría quedar sin energía.

Dicha instalación requiere de un controlador que permita hacer la conmutación automática entre las fuentes de energía ante un corte. El mismo se seleccionó y se colocó en el Tablero General (TG), el cual fue redimensionado y seleccionadas las protecciones generales del circuito, cumpliendo ahora con la normativa vigente, ya que el actual está fuera de regla. Se tuvo en cuenta a la hora del diseño del tablero general un sector para que los alumnos puedan realizar mediciones sin riesgos ni problemas de cortes.

La **inversión** total para llevar a cabo la propuesta, incluyendo la planta solar, grupo generador con su respectivo recinto, controlador y protecciones, incluyendo los conductores y mano de obra de todo esto es de **USD 108.245**. El **payback** o tiempo de amortización de la propuesta es de **20 años y medio**, el **VAN** (Valor Actual Neto) será de **USD 2235** y la **TIR** (Tasa Interna de Retorno) de **2,15%**, la cual es aceptable ya que la ejecución del proyecto **no busca beneficio económico**, sino generar energía limpia y eficiente, reduciendo el impacto ambiental. Otro impacto

producido por este proyecto es el social, ya que **la facultad sería pionera** en la implementación de estas tecnologías a gran escala en la ciudad de San Rafael, como así también frente a las Facultades Regionales de la UTN en el interior.

Cabe destacar que la implementación de estas tecnologías genera conciencia en la sociedad y en los usuarios sobre el consumo eficiente de energía. Esto es lo que se pretendió lograr con la campaña de concientización llevada a cabo, y cuyos resultados podrán observarse en los meses siguientes, si se reduce el consumo de la facultad, o simplemente al observar que las aulas vacías no poseen luces encendidas.

20. ANEXOS

- **ANEXO I: Cuadros de Potencia**
- **ANEXO II: Dimensionamiento Instalación Fotovoltaica**
- **ANEXO III: Hoja de Datos Panel Solar**
- **ANEXO IV: Hoja de Datos Inversor**
- **ANEXO V: Hoja de Datos Grupo Generador Diesel**
- **ANEXO VI: Diagrama Unifilar**
- **ANEXO VII: Manual Controlador Planta Solar**
- **ANEXO VIII: Programación PLC del Controlador**
- **ANEXO IX: Dimensionamiento Estructura de Paneles**
- **ANEXO X: Cálculo de Cortocircuito**
- **ANEXO XI: Dimensionamiento Tablero General**
- **ANEXO XII: Dimensionamiento Sistema de Protección Contra Rayos**
- **ANEXO XIII: Dimensionamiento Puesta a Tierra**
- **ANEXO XIV: Flujo de Caja del Proyecto**