ASADES

Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente
Vol. 19, pp.08.49-08.59, 2015. Impreso en la Argentina
ISSN 2314-1433 - Trabajo selecionado de Actas ASADES2015

PLANTA FOTOVOLTAICA COMO ESTRATEGIA DE MEJORA DEL NIVEL DE TENSIÓN DE RED ELÉCTRICA EN SANTIAGO DEL ESTERO

A. Bruna[1], C. Cadena[2].
[1]adrianbruna@gmail.com, UNSE, Av.Belgrano (S) 1912 CP.4200 – Sgo del Estero.
[2]cadenacinenco@gmail.com, INENCO – UNSa, Av.Bolivia 5150 CP.4400 – Salta.

Recibido 17/09/15, aceptado 15/10/15

RESUMEN: El sistema eléctrico provincial de Santiago del Estero es muy extenso, y consta de tres líneas eléctricas de 132 kV que ingresan de Tucumán y una cuarta línea proveniente de la localidad de Monte Quemado. Además consta de generación de turbina de gas, e hidráulica. Este esquema eléctrico que se caracteriza por tener líneas largas, presenta el inconveniente que en época de verano (máxima demanda de potencia) los niveles de tensión estén fuera de banda permitida (mala calidad de producto técnico) en las localidades más alejadas de la generación. El presente trabajo muestra el impacto positivo de la instalación de una planta fotovoltaica en un punto determinado de la provincia de Santiago del Estero; que acarreará mejoramiento de los niveles de tensión (producto técnico), aumento de potencia disponible, disminución de multas por mala calidad del producto técnico e incremento de energía renovable en matriz energética provincial. Estos son algunos de los beneficios de la implantación de la planta fotovoltaica. Se pretende potenciar el aprovechamiento de recursos renovables de la zona para la producción de una energía limpia y que contribuya a la disminución de la generación de energía por las actuales fuentes convencionales contaminantes.

PALABRAS CLAVE: fotovoltaico, conexión red, barra 33KV, sistema eléctrico, inversor

INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico en Argentina constituye el tercer mercado energético de América Latina. Depende principalmente de la generación térmica (57% de la capacidad instalada) y de la generación hidroeléctrica (39%) [1]. Las nuevas tecnologías de energía renovable están muy poco explotadas. El país aún tiene un gran potencial hidroeléctrico sin explotar. Sin embargo, la generación térmica predominante por combustión de gas natural no está en riesgo debido a la certeza sobre el abastecimiento futuro de gas gracias a las reservas comprobadas de shale gas, que son consideradas las segundas más importantes a nivel global.

Ante la creciente demanda de electricidad (más del 6% anual) [1] y los márgenes de reserva cada vez menores, el gobierno de Argentina está en proceso de encarar grandes proyectos, tanto en el sector de la generación como en el de la transmisión. En su informe anual la Secretaria de Energía de la Nación, estima que para satisfacer la demanda creciente se necesitará aumentar la capacidad de generación en 1.000 MW por año. Una cantidad importante de estos proyectos es financiada por el gobierno mediante fideicomisos, mientras que la iniciativa privada aún es limitada ya que no se ha recuperado totalmente de los efectos de la crisis económica argentina (1999-2002). La necesidad de aumentar las bajas tarifas residenciales actuales, que habían sido congeladas como respuesta a la crisis, sigue siendo un problema político controvertido sin resolver. En Argentina existen dos sistemas interconectados principales: el SADI (Sistema Argentino de Interconexión), que cubre las zonas norte y central del país, y el SIP (Sistema Interconectado Patagónico), que cubre el sur del país. Ambos sistemas están integrados desde marzo de 2006.

La Secretaría de Energía (SENER) es la responsable de fijar las políticas, mientras que el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es el organismo independiente, dentro de la Secretaría de Energía, que tiene la responsabilidad de aplicar el marco regulatorio establecido por la ley 24.065

de 1992. El ENRE tiene a su cargo la regulación y supervisión general del sector bajo control federal. Los organismos reguladores provinciales controlan el resto de las empresas de suministro. El ENRE y los reguladores provinciales fijan las tarifas y supervisan que los agentes de transmisión y distribución regulados cumplan con las normas de seguridad, calidad, técnicas y ambientales. CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico) es quien administra el mercado eléctrico mayorista. Sus principales funciones incluyen la operación y despacho de la generación, la operación en tiempo real del sistema eléctrico, el cálculo de precios de la energía y la administración de las operaciones comerciales en el mercado eléctrico. La generación es producida por compañías privadas y estatales, dentro de un mercado eléctrico competitivo y mayormente liberalizado, con el 75% de la capacidad instalada total en manos privadas. La parte en poder público corresponde a la generación nuclear y a las dos plantas hidroeléctricas binacionales: Yacyretá (Argentina-Paraguay) y Salto Grande(Argentina-Uruguay). El sector de la generación está altamente fragmentado, con más de diez grandes compañías, todas por debajo del 15% de la capacidad total del sistema [1]. Los generadores de electricidad la venden en el mercado mayorista, operado por CAMMESA.

El Sistema Eléctrico Provincial. La Provincia posee una extensión de 145.690 km2, su territorio es una planicie que presenta una pequeña inclinación en dirección noroeste-sureste, su clima es cálido, corresponde el de regiones subtropicales con una temperatura media anual de 21,5º C, con variaciones extremas hasta 45º C. La temperatura media anual es de 21º C, aproximadamente. La temperatura extrema observada en el verano para la provincia está ubicada en la región de 47º C. La mínima absoluta varía entre los valores límites que van desde -5º C a -10º C. El resultado de esto da una variación extrema general anual de 46º C [9]. La nubosidad del territorio tiene poca amplitud. La correlación entre el estado luminoso días claros - días nublados - es de 259 días claros y 105 días nublados, dando una proporción de 71% (primeros) y 29% (los segundos). La proporción de días claros se halla en un todo de acuerdo con la proporción de 69% de horas de sol posibles que tiene la provincia por su latitud. La provincia cuenta con una estación transformadora de 500/132 kV, ubicada en la -localidad de Monte Quemado. Por el oeste de la provincia, ingresan tres líneas de transporte de energía eléctrica en 132 kV, dos provenientes de la localidad de El Bracho y la tercera de Villa Quinteros, todas de la provincia de Tucumán. Desde el norte, proveniente de la EE.TT. de Monte Quemado una línea de 132 kV. Desde el este, proveniente de Santa Fe, líneas de 13,2 kV. Desde el sur, proveniente de la provincia de Córdoba, una línea de 66 kV [2].

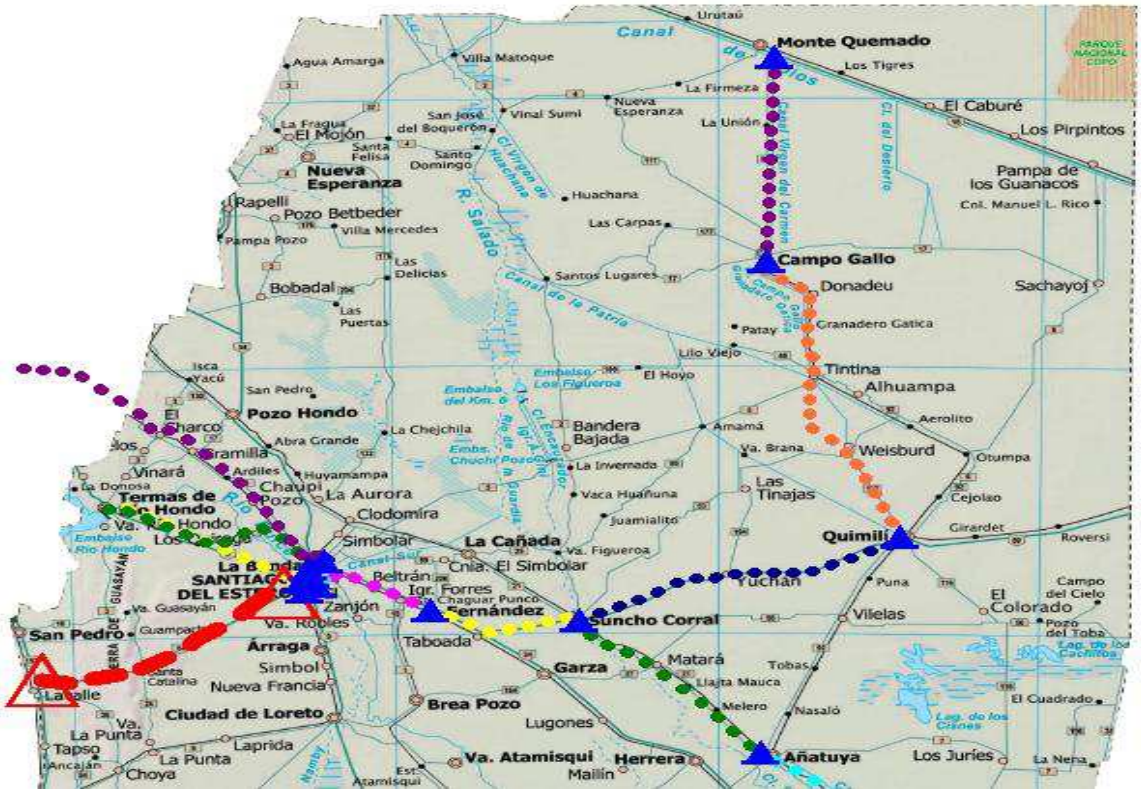

Figura 1: Líneas de 132 kV en la provincia de Santiago del Estero[2]

Cuenta con generación Hidráulica en Termas de Río Hondo, Los Quiroga y turbina de Gas (La Banda), además de generación diesel, instalada en forma temporal, para afrontar la demanda de verano y distribuida en diferentes puntos de la geografía santiagueña. La demanda pico en la época de verano alcanza los 330 MW. Cuenta con 1864 km de línea de media tensión en 33kV y 6119 km de línea de media tensión en 13,2 kV [2]. En ambos casos constituidos por líneas aéreas desnudas o cables subterráneos protegidos . La ciudad de Añatuya se encuentra ubicada al Sudeste de la provincia, alejada de la EETT de 500 kV (Monte Quemado) y la generación de El Bracho. Las grandes distancias, elevada demanda de potencia, aumento de la resistencia de los conductores de transporte por alta temperatura, origina que en época de verano, los niveles de tensión disminuyan, tanto más se alejan de la fuente de energía generada.

¿POR QUÉ UNA CENTRAL CON ENERGÍA RENOVABLE FOTOVOLTAICA?

La provincia de Santiago del Estero, promueve y estimula el desarrollo de generación de energía a partir de fuentes renovables. Un ejemplo para mencionar es el parque eólico “El Jume” actualmente en construcción y que una vez finalizado aportará al Sistema Eléctrico Nacional (SIN) 8 MW de potencia. También se puede resaltar la planta de producción de biocombustibles “Viluco” cuya producción (biodiesel) es utilizada como mezcla con los combustibles fósiles (gasoil), y su valor de corte obligatorio del gasoil con biodiesel, es actualmente del 10%. La producción de esta planta tiene demanda en el mercado interno y también a nivel mundial. La zona elegida para la instalación del parque fotovoltaico, inmediaciones de la ciudad de Añatuya, está ubicada en el departamento General Taboada, en el sudeste de la provincia de Santiago del Estero. Se caracteriza por la cantidad de horas de sol (10 horas en invierno y 13,9 horas en verano) y de radiación recibida (promedio anual de 4,94 kWh/m2/día y máximo en Diciembre de 6,97 kWh/m2/día) [3], lo que permite asegurar altos rendimientos de producción energética, y rentabilidad, por estos niveles de radiación solar. Es una zona sin ningún valor natural o paisajístico, vegetación muy rala, superficie en su mayoría cubierta por salitre, por lo que la instalación de una gran cantidad de paneles solares, tendrá un mínimo impacto ambiental. La existencia de una estación transformadora de alta tensión a media tensión , con niveles de 132 kV, 33 y 13,2 kV, propiedad de Transnoa SA, Redes de energía eléctrica en 33 y 13,2 kV, propiedad de EDESE SA, rutas provinciales (RP1, RP6, RP7, RP21 y RP98) además de rutas nacionales próximas (RN9, RN34, RN89, RN93 y RN94), equipamiento y materiales disponible, mano de obra calificada, facilitan los trabajos de transporte, instalación y puesta en funcionamiento del equipamiento de la central, así como su operación, disminuyendo los costos. La instalación del parque fotovoltaico, sentará las bases para la producción de paneles solares fotovoltaicos. Facilitará el desarrollo regional de proyectos de generación solar, que podrán hacer uso y asegurar la utilización regular de los productos fabricados.

PROPUESTA TÉCNICA.

La ubicación del terreno para la futura instalación del parque fotovoltaico, viene determinado por varios factores: radiación solar diaria con valores en invierno de 3 kWh/m2 y en verano de 6,5 kWh/m2 [3]; niveles de tensión en (kV) en verano (por debajo de los permitidos en el contrato de concesión) [2]; disponibilidad de terrenos de bajo precio para la instalación del parque; disponibilidad de mano de obra del lugar; disponibilidad de carreteras para el traslado de los materiales y acceso al parque; disponibilidad de líneas de MT en la zona, para la conexión del parque fotovoltaico al sistema eléctrico nacional, entre otras.

Potencia del parque fotovoltaico. En la gráfica a continuación se puede observar el perfil de tensiones en la barra principal de media tensión en Estación Transformadora de Añatuya en diciembre de 2013 [2].

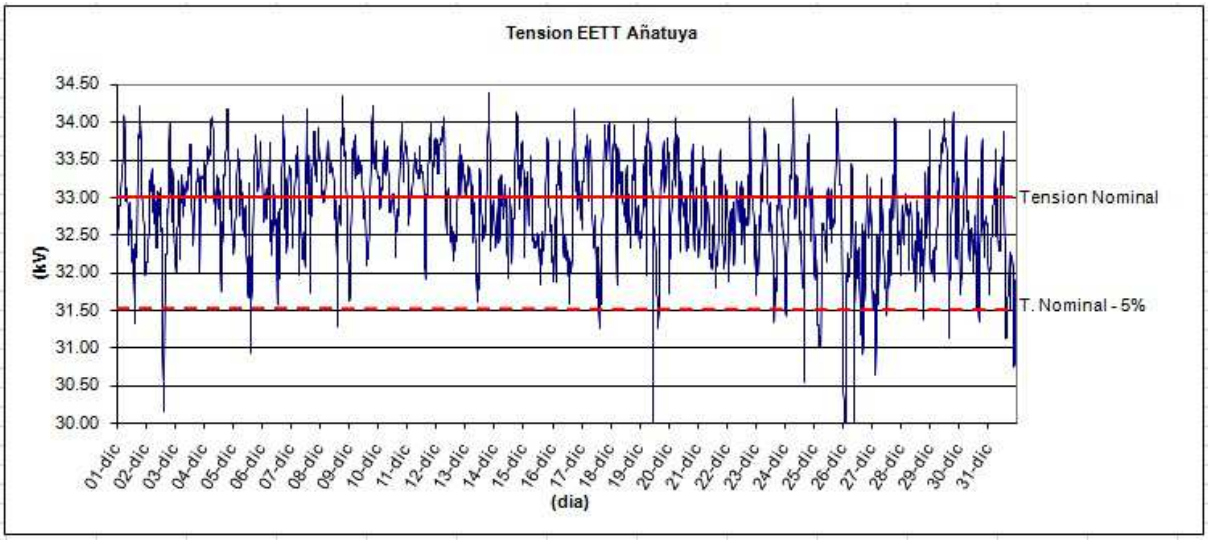

Figura 2. Tensión [KV] en barra principal EETT Añatuya mes de Diciembre 2013

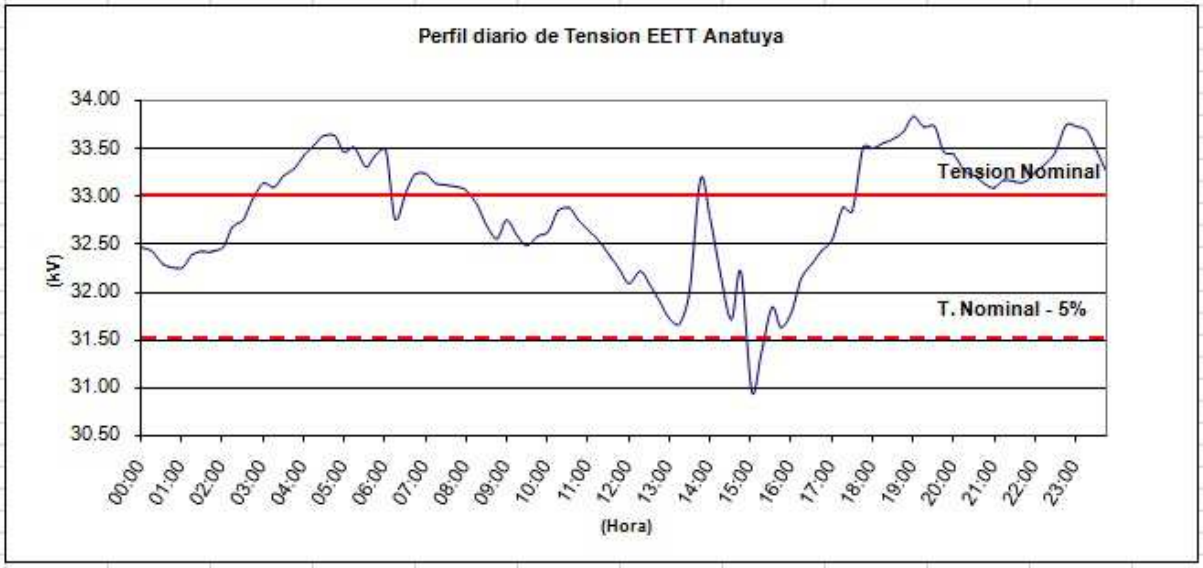

Figura 3. Perfil diario de tensión en EETT Añatuya.

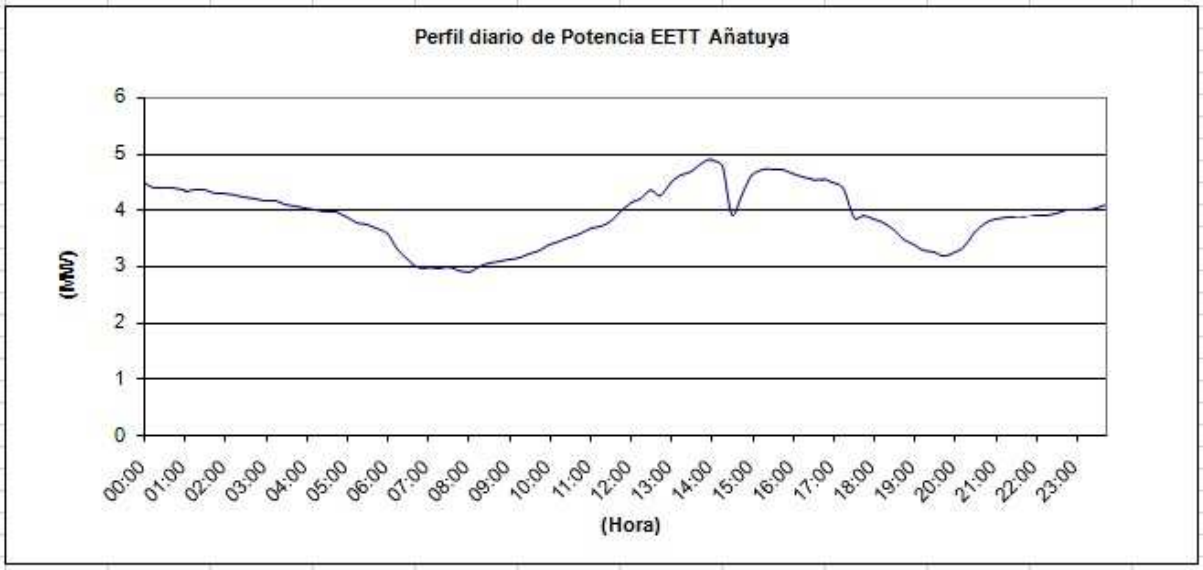

Figura 4. Perfil diario de potencia en EETT Añatuya.

En los gráficos presentados se puede observar cómo, a lo largo del mes los niveles de tensión salieron de banda permitida (-5 % de la Tensión nominal) en reiteradas oportunidades. Así también los gráficos con los perfiles de potencia y tensión diaria muestran los máximos de potencia demandada en horario diurno, y los mínimos de tensión en horarios similares relacionados con las demandas máximas. Estos datos se introdujeron en el NEPLAN (software de simulación de flujo de potencia y niveles de tensión) [4]. Para cada potencia demandada o consumida, se consideran cinco situaciones diferentes:

- tensión en los nodos del sistema eléctrico sin aporte de un parque fotovoltaico.
- tensión en los nodos del sistema eléctrico con aporte de un parque fotovoltaico de 1 MVA.
- tensión en los nodos del sistema eléctrico con aporte de un parque fotovoltaico de 4 MVA.
- tensión en los nodos del sistema eléctrico con aporte de un parque fotovoltaico de 6 MVA.
- tensión en los nodos del sistema eléctrico con aporte de un parque fotovoltaico de 10 MVA.

Se considera que los nodos de 500 kV (El Bracho y EETT Copo), estaciones transformadoras que alimentan el sistema eléctrico provincial en el nivel de 132 kV, están con tensión nominal (132 kV) o si se expresa la tensión en por ciento, es el 100%. A cada nodo del sistema eléctrico, se le ingresó la potencia demanda (MW) y potencia aportada por el parque fotovoltaico (desde 0 hasta 10 MW), permitiendo la simulación, obtener en cada nodo del sistema eléctrico la tensión en (kV) y la tensión en (%).Se consideró para la simulación los datos del día 1/12/2013 a las 15 horas, con diferentes demandas en Añatuya (2 MW, 5 MW y 11 MW), sin aporte del parque fotovoltaico y con aporte del mismo. En la tabla 1 que se muestra a continuación se observan las potencias entregadas en cada estación transformadora de 132 Kv [2] y los resultados obtenidos [4].

MES	SC	S.SUR	SO	RB	C.GAL	RH	ANA	BAN	MQ	QUIM	S.COR	FRIAS	B.ESTE	ANATUYA	Con PFV			
"Dic 2013														Sin PFV	1 MVA	4 MVA	6 MVA	10 MVA
Time	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	Tension (%)	(%)	(%)	(%)	(%)
01/12/2013 15:00	36	25	30	28	2	12	2	5	4	8	3	24	31	96.2	96.4	96.9	97.1	97.7
	36	25	30	28	2	12	5	5	4	8	3	24	31	95.7	95.8	96.4	96.7	97.3
	36	25	30	28	2	12	11	5	4	8	3	24	31	94.5	94.7	95.3	95.7	96.4

Tabla 1: comparación de las alternativas

SC – Estación Transformadora Santiago Centro (Capital).
S.SUR – Estación Transformadora Santiago Sur (Capital).
SO – Estación Transformadora Santiago Oeste (Capital).
RB – Estación Transformadora Rebaje Banda (La Banda).
C.Gallo – Estación Transformadora Campo Gallo.
RH – Estación Transformadora Rio Hondo.
ANA – Estación Transformadora Añatuya.
BAN – Estación Transformadora Bandera.
MQ – Estación Transformadora Monte Quemado.
QUIM – Estación Transformadora Quimilí.
S.COR – Estación Transformadora Suncho Corral.
FRIAS – Estación Transformadora Frías.
B.ESTE – Estación Transformadora Banda Este (La Banda).

Se observa que al aumentar la potencia generada por el Parque FV, los niveles de tensión mejoran en el nodo de generación y todos los nodos próximos al mismo. Cuanto más aumenta la potencia aportada por el parque, la mejora en los niveles de tensión es más evidente, alcanzándose mayores al 2% con aporte de 10 MVA de generación.

A continuación se observa una tabla con el detalle de los días y horarios con baja tensión en Añatuya en horario diurno en el mes de diciembre de 2013. En las filas se puede observar la fecha y horario con baja tensión (inferior a 31,55 kV), además de la potencia demandada en ese momento, en (MW) en cada Estación Transformadora de la provincia y que tendrá impacto en los niveles de tensión en la ciudad de Añatuya.

MES	SC	S.SUR	SO	RB	C.GALLO	RH	ANA	BAN	MQ	QUIM	S.CORR	FRIAS	B.ESTE	ANATUYA
Dic-13														
Time	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	Tension (kV)
01/12/2013 15:00	36	25	30	28	2	12	11	5	4	8	3	24	31	31.325
02/12/2013 15:30	48	33	41	27	3	11	4	6	5	9	10	26	30	30.175
05/12/2013 15:00	44	31	40	37	4	13	5	6	5	7	9	25	26	30.975
06/12/2013 14:45	45	30	38	25	4	13	5	6	6	8	9	28	27	31.925
08/12/2013 14:45	44	30	35	34	4	14	5	7	7	8	9	26	27	31.3
11/12/2013 15:30	37	22	32	33	4	10	11	5	4	6	8	23	24	31.925
13/12/2013 11:15	29	14	35	20	3	8	7	4	2	4	5	21	21	31.8
14/12/2013 12:00	33	18	34	16	3	10	9	5	3	5	10	22	19	31.925
15/12/2013 14:30	33	20	25	20	4	9	11	6	4	7	8	19	21	31.85
16/12/2013 14:00	40	27	40	38	5	13	3	7	4	8	10	27	29	31.6
17/12/2013 15:30	44	34	43	31	3	15	5	7	5	11	10	28	33	31.25
19/12/2013 15:15	43	31	45	34	3	14	5	7	5	10	10	28	32	31.25
21/12/2013 15:15	38	29	41	24	3	14	5	7	5	8	10	25	32	31.8
23/12/2013 15:30	42	34	47	27	3	14	3	8	5	10	6	27	32	31.35
24/12/2013 14:45	40	29	42	26	3	15	5	8	8	10	10	27	30	31.8
26/12/2013 15:15	44	29	35	34	2	14	4	8	5	9	8	14	23	31.175
26/12/2013 16:15	47	33	42	38	2	13	4	8	5	10	10	15	30	30.925
27/12/2013 14:00	40	31	45	39	3	14	6	8	8	10	11	25	29	31.8
28/12/2013 12:15	39	25	41	30	2	12	12	7	5	9	9	20	25	31.8
28/12/2013 16:15	41	33	39	23	3	12	4	6	8	9	7	19	29	31.875
29/12/2013 15:45	41	29	34	34	3	11	6	2	8	9	8	19	26	31.125
30/12/2013 16:30	46	35	44	33	3	13	2	7	8	10	10	27	31	31.35
31/12/2013 14:15	36	27	36	29	3	13	4	5	8	5	9	16	25	31.125

Tabla 2: días y horarios con baja tensión en Añatuya en horario diurno en diciembre de 2013

Inversor de tensión. El parque fotovoltaico constará de veinte inversores de 500 kW cada uno. Los mismos se conectarán a transformadores elevadores de BT/MT de 2,5 MVA. El inversor adoptado (Xantrex GT500 E – Schneider Electric) [5] permite un rango muy amplio de tensión de entrada desde el campo fotovoltaico (495/880 V), lo que permite una gran flexibilidad de configuración y posibilidades de ampliación en el futuro. A partir de la potencia recibida del campo fotovoltaico, el punto de operación del inversor es optimizado constantemente con relación a las condiciones de radiación, las propias características y la temperatura del panel, y las características propias del inversor. Su rendimiento máximo es superior al 96% y presenta una distorsión armónica inferior al 3%. El seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) consigue que se maximice la potencia entregada a la red, además de la recibida del campo fotovoltaico. El inversor entregará una corriente a la red eléctrica con una onda senoidal idéntica a la propia de la compañía eléctrica suministradora, y con un factor de potencia muy próximo a 1 en todas las condiciones de funcionamiento del equipo. En la elección del inversor, se dió preferencia a este modulo de potencia y marca, ya que el mismo se dispone en el mercado local con un excelente servicio posventa.

Cálculo de cantidad de paneles serie/paralelo. Los paneles seleccionados, tienen parámetros nominales, entre los que se destacan: Vmp = 35,6 V; tensión óptima de operación en las condiciones estándar STC(Temperatura del modulo FV 25ºC, Irradiancia 1000 W/m2, AM=1,5); Vac = 45 V ; tensión de circuito abierto; Icc = 8,42 A ; corriente de cortocircuito; Pmax = 290 W ; potencia máxima; Alfa = -0,33%/ºC; coeficiente de temperatura de Vac; Beta = 0,055%/ºC ; coeficiente de temp. de Icc. Donde Icc (intensidad de cortocircuito), Imp (intensidad de máxima potencia), Vmp (tensión de máxima potencia) y Vac (tensión de circuito abierto) [6].

A los fines de lograr un buen acoplamiento entre inversor y paneles se tendrá que:
- Analizar parámetros del módulo en función de irradiancia y temperatura.
- Analizar los días de máxima y mínima irradiancia y temperatura del año.
- Con los valores de mínima y máxima tensión, definir el número de módulos a conectar en serie en el cual el inversor es capaz de localizar el punto de máxima potencia.
- Evitar superar la máxima tensión de funcionamiento del inversor.

En base a estos valores se tiene que dimensionar el número de placas a utilizar para proporcionar la potencia total requerida. En la entrada del inversor se podrá tener una tensión máxima admisible de 880 V, una tensión mínima de 495 V, una corriente continua máxima admisible de 1120 A y una potencia fotovoltaica máxima de 560 kWp [5]. Se obtiene la potencia de entrada al inversor multiplicando el valor Wp del panel fotovoltaico por el total de paneles instalados. Respecto al valor

de la tensión máxima admisible al inversor, corresponderá a la tensión en circuito abierto (Voc) multiplicado por el número de paneles fotovoltaicos instalados en serie. La colocación de paneles en serie supone aumentar la tensión. Y respecto a la corriente continua máxima admisible al inversor, corresponderá a la corriente en corto circuito (Icc) multiplicado por el número de paneles fotovoltaicos instalados en paralelo. La colocación de paneles en paralelo supone aumentar la corriente. Una variable del sistema en el que no se puede tener ningún control es la temperatura ambiente en la zona. Un aumento de temperatura sobre la célula fotovoltaica implica una variación de la corriente más pronunciada que sobre la tensión y esto puede perjudicar al inversor. Esto conlleva a que no se puede ajustar al máximo la corriente de entrada máxima al inversor y, por lo tanto, se debe limitar el número de paneles en paralelo. En función de las características de los dos elementos más importantes de la instalación fotovoltaica, se podrá determinar el número de paneles fotovoltaicos, así como el número de inversores necesarios, una vez conocida la potencia del parque fotovoltaico.
La potencia del parque viene determinada por la siguiente expresión:

$$Pp = P1 / (\eta p * \eta i) \quad (1)$$

$$Pp = 10000/(0{,}9 * 0{,}98) = 11340\ [kW] \quad (2)$$

Siendo:
Pp: Potencia pico del parque.
P1: Potencia a inyectar a red.
ηp: Rendimiento medio del panel fotovoltaico, en este caso 0,9.
ηi: Rendimiento del inversor.
El número de inversores a instalar será de veinte.
El número máximo de paneles fotovoltaicos a instalar, viene determinado por la siguiente expresión:

N º paneles = Pp/ Ppp = 11340000 W/ 290W = 39104 paneles, o sea 1956 paneles por inversor. (3)

Siendo:
Nº paneles: Número total de paneles a instalar.
Pp: Potencia pico del parque.
Ppp: Potencia pico de la placa fotovoltaica.
El inversor de tensión tiene un rango de seguimiento de máxima potencia comprendido entre 495 y 880 Vcc. La tensión suministrada por los módulos en serie debe estar situada entre estos valores a los fines de que el inversor trabaje en el punto de máxima potencia.
Para determinar el número de paneles en serie (Ns), se debe realizar tres cálculos.

$$Vmax(Tmin) = Vmp * Ns(1 + alfa\ (Tmin - Tamb)) \quad (4)$$

$$Vmax(Tmax) = Vmp * Ns(1 + alfa\ (Tmax - Tamb)) \quad (5)$$

$$Vac(Tmin) = Vac * Ns(1 + alfa\ (Tmin - Tamb)) \quad (6)$$

Con Tmin = -5ºC; temperatura mínima de los paneles.
Tmax = 78ºC; temperatura máxima de los paneles [7].
Tamb = 25ºC: temperatura ambiente en STC.

Con planilla de Excel se calculó el número de paneles serie (Ns) y paralelo máximo (Npmax).

Ns	Vmax(Tmin	Vmax(Tmax	Vac(Tmin	Optimo	Np
1	39	31	49	NO	1931
2	78	63	99	NO	965
3	117	94	148	NO	643
4	156	126	198	NO	482
5	196	157	247	NO	386
6	235	189	297	NO	321
7	274	220	346	NO	275
8	313	252	396	NO	241
9	352	283	445	NO	214
10	391	315	495	NO	193
11	430	346	544	NO	175
12	469	378	593	NO	160
13	509	409	643	NO	148
14	548	441	692	NO	137
15	587	472	742	NO	128
16	626	504	791	SI	120
17	665	535	841	SI	113
18	704	567	890	NO	107
19	743	598	940	NO	101
20	782	630	989	NO	96
21	822	661	1039	NO	91
22	861	693	1088	NO	87
23	900	724	1137	NO	83

alfa =	-0.33	(%/ºC) coeficiente de temperatura de Vac
beta =	0.055	(%/ºC) ; coeficiente de temperatura de Icc.
Vmp =	35.6	(V) Tension optima de operación en STC
Vac =	45	(V) Tension de circuito abierto
Icc =	8.42	(A) Corriente de cortocircuito
Pmax =	290	(W) Potencia maxima en STC
Tmin =	-5	(ºC) Temperatura minima de los paneles
Tmax=	78	(ºC) Temperatura maxima de los paneles
Tamb =	25	(ºC) Temperatura ambiente de los paneles en STC.
Rango de tension =		495 a 880 V (Tension de funcionamiento del Inversor
Iccmax =	1120	(A) Corriente maxima del inversor de tension
Pmaxcc =	560	(kW) Potencia maxima a entregar al Inversor

Tabla 3: Cálculo de número de paneles serie y paralelo

Se debe cumplir que las tres tensiones calculadas para cada valor de Ns se encuentren dentro del rango de tensión de funcionamiento del Inversor (495 a 880 V).

Con Ns = 16 o 17 módulos, se cumple.

Para el cálculo del número máximo de módulos en paralelo se hará uso de la expresión:

$$Icc(Tmax) = Icc * Npmax\ (1 + Beta\ (Tmax - Tamb)) \qquad (7)$$

Con Icc(Tmax) = 1120 A se determinó que el número máximo de paneles en paralelo que es posible conectar sin dañar el inversor de tensión es de 131 paneles.

Teniendo presente que el inversor, según tabla de datos característicos tiene un Pmaxcc = 560 kW.

$$\text{Si } Ns = 16 \Rightarrow Np = Pmaxcc/(Ns * Pmax\ modulo) = 560000/(16*290) = 120 \text{ módulos} \qquad (8)$$

$$\text{Si } Ns = 17 \Rightarrow Np = Pmaxcc/(Ns * Pmax\ modulo) = 560000/(17*290) = 113 \text{ módulos} \qquad (9)$$

Con Ns = 16, Np = 120 y Pmax módulo = 290 W, resulta Pmaxxcc = 556,8 kW, que es la potencia que aportaran cada grupo de paneles FV a cada inversor.

PRESUPUESTO

En la tabla 4, que se muestra a continuación, se presenta un resumen de las principales erogaciones a realizar.

	Los precios en U$S
Generador Fotovoltaico Contempla módulos FV [6], estructura soporte, cajas de conexión, cables, puesta a tierra e inversores de tensión [5].	$ 16.932.000
Centro de Transformación. Contempla transformadores elevadores [8], obra civil de trafos, tablero de BT [5] y celda de protección de transformador en MT [5].	$ 416.000
Servicios Auxiliares Comprende Transformador [8], banco de capacitores y Generador.	$ 26.600
Celdas de Maniobra, Protección y Medición. Comprende las celdas [5] y su conexión al sistema Interconectado nacional.	$ 40.000
Seguridad: Alumbrado, alarma, CCTV. Comprende torres de alumbrado, sistema de alarmas, cámaras, videograbación y cableado.	$ 51.000
Obra civil. Comprende zanjeos, limpieza de terreno, alambrado perimetral, edificio de operación y SCADA.	$ 917.000
Ingeniería. Comprende la preparación de documentación de la planta, del equipamiento y dirección de obra.	$ 100.000
Suministro y montaje Suministro y montaje de los equipos, cableado, tendidos, servicios generales, etc.	$ 1.500.000
TOTAL	**$ 19.982.600**

Tabla 4: desagregado del presupuesto

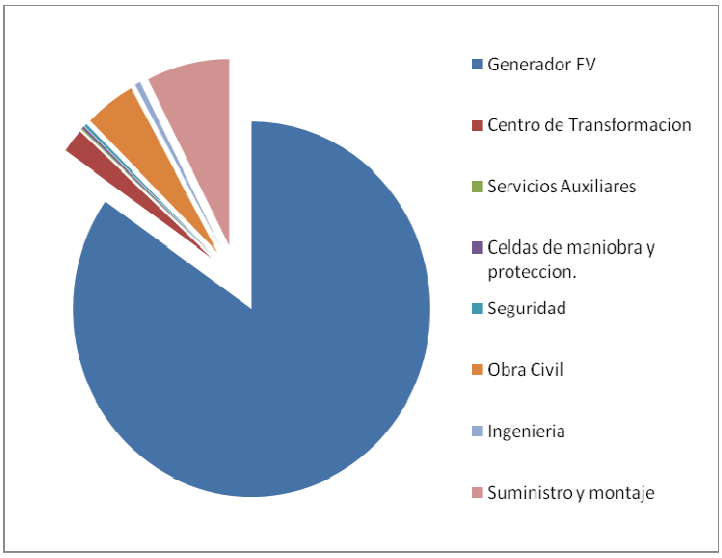

Figura 5: proporción de las inversiones a realizar

ANÁLISIS ECONÓMICO

Para el cálculo de la penalización por “deficiente producto técnico” se tomó como base los datos del mes de diciembre de 2013 de la Estación Transformadora de Añatuya. En los mismos se incluyen cada 15 minutos:

Tensión de barra principal de 33 kV.
Potencia (MW).
Energía (kWh).

Se confeccionó planilla en Excel, en la cual se cargaron los datos mencionados anteriormente. Se incorporaron a la planilla de cálculo, fórmulas que calculan la penalización cuando los valores de Tol (valor absoluto((Tensión de suministro – Tensión nominal)/Tensión nominal) superan el valor de 0,05 de acuerdo a la tabla siguiente:

Si Tol > o = 0,05 y < 0,06	: 0,013 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,06 y < 0,07	: 0,026 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,07 y < 0,08	: 0,039 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,08 y < 0,09	: 0,052 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,09 y < 0,10	: 0,070 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,10 y < 0,11	: 0,086 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,11 y < 0,12	: 0,100 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,12 y < 0,13	: 0,300 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,13 y < 0,14	: 0,700 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,14 y < 0,15	: 1,100 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,15 y < 0,16	: 1,400 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,16 y < 0,18	: 1,800 U$S/kWh
Si Tol > o = 0,18	: 2,000 U$S/kWh

Los valores de tensión fuera de banda se presentan en el período de octubre a marzo, respondiendo a características similares al mes de diciembre analizado. El cálculo de la penalización para el mes de Diciembre dio por resultado U$S 13372 que si se traslada al resto de los meses del verano, resulta en una penalización anual de U$S 80000 y si se considera una vida útil de la instalación de 25 años, se evita el pago de una sanción por U$S 2000000.

CONCLUSIONES

A lo largo de este artículo se trató de mostrar una visión completa de la propuesta técnica de un parque solar fotovoltaico con conexión a red de 10 MW. Se ha puesto especial énfasis en los elementos más importantes del parque fotovoltaico como son los paneles fotovoltaicos, inversores y centros de transformación a elegir por sus características técnicas y adaptables a la dimensión de la instalación. Tiene especial importancia el dimensionamiento de los módulos FV, no solo a nivel técnico para determinar los valores máximos y mínimos de entrada al inversor, sino también a nivel económico, ya que representa un porcentaje elevado del monto del proyecto. El mismo está en sintonía con la ley 26190 (Fomento del uso de fuentes renovables para producción de energía eléctrica) con el objetivo de que en el 2016 se pueda satisfacer el 8% de la demanda de electricidad con fuentes de energía renovables. Además de complementar la matriz energética nacional con una fuente de energía renovable, este proyecto, mejora los niveles de tensión en la red de media tensión, y elimina las penalizaciones a la Distribuidora Eléctrica Provincial por deficiente producto técnico. La inversión para la puesta en marcha es onerosa, el retorno económico no es inmediato, y en consecuencia no es atractivo para la inversión privada. Sin embargo, genera oportunidad de empleo para la población local durante todas las etapas de su desarrollo y su desarrollo permitirá atraer más inversiones a la región, para este sector de la economía. El régimen actual de subsidios a la energía eléctrica no favorece la instalación de este tipo de prototipos a menos que se realicen los ajustes correspondientes. Más allá de lo expuesto sobre su factibilidad económica, permitiría adquirir experiencia técnica en la provincia, ya

que no hay instalaciones de este porte. Aprovechando las condiciones climáticas y la localización geográfica, podría expandirse modularmente a los fines de generar más potencia eléctrica.

REFERENCIAS

[1] Secretaría de Energía. Informe Sector Eléctrico, (2014). http://energia3.mecon.gov.ar/
[2] Empresa Distribuidora de Electricidad de Santiago del Estero, EDESE SA, (2014).
[3] NASA: Surface meteorology and Solar Energy, (2014). https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/
[4] Neplan – Software de Simulación, (2014): www.neplan.ch
[5] Schneider Electric, Manuales técnicos, (2014).
[6] Paneles Solares, (2014) : www.**suntech**-power.com/
[7] Romero, Faustino Chenlo, (2002). CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN DE CÉLULAS SOLARES EN UN PANEL FOTOVOLTAICO PLANO.
[8] Transformadores de potencia, (2014) : www.**ormazabal**.com
[9] Caracterización de la provincia de Santiago del Estero, (2014) : http://www.agro.uba.ar/apuntes
[10] Duffie, John A; Beckman, William A, (1980). SOLAR ENGINEERING OF THERMAL PROCESSES.
[11] Grupo de Trabalho de energía solar. (1999). GTES, MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.
[12] Muhammad Iqbal, (1983). AN INTRODUCTION TO SOLAR RADIATION.
[13] Apuntes de Curso Energética General y Medioambiente, (2011). MAESTRIA EN ENERGIA RENOVABLES – UNSa.
[14] Apuntes de Curso Energía Solar I, (2011). MAESTRIA EN ENERGIA RENOVABLES – UNSa.
[15] Apuntes de Curso Medición e Instrumentación, (2012). MAESTRIA EN ENERGIA RENOVABLES – UNSa.
[16] Gambetta, Pablo; Doña, Víctor Manuel, (2011). PLANTA SOLAR SAN JUAN 1: DESCRIPCION DE SU DISEÑO Y DETALLES DE OPERACIÓN.
[17] Raúl Righini; Hugo Grossi Gallegos, (2011). MAPA DE ENERGIA SOLAR COLECTADA ANUALMENTE POR UN PLANO INCLINADO. UN ANGULO ÓPTIMO EN LA REPUBLICA ARGENTINA.
[18] Righini, Raul; Grossi Gallegos, Hugo, (2012). ÁNGULO ÓPTIMO PARA PLANOS COLECTORES DE ENERGÍA SOLAR INTEGRADOS A EDIFICIOS.

ABSTRACT

The provincial electrical system of Santiago del Estero is very extensive. It consists of three 132 kV power lines entering Tucuman and a fourth line from the town of Monte Quemado. Further it comprising generating gas turbine, and hydraulics. This wiring diagram is characterized by long lines, it presents a drawback in summer (maximum power demand). voltage levels are beyond permissible (poor quality of technical product) in the outlying towns of the generation band. The present work shows the positive impact of the installation of a photovoltaic plant at a particular point in the province of Santiago del Estero. This action will improve voltage levels (technical product), increased power output, reduced penalties for poor quality of the technical product and increasing renewable energy in provincial energy grid. These are some of the benefits of implementing the photovoltaic plant. It aims to promote the use of renewable resources in the area for the production of clean energy and contribute to reduced power generation by current conventional polluting sources.

Keywords: photovoltaic, network connection, bar 33KV electric system, inverter