

IMPACTO DE LA GENERACIÓN FV DISTRIBUIDA A NIVEL RESIDENCIAL EN EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD Y ECONOMÍA DEL SERVICIO ELÉCTRICO. APLICACIÓN A UN CASO REAL

Federico A. Morán – fmoran@iee.unsj.edu.ar

Marcos L. Facchini – facchini@iee.unsj.edu.ar

Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan. Av. Libertador San Martín Oeste 1109,
San Juan – Argentina

Víctor M. Doña – dipdona@legsanjuan.gov.ar

Comisión de Obras y Servicios Públicos – Cámara de Diputados de la Provincia de San Juan. Av. Libertador San Martín y Av. Las Heras - San Juan – Argentina

13. Impactos Sociales, Económicos y Ambientales de las Energías Renovables

Resumen. Se presenta inicialmente la conformación de las matrices energéticas actuales tanto a nivel mundial como en la Argentina, observando el bajo impacto de la penetración de energías renovables. Posteriormente se hace mención del recurso disponible que presenta la Argentina en materia de radiación solar, donde se hace mención a la zona de San Juan como la zona de alto potencial para el uso de la energía solar fotovoltaica, permitiendo dar un aporte en el cambio de las matrices energéticas actuales. Se presenta un estudio preliminar en el efecto que produce la inserción de generación distribuida fotovoltaicas sobre una red de distribución de baja tensión correspondiente a un barrio de la ciudad de Caucete en la provincia de San Juan – Argentina, evaluando los beneficios en la calidad del producto técnico y disminución de pérdidas de transmisión. El estudio está en el marco del Proyecto Solar San Juan, que se viene desarrollando por iniciativa del Gobierno de la Provincia de San Juan – Argentina, y trata de brindar un aporte desde la Universidad en este sentido. El análisis continúa, en la etapa siguiente, con la evaluación técnico-económica respecto de la incidencia en el costo de distribución de la inserción de generación FV distribuida. Se incluirá en este análisis la incorporación de baterías a fin de almacenar energía en los horarios de mayor radiación solar para entregarla a la red en los horarios de punta de la demanda.

Palabras-claves: Energía Renovable, Generación Distribuida, Sistemas Fotovoltaicos, Calidad Servicio.

1. INTRODUCCIÓN

La preocupante situación energética mundial presenta nuevos desafíos sin soluciones ciertas, que van agravando la matriz energética actual, acentuando los conceptos tradicionales de generación y distribución de energía eléctrica. Frente a factores como el aumento diario de la demanda energética, el aumento gradual de los costos de generación, la necesidad de reemplazar gradualmente el recurso del petróleo, entre otros, hacen cada día más urgente un cambio en la política energética mundial. Así mismo la preocupación por el calentamiento global y el cuidado del medio ambiente han tomado gran relevancia a nivel mundial. Esto ha desencadenado un aumento en los esfuerzos para reemplazar las tecnologías generadoras eléctricas tradicionales por nuevas tecnologías menos contaminantes.

En mención de lo dicho anteriormente se presenta la composición de la matriz energética a nivel mundial y a nivel nacional, donde se observa la pequeña participación que tiene la energía solar. Asimismo se hace mención a la alternativa que presenta la Argentina en su enorme potencial para el uso de la energía solar fotovoltaica (FV) por presentar elevadas radiaciones solares anuales.

Dentro de este contexto se presenta un análisis iniciado en la Provincia de San Juan – Argentina que considera generación basada en tecnología FV a instalar en las viviendas de usuarios cautivos del sistema de distribución de Baja Tensión (BT) compuesto por 117 viviendas residenciales. Se realiza la evaluación de parámetros técnicos (niveles de pérdidas de transmisión y niveles de tensión) debidos al impacto de la inserción de generación solar distribuida en los sistemas de distribución no aislados y conectados a red.

A efectos de valorar los parámetros técnicos indicados se describe previamente el procedimiento empleado para modelar la demanda del sector residencial, la generación de energía FV y la red utilizada como ejemplo donde en ella se tuvieron en cuenta los factores; nivel de penetración (NP) y nivel de dispersión (ND). La modelación se realizó sobre la red de distribución en BT perteneciente a un barrio de la ciudad de Caucete en la Provincia de San Juan – Argentina.

2. COMPOSICIÓN DE LAS MATRICES ENERGÉTICAS

Es conocido que la matriz energética mundial es altamente fósil-dependiente, en base al uso de hidrocarburos como el petróleo, gas natural y carbón, donde aproximadamente un 82% depende de hidrocarburos y de energía nuclear,

16% de energía hidráulica y tan solo un 2% de otros tipos de energía, como se aprecia en la Fig. 1. Estos recursos primarios convencionales y no renovables se van agotando a un ritmo cada vez mayor, en función del crecimiento de la población y de su bienestar. En esta composición energética no está ausente la República Argentina.

En Argentina también el gas natural y el petróleo son los principales protagonistas de la matriz energética primaria, acumulando el 88% según datos del Balance Energético Nacional (BEN). Solo un 8% del consumo total lo ocupan las energías renovables, de las cuales 5% corresponden a la energía hidráulica. El uso de la energía solar y eólica conforman, en su conjunto, menos del 1% de la matriz energética primaria total, tal como se aprecia en la Fig. 2.

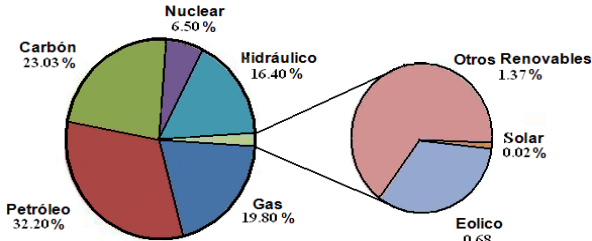


Figura 1- Matriz Energética Mundial.

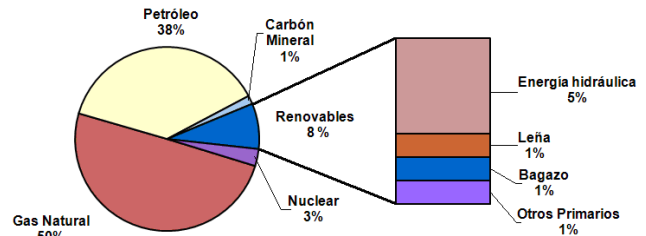


Figura 2- Matriz Energética Nacional.

Los desarrollos orientados a la generación de energía a partir de fuentes renovables serán estratégicos no solo para Argentina, sino para todos los países de Sudamérica.

De las múltiples alternativas en materia de energías limpias, la energía del sol es una de las más importantes. El recurso disponible es enorme: en Argentina se recibe una radiación muy importante y favorable para el uso de energía solar FV. La zona centro del país posee una radiación promedio de unos 1600 [kWh/m²/año], un excelente recurso, comparable con las regiones más soleadas de Europa. Esto se traduce en un enorme potencial para el uso de la energía solar. Sin embargo, este gran potencial se encuentra en su mayoría sin utilizar: la capacidad instalada en Argentina es de alrededor de 2 [MWp] solo aplicada en sistemas aislados y en muy baja escala.

Las Fig. 3 y 4 muestran la distribución espacial del promedio mensual de la radiación solar global diaria sobre plano horizontal en Argentina en los meses de Julio y Enero [kWh/m²-día]. En particular la Provincia de San Juan y la zona de la cordillera hasta el norte del país poseen la franja de mayor radiación solar del país y una de las 6 mayores en el mundo, alcanzando un orden que en algunos lugares supera los 2500 a 2700 [kWh/m²/año] (Torres, 2009).



Figura 3- Distribución promedio de Radiación global diaria [kWh/m²] Mes Julio

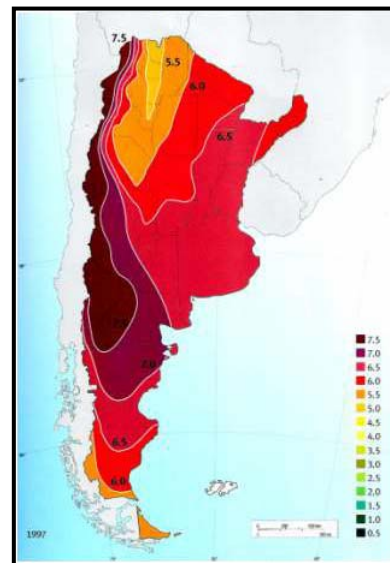


Figura 4- Distribución promedio de Radiación global diaria [kWh/m²] Mes Enero

Dado que presenta elevadas radiaciones solares anuales la provincia de San Juan es, en principio, un lugar muy propicio para la generación de electricidad en base a este recurso. Adicionalmente posee aproximadamente el 90% de su superficie con montañas y zonas áridas desérticas y semidesérticas, siendo estas últimas adecuadas para su uso en la instalación de paneles FV dado que su aprovechamiento para otros recursos económicos es dificultoso.

San Juan es un área que posee alta radiación solar y es una zona muy apta para el desarrollo de esta actividad. La elevada radiación directa permite tener un alto rendimiento de los paneles FV. Se realizaron mediciones directas por la Universidad Nacional de San Juan y los valores muestran, para un promedio de los últimos 10 años, radiaciones diarias de 5800 [W/m²/día] a 45° de inclinación de paneles y 6700 [W/m²/día] en superficies horizontales en enero; y radiaciones diarias de 6000 [W/m²/día] a 45° de inclinación de paneles y 7700 [W/m²/día] en superficies horizontales en diciembre. Estos altos niveles de radiación aseguran que se pueden obtener altos niveles de generación FV.

En virtud de lo observado, la provincia de San Juan – Argentina es un lugar muy propicio en la incorporación de generación eléctrica en base al recurso solar, tanto a nivel de centrales de generación como a pequeña escala a nivel de distribución (generación distribuida).

Ello se motiva en diversos factores técnicos, económicos y ambientales, entre los cuales se puede citar: el avance tecnológico, la preservación del medioambiente, la creciente necesidad de contar con un suministro de energía eléctrica altamente confiable y con adecuados niveles de calidad y la reducción de las pérdidas de transporte y distribución.

3. ESTADO DEL ARTE DE LAS REGLAMENTACIONES ACTUALES

Dado los recursos que presenta la Argentina en el contexto de la energía solar FV, se vienen emprendiendo iniciativas y políticas tendientes a introducir tecnologías de generación solar, que por su carácter modular van despertando y haciendo crecer el interés en el país.

En Argentina, la reciente reglamentación de la Ley 26190/06 (aprobada por Decreto PEN N° 562/09), establece un régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía que abre interesantes perspectivas para la incorporación de centrales de potencia. Se establece como objetivo lograr “una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% (ocho por ciento) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen”. Se define un conjunto de beneficios impositivos aplicables a las nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, así como la remuneración a pagar por cada kilovatio hora (kWh) efectivo generado por las diferentes fuentes ofertadas que vuelquen su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o estén destinadas a la prestación de servicio público.

Precisamente en la Provincia de San Juan se ha venido gestando, a partir del año 2008, el Proyecto Solar San Juan, a través de la iniciativa del Gobierno Provincial y con el apoyo del Gobierno Nacional. Este Proyecto pretende establecer en San Juan las condiciones para la formación de un proceso integral de mediano plazo que permita el desarrollo de la tecnología FV en todos sus tópicos (Doña et al., 2008). Entre los objetivos específicos se citan:

- Establecer la fabricación de paneles solares FV en San Juan, con una gran integración vertical, que incluya todas las etapas productivas, desde la extracción y obtención de la materia prima estratégica, el silicio calidad solar, la obtención de celdas FV y hasta la propia fabricación de los paneles solares listos para ser utilizados.
- Desarrollar regionalmente proyectos de generación solar FV de distinta envergadura que aseguren la utilización sostenida de los productos fabricados.
- Promover la instalación de paneles FV en el sector residencial, comercial e industrial y la instalación de centrales de generación FV para la provisión de energía eléctrica.
- Promover la adquisición de *know-how*, la investigación y desarrollo en energía solar.
- Adecuar el marco legal y regulatorio que permitan el uso creciente de energía solar.

El Proyecto Solar San Juan tiene como base la disponibilidad, entre otros, de los siguientes recursos:

- Recurso Materia Prima (Cuarzo para Silicio de buena calidad).
- Recurso Solar (Alta radiación y muchas horas al día de sol).
- Recurso Territorial (Grandes superficies disponibles para emprendimientos).
- Infraestructura y Recursos Humanos Especializados.

En varios países que están a la vanguardia en este tipo de aplicaciones, se han establecido Planes de Fomento de las Energías Renovables que en general fijan, como una de las metas, la promoción u obligatoriedad del uso de la misma en determinados porcentajes a través de Planes y Leyes Gubernamentales. En Argentina se ha comenzado incipientemente con ello y en San Juan ya se ha elaborado una Ley de Fomento para las Energías Renovables, potenciando el uso de Energía Solar. Siendo la tecnología FV uno de los usos de la energía solar para producir energía eléctrica, es necesario seguir profundizando, realizando y adecuando todas las normativas legales y regulatorias, etapa que se viene desarrollando en el marco del proyecto Solar San Juan.

4. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

La metodología utilizada para el análisis fue dividida en distintas etapas, tal como se muestra en la Fig. 5. Se evaluaron parámetros técnicos como son los niveles de pérdidas de transmisión y niveles de tensión planteando diversos escenarios que simulan distintos niveles de generación FV y dispersión geográfica (Morán, 2010). Como primer paso por un lado se analiza como es el comportamiento horario de los consumos de las viviendas residenciales para las diferentes bandas tarifarias existentes en la Provincia de San Juan. Por otro lado se definieron alternativas de generadores solares FV a instalar y se estratificó su comportamiento horario para distintos valores de potencia a considerar, haciendo uso del cálculo de la energía producida por los mismos. Una vez modelada la demanda y la generación se plantearon diversos escenarios considerando las estaciones del año, tipo de día y distintos niveles de dispersión geográfica y de potencia de generación. Luego se realiza la modelación a través del uso de la herramienta computacional “DigSILENT Power Factory”, sobre la red de distribución en BT perteneciente a un barrio de la ciudad de Caucete en la Provincia de San Juan. Finalmente se obtiene como varían los niveles de tensión y pérdidas de energía debido a la introducción de los sistemas FV en la red de distribución modelada. A estos efectos se realizaron corridas de

flujo de potencias para cada uno de los escenarios planteados y de los escalones de la curva de generación (total 700 casos). Finalmente se recolecta toda la información para la realización de la evaluación técnica planteada.

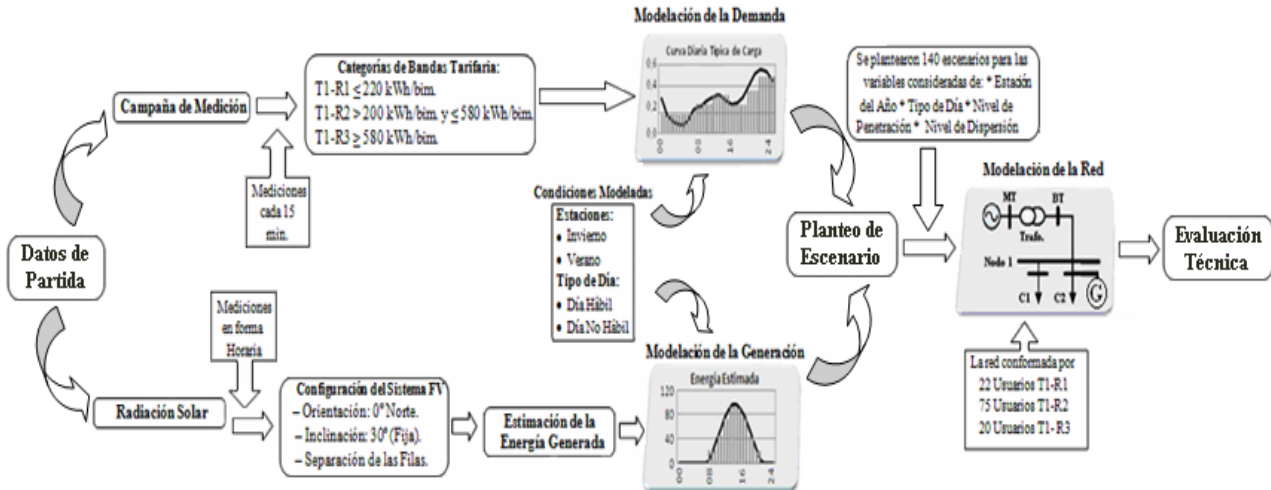


Figura 5- Metodología de Análisis.

4.1 Análisis de la demanda del sector residencial

En esta etapa se trabajó con los datos relevados a partir de una campaña de medición realizada en la provincia de San Juan durante un año sobre una muestra representativa de usuarios residenciales, con el motivo de determinar el comportamiento de los consumos que presentan los usuarios del sector residencial, agrupados por bandas de consumo de acuerdo al régimen tarifario que rige en la provincia. Se determinaron curvas de carga típicas y sus principales parámetros.

4.1.1 Bandas de tarifas existentes

Los Usuarios del sector residencial, en la Provincia de San Juan - Argentina, se encuentran agrupados en las siguientes categorías (bandas) Tarifarias:

- Tarifa T1-R1 (Consumo ≤ 220 kWh bimestrales).
- Tarifa T1-R2 (Consumo > 220 kWh y ≤ 580 kWh bimestrales).
- Tarifa T1-R3 (Consumos > 580 kWh bimestrales).

La tarifa T1 comprende a todos aquellos usuarios de pequeñas demandas, cuya potencia máxima promedio de 15 minutos consecutivos es inferior a 10 kW (Kilovatios).

4.1.2 Curvas diarias típicas de carga de los usuarios residenciales

De la campaña de medición realizada a usuarios residenciales (150 usuarios) durante un año completo, se relevaron mediciones cada 15 minutos, tanto de energía como de potencia. A partir de las mismas se determinaron curvas representativas de la modalidad de consumo de estos usuarios para cada una de las bandas de consumos antes mencionadas, para tres estaciones del año: Invierno, Verano y Resto (la estación Resto agrupa otoño y primavera por presentar características similares) y por tipo de día (hábil, semi-hábil –sábado- y no hábil –domingos y feriados). Las curvas medias de los usuarios de cada subcategoría se obtuvieron promediando los valores de potencia de los distintos usuarios correspondientes a esa subcategoría (FI-UNSJ, 2000).

En las Fig. 6, 7 y 8 se presentan, las curvas de consumo típicas por tipo de usuario correspondiente a las Tarifas T1-R1, T1-R2 y T1-R3 para la estación de verano y los distintos tipos de días de la semana.

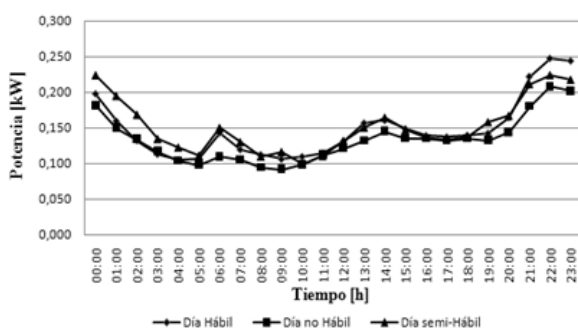


Figura 6- Curva de Carga Diaria-Tarifa T1-R1-Verano

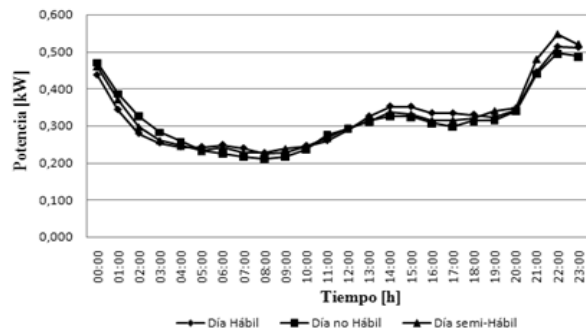


Figura 7- Curva de Carga Diaria-Tarifa T1-R2-Verano

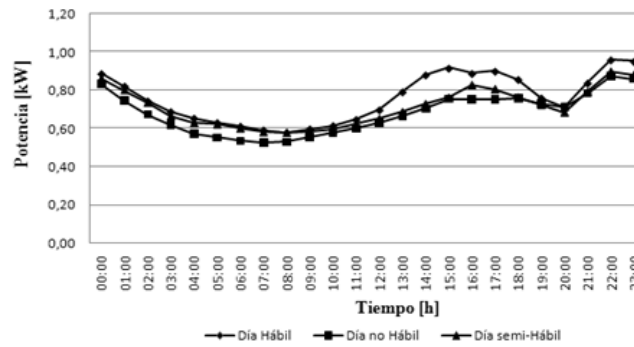


Figura 8- Curva de Carga Diaria-Tarifa T1-R3-Verano

Se observa que las demandas máximas medias típicas alcanzan valores de 0,248 kW, 0,548 kW y 0,959 kW para las tarifas T1-R1, T1-R2 y T1-R3 respectivamente. En la Tab. 1 se observan los valores de energía típica diaria consumida por estación y tipo de día para cada banda tarifaria.

Tabla 1. Valores de Energía Típica Diaria consumida por Banda Tarifaria y Estaciones [kWh].

	INVIERNO			RESTO			VERANO		
	Energía día Hábil [kWh]	Energía día semi-Hábil [kWh]	Energía día no Hábil [kWh]	Energía día Hábil [kWh]	Energía día semi-Hábil [kWh]	Energía día no Hábil [kWh]	Energía día Hábil [kWh]	Energía día semi-Hábil [kWh]	Energía día no Hábil [kWh]
T1-R1	2,954	2,995	2,607	2,887	3,096	2,685	3,549	3,648	3,192
T1-R2	6,948	7,242	6,708	6,322	6,607	6,445	7,710	7,775	7,583
T1-R3	16,942	17,085	16,142	12,789	13,130	12,794	18,218	17,094	16,310

En la Fig. 9 se observan los porcentajes de participación por consumo de energía registrados por banda horaria para las categorías residenciales T1-R1, T1-R2 y T1-R3, para el horario de punta (18-23hs), valle (23-5hs) y resto (5-18hs).

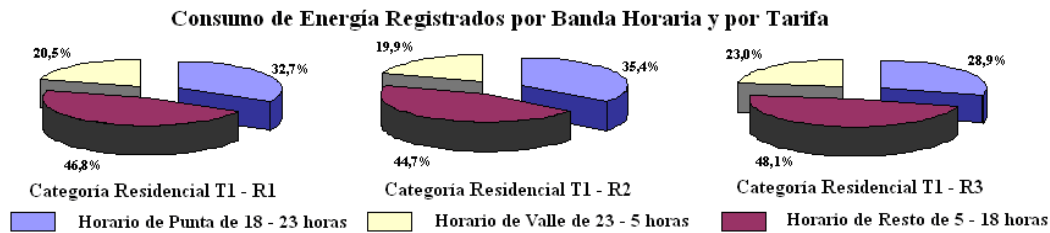


Figura 9- Participación por Consumo de Energía por Banda Horaria.

4.2 Análisis de la generación de energía fotovoltaica

Para representar el comportamiento de la producción de energía FV, se adoptó una modelación horaria.

4.2.1 Radiación solar (H) y horas solares pico (HSP)

Los datos de radiación solar horaria se obtuvieron de mediciones realizadas en una estación meteorológica ubicada en el Instituto de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan. La radiación sobre la superficie es función de diversos parámetros: Orientación e Inclinación de la superficie, Latitud del lugar (San Juan 31.5 ° Sur), Día del año, Hora del Día, Estado Climático y Sombras externas.

En la Fig. 10 se observan las curvas de radiación diaria promedio obtenidas para las tres estaciones del año definidas, a través de mediciones registradas durante un periodo de 5 años.

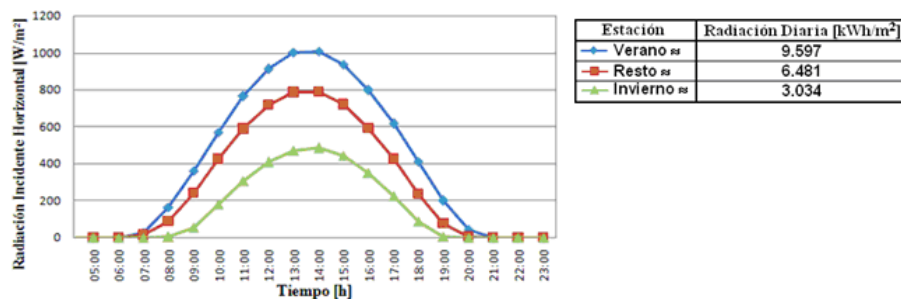


Figura 10- Curva de Radiación Diaria por Estación para Plano Horizontal.

Se puede apreciar que la intensidad de radiación se distribuye siguiendo la forma aproximada de una normal y con su máximo en el periodo entre las 13 y 14 horas, puesto que al mediodía es cuando más alto se encuentra el sol y por lo tanto mayor es la radiación sobre el plano horizontal.

Para la determinación de las horas solares pico (HSP) se analizaron los datos de radiación solar global que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio para la estaciones de Invierno, Verano y Resto. Siendo HSP el término que determina el número de horas que el panel recibe una radiación constante de 1000 W/m² (Bonini et al., 2005), se puede calcular a partir de la Ec. (1):

$$HSP = \frac{k \times H}{1000} \left[\frac{Wh / m^2}{W / m^2} = h \right] \quad (1)$$

Donde *H* es la Radiación solar horaria que incide sobre un metro cuadrado de superficie en el plano horizontal y *k* es el factor de corrección por inclinación de los paneles.

4.2.2 Configuración del sistema fotovoltaico

Respecto del sistema FV se determinó la posición fija de los paneles a fin de obtener el mejor aprovechamiento de la radiación solar anual en la provincia de San Juan. Así resultó una ubicación de los paneles a cero grado hacia el Norte y una inclinación fija óptima de los mismos de 30° respecto a la horizontal (Grossi et al., 2007). También se determinó la separación mínima entre filas de paneles, de tal forma que, en los horarios de proyección de sombras más largas del día más desfavorable del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente, como se aprecia en la Fig. 11.

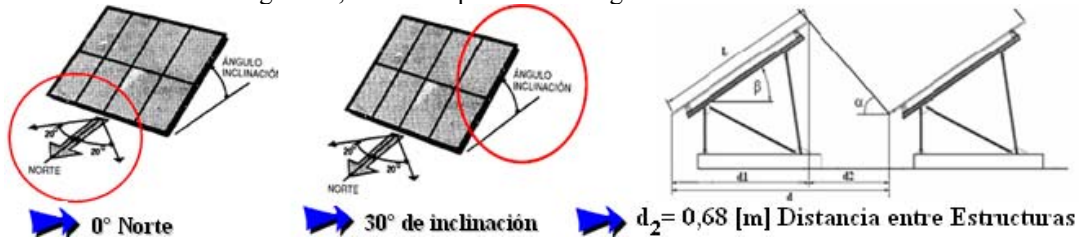


Figura 11- Parámetros Físicos Adoptados.

Asimismo se estimó el rendimiento del sistema FV teniendo en cuenta los factores que afectan la instalación (sombra, contaminación ambiental, incremento de temperatura ambiente, pérdidas en conductores, rendimiento del inversor, dispersión de parámetros en módulo). Para el caso de San Juan el rendimiento del sistema varía entre 0,72 y 0,77.

4.2.3 Estimación de la energía generada

En función de lo descrito anteriormente, la energía producida diariamente por un sistema FV se puede expresar como el producto de tres factores independientes como lo muestra la Ec. (2) siguiente:

$$E_g = P \times HSP \times \eta \quad [kWh / día] \quad (2)$$

Donde: *P* es la potencia nominal, o potencia máxima que entrega el generador en las denominadas condiciones estándar de medida kWp (1000 W/m² de radiación, una temperatura de 25°C y una masa de aire espectral de 1,5 (AM)), *HSP* es el número de horas solares pico y *η* representa el rendimiento de la instalación FV completa.

Para la estimación de la energía generada se evaluaron cinco casos de potencia a instalar sobre cada vivienda unifamiliar: 1 - 1,5 - 2 - 3 y 3,8 kWp. Este último se definió sobre la base de la superficie de techo disponible en una casa tipo de los Planes de Viviendas que construye el Instituto Provincial de la Vivienda (IPV), la que alcanza a 55 m².

En función de lo antes indicado se observa en la Fig. 12 y en la Tab. 2 las estimaciones de producción de energía eléctrica medias diarias para las estaciones de Verano, Invierno y Resto, con una potencia pico instalada de 1,5 kWp. Asimismo se muestra la cantidad de HSP, el factor de corrección por inclinación y el rendimiento por estación.

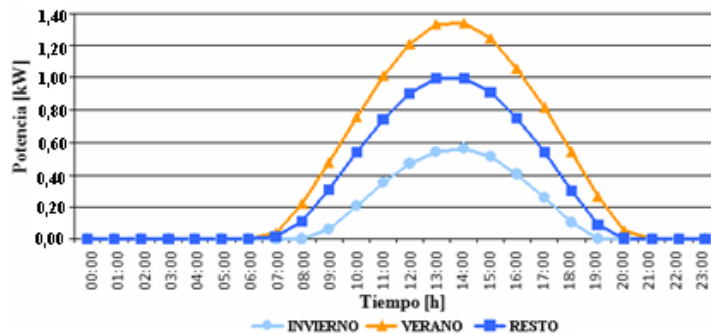


Figura 12- Energía generada estimada para una potencia de 1,5 kWp.

Tabla 2. Estimación de la energía diaria generada en las estaciones de Invierno, Verano y Resto para una potencia instalada de 1,5 kWp.

Horas	Energía Estimada en Invierno			Energía Estimada en Verano			Energía Estimada en Resto			
	Radiación Incl. (Wh/m ²)	HSP	Eg [kWh]	Radiación Incl. (Wh/m ²)	HSP	Eg [kWh]	Radiación Incl. (Wh/m ²)	HSP	Eg [kWh]	
0:00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	
1:00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	
2:00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	
3:00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	
4:00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	
5:00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,01	0,00	0,000	
6:00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,04	0,00	0,000	
7:00	0,00	0,00	0,000	33,84	0,03	0,037	13,78	0,01	0,015	
8:00	0,92	0,00	0,001	201,45	0,20	0,218	97,72	0,10	0,108	
9:00	54,30	0,05	0,062	442,43	0,44	0,478	272,91	0,27	0,303	
10:00	181,18	0,18	0,207	699,18	0,70	0,755	482,17	0,48	0,535	
11:00	307,81	0,31	0,352	939,17	0,94	1,014	670,89	0,67	0,745	
12:00	410,33	0,41	0,470	1121,61	1,12	1,211	815,64	0,82	0,905	
13:00	474,42	0,47	0,543	1231,36	1,23	1,330	895,71	0,90	0,994	
14:00	488,41	0,49	0,559	1239,67	1,24	1,339	898,19	0,90	0,997	
15:00	446,71	0,45	0,511	1150,97	1,15	1,243	820,85	0,82	0,911	
16:00	352,94	0,35	0,404	979,73	0,98	1,058	674,35	0,67	0,749	
17:00	223,60	0,22	0,256	756,57	0,76	0,817	481,69	0,48	0,535	
18:00	88,69	0,09	0,102	503,58	0,50	0,544	267,80	0,27	0,297	
19:00	5,02	0,01	0,006	244,90	0,24	0,264	84,16	0,08	0,093	
20:00	0,00	0,00	0,000	52,77	0,05	0,057	5,14	0,01	0,006	
21:00	0,00	0,00	0,000	0,08	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	
22:00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	
23:00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,000	
Energía generada diaria [kWh]			3,473				10,365			
Potencia pico instalada [Wp]			1500				1500			
Factor de corrección por inclinación			1,01				1,23			
Rendimiento del sistema			0,763				0,72			
Horas solares pico diarias			3,03				9,60			

En la Tab. 3 se resumen las energías medias diarias calculadas para cada estación del año y la correspondiente anual para cada potencia pico analizada. Se han supuesto 120 días en Verano, 90 días en Invierno y 155 días en Resto.

Tabla 3. Valores de energía media diaria por estación y anual generada según potencia instalada [kWh].

Potencia Instalada [kWp]	Energía Generada Diaria [kWh/día]			Energía Generada Anual [kWh/año]
	Verano	Invierno	Resto	Año
1	6,910	2,315	4,796	1780,930
1,5	10,365	3,473	7,194	2671,440
2	13,820	4,630	9,592	3561,860
3	20,730	6,946	14,388	5342,880
3,8	26,258	8,798	18,225	6767,655

Adicionalmente se analizó un sexto caso de potencia a instalar donde la misma se define considerando que se generará como máximo hasta la curva de mínima demanda, en el periodo de menor consumo (valor mínimo, en horario de máxima generación, de la curva de demanda típica correspondiente a la estación de menor consumo). Es decir no se consideran excedentes de generación para inyección a la red de distribución.

En las Fig. 13, 14 y 15 se muestran, como ejemplo, las curvas correspondientes para la Tarifa T1-R1, T1-R2 y T1-R3 para los distintos tipos de días y la estación verano, como asimismo las de energía generada máxima en esta estación, considerando que no existen excedentes para inyectar a la red (Facchini et al., 2009).

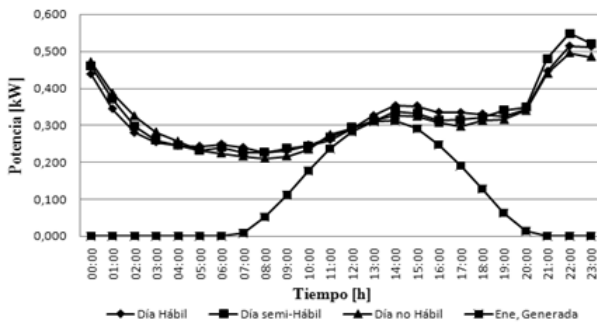


Figura 13- Energía Consumida vs Generada, Verano Tarifa T1-R1, sin inyección a la red

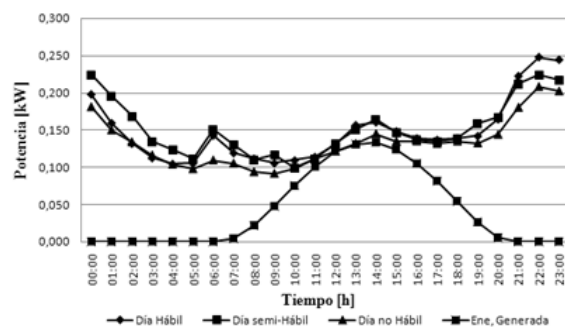


Figura 14- Energía Consumida vs Generada, Verano Tarifa T1-R2, sin inyección a la red

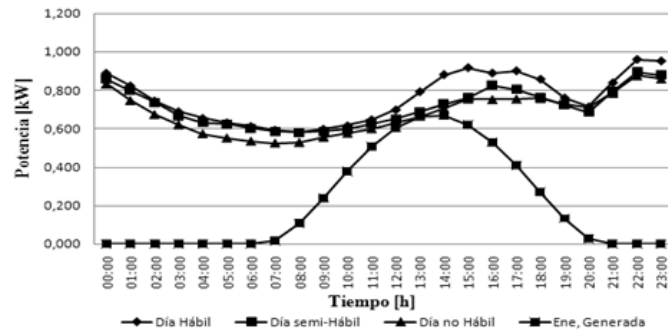


Figura 15- Energía Consumida vs Generada, Verano
Tarifa T1-R3, sin inyección a la red

Bajo esta hipótesis resulta que las potencias instaladas máximas recomendables para las tarifas T1-R1, T1-R2 y T1-R3 son respectivamente 150 Wp, 350 Wp y 750 Wp en Verano. En las estaciones de Invierno y Resto las instalaciones estarán sobredimensionadas, pero en función de los valores de radiación disponibles, no superarán la potencia mínima de las curvas de carga, por lo tanto quedan definidas las citadas potencias para todo el año.

En la Tab. 4 se muestran las potencias máximas recomendadas a instalar como así la energía media generada diaria por estación y anual por sector tarifario residencial.

Tabla 4. Valores de Energía Generada Diaria por Estación [kWh/día] y Total Anual [kWh/año]

Tarifa	Potencia Instalada [Wp]	Energía generada diaria [kWh/día]			Energía generada anual [kWh/año]
		Verano	Invierno	Resto	Año
T1-R1	150	1,037	0,347	0,719	267,143
T1-R2	350	2,419	0,810	1,679	623,333
T1-R3	750	5,183	1,736	3,597	1335,715

4.3 Modelación de las fuentes de generación y curvas de demanda resultantes en los puntos de inyección

Las fuentes de generación FV se modelaron como elementos monofásicos que inyectan potencia activa a la red (operando a factor de potencia unitario).

En el modelo de análisis de redes utilizado se introduce la potencia activa generada por el sistema FV como una potencia activa negativa. De esta forma la potencia a inyectar desde/hacia la red en cada uno de los nodos (punto de conexión) que posee una fuente de generación FV, resulta como la suma algebraica entre la potencia demandada por el usuario y la potencia generada por la fuente FV.

En la Fig. 16 se muestra la curva de demanda típica de un usuario, la curva de generación modelada y la curva neta resultante como la suma entre ambas, para el caso que no existan excedentes para inyectar a la red. Se aprecia la diferencia en la inyección de energía desde la red lo que se traduce en una disminución de la energía generada por las centrales convencionales y de la energía circulante por las redes de transmisión y distribución.

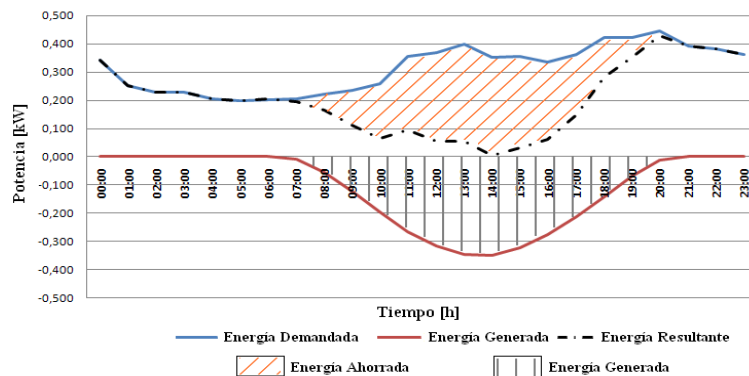


Figura 16- Curvas de Energía Consumida, Energía Generada y Neta Resultante (sin inyección a la red).

Para la situación que considera entregar el excedente de energía a la red las curvas correspondientes, a uno de los casos, son mostradas en la Fig. 17. Se observa que en los horarios de mayor generación FV, el excedente de energía es inyectado a la red.

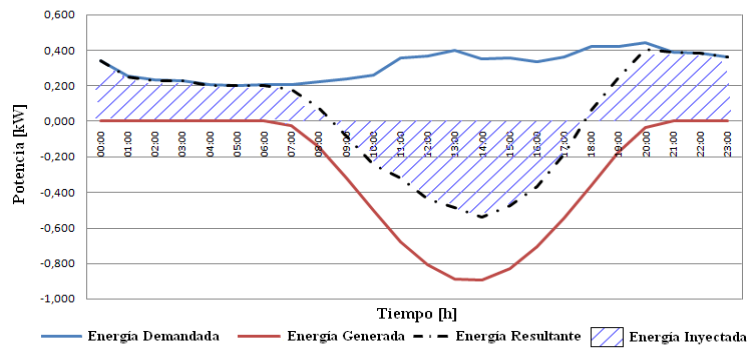


Figura 17- Curvas de Energía Consumida, Energía Generada y Neta Resultante (con inyección a la red).

4.4 Modelado de la red a analizar

Se utilizó como sistema base la red de BT correspondiente al Barrio Marayes de 117 viviendas ubicado en la localidad de Caucete de la Provincia de San Juan y abastecido por la empresa distribuidora DECSA – Distribuidora Electrica de Caucete Sociedad Anónima. En la Fig. 18, se puede apreciar el diagrama unifilar de la red en estudio. La red es operada en los niveles de tensión de 380/220V y se vincula al resto del sistema mediante una subestación MT/BT 13,2/0,38kV. La distribución geográfica de los usuarios y parámetros de la red se corresponden con los reales.

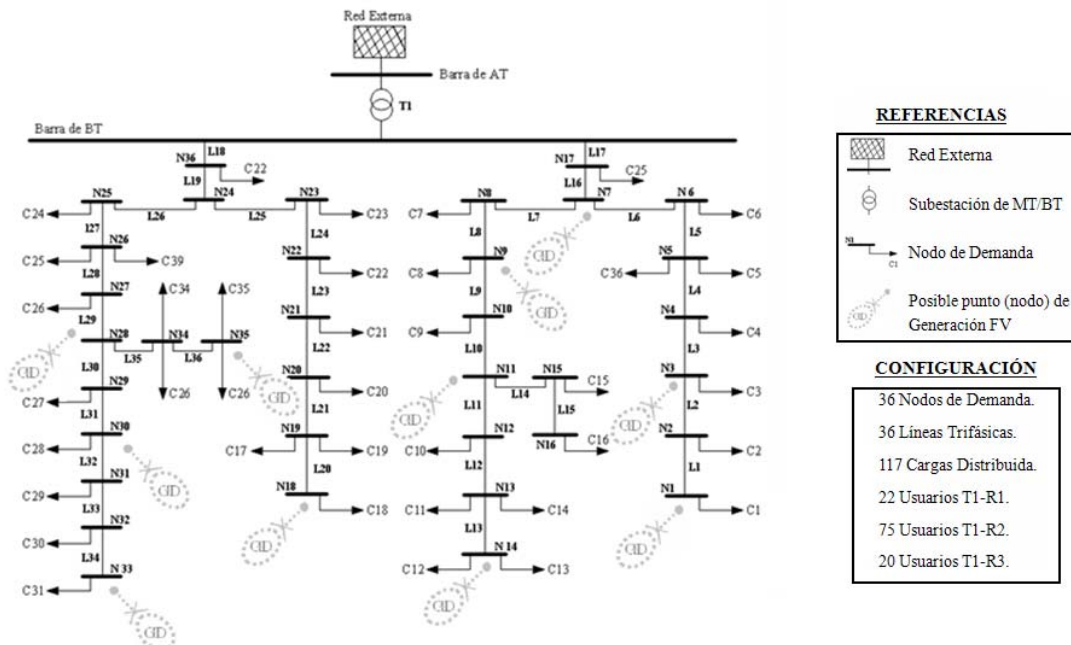


Figura 18- Diagrama Unifilar de la red de Referencia.

5. METODOLOGÍA DE CACULO

5.1 Indicadores de integración

A efectos de simular la incorporación de sistemas FV en la red y tener en cuenta distintas situaciones en cuanto a la potencia en sistemas FV introducidos y su dispersión geográfica, se utilizaron dos factores: NP y ND (Longatt et al., 2009). El NP está relacionado con la cantidad de potencia FV a instalar. Los NP utilizados se corresponden con los módulos de potencia de generación FV a instalar por vivienda: 1 – 1,5 – 2 – 3 y 3,8 kWp de acuerdo a lo detallado en el apartado 4.2.3. Asimismo también se consideró aquel caso cuya potencia instalada máxima se condice con la situación de no inyección a la red.

Por otro lado el ND es el cociente entre el número de viviendas en las cuales hay fuentes de GD y el número de viviendas de la red. Se trabajó con 5 escenarios con ND del 0 – 5 – 10 – 20 y 40%, resultando una cantidad de 0, 6, 12, 23 y 47 viviendas respectivamente.

5.2 Escenarios analizados

A partir de las variables consideradas se plantearon 140 escenarios de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- Estación del año: Verano e Invierno (correspondientes a la situación de mayor y menor generación FV).

- Tipo de día: Hábil y No Hábil (días en que los usuarios presentan mayor y menor consumo diario).
- Nivel de Penetración: Siete casos (Situación inicial sin generación FV, Caso sin excedente a inyectar en la red, 1 - 1,5 - 2 - 3 y 3,8 kWp).
- Nivel de dispersión: Cinco casos (0 – 5 – 10 – 20 y 40%).

Para cada escenario se consideraron diversas situaciones relacionadas a distintos horarios (magnitudes) de generación FV. Se definieron cinco simulaciones (escalones) correspondientes a:

1. Horario de inicio de generación FV (este horario es distinto según la estación)
2. Mediodía: 12 hs
3. Hora de mayor generación: 14 hs
4. Media tarde: 16 hs
5. Horario de fin de generación FV (este horario es distinto según la estación)

Considerando los escenarios planteados y los escalones en que se subdividió la curva de generación, se realizaron 700 simulaciones que permitieron caracterizar detalladamente el problema a analizar. La información resultante de cada simulación fue agrupada y procesada para obtener los resultados que se muestran en el apartado 6.

6. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

El objetivo de este punto es mostrar como varían los niveles de tensión y pérdidas de energía debido a la introducción de los sistemas FV en la red de distribución modelada. A estos efectos se realizaron corridas de flujo de potencia para cada uno de los escenarios planteados y de los escalones de la curva de generación definidos (total 700 casos). Se utilizó como herramienta computacional el software “DigSILENT Power Factory” el cual contiene diversas herramientas de modelación, utilizándose en este caso particular el flujo de potencia. Los datos de la red, característica de la demanda y de la generación fueron procesados de acuerdo a lo indicado en los puntos anteriores y cargados en el software. Se detallan a continuación los resultados obtenidos para las variables consideradas en este análisis (pérdidas y niveles de tensión), a fin de determinar los niveles óptimos de penetración y dispersión en el sistema estudiado.

6.1 Variación del nivel de pérdidas de transmisión

En este punto se muestra como varía el nivel de pérdidas de transmisión en el sistema analizado ante la simulación de distintas combinaciones entre los niveles de dispersión y penetración. La Fig. 19 muestra el comportamiento resultante de las pérdidas de energía anuales del sistema, evaluada en los 5 horarios de simulación, para los distintos Np y ND planteados. Así mismo en la Tab. 5 se resume la reducción de pérdidas obtenida para los distintos tipos de día y estaciones del año, como asimismo el correspondiente valor anual.

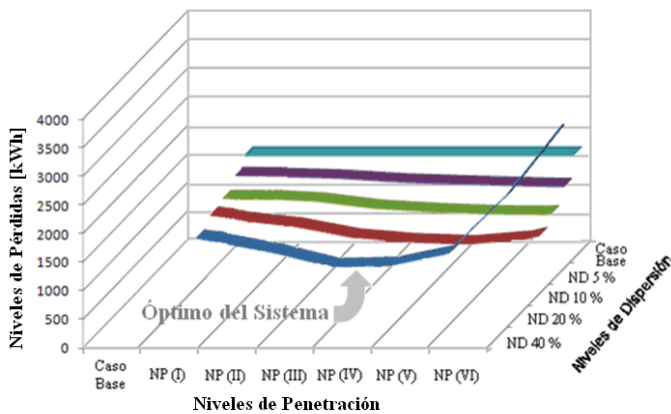


Figura 19- Pérdida de Energía anual para distintos ND y NP

A partir de los cálculos realizados se encontró la combinación de ND y NP óptima desde el punto de vista de las pérdidas, es decir aquel escenario que minimiza las pérdidas globales del sistema estudiado.

El escenario más conveniente resulta de la combinación del nivel de penetración que corresponde a una potencia instalada de 1,5 kWp (NP III) y a un nivel de dispersión del 40 % (ND 40%), esto es la colocación de sistemas FV en 47 viviendas del conjunto habitacional analizado.

6.2 Variación de los niveles de tensión

En sistemas radiales el perfil de tensión presenta un comportamiento monótono decreciente desde el Centro de Transformación MT/BT (CT MT/BT). Con la incorporación de los sistemas FV se puede observar que, a medida que se integran más unidades de generación FV (Nivel de Penetración), las tensiones aumentan desde el valor inicial que

Tabla 5. Disminución de Pérdidas Resultante.

Ahorro Energético de las Pérdidas Diarias		Pérdidas Activas [kWh]	Pérdidas Reactivas [kVarh]
Invierno	Día Hábil	3,06	2,30
	Día Semi - Hábil	2,77	2,08
	Día No Hábil	2,47	1,85
Verano	Día Hábil	3,9	3,38
	Día Semi - Hábil	3,42	3,02
	Día No Hábil	2,84	2,66
Resto	Día Hábil	3,53	2,84
	Día Semi - Hábil	3,09	2,55
	Día No Hábil	2,66	2,26
Ahorro Energético de las Pérdidas Anuales		1212,37	986,49

presenta la red sin la incorporación de generación FV. En la Tab. 6 se presenta el comportamiento resultante de los niveles de tensión en las tres fases de la barra de BT del CT MT/BT para los distintos escenarios planteados, resaltando los valores obtenidos desde el punto de vista de mínimas pérdidas como así también los valores máximos alcanzados con la incorporación de los sistemas FV.

Tabla 6. Niveles de Tensión resultantes

Invierno Día Hábil		Fase R [pu]						Fase S [pu]						Fase T [pu]								
ND 40%	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993	0,994	0,994	0,991	0,991	0,991	0,992	0,992	0,992	0,993	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993	0,994		
ND 20%	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993			
ND 10%	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,992	0,992			
ND 5%	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,992	0,992			
ND 0%	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,992	0,992			
Invierno Día No Hábil		Fase R [pu]						Fase S [pu]						Fase T [pu]								
ND 40%	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993	0,994	0,994	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993	0,994	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993			
ND 20%	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993			
ND 10%	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993			
ND 5%	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993			
ND 0%	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	0,993	0,993			
Verano Día Hábil		Fase R [pu]						Fase S [pu]						Fase T [pu]								
ND 40%	0,988	0,988	0,989	0,990	0,991	0,992	0,993	0,988	0,988	0,988	0,989	0,991	0,992	0,993	0,988	0,988	0,989	0,991	0,992			
ND 20%	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,990	0,991	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,990	0,991	0,988	0,988	0,989	0,990	0,991			
ND 10%	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,989	0,988	0,988	0,989	0,990	0,990			
ND 5%	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,989			
ND 0%	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,989			
Verano Día No Hábil		Fase R [pu]						Fase S [pu]						Fase T [pu]								
ND 40%	0,988	0,988	0,990	0,990	0,992	0,994	0,995	0,989	0,989	0,990	0,990	0,993	0,994	0,989	0,989	0,990	0,990	0,993	0,994			
ND 20%	0,988	0,988	0,988	0,989	0,990	0,990	0,991	0,989	0,989	0,989	0,990	0,991	0,991	0,989	0,989	0,990	0,990	0,991	0,991			
ND 10%	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,990	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,990	0,990	0,990			
ND 5%	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,990	0,990			
ND 0%	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,988	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989	0,989			
Caso Base	NP (I)	NP (II)	NP (III)	NP (IV)	NP (V)	NP (VI)		Caso Base	NP (I)	NP (II)	NP (III)	NP (IV)	NP (V)	NP (VI)		Caso Base	NP (I)	NP (II)	NP (III)	NP (IV)	NP (V)	NP (VI)

Los niveles de tensión mínimos se presentan para el caso base (red sin FV) estación de verano, con un valor de 0,988 pu. Asimismo con la incorporación de la generación FV (NP y ND) los niveles de tensión aumentan sus valores alcanzando un máximo igual a 0,995 pu para el escenario de ND 40% y NP (VI) en la estación verano (estación de mayor radiación y por lo tanto mayor generación FV).

En las Tab. 7 y 8 se muestran los niveles de tensión (por unidad) en la barra de BT del CT MT/BT y su variación porcentual, por tipo de día y estación del año, para el caso que presenta la red sin generación FV y con generación FV para el caso óptimo (mínimas pérdidas) y máximos niveles de tensión, presentando aumentos promedios del perfil de tensión de 0,12% en el primer caso y 0,39% para el segundo caso.

Tabla 7. Niveles de Tensión resultantes para mínimas pérdidas (ND 40% y NP (III))

Niveles de Tension [pu]		Sin FV	Con FV (NP III)	[%]	
Invierno	Día Hábil	Fase R	0,992	0,993	0,07
		Fase S	0,991	0,992	0,05
		Fase T	0,992	0,993	0,05
	Día No Hábil	Fase R	0,992	0,993	0,08
		Fase S	0,992	0,993	0,05
		Fase T	0,992	0,993	0,05
Verano	Día Hábil	Fase R	0,988	0,990	0,23
		Fase S	0,988	0,990	0,16
		Fase T	0,988	0,990	0,16
	Día No Hábil	Fase R	0,988	0,990	0,23
		Fase S	0,988	0,990	0,15
		Fase T	0,989	0,990	0,17

Tabla 8. Niveles de Tensión máximos (ND 40% y NP (VI))

Niveles de Tension [pu]		Sin FV	Con FV (NP VI)	[%]	
Invierno	Día Hábil	Fase R	0,992	0,994	0,26
		Fase S	0,991	0,993	0,20
		Fase T	0,992	0,994	0,17
	Día No Hábil	Fase R	0,992	0,994	0,27
		Fase S	0,992	0,994	0,19
		Fase T	0,992	0,994	0,19
Verano	Día Hábil	Fase R	0,988	0,993	0,55
		Fase S	0,988	0,993	0,55
		Fase T	0,988	0,993	0,52
	Día No Hábil	Fase R	0,988	0,995	0,77
		Fase S	0,988	0,994	0,56
		Fase T	0,989	0,994	0,50

7. CONCLUSIONES

Los resultados presentados en este trabajo demuestran las ventajas en cuanto al ahorro de energía de transporte como así también en cuanto al aumento de los niveles de tensión que presentarían las redes de distribución con la incorporación de la generación FV en el sector residencial de una red típica de distribución de BT según las curvas de ofertas solar que presenta la provincia de San Juan – Argentina.

Los resultados en el caso analizado indicaron que el escenario mas conveniente corresponde a una potencia de generación FV instalada de 1,5 kWp por vivienda y un ND del 40% (correspondiente a 47 viviendas), resultando un ahorro en energía de pérdidas anuales de 1212,37 [kWh], como así también un aumento promedio del perfil de tensión de 0,12 [%] para el caso de mínimas pérdidas.

Dado que el caso real utilizado corresponde a un barrio de viviendas pequeño y nuevo la red eléctrica, construida con los criterios técnicos de diseño usuales, se encuentra sobredimensionada respecto a la demanda actual. En cálculos preliminares realizados incrementando la demanda, como es de esperar, los beneficios por reducción de pérdidas y mejoramiento de los niveles de tensión son más importantes.

En virtud de los resultados obtenidos se pretende cubrir un eslabón más dentro del marco del Proyecto Solar San Juan en la evaluación de los aspectos técnicos, los cuales permiten ir logrando la consolidación de la tecnología FV en la provincia.

Se continúa en la temática con la evaluación económica de los beneficios resultantes y en la evaluación técnico-económica respecto de la incidencia en el costo de distribución de la inserción de generación FV distribuida. En este caso se incluirá en el análisis la incorporación de baterías a fin de almacenar energía en los horarios de mayor radiación solar para entregarla a la red en los horarios de punta de la demanda.

REFERENCIAS

- Biblioteca del Instituto de Energía Eléctrica (FI-UNSJ) (2000). “Campaña de medición: Análisis estadístico de la información” San Juan - Argentina.
- Biblioteca del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la (FI-UNSJ). “Mediciones de Radiación realizadas por la estación meteorológica del (IEE)” San Juan - Argentina.
- Bonini M., Bellini M., Dallo M., Garreta F. (2005) “Mapa de Recursos Energéticos Alternativos de la República Argentina”. ASADES 2005.
- Doña V., Strada T., Hoesé A.. “Proyecto Solar San Juan: Objetivos y Etapas”. Gobierno de la Provincia de San Juan – Argentina. (2008-2010).
- Facchini M., Morán F., Pontoriero D., Doña V. “Inserción de generación distribuida a través de instalaciones fotovoltaicas domiciliarias ajustadas a las curvas típicas de demanda residencial”. ASADES 2009 – Revista AVERMA (2009). Argentina.
- Grossi Gallegos H., Righini R., (2007). “Ángulos Sugeridos para Optimizar la Colección anual de Irradiación Solar Diaria en Argentina sobre planos Orientados al Norte”.
- Longatt F., Hernández A., Guillen F., Terán R., Peraza C., Gavorskis E. “Impacto del modo de integración de generación distribuida en la regulación de voltaje y pérdidas de potencia de la red de distribución”. II Congreso Venezolano de redes y energía eléctrica. CIGRE – (2009).
- Morán F. Tesis de Grado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico. “Estudio de las Responsabilidades en el valor agregado de distribución (VAD) con GD residencial de energía solar FV conectada a red. Análisis de Primas y Subsidios necesarios”. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de San Juan
- Torres J. “El mapa solar Argentino. Potencialidad en Generación de Energía Térmica y Fotovoltaica”. Jornada para la Industria de Energías Renovables. Junio de (2009).

IMPACT OF PV DISTRIBUTED GENERATION AT RESIDENTIAL LEVEL TO IMPROVE THE QUALITY AND ECONOMY OF THE ELECTRIC SERVICE. APPLICATION TO A REAL CASE

Abstract: *The conformations of present energetic matrices not only at global level but those of Argentina in particular, are considered observing the low impact of the penetration of renewable energies. Then, the available resource of solar radiation in Argentina is mentioned, being the area of San Juan recognized as the zone of high potential for the use of photovoltaic solar energy, which would allow a change in the present energetic matrices. Thus, a preliminary study of the effect produced by the insertion of photovoltaic distributed generation over a low voltage network belonging to a neighbourhood of Caucete city in San Juan Province- Argentina is put forward. Benefits in the quality of the technical product and the reduction of transmission losses are evaluated. This study is a contribution of the University in the framework of San Juan Solar Project, which is being developed due to the initiative of the government of San Juan-Argentina. The analysis will go on, in the following stage, with the technic-economical evaluation respect to the impact in the distribution costs of the PV distributed generation insertion. In this analysis will be included the incorporation of batteries to save energy for those periods of peak of demand.*

Key words: *renewable energies, distributed generation, photovoltaic systems, quality improvements*