



Identificación del Trabajo	
Área:	Energía
Categoría:	Alumno
Regional:	Santa Fe

Metodología para evaluar la inserción de generación eólica en la provincia de La Pampa mediante indicadores técnico-económicos

Marcos CEA, Damián CANO, Carlos Ariel LUCERO, Esteban SALVETTI, Gonzalo ECENARRO

*Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE) (Lavaise 610, Santa Fe),
Facultad Regional Santa Fe, UTN*

*E-mail de autores: marcoscea28@gmail.com, damian_cano_77@hotmail.com, ariellucero05@gmail.com,
esteban.salvetti@gmail.com, gonzae04@hotmail.com*

Este trabajo ha sido realizado bajo la dirección del Ing. Ulises Manassero, en el marco del proyecto “Diseño y Gestión de Redes Eléctricas Inteligentes Aplicables en Parques Industriales”. (2018 – 2019)

Resumen

Dado el impulso que se le está dando a las energías renovables en Argentina, como la solar y eólica, se produce un incremento en la potencia instalada de generación no gestionable. En el presente trabajo se exhibe una metodología para el análisis de inserción de parques eólicos en una red de 132 kV, mediante la aplicación de indicadores técnicos y económicos que permiten determinar el punto óptimo de la red para la instalación de estos, de forma de producir el menor impacto posible sobre la operación de la red.

Los resultados obtenidos demuestran que para la red analizada la máxima potencia simultánea admisible es de 75 MW, impactando favorablemente en la red, sobre todo en niveles de tensión y estabilidad transitoria en los tramos radiales de la red.

Palabras Claves: parque eólico, capacidad remanente; indicadores técnico-económicos; régimen estático.

1. Introducción

El impulso en energías renovables por parte del Estado nacional ha producido un incentivo en la participación de generación no convencional en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Sumado al potencial eólico disponible en el sur del país, uno de los mayores potenciales eólicos del mundo. Aproximadamente el 70% del territorio nacional está cubierto por vientos que permiten su uso para la producción energética. La Patagonia en particular presenta una constancia y poder de vientos, lo cual se ve reflejado en factores de utilización superiores al 30%, que la hacen única en el mundo en cuanto a sitios on-shore o continentales. Es de destacar que, estas mismas condiciones se encuentran solo en instalaciones off-shore o sitios mar adentro (Manassero, 2018).

El avanzado desarrollo tecnológico en la generación eólica y la reducción en los costos de producción ha permitido que en la actualidad se puedan incorporar a sistemas interconectados o aislados un gran número de aerogeneradores, y con una potencia instalada de hasta los cientos de megawatts (MW). La inserción de Parques Eólicos (PE) se ha podido localizar en regiones de baja densidad de demanda de energía, con redes radiales extensas, caracterizadas por ser de alta impedancia y bajo nivel de potencia de cortocircuito, como es el caso de la red de subtransmisión de la provincia de La Pampa.

En función de estos argumentos, en el presente trabajo, se propone analizar el nivel de penetración de generación eólica en la red de subtransmisión de 132 kV de la provincia de La Pampa. En primera instancia, definidos los puntos con mejores características energéticas, se procede a verificar la máxima potencia admisible por nodo en la red de Alta Tensión (AT) en 132 kV de la provincia de La Pampa. El análisis se realiza sobre la red de AT, debido a que, la red de Media Tensión (MT) en 33

kV presenta, en algunas áreas, infraestructura con corredores radiales de grandes longitudes y pequeñas secciones de conductor, lo que acarrea problemas en la regulación de tensión (grandes impedancias), inconveniente que se ve agravado en el caso de inserción de generación no gestionable, la cual, dependiendo de las condiciones climáticas, puede producir grandes fluctuaciones de potencia. Requiriéndose en tal caso, equipamiento extra para controlar tensión, lo que encarece la instalación.

La metodología utilizada contempla el análisis estadístico de velocidades de viento a lo largo y ancho de la provincia, determinándose así puntos cercanos a estaciones transformadoras (ETs) energéticamente óptimos para la inserción de parques eólicos (PE). Luego, se define y modela la inserción de los distintos PE a la red de 132 KV, obteniéndose de esta manera, módulos de potencia máxima admisibles por nodos de entre 9 y 96 MW, determinados principalmente por restricciones en niveles de tensión en la red y variaciones de tensión debido a fluctuaciones frecuentes del recurso eólico (ΔV admisible $\pm 2\%$ en 132 KV), determinados para el escenario de demanda mínima del sistema, correspondiente al valle de invierno (Cea et al., 2018)

Dada la variabilidad de los resultados obtenidos en estudios previos para los distintos PE, y con el fin de otorgarles un orden de prioridad para su inserción en la red, se realizan estudios en estado estacionario y mediante el análisis de curvas P-V y Q-V se definen, por un lado, indicadores técnicos (capacidad remanente y línea con mayor carga), y por otro lado, mediante un análisis económico, teniendo en cuenta el costo de la energía no suministrada por la red, se estiman indicadores financieros como tasa interna de retorno (TIR) y valor actual neto (VAN).

En base a los indicadores técnico-económicos, se estima que la máxima potencia simultánea admisible es de 75 MW, verificándose mediante un análisis en régimen estático los beneficios de la inserción de los PE en la red de transmisión.

2. Metodología

2.1 Indicadores técnico-económicos para determinar orden de prioridad

Los resultados respecto de la inserción de PE en distintos nodos de la red de subtransmisión de la provincia de La Pampa no son determinantes en la selección de un único emplazamiento que acarree los mejores beneficios sobre la red en términos de niveles de tensión, reducción del estado de carga de la infraestructura de transmisión de energía y estabilidad transitoria. Por tal motivo, la propuesta es seleccionar los PE más adecuada a través de indicadores técnico-económicos, tal que impliquen reducción de la inversión y mejoras en la calidad del servicio técnico.

Los indicadores económicos que se adoptan son:

- Inversión (INV): Es el monto de dinero necesario para llevar a cabo la obra.
- Valor actual neto (VAN): Es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. El VAN se expresa mediante la ecuación matemática (1), representa una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en número de unidades monetarias (euros, dólares, pesos, etc). Además, presenta la ventaja de tener en cuenta los diferentes vencimientos de los flujos netos de caja (Dr. Cervantes Monsreal, et al. 2018).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (1)$$

Donde:

F_t : son los flujos de dinero en cada periodo t.

I_0 : es la inversión realizada en el momento inicial (t = 0).

n : es el número de periodos de tiempo.

k : es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.

El VAN interesa en primer lugar, para ver si las inversiones son viables y, en segundo lugar, se utiliza para la valoración de distintas opciones de inversión. Calculando el VAN de distintas inversiones vamos a conocer con cuál inversión se obtiene mejor rédito económico. Los criterios de decisión son:

- $VAN > 0$: El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
 - $VAN = 0$: El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
 - $VAN < 0$: El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.
- La relación VAN/INV: Determina cuantas veces más grande es el beneficio respecto de la inversión. Nos ayuda a generar un comparativo de los ingresos y costos a valor presente.
- Tasa interna de retorno (TIR): Es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión. Se puede definir a partir de la ecuación (2) como la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos, generando un VAN igual a cero (Dr. Cervantes Monsreal, et al. 2018).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (2)$$

Donde:

F_t : son los flujos de dinero en cada periodo t .

I_0 : es la inversión realizada en el momento inicial ($t = 0$).

n : es el número de periodos de tiempo

Teniendo en cuenta que k es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN, el criterio de selección es:

- Si $TIR > k$: El proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que se obtiene es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = k$: Es en una situación similar a la que se produce cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < k$: El proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima para una inversión específica.

Previo a la aplicación de los indicadores, se obtienen los flujos de dinero para cada PE definidos en estudios previos (Cea, et al., 2018). Se determina un plazo de estudio de 10 años (9 periodos), desde el 2018 al 2027. Seguido se calcula la inversión de cada proyecto considerando todos los costos asociados a cada uno de los proyectos en particular.

Una vez definido el PE que mejor rédito económico produce en términos de energéticos y de inversión, se establece mediante un análisis en régimen estático si un segundo PE es tolerado por la red. En este contexto, una característica importante a estudiar es la capacidad de transferencia de potencia del sistema que le otorga la instalación del PE, analizando la estabilidad de tensión del sistema, como así también la sollicitación de las líneas. Para determinar cuál es el más beneficioso, además de tener en cuenta los indicadores financieros, se definen indicadores técnicos, a saber:

- Capacidad remanente de la red
- Línea con mayor carga o línea limitante

Por último, se verifica cuantos PE son admitidos por la red mediante un análisis en régimen estático, utilizando el software de simulación PSSE versión 34.0.0 universitaria, para lo cual se determina:

- Si las tensiones en nodos de la red superan los límites establecidos por CAMMESA en los Anexos de su Procedimiento Técnico N° 4.
- Fluctuaciones de potencia debido a la "Mayor variación de generación frecuente"
- Niveles de cortocircuito.

2.1 Condiciones del modelado de red para verificaciones en régimen estático

Se modelan dos escenarios a partir de las guías de referencia de la Administración Provincial de Energía La Pampa (APELP) y de TRANSENER. Un escenario de pico a partir de los datos del verano 2016/2017 (demanda máxima) y otro escenario a partir de los datos de invierno de 2017 (demanda mínima). Para verificar el modelo del subsistema en estudio se comparan los resultados obtenidos en los flujos de carga para los distintos escenarios con los flujos de carga típicos que pone a disposición CAMMESA en su página web <http://www.cammesa.com>.

Los criterios adoptados para el modelado de la red son:

- Modelo de demandas de potencia constante, con factor de potencia promedio de 0,90 inductivo. El estudio se desarrolla para dos escenarios típicos de demanda, uno escenario de pico de demanda a partir de los datos del verano 2016/2017 (demanda máxima) y otro escenario de valle a partir de los datos de invierno de 2017 (demanda mínima).
- Líneas modeladas con su modelo en pi equivalente.
- Bancos de capacitores instalados en 132 kV en servicio.
- Límite de capacidad de transmisión de potencia de las líneas de AT según el límite térmico-mecánico impuesto por sus conductores.
- Reguladores bajo carga de los transformadores y bancos de capacitores se simulan con regulación automática.

Dado que el ingreso de generación bajo análisis se trata de tecnología no convencional, se deben tener en cuenta lineamientos especiales, por lo cual, según el procedimiento técnico N° 4 de CAMMESA y el Anexo 40 de CAMMESA, para la inserción de un PE en el SADI se debe considerar lo siguiente:

- El PE debe intercambiar (entregar o absorber) toda su potencia reactiva según las necesidades de operación, de tal manera que en el punto de conexión con la red exhiba un FP de 0,95 inductivo o capacitivo.
- Característica P-Q correspondiente a granjas tipo A, a máxima potencia, debe exhibir un factor de potencia de 0,95 y la potencia reactiva, como mínimo, se mantenga constante para las potencias activas entre el 100% y el 20% o 30% de la potencia nominal (característica de capacidad P-Q de forma pentagonal).
- La mayor variación rápida de generación y la mayor variación de generación frecuente deben ser tales que no provoquen variaciones de tensión mayores a: 1% en las redes de tensión mayor a 132 kV y menor o igual a 500 kV. De 2% en las redes de tensión menor o igual a 132 kV y mayor a 35 kV. Y de un 3% en las redes de tensión menores o iguales a 35 kV".
- Control de tensión en el punto de conexión en forma automática o en un punto intermedio de la granja, asegurando calidad de regulación de tensión.
- Niveles de calidad del producto técnico exigidos en el Anexo 27 de Los Procedimientos de CAMMESA

3. Resultados y Discusión

3.1 Análisis económico de inversión

Se adopta un plazo de ejecución para cada proyecto de PE de 12 meses de corrido. En la Tabla I se muestran los costos estimados de cada proyecto. Se considera que la inversión se realiza en su totalidad el primer año, es decir en el 2018.

En los cálculos de la Tabla I, se tienen en cuenta los siguientes costos asociados:

- Precio de instalación de un PE Onshore: 1.477.000 [USD/MW]. Este costo es el total de instalación incluyendo el aerogenerador, transformador del bloque generador, equipamiento de control asociado e infraestructura (GTREC, s/f).
- Precio de instalación de las Líneas Aéreas de Alta Tensión (LAT) de 132 kV que vinculan los PE con el nodo de conexión correspondiente: 202.941,18 [USD/km].

Tabla I. Características y costos de cada proyecto de PE

Nombre de la Obra	Potencia del PE [MW]	Energía anual generada por los PE [MWh]	Línea 132 kV (240/40 Al/Ac) a construir [km]	Costo Estimado [USD]
PE01-REALINCÓ	66	149.195,10	32,85	104.148.617,65
PE02-GENERAL PICO	77	218.070,68	65,87	127.096.735,29
PE03-MAURICIO MAYER	96	241.248,96	19,49	145.747.323,53
PE04-SANTA ROSA	89	252.762,23	80,1	147.708.588,24
PE05-SANTA ROSA SUR	79	183.979,94	70,1	130.909.176,47
PE06-GENERAL ACHA	16	42.547,33	87,2	41.328.470,59
PE07-GUATRACHE	20	55.762,86	57,9	41.290.294,12
PE08-PICHI MAHUIDA	9	30.275,94	4,3	14.165.647,06
PE09-PUELCHES	12	31.127,06	8,0	19.347.529,41

Las distancias listadas en la Tabla I corresponden a una LAT doble terna que interconecta cada PE con el nodo de acoplamiento con la red de subtransmisión en 132 kV.

Se considera la penalización por energía no suministrada (ENS), cuyo monto es de 1.500 [USD/MWh]. Además, se tiene en cuenta el ahorro de dinero por demanda abastecida, el cual se considera como un ingreso, en caso de ENS evitada respecto del caso base por el aporte de energía de los PE. En la Tabla II se muestran los valores de ingresos por demanda abastecida de cada proyecto, considerando las condiciones de ENS para la red operando con todo su equipamiento (red en N) y para distintas contingencias (red en N-1). Se destaca que para el año 2018, no hay ENS evitada ya que es el año considerado de construcción y puesta en servicio de los PE.

Tabla II. Resumen de ingresos por ENS evitada de cada proyecto de PE

Obra	Ingresos por demanda abastecida – ENS Evitada [Millones de USD]									
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
PE01	15,12	22,52	32,96	47,97	67,61	92,63	124,63	164,27	211,63	
PE02	12,66	20,09	31,50	48,14	70,79	101,53	142,67	193,92	255,74	
PE03	11,92	19,26	30,67	47,51	70,54	102,00	143,94	196,27	259,50	
PE04	13,04	20,72	32,58	49,95	73,87	106,56	150,43	205,72	272,84	
PE05	11,32	17,78	27,84	42,44	62,16	89,07	124,86	169,13	222,51	
PE06	5,13	7,71	11,63	17,22	24,37	33,87	46,40	60,96	77,88	
PE07	6,16	9,35	14,46	21,78	31,00	43,57	60,55	80,32	102,66	
PE08	4,70	6,95	10,26	14,78	20,38	27,87	37,64	48,52	61,06	
PE09	4,85	6,99	10,19	14,82	20,61	28,23	38,45	50,34	63,73	

Por otro lado, se debe tener en cuenta el ingreso por ahorro en la compra de energía haciendo la diferencia entre el precio en el que APELP vende la energía producida por los PE al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y al que le compra la energía al MEM.

Para considerar la condición más desfavorable, se utiliza el Precio Monómico Medio con Transporte como precio de compra de energía al MEM, en lugar del Precio Monómico Estacional. Según el informe mensual de Enero de CAMMESA (2019), dicho precio es de 59,73 [USD/MWh] (tasa de cambio adoptada 38 [\$/USD]).

Para el precio de venta de energía, se adopta el Precio Promedio Ponderado de Adjudicación (PPPA) de las obras eléctricas de fuentes renovables publicado por el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), el PPPA adoptado es de 54,4 [USD/MWh] (Adjudicaciones del Programa RenovAr, s. f.).

Según el pliego de bases y condiciones de la Ronda 2 del Programa RenovAr (2017), el precio de adjudicación de cada proyecto se ve modificado por el Factor de Ajuste Anual (K1) y por el Factor de Incentivo (K2).

Con estos datos y considerando la energía anual generada por cada PE se obtienen los ingresos por ahorro en la compra de energía, luego se obtienen los flujos económicos de todos los proyectos (ver Tabla III), los valores negativos representan erogaciones de dinero y los valores positivos ingresos de dinero. De la Tabla III se observa que para el año 2018 el flujo es negativo dado que es el año inicial de las inversiones, por lo cual solo hay salida de dinero del flujo de caja. Para el resto de los años, los valores positivos son provenientes principalmente del ahorro en la compra de energía debido a la ENS evitada por el aporte de los PE.

Finalmente, en función de los valores de la Tabla III, se calculan los indicadores para cada proyecto adoptando una tasa de interés para cada proyecto de inversión del 10% en dólares.

Tabla III. Flujo económico de cada proyecto de PE

OBRA	Flujo Económico [Millones de U\$D]									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PE01	-104,15	15,70	23,26	33,86	49,05	68,41	93,60	125,77	165,12	212,64
PE02	-127,10	13,51	21,17	32,83	49,71	71,97	102,95	144,33	195,16	257,22
PE03	-145,75	12,86	20,46	32,14	49,25	71,85	103,57	145,78	197,64	261,14
PE04	-147,71	14,02	21,98	34,12	51,78	75,23	108,20	152,36	207,15	274,56
PE05	-130,91	12,04	18,69	28,96	43,76	63,15	90,26	126,26	170,17	223,76
PE06	-41,33	5,30	7,92	11,89	17,53	24,60	34,15	46,73	61,21	78,16
PE07	-41,29	6,38	9,63	14,80	22,18	31,30	43,93	60,97	80,63	103,04
PE08	-14,17	4,82	7,10	10,44	15,00	20,54	28,07	37,87	48,70	61,27
PE09	-19,35	4,97	7,15	10,38	15,04	20,78	28,44	38,69	50,52	63,94

Tabla IV. Resumen de indicadores económicos determinados para cada PE

Obra	VAN [Millones de U\$D]	INV [Millones de U\$D]	VAN/INV	TIR
PE01-REALINCÓ	315,35	104,15	3,03	41%
PE02-GENERAL PICO	338,29	127,10	2,66	37%
PE03-MAURICIO MAYER	321,46	145,75	2,21	33%
PE04-SANTA ROSA	343,26	147,71	2,32	34%
PE05-SANTA ROSA SUR	276,37	130,91	2,11	33%
PE06-GENERAL ACHA	111,17	41,33	2,69	38%
PE07-GUATRACHE	155,57	41,29	3,77	45%
PE08-PICHI MAHUIDA	110,90	14,17	7,83	69%
PE09-PUELCHES	108,65	19,35	5,62	57%

En la tabla Tabla IV se presentan resumidos los valores de los distintos indicadores calculados para cada proyecto. Para decidir cuál es la mejor alternativa de inversión se consideran por lo menos 3 indicadores, a fin de determinar hacia donde se inclina la balanza de inversión. Del análisis de los resultados se observa que:

- Todos los proyectos en mayor o menor medida son convenientes, debido a la similitud encontrada en los resultados, exceptuando los PE08-PICHI MAHUIDA y PE09-PUELCHES.
- El PE08, aunque presenta el menor VAN, es el de menores costos de inversión aproximadamente 10,4 veces menor que el PE04 que es el de mayor inversión necesaria,

esto es debido a que es el de menor potencia y por ende el que menor inversión requiere como se observa en la Tabla I.

- El indicador más importante es la relación VAN/INV, dado que es el que tiene en cuenta los ahorros por ENS, permitiendo generar una comparación entre los beneficios de instalación del PE y su inversión correspondiente. Se destaca el PE08 con un valor superior al 39% al del PE09 que se ubica en segundo lugar, esto dado a que las condiciones del recurso eólico en la ubicación del PE son las mejores de todas las alternativas, produciendo los mayores ahorros relativos por ENS.
- EL PE08 es el que presenta el mayor TIR, 21,05% superior al del PE09 ubicado en segundo lugar. Por lo tanto, el PE ubicado en Pichi Mahuida es la mejor opción en términos energéticos y de inversión. **Tabla IV**

3.2 Análisis del comportamiento del sistema en régimen estático

A los fines de poder comparar los casos de estudio y determinar un indicador que establezca un orden de prioridad de instalación de los PEs es que se debe identificar el nodo más comprometido de la red para cada caso de estudio, es decir los nodos que determinan la capacidad de potencia remanente del sistema con cada PE.

Con la finalidad de identificar dichos nodos es que se obtienen las curvas P-V de todos los nodos de 132 kV de la red de subtransmisión de la provincia de La Pampa (ver **Figura 1**), ya que a priori no se puede determinar con certeza si la instalación de los PE conlleva una mejora para la red.

Las curvas P-V se desarrollan para los 2 escenarios típicos de demanda con y sin generación renovable, considerando la red en operación normal (Red N) y según un crecimiento de la demanda a intervalos de 1 MW por paso de cálculo, debiendo la fuente de potencia infinita (definida en el nodo de 500 kV de la ET Macachín) aumentar la generación en consecuencia.

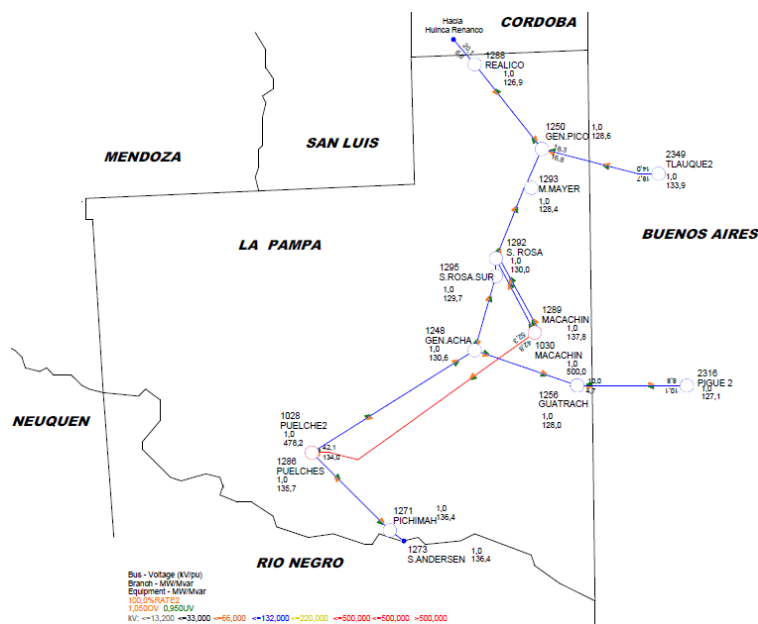
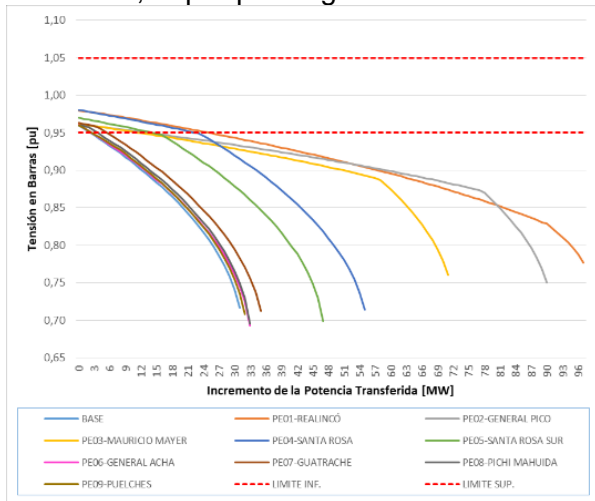


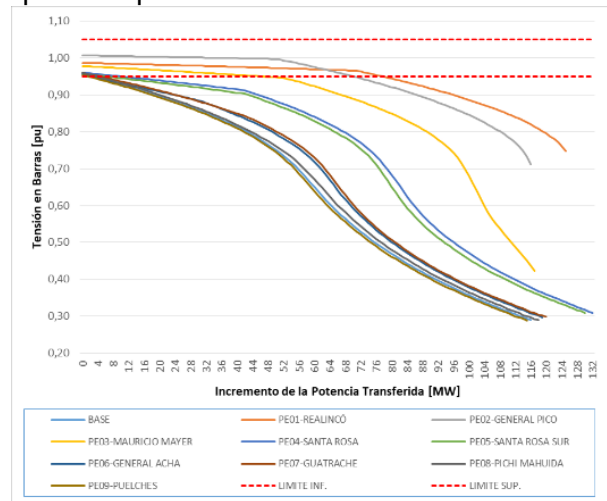
Figura 1. Esquema geográfico de la red de 132 kV de la provincia de La Pampa

En la Figura 2 a) y b) se muestran las curvas P-V para el escenario de verano e invierno respectivamente. El nodo de interconexión de las provincias de La Pampa con Córdoba (nodo APE-EPEC) es el limitante en todos los casos, exceptuando para el escenario con el PE01-REALICO, para el cual el nodo limitante es PIGUE2 en el escenario de verano y TLAUQUE2 para el de invierno. Del análisis de la Figura 2 se desprende que el PE01 es el que mayor capacidad remanente genera en la red:

- 26 MW para el escenario de demanda máxima, correspondiente a 8,66 veces superior respecto del caso base sin generación eólica, cuya capacidad remanente es de 3 MW.
- 78 MW para el escenario de demanda mínima, correspondiente a 26 veces superior respecto del caso base sin generación eólica, cuya capacidad remanente es de 3 MW.
- La capacidad remanente de cada caso de estudio corresponde a la mínima tensión admisible de 0,95 pu que exige CMMESA en 132 kV para la operación normal del sistema.

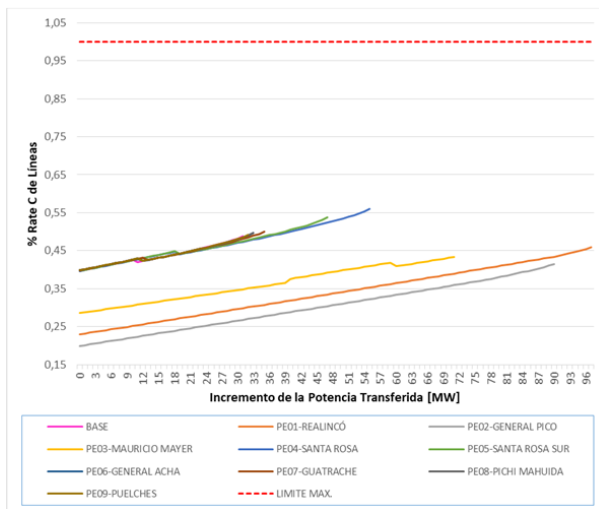


a) Escenario de verano

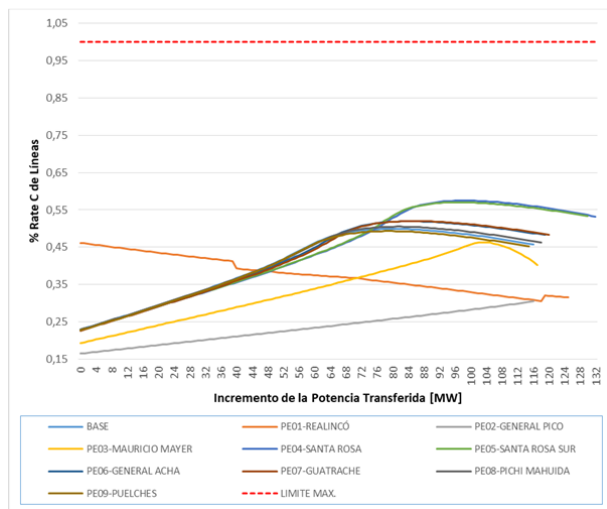


b) Escenario de invierno

Figura 2. Curvas P-V para el nodo más débil de la red de 132 kV



a) Escenario de verano



b) Escenario de invierno

Figura 3. Curvas de sollicitación (Rate C) de LAT más cargada para cada caso de estudio

En la Figura 3 a) y b) se representan las curvas de sollicitación (Rate C) de la línea más cargada para los distintos casos de estudio. Del análisis en régimen estático, se determina que la LAT de 132 kV que presenta mayor estado de carga es la doble terna que interconecta la ET Macachín (500/132/33 kV) con la ET Santa Rosa (132/33/13,2 kV), exceptuando los casos de estudio con el PE01 y PE02 donde la LAT limitante es la que une la ET Realincó (132/33/13,2 kV) con la ET General Pico (132/33/13,2 kV). Tomando en consideración el PE que mayor capacidad remanente genera en la red, de la Figura 3 se observa que:

- Para el incremento de potencia transmitida por la red, el escenario de estudio con el PE01 es uno de los que presenta los menores estados de carga para la LAT limitante en el escenario de demanda máxima. Aproximadamente 10,3% (estado de carga 0,458 pu) mayor al caso de estudio con el PE02 que presenta un estado de carga de 0,415 pu.

- En el escenario de demanda mínima, para el PE01, se presenta un caso particular, ya que, al incrementarse el flujo de potencia a través de la red, se produce un decremento del estado de carga de la LAT limitante, llegando finalmente a 0,461 pu aproximadamente 51,1% mayor al caso correspondiente al PE02, para el cual se presenta un estado de carga de 0,305 pu.
- El valor de carga de cada LAT correspondiente al Rate C es el máximo térmico. En ningún caso se presentan líneas sobrecargadas en la red de 132 kV.

3.3 Verificación de la red con los PE conectados en simultáneo

Del análisis previo se determina, que los PE que acarrean mayores beneficios en términos energéticos y de inversión son el PE01-REALICO y el PE08-PICHI MAHUIDA, totalizando de esta manera 75 MW de generación renovable a ingresar en la red de APELP. Se destaca, que el PE01 además de presentar uno de los mejores comportamientos en régimen estático, a nivel económico presenta uno de los valores de VAN más altos, igual a 315,35 millones/USD, y una de las inversiones más bajas como se puede observar en la Tabla IV, aunque los demás indicadores financieros presentan valores medios, es una opción viable debido a las mejoras en la calidad del servicio técnico que conlleva su inserción en la red.

Pero cómo el análisis previo se realiza con cada PE por separado, es necesario verificar que la red es capaz de admitir el funcionamiento en simultáneo de los parques seleccionados. Para ello, se verifican tensiones en los nodos, estados de carga, fluctuaciones de potencia y cortocircuitos con los 2 PE conectados en paralelo con la red.

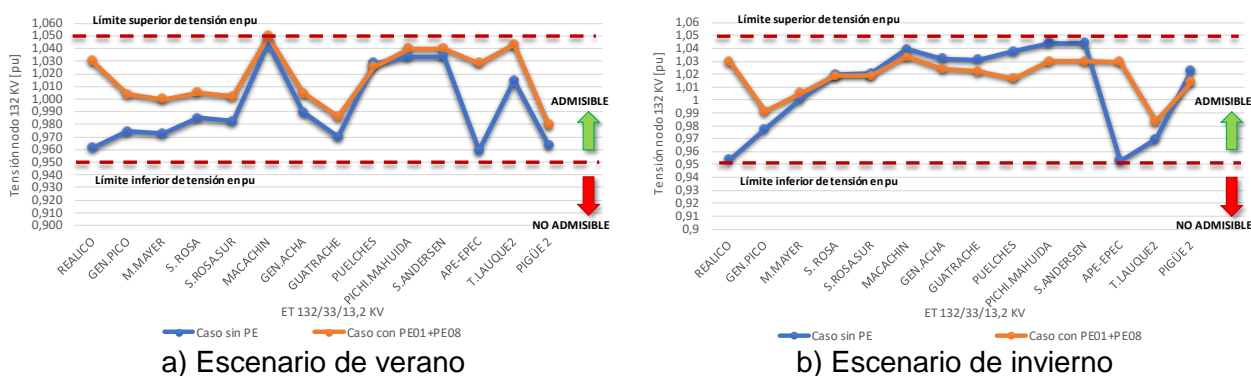


Figura 4. Niveles de tensión para la red de 132 kV de la provincia de La Pampa

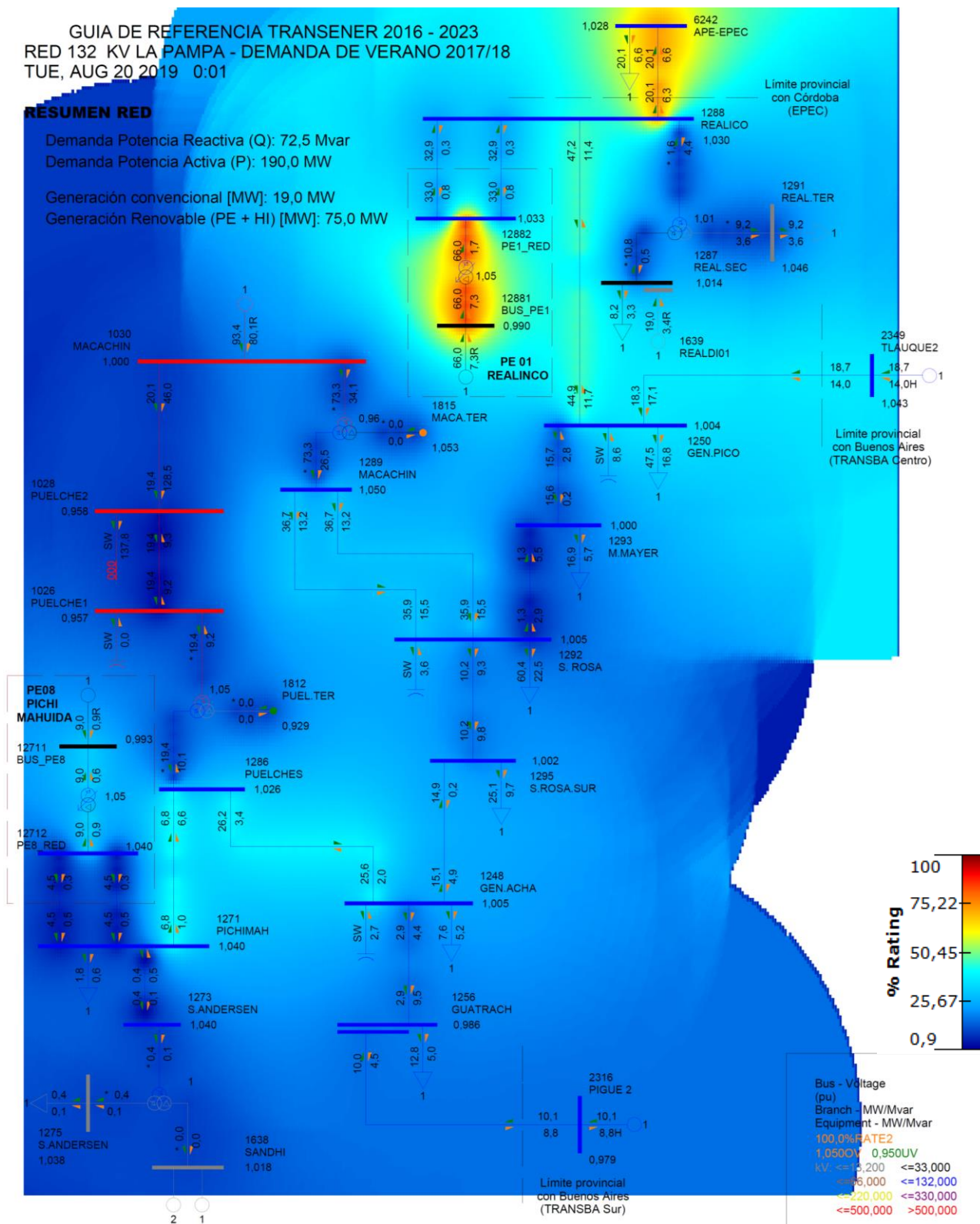
En la Figura 4 a) y b) se muestran los niveles de tensión en los nodos de 132 kV de la red de la APELP, para ambos escenarios se logra obtener perfiles de tensión más parejos a lo largo de la red. En el caso de demanda máxima se presentan valores de tensión más altos que para el caso base, lo que repercute favorablemente en la red de MT debido al aumento de caídas de tensión por el incremento en la demanda. Por el contrario, para el escenario de demanda mínima, los perfiles de tensión, en algunos puntos de la red, se ven disminuidos respecto del caso sin PE, esto se debe a que los PE entregan el reactivo necesario para mantenerlos cercanos a valores de 1,0 pu, posibilitando esto descargar transformadores de potencia (ver **Figura 5**) y mejorando así la regulación de tensión.

Lo referente a los estados de carga de la red, en la **Figura 5**, se observa que para ambos escenarios analizados no se supera el 50% del límite térmico de las LAT y transformadores de las ET, exceptuando aquella LAT que interconecta la ET Realincó con el Nodo APE-EPEC, que para el escenario de demanda máxima ronda el 72,2% de carga.

GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2016 - 2023
 RED 132 KV LA PAMPA - DEMANDA DE VERANO 2017/18
 TUE, AUG 20 2019 0:01

RESUMEN RED

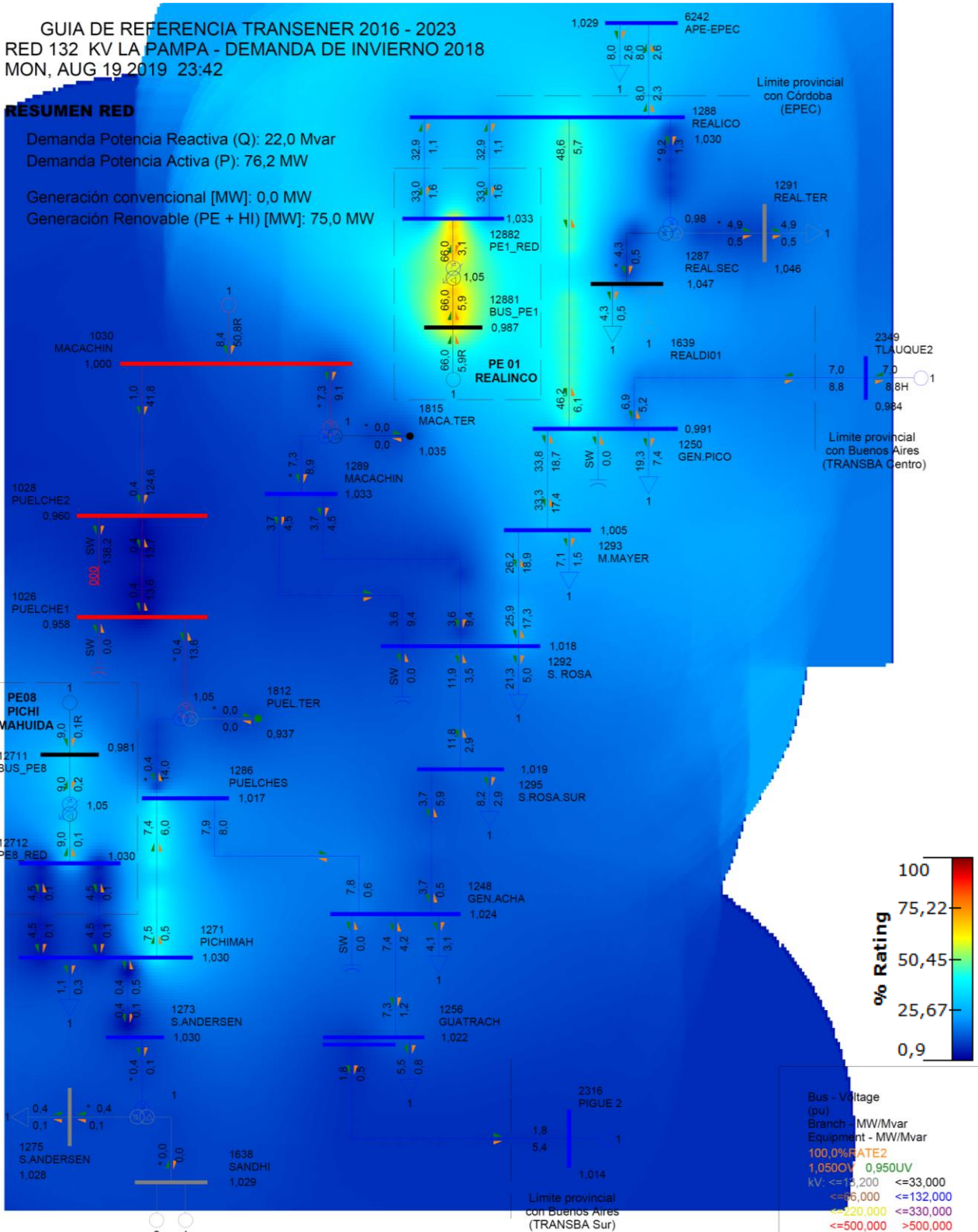
Demanda Potencia Reactiva (Q): 72,5 Mvar
 Demanda Potencia Activa (P): 190,0 MW
 Generación convencional [MW]: 19,0 MW
 Generación Renovable (PE + HI) [MW]: 75,0 MW



a) Escenario de verano

RÉSUMEN RED

Demanda Potencia Reactiva (Q): 22,0 Mvar
 Demanda Potencia Activa (P): 76,2 MW
 Generación convencional [MW]: 0,0 MW
 Generación Renovable (PE + HI) [MW]: 75,0 MW



b) Escenario de invierno

Figura 5. Estados de carga de la red de APELP

En cuanto a las fluctuaciones de potencia de los PE debido a la variación del recurso eólico, se verifican para ambos escenarios planteados adoptando las condiciones más desfavorables

posibles, es decir, cuando uno de los PE esta fuera de servicio. En estas condiciones, en ningún caso se obtienen variaciones de tensión mayores al 1% para la red de 500 kV y 2% para la red de 132 kV, verificándose de esta manera la posibilidad de funcionar ambos PE en simultáneo. Es de destacar que por estar distanciados más de 50 Km los PE, no es necesario realizar esta comprobación ya que se considera que las variaciones del viento en un emplazamiento no afectan al otro PE.

Respecto de los niveles de cortocircuitos, con ambos PE en servicio, no se superan las potencias de diseños de las ET, con lo cual, no es necesario realizar cambios en la infraestructura existente.

4. Conclusiones

Con la metodología desarrollada de indicadores técnico-económicos se obtiene un procedimiento de selección de los PE que permite determinar la opción más rentable en términos económicos, pero sin dejar de lado el impacto sobre la calidad del servicio técnico.

Después de conocer los indicadores de rentabilidad para evaluar los distintos proyectos, y así lograr tomar decisión más favorable de inversión, surge el inconveniente de la variabilidad del recurso eólico, por lo cual, aquellos indicadores que tienen en cuenta la energía abastecida por los PE son los más adecuados para realizar una selección del proyecto.

Una particularidad del análisis de indicadores de rentabilidad utilizados es que, los resultados van formando una tendencia, es decir, si algunos van marcando una postura de aceptación los demás indicadores tomaran el mismo camino, lo que facilita la aplicación de la metodología.

En particular para los escenarios analizados, se destaca que la inserción de generación en los extremos radiales de la red produce mejoras en la operación de esta, ya que, se logran descargar las líneas de transmisión y los transformadores de potencia de las ET al incorporarse los PE en Realincó y Pichi Mahuida mejorándose así la regulación de tensión del sistema, debido a que hay mayor infraestructura de red disponible para la transmisión de energía reactiva.

Referencias

Manassero, U. (2018). Argentina – Polonia. Análisis Comparativo de Indicadores Demográficos, Económicos y Energéticos. Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Santa Fe, Santa Fe, Argentina.

Dr. Cervantes Monsreal, A., Dra. Pérez Castañeda, S., Dra. Cruz Ramírez, D. (2018). Indicadores financieros para evaluar un proyecto de inversión extraído de la Web <https://veritasonline.com.mx>

Cea, M., Monti, J., Mannasero, U., Banegas, M., Marelli, P. Nicolau, M. (2018). Análisis de penetración de generación eólica en la provincia de la pampa. Tercer congreso de energías sustentables en Bahía Blanca. UTN Facultad regional Bahía Blanca.

CAMMESA (2014), Anexo 40: Generación Eólica (Págs.:1-4).

CAMMESA (2012), Anexo 27: Reglamentación aplicable a la prestación adicional de la función técnica de transporte de energía eléctrica firme en el MEM (págs.: 1-12).

CAMMESA. (2011). Procedimiento técnico N° 4: Ingreso de nuevos grandes usuarios mayores, distribuidores, generadores, autogeneradores y cogeneradores al MEM (págs.: 1-21)

CAMMESA (2019). Informe Mensual, Principales Variables del Mes. Enero 2019 (Págs.: 50-53). Recuperado de la página web <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>

GTREC: Global Trends in Renewable Energy Costs. Recuperado de la página web de la International Renewable Energy Agency (IRENA) <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard>

Adjudicaciones del Programa RenovAr. (s/f.). En Ministerio de Energía y Minería. Presidencia de la Nación. Recuperado en enero de 2019 de la página web <https://public.tableau.com/profile/datosenergia#!/vizhome/AdjudicacionesRenovARMINEMArgentina/AdjudicacionesRenovArArgentina>