

DISEÑO PRELIMINAR PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARA INDUSTRIA EN ZONA AISLADA, UTILIZANDO ENERGÍA EÓLICA E HIDRÓGENO

Fernando Tilca¹, Juan Mathisson^{2,3}, Marcelo Balbi³, Humberto Bárcena¹

¹Facultad de Ciencias Exactas, INENCO - UNSa. CP 4400 Salta. fertilca@gmail.com

²Miembro No Permanente del INENCO - UNSa.

³INENCO - UNSa. Tel. 0387-4255579

RESUMEN: Se describen los primeros pasos para cumplir con un principio fundamental de la eficiencia energética, que es producir la electricidad cerca del punto de consumo y de la disponibilidad de la fuente energética. Si las industrias pudieran generar su propia electricidad, conseguirían cierta independencia de la provisión de energía, y a su vez, no estarían dependiendo de las variaciones de precio de la energía eléctrica proveniente de la red. Pero, además, podrían instalarse en zonas donde no llega la red y hay abundante fuente de energía renovable. Se considera como industria gran consumidora a una siderúrgica y al pueblo aledaño a ella, como fuente de energía a la generación eléctrica mediante parque eólico y como almacenamiento para subsanar la generación intermitente del viento, al hidrógeno. Se realiza un primer dimensionamiento que consiste en el diseño del parque eólico, de 185 MW en zona cercana a San Julián, provincia de Santa Cruz, contempla que su generación satisfaga la demanda de energía, teniendo en cuenta la parte necesaria para producción de hidrógeno mediante 10 electrolizadores de 16 MW, del depósito de hidrógeno y de 7 celdas de combustible de 10 MW cada una.

Palabras clave: energía eólica, hidrógeno, parque eólico e hidrógeno.

INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica mediante parques eólicos en la Patagonia presenta como un fuerte obstáculo, el que los lugares de consumo están alejados cientos o miles de km de los lugares de generación. Por otro lado, cabe destacar que la capacidad de las líneas de alta tensión (300 a 500 kV) del Sistema Argentino De Interconexión (SADI) de esta zona se encuentra cubierta, lo que es un problema, dado que las construcciones de nuevas líneas de estas características tienen un costo alto. Por estos motivos es que se propone investigar la factibilidad que tiene la generación eléctrica utilizando la fuente eólica, para satisfacer consumos en el mismo lugar de generación. En este caso, para una industria que tiene un consumo eléctrico elevado, considerando todo en un sistema aislado, es decir sin estar conectado al SADI. Además, se tiene en cuenta la existencia de puertos de ultramar si la producción industrial, para la que se utilizaría la energía generada en el lugar, fuese su destino la exportación.

BREVE REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

(Dalton et al., 2009) en el artículo *Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel*, presenta un análisis de la viabilidad técnica y financiera de suministro de energía solo de red, solo de Fuente de Energía Renovable (FER) y de red/FER para un hotel (más de 100 camas) conectado a red. Llegó a la conclusión que, a precios de la energía del año 2004, aun cuando sólo con FER se puede satisfacer potencialmente el 100 % de la demanda de energía, no es viable económicamente; que, en este marco, los sistemas eólicos de potencia mayor que 1 MW son mejores desde lo económico. Obtiene también que para 4 años después, cuando el precio de la energía se cuadruplicó, el híbrido red/FER es más económico en un lapso de 20 años que el sistema solo de red.

Concluye que las FER son tanto técnica como económicamente viables como una adición al suministro conectado a red.

(Sgobba & Meskell, 2019) en el artículo *On-site renewable electricity production and self consumption for manufacturing industry in Ireland: Sensitivity to techno-economic conditions* (Producción de electricidad renovable in situ y autoconsumo para la industria manufacturera en Irlanda: sensibilidad a las condiciones tecno-económicas), hacen un estudio para determinar la viabilidad técnica y económica de la producción de energía renovable in situ a partir de energía solar y eólica, para autoconsumo de una fábrica en Irlanda. Concluyen que sería atractiva solo si se cumplen las tres condiciones siguientes: i) un largo período de retorno de la inversión; ii) un subsidio importante (por ejemplo, impuesto al carbono); iii) mejoras tecnológicas que conducirán a una reducción proporcional en CapEx. Además, que es poco probable que se cumplan las tres condiciones, por lo que este tipo de generación renovable distribuida no tiene factibilidad económica en Irlanda.

(Diab et al., 2016) en el artículo *An environmentally friendly factory in Egypt based on hybrid photovoltaic /wind/diesel/battery system* (Una fábrica respetuosa con el medio ambiente en Egipto basada en un sistema híbrido fotovoltaico/eólico/diésel/batería), hacen una evaluación técnico-económica del uso de un sistema híbrido, de 250 kW de potencia total, para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de una fábrica; mencionan que en Egipto, hasta la fecha del artículo, no se han realizado intentos a gran escala para utilizar energías renovables. Concluyen que el sistema híbrido de energía renovable que consta de 60 kW de paneles fotovoltaicos, 100 kW de turbinas eólicas, 40 kW de generadores diésel, 50 kW de convertidores de potencia y 600 baterías resulta ser la configuración híbrida óptima, en la que la fracción de EERR es el 73%, siendo el consumo de combustible de 35850 litros/año. El consumo de la fábrica es de 1 MWh/día, y de casas aledañas de 0,1 MWh/día. Los datos de viento y de radiación solar los obtienen de la base de datos de la NASA publicados en la web. Costo de la energía es 0,19 US\$/kWh. En nuestro caso, no se plantea un sistema de acumulación con baterías.

METODOLOGÍA

Se determinarán consumos mensuales y anuales de energía de industrias, especialmente siderúrgicas, en base a datos publicados por CAMMESA en su página web. Luego se calculará la Producción Anual de Energía (PAE) de parques eólicos de distintas potencias, en base a un Factor de capacidad (Fc) que sea razonable para el lugar escogido, que es en las cercanías de San Julián, provincia de Santa Cruz. Con esta estimación se determinará la potencia a instalar del parque eólico para satisfacer la demanda de la industria que se elegirá y de la cantidad de hidrógeno. Se elige este lugar por su cercanía al puerto, además que para este lugar se dispone de datos de viento medidos.

La potencia del parque eólico determinada es el punto de inicio para la elección final del tamaño del parque, tal que permita elegir la mejor configuración que garantice un autoconsumo y minimice la capacidad necesaria de acumulación de hidrógeno, es un proceso iterativo entre las variables de diseño. Además del factor de potencia, se analizará la variación interanual de la velocidad de viento, durante 20 años, mediante la generación de una serie de datos de velocidad y dirección de viento extendida mediante el método MCP (Medir, Correlacionar, Predecir). Con ello se podrá visualizar el comportamiento de la generación eléctrica del parque eólico y de la capacidad de respuesta necesaria del sistema de electrolizador-acumulador-celda, frente a los ciclos climatológicos durante un período razonable de vida del proyecto.

Hecho esto, se propondrá un tipo de equipamiento de planta de hidrógeno, para asegurar la provisión de energía eléctrica para las horas del día en que no haya viento, como también para cuando la velocidad del viento no sea suficiente para que la generación mediante el parque eólico no pueda satisfacer la demanda, de manera de complementarla con la generación utilizando en estos casos la fuente hidrógeno.

ELECCIÓN DE LA INDUSTRIA Y DEL LUGAR

En la tabla 1 se muestran los consumos mensuales de energía eléctrica de algunas industrias que son de interés para este trabajo. Los datos de consumo se obtuvieron de la página oficial de CAMMESA. (*Informe Anual* | CAMMESA, n.d.).

De la tabla 1 se selecciona para este trabajo, la siderúrgica cuyo consumo anual es de 554669 MWh/año. A esta elección se le debe sumar el consumo de energía de las personas (y sus familias) que trabajarán en la industria del lugar, más lo necesario de servicios públicos y otros, a saber: 300 casas, escuela, centro de salud, policía, alumbrado público, centro de esparcimiento, etc.

Tabla 1: Consumo de energía eléctrica de algunas empresas. Datos: página web CAMMESA, 2022.

EMPRESA	MWh/mes	MWh/año
Transclor S.A. - Planta Pilar	20703	248437
Profertil S.A.- Pta. B.Blanca	23523	282274
Loma negra - Planta L`Amali	23917	287005
Siderar Planta Ind. San Nicolás	46222	554669
Siderca S.A. - Pta. Campana	70316	843790
Acindar Planta V. Constitución	107251	1287016
Aluar S.A. Autogenerador renovables	218628	2623534

Para obtener una demanda total anual se debe estimar el consumo por casa (considerando calefacción con energía eléctrica), en 1000 kWh/mes, totalizando así 12000 kWh/año promedio por casa. Para el total de casas consideradas, se tiene un consumo de 3600 MWh/año. En cuanto a los demás servicios mencionados, se supone un consumo de 6400 MWh/año, lo que da como resultado 10000 MWh/año, que sumado al consumo de la siderúrgica seleccionada, da un total de 564,7 GWh/año, es decir, 1,55 GWh/día.

RENDIMIENTOS DEL EQUIPO DE HIDRÓGENO

El equipo de Hidrógeno está formado por electrolizador, depósitos de hidrógeno y celdas de combustible. El electrolizador necesita, en su entrada, energía eléctrica para producir determinada cantidad de kg de H₂ a su salida. Luego, la celda de combustible utiliza ese H₂ para producir energía eléctrica en su salida.

Rendimiento de la energía eléctrica para producir H₂ en el electrolizador:

56,0 kWh producen 1 kg de H₂ → 56,0 kWh/kgH₂.

$$H_{2(g)} + \frac{1}{2} O_{2(g)} \rightarrow H_2O(l) \quad \Delta H_f^\circ = -285,8 \frac{kJ}{mol}$$

$$1000 \frac{kg}{m^3} * \frac{1 \text{ mol de agua}}{18 \text{ gr}} * \frac{1000 \text{ gr}}{1 \text{ kg}} * \frac{1 \text{ m}^3}{1000 \text{ l}} = 55,56 \frac{\text{mol de agua}}{\text{l H}_2\text{O}}$$

De esta manera, la energía que debe suministrarse para disociar 1 litro de agua en sus componentes es:

$$E = 55,56 \frac{\text{mol}}{\text{l H}_2\text{O}} * \left(-285,8 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}} \right) = -15.879 \frac{\text{kJ}}{\text{l H}_2\text{O}} \quad \text{o} \quad -4,40 \frac{\text{kWh}}{\text{l H}_2\text{O}}$$

Para un litro de agua se tiene entonces:

$$2 H_2O(l) \rightarrow 2 H_{2(g)} + O_{2(g)}$$

$$\frac{55,56 \frac{\text{mol}}{\text{l}}}{2} = 27,78 \frac{\text{mol O}_{2(g)}}{\text{l}} * \frac{32 \text{ g}}{\text{mol O}_{2(g)}} = 888,96 \frac{\text{g O}_{2(g)}}{\text{l H}_2\text{O(l)}}$$

$$55,56 \frac{\text{mol}}{\text{l}} = 55,56 \frac{\text{mol H}_2(\text{g})}{\text{l}} * \frac{2 \text{ gr}}{\text{mol H}_2(\text{g})} = 111,12 \frac{\text{g H}_2(\text{g})}{\text{l H}_2\text{O}(\text{l})}$$

Por lo tanto: Si obtenemos 0,111 g de H₂ por cada litro de H₂O, entonces para obtener 1 kg de H₂, serán necesarios 10 litros de H₂O aproximadamente.

Así también, si se necesitan 4,4 kWh para 1 litro de H₂O, y tomando una eficiencia media del electrolizador del 80 %, se tiene que serán necesarios 55 kWh para obtener 1 kg de H₂.

Rendimiento del H₂ a energía eléctrica en la celda de combustible:

1,0 kgH₂ produce 25,0 kWh, con una eficiencia del 75% con respecto a 33,3 kWh/kgH₂, valor del Punto de Combustión Inferior (PIC) de la molécula de hidrógeno (Alvarado Flores et al., 2019).

Es decir, que para obtener 25,0 kWh a la salida de la celda de combustible, se necesita tener 56,0 kWh a la entrada del electrolizador, por lo tanto, el rendimiento η del equipo de H₂ es:

$$\eta = \frac{25,0 \text{ kWh/kgH}_2}{56,0 \text{ kWh/kgH}_2} = 0,45 \left(\frac{\text{kWh salida de celda}}{\text{kWh entrada electrolizador}} \right) \quad (2)$$

HIPÓTESIS DE TRABAJO

La hipótesis es que se puede tener un día completo sin viento (de los datos surge que es menor que un día), entonces toda la energía de un día, necesaria para satisfacer la demanda, la debe proveer el equipamiento de H₂. Se calcula a continuación, la cantidad de masa de H₂ necesarios a la entrada de la celda, y luego la cantidad de energía eléctrica que se necesita a la entrada del electrolizador.

Para calcular los kg de H₂ necesarios por día, a la entrada de la celda de combustible, se tiene como dato la demanda de energía diaria, indicada en (1), que es 1,55 GWh/día = 1.547.100 kWh/día. Entonces:

$$\frac{1.547.100 \text{ kWh/día}}{25 \text{ kWh/kgH}_2} = 61.884 \left(\frac{\text{kgH}_2}{\text{día}} \right) \quad (3)$$

La determinación de la cantidad de energía eléctrica que se debe tener a la entrada del electrolizador para la producción de esta cantidad de masa de H₂, se realiza entonces:

$$61.884 \left(\frac{\text{kgH}_2}{\text{día}} \right) * 56 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2} \right) = 3.465.504 \left(\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right) = 3,5 \left(\frac{\text{GWh}}{\text{día}} \right) \quad (4)$$

Una alternativa a tener en cuenta para analizar en el futuro es que el depósito de H₂ puede ser mayor a lo necesario para almacenar los 61.884 kgH₂, indicado en (3), de manera que parte de la energía generada por el parque eólico sea para producir H₂, una parte cada día más no el total en un día.

DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DEL DEPÓSITO DE H₂

La densidad del H₂ (gaseoso) a 700 bar es 40 kgH₂/m³ (Perry, 1992). El volumen mínimo de H₂ será, por lo tanto:

$$61.884 \frac{\text{kgH}_2}{40 \left(\frac{\text{kgH}_2}{\text{m}^3} \right)} = 1.547 \text{ m}^3 \quad (5)$$

El almacenamiento se realizará en tubos de 10 m de largo por 0,91 m de diámetro, entonces el volumen de cada tubo es igual a 6,5 m³. Por lo tanto, la cantidad de tubos necesarios es de 179 unidades (volumen mínimo), totalizando 46546 kgH₂ para las condiciones de presión mencionadas.

En un principio, se considera la cantidad de tanques (tubos) indicada en los cálculos. Pero en base al análisis de generación de energía eólica, se estima que, para un mejor aprovechamiento de la energía del viento, el almacenamiento puede duplicarse o incluso hasta triplicarse. Esta es una de las cuestiones que debe analizarse en el futuro. El arreglo de colocación de los tanques de almacenamiento se muestra en la figura 1.

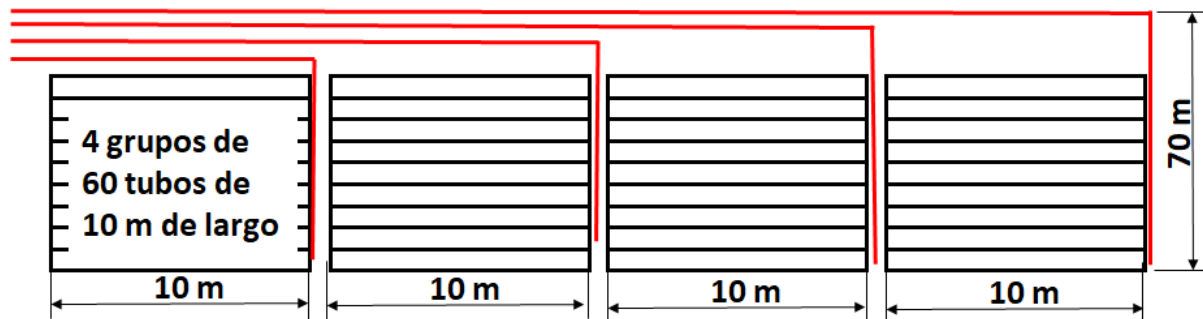


Figura 1: esquema de ubicación de los tanques de almacenamiento de H₂. Esto representa en tamaño, un terreno de 45 m x 70 m, es decir 3150 m² de superficie, como mínimo. Elaboración propia.

Para disminuir los inconvenientes debidos a las intermitencias del viento, se prevé que la celda de combustible reaccione entregando más, o menos, potencia eléctrica según estas intermitencias y variaciones en la demanda. En primera instancia se estima un funcionamiento de base, del 20% de su capacidad.

DETERMINACIÓN DE CANTIDAD DE ELECTROLIZADORES

Los electrolizadores seleccionados en esta primera instancia de dimensionamiento son dos (luego se elegirá uno de ellos), ambos con las características: marca Mac Phy (McPhy, 2023), modelo McLyzer 3200 de 16 MW de potencia cada uno. Rango de operación de 10 a 100 %. Producción media de H₂ 3200Nm³/h.

Con esta potencia de electrólisis, y teniendo en cuenta que 1 kg de H₂ ocupa un volumen de 11,93 Nm³H₂ (metro cúbico normal de hidrógeno gaseoso; 'normal' se refiere a las condiciones normales de 0°C y 1 atm), se realizan los cálculos para obtener los valores de la tabla 1. Recordemos, se necesitan 61.884 kgH₂/día para cubrir el 100% de la demanda de energía de un día completo sin viento. La cantidad de electrolizadores para generar el H₂ necesario, en un día, será la indicada en la tabla 2.

Tabla 2: Cantidad de días para generar el total requerido de 61.884 kgH₂ con dos electrolizadores.

Fuente: The McPhy Group (McPhy, 2023)

	Producción media de H ₂ por electrolizador	Demanda	Cantidad de electrolizadores
Electrolizador 1, Mac Phy, modelo McLyzer 3.200 de 16 MW.	3.200 Nm ³ /h = 7.6800 Nm ³ /día	6.438 kgH ₂ /día	61.884 kgH ₂ /día
			1

Pero, no se necesita producir la totalidad del H₂ en un día, ya que el depósito de H₂, no estará al 0% de la carga. Incluso como se dijo antes, debe decidirse por un depósito de H₂ dos o tres veces más grande que el calculado más arriba, lo que incluirá, probablemente, proveer de este gas para la producción de acero verde, lo que va más allá de los alcances de este artículo. En la tabla 3, se muestra la cantidad de días para generar los 61.884 kgH₂ según la cantidad de electrolizadores.

Tabla 3: Cantidad de días para generar la demanda de H₂, según cantidad de electrolizadores.

Producción media de H ₂ por electrolizador	Demanda	Cantidad de electrolizadores	Días para satisfacer la demanda
6.438 kgH ₂ /día	61.884 kgH ₂	1	9,6

	2	4,8
	3	3,2
	4	2,4
	5	1,9
	6	1,6
	7	1,37

DETERMINACIÓN DE CANTIDAD DE CELDAS DE COMBUSTIBLE

Para la conversión de H₂ en energía eléctrica, se utilizarán celdas de combustible tipo PEM (Membrana de intercambio protónico). Poseen las siguientes características de operación: El electrolito sólido reduce los problemas de corrosión; mantenimiento mínimo; temperatura de operación baja; rápido inicio de funcionamiento, en pocos segundos ya están aportando energía a la red eléctrica, 360 V de tensión de salida en corriente continua.

Se realiza un arreglo de celdas de 10 MW cada una. Gracias a la configuración escalable de las mismas, podemos colocar tantas de ellas como sean necesarias. La máxima producción diaria de energía eléctrica de cada celda, funcionando a su potencia nominal es de 240 MWh/día. Puesto que, como se dijo, la demanda de energía es de 1.547 MWh/día, la cantidad de celdas de combustible será de 6,4, es decir 7 celdas de combustible de 10 MW cada una. Se debe determinar las potencias pico de consumo a lo largo del día, para comprobar que esta cantidad será suficiente. Este es un trabajo a realizar en el futuro desarrollo de este proyecto de investigación.

POTENCIA INSTALADA DEL PARQUE EÓLICO

Para la determinación de la potencia instalada del parque eólico, se estimará la PAE para un valor razonable del Factor de Capacidad (Fc) para la Patagonia, que se toma de 50%. En la tabla 4 se muestra la PAE en función de la potencia a instalar del parque.

Para satisfacer la demanda indicada en (1), de 564,7 GWh/año, se observa de la tabla 3 que la potencia a instalar del parque puede ser, en principio, de 130 MW.

Tabla 4: Producción Anual de Energía en función de la potencia instalada del parque eólico

Potencia Instalada (MW)	Producción Anual de Energía (GWh)
50	219.0
60	262.8
70	306.6
120	525.6
130	569.4
140	613.2
160	700.8

El Fc se define como la PAE dividido por la energía generada durante un año a potencia nominal del aerogenerador.

$$F_c = \frac{\text{PAE} \left(\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right)}{\text{Potencia nominal (MW)} * 8.760 \left(\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right)} \quad (6)$$

Es un número global que no describe la variabilidad de generación que puede presentar la velocidad de viento en un determinado sitio. Dependiendo de la característica del recurso eólico se pueden caracterizar variabilidades en el valor de la velocidad de viento diurna, estacionales, mensuales e interanuales, siendo esta última analizada a través de un estudio a largo plazo.

El sostenimiento en el tiempo, tanto de velocidades por encima de la velocidad promedio anual o por debajo, puede generar condiciones de necesidad de reserva de hidrógeno en situaciones de escasez de generación eléctrica para abastecer la demanda, como exceso de energía cuando el acumulador esté lleno y la demanda esté abastecida totalmente por el parque eólico.

Por tanto, teniendo en cuenta lo anterior, se analizan tres escenarios posibles a analizar de tamaño de parque eólico: 130 MW, 180 MW y 300 MW; es decir, 0%, 38% y 130% por encima de la potencia teórica necesaria, para un Fc de 50%.

El sistema propuesto para que el equipo eólico-H₂ permita el autoconsumo de la industria debe considerar las siguientes hipótesis de diseño:

- Con el propósito de tener en régimen continuo el sistema de electrolizador y celda de combustible, se propone abastecer siempre un porcentaje de la demanda con electricidad generada en la celda de combustible.
- El resto de la demanda debe ser abastecida directamente por el parque eólico
- De existir sobrante de generación, abasteciendo 100% la demanda, el excedente se vuelca al electrolizador para la generación de hidrógeno
- La celda de combustible siempre se alimentará del acumulador de hidrógeno
- Si la generación es inferior a la fracción directa que el parque eólico debe abastecer, la celda de combustible debe aumentar su producción hasta completar la demanda
- Si la generación del parque eólica es nula, la celda de combustible debe tener la capacidad de abastecer 100% la demanda y el acumulador no debe vaciarse.
- Para el cálculo no se restringe la producción de hidrógeno cuando existe exceso en la generación y el acumulador se encuentra lleno.

DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

Se tiene en cuenta que el uso de hidrógeno como vector en el abastecimiento de la energía eléctrica de una demanda determinada y utilizando como fuente la energía eólica, presenta desafíos importantes para el mantenimiento de dicha demanda.

Teniendo en cuenta las hipótesis de trabajo descritas anteriormente, la metodología para el desarrollo del layout y configuración final del parque es la siguiente:

- 1- Análisis del recurso eólico seleccionado. En este caso Puerto Deseado
- 2- Análisis de la complejidad del terreno para la determinación de la representatividad de los valores de serie de datos anemométricos
- 3- Selección de un área hipotética para contener un parque de entre 130 MW y 300 MW.
- 4- En base a la caracterización del recurso eólico, principalmente velocidad de viento extremo y curva de Weibull, selección de al menos 2 modelos de máquinas eólicas.
- 5- Extensión de datos eólicos a largo plazo, período 1/1/2000 a 31/12/2019 para la visualización de los ciclos climatológicos
- 6- Cálculo de la PAE y de la producción horaria durante toda la extensión de datos de torre.
- 7- Determinación, para cada configuración, del tamaño de acumulador mínimo para que el sistema sea autoconsumo para la industria.
- 8- Una tarea a futuro es realizar el análisis horario de la respuesta que debe tener la configuración del sistema que alimentará la demanda de la industria.

El análisis de los datos anemométricos y el diseño del parque eólico se lleva a cabo utilizando el software windPRO de EMD (EMD, n.d.), con licencia académica para la Universidad Nacional de Salta.

Los datos de viento corresponden a los registrados por 5 anemómetros ubicados: 2 a 60 msns, 2 a 40 msns y 1 a 20 msns. Una veleta ubicada a una altura de 38 msns y un termómetro a 4 msns. La torre se ubica en un terreno a 115 msnm. El período de medición abarca desde el 8/5/2009 al 7/1/2013 con frecuencia diezminutal.

El sitio elegido tiene un recurso eólico con una velocidad predominante del oeste, típico de la zona patagónica, donde se caracteriza por el “viento del oeste”. Este recurso presenta una turbulencia que es significativamente diferente entre el oeste y el este, debido a que el océano se encuentra cercano, sin embargo, es muy poco significativa la producción de energía eléctrica con vientos del este.

Se presenta una distribución de velocidades de viento que se ajusta a una distribución de Weibull con un valor de 2,8 en el factor de forma y un valor de 12,8 m/s en el factor de escala, con una velocidad media de 11,4 m/s, todos valores a 112 msn para el período de medición.

En la elección de las máquinas se tuvo en cuenta la posibilidad de buscar dos características: capacidad de soportar vientos fuertes como los de este sitio y visualizar dos tipos de curva de potencia, principalmente comparando los parámetros de velocidad nominal y la pendiente de la curva de potencia.

Se prueban dos tipos de máquinas, Vestas V105 3.45 MW Clase IA y Vestas V136 4.5 MW Clase IIA, a 112 m de altura de buje, ambas máquinas clasificadas según IEC 61400-1 4ª edición, 2019. Por tanto, el análisis estadístico del recurso eólico se muestra para esa altura de buje. Dichas máquinas están presentes en el catálogo de Vestas (Vestas, 2023) en el momento de la elaboración de este estudio y sus curvas en el catálogo de WindPRO, curvas proporcionadas por Vestas a EMD (EMD, n.d.).

La velocidad nominal de V105 es 13 m/s y su potencia nominal es 3045 kW, en cambio la V136 tiene una velocidad nominal de 11 m/s y una potencia nominal de 4500 kW. Por lo tanto, se tiene que la pendiente de la curva de potencia de la V136 es mayor que la V105, permitiendo que a menores velocidades se genere mayor potencia. En este caso, también se puede decir, que poca variación de velocidad de viento, cuando éste es menor a 11 m/s, generará en el parque una alta variabilidad de generación.

Durante el análisis de las velocidades de viento a largo plazo, se halla una anomalía en la misma para el año 2016, específicamente entre mayo de 2016 y noviembre del mismo año, teniendo un mínimo de 7,81 m/s de valor de velocidad media mensual en el mes de mayo de 2016. Dicha anomalía corresponde, en la región patagónica, entre un 10% y un 15% menor para la velocidad media anual, de acuerdo al informe de tendencia de vientos de AWS (*AWS Truepower Releases 2016 Annual & Q4 Wind Trends Bulletins*, n.d.).

Durante los 20 años analizados, para el caso de Vestas V105, 130 MW potencia total a instalar, la producción del parque se mantiene en el entorno de 66 GWh mensuales; sin embargo, en el período mencionado de 2016, llega a valores de 38,8 GWh mensuales, manteniéndose durante 1 mes, por debajo de 50 GWh la suma mensual móvil, es decir, 75% del promedio anual, como se observa en la figura 2.

Esa anomalía no se visualiza en ningún momento de la ventana de 20 años. Por esa razón, dado que la metodología utilizada para determinar el tamaño del acumulador y el tamaño del parque es impactada por este suceso, no se lo incluye en el análisis. Esto es debido a que se están visualizando, al menos, dos situaciones, la búsqueda de una metodología de análisis que permita desarrollar un parque eólico para autoconsumo y respaldo en hidrógeno como vector energético y de almacenamiento y tener en cuenta que situaciones extremas pueden generar un sobredimensionamiento que pueda inviabilizar el proyecto. Mientras que, en la operativa, una situación anómala no está prevista y puede ser contenida mediante otras acciones en la operación y gestión de la demanda. Se analizan 6 configuraciones de parque y se muestran en las tablas 5, 6 y 7.

Las pérdidas por estela aumentan en función de la cantidad de aerogeneradores colocados, dado que el área a utilizar para el desarrollo del parque en terreno es la misma para todos los casos. A su vez se tienen en cuenta los valores de pérdidas e incertidumbre sugeridos en (Mathisson, 2023).

El segundo análisis que se realiza es el máximo tamaño del acumulador para que, durante el período de 20 años considerado, toda la demanda sea totalmente abastecida por el sistema eólico-electrolizador-celda. La siguiente tabla muestra para cada configuración (1 a 6) el tamaño mínimo necesario, para dos niveles de alimentación de la demanda por parte de la celda de combustible, 10% y 20% de la demanda.

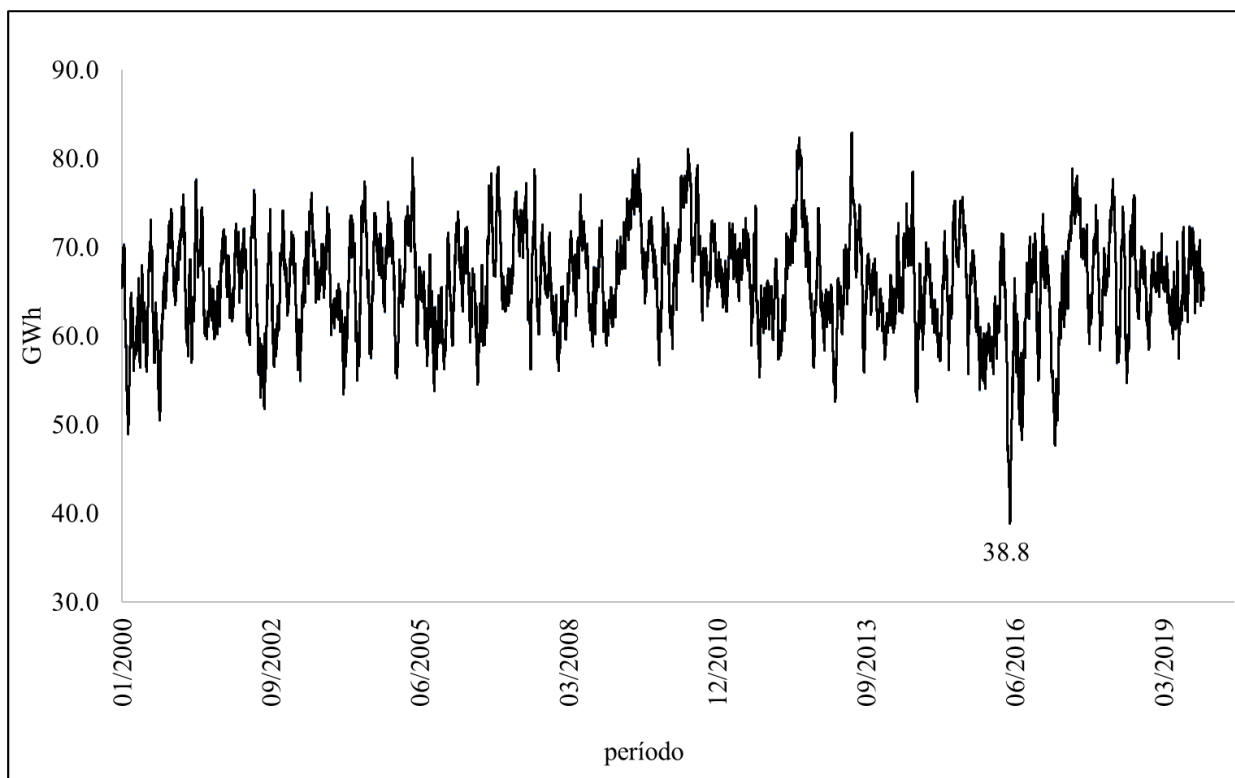


Figura 2: Suma móvil mensual de la producción de energía eléctrica horaria entre 1/1/2000 y 31/12/2019 en GWh para parque de 130 MW potencia instalada y aerogeneradores Vestas V105 y altura del buje 112 msns. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5: Características de aerogeneradores usados para el diseño de las configuraciones de parques consideradas. Fuente: Elaboración propia.

Configuración	Modelo Aerogenerador	Potencia nominal aerogenerador (kW)	Diámetro rotor (m)	Altura buje (m)	Cantidad	Potencia total parque (MW)
1	V105	3450	105	112	38	131
2	V105	3450	105	112	53	183
3	V105	3450	105	112	87	300
4	V136	4500	136	112	30	135
5	V136	4500	136	112	41	185
6	V136	4500	136	112	67	302

Tabla 6: Configuraciones 1 a 3 para Vestas V105 a 112 m de altura de buje.

Descripción	unidad	Parque potencia MW		
		130	180	300
Configuración	-	1	2	3
PAE bruta	GWh/año	812.9	1128.7	1840.4
Pérdidas por estela	%	1.2	1.5	2.3
Otras pérdidas	%	7.3	7.3	7.3
Incertidumbres	%	5.1	5.2	5.3
P50	GWh/año	744.2	1030.6	1666.9
P84	GWh/año	706.5	977.7	1579.7
P90	GWh/año	695.6	962.4	1554.6
P50	%	64.8	64.3	63.4
P84	%	61.5	61.0	60.1
P90	%	60.6	60.1	59.1

Tabla 7: Configuraciones 4 a 6 para Vestas V136 a 112 m de altura de buje.

Descripción	unidad	Potencia parque, MW		
		130	180	300
Configuración	-	4	5	6
PAE bruta	GWh/año	883	1203	1951
Pérdidas por estela	%	0.9	1.2	1.7
Otras pérdidas	%	7.3	7.3	7.3
Incertidumbres	%	4.7	4.7	4.8
P50	GWh/año	811	1102	1779
P84	GWh/año	773	1051	1694
P90	GWh/año	762	1036	1670
P50	%	68.6	68.2	67.3
P84	%	65.4	65.0	64.2
P90	%	64.5	64.1	63.2

Se puede apreciar en la tabla 8, que el aumento de la participación de energía eléctrica a partir de la celda de combustible en la demanda total requiere un mayor volumen de acumulador, para cualquiera de las configuraciones analizadas.

Tabla 8: Tamaño del acumulador para cada configuración, valores en $kg \cdot 10^{-3}$. Elaboración propia.

Configuración	10%	20%
1	567.0	1339.8
2	173.7	208.4
3	79.7	84.6
4	271.5	366.2
5	122.9	133.9
6	62.7	64.6

A su vez, se advierte que, para una misma potencia instalada, por ejemplo, al comparar 1 con 4, 2 con 5 y 3 con 6, en ambas condiciones (10% y 20%), el modelo V136 requiere un menor tamaño de almacenamiento. Si se toma como base el menor de los tamaños calculados, en este caso, $x=10\%$, configuración 6, se obtiene la siguiente tabla 9, la cual representa el tamaño relativo del acumulador comparado con la unidad de 62700 kg de H_2 .

Tabla 9: Tamaño relativo del acumulador según configuración de parque eólico (unidad es igual a 62700 kgH_2). Fuente: elaboración propia.

Configuración	10%	20%
1	9.04	21.37
2	2.77	3.32
3	1.27	1.35
4	4.33	5.84
5	1.96	2.14
6	1.00	1.03

Teniendo en cuenta que se parte de la base de un depósito de 46456 kgH_2 , tal cual se describe anteriormente, y, a su vez, se considera la posibilidad de ampliar el volumen de acuerdo con el recurso eólico y la configuración del parque, se tiene que en base a los cálculos realizados la configuración número 5 (180 MW, V136 a 112 m altura buje) ofrece un diseño adecuado. Si bien la configuración 3 ofrece una solución de menor almacenamiento, es un parque con un diseño de 81 aerogeneradores, siendo el layout que ofrece mayores pérdidas por estela. Un parque de esas características, comparado

con el resto de las configuraciones, presentará mayores pérdidas y riesgo de disminución de la vida útil de las máquinas, sumado a una mayor inversión en mantenimiento, tanto por la más alta probabilidad de roturas como el número total de aerogeneradores.

El otro aspecto considerado es el exceso de energía cuando el parque opera a potencia nominal. Se puede visualizar que los parques de 300 MW (configuraciones 3 y 6) muestran una menor capacidad, sin embargo, en el análisis detallado durante los 20 años, para un acumulador de 62700 kgH₂, se logra estar lleno durante períodos considerables de tiempo.

En la figura 3 se puede visualizar la variación en el tiempo durante todo el período considerado, del tamaño mínimo necesario en kgH₂ que debe tener el acumulador, para siempre abastecer la demanda.

Se aprecia que, en el primer cuatrimestre de 2013, se llega al máximo de acumulador de 133930 kg H₂. Si se triplica la unidad de acumulación mínima de 179 tubos mencionada anteriormente, se tiene un valor total de acumulación de 139368 kg H₂, mayor al máximo calculado. Por lo tanto, el parque de la configuración 5, permite un manejo adecuado hasta un 20% de participación de la demanda por parte de la generación eléctrica de la celda, presenta bajas pérdidas por estela, menor cantidad de aerogeneradores y un tamaño de acumulador previsto en este trabajo. La configuración final del parque se muestra en la figura 4. Se puede ver que los aerogeneradores se ubican en zonas de velocidades de viento altas preferentemente, teniendo en cuenta las recomendaciones de distancias expresadas en (Mathisson, 2023), de 9 diámetros en la dirección predominante del viento (275°) y 7 diámetros en la diagonal menor de la elipse.

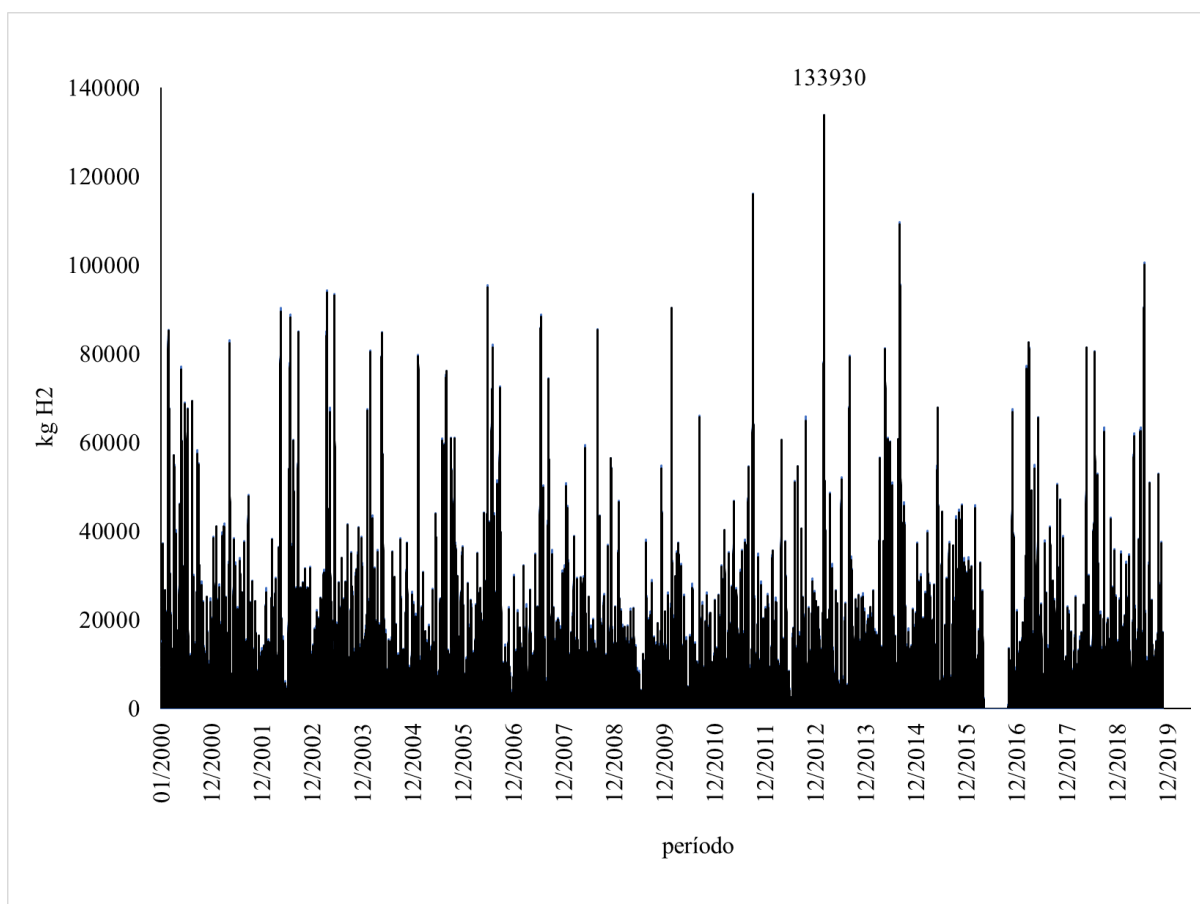


Figura 3: Simulación del tamaño mínimo necesario en kgH₂ que debe tener el acumulador, para la configuración 5 y 20% participación en la demanda, para el período 1/1/2000 al 31/12/2019. Fuente: Elaboración propia.

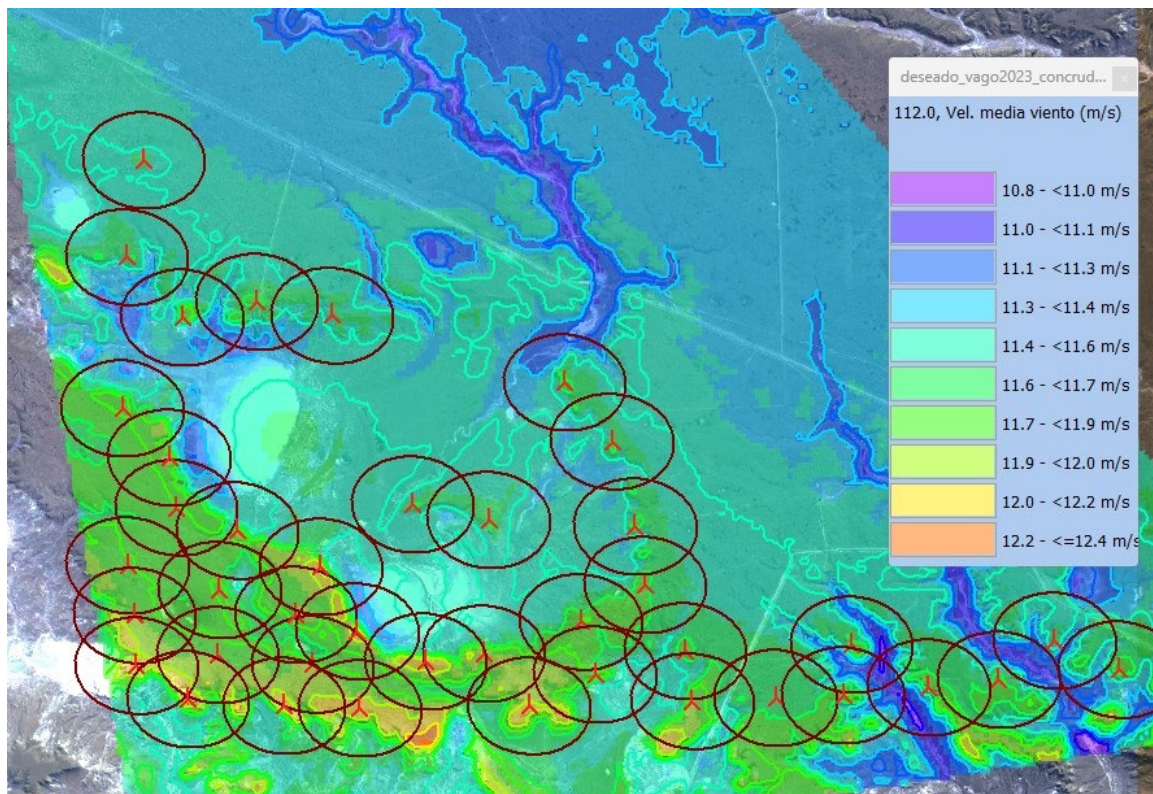


Figura 4: Parque 180 MW, aerogenerador Vestas V136 4.5 MW, altura buje 112 m. Se muestra mapa de velocidades medias y leyenda, en m/s. Fuente: Elaboración propia en WindPRO.

ESQUEMA UNIFILAR DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

El esquema unifilar de la figura 5 corresponde al sistema de generación de energía del parque eólico de este trabajo, como al equipo de hidrógeno, que alimenta la demanda de energía ya descrita. Se tiene en cuenta que pueden haber días de escaso o nada de viento. Se considera un equipo de electrolizadores para generar Hidrógeno y tenerlo como reserva para luego alimentar las celdas de combustible para generar energía eléctrica (en corriente continua) y luego mediante procesos de transformaciones energéticas, poder abastecer la demanda, de manera de brindar un servicio eléctrico sin interrupciones.

El esquema consta de, en primer lugar, un parque eólico, como se dijo, de 180 MW, donde cada uno de los mismos tiene una tensión alterna de salida de 800 V. La energía generada es colectada en un determinado punto donde se coloca una estación transformadora para elevar la tensión a un valor de 33 kV nominales y transmitirla a los centros de consumo. Inmediatamente después de la transformación, se plantea un nodo donde se tiene una derivación para el centro de consumo (Industria y el pueblo) y también para alimentar el electrolizador. La derivación para el centro de consumo se transmite en media tensión de 33 kV. Para alimentar el electrolizador hacen falta tensiones en baja (380 V), por lo tanto, se plantea una subestación transformadora de reducción de tensión de 33/0,38 kV.

El equipo de electrolizadores genera hidrógeno, es el que se dirige hacia los depósitos indicados en el esquema mediante un rectángulo. Luego, utilizando el hidrógeno, las celdas de combustible generan energía eléctrica en corriente continua. Con inversores eléctricos de CC a CA se vuelve a obtener energía en corriente alterna a valores nominales de 380 V, y luego se planifica poner una subestación transformadora para poder elevar la tensión a 33 kV. Como último tramo se proyecta unir los dos centros de generaciones, tanto del eólico como del que proviene de las celdas de combustible, para plantear una última subestación transformadora, la cual abastecerá a la demanda de energía.

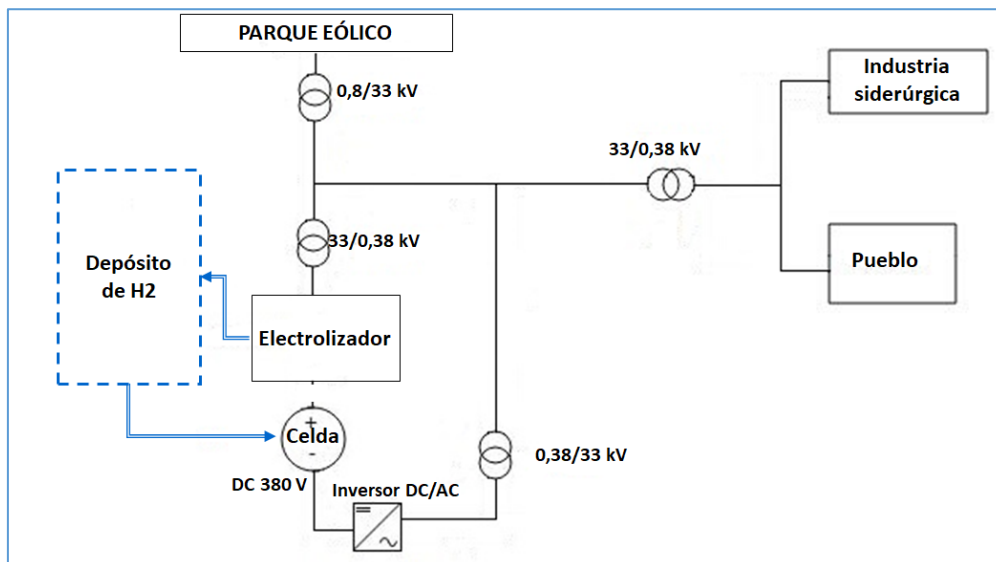


Figura 5: Esquema unifilar, simplificado, de las transmisiones eléctricas.

ACTIVIDADES A FUTURO

En este trabajo no se describe cómo se utilizará el oxígeno generado por la electrólisis. Es un tema que se debe encarar, previsto en el proyecto de investigación en curso.

La cantidad de hidrógeno calculada será utilizada solo como combustible para las celdas. En el alcance de este trabajo, no se contempla hidrógeno como agente reductor de la industria de fabricación de hierro.

La electrónica que deberá manejar la red eléctrica, tendrá que ser capaz de leer el valor de la demanda y tomar ese valor de energía del parque eólico si hay suficiente viento, del parque eólico y la generación eléctrica del equipo de hidrógeno si la producción del parque no es la suficiente. También deberá enviar energía eléctrica a los electrolizadores cuando la producción del parque supere la demanda, y en caso que el equipo de hidrógeno no requiera de energía, enviarla para producción de acero verde mediante electrólisis directa del mineral de hierro. Lo mencionado es parte del proyecto de investigación en curso.

CONCLUSIONES

Se realizó un primer diseño de producción y consumo de energía de un sistema aislado de gran porte, utilizando fuente renovable como lo es el viento para generación eléctrica, mediante un parque eólico de 180 MW, para los requerimientos de una industria siderúrgica. Esto incluye también la primera propuesta del equipo de hidrógeno, formado por electrolizadores, depósitos de hidrógeno y celdas de combustible.

Si bien este trabajo es un primer diseño de toda una planta completa de producción y consumo, se pudo diseñar el parque eólico con la potencia instalada requerida para el consumo previsto, obtener la cantidad de electrolizadores en función del tiempo en que se desea recargar los depósitos de gas hidrógeno, realizar el pre-diseño del depósito de hidrógeno con la posibilidad de aumentar su capacidad, y elegir celdas de combustible de 10 MW de potencia.

Los trabajos a futuro incluyen determinar la electrónica que manejará la red eléctrica, capacidad de los depósitos de hidrógeno (y su optimización) para la fabricación de acero verde mediante electrólisis directa del hierro, la determinación de costos, entre otros.

REFERENCIAS

Alvarado Flores, J. J., Ávalos Rodríguez, M. L., & Rutiaga Quiñones, J. G. (2019). Celdas De Combustible Como Elementos Potenciadores Para Un Desarrollo Energetico Sustentable.

- Ariema. (2023). Almacenamiento de Hidrógeno - ARIEMA. <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2>
- AWS Truepower releases 2016 Annual & Q4 Wind Trends Bulletins. (n.d.). Retrieved August 14, 2023, from <https://www.windpowerengineering.com/aws-truepower-releases-2016-annual-q4-wind-trends-bulletins/>
- Dalton, G. J., Lockington, D. A., & Baldock, T. E. (2009). Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel. *Renewable Energy*, 34(4), 955–964. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.08.012>
- Diab, F., Lan, H., Zhang, L., & Ali, S. (2016). An environmentally friendly factory in Egypt based on hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery system. *Journal of Cleaner Production*, 112, 3884–3894. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.07.008>
- EMD. (n.d.). windPRO - The Best Software for Wind Farm and PV Project Design EMD International. Retrieved August 14, 2023, from <https://www.emd-international.com/windpro/>
- Estif. (2023). Home. <http://www.estif.org/solarkeymarknew/>
- Informe Anual | CAMMESA. (n.d.). Retrieved August 14, 2023, from https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/?doing_wp_cron=1692036610.5994539260864257812500
- Mathisson, J. F. (2023). Propuesta de valoración de pérdidas e incertidumbres de producción anual de energía en parques eólicos. Universidad Nacional de Salta.
- McPhy. (2023). McPhy: clean hydrogen production and distribution equipment. <https://mcphy.com/en/?cn-reloaded=1>
- Perry III, R. H. (1992). *Manual del Ingeniero Químico*/Robert Perry, Down Green, James o Maloney.
- Sgobba, A., & Meskell, C. (2019). On-site renewable electricity production and self consumption for manufacturing industry in Ireland: Sensitivity to techno-economic conditions. *Journal of Cleaner Production*, 207, 894–907. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.260>
- SynerHy. (2023). Métodos de almacenamiento del hidrógeno | SynerHy. <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>
- Vestas. (2023). 4 MW Platform | Vestas. <https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform>

PRELIMINARY DESIGN FOR ENERGY PRODUCTION FOR OFF-GRID INDUSTRY, USING WIND ENERGY AND HYDROGEN

ABSTRACT. We described the first steps to comply with a fundamental principle of energy efficiency, which is to produce electricity close to the consumption points and the availability of the energy source. If the industries could generate their own electricity, they would achieve a certain independence from the energy supply network, and in turn, they would not be dependent on the variations prices of electrical energy coming from the network. But, in addition, they could be installed in areas where the network does not reach and there is an abundant source of renewable energy. A steel mill and the town surrounding it are considered a large consumer industry, electricity generation through a wind farm as a source of energy and hydrogen as storage to correct intermittent wind generation. The design of the wind farm contemplates that its generation meets the demand for energy, taking into account the part necessary for hydrogen production; a first sizing of the hydrogen tank, number of electrolyzers and fuel cells.

Keywords: wind energy, hydrogen, wind farm.