



TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Sistemas eólicos de generación de energía con almacenamiento en hidrógeno: Análisis de la tecnología y perspectivas de mercado en la Argentina

Autor: Julián I. Tuccillo

Director de Tesis:
Prof. Lic. Ricardo Lauretta

Febrero de 2008

A mi familia.

Referencia Bibliográfica

En el trabajo se expone el concepto de generación distribuida de energía con sistemas que combinan aerogeneración y producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua. Se estudia el dimensionamiento óptimo de estos sistemas, y su implementación en la Argentina en términos de factibilidad tecnológica y económico-financiera. Para dicho análisis se proyectan tres posibles modelos de negocio, pensando en un usuario o grupo de usuarios responsables de la propia generación de energía.

A los fines de resolver las cuestiones de análisis, se desarrolla un modelo matemático de optimización que contempla los beneficios financieros sujetos a las restricciones de mercado, de inversión en recursos y a la demanda satisfecha. El modelo se construye en el programa *MS Excel*, y pretende ser una herramienta versátil para la toma de decisiones frente a las cambiantes situaciones tecnológicas y de mercado que se presenten a lo largo del tiempo.

Finalmente, como conclusión se discuten las perspectivas de inserción tecnológica de estas energías renovables de la mano de un cambio cultural global.

Palabras Clave: Energía eólica, almacenamiento en hidrógeno, variabilidad de generación, generación distribuida, economía de hidrógeno, desarrollo sustentable, internalización de externalidades, análisis de factibilidad, optimización de recursos, dimensionamiento de sistema, combustibles fósiles, cambio cultural, paradigmas tecnológicos.

Abstract

The concept of distributed generation of energy with systems that combine wind turbines with hydrogen production and storage is analyzed in this work. Their optimal design in terms of resources needed is studied, alongside with its feasibility of implementation (technologically and financially speaking) in Argentina. Thus, three business models are proposed, thinking of one user or a reduced group of users responsible for their own power generation.

For these purposes, a mathematical model of optimization is built, which considers the financial benefits subject to the market restrictions, the investment in resources and the demand fulfilled. The model is built in *MS Excel's* environment, and is intended to be a tool for the decision making as the different market and technology parameters change in time.

As a conclusion, future perspectives on the technological insertion and development of this renewable alternative are discussed, in parallel with a global cultural change.

Keywords: Windpower generation, hydrogen storage, generation variance, distributed generation, hydrogen economy, sustainable development, internalization of externalities, feasibility analysis, resource optimization, fossil fuels, cultural change, technological paradigms.

Resumen Ejecutivo

Problemas y Soluciones Propuestas

Entre los problemas globales actuales de mayor relevancia caben nombrar el calentamiento global y la inaccesibilidad de la energía como instrumento de confort y herramienta de progreso básica para una sociedad.

El trabajo pretende ser una introducción al estudio de la tecnología de generación de energía eléctrica con molinos de viento y almacenamiento en hidrógeno. Las ventajas básicas de estos sistemas son:

- explotan fuentes renovables e inagotables de energía (viento);
- poseen versatilidad de instalación y escala, ya que la fuente de energía se encuentra dispersa geográficamente;
- el almacenamiento en hidrógeno absorbe la variabilidad de la generación eólica, lo cual da lugar a la idea de abastecimiento total de necesidades energéticas.

Estas características hacen pensar inmediatamente en posibles caminos hacia soluciones de abastecimiento total, sustentables y accesibles en lugares remotos, abordando en un principio los problemas globales del momento. Como parte de la versatilidad mencionada, puede pensarse además en una vía hacia la creación de una economía basada en el hidrógeno como combustible alternativo a los fósiles.

Alcance y Dimensiones del Análisis

Las cuestiones contempladas en el alcance del estudio son:

1. ¿Cómo dimensionar óptimamente el sistema de generación en función de la demanda de energía a satisfacer y de las restricciones financieras del mercado?
2. ¿Cómo estudiar la viabilidad de inserción de la nueva tecnología en el mercado?

Para responder a la primera pregunta se encaró el diseño, construcción y resolución de un modelo de optimización matemático-estadístico y financiero que contempla el desvío de las variables del sistema. Para ello, se estudió a priori el problema de absorción de la variabilidad de la demanda y se identificaron las variables independientes relevantes.

Luego se estructuró financieramente el problema con el planteo de tres modelos de negocio, y se detectaron las configuraciones de costos e ingresos para cada uno. Así, un nuevo modelo de análisis a partir de la teoría de evaluación de proyectos se anexó a la matemática del dimensionamiento para obtener el modelo de optimización final. Con esta herramienta, pudo estudiarse la factibilidad económica de cada negocio observando cómo varía el valor actual neto del flujo de fondos de cada stakeholder, en función de la variación en la cantidad de recursos asignados a la inversión, y en los parámetros de mercado (precios de compra de insumos, y de venta de productos finales).

Los negocios se analizaron por separado con el mismo modelo, y consisten en:

- la instalación a mediana escala de sistemas de generación y almacenamiento para venta de energía eléctrica a un grupo pequeño de usuarios;
- la instalación a mediana escala de sistemas de generación y almacenamiento para venta de hidrógeno a un grupo pequeño de usuarios que genere su propia energía con celdas de combustible;
- la venta de sistemas de generación y almacenamiento para el propio abastecimiento distribuido de energía eléctrica de pequeños usuarios.

Para responder a la segunda pregunta se requiere de un estudio en profundidad de parámetros sociales y culturales, más allá de los económicos y financieros identificados en la respuesta a la primera pregunta. En el trabajo sólo se incurre en la identificación de las variables culturales más importantes, describiendo y comparando los estados actuales de la nueva tecnología contra las tecnologías fósiles. A niveles colectivos, el análisis debe orientarse hacia la reacción de sistemas sociales complejos frente a cambios tecnológicos. Aquí entran en discusión conceptos fundamentales de utilidad de una tecnología, y cómo éstos se ligan a un cambio cultural de paradigmas, donde el término *sustentabilidad* posee un papel central en el accionar local y global.

En las conclusiones, se combinan y articulan las respuestas de las dos cuestiones presentadas, completando un estudio preliminar de la nueva tecnología frente al panorama actual de cambio.

Executive Brief

Problems and Proposed Solutions

Climate change and inaccessibility to energy sources —with energy thought of as a comfort instrument and a basic tool for the progress of a society— should be considered among current global problems.

The work is intended to be a preliminary analysis of windpower generation technology with hydrogen storage. The basic advantages of these systems are:

- they exploit a renewable and virtually never ending source of energy (wind);
- their installation and scale are versatile, due to the fact that the energy source is geographically disperse;
- hydrogen storage absorbs windpower generation variance, which brings in the idea of a complete fulfillment of power needs.

These features create possible paths that lead to complete supply solutions, renewable and accessible in remote places, and thus current global problems are handled in a first approach. As part of the mentioned versatility, these systems can be thought of as means to a new hydrogen based economy, with the latter as an alternative to fossil fuels.

Scope and Dimensions of the Analysis

The issues considered in the scope of the analysis are:

1. How to optimally dimension the generation system depending on the energy needs and the financial restrictions of the market?
2. How to study the viability of the new technology's insertion in the market?

To answer the first question, a mathematical-statistical and financial model of optimization was designed, built and solved. The problem of the lag between demand and generation due to their different variance was studied first, and the relevant variables were then identified. Afterwards, the problem was financially structured by introducing three business models, for each one of whom the costs and revenue configurations were detected. In this way, a new model based on the current business evaluation theory was appended to the mathematics of the dimensioning, in order to obtain a final optimization

model. With this tool, the economical feasibility of each business could be studied looking at the variation in the net present value of each stakeholder's cash flow, depending on the variation in the amount of resources assigned to the investment, and the change in market parameters (prices of raw material and finished goods).

The businesses were analyzed separately with the same model, and they consist of:

- the installation of mid-scale systems of windpower generation with storage, for power selling as a main activity to a small group of clients;
- the installation of mid-scale systems of windpower generation with storage, for hydrogen selling to a small group of clients that would generate their own power with fuel cells;
- the selling of windpower generation systems with hydrogen storage for the client's own and distributed supply of power.

In order to answer the second question, a study of social and cultural parameters is required, beyond the economical and financial ones identified in question number one. The work is limited to identifying the most relevant cultural variables, describing and comparing the state of the art of this new technology against fossil fuel based ones. From collective perspectives, the analysis should be redirected in order to study the reaction of complex social systems upon technological changes. At this level, fundamental utility concepts of a technology get into discussion, and how these cling to a cultural change in paradigms becomes a relevant issue. Moreover, the term *sustainability* has a central role in both global and local action.

In the conclusions, answers to both questions are combined and articulated, summing up a preliminary study of the new technology in parallel with the current global situation of change.

Índice general

Referencia Bibliográfica	V
Abstract	VII
Resumen Ejecutivo	IX
Executive Brief	XI
I Introducción	1
1. Objetivos	3
2. Propuesta	5
2.1. Problemas Globales	5
2.2. Sistemas Eólicos + Hidrógeno: Generación Distribuida de Energía Renovable	10
2.2.1. Tecnologías Combinadas	10
2.2.2. Estado Actual de la Tecnología	11
2.3. Cuestiones de Análisis	14
2.4. Principio de Solución a las Cuestiones de Análisis	15
II Análisis Técnico y Modelo de Dimensionamiento	17
3. Definición del Problema y sus Variables	19
3.1. Demanda y Nivel de Servicio	19
3.2. Recursos y Oferta	20
3.3. Descripción y Parametrización de Recursos, Oferta y Demanda	21
3.3.1. Viento y Aerogeneradores	21
3.3.2. Electrolizadores de Alta Presión	25
3.3.3. Celdas de Combustible y Motores de Combustión Interna de Hidrógeno	27
3.3.4. Almacenamiento de Hidrógeno	29
3.3.5. Demanda y Consumo	30
3.3.6. Dimensionamiento y Oferta	34

4. Modelado Matemático	37
4.1. Eficiencias y Jerarquías de Despacho	37
4.2. Oferta y Demanda Netas de Potencia	38
4.3. Balance de Hidrógeno	38
4.3.1. Déficit de Generación de Turbinas	39
4.3.2. Exceso de Generación de Turbinas	40
4.4. Restricción de Almacenamiento	40
4.4.1. Volumen de Hidrógeno Almacenado	40
4.4.2. Restricción Incorporada al Cálculo del NS	41
4.5. Modelo y Resolución	42
5. Modelado Estadístico	45
5.1. Variación en el Nivel de Servicio y el Volumen de Hidrógeno Almacenado	45
5.2. Simplificación por Aproximación en Bloques de Intervalos Δt_i	46
5.3. Caracterización de Variables Aleatorias	48
5.3.1. Potencias Aerogenerada y Consumida	48
5.3.2. Energías Aerogenerada y Consumida	49
5.3.3. Potencia Diferencia	51
5.4. Rango de Variación del Volumen de Hidrógeno Almacenado	53
5.5. Rango de Variación del Nivel de Servicio	54
5.5.1. Caracterización del Denominador	56
5.5.2. Caracterización del Numerador	56
5.6. Tamaños de Intervalo Δt_i	58
5.7. Modelo y Resolución	59
6. Validación del Modelo	61
6.1. Generación de Números Aleatorios	61
6.2. Simulación y Resultados	62
III Análisis Financiero y Modelos de Negocio	67
7. Planteo de Modelos de Negocio	69
7.1. Modelo de Negocio A	70
7.2. Modelo de Negocio B	70
7.3. Modelo de Negocio C	71
8. Análisis de Stakeholders y Evaluación de los Proyectos	73
8.1. Principales Supuestos y Consideraciones de la Inversión de la Empresa . .	74
9. Estructuras de Costos	81
9.1. Empresa	81
9.2. Cliente	83
9.2.1. Costos de la Tecnología del Hidrógeno	83
9.2.2. Costos de la Tecnología Actual	84
9.3. Estado	85

9.3.1. Costos de la Tecnología del Hidrógeno	85
9.3.2. Costos de la Tecnología Actual: Internalización de Externalidades	85
10. Estructuras de Ingresos	87
10.1. Empresa	87
10.2. Cliente	88
10.3. Estado	88
 IV Análisis de Factibilidad de los Modelos de Negocio	 89
11. Articulación de Modelos Técnico y Financiero	91
12. Resolución del Modelo de Optimización para los Modelos de Negocio	93
12.1. Modelo de Negocio A	94
12.1.1. Alternativa de Viabilidad al Modelo A	96
12.2. Modelo de Negocio B	97
12.2.1. Costos Energéticos de Combustibles	97
12.3. Modelo de Negocio C	100
13. Mercado Eólico Argentino y Panorama Energético	103
 V Conclusiones	 105
14. Orientándose Hacia un Cambio de Paradigma	107
14.1. Predicción e Impacto de las Externalidades de una Tecnología	107
14.2. Alternativa Sustentable: Viento + Hidrógeno	108
14.3. ¿Cuál es el Valor de una Tecnología?	109
14.4. Panorama Actual Mundial y Sentido del Cambio	110
14.5. Acción Global, Responsabilidades Locales	112
14.6. ¿Cultura o Tecnología?	113
 A. El Viento en la Patagonia Argentina	 115
A.1. La Circulación de la Atmósfera sobre la Patagonia	115
A.2. El Viento	116
 B. Ley de Betz	 119
B.1. El Frenado Ideal del Viento	119
B.2. La ley de Betz	119
B.2.1. Demostración	120

Índice de figuras

2.1.	Temperatura global en grados Celsius. La curva negra es la media anual global, la roja representa la media móvil a 10 años, y el área gris es el intervalo de confianza al 95 % para cada año, de todos los datos medidos. [1]	5
2.2.	Esta figura muestra la variación en el promedio anual del nivel del mar medida en 23 sitios del planeta con registros de largo plazo geológicamente estables, seleccionados por Douglas (1997). La línea negra es una representación de los promedios móviles de 3 años de amplitud. Estos datos indican un incremento del nivel del mar de aprox. 18.5 cm en el periodo 1900-2000. Debido a la cobertura geográfica limitada de estos registros, no es posible determinar si estas fluctuaciones representan verdaderas variaciones en el nivel global del mar, o son sólo variaciones de las regiones en observación que no pudieron ser explicadas. Para una mejor comparación, se muestran en rojo datos de diferencia de altitud promedio recientemente registrados con el satélite TOPEX/Poseidon. [2]	6
2.3.	Concentración de dióxido de carbono atmosférico en partes por millón en volumen durante los últimos 417 mil años (kya = 1000 años). La curva azul proviene de registros históricos de concentraciones extraídos de núcleos de témpanos de hielo, perforados en la estación Vostok de la Antártida. La curva roja, por otra parte, ilustra el incremento de concentración de CO_2 a 380 ppm entre el año 1800 y la actualidad debido a emisiones antropogénicas de combustibles fósiles. [5]	7
2.4.	Concentración atmosférica de CO_2 (curva azul, eje izquierdo) y temperatura media global (curva roja, eje derecho) durante los últimos 1000 años. Nótese la correlación entre las tendencias de incremento de ambas curvas. [6]	7
2.5.	Mapa de la Red Eléctrica Interconectada Argentina. Fuente: CAMMESA. 2007	9
2.6.	Sistema de generación considerado.	11
2.7.	Esquema del sistema de generación eólico+hidrógeno del proyecto UT-SIRA, en Noruega. Fuente: Hydro, UTSIRA Project.	13
3.1.	Estacionalidad de la velocidad del viento.[11]	21
3.2.	Variación interanual en la velocidad del viento.[11]	22

3.3.	Valores medios diarios de la velocidad del viento, simulados teniendo en cuenta la estacionalidad anual. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado real.	22
3.4.	Curvas típicas de potencia y rendimiento de aerogeneradores. La meseta de la curva de potencia es debida a la acción de sistemas de control de potencia captada, que frenan artificialmente el molino reorientando sus palas, o variando parámetros de sus mecanismos. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	24
3.5.	Curvas típicas de potencia y rendimiento de electrolizadores. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	26
3.6.	Celda de combustible tipo <i>heavy duty</i> , de 130 kW de potencia neta (dimensiones 1.3m x 0.9m x 0.5m, 350 kg de peso), para aplicaciones en autobuses, de la empresa Ballard.	28
3.7.	Curvas de potencia y rendimiento de celdas de combustible. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	29
3.8.	Curvas de consumo mensual de energía, por año, en Argentina. Fuente: CAMMESA.	31
3.9.	Rangos de variación de la potencia consumida en Argentina, por mes. Se observa la evolución mensual del consumo, notando la distinta composición de distribuciones de su perfil (como se ve en el gráfico 3D). Fuente de los datos: demandas horarias del MEM, año de la muestra 2005. CAMMESA.	32
3.10.	Potencia media consumida por hora, ciclo diario. Note los picos para cada etapa del día. Fuente de los datos: demandas horarias del MEM, día de la muestra 04/10/2005. CAMMESA.	32
3.11.	Distribuciones de potencia mensual consumida según cada etapa del día. Fuente de los datos: demandas horarias del MEM, año 2005. CAMMESA.	33
3.12.	Distribución de potencia consumida modelada con una normal de parámetros μ , σ . Observe que dicha distribución se tomará de manera que contenga toda la variación estacional dentro de su rango.	34
5.1.	Esquema de los enfoques del modelado. Las cajas que engloban la curva determinística representan los rangos de variación de cada intervalo con distintas distribuciones.	47
5.2.	Curva de la densidad de probabilidad de P_g , de parámetros $\lambda = 8$, $\kappa = 2,17$. Los picos de los extremos de la distribución se deben a la parada de las turbinas por debajo de los 3 m/s y por sobre los 25 m/s. Esta potencia generada resulta de afectar la potencia del viento (P_v) con la eficiencia típica de una turbina eólica, que se presenta en la figura 3.4.	49
5.3.	Densidad de probabilidad conjunta $f_{gc}(P_g, P_c)$	52
5.4.	Isóbaras en el plano $\{P_g, P_c\}$, que corresponden a los distintos valores de P_d	52

5.5. Función densidad de probabilidad de P_d , aproximada mediante el método expuesto.	54
6.1. Planilla de variables y parámetros del modelo del sistema de generación. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	63
6.2. Comparación de variables modeladas contra valores simulados. S1 y S2 corresponden a los semestres de alta y baja estacionalidad de v . Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	64
6.3. Comparación de variables modeladas contra valores simulados. S1 y S2 corresponden a los semestres de alta y baja estacionalidad de v . Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	65
6.4. Planilla de resultados de la simulación. Comparación entre valores simulados y valores modelados. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	66
8.1. Gráficos de flujos de fondos de la empresa y el inversor, y estructuras de costo e ingresos para una solución del modelo de negocio A. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	75
8.2. Gráficos de flujos de fondos de ahorro del cliente, y estructuras de costo e ingresos para una solución del modelo de negocio A. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	76
8.3. Gráficos de flujos de fondos de recaudación y subsidios del estado para una solución del modelo de negocio A. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	77
8.4. Variables financieras para cada <i>stakeholder</i> analizado, para una solución del modelo de negocio A. MTC: indicador <i>margin to cost</i> ; PRS: <i>período de repago simple</i> ; PRDF: <i>período de repago con descuento de flujos</i> . Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	78
9.1. Estructura de costos general de la empresa para los tres modelos de negocio.	81
11.1. Estructura del modelo de optimización en <i>MS Excel</i> . Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.	92
12.1. Curvas de variación del subsidio a la venta de energía eléctrica ante el abaratamiento de la inversión en las tecnologías de generación.	95
12.2. Costos energéticos por combustible comparados a precios de mercado actuales.	98
12.3. Curvas de variación del precio de venta del hidrógeno y su subsidio ante el abaratamiento de la inversión en las tecnologías de generación.	99

12.4. Curvas de variación del precio de venta del hidrógeno y su subsidio ante el aumento del precio de mercado del gasoil.	99
12.5. Costos energéticos por combustible comparados a precios de mercado actuales para los combustibles fósiles, y a precio $AR\$/Nm^3$ 1.5 para el hidrógeno.	100
12.6. Variables dependientes y resultados financieros del cliente para el análisis del modelo C.	101
12.7. Variación del precio del gasoil que apalanca la viabilidad del modelo de negocio C, en función del abaratamiento de la inversión en los equipos de generación.	102
14.1. Matriz energética mundial actual, y tendencias de evolución futura. . . .	111
14.2. Consumo energético medio mundial proyectado. El gráfico es sólo un esquema, las curvas se han exagerado para ilustrar el incremento de la eficiencia de generación a lo largo del tiempo.	112
B.1. Esquema del perfil del viento que atraviesa una turbina.	120
B.2. Máximo de la ley de Betz.	121

Índice de cuadros

2.1. Hitos del Proyecto Utsira.	14
2.2. Datos técnicos del Proyecto Utsira.	15
3.1. Identificación y medición de las variables relevantes por recurso.	20
3.2. Identificación y medición de las variables relevantes de la oferta.	21
12.1. Tabla de resultados financieros del modelo A.	94
12.2. Tabla de parámetros del modelo A.	95
12.3. Tabla de resultados financieros del modelo A.	96
12.4. Tabla de parámetros del modelo A.	96
12.5. Tabla de resultados financieros del modelo B.	97
12.6. Tabla de parámetros del modelo B.	97
12.7. Tabla de resultados financieros del modelo C.	102
12.8. Tabla de parámetros del modelo C.	102
14.1. Tabla de resultados del análisis de viabilidad de tecnologías de generación eólica con almacenamiento en hidrógeno para pequeñas y medianas es- calas. Los valores responden a cuántas veces más cara sería la nueva tec- nología comparada contra la tecnología actual correspondiente basada en hidrocarburos.	109

Parte I

Introducción

Capítulo 1

Objetivos

Objetivo Profesional Pensar y crear, aplicando los conocimientos y valores propios de la formación, y procurando contribuir a la sociedad con soluciones sustentables, que aporten valor y no perjudiquen a futuras generaciones.

Objetivo del Proyecto El objetivo del proyecto propuesto es doble:

1. aportar valor al análisis de viabilidad de una tecnología que busca respuestas a problemas reales;
2. aplicar metodologías y conocimientos adquiridos durante la carrera.

Capítulo 2

Propuesta

2.1. Problemas Globales

Entre tantos otros, existen en la actualidad dos problemas globales de fondo de gran prioridad.

Uno es el calentamiento del planeta. Información proveniente de estudios y mediciones como las que se ilustran en las figuras 2.1 y 2.2 convierte este argumento en teoría que, a pesar de un escepticismo inicial, tiende a ser aceptada en forma gradual y mayoritaria. Simplemente basta con la percepción común de las anomalías estacionales que presenta el clima.

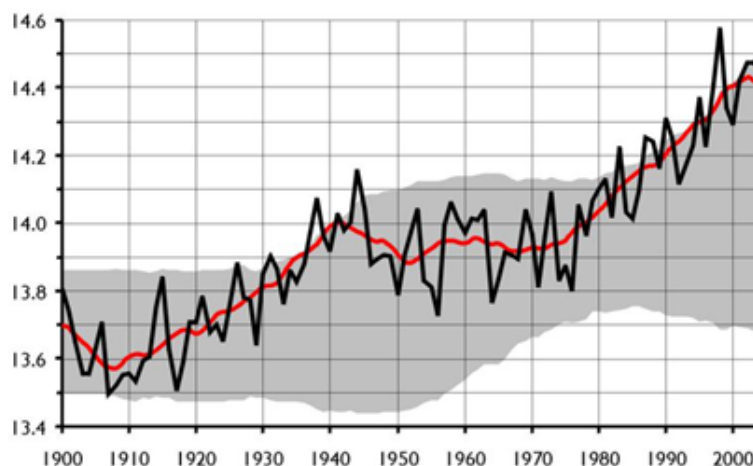


Figura 2.1: Temperatura global en grados Celsius. La curva negra es la media anual global, la roja representa la media móvil a 10 años, y el área gris es el intervalo de confianza al 95 % para cada año, de todos los datos medidos. [1]

Las dos teorías más relevantes que proponen una explicación a este fenómeno son:

Teoría de la variación solar. Existen estudios que correlacionan los ciclos de manchas solares, y de actividad solar con los ciclos de calentamiento de la tierra ocurridos a lo largo

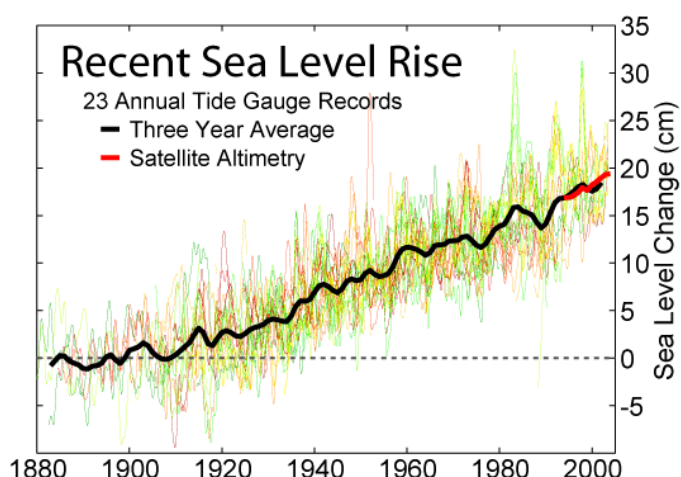


Figura 2.2: Esta figura muestra la variación en el promedio anual del nivel del mar medida en 23 sitios del planeta con registros de largo plazo geológicamente estables, seleccionados por Douglas (1997). La línea negra es una representación de los promedios móviles de 3 años de amplitud. Estos datos indican un incremento del nivel del mar de aprox. 18.5 cm en el periodo 1900-2000. Debido a la cobertura geográfica limitada de estos registros, no es posible determinar si estas fluctuaciones representan verdaderas variaciones en el nivel global del mar, o son sólo variaciones de las regiones en observación que no pudieron ser explicadas. Para una mejor comparación, se muestran en rojo datos de diferencia de altitud promedio recientemente registrados con el satélite TOPEX/Poseidon. [2]

de la historia. Miembros de la comunidad científica mundial se apoyan en que *cambios en el sol pueden ser responsables de los cambios climáticos mayores en la Tierra durante los últimos 300 años, incluyendo parte de la reciente ola de calentamiento global* [3]. Sin embargo, a pesar de que los ciclos solares son responsables de cerca de la mitad de la elevación de temperatura desde 1900, no logran explicar una elevación de 0,4°C desde 1980: según Knud Lassen del Instituto Meteorológico de Dinamarca,

‘las curvas divergen a partir de 1980 y se trata de una desviación sorprendentemente grande. Algo más está actuando sobre el clima. Tiene las «huellas digitales» del efecto invernadero’. [4]

Teoría de los gases de invernadero. Afirma que el aumento de concentraciones de dióxido de carbono emitido por el ser humano puede dar lugar a una temperatura global mayor. Es más significativo aún el efecto reforzador que se produce con el vapor de agua como gas de invernadero: el calentamiento fomentado por el exceso de dióxido de carbono provoca que se genere más vapor de agua, que es un gas de invernadero más eficiente, con lo cual el fenómeno se incrementa. Las figuras 2.3 y 2.4 muestran empíricamente los fundamentos de esta teoría.

Ambas teorías encuentran pruebas en la realidad, pero es imposible determinar en qué medida una explica más el calentamiento global que la otra.

Lo seguro es que las emisiones de CO_2 han aumentado debido a la industrialización, y

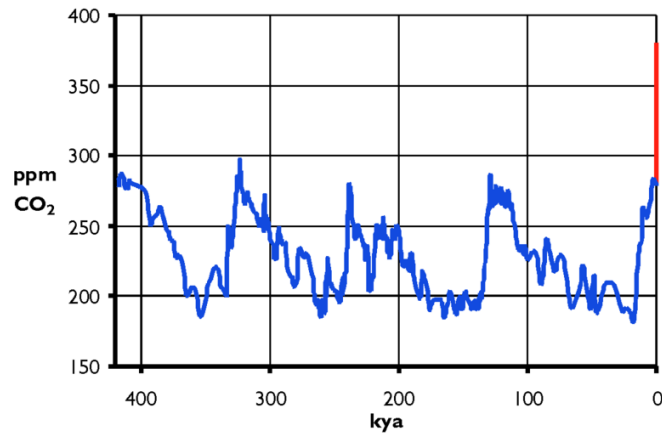


Figura 2.3: Concentración de dióxido de carbono atmosférico en partes por millón en volumen durante los últimos 417 mil años (kya = 1000 años). La curva azul proviene de registros históricos de concentraciones extraídos de núcleos de témpanos de hielo, perforados en la estación Vostok de la Antártida. La curva roja, por otra parte, ilustra el incremento de concentración de CO_2 a 380 ppm entre el año 1800 y la actualidad debido a emisiones antropogénicas de combustibles fósiles. [5]

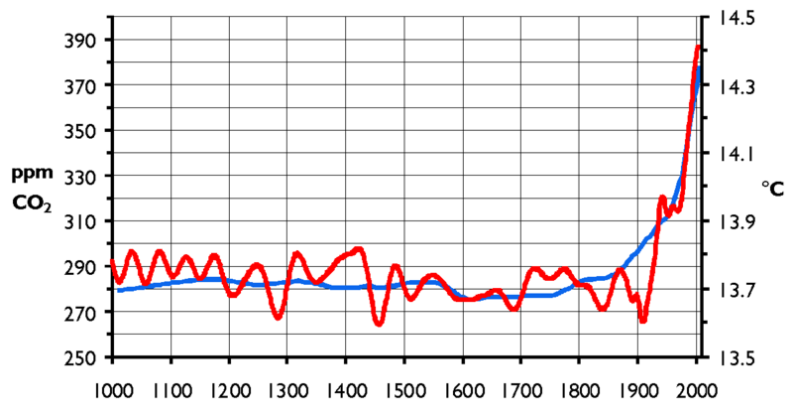


Figura 2.4: Concentración atmosférica de CO_2 (curva azul, eje izquierdo) y temperatura media global (curva roja, eje derecho) durante los últimos 1000 años. Nótese la correlación entre las tendencias de incremento de ambas curvas. [6]

la opinión científica mayoritaria sobre el cambio del clima dice que *la mayor parte del calentamiento observado en los últimos 50 años, es atribuible a la actividad humana* [7].

El otro problema global es la falta de acceso de parte de la población del mundo a la energía. El 20 % más pobre de los países consume menos de 4 % de la energía mundial, mientras que el 20 % más rico consume 58 %. Según Ede Ijjasz, administrador del *Programa de Asistencia para la Gestión del Sector de Energía* (ESMAP) del *Banco Mundial*,

‘los servicios de energía modernos brindan un medio para salir de la pobreza a los 1.600 millones de personas que aún no tienen acceso a ella. Sin embargo, todavía hay muchos países que, frente a otros desafíos y a la necesidad de responder al rápido aumento de las poblaciones urbanas, no han desarrollado estrategias para abastecer de energía a los más pobres, muchos de los cuales viven en zonas rurales.’ [8]

Dentro del panorama energético de la Argentina, según un estudio de la *Secretaría de Energía* en el marco del *Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales* (PERMER), se ha determinado que sólo en la provincia de Buenos Aires ¹ existen aproximadamente 42.800 viviendas rurales que carecen de acceso a la energía eléctrica de red. Consecuentes investigaciones de mercado han determinado que aproximadamente un 43 % de dichos usuarios estarían dispuestos a aceptar un servicio de electrificación de apoyo basado en energías eólica o solar fotovoltaica con baterías, para abastecer un consumo pretendido de entre 300 y 500 Wh/día, y pagando un cargo de instalación de entre AR\$ 50 y AR\$ 200 y un precio mensual de entre AR\$ 20 y AR\$ 55 [25]. Más allá de la provincia de Buenos Aires, el análisis y campo de acción del PERMER se extiende a todo el país, observando distintos panoramas según la región que se trate. En función de las necesidades de cada región, se subsidiarán los servicios ofrecidos a los usuarios finales. Las necesidades básicas cubiertas con este proyecto son en general:

- iluminación,
- comunicación,
- bombeo de agua,
- conservación de alimentos.

Como se puede apreciar en la figura del mapa de la red eléctrica argentina (figura 2.5), el sistema de interconexiones montado sobre la generación de centrales de gran escala no cubre todas las regiones del país. La dificultad de conectar cada punto de la geografía es intrínseca a la escala de la generación, y a los recursos de cada región. La actual estructura energética imperante nuclea la generación en centrales que [9]:

¹Buenos Aires es la provincia más poblada de Argentina, y la que posee la red eléctrica más densa del país (véase el mapa de la red eléctrica en la figura 2.5).

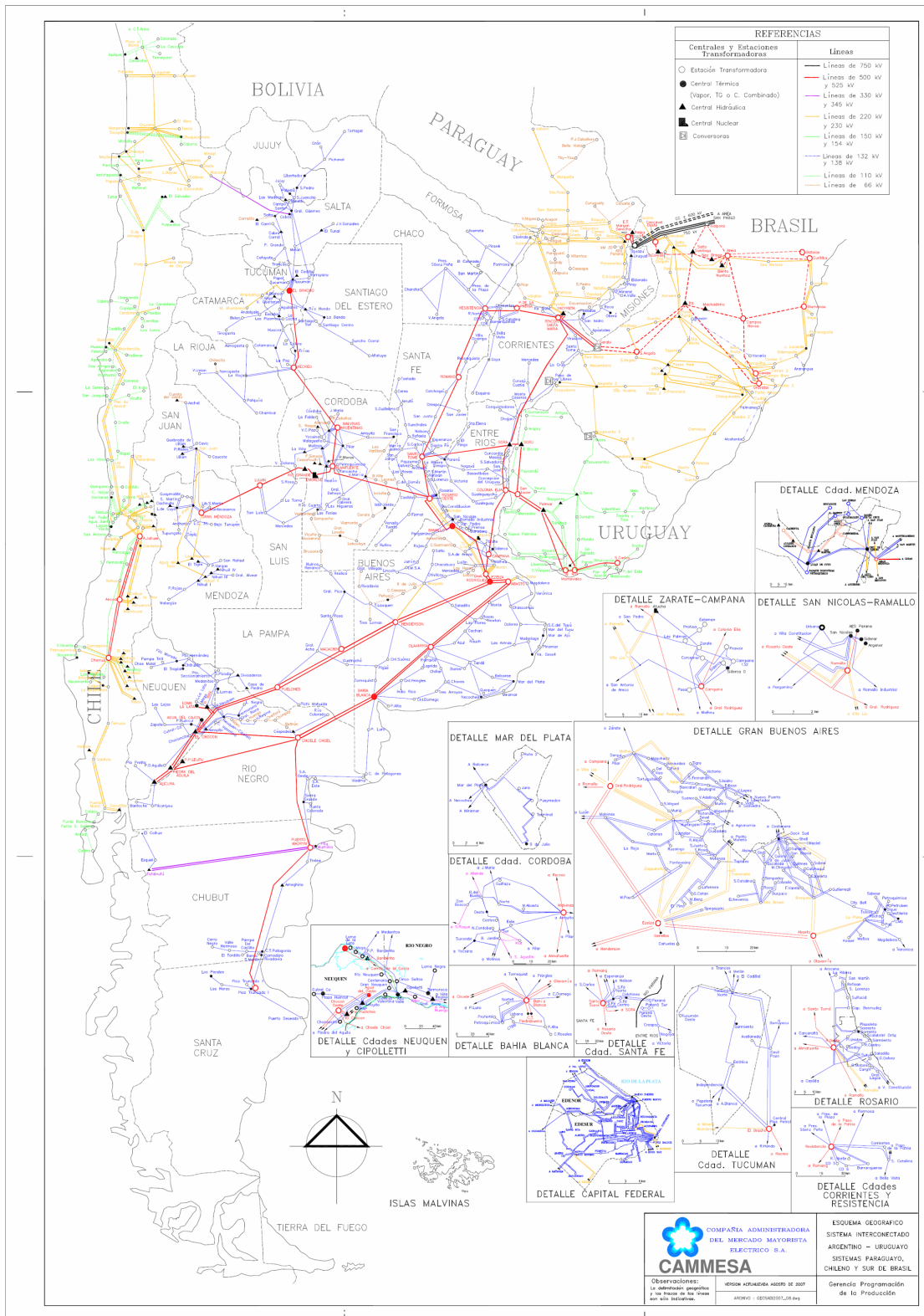


Figura 2.5: Mapa de la Red Eléctrica Interconectada Argentina. Fuente: CAMMESA. 2007

1. contaminan masiva y focalizadamente (en caso de fuentes de origen térmico);
2. son vulnerables, en el sentido en que millones de usuarios quedarían sin energía en caso de existir fallas;
3. y demandan economías de escala para su construcción, altas inversiones de capital, por lo que las decisiones de instalación y cobertura son tomadas únicamente por grandes inversionistas privados y/o el estado. Esto se traduce en una inflexibilidad de acceso a la energía para quien realmente lo necesita y no es capaz de pagarlo.

Si se imagina un panorama donde cada usuario (o un grupo pequeño de usuarios) genera su propia energía, los recursos se aprovecharían de manera más eficiente y homogéneamente distribuida.

2.2. Sistemas Eólicos + Hidrógeno: Generación Distribuida de Energía Renovable

Ambos problemas globales confluyen en una misma cuestión: cómo lograr que la actividad del hombre se traduzca en soluciones de utilidad, flexibles y accesibles para todos, sin volverse en contra de la biodiversidad y de la misma humanidad.

2.2.1. Tecnologías Combinadas

Es interesante en este sentido estudiar un vector energético, posiblemente más limpio y de mayor versatilidad que la actual estructura de generación masiva: aprovechamiento de la energía del viento con sistemas eólicos diseñados para un usuario, o grupo pequeño de usuarios, que combinen almacenamiento en hidrógeno. Se conjugan así los conceptos de energía renovable y generación distribuida [9].

Esta tecnología se plantea para su análisis como se indica en la figura 2.6; las partes del sistema propuesto y su funcionamiento serían:

1. la turbina eólica y su generador producen energía eléctrica;
2. la energía generada se destina a consumo directo, y el excedente se utiliza para hacer funcionar un electrolizador de agua que divide sus moléculas en hidrógeno y oxígeno;
3. hidrógeno y oxígeno producidos con energía excedente del viento se almacenan;
4. en períodos en que la energía del viento no cubra el total de la demanda eléctrica requerida por el usuario, el hidrógeno almacenado será el combustible de una celda, que aplicando los principios inversos a los de la electrólisis, producirá la electricidad faltante.

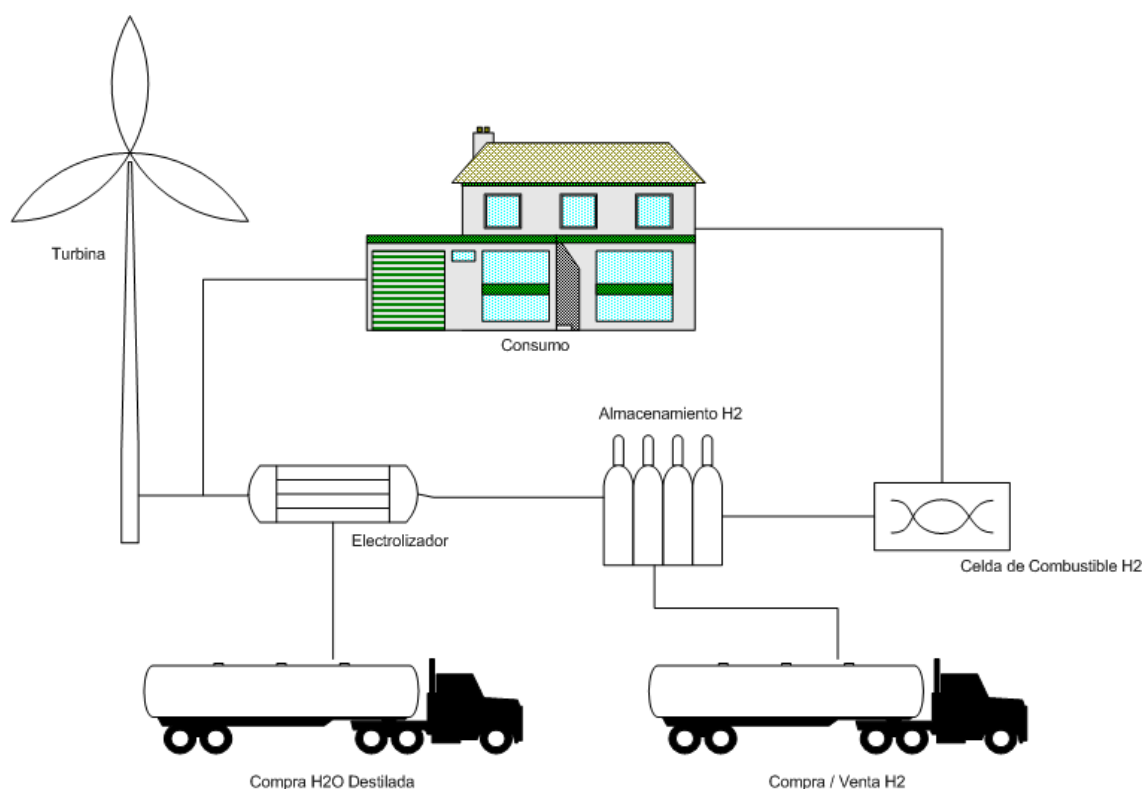


Figura 2.6: Sistema de generación considerado.

2.2.2. Estado Actual de la Tecnología

Sistemas eólicos en el sentido de autoabastecimiento planteado —como sustitutos de grupos electrógenos diesel convencionales, o como apoyos al abastecimiento de la red—, existen en un estadio incipiente [10]. Sus problemas actualmente son el costo, y la capacidad de satisfacer por completo las necesidades energéticas debido a la variabilidad de la generación. Si se imagina a un establecimiento únicamente provisto con este esquema de producción, existirán periodos de tiempo en los que la demanda no podrá ser cubierta, y otros en los que sobraré energía. Habrán periodos en los que sople menos viento que el necesario para generar la energía suficiente, y tiempos en que se requiera menos de lo que se pueda extraer con la capacidad instalada. Por esta razón es que es difícil la implementación de este concepto para abastecer por completo las necesidades energéticas de un usuario.

La acumulación del excedente generado es una buena solución que absorbe la variabilidad en tiempos de déficit. Los sistemas actuales que apuntan a un autoabastecimiento casi total consisten en turbinas generadoras con acumulación en baterías convencionales, pero la poca flexibilidad de almacenamiento (baja capacidad, almacenamiento no variable) hace que sean más que nada de apoyo, y no puede dependerse enteramente de ellos.

Las ventajas del sistema propuesto por sobre los actuales grupos electrógenos (térmicos, o eólicos + baterías) son:

1. versatilidad de cada parte del sistema brinda flexibilidad en generación, acumu-

lación, consumo e intercambio de energía. El hidrógeno como combustible puede ser comercializado —comprado en momentos de falta, vendido en momentos de excedentes—, a diferencia de sistemas con almacenamiento en baterías, de las que sólo se dispone de una capacidad de almacenamiento fija, e intransferible. Esta flexibilidad permitiría el autoabastecimiento total, en comparación con los grupos electrógenos de apoyo actuales.

2. cero emisiones de gases de efecto invernadero ². La energía proviene directamente del viento³, y no de la quema de combustibles fósiles. La acumulación intermedia en hidrógeno sólo supone un stock de agua destilada⁴, y luego la pila de combustible recombina hidrógeno y oxígeno para dar como productos únicos energía útil, calor y agua (que se mantendrá dentro del ciclo del sistema para ser reutilizada).
3. flexibilidad y accesibilidad económica del sistema⁵, y mejor disponibilidad de la fuente de energía (viento), permitirían su adopción por parte de usuarios particulares, dando cabida a una generación distribuida de energía, con posibilidad de la creación de una economía de mercado de hidrógeno como vector energético.

Proyectos UTSIRA y SOTAVENTO

Existen al menos dos proyectos en el mundo que encaran construcciones experimentales del sistema propuesto, a escalas reales. Uno es desarrollado de la mano de las empresas Hydro y Enercon en una pequeña isla Noruega (Proyecto UTSIRA) [12] para el abastecimiento de un pequeño poblado, mientras que el otro se enmarca en el entorno de un parque eólico experimental ubicado en Galicia (Proyecto SOTAVENTO) [14]. Algunos detalles del proyecto UTSIRA, quizás el más representativo del tema:

El establecimiento eólico-hidrógeno en Utsira es un proyecto muestra que actualmente abastece de electricidad a 10 familias de la isla. Durante vientos fuertes, el exceso de energía generado por una turbina eólica se almacena en hidrógeno. Una celda de combustible o motor de hidrógeno convierte el hidrógeno en electricidad cuando los vientos son débiles. Esto asegura una fuente constante y segura de energía, sin tener que depender de la red eléctrica pública.

Este proyecto ha estado en marcha desde 2003. El objetivo de la primera etapa, que ya ha llegado a su finalización, fue asegurar que todos los componentes funcionaran bien como una unidad independiente, y que el proyecto pudiese proveer electricidad constante a la calidad deseada por sus usuarios designados. La próxima fase se concentrará en desarrollar las partes individuales del proyecto y observar las maneras de reducir los costos, simplificando las funciones técnicas y operacionales, y optimizando los recursos. Más atención se pondrá también en la comercialización y el marketing del proyecto. Incluso

²Si se procura no liberar al ambiente vapor de agua producto de la recombinación de hidrógeno y oxígeno.

³E indirectamente del sol, que genera las corrientes de viento del planeta.

⁴En este caso sería la única fuente de emisiones, si es que en el proceso de destilación se queman combustibles fósiles. Para que la propuesta sea realmente limpia, el agua destilada debería ser obtenida también con energía renovable.

⁵Cuestiones a analizar en el transcurso del proyecto.

luego del fin del proyecto en 2008, los aerogeneradores —que son propiedad de Hydro— permanecerán funcionales por 25 años más.

El objetivo principal del proyecto es proveer una demostración a escala real de cómo las fuentes de energías renovables pueden dar abastecimiento constante y efectivo en áreas remotas.

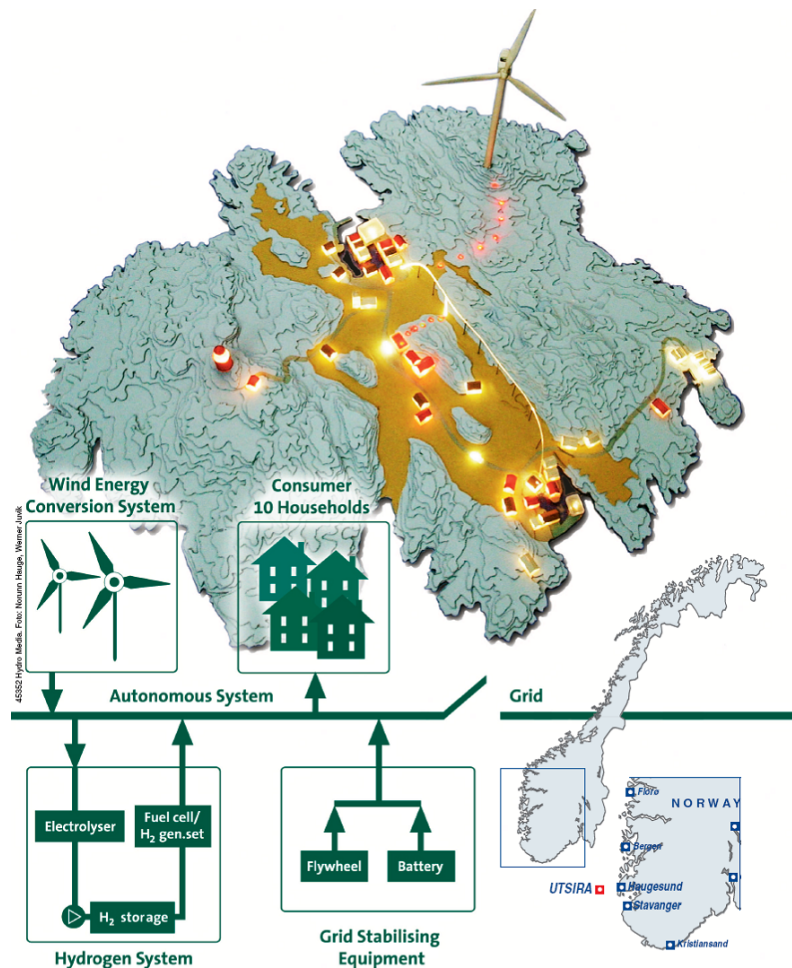


Figura 2.7: Esquema del sistema de generación eólico+hidrógeno del proyecto UTSIRA, en Noruega. Fuente: Hydro, UTSIRA Project.

Más datos [13]:

- Utsira es la municipalidad más pequeña de Noruega, con menos de 250 habitantes. La comunidad se halla en una isla aproximadamente a 18 kilómetros al oeste de Haugesund, en Rogaland, al norte de Stavanger.
- El presupuesto para el proyecto muestra, que duró 2 años, fue de aproximadamente NOK 40 millones (USD 7.24 millones).

- Hydro ejecutó el proyecto junto con la alemana ENERCON, que es una de las productoras de aerogeneradores más grandes del mundo. ENERCON contribuyó tanto con tecnología, como con mano de obra.
- El proyecto ha recibido un aporte valioso de Enova (un cuerpo estatal creado para promover el consumo y la producción de energía renovable en Noruega), la Autoridad de Control de Polución de Noruega (SFT) y el Concejo de Investigaciones de Noruega.
- El proyecto Utsira es un paso en el involucramiento de Hydro en las tecnologías de hidrógeno y energías renovables. Adicionalmente al foco en energía eólica y mejora y actualización de plantas hidroeléctricas, Hydro encara también investigaciones e inversiones extensivas en el campo del hidrógeno y las energías renovables. Para ello, creó la unidad New Energy, liderada por Jørgen Rostrup. Los hitos mayores de los últimos años incluyen la apertura de estaciones de servicio de hidrógeno a nivel comercial en Reykjavik y Hamburgo, y la inauguración oficial de la planta de energía eólica de Hydro en Havøygavlen, Noruega del Norte.
- Norsk Hydro Electrolysers en Notodden, enteramente propia de Hydro, es una de las compañías fabricantes de electrolizadores más grandes del mundo.
- Hydro es actualmente una empresa importante dedicada a la generación de energía hidroeléctrica y productora de tecnología eólica en Noruega. Es la segunda productora más grande de electricidad en su país, con una generación normal anual de 9 TWh. Esto es equivalente a la electricidad consumida por 350,000 hogares, y alrededor del 10 % del total de la generación en Noruega. Dichos valores son producidos por alrededor de 20 represas hidroeléctricas.

Datos UTSIRA	Hito
Inicio de Ante-Proyecto	Enero 2002
Concesión de planta de energía	Abril 2003
Firma de contratos principales	Abril 2003
Inicio de construcción de locación	Junio 2003
Entrega de aerogeneradores	Septiembre 2003
Implementación - Set de generación de H_2	Invierno 2004
Sistema listo para la fase de muestra	Primavera 2004
Implementación de celda de combustible	Verano 2004
Inauguración	Verano 2004

Cuadro 2.1: Hitos del Proyecto Utsira.

2.3. Cuestiones de Análisis

Dentro de estos conceptos, el presente proyecto tiene como fin estudiar en un análisis preliminar:

Componentes Principales	Parámetros
Aerogeneradores	2x600 kW
Flywheel	5 kWh
Generador Sincrónico	100 kVA
Motor a Hidrógeno	55 kW (carga máx.)
Celda de Combustible	10 kW
Electrolizador	10 Nm ³ /h, 48 kW
Compresor	5.5 kW
Capacidad de Almacenamiento H ₂	2,400 Nm ³
Administración del Proyecto	Hydro
Partner	Enercon

Cuadro 2.2: Datos técnicos del Proyecto Utsira.

Aspectos tecnológicos del dimensionamiento del sistema. ¿Cuál es el tamaño mínimo⁶ requerido de turbina, electrolizador, celda de combustible y sistema de almacenamiento, para satisfacer totalmente las necesidades energéticas del/los usuario/s en cuestión?

Aspectos económicos y financieros referentes a la inserción de esta tecnología en Argentina. ¿Qué perspectivas de inserción tecnológica existen para este sistema en la Argentina? ¿Qué alternativas de modelos de negocio existen? ¿Cuáles podrán tenerse en cuenta como más viables? En caso de no ser viables, ¿qué debe hacerse o qué debe esperarse de cada modelo? ¿Qué tan versátil económica y técnicamente es la tecnología para su venta como grupo electrógeno capaz de autoabastecer a un usuario o grupo de usuarios?

2.4. Principio de Solución a las Cuestiones de Análisis

Las preguntas realizadas en la anterior sección podrían responderse planteando el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned}
 &\text{máx } VAN = h(R, p, d) \\
 &s.a. \\
 &NS = f(R, d) \geq X \\
 &p \leq Y
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

En otras palabras, el problema se centraría en maximizar el retorno (VAN) de la inversión en un determinado modelo de negocio que adopte la tecnología planteada, en función de:

1. los recursos que se asignen a su constitución (R),
2. los precios de compra y venta de insumos y producto final (p),

⁶En términos de capacidad de producción y almacenamiento respectivamente.

3. y la demanda del producto vendido (d).

Todo esto, sujeto a que:

1. el nivel de servicio (NS, pensado como un indicador que mide la satisfacción de la demanda, y que es función de los recursos R que se tengan y de la demanda satisfecha) sea superior a X (un número entre cero y uno, arbitrariamente fijado),
2. y los precios de venta del producto final sean menores o iguales a Y (el precio de mercado).

Resolver el problema del dimensionamiento técnico equivaldría a construir la función del indicador del nivel de servicio, mientras que la estructura financiera del negocio quedaría plasmada en la función del VAN. La optimización de 2.1 será un método para el análisis en la búsqueda de la viabilidad económica del negocio, dependiendo de la cantidad de recursos destinados. Para estructurar el problema se encara la construcción de un modelo matemático en 2 etapas:

1. Modelo de Dimensionamiento. En este modelo se describe la función asociada al Nivel de Servicio en función de los recursos y la demanda del usuario final;
2. Modelo Financiero. En este modelo se estructura la parte financiera del negocio en función de los parámetros de mercado, y de los recursos afectados al emprendimiento.

Posteriormente, para traducir el problema planteado a lenguajes que faciliten su resolución, se realiza una aproximación de los modelos mencionados mediante estadística. Esta aproximación se plasma en la herramienta *MS Excel*, y se busca el óptimo mediante aproximaciones heurísticas por tanteo.

Parte II

Análisis Técnico y Modelo de Dimensionamiento

Capítulo 3

Definición del Problema y sus Variables

3.1. Demanda y Nivel de Servicio

Todo esquema de producción puede interpretarse como un conjunto de actores que generan una determinada oferta dependiendo de sus productividades y de la economía que representan sus estructuras de funcionamiento. Por otra parte, del lado del cliente existe una voluntad a comprar en función de su propia economía y preferencias. En el presente trabajo se plantea la situación de demanda energética ideal, y se pretenden dimensionar los recursos para satisfacerla por completo en cantidad y en términos económicos viables tanto para el productor, como para el cliente y el gobierno, contrastando la nueva tecnología contra las actuales.

En este sentido, se desarrolla un indicador para evaluar el grado de satisfacción del cliente, que es simplemente cantidad de energía ofrecida sobre cantidad demandada durante un período de tiempo:

$$NS|_{\Delta t} = \frac{\Delta O}{\Delta D} \quad (3.1)$$

con

$$\begin{aligned} \Delta t &= t_k - t_0 \\ \Delta O &= \int_{t_0}^{t_k} o(t) dt \\ \Delta D &= \int_{t_0}^{t_k} d(t) dt \end{aligned}$$

donde

NS: nivel de servicio (grado de satisfacción de la demanda).

o(t): función de oferta instantánea.

d(t): función de demanda instantánea.

La oferta depende entre otras cosas de la estructura de recursos de la empresa. Por lo tanto, la cuestión de análisis a esta altura es: ¿qué cantidad de recursos se necesitan para lograr cierto grado de satisfacción de la demanda energética? Su respuesta será el objetivo de esta etapa, para lo cual debe crearse una función del tipo:

$$NS = f(R)$$

o más gráficamente

$$R \rightarrow f \rightarrow NS$$

Donde R son los recursos disponibles y f , la función que se pretende desarrollar. Ésta representará al conjunto de restricciones que, dependiendo de R , harán que la demanda sea satisfecha en mayor o menor grado. Luego, se dimensionará financieramente el negocio a partir de la configuración de R y fijando como meta un determinado NS . De aquí en más, surgen dos temas principales: cómo medir los recursos y cómo dimensionar la oferta.

3.2. Recursos y Oferta

Entre los recursos se dispone de:

Materia prima: viento, agua desmineralizada.

Maquinaria: aerogeneradores, electrolizadores, celdas de combustible, tanques de almacenamiento.

Por otro lado, los productos terminados son hidrógeno, oxígeno y energía eléctrica. Con estos datos, se identifican los parámetros relevantes para la medición de cada recurso como variables independientes del modelo, en la tabla 3.1.

Recurso	Parámetro Relevante	Nomenclatura	Unidad de Medida
Viento	Velocidad	v	m/s
Agua	Volumen	V_{H_2O}	Lts
Aerogeneradores	Diámetro de aspas del rotor	D	m
Electrolizadores	Potencia máxima de entrada	P_{eemax}	kW
Celdas de combustible	Potencia máxima de salida	P_{scmax}	kW
Tanques de combustible	Capacidad hidráulica	V_{ta}	m^3

Cuadro 3.1: Identificación y medición de las variables relevantes por recurso.

La oferta se dimensiona midiendo los parámetros identificados en la tabla 3.2.

Producto Terminado	Parámetro Relevante	Nomenclatura	Unidad de Medida
Hidrógeno	Volumen	V_{H_2}	Nm^3
Oxígeno	Volumen	V_{O_2}	Nm^3
Potencia Generada con Turbinas	Potencia	P_g	kW
Potencia Generada con Celda de Combustible	Potencia	P_{cc}	kW

Cuadro 3.2: Identificación y medición de las variables relevantes de la oferta.

3.3. Descripción y Parametrización de Recursos, Oferta y Demanda

3.3.1. Viento y Aerogeneradores

El viento es la materia prima fundamental del sistema planteado. Su energía cinética se convertirá en mecánica con los molinos, y luego en eléctrica con los generadores. El análisis de este recurso es clave en el emplazamiento de una granja eólica, a los fines de predecir la producción energética y dimensionar el sistema.

A diferencia de la disponibilidad a **stock** de las materias primas sólidas (como los minerales), el viento es un recurso cuyo parámetro relevante (la velocidad) es variable en intervalos de tiempo del orden de aquellos en los que varía la demanda, y no siempre está disponible cuando se necesita. Afortunadamente, la experiencia actual en temas eólicos ha contribuido al estudio del comportamiento del viento. Las mediciones anuales en emplazamientos eólicos indican que la velocidad instantánea (v) se puede aproximar con una distribución de probabilidad de Weibull de parámetros λ , κ . [11]

Más allá de su variación instantánea, el viento presenta una estacionalidad anual, con velocidades medias que en general son mayores en invierno que en verano (en zonas templadas) [11]. La figura 3.1 muestra este perfil estacional. En el caso de la Patagonia argentina, los vientos medios mensuales son mayores en verano que en invierno en toda la región [17] (Ver apéndice A).

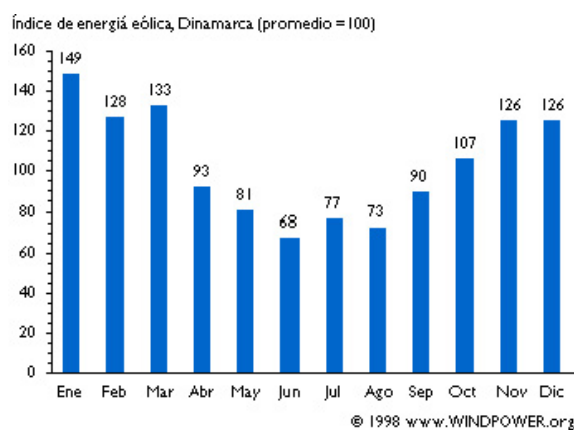


Figura 3.1: Estacionalidad de la velocidad del viento.[11]

Por otro lado, la variación de año en año de sus valores medios no presenta patrones

cíclicos a corto plazo, y puede considerarse distribuida normalmente, con desvíos típicos de entre un 6 y un 10 % del promedio interanual (ver figura 3.2)[27]. A largo plazo, la variación queda influenciada por cambios meteorológicos globales que afectan a las corrientes de aire del planeta.

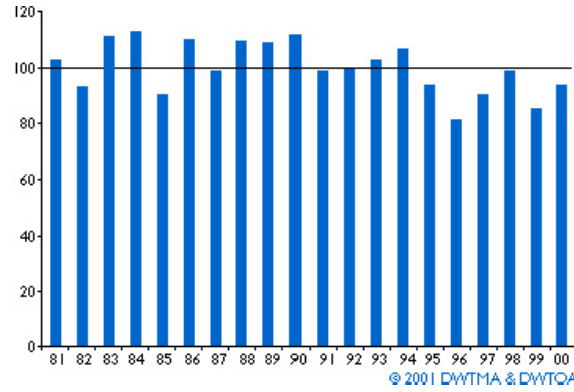


Figura 3.2: Variación interanual en la velocidad del viento.[11]

En el presente proyecto, se trabajará con la hora como el intervalo de medida mínimo, y se modelará la variación horaria de v con una distribución de Weibull de parámetros λ , κ . Para reflejar la estacionalidad, se adoptará la simplificación de dividir al año en 2 estaciones, asignando una distribución Weibull con parámetros λ_1 , κ_1 para el semestre de alta estacionalidad, y otra con parámetros λ_2 , κ_2 , para el semestre de baja estacionalidad (como se observa en la figura 3.3).

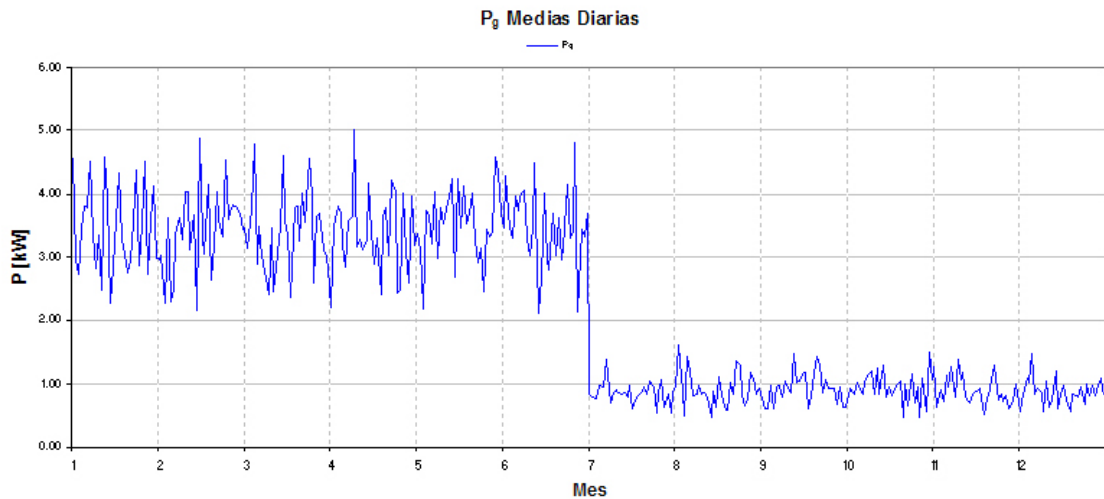


Figura 3.3: Valores medios diarios de la velocidad del viento, simulados teniendo en cuenta la estacionalidad anual. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado real.

Potencia en el Viento

La energía cinética del viento depende de la masa de aire y del cubo de su velocidad. En otras palabras, la potencia del viento que atraviesa perpendicularmente un área A es

$$P_v = \frac{1}{2} A \delta v(t)^3 \quad (3.2)$$

Donde, δ es la densidad del aire, $v(t)$ su velocidad, y para el caso del área de barrido de las aspas de un aerogenerador de eje transversal, correspondería el cálculo de una superficie circular con la fórmula 3.3, siendo D el diámetro total de las aspas.

$$A = \pi \left(\frac{D}{2} \right)^2 \quad (3.3)$$

La potencia que un aerogenerador es capaz de extraer del viento es menor que la que éste contiene en el área equivalente, expresada bajo la fórmula 3.2. De hecho, según la ley de Betz (ver apéndice B), no es posible convertir más de un 59 % del total de la energía cinética disponible en energía mecánica con turbinas. Se modela en este caso la potencia entregada por un aerogenerador (P_g) con la fórmula 3.4. P_g resulta de afectar a P_v con una eficiencia que depende de la velocidad del viento en el momento del ataque.

La curva de eficiencia típica de un aerogenerador se ilustra en la figura 3.4. Allí es posible observar un pico y luego un decrecimiento en el rendimiento, que corresponde al frenado del aerogenerador conforme opera en un entorno de velocidades excesivas que pueden dañar sus palas y mecanismos. Se considerará que los molinos se detienen por completo más allá de velocidades del viento superiores a 25 m/s . A la inversa, para velocidades cercanas a cero, el momento provocado por el viento es inferior al momento mínimo requerido para el arranque del molino, por lo cual normalmente se entra en operación más allá de los 3 m/s.

$$P_g = \eta_t(v) P_v(v) \quad (3.4)$$

Con esta fórmula se construye la curva verde de la figura 3.4, donde se observa una meseta conforme el aerogenerador trabaja en altas velocidades. Según estudios empíricos, los valores de P_g no siguen el patrón exacto de la curva, si no que sus mediciones forman una nube de puntos dispersos en torno a la misma [15]. Esto se debe a que la fórmula 3.4 no incorpora en sus términos la variable de turbulencia, que afecta la eficiencia de generación. De todas maneras, se tomará para el modelo la curva determinística de la fórmula 3.4 como la media aproximada.

Insumos y Vida Útil de Aerogeneradores

Entre los insumos y repuestos de recambio frecuente de los aerogeneradores, se deben tener en cuenta:

Lubricantes Aceites y grasas. Los mecanismos del rotor y convertidor del aerogenerador poseen engranajes que deben estar lubricados para evitar su desgaste, y en general el recambio de los lubricantes depende del tamaño del equipo. Para tamaños de turbinas menores a 5 kW, existen diseños que no consumen lubricante durante

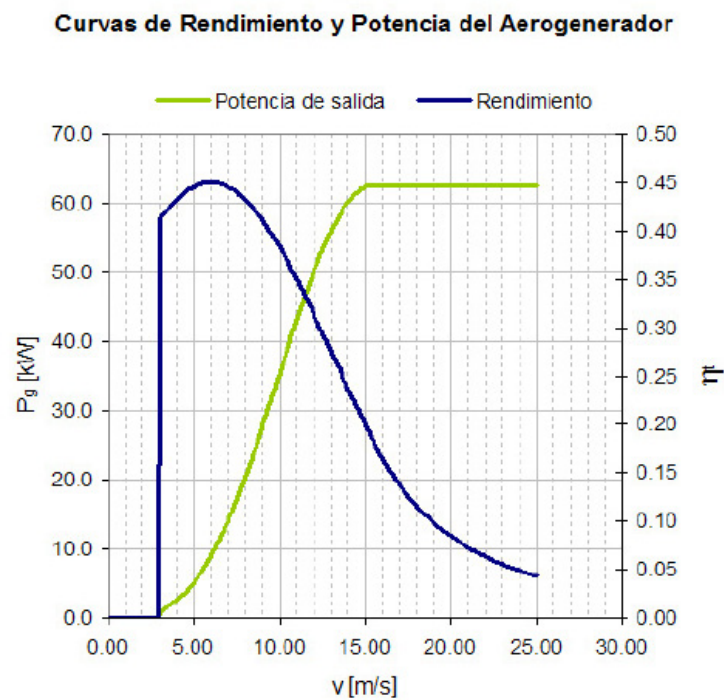


Figura 3.4: Curvas típicas de potencia y rendimiento de aerogeneradores. La meseta de la curva de potencia es debida a la acción de sistemas de control de potencia captada, que frenan artificialmente el molino reorientando sus palas, o variando parámetros de sus mecanismos. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

su vida útil [19]. Por otro lado, aerogeneradores de mayor potencia poseen mecanismos de gran porte que debido a sus pesos sufren condiciones de servicio más severas de temperatura y desgaste. Para potencias superiores a 5 kW, en general la frecuencia de recambio de lubricantes es una vez cada 6 meses, y el consumo es alrededor de 0.182 lts/kW [20]. Los aceites usados son Mobil 320 y aceite mineral Texaco, y las grasas más comunes Mobil 100, 460 y Omega.

Filtros Los pequeños aerogeneradores no poseen filtros para su sistema de lubricación. No obstante, turbinas mayores a 5 kW (debido a las razones arriba indicadas) requieren un filtro de aceite, y en algunos casos filtros de aire para sistemas de refrigeración (en caso de poseer). Su recambio debe efectuarse cada 6 meses, en la mayoría de los casos.

Análisis de laboratorio Como parte del mantenimiento preventivo, los grandes aerogeneradores necesitan de inspecciones regulares que permitan detectar eventuales riesgos de falla. A través de un análisis de los lubricantes, puede determinarse el nivel de desgaste de los mecanismos internos de la turbina. Este procedimiento se realiza cada 6 meses en general.

No existen componentes especiales que deban ser recambiados con frecuencia. Eventualmente, de producirse alguna rotura, los componentes típicos de reposición son las palas del molino (especialmente en la Patagonia Argentina, donde los vientos son muy fuertes, se deben diseñar y utilizar molinos especiales que resistan las solicitaciones y turbulencias excesivas generadas por las altas velocidades [20]).

Por otro lado, la vida útil de los aerogeneradores en general depende de su tamaño y de su emplazamiento. Debido a su elevado costo de inversión, las empresas fabricantes de estos equipos aseguran vidas útiles del orden de los 20 años o más [21].

3.3.2. Electrolizadores de Alta Presión

Se plantea el uso de electrolizadores de alta presión para la generación del hidrógeno a partir de electrólisis. La diferencia básica entre éstos y los electrolizadores convencionales es que no se necesitan compresores para elevar la presión del hidrógeno producido. Los gases generados presurizan el equipo, llegando a presiones de 700 bar o más.¹ Según análisis teóricos, se ha comprobado que la eficiencia del proceso conjunto electrólisis + compresión puede mantenerse o incrementarse con esta nueva tecnología, en contraste con sistemas compuestos por electrolizadores a presión ambiente y compresores [16]. En la figura 3.5 se observa la curva de eficiencia típica de estos equipos (η_e), en términos de potencia equivalente de salida (caudal de hidrógeno por entalpía de formación) sobre potencia de entrada.

¹Actualmente, modelos de más de 20 bar existen en fases experimentales, y falta desarrollar la tecnología para su producción en serie. Trabajos de investigación en el departamento de Ingeniería Mecánica del ITBA han permitido desarrollar un modelo de 30 bar, con vistas a fabricar un electrolizador de 200 bar hacia 2008.

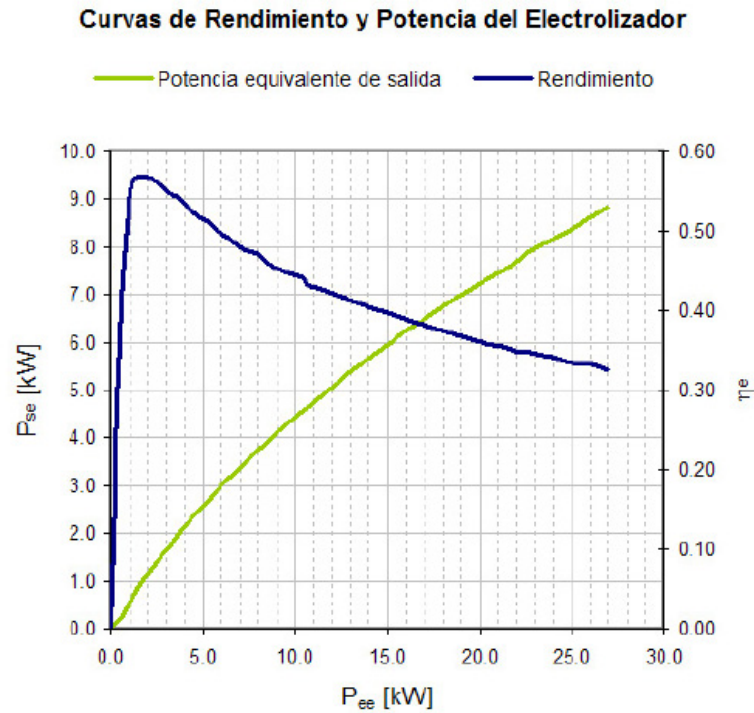


Figura 3.5: Curvas típicas de potencia y rendimiento de electrolizadores. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

Insumos y Vida Útil de Electrolizadores

Los insumos de reposición frecuente de este tipo de electrolizadores son únicamente agua desmineralizada y KOH.

Para el cálculo del agua consumida (V_{H_2O}) durante el transcurso de un período Δt_i , debe emplearse la fórmula

$$V_{H_2O} = L \delta_{H_2} \int_{t_{i-1}}^{t_i} q_{H_2p}(t) dt \quad (3.5)$$

donde δ_{H_2} es la densidad volumétrica normal del hidrógeno (0.081 kg/m^3), $q_{H_2p}(t)$ el caudal de hidrógeno producido por el electrolizador en un instante t (más adelante en la sección 4.3 se halla su expresión), y L es la necesidad estequiométrica de H_2O expresada en litros por kilogramo de hidrógeno producido (8.94 lts/kg). La cantidad de KOH por electrolizador puede estimarse en 5 kg por cada kW de potencia de entrada de capacidad del equipo, su cantidad de reposición puede considerarse despreciable en frecuencia y costo [16]. Por otro lado, la vida útil de estos electrolizadores es todavía una dimensión en investigación. Suposiciones hechas para este trabajo fijan el valor en 15 años.

3.3.3. Celdas de Combustible y Motores de Combustión Interna de Hidrógeno

Para la reconversión del hidrógeno a energía existen en la actualidad diversas tecnologías en evolución. Debido a su incipiente desarrollo (algunas en actual comercialización, otras sólo en estudio y a nivel prototipo), existe todavía un amplio horizonte de mejora en sus parámetros y características, tales como vida útil y costo. Diversas empresas internacionales están trabajando en investigación de celdas de combustible (como por ejemplo *Ballard* de Canadá, o *Plug Power*), así como también de tecnologías de combustión interna con hidrógeno (gran parte de las automotrices globales). Entre las tecnologías en juego, pueden listarse:

Celdas de Combustible [32] Las celdas de combustible son en realidad una familia de tecnologías que usan diferentes electrolitos y que operan a diferentes temperaturas. Por ello se puede hablar de celdas de combustible de alta temperatura, las cuales operan a temperaturas mayores a 200°C y las de baja temperatura, cuya operación puede llegar sólo hasta los 200°C. Una diferencia derivada de la temperatura de operación es el empleo de diferentes materiales, principalmente electrolitos ya que a temperaturas elevadas deben ser utilizados electrolitos no acuosos. La clasificación de alta y baja temperatura es quizás la más adecuada, debido a las aplicaciones que unas y otras celdas tienen. En general, las celdas de combustible de alta temperatura tienen como objetivo principal la generación de energía eléctrica para una potencia mayor a 1 MW, mientras que las de baja temperatura se están diseñando para salidas menores a 1 MW. La razón principal por la que las de alta temperatura están diseñadas para aplicaciones de generación de alta potencia es su mayor eficiencia, comparada con las de baja temperatura. Ello se debe parcialmente a que las reacciones de oxidación y de reducción no requieren de materiales electrocatalizadores, ya que ocurren con mayor facilidad. Los electrocatalizadores son necesarios cuando las reacciones ocurren a baja temperatura y generalmente son materiales costosos basados en metales nobles como el platino. Por otra parte, la generación de vapor de alta temperatura con suficiente energía calorífica en las celdas de alta temperatura favorece la cogeneración mediante el empleo, por ejemplo, de turbinas de gas, ciclos convencionales de vapor o ambos, incrementando así la eficiencia.

En la práctica, las eficiencias en celdas de combustible pueden alcanzar valores entre 50 % y 85 %, y tienen la particularidad de ser modulares y compactas, por lo que pueden ser construidas de tal manera que satisfagan cualquier tipo de demanda y ser diseñadas *sobre pedido*. Dicha construcción puede realizarse para proveer el voltaje, la carga y la potencia deseada. Su rango puede ir de ~5 W hasta 100 MW. Su potencia de operación es bastante flexible (5 a 100 % de su potencia nominal). Cuando se usan en generación distribuida [Moore, T., 1997] se tendrían ahorros considerables al no requerir líneas de transmisión ofreciendo energía eléctrica donde es requerida, otorgando una calidad considerada como *Premium Power* y facilitando además independencia de la red. A la fecha, los costos por kW de esta tecnología disminuyen cada vez más hacia valores altamente competitivos, ubicándose hoy en día alrededor de los 1.500 dólares/kW, este costo tendrá una disminución adicional



Figura 3.6: Celda de combustible tipo *heavy duty*, de 130 kW de potencia neta (dimensiones 1.3m x 0.9m x 0.5m, 350 kg de peso), para aplicaciones en autobuses, de la empresa Ballard.

a medida que los volúmenes de producción aumenten. Las diferentes tecnologías de celdas de combustible hacen que haya flexibilidad en el combustible a usarse, lo cual favorecería su pronto uso, al considerarse que la infraestructura existente, por ejemplo para transporte, podría soportar el manejo de combustibles como metanol, etanol, etano, metano, incluyendo el uso de la propia gasolina (oxidación parcial), diesel y gas natural, entre otros. Esta tecnología ha demostrado una disponibilidad mayor a 95 % en todos los proyectos demostrativos actuales y vida útil de veinte mil a cuarenta mil horas en generación estacionaria y de cinco mil y diez mil horas para aplicaciones en transporte (autos y autobuses respectivamente). Las celdas de combustible son silenciosas (60 dB a 30 metros), ya que no contienen partes móviles, por lo que además no requieren sistemas de lubricación. Pueden ser independientes de la red de potencia o bien estar conectadas a ella con independencia en caso de falla. El control de sus principales variables se presta para hacer su operación completamente automática. Sus costos de mantenimiento son menores y se ha estimado un ahorro en el costo de servicio eléctrico de un 20 a un 40 % usando celdas de combustible, comparado con generación por combustión interna [Departamento de Energía de Estados Unidos, 1998].

Motores de Combustión Interna Adaptados Investigaciones relativas a la adaptación de motores de combustión interna se llevan a cabo en distintas universidades y empresas automotrices del mundo. Los principales inconvenientes al momento son la durabilidad de los materiales que constituyen el motor, frente al alto poder de explosión del hidrógeno. Las adaptaciones en este sentido serían tratamientos de superficie y nuevas aleaciones para las partes del motor directamente afectadas, y nuevos inyectores y programación de los tiempos del ciclo y relaciones de compresión de los gases de la cámara de combustión.

Turbinas de Gas Adaptadas Las mismas consideraciones que se realizan para motores de combustión interna, aplican para las turbinas, con la única aclaración de que la

reconversión sería más sencilla, y su uso se demandaría en aplicaciones de mayor escala que los motores de combustión interna.

Se piensa en el uso de celdas de combustible debido a su alta eficiencia y ventajas sonoras, de emisiones y versatilidad.

La curva de la figura 3.7 representa la eficiencia típica de estos equipos (por falta de información, se asumirá un rendimiento constante para todo valor de caudal de entrada de hidrógeno).

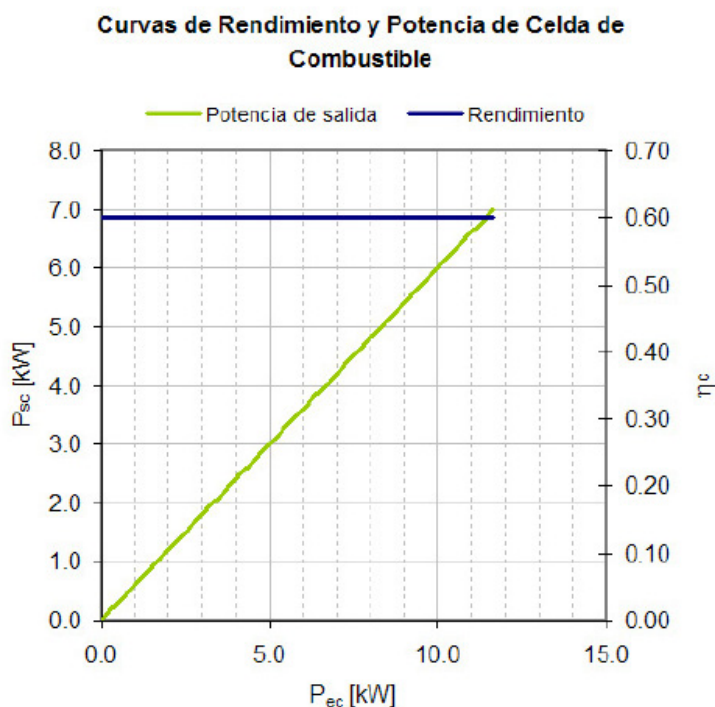


Figura 3.7: Curvas de potencia y rendimiento de celdas de combustible. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

3.3.4. Almacenamiento de Hidrógeno

[22] Existen distintos métodos para el transporte y almacenamiento de hidrógeno, las posibilidades dependen de la aplicación para la que se destina el hidrógeno y de la complejidad de ejecución.

Los sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno pueden ser clasificados en función de su estado gaseoso, líquido o sólido. Para llegar a emplear sistemas de distribución a gran escala la tecnología de tuberías subterráneas debe estar bien desarrollada y los costos económicos deben ser favorables de manera que sea más barato distribuir la energía bajo tierra que como electricidad mediante cables aéreos. Las opciones principales para el almacenamiento y transporte en cantidades apreciables son los gases comprimidos, los líquidos criogénicos y los hidruros metálicos, cada sistema tiene sus pros y sus

contras en función de la aplicación deseada.

La comparación frente a otros combustibles indica que el almacenamiento del hidrógeno gaseoso en recipientes a presión no es competitivo. Esto es debido a la baja densidad del hidrógeno gaseoso y al alto costo de los recipientes a presión. El almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido es voluminoso y/o pesado y el coste por unidad de energía es alto.

Almacenamiento Gaseoso en Tanques Metálicos

Para aplicaciones especiales se fabrican tanques con aceros bajos al carbón, normalmente tipo 4130 mediante una técnica que proporciona tubos no soldados muy resistentes. La estructura de los sistemas de hidrógeno es similar a la del gas natural con algunos cambios en ciertos parámetros como el diámetro, el nivel de presión o el grosor de las paredes de los tanques.

Para el alcance de este trabajo se asumirán métodos de almacenamiento gaseoso en tanques metálicos.

3.3.5. Demanda y Consumo

Se planteará aquí una diferencia entre demanda y consumo para las consideraciones de este trabajo: lo que se demanda es lo que idealmente se espera consumir para satisfacer las necesidades subyacentes, mientras que lo que se consume en la realidad puede ser menor o igual a lo que el cliente espera recibir. Dicho de otro modo, el consumo puede ser menor o igual a la demanda. Es más, el consumo queda restringido por la capacidad instalada en el caso en que ésta sea menor que la demanda.

Con todo, se llamará:

Capacidad Instalada (CI) a la cantidad máxima de energía posible de ser producida.

Oferta (o) a la cantidad de energía que se produce y está disponible para la venta.

Demanda (d) a la cantidad de energía que el cliente espera consumir según sus necesidades reales (*lo que se quiere*).

Consumo (c) a la cantidad de energía realmente consumida por el cliente (*lo que hay*).

Se supone que la oferta es igual al consumo, es decir, que sólo se oferta lo que se va a consumir. Por lo tanto, si la capacidad de producción excede los requerimientos de demanda, entonces oferta=demanda=consumo.

Los conceptos descriptos en los párrafos anteriores pueden expresarse matemáticamente de la siguiente manera:

$$c = o = \begin{cases} CI & \text{Si } CI \leq d \\ d & \text{Si } CI \geq d \end{cases} \quad (3.6)$$

Perfil del Consumo

En la figura 3.8 se puede observar el patrón de consumo energético mensual de Argentina para un intervalo de varios años de duración. Por otra parte, según se observa en los gráficos de la figura 3.9, el consumo horario en Argentina presenta estacionalidades que se desagregan en distintos patrones según el momento del día.

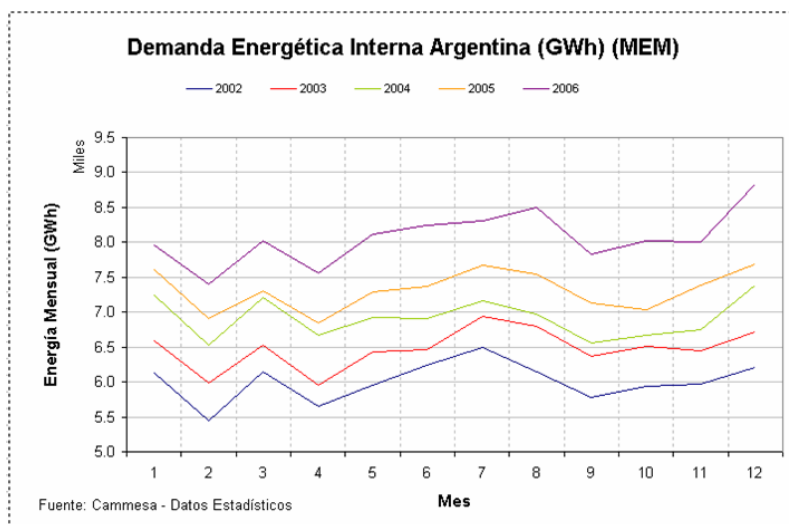


Figura 3.8: Curvas de consumo mensual de energía, por año, en Argentina. Fuente: CAMMESA.

Puede tomarse a un día de 24 horas como una unidad donde existe un ciclo de consumo como el que se ve en la figura 3.10. Nótese que puede dividirse el día en tres: madrugada, día y noche. Cada etapa posee aproximadamente 8 horas de duración, y depende de las horas de luz solar que varían estacionalmente durante el año, y de los hábitos poblacionales de trabajo y sueño.

Por la madrugada el consumo disminuye al mínimo, mientras que luego se acrecienta durante el día, para llegar a un pico durante la noche. Si se considera a cada etapa del día por separado, y se observa la evolución del consumo para cada una a lo largo del año, resultan los gráficos de las figuras 3.11. Éstos se conforman de histogramas que representan la distribución de potencias consumidas para cada parte del día, a lo largo del tiempo. La conjunción de todas las etapas diarias presenta la distribución de la figura 3.9.

Se observa estacionalidad marcada en los perfiles diurnos y de madrugada, con picos durante el verano que podrían atribuirse al uso de equipos de aire acondicionado (en invierno, la calefacción es principalmente a gas, con lo cual existe poca demanda eléctrica para climatización de ambientes). Por otro lado, durante la noche no se observan variaciones estacionales.

Nótese que si se considera el marco de un día de 24 horas, el pico de demanda se encuentra de noche. El caso es distinto en países con mayor industrialización, donde los picos de consumo se presentan con mayor frecuencia durante el día (debido a la mayor participación de la industria).

Habiendo analizado todo esto, el modelado del consumo es un tema complejo si se pre-

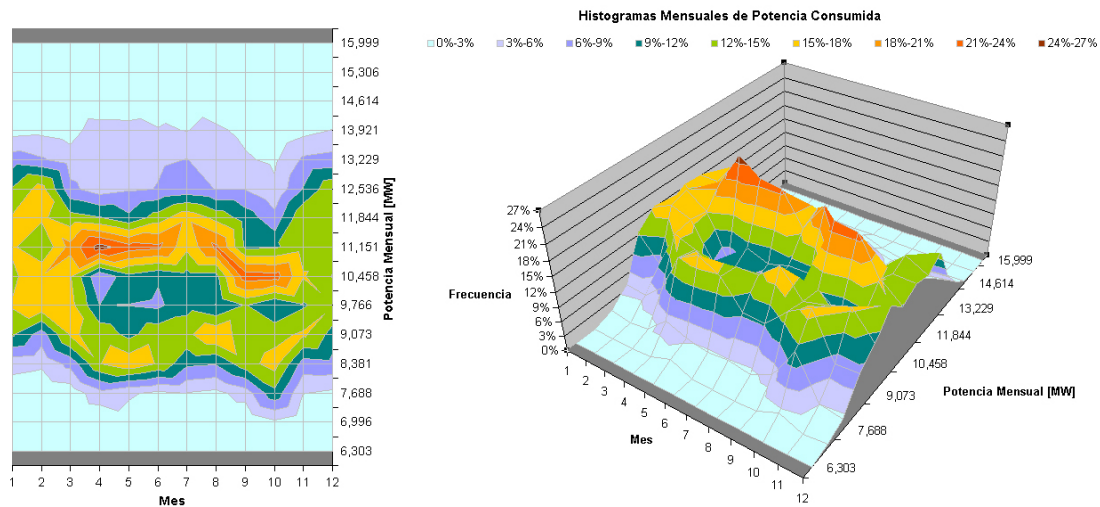


Figura 3.9: Rangos de variación de la potencia consumida en Argentina, por mes. Se observa la evolución mensual del consumo, notando la distinta composición de distribuciones de su perfil (como se ve en el gráfico 3D). Fuente de los datos: demandas horarias del MEM, año de la muestra 2005. CAMMESA.

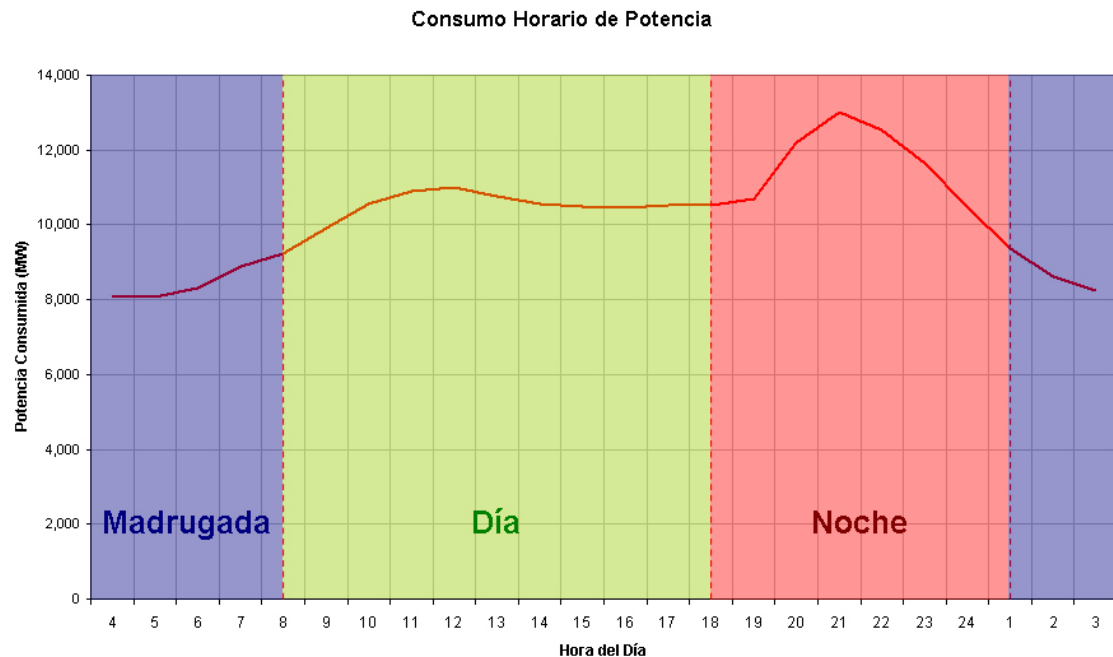
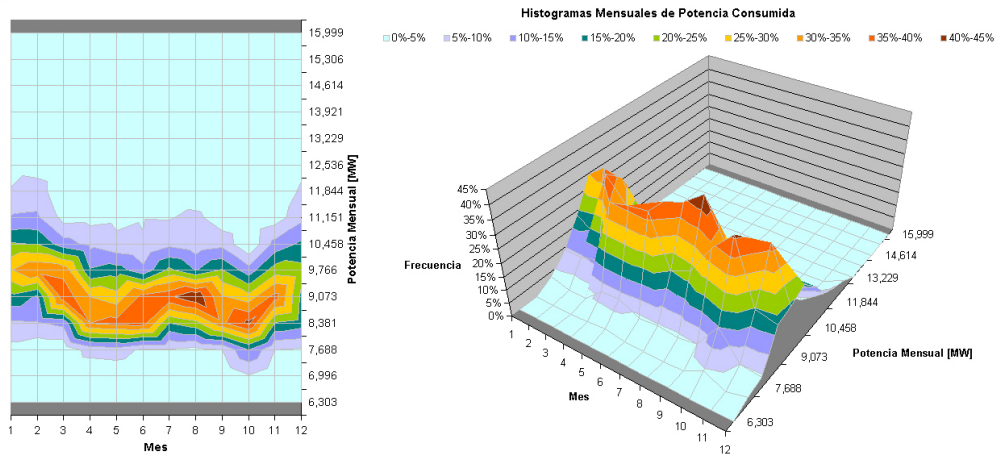
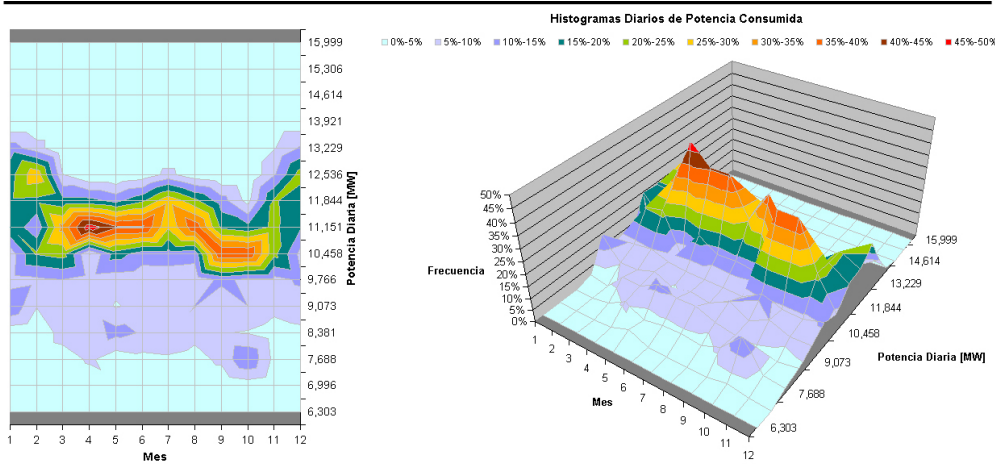


Figura 3.10: Potencia media consumida por hora, ciclo diario. Note los picos para cada etapa del día. Fuente de los datos: demandas horarias del MEM, día de la muestra 04/10/2005. CAMMESA.

Madrugada



Día



Noche

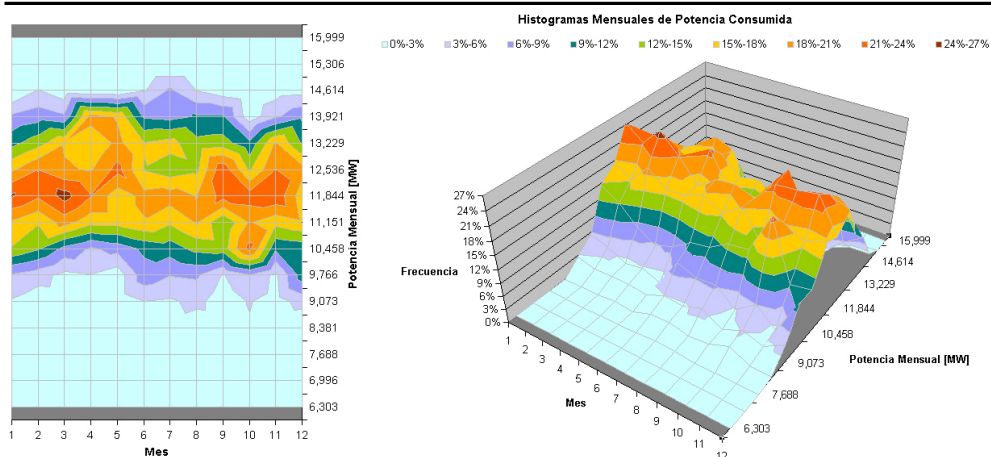


Figura 3.11: Distribuciones de potencia mensual consumida según cada etapa del día.
Fuente de los datos: demandas horarias del MEM, año 2005. CAMMESA.

tende abordar con precisión la variación estacional. Como el objetivo es dimensionar un sistema de generación que satisfaga la demanda, para el alcance de este trabajo se simplificarán los cálculos adoptando una distribución normal de parámetros (μ , σ) que contenga en toda su amplitud las variaciones estacionales (véase la figura 3.12).

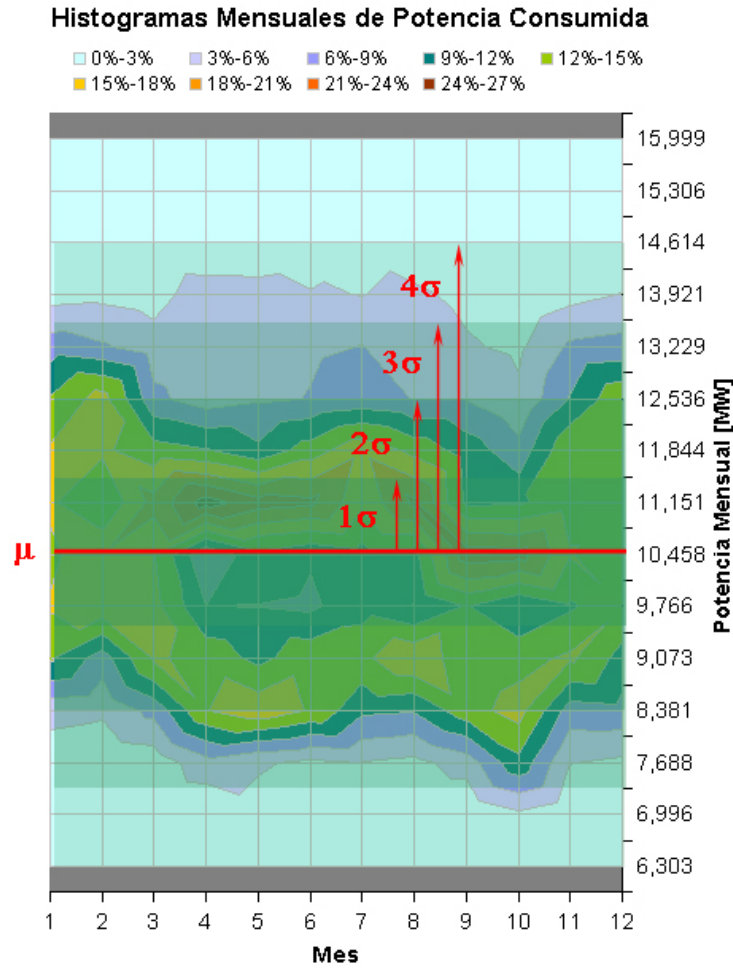


Figura 3.12: Distribución de potencia consumida modelada con una normal de parámetros μ , σ . Observe que dicha distribución se tomará de manera que contenga toda la variación estacional dentro de su rango.

Esta suposición es de carácter conservador, ya que permite dimensionar los recursos levemente por sobre lo necesario, dejando un margen entre la capacidad instalada y la demanda. P_c resulta ser entonces la potencia demandada, que se asume igual al consumo:

$$c = P_c \sim N(\mu, \sigma) \quad (3.7)$$

3.3.6. Dimensionamiento y Oferta

Es de interés para el desarrollo de este sistema de generación de energía eléctrica que se cumpla la condición $CI \geq d$ siempre, en la fórmula 3.6. Así, lo que se busca es satisfa-

cer por completo las necesidades y expectativas energéticas del cliente, con lo cual debe poseerse capacidad instalada de generación que exceda la demanda en todo momento. En este sentido, se construye el modelo de dimensionamiento con la restricción de que el **NS** no sea inferior al 100 %.

Diferente es el caso de generación convencional, en el que los **NS** de cada usina son inferiores al 100 %. Cada central eléctrica aporta una porción de energía que completa el total para satisfacer la demanda general. Debido a que cada central posee tecnología distinta, los rendimientos en la generación también son diversos. Estos conceptos de diferentes eficiencias y aportes fraccionados crean un sistema de regulación del mercado de alta complejidad, en el que se da un marco de administración de la entrada en servicio de las más eficientes en función del perfil de la demanda, y una asignación de precios competitiva de orden marginal.

En contraste, al buscar un **NS** 100 %, los sistemas de abastecimiento planteados en este trabajo no necesitarían un marco regulatorio del estilo descrito, sino que la operación sería más sencilla. Los precios se calcularían en base al único sistema y su propia eficiencia.

Capítulo 4

Modelado Matemático

4.1. Eficiencias y Jerarquías de Despacho

Como se observa en la figura 2.6, este sistema prioriza el despacho de energía a consumo desde niveles primarios, para optimizar la eficiencia neta de generación. En otras palabras, todo lo que se genere directamente con las turbinas eólicas se destina a satisfacer el consumo; la jerarquía de despacho es primero aerogeneradores, segundo celdas de combustible.

Cuando $P_g > d$, el exceso de energía se almacena en hidrógeno, y sólo en momentos en que no puede satisfacerse la demanda de manera directa con los molinos, se consume hidrógeno (cayendo el rendimiento global). Nótese la diferencia en eficiencias para cada proceso:

1. Generación directa desde turbinas: $P = P_v \eta_t$
2. Generación desde celdas de combustible: $P = P_v \eta_t \eta_e \eta_c$

Donde η_t , η_e y η_c representan los rendimientos de las turbinas, electrolizadores y celdas de combustible respectivamente. Naturalmente, $\eta_t > \eta_t \eta_e \eta_c$, y por lo tanto, resulta más eficiente el proceso 1 que el 2.

Resumiendo, la potencia total generada por las turbinas tendrá dos componentes de despacho:

$$P_g(t) = P_{gd}(t) + P_{ga}(t) \quad (4.1)$$

P_{gd} es la componente que satisface la demanda directamente, mientras que P_{ga} corresponde a la potencia que se acumula en hidrógeno. P_{gd} puede expresarse como el valor mínimo entre la potencia total generada por la turbina y la potencia consumida:

$$P_{gd} = \min \{P_g(t); P_c(t)\} \quad (4.2)$$

La variabilidad del viento hará que se den los siguientes casos:

$$P_g(t) < d(t) \Rightarrow P_g(t) = P_{gd}(t) = c(t) < d(t), \text{ con } P_{ga}(t) = 0 \quad (4.3)$$

$$P_g(t) = d(t) \Rightarrow P_g(t) = P_{gd}(t) = c(t) = d(t), \text{ con } P_{ga}(t) = 0 \quad (4.4)$$

$$P_g(t) > d(t) \Rightarrow P_g(t) = P_{gd}(t) + P_{ga}(t), \text{ con } P_{gd}(t) = c(t) = d(t) \quad (4.5)$$

Cada caso tendrá una contrapartida de reacción del sistema de generación planteado.

4.2. Oferta y Demanda Netas de Potencia

La oferta de potencia puede expresarse en general de la siguiente manera

$$o(t) = P_{gd}(t) + P_{cc}(t) \quad (4.6)$$

donde, en un instante t , $o(t)$ equivale a lo producido por el aerogenerador y la celda de combustible. Nótese que como el término de P_{gd} es una función que depende del viento, no se acoplará perfectamente a la demanda. Por esto, en los momentos en que P_{gd} sea menor que d , el término P_{cc} (o potencia generada por la celda de combustible) actuará como buffer, amortiguando la variación en la aerogeneración y nivelando la oferta para que iguale a la demanda ($o=d$), si la capacidad instalada lo permite ($CI \geq d$). Así, para cada caso estipulado en las fórmulas 4.3, 4.4 y 4.5 la oferta será respectivamente:

1. $o(t) = d(t) = P_{gd}(t) + P_{cc}(t)$, con $P_{ga}(t) = 0$
2. $o(t) = d(t) = P_{gd}(t)$, con $P_{cc}(t) = 0$ y $P_{ga}(t) = 0$
3. $o(t) = d(t) = P_{gd}(t)$, con $P_{cc}(t) = 0$ y $P_{ga}(t) > 0$

Por otro lado, la demanda se asume igual al consumo (ya que se busca satisfacerla por completo), y

$$d(t) = c(t) = P_c(t)$$

4.3. Balance de Hidrógeno

En todo instante, para que se cumpla $NS=100\%$ deben existir reservas de hidrógeno que cubran el déficit de generación del viento. Debe ocurrir que el volumen de hidrógeno consumido por la celda de combustible sea igual o inferior a las reservas que se tengan de lo producido por el electrolizador hasta ese instante (se asume que la celda de combustible genera todo el déficit que satisface la demanda). Matemáticamente esto se expresa

$$\begin{aligned}
NS = \frac{\Delta O}{\Delta D} &\geq 100 \% \\
&\Downarrow \\
V_{H_2k} - V_{H_20} &= \int_{t_0}^{t_k} (q_{H_2p} - q_{H_2c})(t) dt \geq 0
\end{aligned} \tag{4.7}$$

con

$$V_{H_20} \geq 0$$

$$V_{H_2k} \geq 0$$

Donde q_{H_2p} y q_{H_2c} representan los caudales (o flujos) de hidrógeno producidos por el electrolizador y consumidos por la celda de combustible, respectivamente. Este balance de volúmenes parte de la ley de conservación de la masa para un sistema abierto. V_{H_2k} representa el volumen final almacenado de hidrógeno al fin del período Δt , mientras que V_{H_20} es el inicial.

Cabe aclarar que en el balance de la condición 4.7, los flujos de hidrógeno son mutuamente excluyentes: en un instante t , o se consume hidrógeno, o se produce hidrógeno, o ninguna de las dos situaciones se da. No puede ocurrir que se produzca hidrógeno al mismo tiempo que se consume, debido a que se prioriza el despacho desde fuentes primarias (todo lo que pueda despacharse desde las turbinas, se despachará). En este sentido, para cada caso enunciado en las fórmulas 4.3, 4.4 y 4.5 se tendría respectivamente que:

1. $q_{H_2c} > 0$; $q_{H_2p} = 0$
2. $q_{H_2c} = 0$; $q_{H_2p} = 0$
3. $q_{H_2c} = 0$; $q_{H_2p} > 0$

4.3.1. Déficit de Generación de Turbinas

Cuando la potencia neta generada por las turbinas es inferior a la potencia demandada en ese instante (caso fórmula 4.3), el déficit se cubre con generación a partir de hidrógeno.

$$Deficit = d(t) - P_{gd}(t) = P_c(t) - P_g(t) \quad \text{si } P_g(t) < d(t) = P_c(t) \tag{4.8}$$

Para cubrir el déficit, la potencia despachada con la celda de combustible debería ser entonces

$$P_{cc}(t) = \min(\max(P_c(t) - P_g(t); 0); P_{scmax}) \tag{4.9}$$

donde P_{scmax} es la potencia máxima de salida de la celda, y debe cumplirse que $P_{scmax} \geq P_c(t)$ en todo instante t , para que la demanda pueda cubrirse. Obsérvese que se incluye la restricción de capacidad máxima de generación con la función de mínimo entre el déficit ($P_c - P_g$) y la potencia máxima de salida de la celda (P_{scmax}). Esto es análogo

a decir que la celda no entregará más que su potencia máxima cuando el déficit supere su capacidad.

Consecuentemente, el hidrógeno que consume la celda de combustible por unidad de tiempo para generar P_{cc} se puede calcular como el cociente entre dicha potencia y el producto de la eficiencia de la celda y la entalpía de formación del agua (ΔH_{H_2O})

$$q_{H_2c}(t)[Nm^3/hr] = \frac{P_{cc}(t)[kW]}{(\eta_c(P_{sc}) \Delta H_{H_2O} [kWh/Nm^3])} \quad (4.10)$$

Aquí, η_c representa la eficiencia de la celda de combustible, que depende de P_{sc} (la potencia de salida de la celda).

4.3.2. Exceso de Generación de Turbinas

Cuando la potencia aerogenerada resulta superior a la demandada (caso fórmula 4.5), este exceso de energía se almacena en hidrógeno electrolizando agua.

$$Exceso = P_{ga}(t) = P_g(t) - P_{gd}(t) = P_g(t) - P_c(t) \text{ si } P_g(t) > d(t) = P_c(t) \quad (4.11)$$

La potencia que se acumula es

$$P_a(t) = \eta_e(P_{ee}) \min(\max(P_g(t) - P_c(t); 0); P_{eemax}) \quad (4.12)$$

Donde una vez más se incluye la restricción de producción del electrolizador con la función de mínimo entre el valor en exceso y la potencia máxima de entrada del equipo. Además, se afecta al resultado por la eficiencia de generación del electrolizador, representada como η_e , en función de P_{ee} (potencia de entrada del electrolizador).

Esta potencia acumulada se traduce a volumen de hidrógeno equivalente generado por unidad de tiempo dividiendo por la entalpía de formación del agua:

$$q_{H_2p}(t)[Nm^3/hr] = \frac{P_a(t)[kW]}{\Delta H_{H_2O}[kWh/Nm^3]} \quad (4.13)$$

De esta forma, se obtiene una expresión para la generación de hidrógeno, en función del consumo y de la energía eólica disponible.

4.4. Restricción de Almacenamiento

¿Cómo se incluye la restricción de capacidad de almacenamiento en los cálculos?

4.4.1. Volumen de Hidrógeno Almacenado

El excedente de hidrógeno se acumula en tanques con una capacidad V_{ta} [m^3 hidráulicos], presurizado a 200 bar. La condición del balance de volúmenes de la fórmula 4.7 indica que la sumatoria de los flujos de hidrógeno a lo largo del tiempo debe ser mayor o

igual que cero, para que se satisfagan los requerimientos de generación. Más aún, como el sistema debe autoabastecerse, tiene que cumplirse que

$$V_{H_2}(t + \Delta t) = \int_t^{t+\Delta t} (q_{H_2p} - q_{H_2c})(z) dz + V_{H_2}(t) \geq 0 \quad \forall t \geq t_0$$

Lo que significa que en **todo instante**, debe existir un balance positivo de hidrógeno. Por sobre esto, la restricción de almacenamiento equivale a que se cumpla que el volumen de hidrógeno acumulado sea menor o igual a la capacidad de almacenamiento de los tanques:

$$V_{H_2}(t + \Delta t) \leq V_{ta} \quad \forall t \geq t_0$$

Estos conceptos de restricción se conjugan en la siguiente expresión con mínimos anidados

$$V_{H_2}(t + \Delta t) = \min \left\{ \int_t^{t+\Delta t} (q_{H_2pi} - q_{H_2ci})(z) dz + V_{H_2}(t); V_{ta} \right\} \quad (4.14)$$

En otras palabras, el volumen al fin del intervalo Δt (instante $t + \Delta t$), será la suma del volumen al principio del intervalo (instante t) más el flujo neto de hidrógeno durante Δt . El valor almacenado no podrá superar V_{ta} , por lo que se toma el mínimo entre esta suma y la capacidad del tanque.

Nótese que el hecho de que exista un balance positivo de hidrógeno en todo instante se traduce en que

$$V_{H_2}(t + \Delta t) = \min \left\{ \int_t^{t+\Delta t} (q_{H_2pi} - q_{H_2ci})(z) dz + V_{H_2}(t); V_{ta} \right\} \geq 0 \quad \forall t \geq t_0 \quad (4.15)$$

4.4.2. Restricción Incorporada al Cálculo del NS

Se verá a continuación cómo se incorpora la restricción de capacidad de los tanques a la fórmula del NS.

Teniendo presente que

$$NS|_{\Delta t} = \frac{\Delta O}{\Delta D} = \frac{\int_{t_0}^{t_k} (P_{gd} + P_{cc})(t) dt}{\int_{t_i}^{t_k} P_c(t) dt}$$

note que el único término de esta fórmula que depende de la capacidad de almacenamiento es el sumando P_{cc} dentro de la integral del numerador. En un instante t , cuando el viento no alcance para cubrir la demanda, el usuario consumirá la potencia que provee la celda. Pero el déficit de energía será satisfecho en función del hidrógeno disponible, con lo cual si la energía extraíble de lo almacenado no alcanza, entonces sólo se satisfará una porción del déficit total con esa energía acumulada. Matemáticamente esto se puede expresar

$$E_{cc}(t + \Delta t) = \min \left\{ \int_t^{t+\Delta t} P_{cc}(z) dz; V_{H_2}(t) \Delta H_{H_2O} \eta_c \right\} \quad (4.16)$$

donde $E_{cc}(t + \Delta t)$ es la energía realmente entregada por la celda al cabo de un período Δt , y $V_{H_2}(t) \Delta H_{H_2O} \eta_c$ representa la energía equivalente extraíble del hidrógeno almacenado hasta el instante t . Note que la restricción de almacenamiento se encuentra dentro de $V_{H_2}(t)$, si se refiere a la fórmula 4.15.

4.5. Modelo y Resolución

Hasta aquí, reemplazando todas las expresiones arriba desarrolladas en las fórmulas de la condición 4.7 resulta

$$NS|_{\Delta t} = \frac{\int_t^{t+\Delta t} P_{gd}(z) dz + E_{cc}(t + \Delta t)}{\int_t^{t+\Delta t} P_c(z) dz} \geq 1 \quad (4.17)$$

$$V_{H_2}(t + \Delta t) = \min \left\{ \int_t^{t+\Delta t} (q_{H_2pi} - q_{H_2ci})(z) dz + V_{H_2}(t); V_{ta} \right\} \geq 0 \quad (4.18)$$

El problema del dimensionamiento de recursos para satisfacer la demanda podría abordarse resolviendo estas ecuaciones para las variables independientes

D : diámetro de aspas del aerogenerador.

P_{eemax} : potencia máxima de entrada del electrolizador.

P_{scmax} : potencia máxima de salida de la celda de combustible.

V_{ta} : capacidad de almacenamiento de tanques de hidrógeno.

D , P_{scmax} y P_{eemax} y V_{ta} son la medida de los recursos del sistema ($\mathbf{R}$). Los siguientes parámetros deben definirse antes de encarar la resolución del modelo:

$v(t)$: velocidad del viento.

$P_c(t)$: consumo de potencia.

$\eta_t(v)$: eficiencia de generación de turbinas.

$\eta_e(P_{ee} = P_{ga})$: eficiencia de producción de electrolizadores.

$\eta_c(P_{sc} = P_{cc})$: eficiencia de generación de celdas de combustible.

ΔH_{H_2O} : entalpía de formación del agua.

$\delta(t)$: densidad del aire.

Se ha llegado de esta manera a plantear un camino para cumplir con el objetivo del análisis técnico de dimensionamiento. Como se observa, este modelo posee una complejidad intrínseca de resolución para las variables seleccionadas. Lo ideal para resolver $NS = f(R)$ consistiría en hallar el dominio de $\mathbf{f}$ (mix de $\mathbf{R}$) que posea como imagen un $\mathbf{NS}=100\%$. Esto sería equivalente a resolver el problema $R = f^{-1}(NR)$ (sección 3.1), en el sentido que muestra el esquema siguiente

$$NS \rightarrow f^{-1} \rightarrow R$$

Sin embargo, no es posible despejar las variables enumeradas mediante métodos directos. Por lo tanto, se piensa en utilizar métodos heurísticos para resolver las ecuaciones a través de tanteos con valores de prueba de las variables independientes. Existirá un conjunto de valores de D , P_{eemax} , P_{scmax} y V_{ta} que satisfaga las condiciones del sistema de ecuaciones 4.17 y 4.18. La inquietud luego será averiguar qué valores de este conjunto permiten un dimensionamiento en términos económicamente viables, lo que sería equivalente a hallar valores máximos de $\mathbf{VAN}$ del proyecto. Esto se alinea con la forma de resolución del modelo de optimización que se planteó originalmente, a recordar:

$$\begin{aligned} \text{máx } VAN &= h(R, p, d) \\ \text{s.a.} \\ NS &= f(R, d) \geq X \\ p &\leq Y \end{aligned} \tag{4.19}$$

Resúmase la restricción de la fórmula 4.18 como

$$V_{H_2} = g(R, d) \geq 0$$

Cabe destacar que plantear esta condición en el modelo es equivalente a adoptar la restricción del $\mathbf{NS}$, y por lo tanto 4.19 sería lo mismo que

$$\begin{aligned} \text{máx } VAN &= h(R, p, d) \\ \text{s.a.} \\ V_{H_2} &= g(R, d) \geq 0 \\ p &\leq Y \end{aligned} \tag{4.20}$$

Capítulo 5

Modelado Estadístico

5.1. Variación en el Nivel de Servicio y el Volumen de Hidrógeno Almacenado

Todo modelo se construye en base a una simplificación de la realidad. En el modelado de sistemas complejos, es muy difícil de predecir determinísticamente la imagen precisa de una variable dependiente si se asumen simplificaciones. Una de las ventajas de la estadística es que permite modelar en un rango de variación, explicando de esta manera los errores incurridos en la quita de variables.

Interesará en este estudio determinar el rango en el que puede variar el **NS**, a los fines de idear un cálculo de dimensionamiento que contemple todas las posibilidades y circunstancias de abastecimiento. Por lo tanto, el objetivo de esta etapa es hallar una expresión que calcule el mínimo nivel de servicio que se obtendría dada una configuración de recursos **R**. Este **NS** es aquel por debajo del cual al sistema le sería muy improbable operar. Lo dicho se puede traducir de la siguiente manera

$$NS_{min} = f(R)$$

o más gráficamente,

$$R \rightarrow f \rightarrow NS_{min}$$

con

$$NS_{min} = \mu_{NS} - \alpha \sigma_{NS}$$

donde **f** es la función a desarrollarse, y debe seleccionarse un valor de α tal que la probabilidad de que **NS** sea menor que NS_{min} , sea menor o igual que un infinitésimo ξ . En otras palabras,

$$F(NS = NS_{min}) \leq \xi$$

De igual forma, también interesará asegurar una producción de hidrógeno mínima que permita que haya reservas en todo instante, dada una configuración de recursos. Por

eso, debe hallarse un V_{H_2min} tal que sea muy improbable que el volumen de hidrógeno en reserva en todo instante sea menor que V_{H_2min} . En otros términos:

$$V_{H_2min} = g(R)$$

o más gráficamente,

$$R \rightarrow g \rightarrow V_{H_2min}$$

con

$$V_{H_2min} = \mu_{V_{H_2}} - \rho \sigma_{V_{H_2}}$$

donde g es la función a desarrollarse, y debe seleccionarse un valor de ρ tal que la probabilidad de que V_{H_2} sea menor que V_{H_2min} , sea menor o igual que ξ :

$$F(V_{H_2} = V_{H_2min}) \leq \xi$$

Para llegar a esto, deben saberse las distribuciones de probabilidades de $\mathbf{NS}$ y V_{H_2} . Si se observan sus fórmulas, puede concluirse que encontrar las distribuciones mencionadas es una tarea teóricamente complicada. No obstante, en las siguientes secciones se desarrollarán cálculos y deducciones para aproximar valores de variación.

5.2. Simplificación por Aproximación en Bloques de Intervalos Δt_i

A la hora de desglosar las funciones $P_g(t)$ y $P_c(t)$ del modelo 4.17 para hallar sus expresiones en el tiempo a lo largo de un Δt , surgen las preguntas: ¿cómo contemplar las variaciones del viento y del consumo en los cálculos? ¿sería lógico idear una función que prediga determinísticamente la potencia instantánea generada a partir de velocidades del viento momento a momento? ¿análogamente, en qué intervalos sería cómodo modelar el consumo?

Suena a tarea faraónica pretender modelar la velocidad del viento segundo a segundo, lo mismo que el consumo, si se imagina la cantidad de variables que habría que contemplar. Una aproximación más razonable al problema sería partir a $P_x(t)$ en intervalos, y tratarla como una variable aleatoria con distribuciones iguales en tipo, pero cuyos parámetros varíen de Δt en Δt , y sean independientes entre sí. De esta manera, con la estadística se explican los errores de simplificación incurridos al trabajar con intervalos, y no contemplar todas las variables que afectan al sistema en la realidad.

Esta idea se ilustra en 5.1, donde se observa la partición de la función y la asignación de una distribución distinta a cada intervalo, con parámetros $p_1, p_2, \dots, p_n$.

$$P_x(t) \approx \begin{cases} P_{x1} & \text{si } t_0 \leq t \leq t_1 & \text{con } P_{x1} \sim \text{Dist}(p_{11}; p_{12}; \dots; p_{1n}) \\ P_{x2} & \text{si } t_1 < t \leq t_2 & \text{con } P_{x2} \sim \text{Dist}(p_{21}; p_{22}; \dots; p_{2n}) \\ & \vdots & \\ P_{xi} & \text{si } t_{(i-1)} < t \leq t_i & \text{con } P_{xi} \sim \text{Dist}(p_{i1}; p_{i2}; \dots; p_{in}) \\ & \vdots & \\ P_{xk} & \text{si } t_{(k-1)} < t \leq t_k & \text{con } P_{xk} \sim \text{Dist}(p_{k1}; p_{k2}; \dots; p_{kn}) \end{cases} \quad (5.1)$$

con x igual a g o c , según sea cada una de las variables contempladas.

Gráficamente, se observa en la figura 5.1 ambos enfoques al modelado:

1. **determinístico:** donde se predice un valor específico de P_x por cada t .
2. **estadístico:** donde se predice un rango en el que puede hallarse P_x , por cada Δt , según una distribución de probabilidad asociada. P_x se considera como variable aleatoria, de igual distribución y distintos parámetros según el intervalo que se trate.

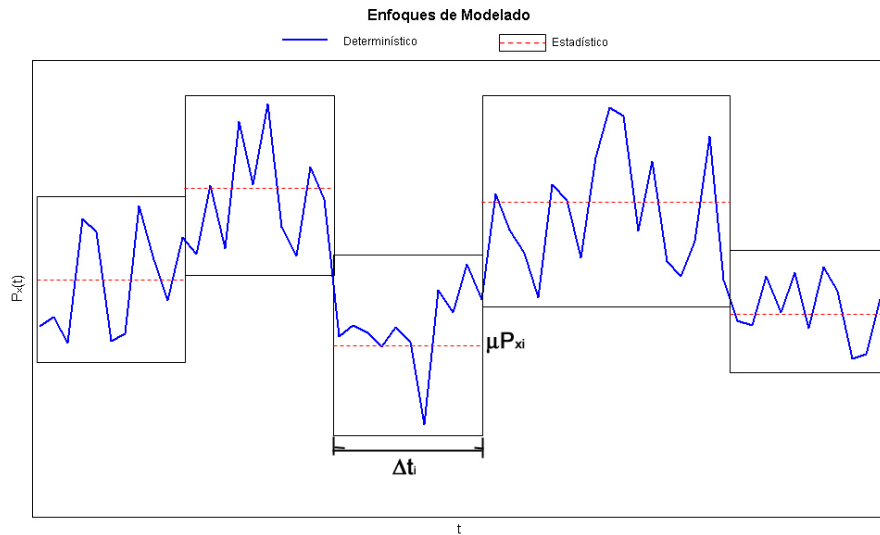


Figura 5.1: Esquema de los enfoques del modelado. Las cajas que engloban la curva determinística representan los rangos de variación de cada intervalo con distintas distribuciones.

Considerando la aproximación de $P_x(t)$ en intervalos de variables aleatorias, su integral puede aproximarse también de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \int_{t_0}^{t_k} P_x(t) dt &\approx \int_{t_0}^{t_1} P_{x1} dt + \int_{t_1}^{t_2} P_{x2} dt + \dots + \int_{t_{i-1}}^{t_i} P_{xi} dt + \dots + \int_{t_{k-1}}^{t_k} P_{xk} dt \\ &\approx \sum_{i=1}^k \int_{t_{i-1}}^{t_i} P_{xi} dt \end{aligned} \quad (5.2)$$

5.3. Caracterización de Variables Aleatorias

Como el propósito de este desglose estadístico es hallar las variaciones para **NS** y V_{H_2} , es conveniente deducir a priori los rangos de las variables de las cuales depende. A saber, corresponderá a los razonamientos siguientes caracterizar P_g , P_c y sus integrales derivadas en las fórmulas 4.17 y 4.18.

5.3.1. Potencias Aerogenerada y Consumida

Sea $\mu_{P_{xi}}$ la media de P_x en el intervalo Δt_i , y $\sigma_{P_{xi}}^2$, su varianza. En particular, para P_{ci} los parámetros $\mu_{P_{ci}}$ y $\sigma_{P_{ci}}^2$ son dato cuando se define su distribución normal. Por otro lado, según las suposiciones hechas en secciones anteriores, v_i posee una distribución weibull con parámetros λ_i , κ_i , con lo cual

$$\mu_{v_i} = \lambda_i \Gamma \left(1 + \frac{1}{\kappa_i} \right) \quad (5.3)$$

y

$$\sigma_{v_i}^2 = \lambda_i^2 \Gamma \left(1 + \frac{2}{\kappa_i} \right) - \mu_{v_i}^2 \quad (5.4)$$

Sabiendo de las fórmulas 3.2 y 3.4 que la potencia generada por las turbinas depende del cubo de la velocidad del viento, sus parámetros serán

$$\mu_{P_{gi}} = \frac{1}{2} A \delta \eta_t \lambda_i^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{\kappa_i} \right) \quad (5.5)$$

donde

$$\lambda_i^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{\kappa_i} \right) = E(v^3)$$

es el momento de tercer orden de la variable **v**. Para posteriores cálculos, es de utilidad saber que el momento de orden n de una variable aleatoria **Y** con distribución Weibull es

$$E(Y^n) = \lambda_i^n \Gamma \left(1 + \frac{n}{\kappa_i} \right)$$

Recordando además que la varianza de una variable aleatoria cualquiera **X** puede calcularse como

$$V(X) = E(X^2) - E^2(X) \quad (5.6)$$

la varianza de P_g se expresa

$$\sigma_{P_{gi}}^2 = \left(\frac{1}{2} A \delta \eta_t \right)^2 \lambda_i^6 \Gamma \left(1 + \frac{6}{\kappa_i} \right) - \mu_{P_{gi}}^2 \quad (5.7)$$

donde el primer término de la diferencia es $E(X^2) = E(P_g^2)$, para lo cual debe hallarse el momento de sexto orden de v , ya que $E(P_g^2) = f(E(v^6))$.

Se observa en la figura 5.2 la distribución de P_g , que resulta de reemplazar la fórmula 3.4 en la función de densidad de probabilidad de v .

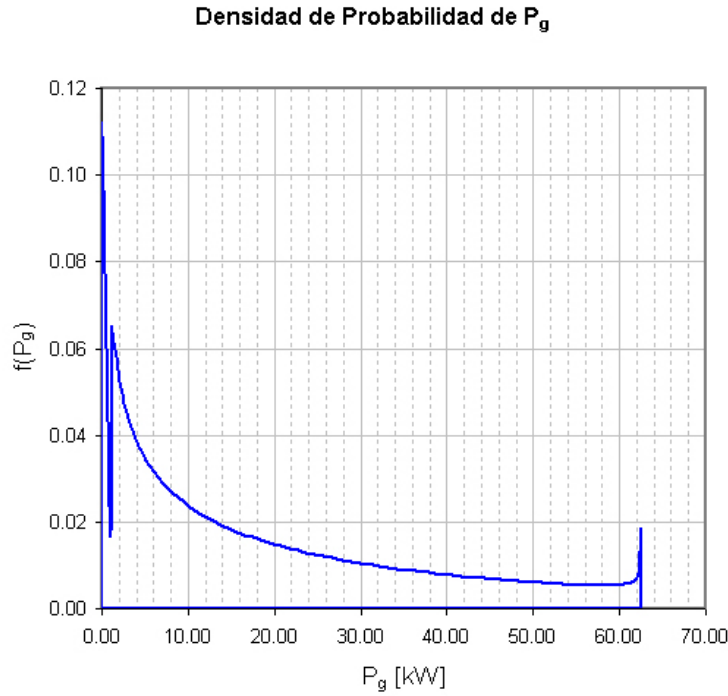


Figura 5.2: Curva de la densidad de probabilidad de P_g , de parámetros $\lambda = 8$, $\kappa = 2,17$. Los picos de los extremos de la distribución se deben a la parada de las turbinas por debajo de los 3 m/s y por sobre los 25 m/s. Esta potencia generada resulta de afectar la potencia del viento (P_v) con la eficiencia típica de una turbina eólica, que se presenta en la figura 3.4.

5.3.2. Energías Aerogenerada y Consumida

La integral de la fórmula 5.2 equivale al valor energético en juego durante un intervalo determinado de tiempo. Sea

$$\Delta t_i = t_i - t_{i-1}$$

¿Con qué distribución puede aproximarse cada uno de estos intervalos Δt_i (que se corresponden con cada uno de los términos de la integral planteada en 5.2)? Rememorando la definición de integral de Riemann, sean

$$\Delta_l = z_l - z_{l-1} = \frac{b-a}{m}$$

$$t_l = \frac{z_l + z_{l-1}}{2}$$

$$z_1 = a, \quad z_m = b$$

con

$$\{l, m\} \in \mathbb{Z}^+ \wedge \{a, b\} \in \mathbb{R}$$

entonces, la integral de una función $\mathbf{f}(\mathbf{z})$ entre $\mathbf{a}$ y $\mathbf{b}$ es

$$\int_a^b f(z) dz = \lim_{m \rightarrow \infty} \sum_{l=1}^m f(t_l) \Delta_l \quad (5.8)$$

Si se asume que para cada $\mathbf{l}$, $f(t_l)$ es una variable aleatoria Y_l tal que

$$f(t_l) = Y_l \sim \text{Dist}(p_1, p_2, \dots, p_q)$$

y que cada Y_l está idénticamente distribuida para todo $\mathbf{l}$, las variables aleatorias

$$W_l = \alpha Y_l$$

con α constante y real, poseerán igual distribución que Y_l , con distintos parámetros, y también serán iid. Reemplazando estas consideraciones en la fórmula 5.8, resulta

$$\int_a^b f(z) dz = \lim_{m \rightarrow \infty} \sum_{l=1}^m \alpha Y_l = \lim_{m \rightarrow \infty} \sum_{j=1}^m W_l \quad (5.9)$$

donde $\alpha = \Delta_l$ es un número determinado. Por otra parte, según el Teorema Central del Límite, la sumatoria de variables aleatorias independientes, e idénticamente distribuidas de varianza finita tiende a una variable aleatoria de distribución aproximadamente normal conforme se aumentan los términos.

Obsérvese que de este teorema y de la fórmula 5.9 se concluye que la integral representada no es más que una sumatoria infinita de variables aleatorias iid, y por lo tanto su distribución de probabilidades puede aproximarse con una distribución normal, de parámetros deducibles.

Aplicando lo deducido a 5.2, en el entorno de un único intervalo Δt_i , es equivalente considerar que

$$\int_{t_{i-1}}^{t_i} P_{xi} dt = \lim_{m \rightarrow \infty} \sum_{l=1}^m P_{xil} \Delta_l$$

con P_{xil} iid a lo largo de todo intervalo. Por lo tanto, se aproxima $P_{xi} \Delta t_i$ con una distribución normal de parámetros

$$\begin{aligned} E \left(\int_{t_{i-1}}^{t_i} P_{xi} dt \right) &\approx E \left(\sum_{l=1}^m P_{xil} \Delta_l \right) \\ &\approx \sum_{l=1}^m \mu_{P_{xil}} \frac{\Delta t_i}{m} \\ &\approx m \mu_{P_{xi}} \frac{\Delta t_i}{m} \end{aligned} \quad (5.10)$$

$$\begin{aligned} V \left(\int_{t_{i-1}}^{t_i} P_{xi} dt \right) &\approx V \left(\sum_{l=1}^m P_{xil} \Delta_l \right) \\ &\approx \sum_{l=1}^m \sigma_{P_{xil}}^2 \left(\frac{\Delta t_i}{m} \right)^2 \\ &\approx m \sigma_{P_{xi}}^2 \left(\frac{\Delta t_i}{m} \right)^2 \end{aligned} \quad (5.11)$$

5.3.3. Potencia Diferencia

Se llamará **Potencia Diferencia**, o $P_d(t)$, a la diferencia entre potencia aerogenerada y consumida, tal que

$$P_d(t) = P_g(t) - P_c(t) \quad (5.12)$$

Si P_g y P_c poseen distribuciones de probabilidad distintas, entonces ¿qué distribución tendrá P_d ? La respuesta se encaró desde la aproximación matemática.

Sean P_g y P_c independientes entre sí, entonces la función densidad de probabilidad conjunta de dichas variables será

$$f_{gc}(P_g, P_c) = f_g(P_g) f_c(P_c) \quad (5.13)$$

De esta manera, esta función se aproxima con el producto de las otras dos ya conocidas, de a intervalos finitos. Se obtiene una superficie como se observa en la figura 5.3. Nótese además en 5.4 que P_d es una función que se corresponde con el campo de curvas trazadas en el plano $\{P_g, P_c\}$; cada una de ellas es una isobara.

$$a = P_g - P_c = P_d$$

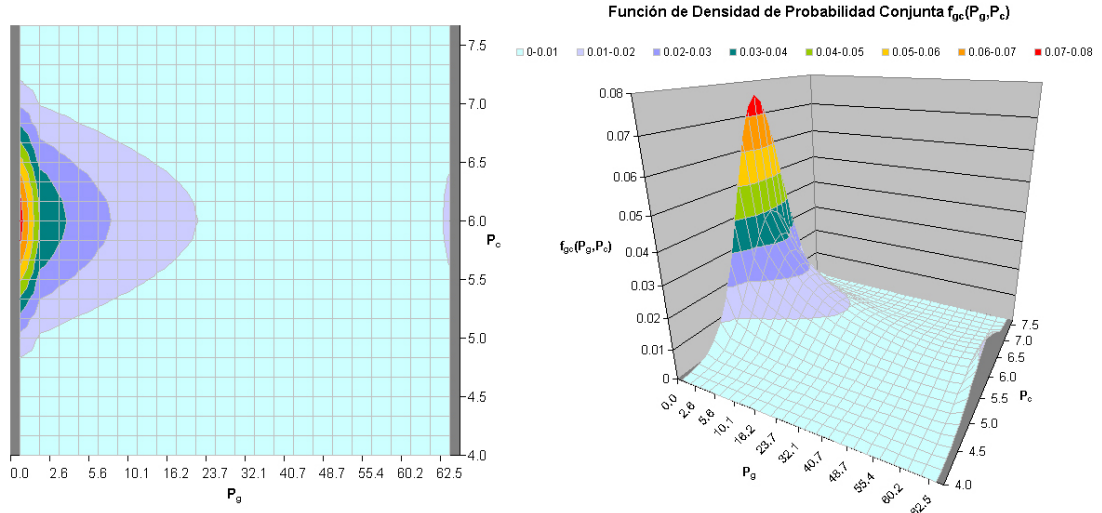


Figura 5.3: Densidad de probabilidad conjunta $f_{gc}(P_g, P_c)$.

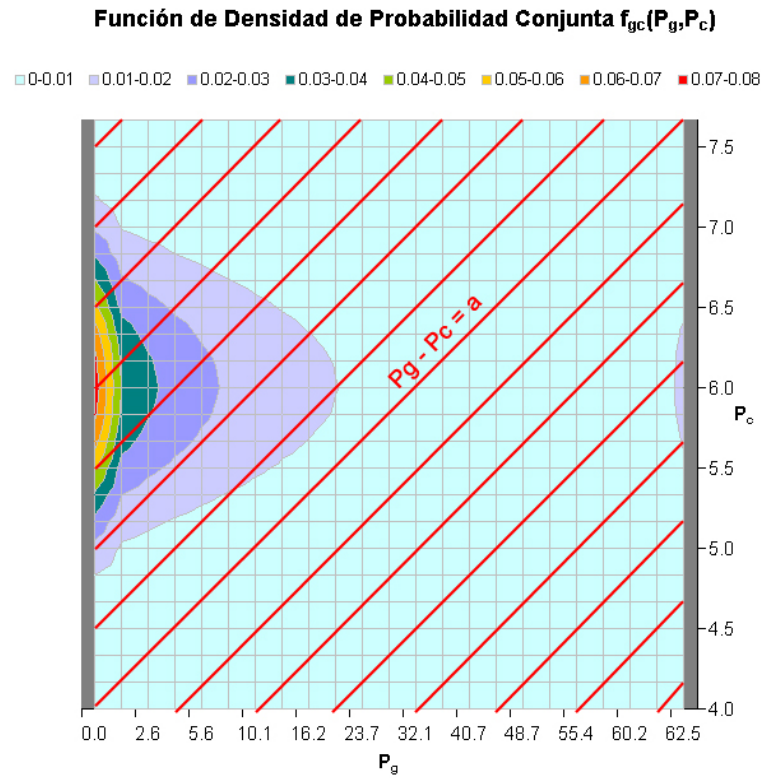


Figura 5.4: Isóbaras en el plano $\{P_g, P_c\}$, que corresponden a los distintos valores de P_d .

Hallar $f_d(P_d)$ equivale a integrar $f_{gc}(P_g, P_c)$ sobre cada una de estas isobaras, de modo que

$$f_d(P_d = a) = \int \int_{a=P_g-P_c} f_{gc}(P_g, P_c) dP_g dP_c$$

Para la resolución de este modelo, se aproxima la integral con una sumatoria de intervalos finitos, en todo el rango de variación de P_g y P_c con

$$f_d(P_d = a) \approx \sum_{r=1}^n \sum_{s=1}^m f_g(P_{gr}) f_c(P_{cs}) \sqrt{(\Delta P_{gr})^2 + (\Delta P_{cs})^2} \quad (5.14)$$

donde

$$a = P_{gr} - P_{cs}$$

$$\Delta P_{gr} = P_{gr} - P_{gr-1} = \frac{P_{gn} - P_{g0}}{n}$$

$$\Delta P_{cs} = P_{cs} - P_{cs-1} = \frac{P_{cm} - P_{c0}}{m}$$

$$P_{g0} = 0, P_{gn} = \mu_{P_{gi}} + 4\sigma_{P_{gi}}$$

$$P_{c0} = \max(0; \mu_{P_{ci}} - 4\sigma_{P_{ci}}), P_{cm} = \mu_{P_{ci}} + 4\sigma_{P_{ci}}$$

En la figura 5.5 se grafica una curva aproximada de $f_d(P_d)$, para distribuciones de P_g y P_c dadas.

5.4. Rango de Variación del Volumen de Hidrógeno Almacenado

Cada valor de V_{H_2i} tiene una distribución asociada. En este sentido, interesará saber la mínima generación de hidrógeno necesaria para satisfacer los requerimientos de consumo. Dicho de otro modo, la probabilidad de que el volumen almacenado no alcance para satisfacer el consumo debe ser tan pequeña como se desee:

$$P \left(\int q dt \Big|_i \leq \int q dt \Big|_{imin} \right) \leq \xi$$

siendo $\int q dt \Big|_i$ la integral de los flujos de hidrógeno.

Por lo tanto, se trabajará con $\int q dt \Big|_{imin} = \mu_{\int q dt_i} - \rho \sigma_{\int q dt_i}$, con ρ tal que se cumpla la probabilidad arriba enunciada.

Con todo, los parámetros buscados de $\int q dt \Big|_i$ serán

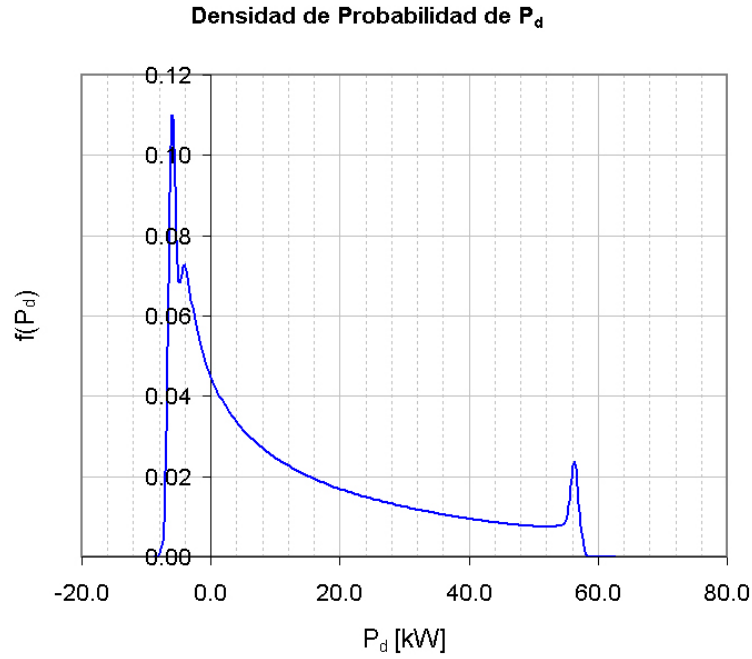


Figura 5.5: Función densidad de probabilidad de P_d , aproximada mediante el método expuesto.

$$E \left(\int q \, dt \Big|_i \right) \approx m \sum_{j=1}^w (q_{H_2pi} - q_{H_2ci}) f_{di}(P_{dij}) \Delta P_{dij} \frac{\Delta t_i}{m} \quad (5.15)$$

y

$$V \left(\int q \, dt \Big|_i \right) \approx m \sum_{j=1}^w \left\{ (q_{H_2pi} - q_{H_2ci})^2 f_{di}(P_{dij}) \Delta P_{dij} - \left(\frac{E \left(\int q \, dt_i \right)}{\Delta t_i} \right)^2 \right\} \left(\frac{\Delta t_i}{m} \right)^2 \quad (5.16)$$

Como la distribución de $\int q \, dt|_{imin}$ se aproxima con una normal, el parámetro ρ define la probabilidad deseada.

Finalmente, la restricción quedará

$$V_{H_2i} = \min \left\{ \int q \, dt \Big|_{imin} + V_{H_2i-1}; V_{ta} \right\} \geq 0 \quad \forall i \in \{1; k\} \quad (5.17)$$

con

$$V_{H_21} = \int q \, dt \Big|_1 + V_{H_20}$$

5.5. Rango de Variación del Nivel de Servicio

Recordando la fórmula de NS

$$NS|_{\Delta t} = \frac{\int_{t_0}^{t_k} (P_{gd} + P_{cc})(t) dt}{\int_{t_0}^{t_k} P_c(t) dt}$$

ahora entonces es momento de averiguar una cota inferior y otra superior para **NS**, tal cual se describe en la sección 5.1, de manera que

$$NS_{min} = \mu_{NS} - \alpha \sigma_{NS} \quad (5.18)$$

$$NS_{max} = \mu_{NS} + \alpha \sigma_{NS} \quad (5.19)$$

siendo α un número real tal que

$$P(NS_{min} \leq NS \leq NS_{max}) \geq 1 - \xi$$

con ξ tan pequeño como se desee. Obsérvese que como no se puede deducir teóricamente una distribución para **NS**, no es posible tampoco encontrar un valor de α que satisfaga la probabilidad arriba enunciada. Por lo tanto, la alternativa que se elige para aproximar el rango es combinar los valores máximos y mínimos de las integrales del numerador y el denominador. De esta forma, se estima

$$NS_{min} \approx \frac{Num_{min}}{Den_{max}} \quad (5.20)$$

$$NS_{max} \approx \frac{Num_{max}}{Den_{min}} \quad (5.21)$$

donde

$$Num_{min} = \mu_{Num} - \beta \sigma_{Num}$$

$$Num_{max} = \mu_{Num} + \beta \sigma_{Num}$$

$$Den_{min} = \mu_{Den} - \beta \sigma_{Den}$$

$$Den_{max} = \mu_{Den} + \beta \sigma_{Den}$$

y sabiendo que sendos numerador y denominador poseen distribuciones normales, el valor de β debe ser 3.7190 para que

$$P(Num_{min} \leq Num \leq Num_{max}) \geq 0,9999$$

$$P(Den_{min} \leq Den \leq Den_{max}) \geq 0,9999$$

Téngase presente que el numerador y el denominador poseen variables aleatorias que son dependientes entre sí. Por lo tanto, las ecuaciones 5.20 y 5.21 constituyen sólo aproximaciones al rango real de **NS**, de carácter conservador: el rango aproximado será mayor o igual que el rango real. Esto se debe a que en el cálculo del valor de **NS** se utilizan los valores extremos de numerador y denominador.

5.5.1. Caracterización del Denominador

Siendo el denominador de la fórmula de NS

$$Den = \int_{t_0}^{t_k} P_c(t) dt$$

su esperanza puede aproximarse con la sumatoria de las fórmulas 5.10 y 5.11 sobre la partición de los k intervalos, resultando

$$E_D(Den) \approx \sum_{i=1}^k m \mu_{P_{ci}} \frac{\Delta t_i}{m} \quad (5.22)$$

y análogamente, su varianza es

$$V_D(Den) \approx \sum_{i=1}^k m \sigma_{P_{ci}}^2 \left(\frac{\Delta t_i}{m} \right)^2 \quad (5.23)$$

El denominador está normalmente distribuido.

5.5.2. Caracterización del Numerador

Siendo el numerador de la fórmula de NS

$$Num = \int_{t_0}^{t_k} P_{gd}(t) dt + E_{cc}(t_k)$$

su esperanza resulta

$$E_N(Num) = E_{N1} \left\{ \int_{t_0}^{t_k} P_{gd} dt \right\} + E_{N2} \{ E_{cc}(t_k) \} \quad (5.24)$$

y su varianza

$$V_N(Num) = V_{N1} \left\{ \int_{t_0}^{t_k} P_{gd} dt \right\} + E_{N2} \{ E_{cc}(t_k) \} \quad (5.25)$$

E_{N2} puede aproximarse con la sumatoria de P_d resumida en la fórmula 5.14, y reemplazando en las fórmulas 5.10 y 5.11 de la misma forma que se hizo en las ecuaciones 5.22 y 5.23. Con esto, y la fórmula 4.16 de $E_{cc}(t)$ se halla

$$E_{N2}(\dots) \approx \sum_{i=1}^k \min \left\{ E \left(\int_{t_{i-1}}^{t_i} P_{cc} dt \right); \Delta H_{H_2O} \eta_c E(V_{H_2i-1}) \right\} \quad (5.26)$$

con

$$E \left(\int_{t_{i-1}}^{t_i} P_{cc} dt \right) \approx m \sum_{j=1}^w P_{ccij} f_{di}(P_{dij}) \Delta P_{dij} \frac{\Delta t_i}{m} \quad (5.27)$$

y

$$E(V_{H_2i}) \approx \min \left\{ E \left(\int_{t_{i-1}}^{t_i} q dt \right) + E(V_{H_2i-1}); V_{ta} \right\} \quad (5.28)$$

y

$$\begin{aligned} P_{di0} &= \mu_{P_{di}} - 4 \sigma_{P_{di}} \\ P_{diw} &= \mu_{P_{di}} + 4 \sigma_{P_{di}} \\ \Delta P_{dij} &= \frac{P_{diw} - P_{di0}}{w \sqrt{2}} = \frac{P_{dij} - P_{di(j-1)}}{\sqrt{2}} \end{aligned}$$

Por otra parte, V_{N2} será

$$V_{N2}(\dots) \approx \sum_{i=1}^k \min \left\{ V \left(\int_{t_{i-1}}^{t_i} P_{cc} dt \right); (\Delta H_{H_2O} \eta_c)^2 V(V_{H_2i-1}) \right\} \quad (5.29)$$

con

$$V \left(\int_{t_{i-1}}^{t_i} P_{cc} dt \right) \approx m \sum_{j=1}^w \left\{ P_{ccij}^2 f_{di}(P_{dij}) \Delta P_{dij} - \left(\frac{(E(\int P_{cc} dt))^2}{\Delta t_i} \right) \right\} \left(\frac{\Delta t_i}{m} \right)^2 \quad (5.30)$$

y

$$V(V_{H_2i}) \approx V \left(\int_{t_{i-1}}^{t_i} q dt \right) + V(V_{H_2i-1}) \quad (5.31)$$

E_{N1} representa a la media de la energía total consumida (E_{cd}) proveniente de la generación directa de las turbinas. E_{cd} puede expresarse también como la diferencia entre la demanda neta de energía ($\int P_c dt$) y el déficit explicado en la sección 4.3.1 ($\int Deficit dt$), o la energía total generada ($\int P_g dt$, en caso de que no se acumule hidrógeno) de la siguiente manera

$$\begin{aligned} E_{cd} &= \int_{t_0}^{t_k} \min(P_c(t); P_g(t)) dt \\ &= \min \left(\int_{t_0}^{t_k} P_c(t) dt + \int_{t_0}^{t_k} \min(P_d(t); 0) dt; \int_{t_0}^{t_k} P_g(t) dt \right) \end{aligned} \quad (5.32)$$

La esperanza de 5.32 se aproxima

$$E_{N1}(\dots) \approx \sum_{i=1}^k m \min \left\{ \mu_{P_{ci}} + \sum_{j=1}^w \{ \min(P_{dij}; 0) f_{di}(P_{dij}) \Delta P_{dij} \}; \mu_{P_g} \right\} \frac{\Delta t_i}{m}$$

Y V_{N1} será

$$V_{N1}(\dots) \approx \sum_{i=1}^k m \min \left\{ \sigma_{P_{ci}}^2 + \sum_{j=1}^w \{ \min(P_{dij}; 0)^2 f_{di}(P_{dij}) \Delta P_{dij} - \left(\frac{E_{N1}}{\Delta t_i} \right)^2 \}; \sigma_{P_g}^2 \right\} \left(\frac{\Delta t_i}{m} \right)^2 \quad (5.34)$$

5.6. Tamaños de Intervalo Δt_i

¿Qué tamaños de intervalo tomar? La respuesta se puede orientar desde la estacionalidad y los patrones cíclicos de comportamiento de cada variable. Como es de notar, las estacionalidades de P_c y v pueden no coincidir en ciertas regiones: mientras el consumo alcanza picos en verano, la generación eólica los puede tener en invierno. Estas características cíclicas, sin embargo, no son universales: varían con la geografía y las tecnologías de consumo de las sociedades de las cuales se trate. Por ejemplo, otro sería el caso en países como Dinamarca donde la estacionalidad del consumo de energía está en fase con la generación eólica; en invierno se registran mayores consumos de energía eléctrica para calefacción, a la vez que el viento sopla con más intensidad.[11]

Para el modelado de P_g se asumen una partición en intervalos de tiempo de seis meses al año, lo cual equivale a simplificar la estacionalidad del viento en dos grandes temporadas. Por otro lado, para el modelado de P_c , se considera una única distribución anual, según las razones dadas en la descripción de su perfil en la sección 3.3.5.

Note que debido al desfase de estacionalidades entre consumo y generación, debe pensarse necesariamente en acumulación en hidrógeno. Debería diseñarse un sistema que genere en exceso en la temporada de alta estacionalidad de viento, para almacenar lo necesario para la temporada de baja estacionalidad. El interrogante es si puede almacenarse tanto como para abastecer por completo las necesidades de medio año. Lo cierto es que si lo que se quiere tener es un sistema de autoabastecimiento, la acumulación debe hacerse en base al ciclo de mayor escala. Deben almacenarse en stock reservas suficientes como para cubrir los valles más pronunciados, en este caso de temporadas de 6 meses (simplificación).

El propósito de esta fase de dimensionamiento busca en algún sentido responder estas inquietudes, dando un panorama final de la viabilidad técnica en cuanto al tamaño de los equipos requeridos, las capacidades necesarias, y las demandas satisfechas.

5.7. Modelo y Resolución

Luego de todas las deducciones hechas en este capítulo, el modelo representado con las fórmulas 4.17 y 4.18 incorpora las condiciones estadísticas para pasar a ser

$$NS|_{\Delta t} = \frac{\sum_{i=1}^k Num_{imin}}{\sum_{i=1}^k Den_{imax}} \geq 1 \quad (5.35)$$

$$V_{H_2i} = \min \left\{ \int q \, dt \Big|_{imin} + V_{H_2i-1}; V_{ta} \right\} \geq 0 \, \forall i \in \{1; k\} \quad (5.36)$$

Su resolución se encara de la misma manera que la explicada en la sección 4.5 para el modelo matemático.

Capítulo 6

Validación del Modelo

¿Cómo validar la lógica del modelo creado? Una correcta forma sería empíricamente, experimentando con sistemas de generación reales. Como estos métodos no están a disposición, se opta por realizar una pre-validación mediante otro método de modelado: simulación de Montecarlo.

6.1. Generación de Números Aleatorios

Las variables aleatorias a simular son v y P_c . La velocidad del viento (v) posee una distribución Weibull, con lo cual la fórmula

$$v_i = \lambda (-\ln u_i)^{\left(\frac{1}{\kappa}\right)} \quad (6.1)$$

con $u_i \sim U(0, 1)$, genera valores de v distribuidos como se pretende. De la misma manera, se generan valores normalmente distribuidos de P_c con el método de Box-Müller. Siendo $\{u_i, u_j\} \sim U(0, 1)$, y

$$\begin{aligned} P_{ci} &= \mu_{P_c} + \sigma_{P_c} (-2 \ln u_i)^{\frac{1}{2}} \cos(2\pi u_j) \\ P_{cj} &= \mu_{P_c} + \sigma_{P_c} (-2 \ln u_i)^{\frac{1}{2}} \sin(2\pi u_j) \end{aligned} \quad (6.2)$$

entonces $\{P_{ci}, P_{cj}\} \sim N(\mu_{P_c}, \sigma_{P_c})$. Se simulan valores aleatorios para m instantes i , donde $m = 365 \times 24$. Cada instante i se corresponde con una hora, por lo que se simulan valores medios horarios de potencias. Una vez generados v_i y P_{ci} se calculan sucesivamente

$$P_{vi} = \frac{1}{2} A \delta v_i^3 \quad (6.3)$$

$$P_{gi} = \eta_t(v_i) P_{vi} \quad (6.4)$$

$$P_{di} = P_{gi} - P_{ci} \quad (6.5)$$

$$P_{eei} = \min(\max(P_{di}; 0); P_{eemax}) \quad (6.6)$$

$$q_{H_2pi} = \min \left\{ \frac{\eta_e(P_{eei}) P_{eei}}{\Delta H_{H_2O}}; V_{ta} - V_{H_2i-1} \right\} \quad (6.7)$$

$$P_{sci} = \min(\max(-P_{di}; 0); P_{scmax}) \quad (6.8)$$

$$q_{H_2ci} = \min \left\{ \frac{P_{sci}}{\eta_c(P_{sci}) \Delta H_{H_2O}}; V_{H_2i-1} \right\} \quad (6.9)$$

$$V_{H_2i} = V_{H_2i-1} + q_{H_2pi} - q_{H_2ci} \quad (6.10)$$

$$Deficit_i = \min \{ P_{di} + q_{H_2ci} \eta_c(P_{sci}) \Delta H_{H_2O}; 0 \} \quad (6.11)$$

$$NS = \frac{\sum_{i=1}^m (P_{ci} + Deficit_i)}{\sum_{i=1}^m P_{ci}} \quad (6.12)$$

En la planilla de la figura 6.1 se detallan los valores de las variables y parámetros del modelo analizado. Allí se especifica cada recurso del sistema, a los fines de diagnosticar un valor de NS final.

6.2. Simulación y Resultados

Tal cual se explicó anteriormente, se generan 365×24 variables aleatorias independientes entre sí, caracterizando cada hora de un año. Luego, aplicando las fórmulas correspondientes, se llega a valores con sus respectivos intervalos de confianza, que se contrastan contra los parámetros modelados con las aproximaciones hechas en el capítulo 5. Recuérdese el cálculo de un intervalo de confianza para la media de una variable aleatoria X , con un nivel de significación de α

$$\bar{X}_m \pm t_{m-1, 1-\frac{\alpha}{2}} \bar{S}_m \quad (6.13)$$

donde $\bar{X}_m$ es el estimador de la media, y $\bar{S}_m$ el del desvío estándar de X , a partir de una muestra de tamaño m . $t_{m-1, 1-\frac{\alpha}{2}}$ es el estadístico de la distribución t de Student para una probabilidad acumulada de $1 - \frac{\alpha}{2}$, de $m - 1$ grados de libertad.

Como se observa en las figuras 6.2 y 6.3, se comparan las distribuciones modeladas contra los histogramas de variables generadas aleatoriamente. En la planilla mostrada en la figura 6.4 se presentan los valores obtenidos con la simulación y sus respectivos modelados. Nótese la similitud de las aproximaciones mediante ambos métodos.

En el último gráfico de la figura 6.3 se ven las curvas de P_g y P_c para un año, generadas aleatoriamente con los algoritmos presentados en la sección 6.1. Cabe aclarar que para P_g se utilizan parámetros distintos para cada semestre del año. No es así para P_c , cuya distribución se define idénticamente distribuida a lo largo de todo el año. La media de la

Parámetros y Variables Independientes			
Viento		Equipos	
Definiciones		Turbinas	
V	Velocidad del viento (distribucion weibull)	D	7 m Diámetro Aerogenerador
P_{vs}	Potencia Disponible en el Viento por m^2	n_t	1 u Cantidad de Aerogeneradores
Valores Semestre de Alta Estacionalidad (S1)		r	3.5 m Radio Aerogenerador
λ_v	7 - Parámetro de Escala Distribución de Velocidades del Viento	s	38.5 m^2 Área Efectiva
K_v	2.5 - Parámetro de Forma Distribución de Velocidades del Viento	η_{tmax}	0.45 - Eficiencia Máxima Turbina
μ_v	6.2 m/s Velocidad Media Viento	V_{tmax}	6 m/s Velocidad de Máxima Eficiencia
σ_v	2.7 m/s Desvío Estándar Velocidad Viento	A_{tst}	80 - Amplitud Curva de Eficiencia
m_v	6.0 m/s Mediana Velocidad	$p\sigma$	1.2 -
μ_{pvs}	0.23 kW Potencia Media Disponible por m^2	V_{arr}	3 m/s Velocidad de Arranque
σ_{pvs}	0.36 kW Desvío Potencia Disponible por m^2	V_c	25 m/s Velocidad de Corte
Valores Semestre de Baja Estacionalidad (S2)		P_{gmax}	12.9 kW Potencia Nominal Por Aerogenerador
λ_v	4.35 - Parámetro de Escala Distribución de Velocidades del Viento	Almacenamiento	
K_v	2.5 - Parámetro de Forma Distribución de Velocidades del Viento	$CA_{máx}$	2,500 $Nm^3 H_2$ Capacidad Máx. Almacenamiento de H_2
μ_v	3.9 m/s Velocidad Media Viento	Electrolizador	
σ_v	1.7 m/s Desvío Estándar Velocidad Viento	P_{eemax}	5 kW Potencia Máxima de Entrada
m_v	3.8 m/s Mediana Velocidad	Celda de combustible	
μ_{pvs}	0.06 kW Potencia Media Disponible por m^2	P_{scmax}	2 kW Potencia Máxima de Salida
σ_{pvs}	0.09 kW Desvío Potencia Disponible por m^2		
Demanda y Consumo		Otros Datos	
Definiciones		d_{s1}	180 dias/s Días S1
P_u	Potencia Demandada por usuario (distribucion normal, iid)	d_{s2}	180 dias/s Días S2
P_c	Potencia Total Demandada (distribucion normal)	A_{H_2}	2.016 g/mol Masa H_2
E_r	Energía Consumida de Red Externa (distribucion normal)	ΔH_{H_2O}	0.079 kWh/mol Entalpía de Formación H_2O
Valores de Demanda		ΔH_{H_2}	3.201 kWh/ Nm^3 Entalpía de Formación H_2
μ_{pu}	1 kW Demanda Media por Usuario	δ_h	0.081 kg/m^3 Densidad Normal H_2
σ_{pu}	0.24 kW Desvío Estándar Demanda por Usuario	δ_a	1.225 kg/m^3 Densidad Media Anual Aire
n_u	1 u Cantidad de Usuarios		
μ_{pc}	1 kW Demanda Media Total	Generación	
σ_{pc}	0.24 kW Desvío Estándar Demanda Total	Definiciones	
Valores de Consumo y Eficiencia de Fuentes Externas		P_g	Potencia Generada por Turbina
μ_{er}	0 kWh/año Energía Media Consumida de Red Externa	Valores Semestre de Alta Estacionalidad (S1)	
σ_{er}	0 kWh/año Desvío Estándar Energía Consumida Red Externa	μ_{pg}	3.35 kW Potencia Media Generada
η_{er}	0 - Eficiencia de Generación Energía Red Externa	σ_{pg}	3.19 kW Desvío Estándar Potencia Generada
H_{2c}	0 $Nm^3/año$ Hidrógeno Comprado para Generación de Energía	Valores Semestre de Baja Estacionalidad (S2)	
η_{h2c}	0 - Eficiencia de Generación Hidrógeno Comprado	μ_g	0.90 kW Potencia Media Generada
		σ_g	1.14 kW Desvío Estándar Potencia Generada
Referencias			
	Variables Independientes		
	Parámetros		
	Variables Dependientes Intermedias		

Figura 6.1: Planilla de variables y parámetros del modelo del sistema de generación. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

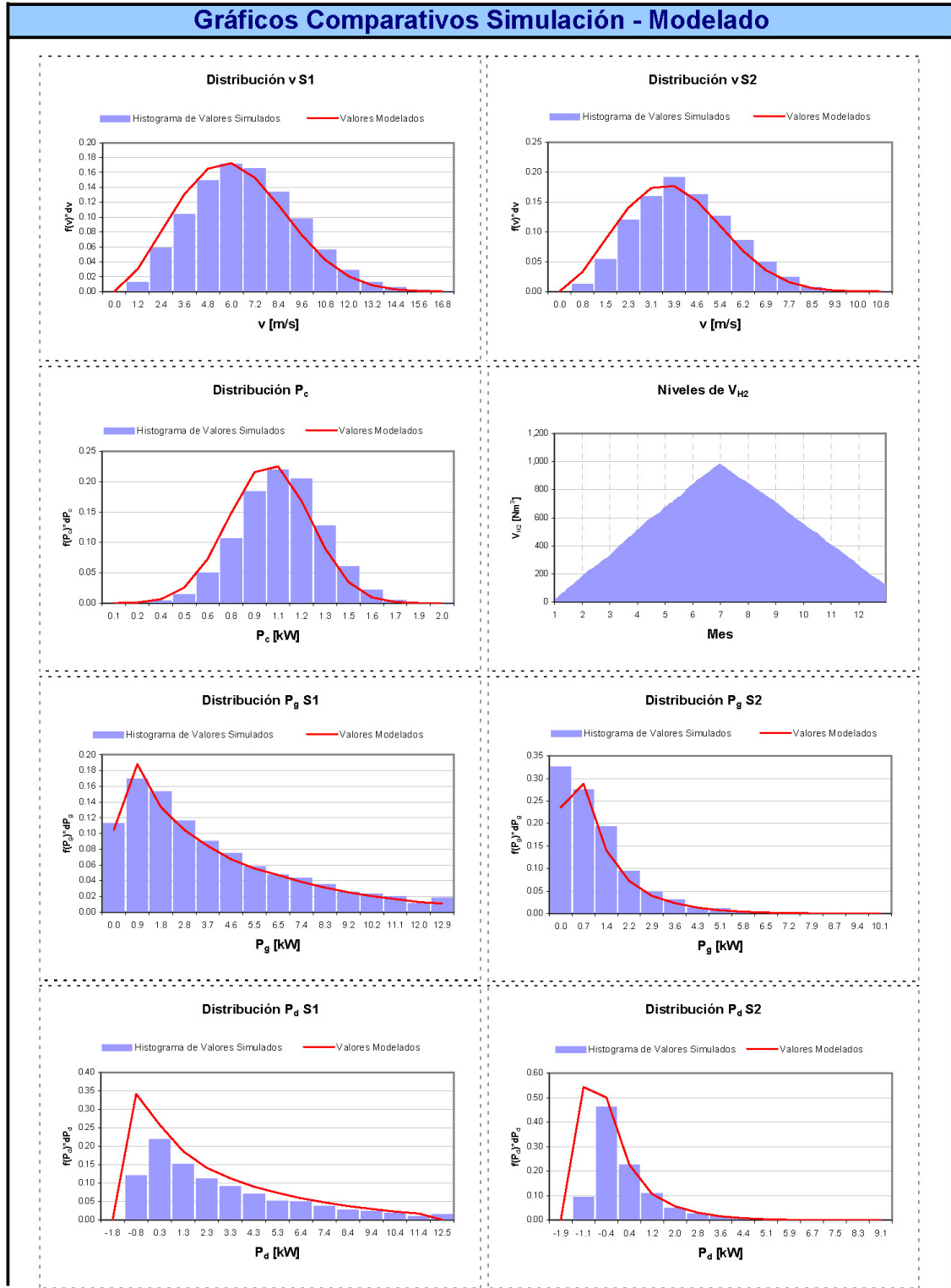


Figura 6.2: Comparación de variables modeladas contra valores simulados. S1 y S2 corresponden a los semestres de alta y baja estacionalidad de v . Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

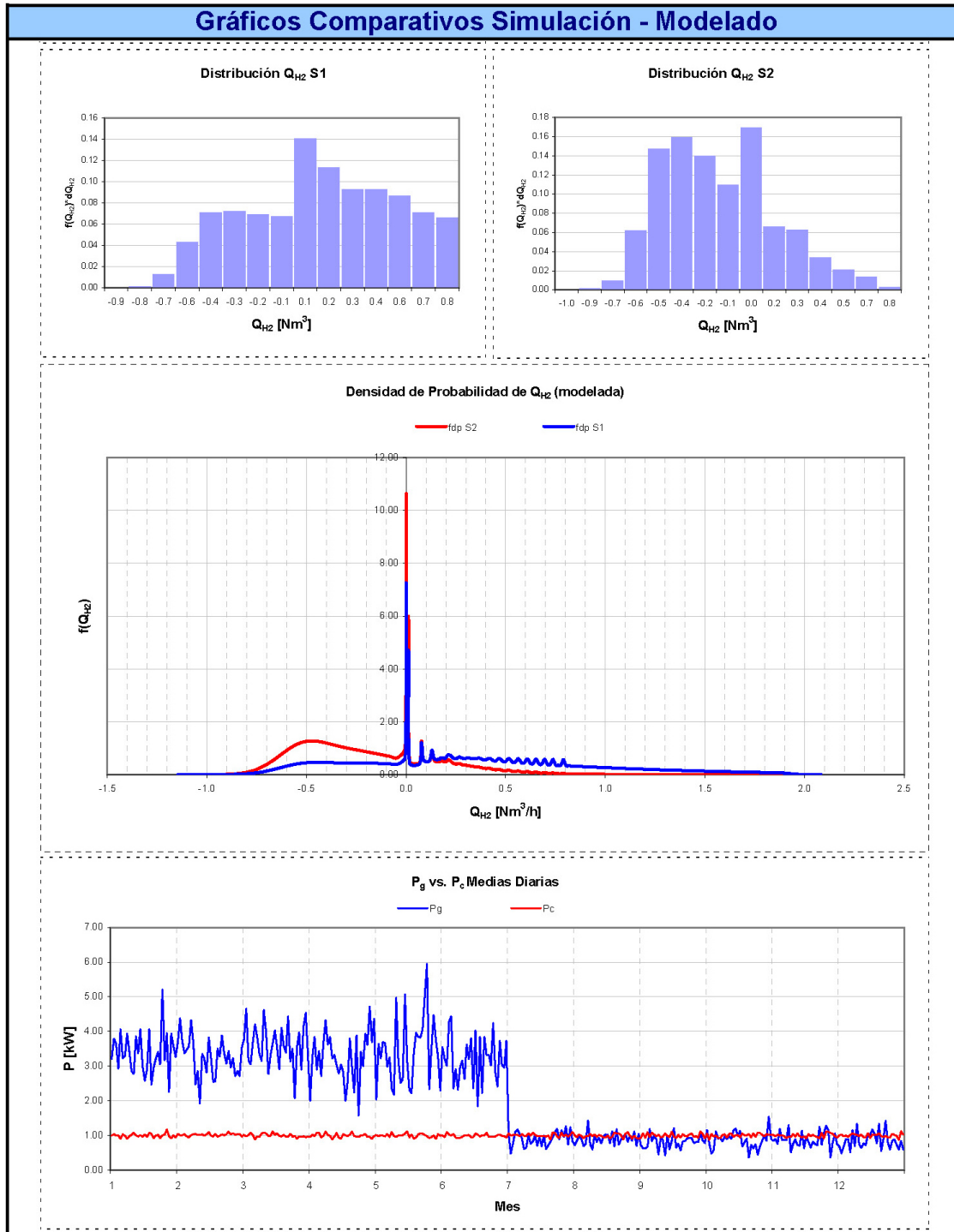


Figura 6.3: Comparación de variables modeladas contra valores simulados. S1 y S2 corresponden a los semestres de alta y baja estacionalidad de v . Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

curva de P_g debe ubicarse necesariamente por sobre la de P_c durante el semestre de alta estacionalidad del viento, lo que indica que se genera energía en exceso que se almacena para cubrir los déficits del semestre de baja.

Resultados Simulaciones									
Variables Comparables			(1- α) 99.99% Nivel de Confianza						
¿Contenida en Conf.?			Valores Simulados			Valores Modelados			
Medía	Error		Medía	± Conf.	Desvío	Medía	Desvío		
No	1.64%	EDNPT _{S1}	828	11	25	814	24	kWh/S	Energía Demandada S1 No Provista Por Turbina
Si	0.20%	EDNPT _{S2}	2,120	13	29	2,116	30	kWh/S	Energía Demandada S2 No Provista Por Turbina
No	0.60%	EDNPT _a	2,948	17	39	2,930	38	kWh/año	Energía Demandada Anualmente No Provista Por Turbina
No	1.40%	PP _{S1}	2,733	20	45	2,695	41	kWh/S	Producción Posible Electrolizador S1 (de H ₂ de Viento)
No	1.57%	EDCC _{S1}	827	11	25	814	24	kWh/S	Energía Disponible de Celda para Consumo S1 (H ₂ de Viento)
Si	1.31%	EEH _{S1}	1,905	28	64	1,880	47	kWh/S	Energía Excedente de H ₂ de Viento S1
Si	0.57%	PP _{S2}	503	7	17	505	18	kWh/S	Producción Posible Electrolizador S2 (de H ₂ de Viento)
Si	0.20%	EDCC _{S2}	2,120	13	29	2,116	30	kWh/S	Energía Disponible de Celda para Consumo S2 (H ₂ de Viento)
Si	6.49%	EEH _{S2}	289	35	79	270	59	kWh/S	Energía Excedente de H ₂ de Viento S2
Si	0.57%	EDCC _a	2,947	17	39	2,930	38	kWh/año	Energía Disponible de Celda para Consumo (H ₂ de Viento)
Si	0.29%	EDTC _a	5,693	19	43	5,710	44	kWh/año	Energía Disponible de Turbina Eólica para Consumo
Si	Correr Sim	EDREC _a	0	0	0	0	0	kWh/año	Energía Disponible de Red Externa para Consumo
Si	Correr Sim	EDHCC _a	0	0	0	0	0	kWh/año	Energía Disponible de H ₂ Comprado para Consumo
Si	0.00%	ETDIAC	8,640	9	21	8,640	59	kWh/año	Energía Total Disponible Anualmente para Consumo
Si	0.01%	ETDEAC	8,641	9	21	8,640	22	kWh/año	Energía Total Demandada Anualmente para Consumo
No	0.01%	NS	99.99%	0.00%	0.01%	100.00%	-	-	Nivel de Servicio
No	0.61%	FC	0.14	0.00	0.00	0.14	0.00	-	Factor de Carga Anual Aerogeneradores
No	0.53%	η	0.18	0.00	0.00	0.18	-	-	Eficiencia General de Generación
Si	1.31%	BH _{S1}	992	15	33	979	30	Nm ³ H ₂ /S	Balance de Hidrógeno Generado S1
Si	6.49%	BH _a	150	18	41	141	37	Nm ³ H ₂ /S	Balance de Hidrógeno Generado Anualmente

Figura 6.4: Planilla de resultados de la simulación. Comparación entre valores simulados y valores modelados. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

Parte III

Análisis Financiero y Modelos de Negocio

Capítulo 7

Planteo de Modelos de Negocio

Volviendo al problema inicial:

$$\begin{aligned} \text{máx } VAN &= h(R, p, d) \\ \text{s.a.} \\ NS &= f(R, d) \geq X \\ p &\leq Y \end{aligned} \tag{7.1}$$

El objetivo de esta parte es hallar la expresión de la función

$$VAN = h(R, p, d)$$

que falta para resolver el problema de optimización 7.1. Para ello, deben plantearse modelos de negocio, en los que se defina específicamente:

- quién es el cliente;
- quién es la empresa;
- cuál es el producto/servicio;
- cuál es la materia prima;
- cuál es el proceso de producción/operación de la empresa;
- cuál es la inversión;
- cuál es la estructura de costos;
- cuál es la estructura de ingresos;
- cuál es el rol del estado.

Conforme a lo dicho, se postulan tres modelos, cuya diferencia principal radica en la accesibilidad del cliente a la compra del producto final ofrecido.

7.1. Modelo de Negocio A

Concepto de Negocio Provisión de energía eléctrica a pequeño grupo de usuarios, creación de mini redes eléctricas distribuidas. Instalación de sistemas de generación compartidos para pocos usuarios. Venta de hidrógeno y oxígeno excedentes al mercado.

Clientes Grupo de establecimientos de poder adquisitivo medio o bajo sin acceso a la red tradicional de energía eléctrica. Mercado consumidor de hidrógeno y oxígeno.

Productos/Servicios Ofrecidos Energía eléctrica, hidrógeno, oxígeno.

Insumos Requeridos Viento, agua destilada, KOH.

Inversión de Capital Sistemas eólicos con almacenamiento en hidrógeno, tendido eléctrico, inmuebles.

Esquema de Operaciones Gestión de red eléctrica, interconexión de usuarios, control y administración del flujo energético de la red, producción de energía eléctrica, producción y distribución de hidrógeno y oxígeno.

Alternativa Contrastada (Cliente) Consumo de energía de red eléctrica convencional (demanda de energía equivalente a establecimiento urbano).

7.2. Modelo de Negocio B

Concepto de Negocio Provisión de hidrógeno a pequeño grupo de usuarios que cuentan con celdas de combustible propias, creación de mini redes eléctricas distribuidas. Instalación de sistemas de generación compartidos para pocos usuarios. Venta de hidrógeno y oxígeno excedentes al mercado.

Clientes Grupo de establecimientos de poder adquisitivo medio o alto sin acceso a la red tradicional de energía eléctrica, con celdas de combustible como grupos electrógenos. Mercado consumidor de hidrógeno y oxígeno.

Productos/Servicios Ofrecidos Hidrógeno, oxígeno.

Insumos Requeridos Viento, agua destilada, KOH.

Inversión de Capital Sistemas eólicos con almacenamiento en hidrógeno, inmuebles.

Esquema de Operaciones Producción y distribución de hidrógeno y oxígeno.

Alternativa Contrastada (Cliente) Generación particular de energía con grupos electrógenos diesel (100 % de demanda de energía equivalente en centros urbanos satisfecha).

7.3. Modelo de Negocio C

Concepto de Negocio venta de sistemas eólicos con o sin almacenamiento en hidrógeno.

Clientes Grupo de establecimientos de poder adquisitivo alto con o sin acceso a la red tradicional de energía eléctrica.

Productos/Servicios Ofrecidos Equipos de generación.

Inversión de Capital Inmuebles.

Esquema de Operaciones Fabricación de partes/reventa de sistemas eólicos de generación con almacenamiento en hidrógeno.

Alternativa Contrastada (Cliente) Generación particular de energía con grupos electrógenos diesel (100 % de demanda de energía equivalente en centros urbanos satisfecha).

Capítulo 8

Análisis de Stakeholders y Evaluación de los Proyectos

Para efectuar un completo análisis económico-financiero, deben identificarse bien los *stakeholders*. Esta palabra se usa directamente del inglés, ya que no posee traducción literal. *Stake* puede traducirse en este contexto como *interés*, y *holder* como *poseedor*. Con *stakeholder* se hace referencia a todas aquellas partes interesadas en el éxito de un proyecto o empresa.

Para que un negocio sea viable, debe procurarse que todas las partes se vean beneficiadas. En el sentido amplio de la palabra, el beneficio debe contemplar tanto los aspectos financieros, como la utilidad social, comodidad, ecología, ahorro de tiempo, etc. Pero debido a que es difícil cuantificar los últimos sin caer en relatividades, en el presente trabajo sólo se analizará el beneficio desde la óptica financiera. Ésta es en última instancia la condición necesaria (y no suficiente) que apalanca el resto de las dimensiones del beneficio.

Entre los *stakeholders* que reciben un impacto financiero directo del negocio, pueden identificarse:

- la empresa;
- los inversores;
- los clientes;
- los proveedores;
- el estado.

Los competidores, los vecinos, el resto de la sociedad, etc. se considera que no son afectados monetariamente en forma directa (al menos a corto plazo) para el alcance del estudio. En línea con esto, y dando por sentado que los proveedores se beneficiarían de existir el negocio (y nada negativo ocurriría de lo contrario), tampoco se incluyen en el análisis.

Con todo esto, se elige el método de descuento de flujo de fondos a valor actual neto para la evaluación del proyecto en cada dimensión de *stakeholders*. En las figuras 8.1, 8.2 y

8.3 se observan los gráficos para dichos flujos de caja para la empresa, los inversores, el cliente y el estado.

La figura 8.4 por otro lado, muestra la planilla de resultados financieros para la evaluación del beneficio de cada parte.

Note que en cada caso los conceptos presentados son distintos:

- para la empresa y el inversor ¹, los flujos de caja son las salidas y entradas de dinero del propio negocio.
- para el cliente, se analiza el ahorro que tendría de adoptar la tecnología propuesta. Éste se calcula como la diferencia entre los costos que le representan cada una de las tecnologías (vieja vs. nueva).
- para el estado, el flujo de caja es el balance entre la recaudación de impuestos ² y el pago de subsidios al proyecto.

El indicador de viabilidad para cada parte involucrada es su VAN particular. Como lo que debe maximizarse es el beneficio de todos los *stakeholders*, entonces en el problema 7.1 la función a maximizar será la suma de los valores actuales netos del negocio de cada parte:

$$VAN = h(R, p, d) = VAN_{Empresa} + VAN_{Inversor} + VAN_{Cliente} + VAN_{Estado} \quad (8.1)$$

Cada VAN depende de una estructura de recursos (cantidad y tamaño de equipos, personal, terrenos, etc.). La función que asigna un valor de VAN a cada configuración de recursos puede articularse mediante un modelado financiero, a partir de la estructura de costos de cada negocio.

8.1. Principales Supuestos y Consideraciones de la Inversión de la Empresa

- Se supone que la empresa se constituye en el año 0, y la duración del proyecto de inversión para cada modelo será de 20 años (duración que coincide con la vida útil del equipo de máxima vida útil).
- Se asume que la inversión se realiza en el año 0, y la empresa comienza sus operaciones a partir del año siguiente (año 1).
- Las inversiones en activo fijo corresponden a maquinaria (aerogeneradores, electrolizadores, celdas de combustible, tendido eléctrico, etc), inmuebles y terrenos.

¹Se considera a todos los inversores como una sola persona, para el cálculo de su flujo de fondos.

²Resumidos a *grosso modo* en IAG - impuesto a las ganancias -, IIBB - ingresos brutos -, IVA, impuesto de sellos e impuestos de débitos y créditos bancarios.

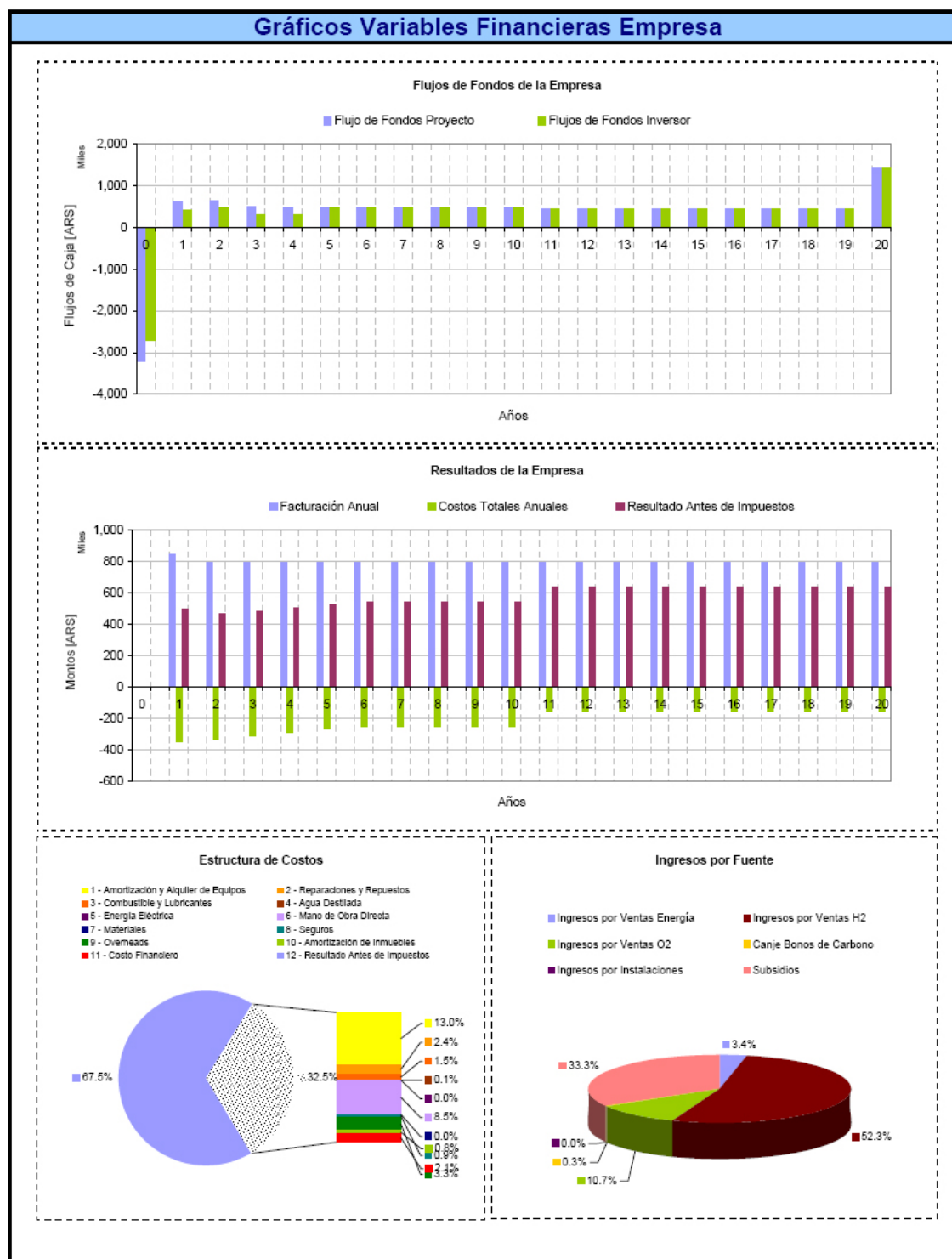


Figura 8.1: Gráficos de flujos de fondos de la empresa y el inversor, y estructuras de costo e ingresos para una solución del modelo de negocio A. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

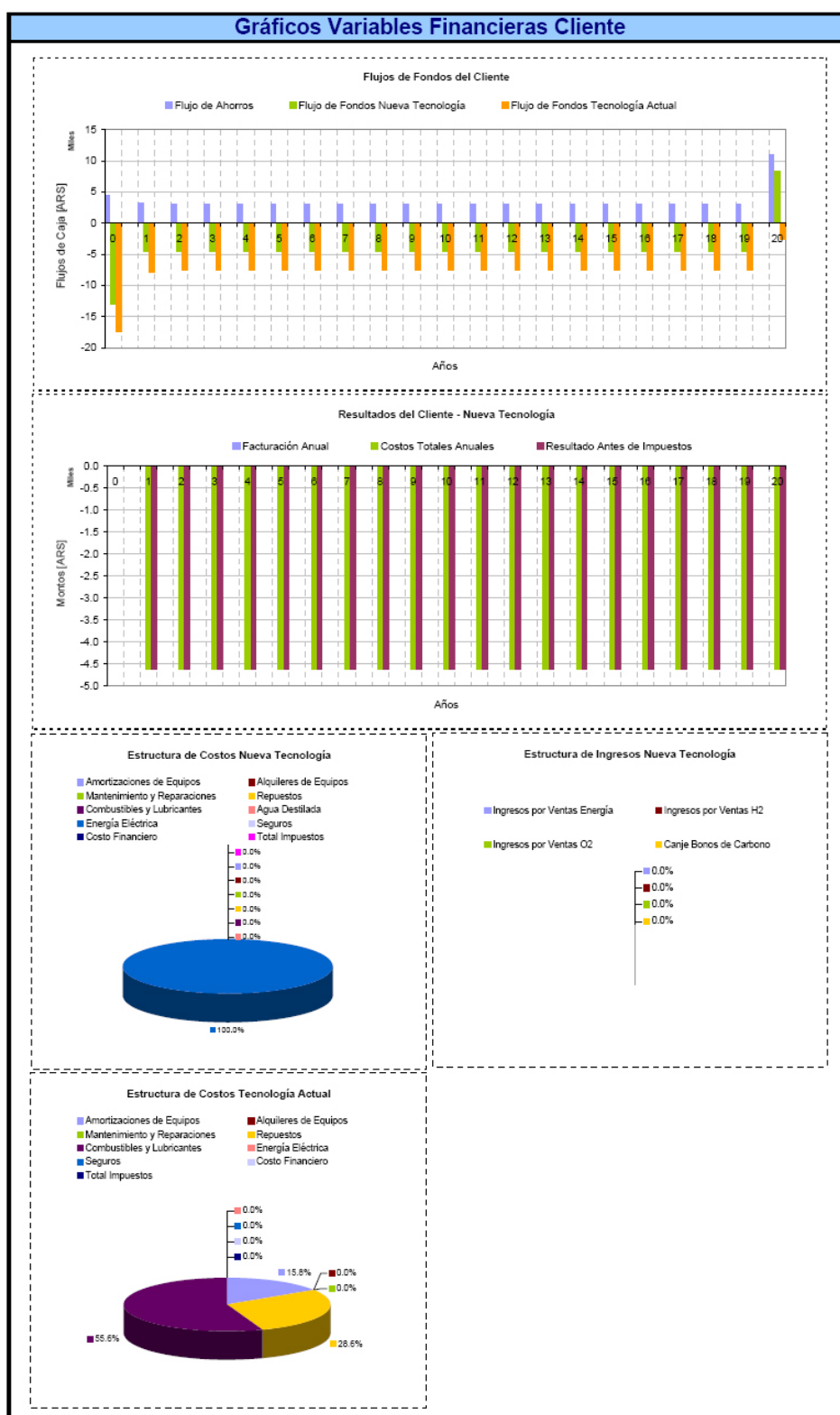


Figura 8.2: Gráficos de flujos de fondos de ahorro del cliente, y estructuras de costo e ingresos para una solución del modelo de negocio A. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

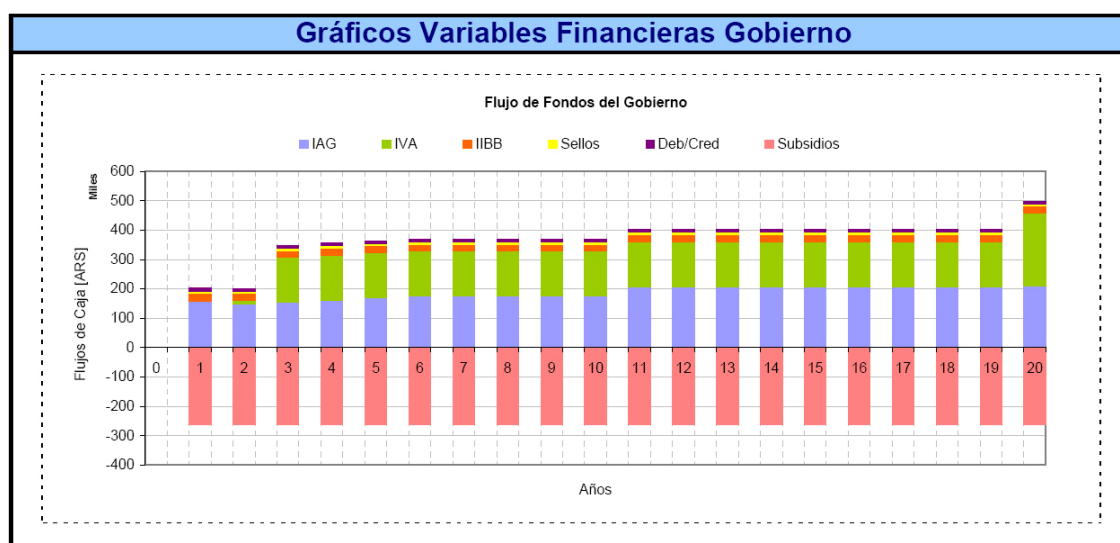


Figura 8.3: Gráficos de flujos de fondos de recaudación y subsidios del estado para una solución del modelo de negocio A. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

- Las inversiones en activo de trabajo corresponden a disponibilidades mínimas en caja (asumidas en un 2.5 % del valor de los ingresos brutos del año correspondiente), créditos por ventas, e inventarios (combustibles y lubricantes, repuestos, materiales, agua destilada).
- Se asume la estructura de costos dimensionada pertinentemente.
- En el año 20 se liquida la empresa, recuperando el valor residual de la inversión en activo fijo al momento de cierre (25 % del valor original), y el valor total original de la inversión en activo de trabajo.
- Se asume un nivel de actividad constante para la empresa a lo largo de toda la duración del proyecto (excepto para el año 0, en el cual no hay actividad - sólo inversión).
- Se asumen ingresos constantes a lo largo de todo el plazo del proyecto.
- El plazo promedio de cobro para la estimación de los créditos por ventas se asume en 1 mes, sobre los ingresos totales.
- El plazo promedio de pago para la estimación de las deudas comerciales corrientes se asume en 1 mes, sobre los gastos anuales en salarios, combustibles y lubricantes, repuestos, reparaciones, materiales, alquileres de equipos, seguros, e impuesto sobre los ingresos brutos.
- Se toman 30 días de giro para dimensionamiento de stock de combustibles y lubricantes, repuestos y agua destilada.
- No se contemplan los efectos de la inflación.

Variables Dependientes Financieras				
Resultados Financieros Empresa				
ESTRUCTURA DE COSTOS MEDIOS	Valor en ARS	% CAI	INVERSIÓN	
COSTOS DIRECTOS			Indicador	Valor
1 - Amortización y Alquiler de Equipos	153,631	55.9%	ROA	23.4%
2 - Reparaciones y Repuestos	13,860	5.0%	M.ROA	23.5%
3 - Combustible y Lubricantes	8,544	3.1%	MTC	151.5%
4 - Agua Destilada	406	0.1%		
5 - Energía Eléctrica	0	0.0%	VAN Emp.	101,383
6 - Mano de Obra Directa	49,082	17.9%	VAE Emp.	13,640
7 - Materiales	0	0.0%	WACC Emp.	14.5%
TOTAL COSTOS DIRECTOS	225,522	82.1%	TIR Emp.	15.1%
COSTOS INDIRECTOS			PRS Emp.	7
8 - Seguros	4,969	1.8%	PRDF Emp.	19
9 - Overheads	27,462	10.0%		
10 - Amortización de Inmuebles	4,427	1.6%	VAN Inv.	88,686
TOTAL COSTOS INDIRECTOS	36,858	13.4%	VAE Inv.	11,923
11 - Costo Financiero	12,240	4.5%	WACC Inv.	14.5%
TOTAL COSTOS ANTES DE IMPUESTOS	274,621	100.0%	TIR Inv.	15.0%
13 - Impuestos sobre Ingresos	41,305	15.0%	PRS Inv.	7
15 - Impuesto a las Ganancias	187,527	68.3%	PRDF Inv.	20
16 - Resultado Neto	348,265	126.8%		
INGRESO TOTAL	851,718	310.1%		
Resultados Financieros Otras Partes				
	RECAUDACIÓN ESTADO		AHORRO CLIENTE	
	Indicador	Valor	Indicador	Valor
	VAN	432,506	VAN	24,350
	VAE	58,146	VAE	3,274
	WACC	14.5%	WACC	14.5%
	TIR	59.7%	TIR	-
	PRS	4	PRS	0
	PRDF	4	PRDF	0

Figura 8.4: Variables financieras para cada *stakeholder* analizado, para una solución del modelo de negocio A. MTC: indicador *margin to cost*; PRS: *período de repago simple*; PRDF: *período de repago con descuento de flujos*. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

- Se contemplan los efectos del flujo de fondos del IVA de la inversión, recuperado con la operación. El IVA de los equipos del sistema de generación se toma en 10.5 %, mientras que los valores para el resto de las compras y las ventas se fija en un 21 %.
- Se asume financiación mediante un leasing bancario de maquinaria para los equipos, a un plazo de 4 años y una tasa de 16 % anual sobre saldos, con amortización de capital mediante el sistema francés
- El cálculo del WACC se realiza con datos provistos por Ernst&Young Argentina.

Capítulo 9

Estructuras de Costos

9.1. Empresa

La estructura de costos general del negocio (que abarca todos los conceptos y rubros que demandarían los modelos A y B) se observa en la figura 9.1.

ESTRUCTURA DE COSTOS MEDIOS
COSTOS DIRECTOS
1 - Amortización y Alquiler de Equipos
2 - Reparaciones y Repuestos
3 - Combustible y Lubricantes
4 - Agua Destilada
5 - Energía Eléctrica
6 - Mano de Obra Directa
7 - Materiales
TOTAL COSTOS DIRECTOS
COSTOS INDIRECTOS
8 - Seguros
9 - Overheads
10 - Amortización de Inmuebles
TOTAL COSTOS INDIRECTOS
11 - Costo Financiero
TOTAL COSTOS ANTES DE IMPUESTOS
13 - Impuestos sobre Ingresos
15 - Impuesto a las Ganancias
16 - Resultado Neto
INGRESO TOTAL

Figura 9.1: Estructura de costos general de la empresa para los tres modelos de negocio.

Amortizaciones y Alquileres de Equipos Se utiliza una fórmula lineal de amortización, partiendo del valor original del equipo (parametrizado en USD/kW) y con valores residuales del 25 %. Los equipos amortizables son: aerogeneradores, electrolizadores, celdas de combustible, tanques de almacenamiento, rodados, tendido eléctrico. El rubro alquiler de equipos se creó en caso de que se renten rodados o vehículos para transporte de carga/gases.

Reparaciones y Repuestos En este rubro se incluyen los gastos en insumos típicos de equipos mecánicos, como filtros, neumáticos (en caso de rodados), y componentes especiales que deban cambiarse frecuentemente durante el plan de mantenimiento preventivo de las máquinas. Las reparaciones constituyen gastos eventuales en componentes debido a roturas imprevistas. Como no puede establecerse una frecuencia de reposición, se estiman los gastos anuales en reparaciones como el cociente entre los gastos totales en reparaciones a lo largo de la vida útil de la máquina, y su vida útil propiamente dicha. Se parametriza el valor anual como un porcentaje sobre el precio de mercado del bien, en particular para los aerogeneradores, el costo de mantenimiento representa el 1 % de su valor original. [11]

Combustible y Lubricantes Se incluyen bajo este concepto los combustibles (a base de hidrocarburos) para los rodados, y los lubricantes de los engranajes de los aerogeneradores.

Agua Destilada Podría tratarse como un combustible, pero se optó por separar el rubro para individualizar su cálculo. Es toda el agua que consumen los electrolizadores. Si bien el agua destilada que se electroliza, luego vuelve a formarse durante la producción de energía con la celda, no es posible recuperar el 100 %. Estas pérdidas se asumen en un 50 % del stock de agua necesario para cubrir las necesidades energéticas de electrólisis anuales. Por lo tanto, existirá una cantidad de agua recirculante anual equivalente a este porcentaje.

Energía Eléctrica En caso de que el nivel de servicio del sistema de generación instalado no sea del 100 %, bajo este rubro se incluyen los gastos en electricidad comprada de la red, tanto para consumo propio, como para reventa.

Mano de Obra Directa Se categoriza la mano de obra, y se desglosa su sueldo en salario básico más adicionales, contribuciones, aguinaldo, vacaciones y previsión por despidos. Las cargas sociales totales se consideran en un 45 % por sobre el sueldo básico más los adicionales remunerativos. Entre el personal necesario para la operación de los modelos de negocios A y B, se supone el requerimiento (no permanente) de mecánicos de mantenimiento para chequeo preventivo y recambio de repuestos de los equipos, y en el caso específico del B, choferes si se cuenta con una flota de vehículos para transporte de hidrógeno al consumidor final.

Materiales Los gastos en materiales y herramientas de uso y reposición frecuente en el mantenimiento del sistema, además de indumentaria especial como cascos, overalles, antiparras, guantes, etc.

Seguros Se incluyen seguros personales (ART, de contrato de trabajo, de vida), patrimoniales (contra incendios, contra terceros, de responsabilidad comprensiva).

Overheads Bajo este rubro se engloban los gastos en mano de obra indirecta, comunicaciones, librería, limpieza, etc. Se calculan como un porcentaje sobre los ingresos totales, supuesto en este caso en un 10 %.

Amortización de Inmuebles Se consideran amortizaciones lineales sobre valuación de edificios construidos, con valor residual cero, y una vida útil de 50 años.

Costo Financiero Se calcula como el producto de la tasa de descuento de documentos del Banco Nación por el capital de trabajo. Representa el costo de financiar la operación de la empresa. Adicionalmente, se incluyen en este rubro intereses de créditos para la financiación del activo fijo.

Impuestos sobre Ingresos Se consideran los tres impuestos básicos: ingresos brutos, sellos, y débito y crédito bancarios.

Impuesto a las Ganancias Se toma en un 35 %.

Resultado Neto Según la resolución del modelo, el resultado neto deberá ser tal que la inversión inicial se recupere en plazos razonables. Según la experiencia en instalación de granjas eólicas, el recupero de la inversión se produce generalmente entre los 7 y los 9 años [15].

No se estudia el beneficio desde el punto de vista de la empresa para el modelo C.

9.2. Cliente

Desde la posición del cliente, cabe analizar dos estructuras de costo distintas:

1. la estructura de costos de cada modelo de negocio con la nueva tecnología;
2. la estructura de costos de la alternativa contrastada con tecnología actual.

9.2.1. Costos de la Tecnología del Hidrógeno

Cada modelo poseerá una estructura de costos distinta. Para el modelo A, sólo se tendría:

Energía Eléctrica Bajo este rubro se incluyen los gastos en electricidad comprada de la red generada con la nueva tecnología.

En el modelo B:

Amortizaciones de Equipos Se utiliza una fórmula lineal de amortización, partiendo del valor original del equipo (parametrizado en USD/kW) y con valores residuales del 25 %. Los equipos amortizables son: celdas de combustible y tanques de almacenamiento.

Reparaciones y Repuestos En este rubro se incluyen los gastos en insumos típicos de la celda de combustible, y componentes especiales que deban cambiarse frecuentemente durante el plan de mantenimiento preventivo de la máquina. Las reparaciones constituyen gastos eventuales en componentes debido a roturas imprevistas. Como no puede establecerse una frecuencia de reposición, se estiman los gastos anuales en reparaciones como el cociente entre los gastos totales en reparaciones a lo largo de la vida útil de la máquina, y su vida útil propiamente dicha.

Energía Eléctrica En caso de que el nivel de servicio del sistema de generación instalado no sea del 100 %, bajo este rubro se incluyen los gastos electricidad comprada de la red.

Costo Financiero Se incluyen en este rubro intereses de créditos para la financiación de la compra de los equipos.

Y finalmente, en el modelo C la estructura de costos es análoga a la de la empresa, sin las amortizaciones de inmuebles, costos de mano de obra, impuestos sobre ingresos, ganancias, ni resultado neto.

9.2.2. Costos de la Tecnología Actual

En lo referente a la satisfacción de las necesidades energéticas con las tecnologías actuales, se presentan las siguientes cuestiones:

1. En el marco del modelo de negocio A, ¿contra qué alternativa de consumo actual debería contrastarse la nueva provisión de energía eléctrica? Si bien el negocio se plantea para mercados rurales sin acceso al tendido eléctrico, no tendría lógica comparar los costos de la nueva alternativa contra ningún costo por no tener acceso a la electricidad. La comparación correcta debería realizarse en base a un análisis energético que contemple todas las tecnologías sustitutas que se utilizan en ausencia de electricidad. Sin embargo, para establecimientos precarios donde el consumo energético equivalente con hidrocarburos es prácticamente nulo, el análisis se torna relativo a una comparación de comodidades: ¿cuánto más cómodo es vivir con acceso a la energía eléctrica imaginando las posibilidades y usos que ésta brinda vs. no tener nada parecido? La respuesta a esta pregunta es difícil de dimensionar. Por todo esto, en el análisis de este modelo se optará por comparar el consumo de energía aerogenerada contra el mismo consumo de energía eléctrica provista directamente de una red eléctrica (imaginando que el usuario sí tiene acceso a la red). De esta manera, se contrastaría la nueva tecnología contra la alternativa de tener acceso al consumo convencional, asumiendo la situación como un estado hipotético en el cual el cliente rural opta por la comodidad de una localidad urbana.
2. Enfocando el estudio al modelo B, la generación con sistemas de celdas de combustible debería compararse contra la generación con grupos electrógenos diesel. Pero, ¿qué nivel de satisfacción energética se analizará? El consumo per cápita rural no conectado a la red eléctrica se ubica actualmente en niveles bajos (del orden de los 75 Watt/capita [24]) comparado con el consumo per cápita en centros urbanos (250 Watt/capita [26]). Esto se debe a las restricciones de autogeneración con las tecnologías basadas en hidrocarburos. Por lo tanto, ¿cómo se comparará la alternativa rural actual vs. la rural + hidrógeno? ¿Será lógico suponer niveles de consumo equivalentes a los centros urbanos, pero generados por equipos diesel, para compararlos contra el mismo consumo en hidrógeno? ¿O debe compararse el consumo de ambas tecnologías a niveles reales rurales? Como lo que se pretende es instalar niveles de confort superiores al actual, se decide contrastar la nueva tecnología

contra las alternativas actuales de mayor comodidad. En este caso, contra consumos urbanos.

3. Para el caso del modelo C, la alternativa contrastable es un grupo electrógeno diesel convencional, a consumo urbano equivalente.

9.3. Estado

9.3.1. Costos de la Tecnología del Hidrógeno

El único costo contemplado para la actividad estatal es la oferta de subsidios para el negocio de la empresa, parametrizados por kWh de energía vendida, o por Nm^3 de gas vendido.

9.3.2. Costos de la Tecnología Actual: Internalización de Externalidades

Si se realizara un estudio más exhaustivo, deberían incluirse también los costos de las alternativas tecnológicas actualmente en uso (con generación de energía en base a hidrocarburos), originados en las externalidades con repercusión en el medio ambiente y en la salud de la población. Debería responsabilizarse a este *stakeholder* ya que es quien vela por los intereses de la comunidad, y tiene la capacidad de contener dichas externalidades mediante políticas de estado, obras en infraestructura y servicios públicos, y regulaciones creadas.

¿Cuáles son las externalidades de las que se habla? Podrían listarse en una primera aproximación:

- costos medios anuales equivalentes en socorro a damnificados por catástrofes atribuibles al cambio climático;
- costos medios anuales equivalentes incurridos en tratamientos a pacientes con problemas respiratorios atribuibles a la contaminación del aire;
- costo medio anual equivalente debido al exceso de inversión en generación de energía eléctrica a gran escala para satisfacer la demanda que proviene exclusivamente del aumento en la tendencia del consumo para fines de acondicionamiento de ambientes con frío/calor;
- costo de oportunidad medio anual equivalente de disponer de territorios cultivables/explotables que debido al cambio climático resulten en zonas desérticas/ no explotables;
- costo medio anual equivalente de salvataje de flora y fauna, y remediación de medio ambiente debido a derrames e impacto provocados por la industria petrolífera en el entorno.

Estos costos deberían compararse como un ahorro frente a la alternativa planteada de generación limpia. Debido a la dificultad en sus estimaciones (que dificultad no signifique imposibilidad), no se tienen en cuenta en el presente trabajo, pero hágase la siguiente aclaración: de considerarse estos costos, se apalancaría el análisis a favor de la nueva tecnología, por lo tanto no considerarlos implica adoptar una postura pesimista y más exigente para los modelos planteados. Esto significará que frente a una viabilidad aparente, la viabilidad real sería mejor que la demostrada aquí.

Capítulo 10

Estructuras de Ingresos

De la misma manera en que cada *stakeholder* posee una estructura de costos distinta, también sus ingresos variarán.

10.1. Empresa

Para el negocio de la empresa en el marco del modelo A, se tendrán las siguientes fuentes de ingresos:

Ingresos por ventas de energía eléctrica La energía eléctrica generada con el sistema de aerogeneradores + hidrógeno se venderá al cliente directamente a través de un tendido eléctrico, y se cobrará en forma análoga al sistema actual. Se fijará un cargo fijo mensual por kW de potencia instalada (potencia máxima vendida al cliente, en AR\$/kW.mes), más otro cargo variable en función del consumo de kWh de energía mensuales (AR\$/kWh.mes).

Ingresos por ventas de hidrógeno y oxígeno Las ventas de hidrógeno y oxígeno excedentes al mercado convencional de consumo industrial se cotizarán a precios de mercado para dichos gases, sobre la base de AR\$/Nm³.

Ingresos por instalación del sistema Puede considerarse un ingreso fijo y pagadero únicamente al principio de la instalación del tendido para el cliente.

Canje de bonos de carbono Se consideran como ingresos las ventas de bonos de carbono al mercado internacional. La base de cálculo serían las equivalencias en toneladas de CO₂ de la energía eléctrica y gases vendidos; se toma la masa de CO₂ generada por un motor de combustión interna diesel típico en 2.34 kg CO₂ producidos por cada litro de gasoil [23]. Luego mediante la relación entre eficiencias y densidades energéticas (kWh/lt, kWh/Nm³), se traduce la energía equivalente de cada combustible vendido en toneladas de dióxido de carbono.

Subsidios Son considerados un ingreso cuya fuente es el estado. Se parametrizan en función de los kWh de energía y los Nm³ de hidrógeno y oxígeno vendidos.

En el marco del modelo B, la estructura de ingresos permanece igual que en el modelo A, excepto por los ingresos por ventas de energía eléctrica. Finalmente, en el modelo C, los ingresos serían las ventas del sistema de generación como grupo electrógeno, pero este modelo no se analizará desde la óptica de la empresa en el alcance de este trabajo.

10.2. Cliente

El cliente puede percibir ingresos en el caso del modelo de negocio B, aportando energía eléctrica excedente a la red, y en el caso del modelo C, aportando energía eléctrica, y vendiendo hidrógeno y oxígeno al mercado. Los ingresos serían entonces por dichas ventas.

10.3. Estado

Los ingresos considerados desde la postura del estado serían los equivalentes a las recaudaciones impositivas. Como se ha dicho antes, los impuestos contemplados son: impuesto a las ganancias, a los ingresos brutos, IVA, impuesto de sellos e impuestos de débitos y créditos bancarios.

Parte IV

Análisis de Factibilidad de los Modelos de Negocio

Capítulo 11

Articulación de Modelos Técnico y Financiero

Como se describió en la sección 2.4, la articulación de los modelos de dimensionamiento y financiero constituye el problema de optimización planteado. En la figura 11.1 se observa la estructuración del modelo de optimización en *MS Excel*, donde se listan en primer lugar las variables independientes, luego las funciones a maximizar, y más abajo las restricciones del problema.

Modelo de Optimización			
Variables Independientes			
Recursos Empresa			
8	m	Diámetro Aspas Aerogenerador	
3	u	Cantidad de Aerogeneradores	
300	u	Cantidad de Tanques de Almacenamiento H ₂	
220	u	Cantidad de Tanques de Almacenamiento O ₂	
27	kW	Potencia Máxima de Entrada Por Electrolizador	
1	u	Cantidad de Electrolizadores	
7	kW	Potencia Máxima de Salida Por Celda de Combustible	
1	u	Cantidad de Celdas de Combustible	
5	u	Cantidad de Clientes	
0	kWh/año	Energía Media Consumida de Red Externa	
0	Nm ³ /año	Hidrógeno Comprado para Generación de Energía Red Externa	
500.000	ARS	Monto Financiación de Activos Fijos	
Recursos Cliente - Nueva Tecnología			
0	m	Diámetro Aspas Aerogenerador	
0	u	Cantidad de Aerogeneradores	
0	u	Cantidad de Tanques de Almacenamiento H ₂	
0	u	Cantidad de Tanques de Almacenamiento O ₂	
0	kW	Potencia Máxima de Entrada Por Electrolizador	
0	u	Cantidad de Electrolizadores	
0	kW	Potencia Máxima de Salida Por Celda de Combustible	
0	u	Cantidad de Celdas de Combustible	
0	kWh/año	Energía Media Consumida de Red Externa	
0	Nm ³ /año	Hidrógeno Comprado para Generación de Energía de Red Externa	
0	kWh/año	Ventas Externas Medias	
0	kWh/año	Desvío Estándar Ventas Externas	
0	ARS	Monto Financiación de Activos Fijos	
Variables de Mercado			
12.40	ARS/Nm3	Precio Venta Mercado O2 (Empresa)	
39.00	ARS/Nm3	Precio Venta Mercado H2 (Empresa)	
9.30	ARS/kW	Cargo Fijo Consumo (Venta) (Empresa)	
0.50	ARS/kWh	Precio Venta kWh (Empresa)	
6.50	ARS/Nm3	Precio Venta Mercado O2 (Cliente)	
39.00	ARS/Nm3	Precio Venta Mercado H2 (Cliente)	
0.50	ARS/kWh	Precio Venta kWh (Cliente)	
6.200.00	ARS/kW	Precio Instalación Sistema	
5.00	ARS/kWh	Subsidio Gubernamental	

Variables Dependientes			
MAX		Σ VAN =	633,867 ARS
Empresa (Proyecto)			
VAN	101,267	88,571	18,127 425,902 ARS
VAE	13,624	11,907	2,437 57,258 ARS/año
Empresa (Inversor)			
WACC	14.5%	14.5%	14.5%
Cliente			
TIR	15.1%	15.0%	
PRS	7	7	años
PRDF	19	20	años
Estado			
ROA	23.4%		
M.ROA	23.5%		
MTC	151.5%		

Restricciones del Modelo			
97.7%	Nivel de Servicio Empresa (% de Satisfacción Demanda Energética)		>= 95%
94.7%	Nivel de Servicio Cliente (% de Satisfacción Demanda Energética)		>= 95%
0.3%	Error de Aproximación Modelo Empresa	<=	2%
0.0%	Error de Aproximación Modelo Cliente	<=	2%
Empresa			
8	m	Diámetro Aspas Aerogenerador	<= 40 >= 0
3	u	Cantidad de Aerogeneradores	>= 0
300	u	Cantidad de Tanques de Almacenamiento H ₂	>= 0
220	u	Cantidad de Tanques de Almacenamiento O ₂	>= 0
27	kW	Potencia Máxima de Entrada Por Electrolizador	<= 100 >= 0
1	u	Cantidad de Electrolizadores	>= 0
7	kW	Potencia Máxima de Salida Por Celda de Combustible	<= 10 >= 0
1	u	Cantidad de Celdas de Combustible	>= 0
5	u	Cantidad de Clientes	>= 1
0	kWh/año	Energía Media Consumida de Red Externa	>= 0
0	Nm ³ /año	Hidrógeno Comprado para Generación de Energía Red Externa	>= 0
0	días	Frecuencia de Entrega de H ₂	>= 15
500.000	ARS	Monto Financiación de Activos Fijos	>= 0
Cliente			
0	m	Diámetro Aspas Aerogenerador	<= 10 >= 0
0	u	Cantidad de Aerogeneradores	>= 0
0	u	Cantidad de Tanques de Almacenamiento H ₂	>= 0
0	u	Cantidad de Tanques de Almacenamiento O ₂	>= 0
0	kW	Potencia Máxima de Entrada Por Electrolizador	<= 15 >= 0
0	u	Cantidad de Electrolizadores	>= 0
0	kW	Potencia Máxima de Salida Por Celda de Combustible	<= 10 >= 0
0	u	Cantidad de Celdas de Combustible	>= 0
0	kWh/año	Energía Media Consumida de Red Externa	>= 0
0	Nm ³ /año	Hidrógeno Comprado para Generación de Energía de Red Externa	>= 0
0	kWh/año	Ventas Externas Medias	>= 0
0	kWh/año	Desvío Estándar Ventas Externas	>= 0
0	ARS	Monto Financiación de Activos Fijos	>= 0
VAN			
101,267	ARS	Empresa (Proyecto)	>= 0
88,571	ARS	Empresa (Inversor)	>= 0
18,127	ARS	Cliente	>= 0
Mercado			
12.40	ARS/Nm3	Precio Venta Mercado O2 (Empresa)	<= 2.10 >= 0
39.00	ARS/Nm3	Precio Venta Mercado H2 (Empresa)	<= 12.58 >= 0
9.30	ARS/kW	Cargo Fijo Consumo (Venta) (Empresa)	<= 1.00 >= 0
0.50	ARS/kWh	Precio Venta kWh (Empresa)	<= 0.30 >= 0
6.50	ARS/Nm3	Precio Venta Mercado O2 (Cliente)	<= 2.10 >= 0
39.00	ARS/Nm3	Precio Venta Mercado H2 (Cliente)	<= 12.58 >= 0
0.50	ARS/kWh	Precio Venta kWh (Cliente)	<= 0.30 >= 0
6.200.00	ARS/kW	Precio Instalación Sistema	>= 0
5.00	ARS/kWh	Subsidio Gubernamental	>= 0

Figura 11.1: Estructura del modelo de optimización en *MS Excel*. Los valores numéricos ilustran un caso representativo, y carecen de significado en el contexto de este análisis.

Capítulo 12

Resolución del Modelo de Optimización para los Modelos de Negocio

La resolución del modelo de optimización para cada negocio se encara por tanteo, buscando heurísticamente valores de las variables que maximicen el VAN conjunto. Los lineamientos lógicos para la búsqueda son:

1. Durante el dimensionamiento del sistema se observó la siguiente particularidad: existe una cantidad y una capacidad óptima de equipos que generan la mayor potencia y volumen de gases al menor costo, para una capacidad nominal total fija dada. En este sentido, cantidades de recursos y capacidades (aerogeneradores, electrolizadores y celdas de combustible) se fijan de acuerdo al factor de carga de cada equipo (que depende de las curvas de eficiencia específicas de cada máquina), variando inversamente cantidad de equipos y potencias nominales, y manteniendo constante el objetivo de sus potencias finales totales sumadas.
2. Comenzar fijando los parámetros de mercado (precios de venta), y la potencia total de las celdas de combustible. Debe ser aproximadamente igual a la demanda total (todos los usuarios más la demanda propia) más seis veces sus desvíos. Fijar capacidades de almacenamiento excesivamente grandes para desligar la restricción de almacenamiento.
3. Luego, fijar la potencia nominal de las turbinas en el doble de la potencia total de las celdas. El valor real de la potencia nominal requerida depende del perfil de los vientos, las eficiencias de los equipos y del perfil de la demanda.
4. Fijar la capacidad conjunta de los electrolizadores en una potencia intermedia entre la de los aerogeneradores y las celdas de combustible. El modelo supone que todo el exceso de hidrógeno se destina para la venta.
5. Tantear nuevamente las potencias y cantidades de aerogeneradores y electrolizadores buscando valores incrementales de VAN, y manteniendo NS igual a 100 %.
6. Tantear la cantidad de tanques de almacenamiento en busca del valor óptimo.

7. Observar cómo se comporta marginalmente el incremento del VAN contra el incremento de producción y venta de hidrógeno, oxígeno y energía eléctrica para determinar el beneficio de producir mayor cantidad de un producto u otro. Estos incrementos marginales dependen de los precios de venta.
8. Iterar el proceso tantas veces como sea necesario hasta que los incrementos en el VAN conjunto se reduzcan con los sucesivos cambios.

12.1. Modelo de Negocio A

Los parámetros y resultados de la estructura del negocio se despliegan en los cuadros 12.1 y 12.2. Esta configuración de valores arroja un valor de VAN cercano al óptimo para la estructura de recursos y ventas planteada.

Para que la tecnología sea rentable para el cliente, el precio de venta de la electricidad debe establecerse en $0.20 \text{ AR\$/kWh} + 16 \text{ AR\$/kW}$. Con este valor, la empresa no recupera la inversión y debe subsidiarse su actividad a $8.55 \text{ AR\$/kWh}$, con lo cual el Estado entra en déficit con un VAN a 20 años de $\text{AR\$ -1.6 millones}$.

Concepto	Valor
Monto Inversión Inicial	~ AR\$ 1.3 mill
Monto Financiado	AR\$ 0.8 mill
Facturación Anual Promedio	~ AR\$ 0.4 mill
Costos Anuales Promedio	~ AR\$ 0.18 mill
ROA Anual Promedio	19 %
MTC Anual Promedio	82 %
TIR Promedio Proyecto	15 %
Recupero de Inversión	~ 7 años
Ventas Anuales Energía	43.6 MWh @ $0.20 \text{ AR\$/kWh} + 16 \text{ AR\$/kW.mes}$
Subsidio Gobierno Energía	$8.55 \text{ AR\$/kWh}$
Emisiones CO_2 Anuales Equivalentes	29 Ton @ $63 \text{ AR\$/Ton}$

Cuadro 12.1: Tabla de resultados financieros del modelo A.

En la figura 12.1 puede observarse cómo decrece la necesidad de subsidios con el abaratamiento de la inversión. Como se puede apreciar en los resultados financieros, el valor de la inversión es alto comparado contra su esquema de ingresos. El valor de MTC (Margin to Cost) da una idea de esto ilustrando la proporción entre el margen anual necesario para el recupero de la inversión y los costos anuales. La tasa de cambio juega un papel importante en la viabilidad de este negocio, suponiendo que más del 90 % de la inversión es en activos importados valuados en dólares. Si se imaginara una producción nacional de estos equipos de generación, la inversión podría reducirse en términos relativos en un 68 % (el equivalente de comprar los mismos activos, pero valuados al mismo precio en pesos). Según este panorama, se necesitaría un subsidio de $\text{AR\$ 4.67}$, aunque todavía se estaría lejos de los valores razonables de mercado.

Concepto	Valor
N° Usuarios Energía	5
Consumo por Usuario	1 ± 0.24 kW
Aerogeneradores	2x21 kW (D=8m)
Electrolizadores	1x6 kW
Celdas de Combustible Empresa	1x8 kW
Capacidad de Almacenamiento Empresa	778 Nm^3 (4.5 m^3 @ 200 bar)
Velocidad Media Viento S1	10.6 m/s
Velocidad Media Viento S2	8 m/s

Cuadro 12.2: Tabla de parámetros del modelo A.

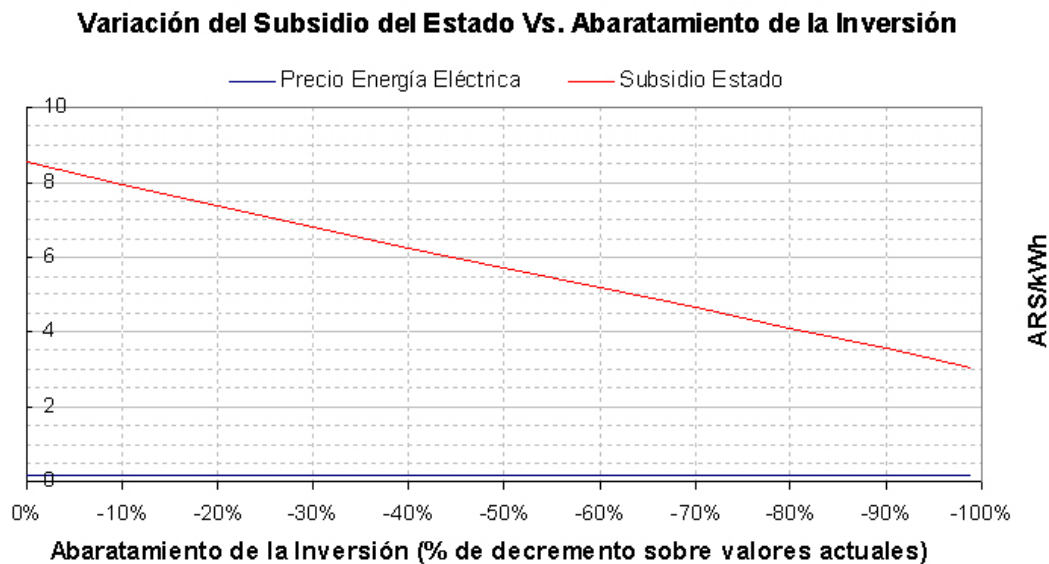


Figura 12.1: Curvas de variación del subsidio a la venta de energía eléctrica ante el abaratamiento de la inversión en las tecnologías de generación.

12.1.1. Alternativa de Viabilidad al Modelo A

Del estudio del modelo, puede apalancarse su viabilidad si el subsidio no proviene del estado, sino de la venta de hidrógeno. Los parámetros y resultados de la estructura de este negocio modificado se despliegan en los cuadros 12.3 y 12.4. Esta configuración de valores arroja un valor de VAN cercano al óptimo para la estructura de recursos y ventas planteada.

Entre las suposiciones hechas para este modelo, la prioridad en el consumo de hidrógeno producido es para generación de energía a demanda, mientras que se considera que **todo** el excedente anual del gas se vende al mercado a precios competitivos. De esta alternativa se concluye que vender hidrógeno a precio de mercado en AR\$ 39 es lo que genera margen. La venta de hidrógeno y energía eléctrica es viable dependiendo de la escala de producción de hidrógeno: la relación mínima entre los ingresos que apalanca la viabilidad es de 99 % de ingresos por ventas de hidrógeno vs. 1 % de ingresos por ventas de energía eléctrica. Esta viabilidad se da sin subsidios del Estado.

Concepto	Valor
Monto Inversión Inicial	~ AR\$ 5.6 mill
Monto Financiado	AR\$ 2 mill
Facturación Anual Promedio	~ AR\$ 1.4 mill
Costos Anuales Promedio	~ AR\$ 0.5 mill
ROA Anual Promedio	21 %
MTC Anual Promedio	125 %
TIR Promedio Proyecto	15 %
Recupero de Inversión	~ 7 años
Ventas Anuales H_2	35,500 Nm^3 @ 39 AR\$/ Nm^3
Ventas Anuales Energía	43.9 MWh @ 0.20 AR\$/kWh + 16 AR\$/kW.mes
Emisiones CO_2 Anuales Equivalentes	106 Ton @ 63 AR\$/Ton

Cuadro 12.3: Tabla de resultados financieros del modelo A.

Concepto	Valor
Nº Usuarios Energía	5
Consumo por Usuario	1 $\pm$ 0.24 kW
Aerogeneradores	4x21 kW (D=8m)
Electrolizadores	8x7 kW
Celdas de Combustible	1x8 kW
Capacidad de Almacenamiento	21,600 Nm^3 (125 m^3 @ 200 bar)
Velocidad Media Viento S1	10.6 m/s
Velocidad Media Viento S2	8 m/s

Cuadro 12.4: Tabla de parámetros del modelo A.

12.2. Modelo de Negocio B

Los parámetros y resultados de la estructura del negocio se despliegan en los cuadros 12.5 y 12.6. Esta configuración de valores arroja un valor de VAN cercano al óptimo para la estructura de recursos y ventas planteada.

Para que la tecnología sea rentable para el cliente, el precio de venta del hidrógeno debe establecerse en $1.76 \text{ AR\$/Nm}^3$. Con este valor, la empresa no recupera la inversión y debe subsidiarse su actividad a $20.06 \text{ AR\$/Nm}^3$, con lo cual el Estado entra en déficit con un VAN de AR\$ -1.8 millones. A un valor del gasoil de $1.78 \text{ AR\$/lt}$, el hidrógeno debería venderse a $1.76 \text{ AR\$/Nm}^3$. Un aumento del 60 % en el precio del gasoil, permitiría establecer un precio de hidrógeno 43 % superior a 1.76.

Concepto	Valor
Monto Inversión Inicial	~ AR\$ 1.6 mill
Monto Financiado	AR\$ 0.6 mill
Facturación Anual Promedio	~ AR\$ 0.5 mill
Costos Anuales Promedio	~ AR\$ 0.2 mill
ROA Anual Promedio	21 %
MTC Anual Promedio	98 %
TIR Promedio Proyecto	15 %
Recupero de Inversión	~ 7 años
Ventas Anuales H_2	$22,100 \text{ Nm}^3 @ 1.76 \text{ AR\$/Nm}^3$
Subsidio Gobierno H_2	$20.06 \text{ AR\$/Nm}^3$
Emisiones CO_2 Anuales Equivalentes	48 Ton @ 63 AR\$/Ton

Cuadro 12.5: Tabla de resultados financieros del modelo B.

Concepto	Valor
Nº Usuarios Energía	5
Consumo por Usuario	$1 \pm 0.24 \text{ kW}$
Aerogeneradores	$2 \times 21 \text{ kW (D=8m)}$
Electrolizadores	$5 \times 7 \text{ kW}$
Celdas de Combustible Empresa	$1 \times 2 \text{ kW}$
Celdas de Combustible Cliente	$1 \times 2 \text{ kW}$
Capacidad de Almacenamiento Empresa	$1,700 \text{ Nm}^3 (10 \text{ m}^3 @ 200 \text{ bar})$
Capacidad de Almacenamiento Cliente	$170 \text{ Nm}^3 (1 \text{ m}^3 @ 200 \text{ bar})$
Velocidad Media Viento S1	10.6 m/s
Velocidad Media Viento S2	8 m/s

Cuadro 12.6: Tabla de parámetros del modelo B.

12.2.1. Costos Energéticos de Combustibles

El precio actual de venta del hidrógeno de AR\$ 39 resulta poco competitivo frente a los precios de los combustibles fósiles. La situación actual de costo energético se ilustra

en la figura 12.2. Entiéndase como costo energético del combustible x (C_x , en \$/kWh) al costo en el que un cliente incurre para obtener de dicho combustible 1 kWh de trabajo útil (representa sólo costo de materia prima, no tiene en cuenta costos de amortización ni valores de inversión de equipos). El esquema de cálculo para este costo sería:

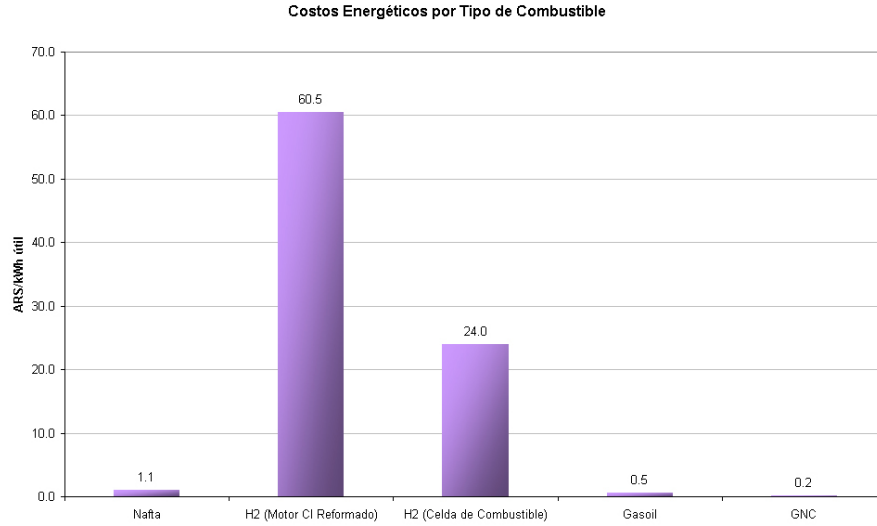


Figura 12.2: Costos energéticos por combustible comparados a precios de mercado actuales.

$$C_x = \frac{p_x}{\delta_x \Delta H_x \eta_m} \quad (12.1)$$

donde p_x es el precio de mercado del combustible x , δ_x su densidad volumétrica, ΔH_x su poder calorífico por unidad de masa, y η_m la eficiencia de la máquina utilizada para convertirlo en energía útil (ej, motores de combustión interna, celdas de combustible, etc). Con esto, en la figura 12.2 se observa la situación de costos energéticos actuales de cada combustible, que deja en desventaja al hidrógeno frente a las actuales tecnologías, con costos de 23 a 59 veces superiores. Aquí surge la pregunta: ¿cuánto podría abarataarse el costo energético del hidrógeno con las nuevas tecnologías?

Las figuras 12.3 y 12.4 muestran cómo deben variar el precio de venta y el subsidio fijados para el hidrógeno frente a variaciones en los valores de inversión y en el precio de mercado del gasoil, para que el VAN de cada stakeholder se mantenga constante y positivo. No obstante, el VAN del estado es el único que permanece negativo, evidenciando la situación de déficit que se le presenta al encarar los subsidios propuestos. Nótese que en la figura 12.3 el precio del hidrógeno se ajusta y crece conforme decrece el valor de la inversión en los equipos. Esto se debe a que la inversión también se abarata para el cliente, con lo cual es capaz de pagar más por el hidrógeno, manteniéndose su VAN constante. ¿Cuánto se espera que se abarate la tecnología renovable en las próximas décadas?

La figura 12.5 muestra cómo se compararían estos costos energéticos en el caso en el que el precio por metro cúbico normal del hidrógeno se situara entre AR\$ 1 y AR\$ 2. ¿Será posible llegar a precios de este orden en el futuro de las tecnologías consideradas?

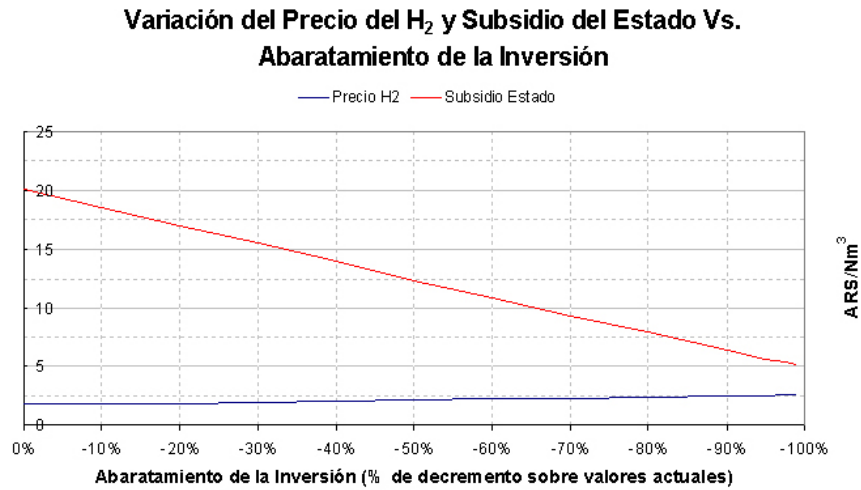


Figura 12.3: Curvas de variación del precio de venta del hidrógeno y su subsidio ante el abaratamiento de la inversión en las tecnologías de generación.

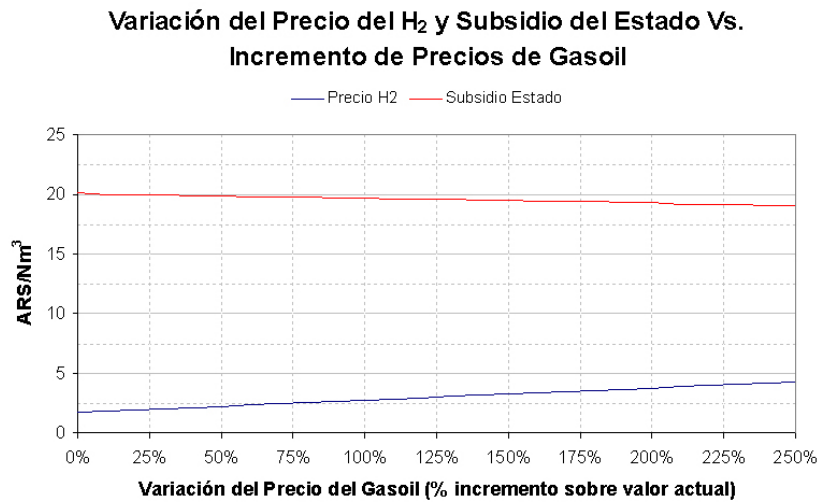


Figura 12.4: Curvas de variación del precio de venta del hidrógeno y su subsidio ante el aumento del precio de mercado del gasoil.

De los números vistos en este análisis, y aplicando las tecnologías propuestas, el precio podría bajarse **hoy** de AR\$ 39 a AR\$ 23, lo cual representa un 41 % de reducción, pero no alcanza para viabilizar la sustentabilidad de una economía basada en hidrógeno.

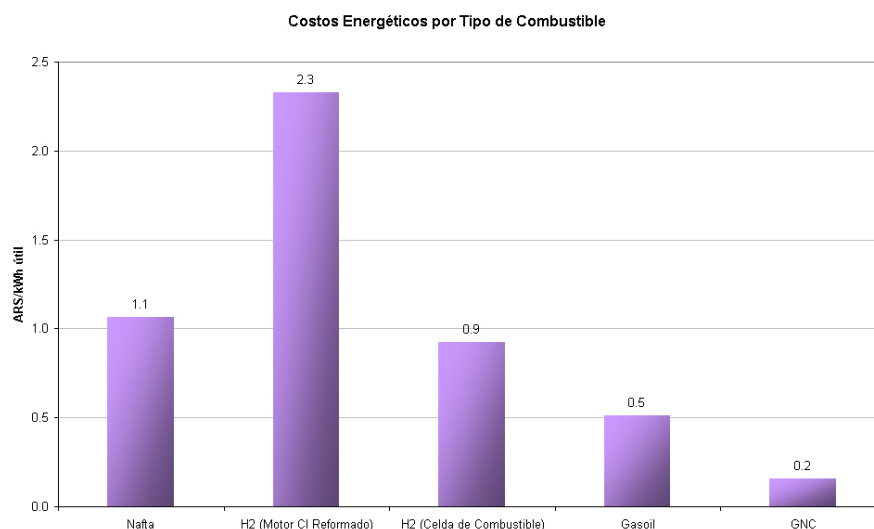


Figura 12.5: Costos energéticos por combustible comparados a precios de mercado actuales para los combustibles fósiles, y a precio AR\$/Nm³ 1.5 para el hidrógeno.

12.3. Modelo de Negocio C

Los parámetros y resultados de la estructura del negocio se despliegan en los cuadros 12.7 y 12.8. Esta configuración de valores arroja un valor de VAN de cero para la estructura de recursos y ventas planteada.

Para que la tecnología sea rentable para el cliente a valores de inversión actuales de los equipos (aprox. AR\$ 115,000), el precio del combustible (gasoil) debería situarse alrededor de los AR\$ 3.30. Con este valor, es tan viable para el cliente adoptar la tecnología del hidrógeno para generación propia, como comprar un grupo electrógeno convencional para satisfacer todas sus necesidades. Si bien la inversión inicial en la nueva tecnología resulta más costosa que las convencionales, el rasgo sobresaliente es que sus costos de mantenimiento serían considerablemente más bajos (del orden de un 80-90 % más bajos, al precio AR\$ 3.30 del gasoil) que los de un grupo electrógeno diesel. Obsérvese en la figura 12.6 el flujo de fondos del ahorro de las tecnologías y la estructura de costos de cada una. Como es de esperarse, en la nueva tecnología las amortizaciones de los equipos poseen la mayor proporción de los costos, mientras que en la tecnología diesel los combustibles y lubricantes se atribuyen el mayor porcentaje.

La figura 12.7 ilustra cómo varía el precio del gasoil que apalanca la viabilidad de este modelo, en función del porcentaje de abaratamiento de la inversión de la nueva tecnología. Obsérvese que de fabricarse la tecnología en el país, los costos de inversión se reducirían

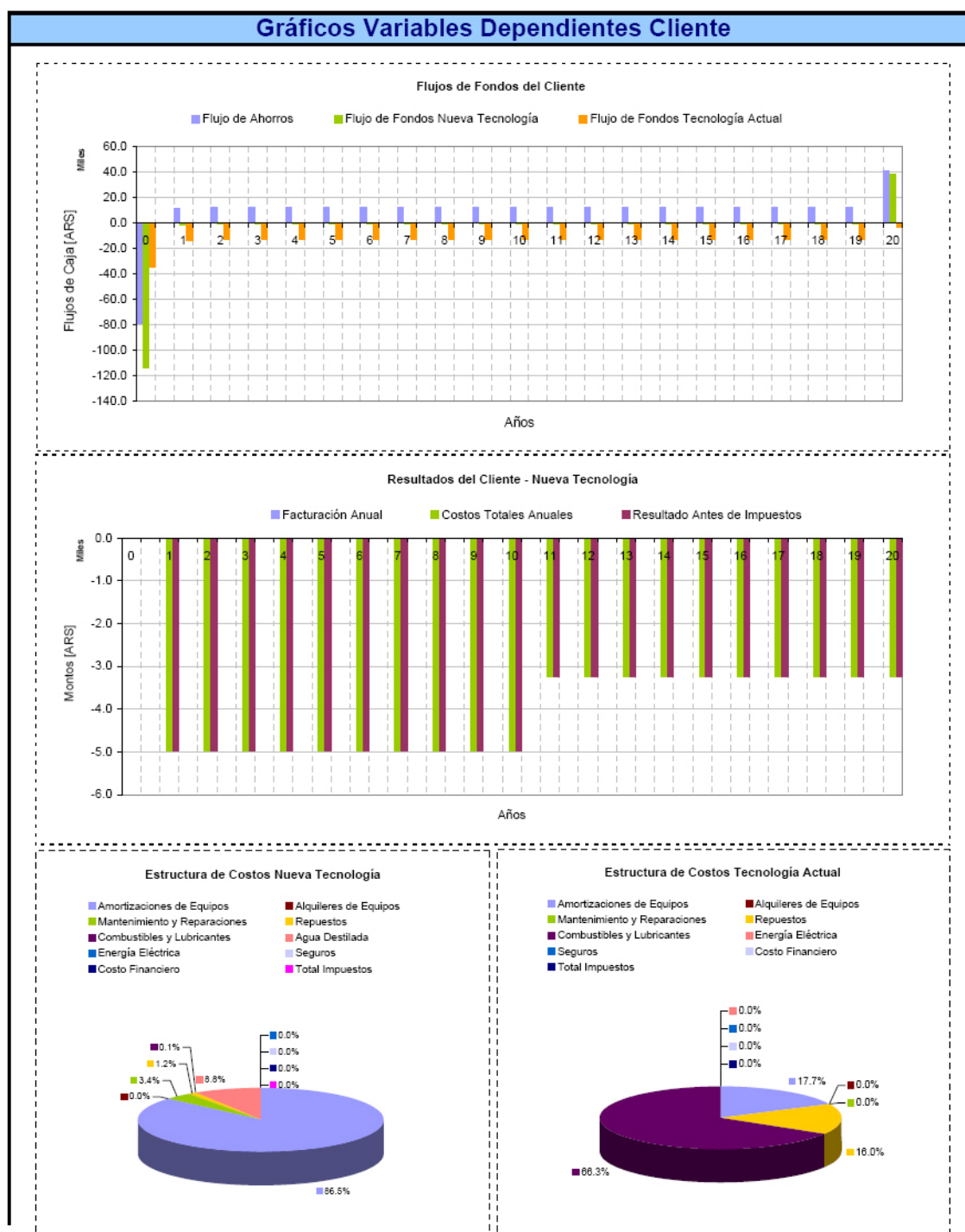


Figura 12.6: Variables dependientes y resultados financieros del cliente para el análisis del modelo C.

Concepto	Valor
Monto Inversión Inicial	~ AR\$ 115 mil
Costos Anuales Promedio	~ AR\$ 3,500
TIR Promedio Proyecto	14.7 %
Recupero de Inversión	~ 7 años

Cuadro 12.7: Tabla de resultados financieros del modelo C.

Concepto	Valor
Consumo del Usuario	1 ± 0.24 kW
Aerogeneradores	1x4.2 kW (D=4m)
Electrolizadores	1x1.5 kW
Celdas de Combustible	1x2 kW
Capacidad de Almacenamiento	251 Nm ³ (1.5 m ³ @ 200 bar)
Velocidad Media Viento S1	10.6 m/s
Velocidad Media Viento S2	8 m/s

Cuadro 12.8: Tabla de parámetros del modelo C.

en aproximadamente un 70 % (debido a la tasa de cambio), con lo cual la factibilidad del negocio se daría frente a un precio del gasoil de aproximadamente 2 AR\$/lt.

Variación del Precio del Gasoil Vs. Abaratamiento de la Inversión

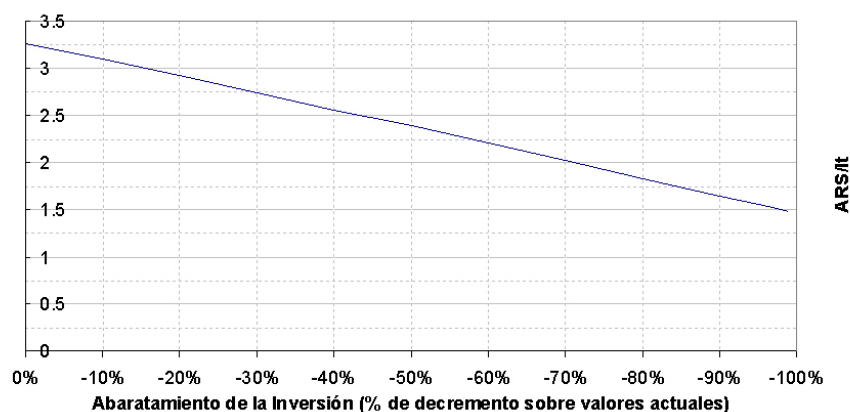


Figura 12.7: Variación del precio del gasoil que apalanca la viabilidad del modelo de negocio C, en función del abaratamiento de la inversión en los equipos de generación.

Capítulo 13

Mercado Eólico Argentino y Panorama Energético

A fines del año 2007, el panorama energético general y eólico argentino fue el siguiente [33]:

- Crecimiento de la demanda energética general nacional de entre 5.5 y 7 % anual.
- Pocos avances en temas de eficiencia energética del sistema nacional.
- Zonas geográficas con recursos abundantes se encuentran en regiones alejadas del grueso de la población y con conexiones débiles.
- No existen expectativas de precio ni de corto ni de mediano plazo.
- La energía eólica se subsidia directamente. Según la ley 25.019, el subsidio de 10 USD/MWh se redujo actualmente a 3.30 USD/MWh. Dicho subsidio es económicamente insuficiente para mantener un negocio eólico.
- No existen políticas de *feed-in-tariffs* o tarifas fijas que aseguren una mínima rentabilidad para el mercado eólico.
- No hay mecanismos de internalización de externalidades.
- No existe jurisdicción nacional en temas energéticos. Las jurisdicciones son provinciales.
- No hay normativas que establezcan quién refuerza las líneas de media tensión.
- Gran porcentaje de los demandantes de energía eléctrica poseen las necesidades básicas insatisfechas.
- Los patrones de consumo no presentan buenas señales de eficiencia.
- Las redes eléctricas son radiales.
- Existe concentración de demanda energética.

- Hace falta un rediseño de mecanismos de despacho eficientes.
- Los combustibles fósiles son artificialmente baratos en términos relativos comparados contra el valor de la energía.

Según la Dra. Laura Giumelli, asesora de la Comisión de Energía del Senado de la Nación Argentina, el ingreso masivo de las tecnologías eólicas sería posible si se crea una legislación adecuada de *feed-in-tariffs* variables que cubran:

- el costo medio del proyecto (tanto a largo como a mediano plazo).
- el costo medio de vinculación de las granjas eólicas a las redes radiales.
- el sobrecosto de operación de los sistemas eólicos en condiciones de calidad y seguridad.
- y si se simplifica el acceso al crédito.

Parte V

Conclusiones

Capítulo 14

Orientándose Hacia un Cambio de Paradigma

Problemas actuales de contaminación, desabastecimiento energético futuro esperado, guerras, cambio climático... búsqueda de soluciones sustentables¹ con proposición de nuevas tecnologías² renovables: ¿Cómo implementar estas soluciones? ¿Valdrá la pena el esfuerzo? ¿O se habrá perdido tiempo con tecnologías que al final no resulten sustentables?

14.1. Predicción e Impacto de las Externalidades de una Tecnología

La historia demuestra que toda incursión en nuevas tecnologías es un constante proceso de prueba y error. Obsérvese la revolución industrial. El hombre creó tecnologías

¹Sustentabilidad [34]: Satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones de seres vivos de satisfacer sus propias necesidades. Deben satisfacerse las necesidades de la sociedad como alimentación, ropa, vivienda y trabajo, pues si la pobreza es habitual, el mundo estará encaminado a catástrofes de varios tipos, incluidas las ecológicas. Asimismo, el desarrollo y el bienestar social, están limitados por el nivel tecnológico, los recursos del medio ambiente y la capacidad del medio ambiente para absorber los efectos de la actividad humana. Ante esta situación, se plantea la posibilidad de mejorar la tecnología y la organización social de forma que el medio ambiente pueda recuperarse al mismo ritmo que es afectado por la actividad humana. Los límites de los recursos naturales sugieren tres reglas básicas en relación con los ritmos de desarrollo sostenibles:

1. Ningún recurso renovable deberá utilizarse a un ritmo superior al de su generación.
2. Ningún contaminante deberá producirse a un ritmo superior al que pueda ser reciclado, neutralizado o absorbido por el medio ambiente.
3. Ningún recurso no renovable deberá aprovecharse a mayor velocidad de la necesaria para sustituirlo por un recurso renovable utilizado de manera sostenible. Según algunos autores, estas tres reglas están forzosamente supeditadas a la inexistencia de un crecimiento demográfico.

COMISIÓN MUNDIAL DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO DE NACIONES UNIDAS: *Nuestro Futuro Común: Informe Brundtland*. Comisión Brundtland, ONU. 1987.

²Tecnología [34]: es el conjunto de saberes que permiten fabricar objetos y modificar el medio ambiente, incluyendo las plantas y animales, para satisfacer las necesidades y deseos humanos.

basadas en carbón y petróleo con fines de aumentar la eficiencia de la producción mundial y mejorar la calidad de vida (prueba), y está llegando al tiempo en que toma conciencia de las consecuencias desfavorables: problemas de contaminación y agotamiento de recursos (error). Esto pone de manifiesto la dificultad en medir los posibles impactos de un cambio que se genere en un sistema complejo.

Garrett Hardin (1968), en su ensayo “The Tragedy of the Commons”[28], postuló que no es posible que la población mundial y su calidad de vida crezcan a la par ilimitadamente en un planeta con recursos finitos. Para llegar a esta conclusión describió el ejemplo en el cual un conjunto de pastores comparten un terreno donde crían a sus rebaños. Los pastores buscarán siempre su propio beneficio, por lo cual agregarán la mayor cantidad posible de ganado a su cría para aprovechar al máximo los recursos del terreno. Sin embargo, lo que descuidan es que conforme crece el nivel de explotación del suelo, las pasturas empeoran, y su beneficio conjunto caerá a largo plazo. Hardin llamó a esta consecuencia no considerada por los pastores una “externalidad”, que devendría en tragedia. La realidad mundial de abastecimiento energético no es muy distinta de este panorama. La enseñanza de pruebas y errores durante siglos debería ser clara: frente a un problema o necesidad no basta con proponer cualquier solución sin contemplar les externalidades que se puedan generar a raíz de negligir su sustentabilidad.

14.2. Alternativa Sustentable: Viento + Hidrógeno

En la predicción del futuro, el ser humano sólo puede aferrarse a su propia especulación basada en escenarios probables, producto de razonamientos a partir de su conocimiento del presente. Luego resta tener optimismo, suerte y fe. Entre tantas otras, la alternativa de la generación de energía eólica con almacenamiento en hidrógeno a pequeñas y medianas escalas parece ser una combinación factible en términos tecnológicos sustentables (con ventajas ecológicas conocidas), y con amplio potencial y versatilidad para la creación de una nueva economía de combustibles basada en el hidrógeno como vector energético. Más allá de esto, ¿qué cambios se necesitarían para que su inserción en el mercado pueda plasmarse?

Del análisis del capítulo 12 puede concluirse que esta tecnología todavía dista financieramente de una aplicación inmediata viable. Con indicadores MTC que van desde un 80 a un 125 %, se percibe que es todavía un conjunto de tecnologías de altos costos de inversión a pequeña y mediana escala, lo cual aleja del plano la idea de una producción barata de hidrógeno como para que se cree una economía basada en él. El hidrógeno debería venderse hoy en Argentina a precios de entre 1 y 2 AR\$/Nm³ para enmarcarse en una competencia razonable con las tecnologías actuales basadas en hidrocarburos. Su precio actual de mercado se observa aproximadamente 38 veces superior a estos valores, y con estas nuevas tecnologías podría reducirse hoy como máximo en un 41 %, hasta ser 19 veces mayor. Si los sistemas eólicos se produjeran enteramente de manera nacional, el precio podría reducirse aún más, hasta un 68 % del valor actual. Esto dejaría al hidrógeno alrededor de los 12 AR\$/Nm³, aún así lejos de un valor competitivo. De la misma manera, la generación de energía eléctrica a pequeña escala sería 44 veces más cara si proviniera

de las tecnologías planteadas con equipos importados, y 24 veces más cara con equipos nacionales.

Por otro lado, la venta de micro sistemas eólicos para generación propia se viabiliza financieramente con precios del gasoil 2 veces superiores al actual si los equipos son importados, y con precios del gasoil de 13 % por sobre el actual con equipos nacionales. Cabe remarcar que una de las ventajas de esta nueva tecnología comparada contra las actuales radica en sus bajos costos de mantenimiento. En el cuadro 14.1 se resumen los resultados del análisis.

Tipo de Negocio con Tecnología Eólica + H_2	Poder Adquisitivo Cliente Target	Tecnología Importada	Tecnología Nacional
Generación y venta de energía eléctrica	Bajo	44 veces más caro	24 veces más caro
Generación y venta de hidrógeno	Medio	38 veces más caro	11 veces más caro
Venta de sistemas de generación propia	Alto	2 veces más caro	13 % más caro

Cuadro 14.1: Tabla de resultados del análisis de viabilidad de tecnologías de generación eólica con almacenamiento en hidrógeno para pequeñas y medianas escalas. Los valores responden a cuántas veces más cara sería la nueva tecnología comparada contra la tecnología actual correspondiente basada en hidrocarburos.

14.3. ¿Cuál es el Valor de una Tecnología?

El análisis de una nueva tecnología no puede ni debe reducirse a un marco financiero y técnico. Lo realizado en este proyecto es sólo una fotografía en un instante dentro de la línea del tiempo de una posible evolución: sólo permite identificar cuál es el buen momento para ingresar con la nueva tecnología y cómo hacerlo, pero no da información sobre si ésta perdurará o será sustentable frente a los cambios que su entrada generará en la sociedad.

La viabilidad de proyectos en la práctica empresarial cotidiana e individual se analiza casi exclusivamente desde lo financiero, mientras que la aceptación cultural de una tecnología todavía permanece inexplicada en la corazonada de “una buena idea”. En lo colectivo, contemplar la utilidad y el impacto social es un deber. Para que una nueva tecnología se inserte de forma exitosa en el mercado, debe lograrse que cada individuo vea la utilidad desde su propia óptica. Esta visualización apalanca al factor económico si en el balance economía-utilidad todo se traduce en beneficios apreciables. Dentro de las dimensiones de utilidad podrían incluirse comodidad, ahorro de tiempo, ecología, ergonomía, facilidad de uso, estética, entre otras. Estas percepciones deben arraigarse en la cultura como valores, a los que la sociedad atribuirá una equivalencia económica en términos monetarios. Si el valor de una tecnología es tan abstracto y relativo como una percepción arraigada culturalmente, entonces ¿puede ser fácil valuar una nueva tecnología de la cual todavía no se conocen aplicadas sus utilidades e impactos? ¿Cuál sería su verdadero costo? ¿Es

sensata y completa una comparación de valor entre ésta y las tecnologías del petróleo cuyo verdadero costo debido a las externalidades todavía no está dimensionado? ¿Puede abstraerse como parámetro de comparación sólo el beneficio monetario? ¿Cuál es el verdadero precio de la actual tecnología basada en hidrocarburos? Para comparar cualquier nueva tecnología, se contrastan valores pronosticados contra valores corrientes. Pero, ¿es razonable que la energía hoy en el mundo valga lo que vale? ¿Cuál es el verdadero valor de la sustentabilidad? ¿Estaremos viviendo una realidad energética artificialmente barata a costas de un futuro no sostenible? De cualquier manera, lo importante es que el acostumbramiento a la artificialidad de lo barato no impida ver las externalidades reales. Para ello hace falta más que un estudio de factibilidad mediante los métodos tradicionales. Es triste pensar que la conciencia de las actuales externalidades relativas a contaminación, guerras, cambio climático sea el disparador de la adopción de nuevos valores de trato responsable y sostenible al medio ambiente.

El mundo se encuentra actualmente frente a una evolución y cambio de paradigmas tecnológicos. ¿Cómo se manifiesta esta voluntad de cambio? ¿Por otro lado, cómo se justifica?

14.4. Panorama Actual Mundial y Sentido del Cambio

El planeta se está reorganizando en una acción global para generar conciencia de la búsqueda de la sustentabilidad. La globalización y tecnologías modernas de la información son los medios principales que hacen esto posible. Desde la creación del IPCC (Panel Intergubernamental para el Cambio Climático) hasta las asociaciones mundiales de energías renovables y los sistemas de incentivo mediante bonos de carbono y *feed-in tariffs*, la voluntad hacia un cambio cultural se pone de manifiesto. Sin embargo, la sola voluntad colectiva no es suficiente para instrumentar el cambio. Según Paul Shrivastava, profesor de Bucknell University de los Estados Unidos de Norteamérica, en su país sólo hay instalados al momento 9.2 GW de capacidad en energía eólica, lo que representa menos del 1 % de la generación total [30]. ¿Por qué las organizaciones no se enfocan en energías renovables en USA? Shrivastava argumenta que la fragmentación del abastecimiento y el poco planeamiento estratégico son las causas más fuertes. Y plantea en su estudio de administración estratégica y desarrollo sustentable una estrategia que tiene como fines mejorar tanto el beneficio y el crecimiento de las tecnologías renovables, como también optimizar la performance ecológica del consumo. Propone para ella cuatro dimensiones constituyentes básicas:

Conservación de la energía El 25 % de la energía generada en USA se pierde en la transmisión y transformación. Las redes actuales poseen equipamiento ineficiente, que se suma a los hábitos pobres de uso de la población. La conservación se autofinanciaría ya que es un ahorro en sí.

Estrategias de compra de energía Hoy la compra de la energía está descentralizada, fragmentada y desorganizada en USA. Deberían crearse marcos que juzguen y prioricen el despacho de energía no sólo teniendo en cuenta el rendimiento, sino también considerando la contaminación y la fuente de energía asociada.

Portafolio de energías Teniendo en cuenta el gráfico de la figura 14.1, debería contemplarse un mix de fuentes de energía en función del riesgo y costo de la matriz. Como indican las flechas, los objetivos serían desplazarse hacia las energías de menor costo y riesgo.

Inversión directa en energía eólica A considerar en ella la escala de la inversión, la ubicación y la efectividad y el beneficio de todos los *stakeholders*.

Más allá de una visión global, debe existir una iniciativa local en cada parte del planeta que se alinee al accionar mundial. Las responsabilidades por lo tanto, son locales:

- para crear conciencia local, internalizando las externalidades en cada esfera social antes de que se hagan visibles;
- para crear marcos favorables y estratégicos de desarrollo sustentable.

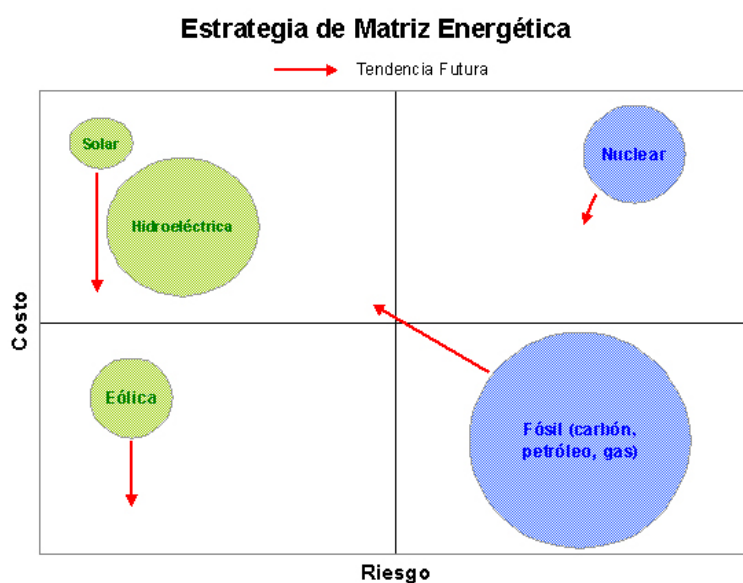


Figura 14.1: Matriz energética mundial actual, y tendencias de evolución futura.

Actualmente, se están creando marcos legales en diversos países para el incentivo de las tecnologías renovables, bajo instrumentos como las *feed-in tariffs* y los bonos de carbono. Las *feed-in tariffs* son bandas tarifarias para el cálculo del precio a consumo final de energía eléctrica que aseguran una rentabilidad mínima para las tecnologías renovables que se inserten en el mercado.

Alemania se ubica entre los países más avanzados en temas de energía eólica, representando un 12 % de su generación total de energía eléctrica [29]. Con un total de 22 GW de potencia instalada en granjas (a un promedio de crecimiento de 10.000 millones de euros de inversión por año), esperan alcanzar la cifra de 45 % de fuentes renovables hacia 2030 ayudados por el marco de las *feed-in tariffs*. España es otro caso similar, con una potencia eólica actual de 13 GW, y una tasa de crecimiento de 2 GW/año, y con objetivos

de alcanzar los 22 GW instalados para 2020, en vistas a tener un 20 % de renovables. El director general de la Agencia Federal de Medio Ambiente de Alemania, Dr. Harry Lehmann, analizó la posibilidad de llegar a un 100 % de energías renovables [31]. Técnicamente, se esperaría que ocurra algo como lo descrito en las curvas de la figura 14.2, donde se observa que conforme aumenta la penetración de renovables en el mix de fuentes de energía, el consumo per cápita global disminuye significando esto un aumento en la eficiencia de generación y consumo. Según los pronósticos, en Alemania se llegaría a un 100 % de participación de renovables hacia los años 2060 - 2070 de sostenerse e incrementarse las políticas de incentivos actuales. Por otro lado, para Japón los pronósticos son más optimistas, vislumbrando la transformación efectiva de toda la isla hacia 2040.

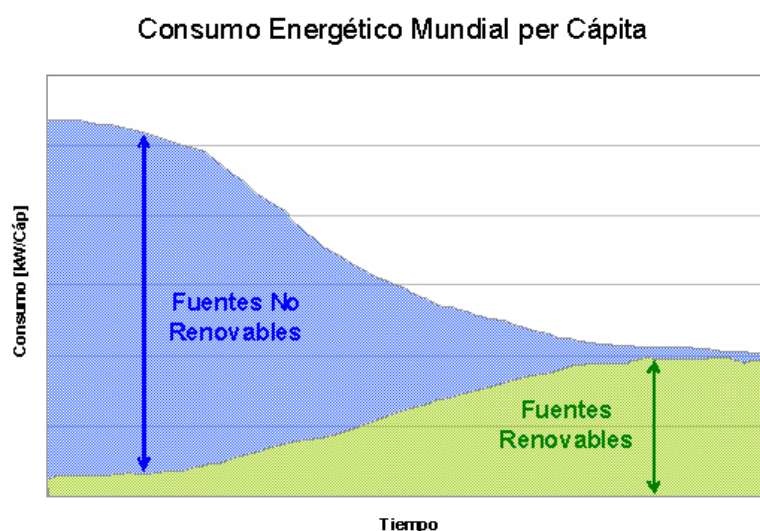


Figura 14.2: Consumo energético medio mundial proyectado. El gráfico es sólo un esquema, las curvas se han exagerado para ilustrar el incremento de la eficiencia de generación a lo largo del tiempo.

14.5. Acción Global, Responsabilidades Locales

¿Cómo debe generarse el cambio de paradigmas en la sociedad? ¿Desde arriba (poderes ejecutivos) y hacia abajo (sociedad)? ¿Desde abajo y hacia arriba? ¿En todas direcciones? Los problemas surgen de abajo hacia arriba. Inseguridad, pobreza, problemas de infraestructura, entre otros, se materializan en lo cotidiano de la sociedad y tienen tratamiento legislativo en una segunda instancia. Pero los cambios y soluciones deben articularse desde arriba y hacia abajo, y luego en todas direcciones. Las acciones de los países europeos son un ejemplo en el tema.

Forma parte de una acción global la evolución de los paradigmas tecnológicos, que debe apoyarse con las responsabilidades locales de cada país en facilitar el cambio de valores. Detrás de la fachada económica de cualquier negocio, debe arquitecturarse un conjunto de

valores que sustenten su modelo de funcionamiento y que se arraiguen en la sociedad como costumbre. La internalización de las externalidades actuales debe jugar un papel clave en la creación de un nuevo esquema de valores en armonía con la sustentabilidad del desarrollo. Para esto es necesario el cambio propugnado desde arriba en cada país, y con una clara intención de liderazgo y fuertes convicciones en el seguimiento de una visión a largo plazo. Ya que a escalas menores el factor económico es el decisivo, es menester de cada gobierno en particular gestionar regulaciones eficientes que faciliten la internalización desde lo cultural (con mecanismos como *feed-in tariffs*, subsidios, impuestos a tecnologías obsoletas, etc.).

14.6. ¿Cultura o Tecnología?

Cambios en otras dimensiones distintas a la económica deben contemplarse para un análisis de viabilidad y evolución más completo. ¿Cómo sería el acostumbramiento a lo nuevo? ¿Sería difícil la competencia contra los hábitos de uso de las tecnologías existentes? ¿Cómo lograr alinear a la sociedad en el uso de lo nuevo y sus ventajas, frente a lo viejo y sus desventajas? ¿Cómo internalizar las externalidades para la creación de conciencia? Imaginando escenarios favorables en los que se dé el crecimiento de estas tecnologías, inmediatamente cabe pensar: ¿qué se gestaría primero? ¿La inserción tecnológica o el cambio cultural? A veces el cambio no llega hasta que existe una conciencia de su necesidad. Esto es tan básico como afirmar que uno no come hasta que se da cuenta de que tiene hambre. Sin embargo, otras veces, primero se produce el cambio, y luego se entra en razón sobre la necesidad que se está cubriendo. En otras palabras, podrían plantearse dos caminos para la instauración de cambios en la sociedad:

1. la conciencia de un problema y el esfuerzo hacia el cambio provoca la adopción de una nueva solución. En casos de necesidades básicas insatisfechas, el esfuerzo viene dado por la conciencia de la insatisfacción. Por ejemplo, frente a la pobreza surge el esfuerzo de la ayuda comunitaria; frente al caos de tránsito se planea la construcción de carreteras, etc.
2. la irrupción de una nueva solución genera la conciencia del problema y provoca el esfuerzo hacia el cambio cultural. En casos de necesidades de confort insatisfechas, el cambio es inducido por una nueva solución que se ofrece frente a un problema del que no se poseía conciencia debido al no-conocimiento del nuevo estado de confort, y al hábito y la costumbre frente a la vieja situación de satisfacción. Por ejemplo, las computadoras son productos cuyas utilidades y aplicaciones actuales no se imaginaron en el momento en que fueron creadas. Las eficiencias de procesamiento de información en tiempos pre-computadora eran costumbre. Pero con los años la cultura fue concientizándose de la solución de eficiencia que representaba, a tal punto que hoy en día es un bien casi considerado como básico.

En el ámbito de las tecnologías de energías renovables, ¿frente a qué camino uno se encuentra? ¿Es la conciencia de los problemas derivados del consumo de hidrocarburos la que generará la transición? ¿O la irrupción de nuevas tecnologías renovables dará pie a que se cree una conciencia ecológica que apalanque el cambio? Lo cierto es que existe

una barrera básica, un análisis de mínima que es condición necesaria pero no suficiente para que se encare cualquiera de los dos caminos planteados: la nueva tecnología debe ser menos riesgosa que la actual, traduciéndose riesgosa como cómoda de adoptar frente a los usos habituales, con menos externalidades, de fácil inversión, instalación y mantenimiento.

Como los problemas frente a los cuales debe crearse conciencia son problemas que afectan a todos en conjunto, la motivación al cambio no va a provenir de cada individuo en particular, sino de una conciencia colectiva. Mientras el hábito siga siendo maximizar el propio beneficio sin tener conciencia particular de las externalidades comunes, será muy difícil imponer cualquier nueva tecnología cuya característica de utilidad se base en el beneficio conjunto a largo plazo. Difícil, hasta que las externalidades se hagan visibles y sea demasiado tarde.

Calentamiento global, agotamiento de reservas, contaminación... ¿problemas reales atribuibles al petróleo o excusas inventadas? Detrás de la verdadera realidad, la búsqueda de alternativas tecnológicas renovables es una causa justa en sí misma. La sustentabilidad no debería ser negociable. El esfuerzo hacia el desarrollo sustentable debería ser un valor universal, con el único motivo de mantener y mejorar la calidad de vida de todos los seres vivos.

Apéndice A

El Viento en la Patagonia Argentina

A.1. La Circulación de la Atmósfera sobre la Patagonia

[17] En la alta tropósfera del hemisferio Sur, entre aproximadamente 5.000 y 10.000 m, predomina todo el año un intenso flujo del Oeste resultante del fuerte gradiente meridional planetario de temperatura. A diferencia del hemisferio Norte donde la corriente del Oeste es mucho menos intensa en verano, en las latitudes que abarcan la Patagonia, este flujo se mantiene y entre 45° S y 55° S sobre la Patagonia es aún más intenso que en invierno (Taljaard y otros, 1969). La diferencia con el hemisferio Norte se debe a la presencia de la Antártida, un continente polar, que mantiene muy bajas temperaturas aún en el verano y dado que las variaciones estacionales de temperatura en las zonas ecuatoriales son muy reducidas, el gradiente meridional de temperatura permanece alto todo el año. De todos modos el gradiente meridional en el hemisferio Sur es mayor en invierno, pero el campo de vientos del Oeste asociado no alcanza mayor intensidad sino que se distribuye en una zona más ancha en latitud. Esta zona llamada baroclínica abarca entre 30° y 55° S en verano y entre 20° y 70° S en invierno, Taljaard y otros(1969), Trenberth (1992). Como la baroclinicidad está asociada a la presencia de zonas frontales y a la generación de ciclones, lo anterior es un factor importante en el ciclo anual de la precipitación. Conviene señalar que el flujo del Oeste descrito sufre variaciones de intensidad y dirección en la escala interdiurna y eventualmente en algunas ocasiones se perturba ampliamente como consecuencia de la presencia de ciclones que abarcan la tropósfera y más raramente por anticiclones con gran desarrollo vertical.

El flujo en la baja tropósfera, (superficie a 5.000 m), es menos intenso que en la alta tropósfera, (Taljaard y otros,1969; Trenberth, 1992), pero en general retiene las mismas características, aunque las perturbaciones de carácter sinóptico, (ondas, frentes, ciclones y anticiclones) son más intensas. Como ya fue explicado, los Oestes prevalecientes no contribuyen al aporte de vapor de agua para las precipitaciones. En el Sur de la Patagonia, en verano, asociado a la mayor baroclinicidad hay una mayor generación de ciclones y profundización de los que provienen del Oeste (Necco, 1982). Sin embargo esto no resulta en precipitaciones abundantes excepto en la franja cordillerana, ya que el componente Noroeste del viento, que en el hemisferio Sur generalmente aporta las mayores precipitaciones de los ciclones, es seco por causa de su trayectoria sobre los Andes.

Los frentes fríos se mueven con una dirección OesteEste o SudoesteNoreste, (Seluchi

y otros, 1995). Como rara vez provienen del Sur, las masas de aire frío provienen del océano Pacífico y no aportan temperaturas muy extremas. En particular, las temperaturas debajo de cero grado se alcanzan sobre el continente como consecuencia del balance negativo de radiación y son más extremas en las zonas más continentales de la Patagonia. Debido a la sequedad del aire, la actividad prefrontal es mínima y en la mayor parte de los casos inexistente. Los vientos del Noroeste, resultantes de las vaguadas asociadas a los frentes aportan precipitación sobre la franja cordillerana y el vapor de agua restante sólo da lugar a la formación de nubes medias y altas que no dan precipitación. En los raros casos que las masas de aire tienen una trayectoria desde el Sur, puede llegar aire de origen antártico no muy modificado que da lugar a temperaturas frías muy extremas sobre toda la región. En general, el pasaje de frentes fríos es más frecuente en el Sur de la Patagonia (dos o tres por semana) que en la región Norte (uno o dos por semana), (Rivero y Ereño, 1978). En esta última región, los frentes fríos son mucho más frecuentes en invierno que en verano.

En general, el retorno de las masas de aire templadas o subtropicales es gradual y no en forma de frente. En los casos que se dan frentes cálidos, estos están asociados con componentes Noroeste del viento en las capas bajas con trayectorias de aire por sobre los Andes y en consecuencia aportan escasa precipitación. Las condiciones más favorables para la precipitación en la Patagonia fuera de la zona cordillerana se dan con frentes estacionarios en situaciones que el anticiclón del lado frío aporta vientos húmedos desde el Atlántico. Estas precipitaciones son de tipo estratiforme, continuas en el tiempo y extendidas en el espacio, y en algunos casos sólo alcanzan a manifestarse como lloviznas. Estas mismas condiciones de tiempo, también pueden favorecer en ciertas ocasiones las precipitaciones en los faldeos orientales de la cordillera de los Andes. Los mismos resultados que en el caso anterior, se dan en la precipitación por la presencia de anticiclones llamados de bloqueo que se ubican en la Patagonia o en el Atlántico adyacente dando lugar a períodos prolongados (más de una semana) con precipitación y nubosidad. Estos casos, sin embargo, son poco frecuentes, tal vez dos o tres al año como máximo.

El aporte de aire subtropical sobre la Patagonia Norte es frecuente en el verano, llegando incluso hasta 46°S pero está limitado a los primeros 1000 m por encima de la superficie y en general sólo se da sobre la zona costera. En estos casos se observan temperaturas a veces superiores a las que simultáneamente se producen en el Nordeste de Argentina. Sin embargo por la trayectoria continental sobre el Noroeste de Argentina, estos aportes de aire subtropical son secos y no contribuyen mayormente a la precipitación.

A.2. El Viento

Una característica dominante del clima patagónico es el fuerte viento que se observa en casi toda la región. Es un factor adicional de aridez ya que favorece la evaporación en un contexto de escasas precipitaciones. Asimismo, es un fuerte factor erosivo que actúa vigorosamente ante las alteraciones de la frágil cubierta vegetal.

Las direcciones prevalecientes son del Oeste, Sudoeste y Noroeste que en conjunto suman en general alrededor del 60 % del tiempo y en ciertos casos mucho más, (Barros y otros, 1997). Hay cierta tendencia a que en la costa haya mayor frecuencia de viento

Noroeste que Sudoeste y en el Oeste de la Patagonia ocurre lo inverso. En la costa, al Norte de Comodoro Rivadavia, en verano se observa el fenómeno de la brisa de mar en los días en que la circulación del Oeste no es muy intensa. En esos casos la componente del mar, generalmente del Este, penetra hasta 10 km de la línea de costa, (Rivero y Barros, 1975). La velocidad media anual del viento es máxima entre 47° y 49° S, donde supera los 10 m/s. Adicionalmente, la zona de Comodoro Rivadavia también presenta fuertes vientos medios superiores a 9 m/s (Barros, 1983). Existen indicios que la zona de máximo viento se ha desplazado unos 200 km hacia el Sur desde 1960. Desde la franja de máximo viento medio anual en el centro de la Pcia. de Santa Cruz, este decrece hacia el Sur y hacia el Norte, y excepto en el Norte de Neuquén y Noroeste de Río Negro está por encima de 4 m/s y en la mayor parte de Chubut y Santa Cruz por encima de 6 m/s (Barros y otros, 1997). En general, en las regiones con relieve, el viento es mayor en las zonas más altas y en los pasos orientados en las direcciones más frecuentes del viento. Sin embargo, en la zona cordillera el viento es menos fuerte que en la meseta y que en la región costera.

En los pocos lugares donde se ha medido el viento en torres de hasta 100 m de altura, se ha comprobado que la mayor parte del tiempo, el viento crece con la altura de acuerdo con un perfil logarítmico, en consonancia con la estabilidad vertical neutra esperada con vientos moderados y fuertes y lo predicho por la teoría, (Barros y Erramuspe, 1982). Respecto del ciclo diurno medio, éste presenta ciertas peculiaridades en la zona costera. La intensidad aumenta después de la salida del sol, incrementándose hasta la hora de máximo calentamiento de la superficie. Al caer el sol comienza a reducirse rápidamente la intensidad del viento, hasta que en muchos casos se produce una calma nocturna. Sin embargo en algún momento de la noche, entre las 22 horas y las 04 horas, la intensidad diurna se restablece abruptamente disminuyendo luego lentamente hasta la salida del sol, (Barros y Rivero, 1975). Un fenómeno similar ha sido observado también en Sudáfrica.

La distribución estadística de los valores horarios de la intensidad del viento sigue una distribución de Weibull II (Barros, 1982). Esta es asimétrica, lo que implica que la moda del viento es menor que la media. En general la moda es inferior a la media en 1 o 2 m/s. Otra característica asociada con esta distribución y ampliamente observada en la Patagonia es la ocurrencia de muy intensos vientos con una relativamente alta frecuencia. Por ejemplo, en Comodoro Rivadavia se observan vientos superiores a 20 m/s en un 5 % del tiempo (Barros, 1983).

Los vientos medios mensuales son mayores en verano que en invierno en toda la región. Ello se debe a la mayor intensidad de los vientos en altura, sobre todo al Sur de 45°S, pero también al efecto del calentamiento de la superficie que contribuye a inestabilizar estáticamente la atmósfera, favoreciendo la mezcla vertical de la cantidad de movimiento y en consecuencia el transporte del mismo hacia la superficie desde capas altas. En enero, la mayor parte de Santa Cruz y Chubut presenta vientos superiores a los 9 m/s. En julio, en cambio, eso mismo se puede decir con respecto a la cota de 5 m/s. La zona de máximo viento se desplaza en latitud, estando en 46°S en invierno y entre esa latitud y 49°S en verano (Barros y otros, 1997).

Apéndice B

Ley de Betz

B.1. El Frenado Ideal del Viento

[11] Cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la ralentización que sufrirá el viento que deja el aerogenerador por su parte trasera.

Si se intenta extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través de las aspas sin ser para nada estorbado. En este caso tampoco se habría extraído ninguna energía del viento. Así pues, se puede asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté entremedio de estos dos extremos, y que sea más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía mecánica útil. Resulta que hay una respuesta a esto sorprendentemente simple: un aerogenerador ideal ralentizaría el viento hasta $2/3$ de su velocidad inicial. Para entender el porqué, tendría que usarse la ley física fundamental para la aerodinámica de los aerogeneradores.

B.2. La ley de Betz

La ley de Betz dice que sólo puede convertirse menos de $16/27$ (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador.

Fue formulada por primera vez por el físico alemán Albert Betz en 1919. Su libro “Wind-Energie”, publicado en 1926, proporciona buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores.

Es sorprendente que se pueda hacer una afirmación general tan tajante y que se pueda aplicar a cualquier aerogenerador con un rotor en forma de disco.

La demostración del teorema requiere algo de matemáticas y de física, pero no se desanime por eso, tal y como escribe en su libro el propio Betz.

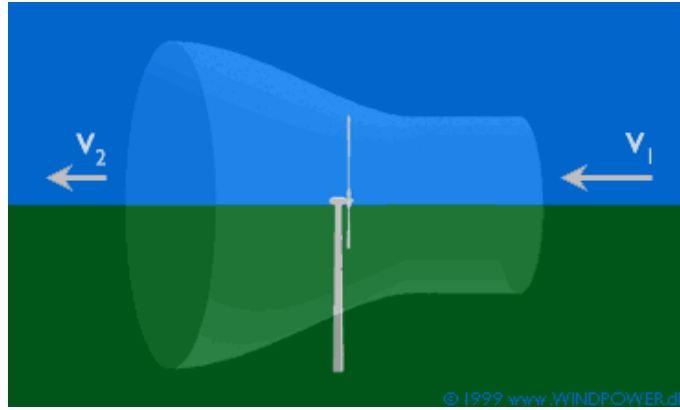


Figura B.1: Esquema del perfil del viento que atraviesa una turbina.

B.2.1. Demostración

Consideremos, cosa bastante razonable, que la velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica, v_1 , y la velocidad del viento después de su paso por el plano del rotor, v_2 , esto es, $(v_1 + v_2)/2$. (Betz ofrece una demostración de esto). La masa de la corriente de aire a través del rotor durante un segundo es

$$m = \rho F \frac{(v_1 + v_2)}{2} \quad (\text{B.1})$$

donde m es la masa por segundo, ρ es la densidad del aire, F es el área barrida por el rotor y $\frac{(v_1 + v_2)}{2}$ es la velocidad del viento promedio a través del área del rotor. La potencia del viento extraída por el rotor es igual a la masa por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento (de acuerdo con la segunda ley de Newton):

$$P = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_2^2) \quad (\text{B.2})$$

Sustituyendo en esta expresión la m de la primera ecuación obtenemos la siguiente expresión para la potencia extraída del viento:

$$P = \frac{\rho}{4} (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) F \quad (\text{B.3})$$

Ahora, comparemos nuestro resultado con la potencia total de una corriente de viento no perturbada a través de exactamente la misma área F , sin ningún rotor que bloquee el viento. Llamamos a esta potencia P_0 :

$$P_0 = \frac{\rho}{2} v_1^3 F \quad (\text{B.4})$$

El ratio entre la potencia que extraemos del viento y la potencia del viento sin perturbar es:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left\{ 1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right\} \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (\text{B.5})$$

Podemos dibujar P/P_0 en función de v_2/v_1 como se observa en la figura B.2. Podemos ver que la función alcanza su máximo para $v_2/v_1 = 1/3$, y que el valor máximo de la potencia extraída del viento es de 0.59 veces ó 16/27 de la potencia total del viento.

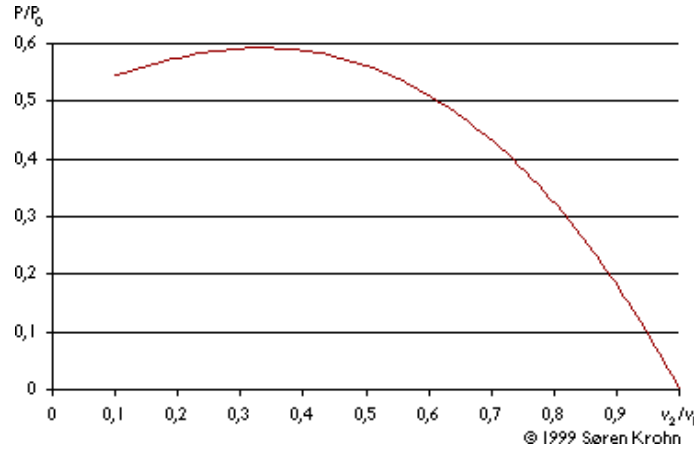


Figura B.2: Máximo de la ley de Betz.

Bibliografía

- [1] P. D. JONES, D. E. PARKER, T. J. OSBORN & K. R. BRIFFA: *Global and hemispheric temperature anomalies — land and marine instrumental records*, In Trends: A Compendium of Data on Global Change. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A., 2005. <http://cdiac.esd.ornl.gov/trends/temp/jonescru/jones.html>
- [2] ROBERT A. ROHDE, BRUCE C. DOUGLAS: *Global Sea Rise: A Redetermination*, Surveys in Geophysics 18: (1997), 279-292.
- [3] SALLIE BALIUNA, Harvard-Smithsonian Center for Astrophysics.
- [4] KNUD LASSEN, PETER THEJIL, New Scientist Magazine, 06/05/2000.
- [5] J.-M. BARNOLA, D. RAYNAUD, C. LORIS & N.I. BARKOV: *Historical carbon dioxide record from the Vostok ice core*, In Trends: A Compendium of Data on Global Change. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A., 2003. <http://cdiac.esd.ornl.gov/trends/co2/vostok.htm>
- [6] D.M. ETHERIDGE, L.P. STEELE, R.L. LANGENFELDS & R.J. FRANCEY: *Historical CO₂ records from the Law Dome DE08, DE08-2, and DSS ice cores*, In Trends: A Compendium of Data on Global Change. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A., 1998. <http://cdiac.esd.ornl.gov/trends/co2/lawdome.html>
- [7] Climate Change 2001: Working Group I: The Scientific Basis, Part 7. Intergovernmental Panel on Climate Change (2001).
- [8] *El acceso a la energía y su seguridad son cruciales en la lucha contra la pobreza*, Noticias del Grupo del Banco Mundial, Mayo de 2006. <http://go.worldbank.org/45E7YJ1B90>
- [9] J. RIFKIN, *La economía del hidrógeno*. Paidós, Buenos Aires, 2004.
- [10] Véase actividad de empresas como BERGEY WINDPOWER (<http://www.bergey.com/>) o SOUTHWEST WINDPOWER (<http://www.windenergy.com/>) para detalles sobre mercado actual de la tecnología.
- [11] Danish Wind Industry Association, *Visita Guiada*, 2003. <http://www.windpower.org/es/tour/wres/index.htm>

- [12] HYDRO: *Utsira shows the way to climate solutions*, UTSIRA Project, Noruega, 11 de junio de 2007. <http://www.hydro.com/en/Press-room/News/Archive/2007/06/17226/>.
- [13] HYDRO: *FACTS: Key Information on the Utsira Project*, UTSIRA Project, Noruega, 15 de abril de 2004. <http://www.hydro.com/en/Press-room/News/Archive/2004/April/17297/>.
- [14] PARQUE EÓLICO EXPERIMENTAL SOTAVENTO: *ÁREA TÉCNICA - Proyecto: Sistema de Producción de Hidrógeno con Eólica*, Proyecto Eólico SOTAVENTO, Galicia, España, Diciembre 2007. http://www.sotaventogalicia.com/area_tecnica/py-produccion_hidrogeno.php
- [15] HUGO A. GIL, CAMERON POTTER: *Caracterización de la curva de potencia generada a escala regional usando un simulador numérico del clima*. VI Conferencia y Exhibición Mundial de Energía Eólica, Mar del Plata, Argentina. 2007
- [16] RICARDO LAURETA. Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Argentina. 2007
- [17] *Estudios Ambientales de Base: Patagonia, Clima y Meteorología*. Secretaría de Minería de la Nación, República Argentina. 2006 <http://www.mineria.gov.ar/ambiente/estudios/IRN/zonasur/clima.asp?pr=../santacruz/p-santacruz>
- [18] FUELL CELL STORE. <http://www.fuelcellstore.com/>
- [19] J. BORNAY S.L. AEROGENERADORES. Castalla, Alicante, España. 2007. <http://www.bornay.com/>
- [20] FABIÁN VILLEGAS. Ingeniero de Mantenimiento, Sociedad Cooperativa Popular Limitada (SCPL), Comodoro Rivadavia, Argentina. 2007
- [21] ENERCON. <http://www.enercon.com/>
- [22] ENERGÍA SOSTENIBLE .NET: *Almacenamiento y Transporte del Hidrógeno*. Plan Nacional de Difusión y Divulgación de la Ciencia y la Tecnología, Universidad Politécnica de Madrid. 2003. http://www.energiasostenible.net/almacenamiento_y_transporte_de_hidrog.htm
- [23] CARBON FUND. http://www.carbonfund.org/site/pages/carbon_calculators/
- [24] PROYECTO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN MERCADOS RURALES (PERMER). Secretaría de Energía de la República Argentina. 2007. <http://energia.mecon.gov.ar/permer/permer.html>
- [25] PERMER: *Estudio de Factibilidad del Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural Dispersa de la Provincia de Buenos Aires*. Secretaría de Energía de la República Argentina. Agosto 2004. <http://energia.mecon.gov.ar/permer/permer.html>

- [26] COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO (CAMMESA). República Argentina, 2007. <http://www.cammesa.com.ar/>
- [27] JOSÉ MANUEL MARCO, CIRCE TRIVIÑO, GUILLERMO GIL: *Lineamientos para determinar resultados de un proyecto eólico de acuerdo a su dependencia del régimen de vientos*. Universidad de Zaragoza. VI Conferencia y Exhibición Mundial de Energía Eólica, Mar del Plata, Buenos Aires, Argentina. Octubre de 2007
- [28] GARRETT HARDIN: *The Tragedy of The Commons*. Science, 162(1968):1243-1248. 1968
- [29] IGNASIO NIETO. Secretario General de Energía de España. VI Conferencia y Exhibición Mundial de Energía Eólica, Mar del Plata, Buenos Aires, Argentina. Octubre de 2007
- [30] PAUL SHRIVASTAVA: *Strategic Management of Wind Energy*. Bucknell University. VI Conferencia y Exhibición Mundial de Energía Eólica, Mar del Plata, Buenos Aires, Argentina. Octubre de 2007
- [31] DR. HARRY LEHMANN, Director General de la Agencia Federal de Medio Ambiente, Alemania. VI Conferencia y Exhibición Mundial de Energía Eólica, Mar del Plata, Buenos Aires, Argentina. Octubre de 2007
- [32] ULISES CANO CASTILLO: *Las celdas de combustible: verdades sobre la generación de electricidad limpia y eficiente vía electroquímica*. Boletín IIE, págs. 208-215. Grupo de Electroquímica y Corrosión del Instituto de Investigaciones Eléctricas, México. Septiembre 1999
- [33] LAURA GIUMELLI, MARIO DAS NEVES: *Granjas eólicas, la red y la legislación adecuadas*. Comisión de Energía del Senado de la Nación Argentina, Gobierno del Chubut. VI Conferencia y Exhibición Mundial de Energía Eólica, Mar del Plata, Buenos Aires, Argentina. Octubre de 2007
- [34] WIKIPEDIA. <http://es.wikipedia.org>