



Departamento de Electrotecnia, Facultad de Ingeniería ,  
Universidad Nacional del Comahue

“ESTUDIO DEL CO<sub>2</sub> EVITADO DURANTE LA  
OPERACIÓN DE LA CENTRAL ELÉCTRICA ESCUELA A  
PARTIR DE RECURSOS RENOVABLES COMBINADOS  
DE LA FIUNCO”

Autor: Ing. Alejandro Alfredo Palavecino

Director: Msc Carlos V. M. Labriola

Tesis presentada para optar por el título de Magíster en Intervención  
Ambiental con orientación Ingeniería Ambiental

2011

## RESUMEN

La generación de energía eléctrica en la Argentina tiene un muy importante componente térmico, es decir dependiente de combustibles fósiles, lo que implica emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Ese tipo de generación alcanzó en el año 2006 a representar el 56% del total de la generación, como consecuencia de ello las emisiones de CO<sub>2</sub> también han ido creciendo y en el período 2002-2007 tuvieron un 111 % de incremento, a pesar de que el consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios creció un 35% para ese mismo período. En otras palabras las emisiones crecieron mucho más que el consumo de energía eléctrica.

Por ese motivo es importante considerar las fuentes de energías renovables como una herramienta para el desarrollo sustentable, puesto que son capaces de sustituir a los combustibles fósiles y a otras fuentes de energía contaminantes.

Esta Tesis trata precisamente de la determinación de las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas, con la incorporación de una central de generación de energía eléctrica escuela (CEE) a partir de fuentes de energía renovables y sustentable en el tiempo, como lo son la energía eólica, hidráulica, biodiesel y biogas; en el ámbito de la Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería; que servirá además para la formación de estudiantes y profesionales.

El trabajo se realizó a partir de mediciones, de la determinación de curvas de carga para establecer formas de consumo de energía eléctrica y del despacho anual de la central de acuerdo a la disponibilidad de cada fuente con su respectiva potencia. De la energía despachada y de los factores de emisión se calcularon las emisiones de CO<sub>2</sub> que se evitan con el funcionamiento de la CEE.

Para calcular las emisiones evitadas se utilizaron metodologías aprobadas por el Mecanismo para el Desarrollo Limpio para proyectos de pequeña escala y se adoptaron valores de los factores emisión calculados por la Secretaría de Energía de la Nación para el total de la generación del país, pero también se calcularon factores de emisión para el caso de generación con un solo tipo de combustible como el gas natural y el gasoil, esto hace posible la generalización de la metodología para su utilización en otros casos que se quiera analizar.

Los resultados obtenidos fueron satisfactorios en cuanto a la reducción de las emisiones CO<sub>2</sub>, además son crecientes en cada año de implementación del proyecto, el cual está previsto completarse en 3 años, llegando hasta una reducción de 191.8 t CO<sub>2</sub>

**Palabras Clave:** emisiones, fuentes de energía renovable, central eléctrica escuela

## **ABSTRACT**

The generation of electricity in Argentina has a very important thermal component, that is dependent on fossil fuels, which means carbon dioxide emissions into the atmosphere. This type of generation in 2006 amounted to represent 56% of total generation, as a result of CO<sub>2</sub> emissions have also grown and in 2002-2007 had a 111% increase, although electricity consumption by users grew by 35% for the same period. In other words, emissions grew much more than consumption of electricity.

For this reason it is important to consider renewable energy sources as a tool for sustainable development, since they are capable of replacing fossil fuels and other polluting energy sources.

This thesis is precisely the determination of avoided CO<sub>2</sub> emissions, with the addition of a power plant school from renewable energy sources and sustainable over time, such as wind power, hydro, biodiesel and biogas, in the field of Comahue National University, Faculty of Engineering, which will also serve to train students and professionals.

The work was done from measurements, determination of load curves to establish forms of energy consumption and annual release power plant according to the availability of each source with their respective power. Of delivered energy and emission factors were calculated CO<sub>2</sub> emissions that are avoided with the operation of the power plant.

To calculate the avoided emissions were used methodologies approved by the Clean Development Mechanism for small-scale and adopted emission factor values calculated by the Energy Department's Office to the total generation in the country, but also calculated emission factors for generation of a single type of fuel such as natural gas and diesel, this makes possible the generalization of the methodology for use in other cases to be analyzed.

The results were satisfactory in terms of reducing CO<sub>2</sub> emissions, are also increasing in each year of project implementation, which is expected be completed in 3 years, reaching a reduction of 191.8 t CO<sub>2</sub>.

Keywords: emissions, renewable energy, power plant school.

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. INTRODUCCION .....</b>   | <b>2</b>  |
| 1.1 Cambio Climático .....   | 3         |
| 1.1.1. Efectos del Cambio Climático en la Argentina .....  | 4         |
| 1.1.2. Reglamentación sobre Fuentes de Energía Renovables .....  | 7         |
| 1.1.3. Mecanismos introducidos en el Protocolo de Kyoto .....  | 10        |
| 1.2. Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) .....   | 11        |
| 1.2.1. Situación de Argentina para el MDL .....  | 12        |
| 1.3. La Generación de Energía Eléctrica en Argentina .....   | 14        |
| 1.4. Emisiones de CO <sub>2</sub> .....  | 17        |
| 1.4.1. Emisiones de CO <sub>2</sub> Provenientes de la Generación de Energía Eléctrica .....                                   | 17        |
| 1.4.2. El Control de las Emisiones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ..  | 19        |
| 1.5. Situación en la FIUNCo y propuesta de trabajo .....   | 20        |
| 1.5.1. Relevancia de disponer una Central Eléctrica Escuela (CEE) .....  | 21        |
| 1.5.2. Tipos de Generación .....   | 21        |
| 1.5.3. Descripción de la Instalación de la CEE .....   | 25        |
| 1.6. Detalle del Desarrollo Temático y Metodológico en los Capítulos<br>Subsiguientes .....                                    | 27        |
| <br>   |           |
| <b>2. MEDICIONES DE LA DEMANDA EN EL EDIFICIO DE LA FACULTAD DE<br/>INGENIERÍA Y SU TRATAMIENTO .....</b>                      | <b>29</b> |
| 2.1. Procedimiento de la Mediciones .....  | 30        |
| 2.1.1. Instrumento utilizado, breve descripción del funcionamiento .....   | 30        |
| 2.1.2. Magnitudes que mide y reporta .....   | 33        |
| 2.1.3. Personalización de los Reportes .....   | 33        |
| 2.2. Desarrollo de las Mediciones para el Relevamiento de Curvas de Carga .....  | 34        |
| 2.2.1. Objetivo .....  | 34        |
| 2.2.2. Curvas de Carga Típicas .....   | 34        |
| 2.2.3. Curva Monótona de Carga .....   | 36        |
| 2.3. Despacho Anual del Parque de Generación .....   | 38        |
| <br>   |           |
| <b>3. METODOLOGÍA .....</b>  | <b>41</b> |
| 3. Metodología de cálculo de emisiones en el marco del MDL en Argentina ..   | 42        |
| 3.1. Proyectos MDL De Pequeña Escala .....   | 42        |
| 3.2. Definición Y Clasificación De Proyectos .....   | 43        |
| 3.3. Categorización de la Central Eléctrica Escuela Según Tipo de Proyecto .....   | 48        |
| 3.3.1. Criterios Básicos para la determinación de la Base de Referencia .....  | 48        |
| 3.3.2. Factores de Emisión .....   | 48        |
| 3.3.3. Incertidumbres del Factor de Emisión .....  | 49        |
| 3.3.4. Línea de Base .....   | 51        |
| 3.4. Factores de Emisión .....   | 52        |
| 3.4.1. Cálculo del Factor de Emisión para el caso de que la Línea de Base esté<br>compuesta por generación a Gas Natural ..... | 52        |
| 3.4.2. Cálculo del Factor de Emisión para el total de la generación del País. ....   | 54        |
| 3.4.3. Cálculo del Factor de Emisión para la generación de energía con<br>Biodiesel. ....                                      | 57        |
| 3.4.4. Cálculo del Factor de Emisión para la generación de energía con Biogas..  | 60        |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>4. RESULTADOS y DISCUSIÓN</b> .....   | <b>64</b> |
| 4.1. Emisiones de la Línea de Base .....   | 65        |
| 4.1.1. Emisiones de la Línea de Base correspondientes a la Generación<br>Eólica e Hidráulica .....                     | 65        |
| 4.1.2. Emisiones de la Línea de Base correspondientes a la Generación con<br>Biogas .....                              | 65        |
| 4.1.3. Emisiones de la Línea de Base correspondientes a la Generación con<br>Biodiesel .....                           | 66        |
| 4.2. Resultados .....  | 66        |
| 4.3. Análisis de Resultados .....  | 67        |
| <br>   |           |
| <b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....   | <b>68</b> |
| 5. Conclusiones .....  | 69        |
| 5.1. Conclusiones Generales .....  | 69        |
| 5.1. Conclusiones Particulares .....   | 69        |
| 5.3. Recomendaciones.....  | 71        |
| <br>   |           |
| <b>6. BIBLIOGRAFÍA</b> .....   | <b>72</b> |
| <br>   |           |
| <b>7. ANEXOS</b>   |           |
| Anexo 1 Datos de Generación 1990 - 2007 .....  | 76        |
| Anexo 1.1 Participación de los combustibles en la generación térmica .....   | 76        |
| Anexo 1.2 Generación asociada a redes .....  | 77        |
| Anexo 1.3 Emisiones por GWh generado .....   | 78        |
| Anexo 1.4 Potencia instalada por tipo .....  | 79        |
| Anexo 1.5 Oferta de generación 2000 - 2010 .....   | 80        |
| <br>   |           |
| Anexo 2 Certificado de Calibración del instrumento utilizado para las<br>mediciones de variables eléctricas .....      | 84        |
| <br>   |           |
| Anexo 3 Esquemas de localización de los espacios solicitados para la CEE .....   | 86        |
| Anexo 3.1 Tableros de Transferencia .....  | 88        |
| <br>   |           |
| Anexo 4 Resumen Normas Nacionales.....   | 89        |
| <br>   |           |
| Anexo 5 Tabla con las Curvas de carga típicas horarias FIUNCo y Consumo<br>de energía y potencia 2009.....             | 90        |
| <br>   |           |
| Anexo 6 Tool to calculate the emisión factor for an electricity system.....  | 91        |
| Anexo 6.1 Cálculo del Factor de Emisión de CO <sub>2</sub> de la Red Argentina de<br>Energía Eléctrica. Año 2010 ..... | 122       |
| Anexo 6.2 Cálculo del Margen de Construcción .....   | 128       |
| Anexo 6.3 Cálculo del Margen de Operación .....  | 129       |
| Anexo 7 Producción por hs/año de madera .....  | 130       |

## INDICE DE FIGURAS:

|   |    |
|---|----|
| 1.1: Incremento en la actividad de los huracanes .....  | 3  |
| 1.2: Número de precipitaciones mayores a 100 mm en no más de dos días de 18 estaciones de la región Centro y Este de la Argentina. .... | 5  |
| 1.3: Precipitación media anual en Buenos Aires (mm) .....   | 5  |
| 1.4: Caudal medio anual (m <sup>3</sup> /seg) del Río Negro. ....   | 6  |
| 1.5: Organigrama de la Oficina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio en Argentina .....   | 12 |
| 1.6: Proceso de Aprobación de un Proyecto MDL .....   | 13 |
| 1.7: Potencia Instalada por Tipo de Generación .....  | 15 |
| 1.8: Tasa de Crecimiento Vs PBI .....   | 15 |
| 1.9: Generación de Energía Eléctrica y Emisiones de CO <sub>2</sub> .....   | 18 |
| 1.10: Emisiones Vs Generación de Energía Eléctrica .....  | 18 |
| 1.11: Imagen Satelital del área de Asentamiento de la UNCOma .....  | 26 |
| 1.12: Localización de la Central Eléctrica Escuela .....  | 26 |
| 2.1: Esquema del instrumento de medición .....  | 30 |
| 2.2: Esquema del sensor de corriente .....  | 31 |
| 2.3: Esquema de la posición del conductor en la bobina Rogoswsky y los errores típicos .....  | 32 |
| 2.4: Curvas Típicas Diarias FIUNCo .....  | 35 |
| 2.5: Energía y Potencia para el año 2009 .....  | 36 |
| 2.6: Monótona anual de la FIUNCo .....  | 37 |
| 2.7: Despacho de Energía para el Año 1 .....  | 39 |
| 2.8: Despacho de Energía para el Año 2 .....  | 39 |
| 2.9: Despacho de Energía para el Año 3 .....  | 40 |
| 3.1: Condiciones de admisión para las actividades de proyectos de Tipo II .....   | 45 |
| 3.2: Condiciones de admisión para las actividades de proyectos de Tipo III .....  | 47 |

## INDICE TABLAS:

|   |    |
|---|----|
| 1.1: Principales gases de efecto invernadero.....                     | 9  |
| 1.2: Concentración de GEIs en la atmósfera. ....                      | 10 |
| 1.3: Participación de los Combustibles en la Generación Térmica.....  | 16 |
| 1.4: Configuración del Parque de Generación. ....                     | 24 |
| 2.1: Tabla de prestaciones del instrumento de medición. ....          | 32 |
| 2.2: Cantidad de días por tipo .....                                  | 35 |
| 2.3: Demanda de Energía y Grupos Proyectos .....                      | 38 |
| 2.4: Configuración del Parque de Generación .....                     | 38 |
| 2.5: Despacho anual de energía .....                                  | 40 |
| 3.1: Categorías de actividades de proyecto tipo I.....                | 44 |
| 3.2: Categorías de actividades de proyecto tipo II .....              | 46 |
| 3.3: Categorías de actividades de proyecto tipo III.....              | 47 |
| 3.4: Incertidumbres CO <sub>2</sub> .....                             | 50 |
| 3.5: Incertidumbres CH <sub>4</sub> .....                             | 51 |
| 3.6: Factor de Emisión por tipo de combustible .....                  | 55 |
| 3.7: Consumo de combustible año 2009 .....                            | 55 |
| 3.8: Emisiones de CO <sub>2</sub> por tipo de combustible .....       | 55 |
| 3.9: Emisiones de CO <sub>2</sub> de los años 2007, 2008 y 2009 ..... | 56 |
| 3.10: Margen de Operación de los años 2007, 2008 y 2009.....          | 56 |
| 3.11: Margen de Operación ex ante y ex post.....                      | 56 |

|  |    |
|--|----|
| 3.12: Margen de construcción .....   | 56 |
| 3.13: Resumen margen de operación, construcción .....                                    | 57 |
| 3.14: Margen de combinado para proyectos solares, eólicos y otros .....                  | 57 |
| 4.1: Emisiones de la Línea de Base para generación Eólica e Hidráulica.....              | 65 |
| 4.2: Emisiones de la Línea de Base para generación con Biogas.....                       | 65 |
| 4.3: Emisiones de la Línea de Base para generación con Biodiesel.....                    | 66 |
| 4.4: Comparación de emisiones con generación 100% Diesel y 100% GN .....                 | 66 |
| 4.5: Resultado Neto de la Emisiones para la Central de Energía Eléctrica<br>Escuela..... | 67 |

## ABREVIATURAS:

|                       |   |
|-----------------------|---|
| BM .....              | Margen de Construcción  |
| C .....               | Carbono   |
| CAMMESA .....         | Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico           |
| CEE .....             | Central Eléctrica Escuela   |
| CER .....             | Emisiones Certificadas  |
| CH <sub>4</sub> ..... | Metano  |
| CIMA .....            | Centro de Investigaciones del Mar y de la Atmósfera               |
| CMD .....             | Clean Development Mechanism                                       |
| CMNUCC ...            | Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático |
| CO <sub>2</sub> ..... | Dióxido de Carbono  |
| COP .....             | Conferencia de las Partes   |
| DI.....               | Diesel  |
| ENRE .....            | Ente Nacional Regulador de la Electricidad                        |
| ER .....              | Energía Renovable   |
| FER .....             | Fuente de Energía Renovable                                       |
| GEI.....              | Gases de Efecto Invernadero                                       |
| HAP.....              | Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos                             |
| IPCC.....             | Intergubernamental Panel of Climate Change                        |
| IPCC .....            | Panel Intergubernamental de Cambio Climático                      |
| kV .....              | Kilovolt  |
| kW .....              | Kilowatt  |
| MDL .....             | Mecanismo para un Desarrollo Limpio                               |
| MEM .....             | Mercado Eléctrico Mayorista                                       |
| MW.....               | Megawatt  |
| MWh.....              | Megawatt/hora   |
| OM .....              | Margen de Operación   |
| ONU .....             | Organización de las Naciones Unidas                               |
| PNUMA .....           | Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente            |
| TG .....              | Turbo gas   |
| TV.....               | Turbo vapor   |
| VOC .....             | Compuestos Orgánicos Volátiles                                    |

# Capítulo 1

## INTRODUCCIÓN

## Introducción

La energía es fundamental para el desarrollo de bienes y servicios esenciales para el bienestar humano; la producción y consumo de energía primaria en general y la generación de energía eléctrica en particular, constituyen elementos críticos en el desarrollo de la sociedad. Sin embargo las tecnologías empleadas para su obtención y distribución dan origen a impactos sobre el medio ambiente, que a su vez terminan afectando negativamente en el bienestar de los ciudadanos.

La generación de energía eléctrica en la Argentina tiene un muy importante componente térmico, es decir dependiente de combustibles fósiles, lo que implica emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Este tipo de generación alcanzó en el año 2006 a ser el 56% del total, como consecuencia de ello las emisiones de CO<sub>2</sub> también han ido creciendo y en el período 2002-2007 tuvieron un 111 % de incremento, a pesar de que la demanda de energía eléctrica por parte de los consumidores creció un 35% para ese mismo período. En otras palabras las emisiones crecieron mucho más que el consumo de energía eléctrica en la última década<sup>1</sup>.

Por ese motivo es importante considerar las fuentes de energías renovables como una herramienta para el desarrollo sustentable puesto que son capaces de sustituir a los combustibles fósiles y a otras fuentes de energía contaminantes. Sin embargo las inversiones en energías renovables han sido insignificantes en comparación con las inversiones realizadas en generación con combustibles fósiles, lo cual es incompatible con la protección del medio ambiente.

Este trabajo trata sobre el análisis las emisiones de CO<sub>2</sub> que se evitarían emitir a la atmósfera mediante la instalación de una Central Eléctrica Escuela en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue.

La misma funcionará con varias fuentes de energía, todas ellas renovables, como son la energía eólica, hidráulica, y biomasa (biogas y biodiesel), con las cuales se abastecerá a la misma Facultad y otras dependencias de la Universidad.

Dicha central tiene además el propósito de formar recursos humanos propios (alumnos y docentes de la facultad) y externos (personal de empresas) cubriendo una importante necesidad formativa para la región.

Con el propósito antes mencionado de calcular las emisiones asociadas a la Central se realizó un estudio para determinar en qué forma se consume la energía de la Facultad.

Hablar de emisiones nos lleva invariablemente al Protocolo de Kyoto en el cual se establecieron los mecanismos para hacer frente al problema mundial del cambio climático y las metas a cumplir por los países firmantes. El mismo protocolo establece además, mecanismos cuyo objetivo principal es ofrecer a las Partes

---

<sup>1</sup> Secretaría de Energía de la Nación, Serie Histórica de Energía Eléctrica.

medios para recortar las emisiones con menos gastos, promoviendo el desarrollo de un mercado global de comercialización de permisos y/o créditos de carbono. Uno de esos mecanismos se llama Mecanismo para el Desarrollo Limpio.

El Mecanismo para el Desarrollo Limpio (MDL) tiene dos objetivos: Ayudar a los países desarrollados a cumplir sus metas de reducción de GEI y apoyar a los países en vías de desarrollo con la transferencia de tecnologías y fomentar el desarrollo sostenible. La metodología utilizada en este trabajo se basa en las desarrolladas por este mecanismo.

## 1.1 Cambio Climático

El cambio climático está provocando fenómenos contrastantes como la sequía y las inundaciones, las que son cada vez más frecuentes, además se le atribuyen un mayor número de huracanes, como se puede ver en la Fig. 1.1, e incendios forestales; a largo plazo se espera la subida del nivel del mar con la consecuente afectación de las poblaciones costeras.<sup>2</sup> Todas éstas inclemencias provocadas por los GEI emanados por la actividad antrópica.

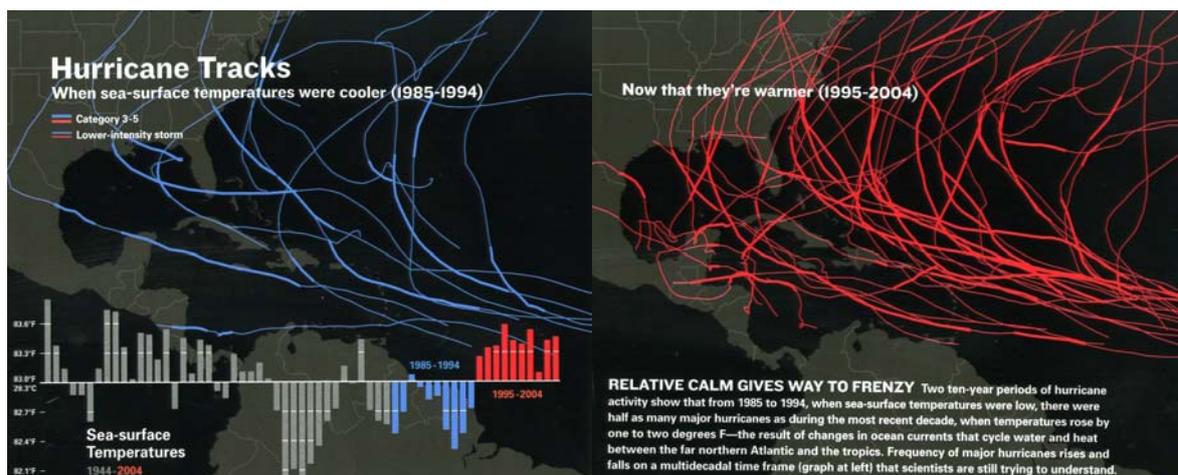


Fig.1.1: Incremento en la actividad de los huracanes (imagen obtenida de la *National Geographic Magazine*, August 2005, pg. 78-79)

El calentamiento global es provocado por un exceso en la atmósfera de gases, fundamentalmente dióxido de carbono, metano y óxidos nitrosos. Estos gases se producen principalmente como consecuencia del uso de combustibles fósiles, de la agricultura y de los vertederos de basura, o sea la actividad humana en general.

Para mantener las subidas de la temperatura media mundial y los correspondientes impactos del cambio climático lo más bajos posible es necesario

<sup>2</sup> IPCC, 2004, X conferencia de partes del UNFCCC (COP 10) Buenos Aires, Argentina

tomar medidas rigurosas de reducción de las emisiones. Está claro que el paso a una sociedad de bajas emisiones requiere una reorientación de los patrones mundiales de crecimiento económico. Para eso hacen falta cambios innovadores a corto y medio plazo en la tecnología de todos los sectores de la economía, y un cambio cultural en lo que se refiere la utilización de la energía por parte de los usuarios.

Según la Agencia Internacional de la Energía, en 2030 la demanda mundial de energía habrá aumentado un 55%. En el período hasta 2030, la infraestructura mundial de suministro de energía requerirá una inversión total de 26 billones de USD, de los cuales aproximadamente la mitad será necesaria en países en desarrollo. Si el mundo no consigue que esas inversiones sean respetuosas con el medio ambiente dirigiéndolas a tecnologías ecológicas, en 2050 las emisiones habrán aumentado un 50% en vez de disminuir un 50% como la ciencia nos exige.<sup>3</sup>

### **1.1.1 Efectos del Cambio Climático en la Argentina**

El territorio Argentino no es ajeno al cambio climático global y en las últimas décadas la tendencia ha afectado a los sistemas naturales y las actividades humanas.

En las últimas 4 décadas hubo un aumento de las precipitaciones medias anuales con mayor incidencia en el noreste y en el centro del país, lo que por una parte facilitó la expansión de la frontera agrícola en la zona oeste periférica a la región húmeda tradicional y por otra llevó al anegamiento permanente o transitorio de gran cantidad de campos productivos. También, hubo un aumento importante en los caudales de los ríos, excepto en aquellos que se originan en la Cordillera de los Andes.

Esto trajo beneficios para la generación hidroeléctrica en la Cuenca del Plata, pero también por la mayor frecuencia de inundaciones, serios problemas socioeconómicos en los valles de los grandes ríos de las provincias del este del país. Igualmente se registró un considerable aumento de la frecuencia de precipitaciones extremas en gran parte del este y centro del país con los consiguientes daños por las inundaciones, vientos destructivos y granizo.

En la Fig 1.2 se muestra el número de casos con precipitaciones mayores a 100 mm registrados agrupados cada 4 años, con datos del Servicio Meteorológico Nacional en las provincias del Centro y Este del país desde 1959 hasta 2002, Se observa que el número de casos se ha triplicado. La Fig. 1.3 muestra el aumento en la precipitación media anual para Buenos Aires.

---

<sup>3</sup> Informe de la Convención Marco de la Naciones Unidas sobre el Cambio Climático "The need for strong global action on climate change" – 02/2011

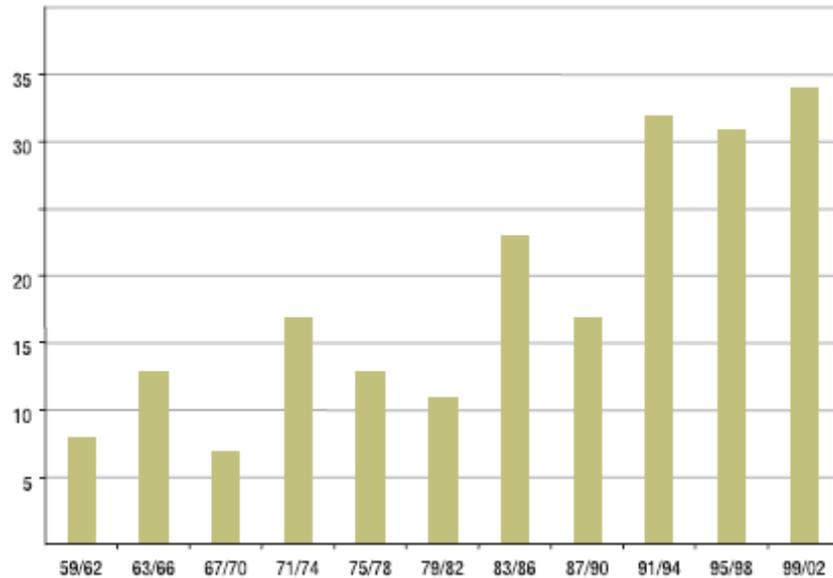


Fig. 1.2 Número de precipitaciones mayores a 100 mm en no más de dos días de 18 estaciones de la región centro y este de la Argentina. (2da Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático).

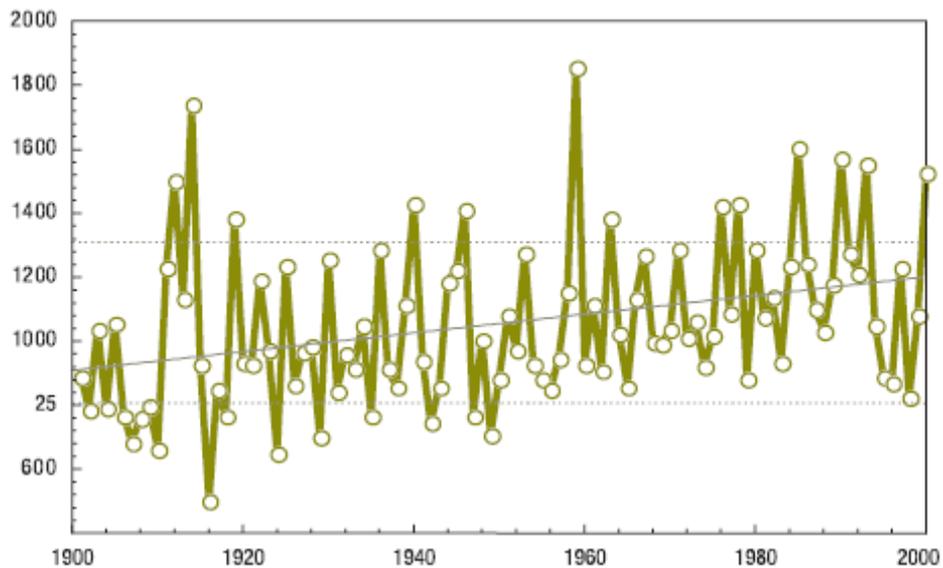


Fig. 1.3 Precipitación media anual en Buenos Aires (mm) (2da Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático)

La temperatura de la zona cordillerana Patagónica tuvo un aumento de más de un grado, con el consiguiente retroceso de casi todos los glaciares andinos. Hubo un retroceso de los caudales de los ríos que se originan en la cordillera en las provincias de San Juan, Mendoza, Río Negro y Neuquén, ocasionado en la disminución de las precipitaciones nivales sobre la Cordillera de los Andes.

El río Negro es representativo de lo que ocurre con sus afluentes, el río Limay y el río Neuquén, éstos se nutren de los deshielos de primavera y verano como de las lluvias de otoño e invierno que son abundantes en la zona cordillerana, en la

Fig.1.4 se observa una marcada tendencia a la disminución del caudal medio anual con una baja de hasta un 30 %

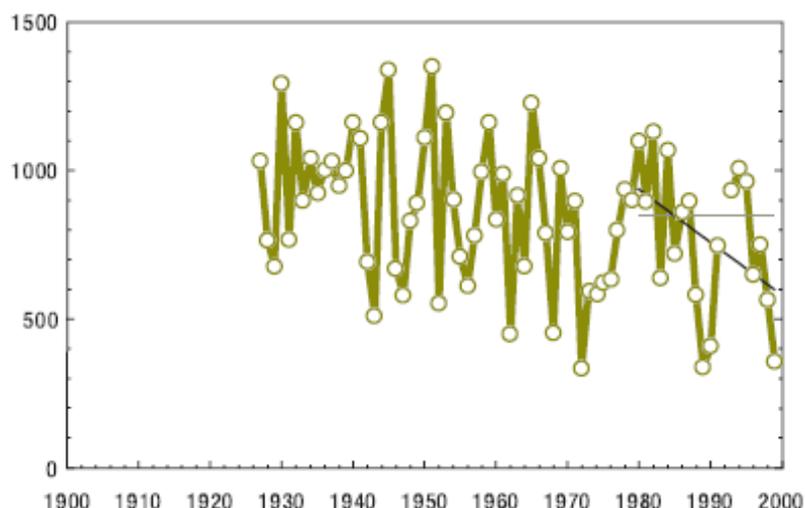


Fig. 1.4 Caudal medio anual (m3/seg) del río Negro.( 2da Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático)

En el caso de las provincias de Río Negro y Neuquén, donde se genera una parte importante de la hidroelectricidad del país, esto ya ha significado pérdidas de esa generación de hasta un 40 % en el caso de que se hubiera contado con la actual infraestructura en la década de 1940.

Según el Centro de Investigaciones del Mar y de la Atmósfera (CIMA) los probables cambios proyectados para el periodo 2020/2040 indican que el calentamiento global creará nuevas vulnerabilidades y aumentará la mayoría de las existentes <sup>4</sup>.

Se espera un retroceso de los caudales de los ríos de la Cuenca del Plata debido a que no habría nuevos cambios significativos en la precipitación, pero sí un considerable calentamiento y por lo tanto un incremento de la evaporación con una consiguiente reducción del escurrimiento superficial.

Esto traerá pérdidas en la generación hidroeléctrica regional, aumento de la concentración de contaminantes y dificultades en la navegación fluvial. Por la misma razón, se espera un aumento del estrés hídrico en todo el norte y parte del oeste del país lo que afectaría la producción agropecuaria y en algunas zonas comprometería el suministro de agua potable.

También se espera la persistencia del retroceso de la precipitación nival en la Cordillera de los Andes por lo que seguiría afectándose la generación hidroeléctrica en las provincias de Mendoza, Río Negro y Neuquén y se condicionaría severamente el actual modelo productivo de Mendoza y San Juan, basado en el riego en los oasis de los ríos andinos.

<sup>4</sup> (2da Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático)

Se estima que continuará la alta frecuencia de precipitaciones intensas e inundaciones en las zonas actualmente afectadas, con los consiguientes impactos negativos. En algunos puntos del litoral marítimo y de la costa del Río de la Plata, las inundaciones por mareas de tormenta afectarán mayores superficies debido al aumento del nivel del mar.

La variabilidad del clima cuando no está dentro de los parámetros para los cuales están adaptados los sistemas naturales y las actividades humanas, es una fuente de problemas sociales y de pérdidas económicas. Estos problemas han inducido a tomar medidas.

Hacia fines del pasado siglo veinte, a partir de la comprobación de que el modelo de desarrollo vigente generaba significativos impactos ambientales negativos, se considera necesario un redimensionamiento conceptual de dicho modelo de desarrollo, incorporando a la protección ambiental como una cuestión indivisible del proceso productivo<sup>5</sup>

El más importante de los Gases de Efecto Invernadero antropogénicos es el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), y para mitigar el desequilibrio de su alta concentración en la atmósfera, hay dos vías principales, una es reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y otra aumentar la absorción de CO<sub>2</sub> por medio de la fotosíntesis de los vegetales.

En este sentido la generación de energía eléctrica, como proceso básico del sistema productivo, también necesariamente debe incorporar medidas de protección ambiental en su proceso, puesto que el uso de fuentes energéticas tradicionales está a menudo vinculado a la generación de impactos negativos en el ambiente y a la emisión de gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático. Dentro de dichas medidas y acciones destinadas a mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se encuentra la utilización de fuentes de energía renovable para la sustitución del uso de combustibles fósiles en la generación convencional de energía.

### **1.1.2 Reglamentación sobre Fuentes de Energía Renovables**

La Argentina cuenta con un Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, establecido por la Ley N° 26.190/06 y su Decreto Reglamentario 562/09, y se espera poder alcanzar la meta de abastecer el 8% de la demanda de electricidad nacional con fuentes de energías renovables para el año 2016, basándose un conjunto de beneficios tales como: una remuneración adicional sobre los precios de mercado, establece incentivos diferenciados por fuente durante un periodo de 15 años, un régimen de beneficios fiscales a las inversiones, etc.

---

<sup>5</sup> Martinez Adriana, Iglesias Alicia, Rosenfeld Adriana, 2005, Theomai Journal. Generación de instrumentos regulatorios. Normativa de Evaluación de Impacto Ambiental en Argentina .

Hay numerosos ejemplos en el mundo de políticas de promoción de Energías Renovables, entre ellos 27 países de la Unión Europea, los que se proponen alcanzar el 21 % de la electricidad generada con energías renovables. En todos ellos las políticas de mayor importancia han sido tarifas o premios garantizados adicionales al costo de mercado, que incentiva la producción con energía renovable, porcentajes obligatorios de generación con ER en el total de la energía generada y subsidios, devoluciones fiscales por inversiones de capital, inversión o financiación pública etc.<sup>6</sup>

Además Argentina es signataria de los Convenios Internacionales relacionados con el Medio Ambiente, incluido el de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que fue firmada en la Cumbre Mundial de Río de Janeiro en 1992 por 186 gobiernos, el principal objetivo de la Convención es lograr estabilizar los GEI en la atmósfera. La Convención requería que todas las naciones que firmaran el tratado lograran reducir sus emisiones hasta los niveles de 1990 para el año 2000.

Sin embargo, no se establecieron metas de reducción de estos gases hasta 1997 en la tercera Conferencia de las Partes (COP) (La COP es el órgano supremo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Está conformada por más de 170 naciones que ratificaron y/o aprobaron la CMNUCC, tiene como objetivo principal la promoción y revisión de la implementación de la Convención.). En esta conferencia se aprobó el Protocolo de Kyoto, por el cual las partes que son países desarrollados, que ratificaron el acuerdo, asumieron un compromiso legal y vinculante de reducir sus emisiones de GEI en un promedio de 5,2% con respecto a los niveles de emisiones del año 1990. Esta reducción de emisiones debe realizarse en el período 2008-2012 al finalizar el llamado "Primer período de compromiso".

Finalmente el 18 de diciembre de 2004 (Cumbre de Bs As, COP 10) Rusia ratifica el Protocolo de Kyoto con lo cual se completó el requisito de que sea ratificado por al menos 55 países que representen el 55% del total de emisiones. El 16 de febrero de 2005 entra en vigor el Protocolo de Kyoto.

Los países que ratificaron el Protocolo de Kyoto se denominan Partes y se agrupan según su grado de desarrollo como países Anexo I y países no Anexo I. El primer grupo se integra con países desarrollados que han adoptado compromisos de reducción de GEI y el segundo con países en desarrollo que, por este motivo, no han asumido obligaciones de disminución de emisiones pero que contribuyen al objetivo del Protocolo a través de la acogida en sus territorios de actividades que reduzcan y/o absorban cantidades de GEI en la atmósfera.

El Protocolo de Kyoto contempla la disminución de seis clases de GEI:

- Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>);
- Metano (CH<sub>4</sub>);

---

<sup>6</sup> Secretaría de Energía de la República Argentina, 2009, Energías Renovables, diagnósticos, barreras y propuestas

- Óxido Nitroso (N<sub>2</sub>O);
- Hidrofluorocarbonos (HFC);
- Clorofluorocarbonos (CFC)
- Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>)
- 

Esta disminución debe ser de un 5,2% menos del nivel de emisiones de 1990. A estos gases se les asigna un potencial de generación de efecto invernadero que permite referenciar cada uno al CO<sub>2</sub> y así utilizar como unidad común de referencia el CO<sub>2</sub> equivalente.<sup>7</sup>

El Potencial de calentamiento de los gases se muestra en la tabla 1.1

| Gas                                       | Fuente Emisora  | Persistencia de las Moléculas en la Atmósfera (años) | Potencial de Calentamiento Global (PCG CO <sub>2</sub> =1)<br>Horizonte de tiempo: 100 años |
|---|---|--|---|
| Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )     | Quema de combustibles fósiles, cambios en el uso del suelo, producción de cemento | 500  | 1   |
| Metano (CH <sub>4</sub> )                 | Quema de Combustibles fósiles, agricultura, ganadería, manejo de residuos         | 7 - 10   | 21 - 23   |
| Óxido Nitroso (N <sub>2</sub> O)          | Quema de Combustibles fósiles, agricultura, cambios en el uso del suelo           | 140 - 190  | 230 - 310   |
| Clorofluorocarbonos (CFC)                 | Refrigerantes, aerosoles, espumas plásticas                                       | 65 - 110   | 6200 - 7100   |
| Hidrofluorocarbonos (HFC)                 | Refrigerantes líquidos  | 12   | 1300 - 1400   |
| Hexafluoruro de Azufre (SF <sub>6</sub> ) | Aislantes eléctricos  | 3200   | 23900   |

Tabla 1.1 Principales gases de efecto invernadero

Dicho potencial es una medida del efecto comparado con el CO<sub>2</sub> ya que no todos los gases absorben la radiación infrarroja de la misma manera ni todos tienen igual vida media en la atmósfera. Cuanto mayor sea esa capacidad, mayor será su Potencial de Calentamiento Global (PCG).

La concentración de dióxido de carbono en la atmósfera ha ido aumentando desde la Revolución Industrial, de 280 a 379 partes por millón (2005).

En la tabla 1.2 se describe este incremento, y además se incluyen los datos de la concentración del metano y del óxido nitroso y la tasa de incremento de la concentración. Estos datos nos permiten tener una idea acerca del valor en que está aumentando anualmente la concentración de estos tres gases.

<sup>7</sup> El Cambio Climático en Argentina, 2009, Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, JICA.

| Gas                                   | Concentración Preindustrial | Concentración en 1998 | Concentración en 2005 | Tasa de Crecimiento de la Concentración |
|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|---|
| Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) | 280 ppm                     | 365 ppm               | 379 ppm               | 2 ppm / año                             |
| Metano (CH <sub>4</sub> )             | 700 ppm                     | 1745 ppb              | 1774 ppb              | 4,14 ppb / año                          |
| Óxido Nitroso (N <sub>2</sub> O)      | 270 ppm                     | 314 ppb               | 319 ppb               | 0,71 ppb / año                          |

ppm: partes por millón, ppb: partes por miles de millón  
 Tabla 1.2 Concentración de GEIs en la atmósfera

### 1.1.3 Mecanismos introducidos en el Protocolo de Kyoto

El Protocolo de Kyoto introduce tres mecanismos flexibles cuyo objetivo principal es ofrecer a las Partes medios para recortar las emisiones con menos gastos en el exterior que en el propio país, promoviendo el desarrollo de un mercado global de comercialización de permisos y/o créditos de carbono:

- *Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL)*: a través del MDL se promueve la realización de proyectos de reducción y/o absorción de emisiones de GEI en países no Anexo I a cambio de reducciones de emisiones certificadas (CER).

Los CER derivados de estos proyectos pueden ser comercializados libremente y serán finalmente utilizados por las Partes del Anexo I para dar cumplimiento a las obligaciones asumidas en Kyoto. Los proyectos MDL deben contar con la aprobación de todas las Partes implicadas (no Anexo I y Anexo I involucradas) y ser registrados ante la Junta Ejecutiva del MDL (JE-MDL), dependiente de la Conferencia de las Partes del Protocolo de Kyoto. Los proyectos MDL deben contribuir al desarrollo sostenible y dar lugar a beneficios reales, mensurables y duraderos para el clima, en forma de reducción y/o absorción de emisiones de GEI, adicionales a las que se habrían producido sin el proyecto.

- *Mecanismo de Implementación Conjunta (IC)*: el IC permite a los países Anexo I ejecutar proyectos que reduzcan las emisiones o consigan una mayor absorción utilizando sumideros, en otros países Anexo I. Las unidades de reducción de emisiones (ERU) generadas por estos proyectos pueden utilizarse por las Partes inversoras Anexo I para ayudar a cumplir sus objetivos de emisión. Los proyectos de IC deben contar con la

aprobación de todas las Partes involucradas para dar lugar a las reducciones y absorciones de emisiones que sean adicionales a las que se habrían registrado en su ausencia.

- *Comercio de derechos de emisión*: a través de este régimen los países del Anexo I y/o sus empresas pueden comercializar libremente unidades de sus cantidades atribuidas (AAU) que les fueron asignadas de conformidad con sus niveles de emisiones de GEI y de acuerdo con los términos del Protocolo. Este sistema permite a las Partes Anexo I adquirir AAU de aquellos sectores que cuenten con excedentes de las mismas por haberles resultado más fácil y económico disminuir las cantidades de GEI que envían a la atmósfera en sus actividades y/o procesos productivos.

## **1.2 Mecanismo para un Desarrollo Limpio**

El Mecanismo para un Desarrollo Limpio tiene dos objetivos: Ayudar a los países desarrollados (Anexo I) a cumplir sus metas de reducción de GEI y apoyar a los países en vías de desarrollo con la transferencia de tecnologías y fomentar el desarrollo sostenible.

Un proyecto, en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), es un proyecto de reducción de emisiones o secuestro de dióxido de carbono que se lleva a cabo en un país en desarrollo, como ser la Argentina.

Las reducciones de emisiones de GEI provenientes de los proyectos se miden en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, y se traducen en *certificados de emisiones reducidas* (CERs), los cuales pueden ser vendidos en el mercado de carbono a países industrializados, a fin de contribuir a que estos últimos cumplan con parte de sus compromisos de reducción y mitigación de las emisiones de GEI, y al mismo tiempo contribuyan al desarrollo sostenible en los países en vías de desarrollo.

Algunas características que deben cumplir los proyectos para ser elegibles en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio y recibir Reducciones Certificadas de Emisiones (Certified Emission Reductions o CERs), comúnmente llamados “créditos de carbono”:

- El país donde se realice el proyecto debe ser no Anexo I (un país en desarrollo) y debe tener una Autoridad Nacional para el Mecanismo de Desarrollo Limpio.
- El país donde se realice el proyecto debe haber ratificado el Protocolo de Kyoto.

- El proyecto debe demostrar tener beneficios reales, medibles y a largo plazo en relación con la mitigación de los gases de efecto invernadero.
- La reducción de las emisiones debe ser adicional a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto certificada (línea de base).
- La línea de base representa las emisiones que hubieran ocurrido en la ausencia del proyecto. La metodología para determinar la línea de base a utilizar por el proyecto deberá ser previamente aprobada por la Junta Ejecutiva del MDL o, si corresponde, ser seleccionada entre las metodologías ya aprobadas.
- Debe haber un plan de monitoreo (previamente aprobado por la Junta Ejecutiva del MDL) que permita cuantificar la reducción de emisiones lograda por el proyecto.
- Los proyectos deben contribuir al desarrollo sostenible del país.

### 1.2.1 Situación de Argentina para el MDL

La Argentina cumple con los requisitos legales e institucionales de los países anfitriones, ratificó el Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) 1993 mediante la Ley N° 24295 de 1994 y el Protocolo de Kyoto mediante la Ley 24438 del 2001, además mediante la Resolución N°240/05 de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable se creó la Oficina Argentina del Mecanismo para el Desarrollo Limpio (Fig. 1.5) y mediante la Resolución N° 825/04 se establecieron las Normas de Procedimiento para la Evaluación de Proyectos ante la Oficina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio.

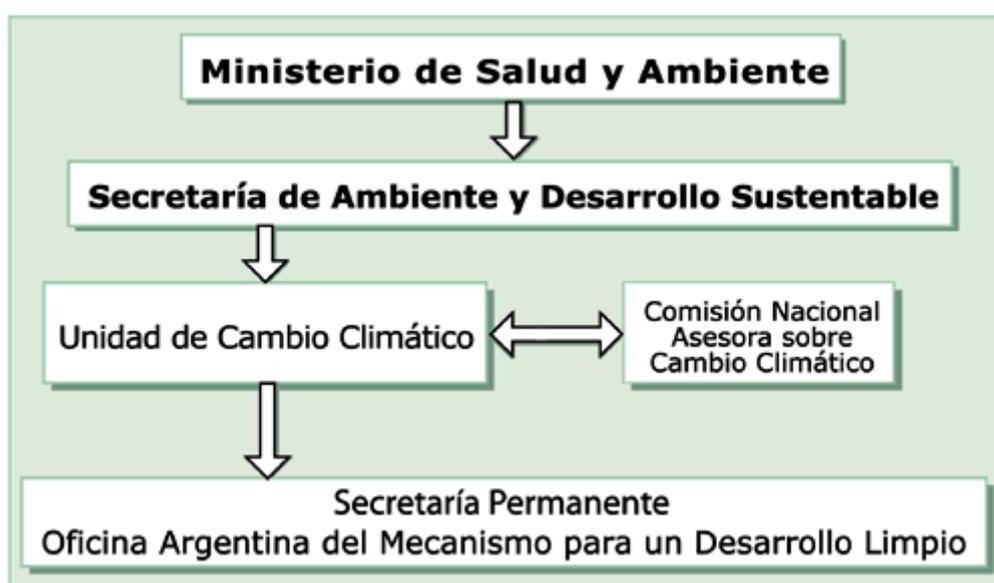
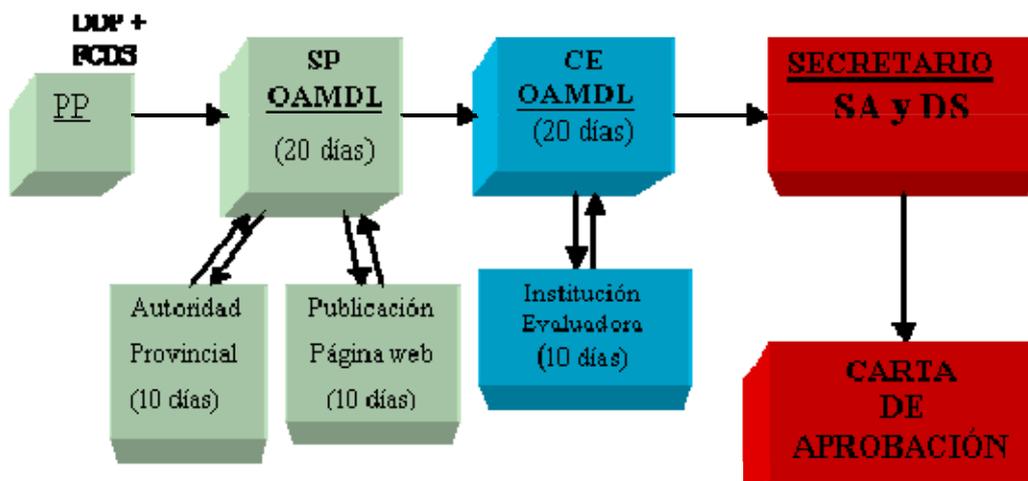


Fig. 1.5: Organigrama de la Oficina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio en Argentina

El proceso de aprobación de proyectos MDL consta de una instancia nacional, en la que la Oficina Argentina del Mecanismo para el Desarrollo Limpio evalúa el proyecto desde el punto de vista de su contribución al desarrollo sostenible del país y sigue el cursograma del sistema de Evaluación que se muestra en la figura 1.6:



PP: Proponente del Proyecto  
 DDP: Documento de Diseño del Proyecto  
 FCDS: Fundamentación de la contribución al Desarrollo Sustentable  
 SP: Secretaría Permanente  
 CE: Comité Ejecutivo

Fig. 1.6 Proceso de Aprobación de un Proyecto MDL

En la instancia internacional se evalúa el proyecto desde el punto de vista de su contribución al cambio climático global. Primero se realiza un proceso de evaluación independiente realizado por una Entidad Operacional Designada (DEO, sigla en inglés) para comprobar si se ajusta a los requisitos MDL, la validación se realiza si la metodología utilizada para la determinación de la línea de base y el plan de monitoreo han sido aprobados por la Junta Ejecutiva.

La herramienta metodología fue aprobada por el comité ejecutivo en la reunión N° 50 cuyo reporte está en el Anexo 14 (Methodological Tool (MT), "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" versión 2 16/11/2009)

Para la obtención de créditos de carbono las etapas que se deben cumplir son las siguientes:

- Registro: éste se produce a partir de la solicitud de la Entidad Operacional Designada a la Junta Ejecutiva, el registro del proyecto implica la aceptación oficial como proyecto MDL.

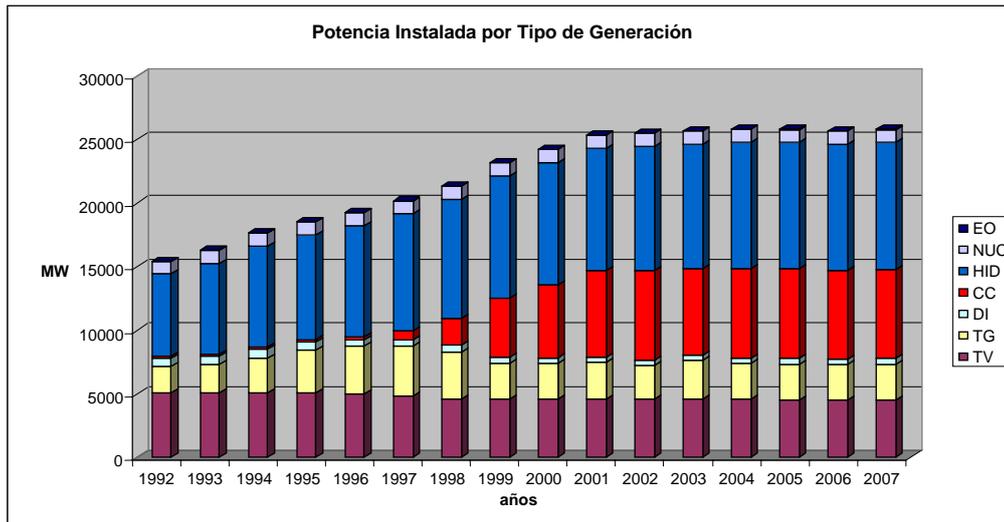
- **Monitoreo:** El proponente del proyecto monitoreará las reducciones de emisiones logradas por el proyecto con el plan de monitoreo presentado previamente.
- **Verificación:** Es el examen y determinación periódicos por parte de la Entidad Operacional Designada de las reducciones observadas de las emisiones de GEI que se hayan producido como resultado de la actividad del proyecto MDL durante el período de verificación.
- **Certificación:** La Entidad Operacional Designada certifica que durante un período determinado debido a la actividad del proyecto se redujeron las emisiones de GEI.
- **Expedición de Créditos de Carbono (CERs):** un vez registrado el proyecto MDL, la Junta Ejecutiva podrá emitir CERs, los cuales podrán ser utilizados por la parte Anexo I para cumplir con sus obligaciones durante el Primer Período de Compromiso o podrán ser utilizados en el Segundo Período de Compromiso.

### **1.3 La Generación de Energía Eléctrica en Argentina**

En la década de los '90 Argentina transformó su sector energético, se efectuó un cambio total en las reglas de juego que regían en la industria, en lo que se refiere a la energía eléctrica, se desreguló la actividad de la generación quedando reguladas las del transporte y la distribución.

En este contexto las inversiones se orientaron a aumentar la generación de energía eléctrica con gas natural debido a la disponibilidad de ese combustible a bajo costo, transformándola en altamente dependiente de la industria de hidrocarburos, con la ventaja de que el gas natural es el menos contaminante de los hidrocarburos

La Fig. 1.7 muestra la evolución en la participación creciente del equipamiento térmico (Ciclo Combinado, TV, DI, y TG) en la potencia instalada en el periodo 1992-2007. (fuente: CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.)



Ref.: EO eólica – NUC nuclear – HID hidráulica – CC ciclo combinado – DI diesel – TG turbo gas – TV turbo vapor

Fig. 1.7 Potencia Instalada por Tipo de Generación

A comienzos del año 2002 se produce la devaluación del tipo de cambio, esto provocó en los tres años siguientes una reactivación industrial; la economía creció a tasas del 8% anual, como se ve en la Fig. 1.8, la oferta de energía eléctrica pudo expandirse mientras hubo capacidad disponible ociosa, sin embargo no se verificó un aumento en la capacidad productiva energética. Este aumento en la demanda condujo al sector energético a un importante problema de abastecimiento de gas natural, con la capacidad de transporte de gas natural cercana a la saturación, ausencia de inversiones en generación eléctrica y fuerte crecimiento de la demanda de gas natural y de la demanda de energía eléctrica.

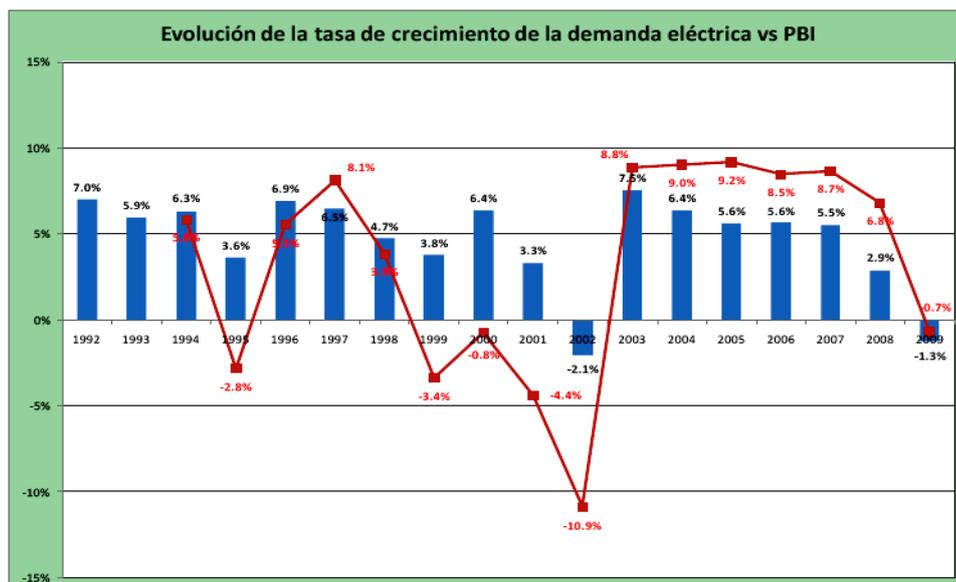


Fig. 1.8 Tasa de Crecimiento Vs PBI (Fuente Cammesa)

Entonces aparece la necesidad de la utilización de otros recursos energéticos disponibles a los efectos de poder satisfacer la demanda.

Esto se tradujo en un consumo muy importante de los combustibles alternativos como Fuel Oil, Gas Oil y Carbón y a la asignación del gas por nominación por parte de la Secretaría de Energía a aquellas máquinas que no dispusieran de combustible alternativo y su generación resultara indispensable para el abastecimiento de la demanda. Esto aumenta la dependencia de los hidrocarburos y en particular el de los más contaminantes como lo son el fuel oil y el carbón.

En la generación termoeléctrica los combustibles líquidos avanzan en la sustitución del gas natural tal como se puede observar en la Tabla 1.3.

**Participación de los Combustibles en la Generación Térmica**

|                    | 2002   | 2003   | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   | 2008   | 2009   |
|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <b>Gas Natural</b> | 97.90% | 97.80% | 88.20% | 84.90% | 82.60% | 77.80% | 76.10% | 78.90% |
| <b>Fuel Oil</b>    | 0.30%  | 1.50%  | 8.90%  | 11.10% | 13.50% | 14.40% | 15.90% | 11.70% |
| <b>Gas Oil</b>     | 0.20%  | 0.20%  | 0.90%  | 0.60%  | 1.10%  | 1.10%  | 5.00%  | 6.20%  |
| <b>Carbón</b>      | 1.50%  | 0.50%  | 2.10%  | 3.40%  | 2.80%  | 2.80%  | 3.00%  | 3.20%  |

Tabla 1.3 Participación de los Combustibles en la Generación Térmica. fuente: CAMMESA

Durante los años 2003 a 2007 no hubo aumentos de importancia en la capacidad de generación, recién en el año 2008 se incorporan las TG de las centrales Gral. Belgrano y Gral. San Martín con alrededor de 1100 MW.

En el año 2009 la generación ingresante fue de 824 MW, dentro de los cuales se destacan la TG de la C.T. Genelba de 165 MW, la C.H. Caracoles con 121 MW, generación distribuida de ENARSA de 248 MW y el aumento de la potencia disponible de la C.H. Yacyretá en 240 MW por elevación de su cota de operación. Luego se terminaron los cierres de los ciclos combinados de las TV de la C.T. Manuel Belgrano y San Martín ingresando en el año 2010 otros 551 MW adicionales sin requerimiento de combustible adicional.

Dado el consumo de combustibles líquidos para generación eléctrica se puede observar una tendencia creciente de costos promedio de la electricidad, desde los 66.7 \$/MWh en 2005, 146 \$/MWh en 2008 y el precio monómico de la energía eléctrica para el año 2009, incluyendo los sobrecostos por la utilización de combustibles distintos al gas natural, tuvo una media anual del orden de 162 \$/MWh.

Asumiendo un crecimiento en la participación de los combustibles líquidos rápidamente aparece la oportunidad para las fuentes renovables que han experimentado notables incrementos de eficiencia tecnológica.

## **1.4 Emisiones del Sector Energía**

Las emisiones del sector de la energía incluyen fundamentalmente las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la combustión de hidrocarburos fósiles en las actividades de generación de energía, el transporte y el agro, y de las emisiones fugitivas de metano asociadas a los procesos de extracción de petróleo y gas.

A nivel mundial, las emisiones GEIs del sector energía en el año 2000 representaron el 67% de las emisiones totales y en los países Anexo I el 83%<sup>8</sup>. En Argentina, estas emisiones representaron el 46,8% de los GEIs emitidos en el país.

Con un total de 132 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente de emisiones GEIs para el año 2000, el sector energía ha sido el principal responsable de las emisiones GEIs de Argentina. Dentro de dicho sector, el 30% de las emisiones provino del sector transporte, seguido por la generación de electricidad con el 19%, el sector residencial con el 13% y la industria manufacturera con el 12%, entre los principales emisores.

### **1.4.1 Emisiones de CO<sub>2</sub> Provenientes de la Generación de Energía Eléctrica**

Las emisiones de CO<sub>2</sub> han venido creciendo con la generación térmica tal como se muestra en la Figura 1.9, sin embargo entre los años 2000, 2001, 2002 y 2003 aparece primero un cambio en la tendencia y luego una marcada disminución en las emisiones, son varios los factores que motivaron esta disminución, uno de ellos es la entrada en servicio de nuevos ciclos combinados y la conversión de plantas de generación TG a CC, con lo cual se mejoró notablemente el rendimiento de las máquinas térmicas, esta tendencia continúa hasta el año 2003 como se puede observar en la Figura N° 1.9. Por otra parte la crisis económica ocurrida en los años 2001 y 2002 provocó una caída en la demanda de energía eléctrica y consecuentemente caída en las emisiones, A partir del 2002, las emisiones crecen, en el año 2004 alcanzan los valores del año 2000 y para el año 2007 el crecimiento acumulado desde el 2002 fue del 111% mientras que la demanda de energía creció un 35%, principalmente debido a la sustitución de Gas Natural por combustibles líquidos, tal como se explicó en el punto anterior.

---

<sup>8</sup> Agencia Internacional de Energía, Emisiones de CO<sub>2</sub> a partir de combustibles fósiles 2008, Paris, Francia.

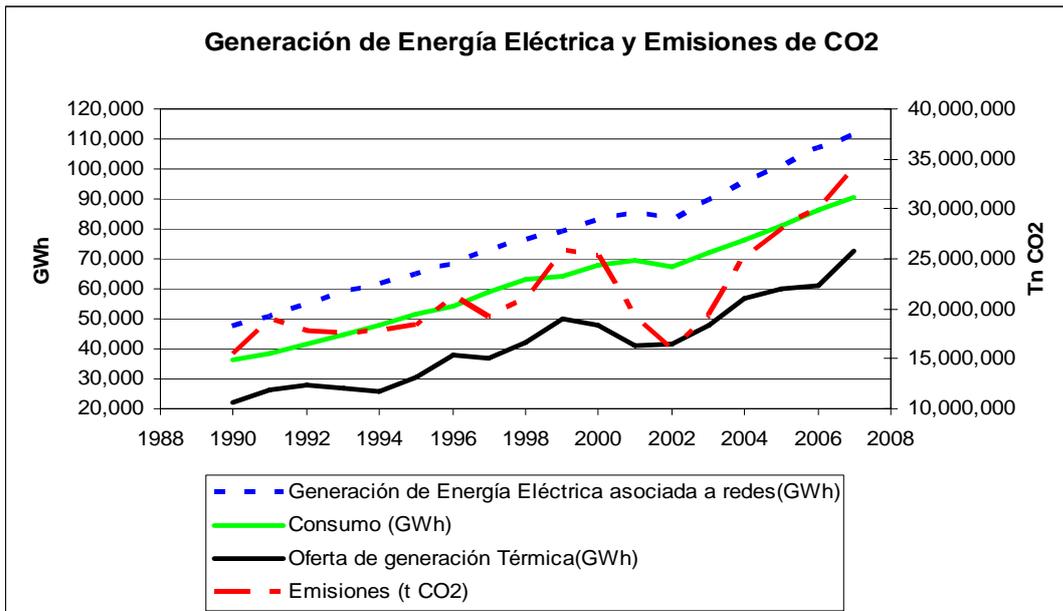


Fig. 1.9 Generación de Energía Eléctrica y Emisiones de CO<sub>2</sub> (Fuente Cammesa y elaboración propia)

Sin embargo la observación de los valores de emisiones de CO<sub>2</sub> por cada GWh generado nos permite concluir que la mejora en la eficiencia del parque térmico ocurrida entre los años 2000-2003 permitió que recién en el año 2007 se alcancen valores similares a los de los años 1992/93, según se observa en la Figura 1.10. Hay también concordancia entre la energía eléctrica generada mediante energía hidráulica y las emisiones.

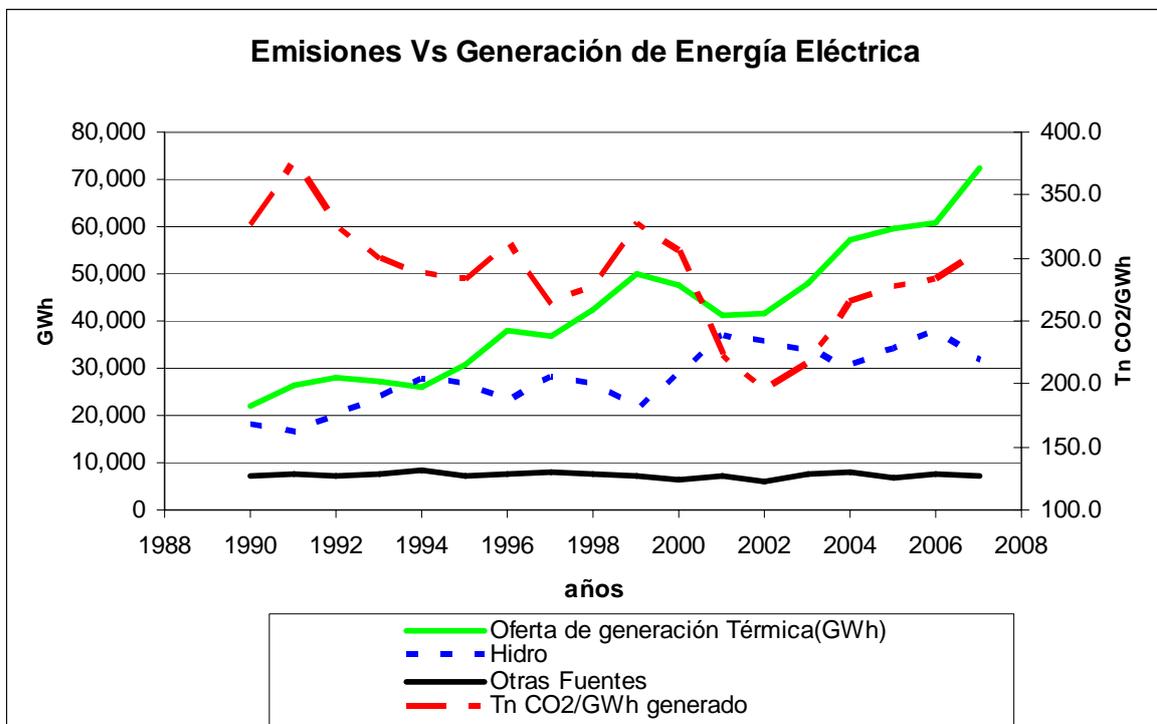


Fig. 1.10 Emisiones Vs Generación de Energía Eléctrica (Fuente Cammesa y elaboración propia)

## 1.4.2 El Control de las Emisiones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Las normas regulatorias nacionales exigen la medición en forma continua de emisiones a la atmósfera para unidades generadoras de mas 75 MW (Resolución ENRE N° 371/00) y las de menor potencia deben realizar mediciones periódicas. Los datos son enviados periódicamente al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). Este Ente realiza la revisión de los valores de los registros de las emisiones y efectúa observaciones, exige ajustes o aplica multas si corresponde.

La Resolución ENRE 881/99 establece los “Procedimientos para la Medición y Registro de Emisiones a la Atmósfera”, los cuales incluyen:

1. Metodologías de referencia para la toma de muestras y procesamiento de las mismas:
  - Ubicación de los orificios para toma de muestras, determinación de velocidad y caudal volumétrico.
  - Determinación de Dióxido de azufre (  $\text{SO}_2$  ),
  - Determinación de Óxidos de Nitrógeno (  $\text{NO}_x$  ),
  - Determinación de Material Particulado en Suspensión (MPS),
  - Analizadores continuos de emisiones, Analizadores portátiles de gases de combustión
  
2. Condiciones de referencia para expresar los resultados: los valores de contaminantes obtenidos en las mediciones, se deben llevar a condiciones de referencia, como las siguientes:
  - Presión 1013.3 hPa
  - Temperatura 0°C
  - Tenor de oxígeno en los gases de escape:
    - 3 % en el caso de emplearse combustibles líquidos o gaseosos en grupos Turbo-Vapor.
    - 6 % en el caso de emplearse combustibles sólidos en grupos Turbo-Vapor
    - 15 % en el caso de turbinas a gas.
  
- 3.- Cálculo del límite permisible de un contaminante, cuando en forma simultánea, se queman dos o más combustibles.

Hasta aquí se ha expresado la situación de la Argentina ante las emisiones de  $\text{CO}_2$  debido a la generación de energía eléctrica y los mecanismos legales y de gestión que posee el gobierno para la limitación de los GEI y el desarrollo de emisiones en las últimas dos décadas. Lo desarrollado en este inciso permite ubicar a la Argentina en lo que se refiere a generación de energía eléctrica, emisiones de  $\text{CO}_2$  , los mecanismos de medición, el cambio climático y sus consecuencias.

## 1.5 Situación en la FIUNCo y propuesta de trabajo

Durante la década de los 1980s surgió la idea de una Central Eléctrica Escuela en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue (FIUNCo), tomando como referencia la existente en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Federal de Méjico, (IEE), la cual es una central termoeléctrica de 40MW de calderas intercambiables, con la finalidad de desarrollo de materiales especiales para calderas y accesorios, dada la calidad de petróleos sulfurados que se extraen en Méjico.

Por otro lado, a partir del año 2000 y con las sucesivas crisis energéticas mundiales y locales, las empresas han tenido que volver a pensar en la autogeneración como había ocurrido en otras crisis locales (1960s-1970s-1980s) y por otro lado las empresas privatizadas necesitan mano de obra calificada para la operación de sus centrales hidráulicas y térmicas de la región porque se le están jubilando o retirando los operadores mas capacitados. Además a partir del año 2003 se comienza a desarrollar una conciencia a nivel nacional de valorización de las FER y el Hidrógeno por la escasez de hidrocarburos en el mercado local a causa del atraso de tarifas.

Esta propuesta de la Central Escuela con fuentes de energía combinadas Renovables ha sido presentada en Congresos Nacionales (Hyfusen-2009, San Juan) la cual ha causado muy buena impresión sobretodo por la innovación en enseñanza de ingeniería. A partir de allí se conformó un grupo de trabajo para integrar el Proyecto de Investigación FAIN N° 4/160 para la instalación y operación de una primera etapa de esta Central, El cual ha sido aprobado por ordenanza del Consejo Superior de la UNCo N° 17 / 2010 con alta calificación y mención de su innovación energética y en enseñanza de la Tecnología.

La problemática del uso de Recursos Renovables como combustibles para la generación de Energía Eléctrica es que no se puede obtener una disponibilidad del 100% a toda hora del día ni en todas las estaciones del año de una sola Fuente Renovable. Esto obliga a combinarlas en duplas o ternas, o hacer Generación Híbrida con Fuentes Térmicas Tradicionales (grupos electrógenos o turbinas). Además en la FIUNCo se está implementando un Parque de Ensayos de Conversores de Energía Renovable, que dispone facilidades para generación Hidráulica y Eólica. Por otro lado el GES (Grupo de Energía y Sustentabilidad) del Depto. de Electrotecnia dispone de generadores para ser movidos por generación térmica de combustible renovable y a futuro paneles fotovoltaicos.

El GES junto con el GIV (Grupo de Investigación Consolidado, Director Dr Jorge Lassig Dpto de Mecánica, FIUNCo) han desarrollado turbinas eólicas de eje horizontal y vertical en la franja de 1 a 5 kW. Éstas a su vez son modelos que permiten analizar su comportamiento fluidodinámico válido para que sean escalados a turbinas de hasta 50 kW .

Para el caso de generación micro hidráulica el grupo del LAMHI (Laboratorio de máquinas hidráulicas, grupo consolidado Director Ing Marchegiani, Dpto. de Mecánica, FIUNCo) ha desarrollado turbinas de tipo Turgo y Pelton, del orden de 1 a 5 kW y para la CEE se dispondrá de una turbina micro hidráulica de 5 kW del tipo Turgo.

En virtud de disponer de éste tipo de generación en la FIUNCo, se propone autoabastecerse de energía y con la asignación mensual para gastos de energía, cubrir la operación de la central. Los excedentes de energía se entregarán la resto de la UNCo (iluminación de espacios verdes, alimentación de sistemas de alarma, etc).

A partir de este esquema de disponibilidad de generación se propone calcular el CO<sub>2</sub> evitado por kW instalado, de generación Térmica Tradicional, en función de un despacho diario de generación según la demanda de la FIUNCo. Este cálculo se propone realizarlo dentro del marco y herramientas del MDL en la Argentina.

### **1.5.1 Relevancia de disponer una Central Eléctrica Escuela**

La relevancia de este tema radica en que se analiza el CO<sub>2</sub> evitado por una central abastecida exclusivamente por Fuentes de Energía Renovable, más allá de la importancia en la enseñanza de la operación de Centrales Eléctricas. En general en el mundo las Fuentes de Energía Renovable están integradas a la red y pueden participar hasta un 20% de la generación total del sistema. En dichos casos, los cuales están integrados a la red, se busca la optimización de la generación con el recurso renovable instalado.

Para la Central Eléctrica Escuela combinando tecnologías apropiadas de generación síncrona con las ventajas de costos y mantenimiento de generación asincrónica, se pueden combinar las FER, como para autoabastecerse y tener la red en reserva para la eventualidad de que exista alguna indisponibilidad de generación.

Se Plantea que la optimización global de los recursos renovables está por encima jerárquicamente, de la optimización individual, pudiéndose evaluar las diferentes combinaciones de fuentes de energía renovables y red de distribución considerando el CO<sub>2</sub> evitado.

### **1.5.2 Tipos de Generación y sus combustibles propuestos para CEE**

#### **Análisis de Biocombustibles para uso en la CEE**

Por biocombustibles se entiende a los combustibles renovables a partir de biomasa, en el caso de la Central Eléctrica Escuela se tiene previsto utilizar biogas y biodiesel. Estos son considerados “neutrales” desde el punto de vista de las emisiones de CO<sub>2</sub>, en virtud de su origen vegetal. Se asume que el carbono liberado a la atmósfera ha sido antes absorbido por las plantas durante su etapa de crecimiento, por lo cual existe un ciclo cerrado planta-atmósfera que mantendría constante la cantidad de

carbono, esto considerando únicamente la fase de generación, puesto que si se considera todo el ciclo de vida éste concepto se puede poner en duda debido a la energía que se requiere para producir el biocombustible, por ejemplo el biodiesel de girasol tiene una relación de 0.57 (Pimentel y Patzek 2005 EEUU), es decir que produce menor cantidad de energía que la necesaria para producirlo, en cambio el biodiesel de palma aceitera tiene una relación de entre 7.78 y 10.4 (Da Costa y Silva, 2006 Brasil). Sin embargo ese análisis está fuera del alcance de la presente tesis. En nuestro caso se utilizará Biodiesel de aceite desechado por comedores y restaurantes de la ciudad de Neuquén.

La Agencia de Protección del Medioambiente de los Estados Unidos (EPA) en EPA 420-P-02-001 de Octubre de 2002 hace un análisis del impacto de las emisiones del biodiesel y establece una diferencia en el contenido de carbono entre el biodiesel de origen vegetal con el de origen animal, esa diferencia es pequeña pero significativa del orden del 2% (76.1 para el de origen vegetal en comparación con el de 77.8 % para el de origen animal y para el petrodiesel ese porcentaje es de 86.7%).

A pesar de que parece desprenderse de los valores que el biodiesel tendría una tendencia a producir menos emisiones de CO<sub>2</sub> que el diesel convencional, el biodiesel también contiene menos energía por unidad de volumen, por lo tanto mayor es el consumo a igualdad de potencia a obtener. A fin de tener en cuenta la diferencia en el contenido de energía, se calculó el contenido de carbono por KCal .

Expresado en Kg Carbón/KCal el análisis indica para el:

- biodiesel de origen vegetal  $8.68 \times 10^{-5}$
- biodiesel de origen animal  $8.66 \times 10^{-5}$
- petrodiesel  $8.55 \times 10^{-5}$

Sobre una base energética, la distinción entre el biodiesel de origen animal y biodiesel de origen vegetal desaparece. También parece que el biodiesel puede aumentar las emisiones de CO<sub>2</sub> en relación con el diesel convencional. Sin embargo, este posible aumento es pequeño (~ 1%) y es poco probable que sea perceptible durante el uso dada la variabilidad en cada uno de los componentes (la densidad, la relación H/C y el contenido energético) estos resultados sugieren que es probable que no haya ninguna diferencia apreciable entre el biodiesel y el diesel convencional en términos de emisiones de escape de CO<sub>2</sub>, aunque por supuesto las del biodiesel son consideradas neutras.

Para el caso del biogas, es un combustible que se genera en medios naturales o bien en dispositivos específicos por el efecto de reacciones de biodegradación de materia orgánica; estos dispositivos son los llamados biodigestores de varios tipos,

que tienen en común la circunstancia de que el proceso se desarrollará bajo condiciones técnicamente controladas en un entorno húmedo y anóxico a través de la actividad bacteriológica. La temperatura para producir las condiciones ideales de generación del biogás esta entre 15°C y 30°C, en algunos casos puede ser hasta 35°C. Como producto final de este proceso se obtiene un fango de fácil deshidratación y el ya citado biogas que se compone de metano (aprox.60%), dióxido de carbono (aprox.35%), así como del nitrógeno, hidrógeno y hidrógeno de azufre (1 a 5%)

El proceso de generación de biogas consta de tres etapas:

- Primera etapa:  
Ocurre una hidrólisis generalizada de la materia orgánica compleja adicionada al digestor, realizada por enzimas producidas por diversas bacterias: proteolíticas, lipóticas y carbolíticas, que destruyen inicialmente las proteínas, grasas y carbohidratos presentes.
- Segunda Etapa:  
El producto de la primera etapa, es tomado por un segundo tipo de bacterias, conocidas generalmente como acidogénicas, que transforman la materia orgánica hidrolizada, en ácidos orgánicos de bajo peso molecular, principalmente ácido acético ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ) y ácido propiónico ( $\text{C}_2\text{H}_5\text{COOH}$ ).
- Tercera Etapa:  
Los ácidos de bajo peso molecular obtenidos, son a su vez tomados por un tercer grupo de bacterias, llamadas propiamente metanogénicas, que los transforman en Gas Metano y Dióxido de Carbono.

De dicha MO en solución de agua (10 a 20 %), alrededor del 70% se convierte en Biogas.

Entre otros orígenes los rellenos sanitarios producen biogás según la materia orgánica se descompone bajo condiciones anaeróbicas (falta de oxígeno). El biogás como se dijo posee Metano y  $\text{CO}_2$  que son considerados gases de efecto invernadero (GEI) y contribuyen al calentamiento global, aunque el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) no considera el dióxido de carbono en el biogás como un GEI (es considerado biogénico y parte natural del ciclo de carbono).

El metano presente en el biogás sin embargo sí es considerado un GEI y es mucho más potente que el dióxido de carbono, con un potencial de calentamiento 21 veces más que el  $\text{CO}_2$ . Por lo tanto, la captura y combustión de metano y su transformación a dióxido de carbono y agua en un quemador, generador u otro aparato resulta ser una reducción neta significativa de emisiones de GEI. Beneficios

adicionales incluyen la mejora de la calidad del aire en el lugar tras la destrucción de compuestos orgánicos volátiles (VOC) durante la combustión de biogás y neutralización de otros contaminantes.

El Biogás de buena calidad (aquel con alto contenido de metano y bajo contenido de oxígeno y nitrógeno) puede ser utilizado como combustible para desplazar el uso de combustibles convencionales. El valor de calentamiento del metano esta entre los 3565 y 5330.3 KCal/m<sup>3</sup>, que es aproximadamente la mitad del valor del poder calorífico del gas natural. Los usos de biogás abarcan las siguientes categorías: generación de energía eléctrica, uso directo para combustible de caldera y combustible para vehículos. En este caso es de interés la utilización para generación de energía eléctrica.

El PI FAIN 4/160 en el ámbito del Departamento de Electrotecnia de la FIUNCo, tiene previsto un plan de instalación de la Central a tres años, y las fuentes de energía renovables seleccionadas son la Eólica, Hidráulica, Biogas y Biodiesel detallados en la tabla 1.4.

Como criterio de introducción de generación con fuentes renovables en la red de la FIUNCo se propone llegar hasta un porcentaje aproximado del 70% de la energía consumida, comprando el 30% restante al proveedor local CALF. Esto en virtud de que no hay legislación y/o reglamentación que permita la venta de energía eléctrica generada a pequeña escala como es el caso de la CEE.

**Configuración del Parque de Generación**

| <b>Año</b> | <b>G 1</b>  | <b>G 2</b>      | <b>G 3</b>   | <b>G 4</b>      | <b>G5</b>   | <b>Pot. Disponible</b> |
|------------|-------------|-----------------|--------------|-----------------|-------------|------------------------|
| <b>1</b>   | 5<br>Eólica | 5<br>Hidráulica |              |                 | 500<br>CALF | <b>510</b>             |
| <b>2</b>   | 5<br>Eólica | 5<br>Hidráulica | 50<br>Biogas |                 | 500<br>CALF | <b>560</b>             |
| <b>3</b>   | 5<br>Eólica | 5<br>Hidráulica | 50<br>Biogas | 50<br>Biodiesel | 500<br>CALF | <b>610</b>             |

Tabla 1.4 Configuración del Parque de Generación

Cabe aclarar que la columna G5 indica la compra de energía a la empresa Distribuidora CALF y se establece una potencia disponible al solo efecto de realizar el despacho anual de carga como se verá en el Capítulo “Mediciones de la Demanda de Energía en la FIUNCo y Despacho de la Central”.

Respecto de las fuentes de energía, la hidráulica proviene de la inclusión de la turbina micro hidráulica en el sistema de riego por gravedad que dispone la Universidad y funcionará intermitentemente y complementaria con la energía eólica por las fluctuaciones en la disponibilidad de éste último recurso.

En las figuras 1.11 y 1.12 se puede observar la imagen satelital de la ubicación de la Universidad Nacional del Comahue y la localización en su predio de la Central Eléctrica Escuela.

### **1.5.3 Descripción de la Instalación de la CEE**

Toda la operación de la CEE se realizará desde los tableros que se ubicarán en el mismo local en que se instalarán las máquinas térmicas, Fig 1.12. Se proyecta instalar un tablero general de generación, un tablero seccional de generación térmica, un tablero seccional de generación eólica e hidráulica y un tablero de transferencia.

Al tablero seccional de generación eólica e hidráulica acometen los cables provenientes de sendos generadores los cuales estarán ubicados sobre la barda por encima del nivel de la FIUNCo, consta de interruptores de caja moldeada e indicadores multifunción de potencia, tensión, corriente y factor de potencia.

Al tablero de generación térmica acometen los cables provenientes de los generadores térmicos, biogas y biodiesel y dispone de los mismos elementos que el tablero seccional de generación eólica e hidráulica.

El Tablero general de generación tiene las protecciones, brazo de sincronización y los indicadores analógicos de potencia activa, tensión y corriente con una llave selectora para seleccionar la fuente que se quiere medir.

Por último en el tablero de transferencia están las vinculaciones con la FIUNCo y el Galpón, con sus respectivos interruptores de caja moldeada y además en este tablero se instalará un medidor de energía con perfil de carga, éste permitirá conocer además de la energía que se entrega a la red de distribución de la Facultad, la forma de la curva de carga de la misma.

Dado el carácter didáctico de esta instalación los cuatro tableros disponen de suficiente lugar como para instalar instrumentos de medición y control adicionales.

En el Anexo 1.7 se encuentran los planos topológicos con la ubicación de los generadores eólico, hidráulico y térmicos, los tableros principales y secundarios, y además el tablero de la Central.

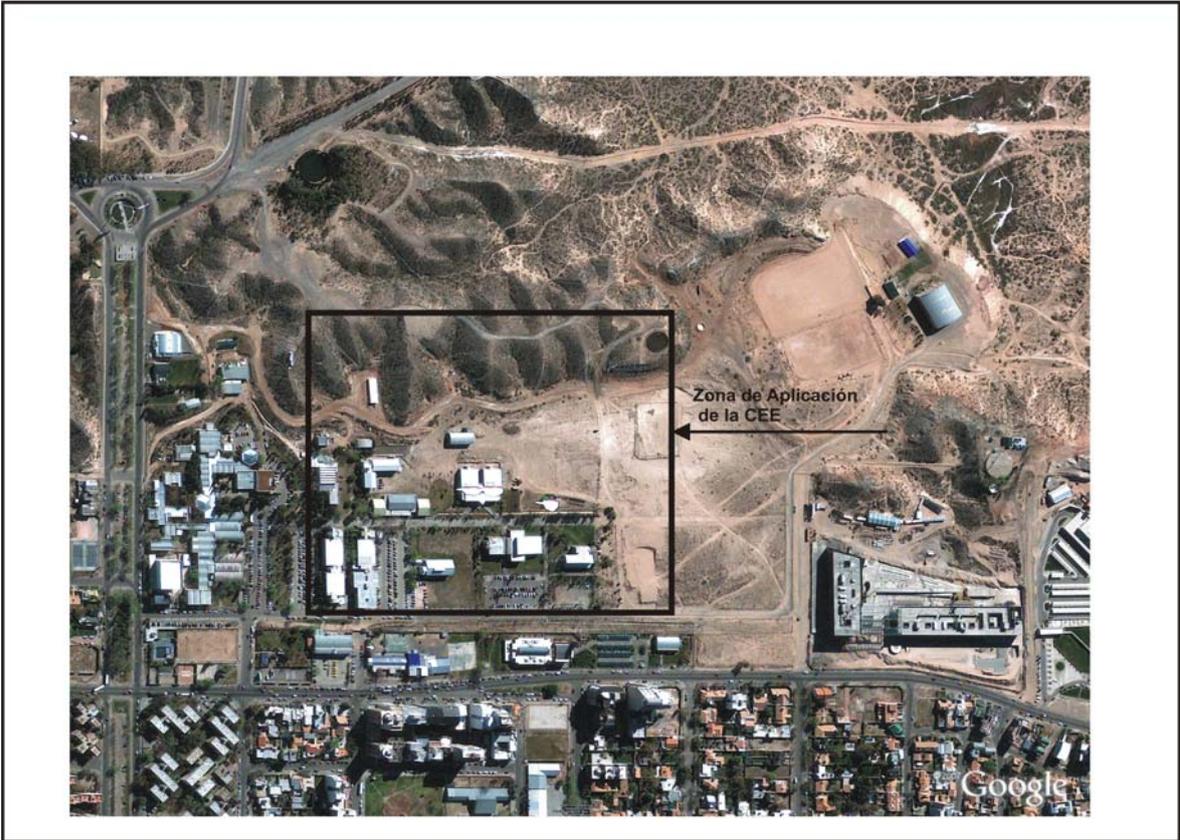


Fig 1.11 Imagen Satelital del área de Asentamiento de la UNCOMa

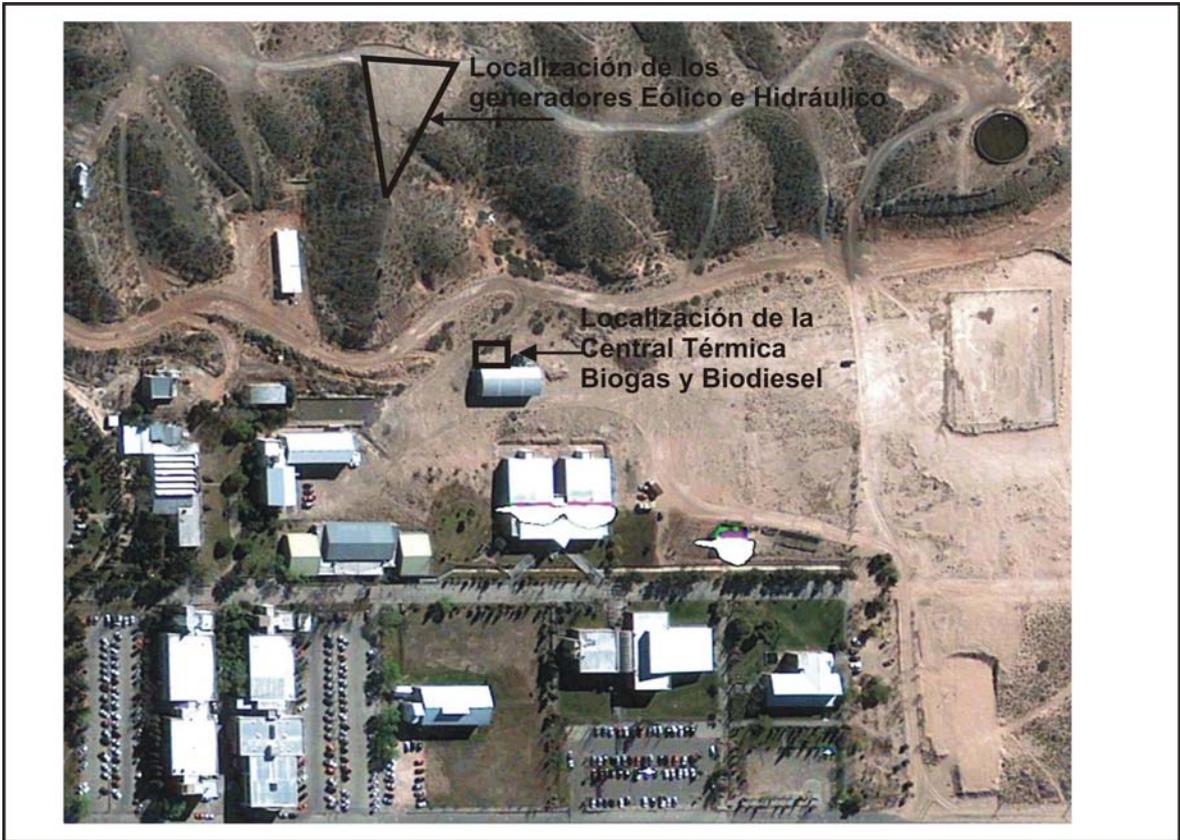


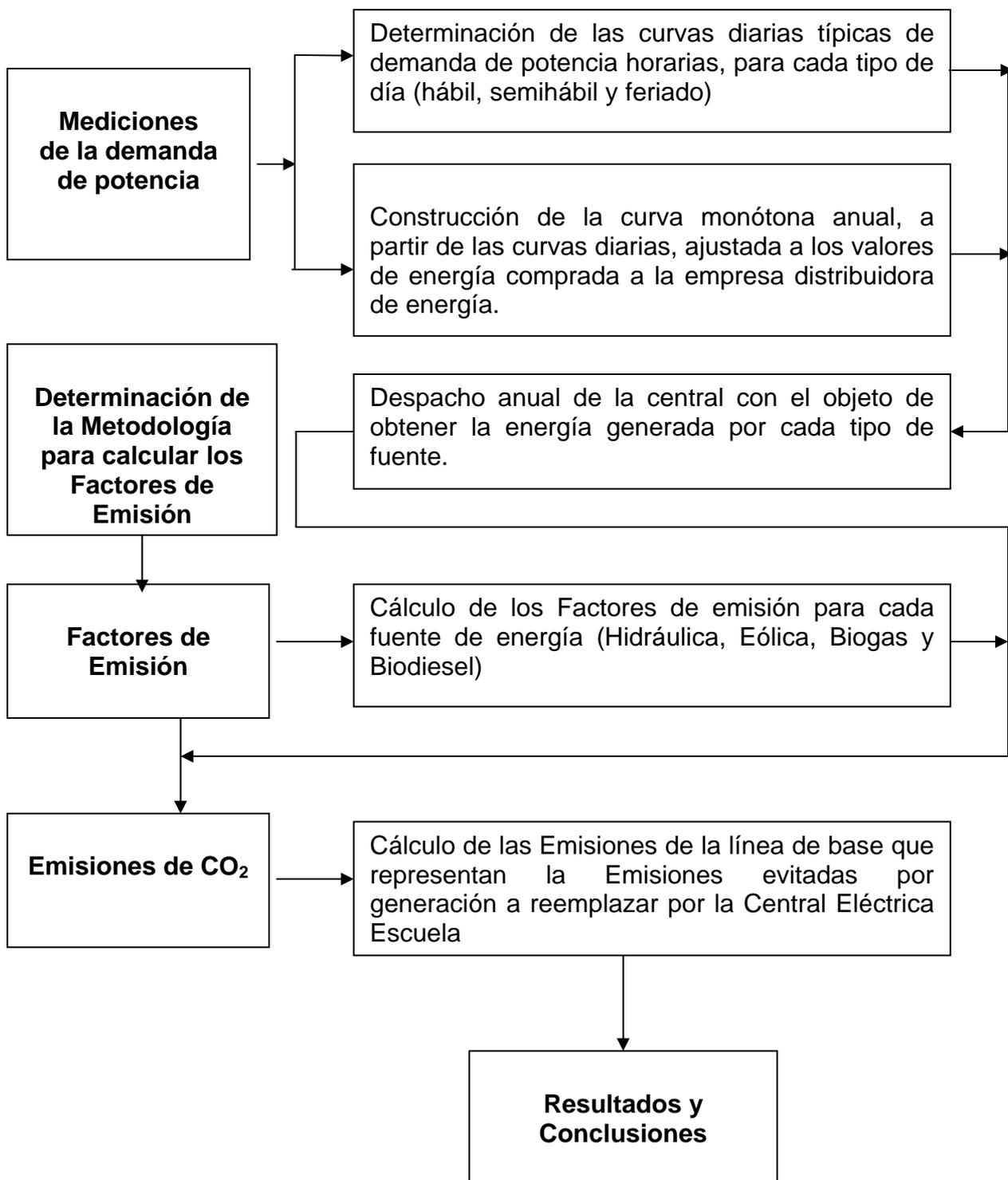
Fig 1.12 Localización de la Central Eléctrica Escuela

## **1.6 Detalle del Desarrollo Temático y Metodológico en los capítulos subsiguientes**

Para obtener las emisiones de CO<sub>2</sub> de la Central Eléctrica Escuela es necesario partir del tipo de fuente de energía a utilizar y de la potencia disponible y proyectada para cada tipo, a partir de esa información se realizan los siguientes trabajos:

- Mediciones de la demanda de potencia, como promedio de 15 minutos, con un instrumento registrador de variables eléctricas.
- Determinación de las curvas diarias típicas de demanda de potencia horarias, para cada tipo de día (hábil, semihábil y feriado)
- Construcción de la curva monótona anual, a partir de las curvas diarias, ajustada a los valores de energía comprada a la empresa distribuidora de energía.
- Despacho anual de la central con el objeto de obtener la energía generada por cada tipo de fuente.
- Determinación de la metodología a utilizar para la obtención del CO<sub>2</sub> evitado/emitado por tipo de generación.
- Determinación del CO<sub>2</sub> evitado/emitado por la Central Eléctrica Escuela.
- Comparación con la situación actual.

Como descripción del proceso que implica el desarrollo del presente trabajo se establece el siguiente diagrama de flujo de la metodología aplicada.



## Capítulo 2

# MEDICIONES DE LA DEMANDA EN EL EDIFICIO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA Y SU TRATAMIENTO

## 2 Mediciones de la Demanda de la FIUNCo

### 2.1 Procedimiento de la Mediciones

Para obtener las curvas de cargas se instaló un instrumento registrador de variables eléctricas en el tablero general de la FIUNCo. Dicho instrumento tiene la posibilidad de medir y almacenar en memoria la información necesaria y con la calidad adecuada según se detalla mas abajo.

Las mediciones se realizaron en los siguientes períodos:

- 27/05/2010 al 08/06/2010
- 10/06/2010 al 05/07/2010
- 06/10/2010 al 09/11/2010
- 02/12/2010 al 27/12/2010

Con esta información se obtuvieron las curvas típicas para las cuatro estaciones, discriminando los días hábiles, semi hábiles y feriados, también se incluyen los períodos de receso.

#### 2.1.1 Instrumento utilizado y breve descripción de su funcionamiento

Para las mediciones se utilizó un instrumento trifásico de marca ECAMEC modelo RES4R32A-3P (N° de SERIE E1378 – S0907 Certificado de Calibración N° CCL-1449 fecha 27/7/2009 incluido en el Anexo 1.6) aprobado por el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad)

El proceso de medición de este instrumento se indica a continuación:

- **Esquema de medición.**

Conceptualmente los bloques que conforman el sistema de medición de energía utilizada se dividen en: sensor de tensión, sensor de corriente y módulo de medición y cálculo.



Fig. 2.1 Esquema del instrumento de medición

La exactitud y la precisión en la medición de energía están condicionadas por la tecnología aplicada en cada parte del sistema.

- **Sensor de tensión.**

Las tecnologías de más amplio uso son los transformadores de tensión de núcleo de hierro y los divisores resistivos. Si bien difieren en cuanto a la posibilidad de aplicación ambas técnicas presentan características de linealidad y ancho de banda de frecuencia que satisfacen los requerimientos del sistema. El sensor de tensión no constituye un elemento limitante en el sistema.

- **Módulo de medición y cálculo.**

Esta conformado casi en su totalidad por componentes de tratamiento digital. Los principales elementos son el conversor analógico digital y el procesador digital de señal (DSP). Son sistemas de gran resolución (generalmente inferiores a 0.02%) y con capacidad para realizar cientos de millones de operaciones en punto flotante por segundo.

- **Sensor de corriente.**

La medición de este parámetro presenta una exigencia tecnológica importante dado el gran rango de variación al que está sometida la corriente. Es importante contar con sensores de rango dinámico no inferiores a 500:1, o bien la posibilidad de modificar el alcance para adecuarlos a los distintos regímenes de carga<sup>8</sup>.

En nuestro caso se utilizó un sensor de corriente basado en la bobina Rogowski. Una de las principales ventajas de la bobina de Rogowski es su linealidad inherente. Al no poseer elementos susceptibles de saturación magnética su rango dinámico es excepcionalmente amplio. Un mismo sensor puede utilizarse para medir corrientes inferiores a 1A o corrientes del orden de los kA. La tensión de salida del sensor está dada por la ecuación:

$$E = \mu_{\text{nucleo}} \times N \times A \times \frac{di}{dt} \quad \text{Ec. 2.1}$$

en donde  $\mu$  núcleo es la permeabilidad magnética del núcleo, N el número de espiras, y A el área transversal del núcleo.

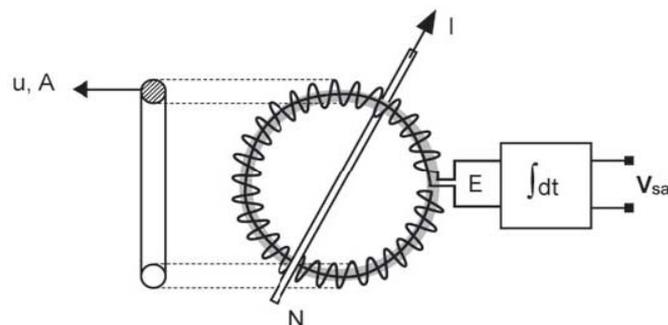


Fig. 2.2 Esquema del sensor de corriente

<sup>8</sup> Ing. Bortolín Julio, Ing Figueroa, Javier, , Trasdutor de Corriente de Mínima Incertidumbre , BIEL Light + Building 2007

La característica derivativa del sensor primario según Ec N° 1, hace necesaria la integración de la tensión de salida.

En las aplicaciones de alta frecuencia (>100kHz) es factible el uso de un integrador pasivo. Para las aplicaciones industriales (50/60Hz) es necesario implementar un integrador activo conformado por un amplificador operacional. La tensión de salida del conjunto sensor e integrador será proporcional a la corriente según la ecuación:

$$V_{\text{salida}} = -\frac{1}{RC} \times \int E \times dt = -k \times I \quad \text{Ec. 2.2}$$

Desde el punto de vista constructivo, el sensor primario consiste en un arrollamiento de alambre sobre un núcleo no magnético de forma toroidal.

Por lo general, los arrollamientos de tipo flexible son los de uso mas conveniente para aplicaciones industriales y en equipos portátiles. Las precisiones que se obtienen con estos son del orden de 0,2% en todo el rango dinámico según Fig 2.3. Ofrecen la posibilidad de poder utilizarse en espacios confinados y de poder abrazar conductores de gran sección, incluso medir simultáneamente corrientes de diferentes conductores.

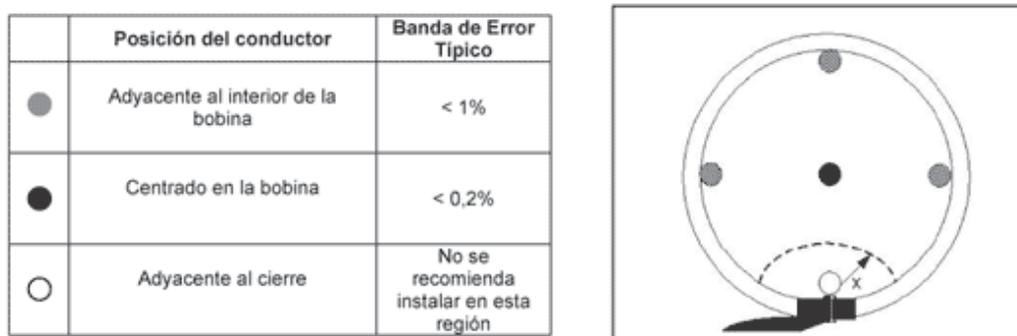


Fig. 2.3 Esquema de la posición del conductor en la bobina Rogowski y los errores típicos

Las Características del equipo utilizado son las siguientes:

| Variables                        | Rango  | Exactitud                         |
|----------------------------------|--|-----------------------------------|
| Tensión Media (Volts RMS) (3F)   | 44Vac a 330Vac<br>44Vac a 600Vac (1)   | <0,3% de la medida                |
| Desviación de Tensión (3F)       | 5% y 95%   |                                   |
| Corriente Media ( Amp RMS ) (3F) | 0 a 5000 A en 8 rangos según modelo de TI según rango de tensión y TI adoptado | <0,3% de la medida                |
| Corriente Máxima y Mínima(3F)    |  |                                   |
| Potencia Activa ( 3F + Total)    | según rango de tensión y TI adoptado   | <0,2%<br>Intrínseco<br><1% c/TI-Q |
| Potencia Reactiva ( 3F + Total)  |  |                                   |
| Potencia Aparente ( 3F + Total)  |  |                                   |

|   |                                      |   |
|---|--------------------------------------|---|
| Potencia de Deformación ( 3F + Total)         |                                      | <2% c/TI-Flex según IEC 61036                                   |
| Energía Activa ( 3F + Total)                  | según rango de tensión y TI adoptado | <0,2% Intrínseco<br><1% c/TI-Q<br><2% c/TI-Flex según IEC 61036 |
| Energía Reactiva ( 3F + Total)                |                                      |   |
| Factor de Potencia y Cos $\phi$ ( 3F + Total) | -1 a +1                              | <1% c/TI-Q<br><2% c/TI-Flex                                     |
| Registro de Interrupciones (3F)               | Mínimo 1 seg                         | <2,5ppm   |
| Frecuencia                                    | +/- 10% Fnom.                        | <0,2%   |
| Desbalance de tensión. Índice Uo y U2         | 0 a 5%                               | <1%   |
| Signo de la Carga: L(+), C(-)                 | 360°                                 | -   |

Tabla 2.1 tabla de prestaciones del instrumento de medición

### 2.1.2 Magnitudes que mide y reporta

Las magnitudes que puede supervisar este instrumento son:

- Tensiones de fase y de línea; Desviación de Tensión según percentilo 5% y 95%.
- Corrientes de fases; Corriente máxima y mínima.
- Distorsión Armónicos de tensión (THD) hasta la componente 20°.
- Flicker ( $\Delta V/V$ ).
- Potencia Activa en 4 cuadrantes; Reactiva y Aparente.
- Energía Activa y Reactiva.
- Factor de Potencia; Cos  $\phi$ .
- Interrupciones.
- Capacidad de memoria administrable según modos de registro. En “Curva de Carga”, registra 90 días continuos en intervalos de 10 minutos. Con todos los parámetros simultáneamente supera 28 días de registro en intervalos de 15 minutos. La lectura del registro se realiza a través de un puerto de comunicación óptico-RS232

### 2.1.3 Personalización de los Reportes

Posee un software de lectura y aplicación amigable y de alto grado de personalización. Admite la configuración de los formatos de registros, reportes y gráficas, según los requerimientos de uso o normativas de control local. Genera automáticamente Reportes de Calidad según el Marco argentino y la recomendación de la EN50160 (Norma que define las características de la tensión suministrada por las redes públicas de distribución de energía eléctrica).

## 2.2 Desarrollo de las Mediciones para el Relevamiento de Curvas de Carga

### 2.2.1 Objetivo

El objetivo del relevamiento de las curvas de carga de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue obedece a la necesidad de obtener una curva monótona de carga anual, esta información es fundamental para realizar el despacho de las máquinas de la Central Eléctrica Escuela, y de esa manera prever de qué forma se va a satisfacer el consumo de energía eléctrica y con qué fuente de energía, puesto que como se menciona en el punto 1.5.1 se proyecta generar con energía eólica, hidráulica, biogas y biodiesel.

A partir de ese despacho anual se puede cuantificar el CO<sub>2</sub> evitado de volcar a la atmósfera.

### 2.2.2 Curvas de Carga Típicas

- **Pseudomediciones de Carga**

Este método provee una estimación de la carga activa modelando la carga en base a las curvas de carga típicas y nos valemos de él para obtener la demanda horaria a partir de los datos de facturación.

Las variaciones de la demanda de potencia y su consumo de energía eléctrica asociado, son variables en función del tiempo, que dependen del tipo de usuarios y sus hábitos de consumo de energía (en nuestro caso es un solo usuario, la FIUNCo), es decir del modo de uso de la potencia. Una forma de representar la variación de la demanda en un periodo de tiempo, es a través de curvas de carga típica que definen los valores instantáneos de la demanda.

La metodología desarrollada por Colomé – Pringules<sup>9</sup> (Modelo de Cargas de Subestaciones Transformadoras MT/BT) utiliza curvas de carga típica para cada uno de los grupos de usuarios, obtenidas a partir del análisis estadístico de mediciones de demanda realizadas en un sistema de distribución. Se obtienen curvas típicas diferenciadas por sector y banda de consumo, por tipo de día (hábil, semi hábil o feriado) y por estación del año.

En nuestro caso, dado que se trata de un solo usuario, se obtuvieron curvas de carga típicas por tipo de día (hábil, semi hábil y feriado) y por estación del año a través de la medición y registros de los parámetros eléctricos. De éstas mediciones se obtiene un registro de la potencia activa cada 15 minutos; de los cuatro registros por hora se utiliza uno solo para la confección de curva diaria. Luego promediando los registros por tipo de día y para cada hora se obtuvieron

---

<sup>9</sup> Colomé D. G., Pringles R., Modelo de Cargas de Subestaciones Transformadoras MT/BT, XIII ERIAC, Décimo tercer Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ, mayo 2009.

las curvas típicas cuyas tablas se exponen en el anexo V, y los gráficos se presentan en la Figura 2.4 “Curvas típicas diarias FIUNCo”).

Los domingos, feriados y días de receso, dada la poca significación en lo que se refiere a las emisiones de CO<sub>2</sub> por la baja demanda de energía se adopta una sola curva para representar a todos.

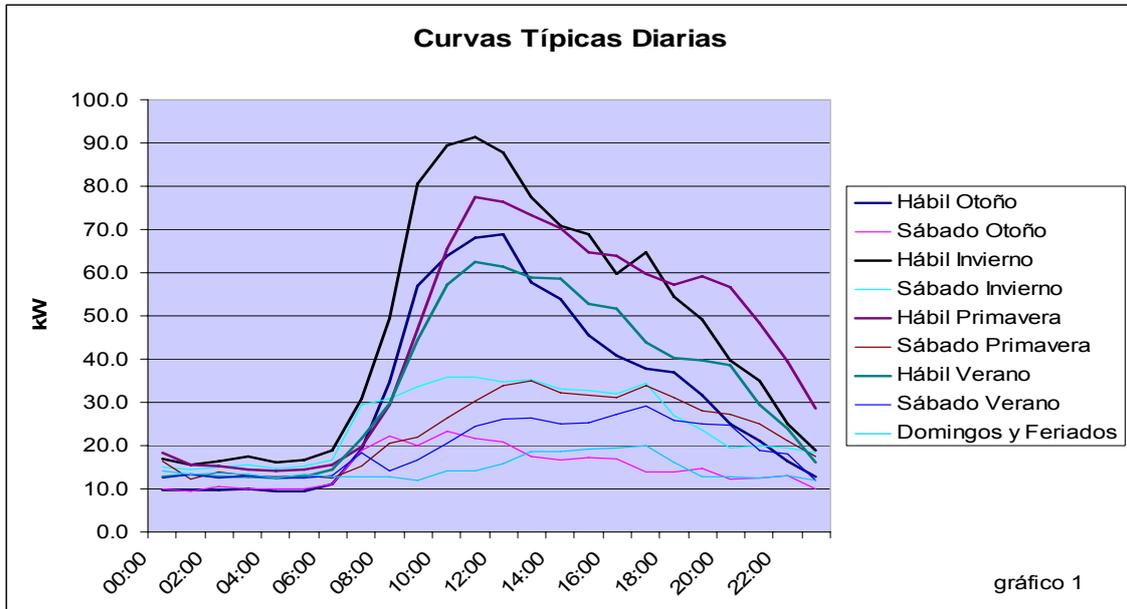


Fig 2.4 Curvas Típicas Diarias FIUNCo

Una vez obtenidas la curvas típicas se procedió a completar el año calendario según la cantidad de días por tipo (Tabla 2.2), ajustándolas a la medición en el punto de acometida que vincula a la Facultad de Ingeniería con la empresa distribuidora de energía CALF.

| Estación           | Días por Tipo       | Cantidad de Días |
|--------------------|---------------------|------------------|
| Verano             | Hábil               | 43               |
|                    | Sabado              | 7                |
|                    | Domingos y Feriados | 40               |
|                    | Subtotal Verano     | 90               |
| Otoño              | Hábil               | 63               |
|                    | Sabado              | 12               |
|                    | Domingos y Feriados | 17               |
|                    | Subtotal Otoño      | 92               |
| Invierno           | Hábil               | 55               |
|                    | Sabado              | 10               |
|                    | Domingos y Feriados | 27               |
|                    | Subtotal Invierno   | 92               |
| Primavera          | Hábil               | 60               |
|                    | Sabado              | 13               |
|                    | Domingos y Feriados | 18               |
|                    | Subtotal Primavera  | 91               |
| <b>TOTAL ANUAL</b> |                     | <b>365</b>       |

Tabla 2.2 Cantidad de días por tipo

A continuación se grafica la evolución de la demanda de la FIUNCO correspondiente al suministro 20 de la empresa distribuidora de energía CALF para el año 2009 <sup>10</sup>

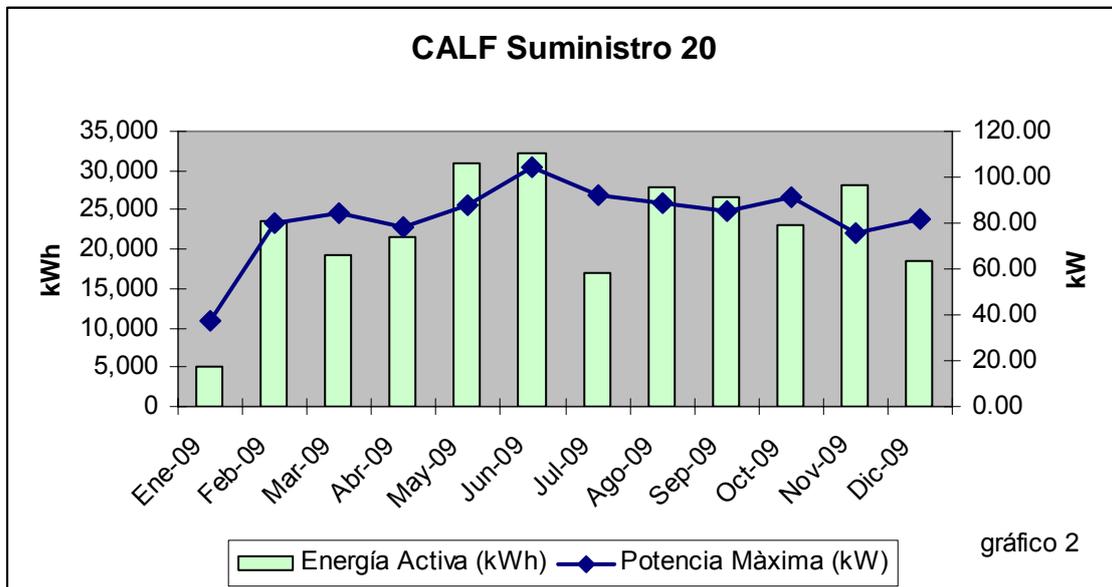


Fig 2.5 Energía y Potencia para el año 2009

### 2.2.3 Curva Monótona de Carga

La curva de duración de la demanda se construye ordenando de mayor a menor las potencias medias registradas en un determinado período. (Ver figura 2.6). El área bajo la curva de duración corresponde a la energía consumida en el período (en nuestro caso 1 año). Los valores de la abscisa corresponden al número de horas del período durante las cuales la demanda es mayor que un determinado nivel de potencia.

La curva monótona de carga anual se construyó en base a las curvas típicas horarias de potencia activa para cada estación del año y por tipo de día, las cuales se repiten la cantidad de veces establecidas en la Tabla 2.2, para completar los 365 días del año. Puesto que, como se explicó en el título anterior, los valores para cada hora se obtienen de la extracción de un valor entre los cuatro registrados por cada hora y además se promedian los obtenidos por cada tipo de día, es necesario ajustar el valor de la demanda máxima a la registrada por la Distribuidora CALF en el año 2009. Por otra parte el área bajo la curva es la energía anual, la cual también debe coincidir con la registrada por la empresa distribuidora; para este ajuste es posible utilizar una función siempre fijando el valor de la demanda máxima y respetando el Factor de Carga (demanda

<sup>10</sup> Tesis de grado – 2008: Acosta, F. Rojas J., Diocares J. : "Estudio de la Demanda de la FIUNCO", Cátedra de Instalaciones Eléctricas, 2008.

promedio/demanda máxima), en este caso se utilizó una curva tipo “S”<sup>11</sup>, como se indica a continuación.

La proyección para algunos indicadores puede definirse suponiendo una curva logística o “S”. Para esto se fija su valor inicial y tasa inicial de crecimiento, y el valor final o de saturación.

La formulación de la curva “S” es la siguiente:

$$V(i) = \frac{VS}{1 + A \times e^{-Bi}} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Donde:

$$A = \left(\frac{VS}{V_0}\right) - 1 \quad \text{Ec. 2.4}$$

$$B = -\frac{1}{2} \times \ln \left[ \frac{(VS - V_0 \times (1 + t_0)^2)}{(V_0 \times (1 + t_0)^2) \times A} \right] \quad \text{Ec. 2.5}$$

En general:

$$B = -\left(\frac{1}{i}\right) \times \ln \left[ \frac{(VS - V_0 \times (1 + t_0))^i}{(V_0 \times (1 + t_0))^i \times A} \right] \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

i : año de la proyección.

V(i) : valor resultante para el año i.

V0 : valor inicial o valor correspondiente a i = 0.

VS : valor final.

t0 : tasa inicial de crecimiento anual.

Los valores así obtenidos se representan en la Figura 2.6

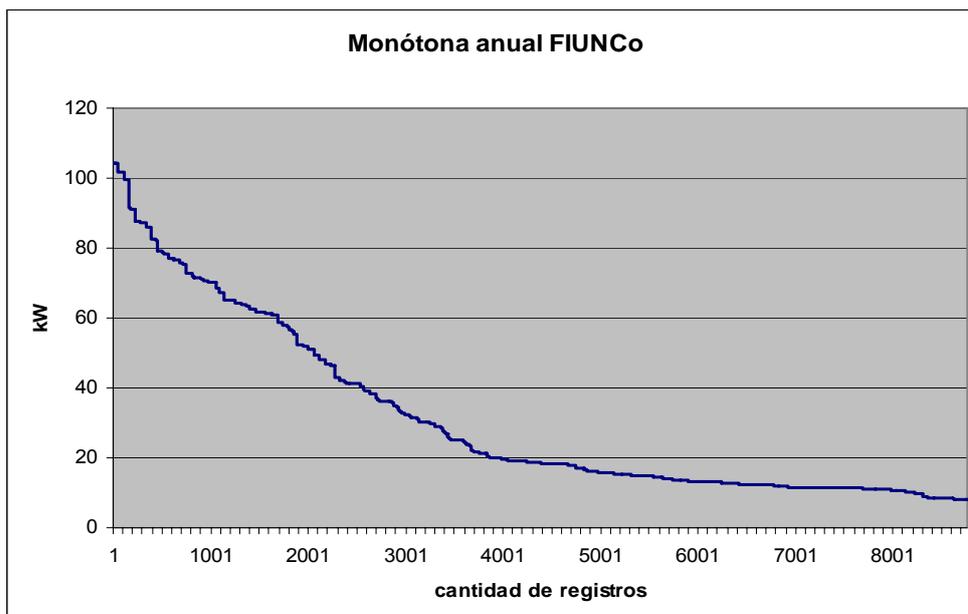


Fig 2.6 : Monótona anual de la FIUNCo

<sup>11</sup> Kingsland, S. E. (1995) *Modeling nature*

## 2.3 Despacho Anual del Parque de Generación

Según los documentos “Análisis de Riesgo aplicado a Proyectos de Enseñanza de la Ingeniería” del Grupo de Energía y Sustentabilidad – Facultad de Ingeniería Universidad Nacional del Comahue , MSc Carlos Cabriola, Ferraris, I. <sup>12</sup> y el Proyecto de Investigación FAIN 04/160: “Central Eléctrica Escuela a partir de Recursos Renovables Combinados”.<sup>13</sup>, la demanda de energía eléctrica y los grupos de generación proyectados son los siguientes:

| Caso                                  | Procedencia     | Período de instalación estimado |        |        |
|---------------------------------------|-----------------|---------------------------------|--------|--------|
|                                       |                 | 1º Año                          | 2º Año | 3º Año |
| <b>Demanda Máxima proyectada (kW)</b> | FIUNCo Max.     | 120                             | 135    | 150    |
| <b>Generación disponible (kW)</b>     | PEFER           | 5                               |        | 1      |
|                                       | DE              | 5                               | 50     | 50     |
|                                       | Total Acumulado | 10                              | 60     | 110    |
| <b>% Gen./Dem.</b>                    |                 | 8,3%                            | 44,4%  | 73,3%  |

Tabla 2.3 Demanda de Energía y Grupos Proyectados

A partir de la curva monótona anual (Fig 2.6) se realiza el despacho del parque de generación proyectado tomando en consideración que el déficit de generación se cubre con la energía proveniente de la red de distribución de la empresa distribuidora de energía CALF, representada por G5. Otra consideración es que la generación con energía hidráulica y eólica no se sumaron para obtener el despacho anual sino que se estima que funcionarán de manera intermitente y complementaria debido a las fluctuaciones en la disponibilidad de la energía eólica y de las limitaciones en el manejo del agua.

El despacho se realiza con la premisa de minimizar las emisiones, por esa razón se dispone despachar el máximo de horas posibles la generación eólica e hidráulica.

### Configuración del Parque de Generación

| Año | G 1         | G 2             | G 3          | G 4             | G 5         | Pot. Disponible |
|-----|-------------|-----------------|--------------|-----------------|-------------|-----------------|
| 1   | 5<br>Eólica | 5<br>Hidráulica |              |                 | 500<br>CALF | <b>510</b>      |
| 2   | 5<br>Eólica | 5<br>Hidráulica | 50<br>Biogas |                 | 500<br>CALF | <b>560</b>      |
| 3   | 5<br>Eólica | 5<br>Hidráulica | 50<br>Biogas | 50<br>Biodiesel | 500<br>CALF | <b>610</b>      |

Tabla 2.4 Configuración del Parque de Generación

<sup>12</sup> MSc Carlos Cabriola, Ferraris, I., 2010, Análisis de Riesgo aplicado a Proyectos de Enseñanza de la Ingeniería, II CAIM 2010 Segundo Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica San Juan - Noviembre 2010.

<sup>13</sup> Proyecto de Investigación y Desarrollo FAIN 04/160: “Central Eléctrica Escuela a partir de Recursos Renovables Combinados”, Grupo de Energía y Sustentabilidad, FIUNCO, UNCOMA, aprobado en el 2010 con alta calificación y mención de su innovación energética y en enseñanza de la Tecnología.

## Gráficos de despacho para cada año

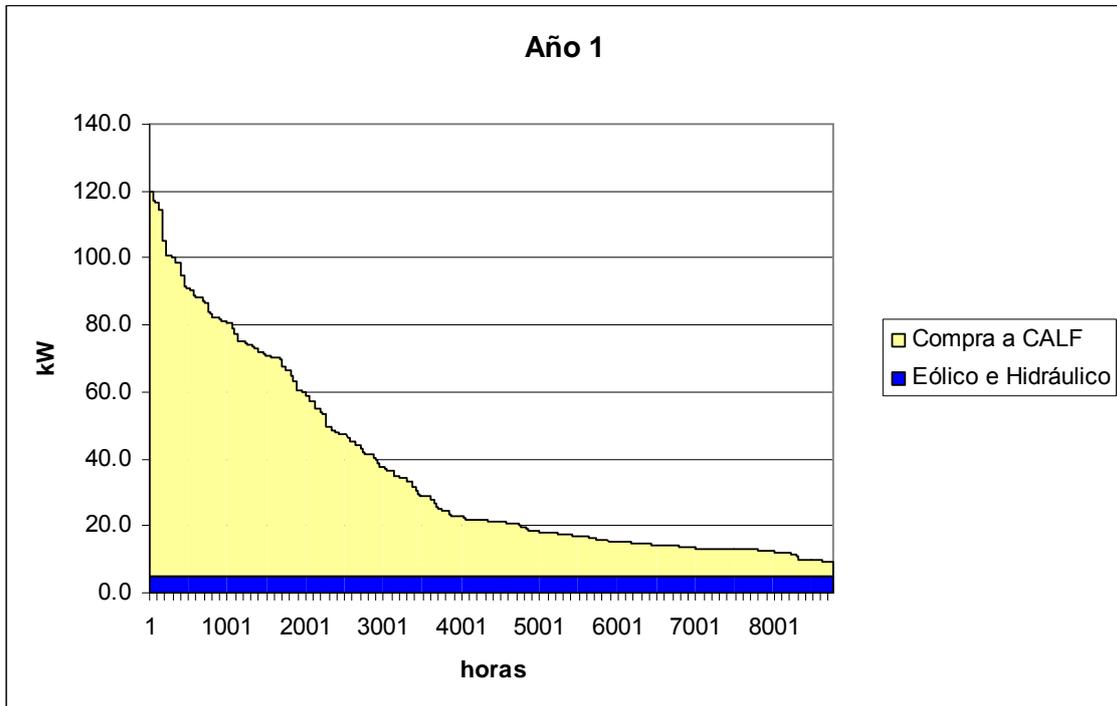


Fig 2.7 Despacho de Energía para el Año 1

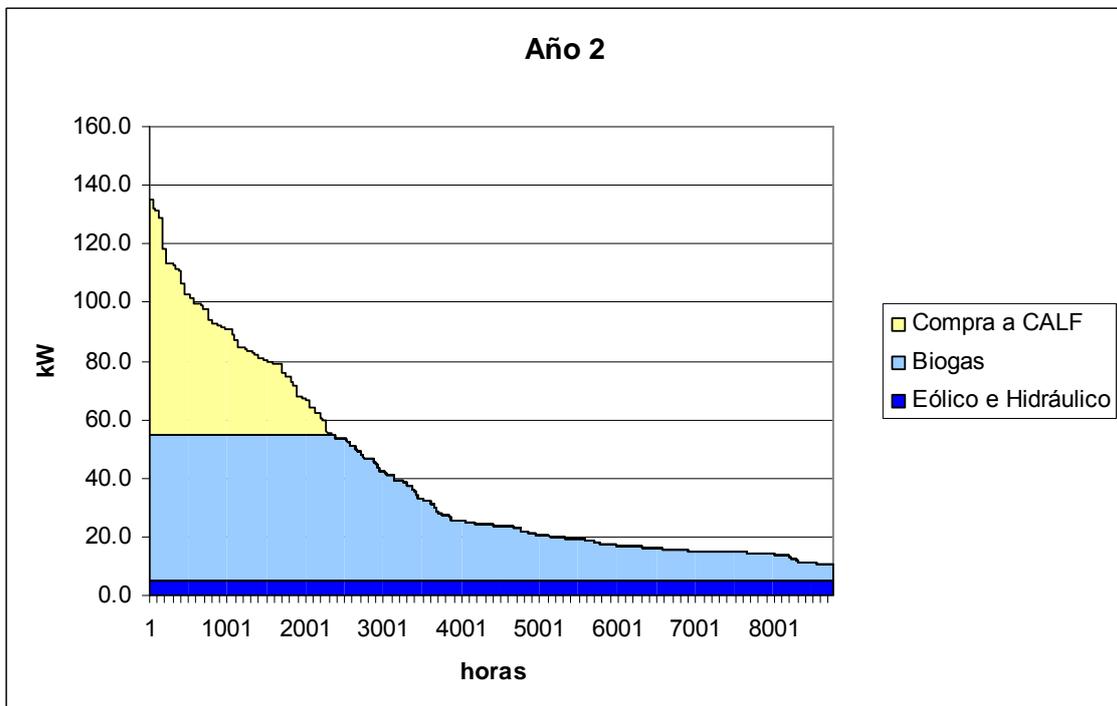


Fig 2.8 Despacho de Energía para el Año 2

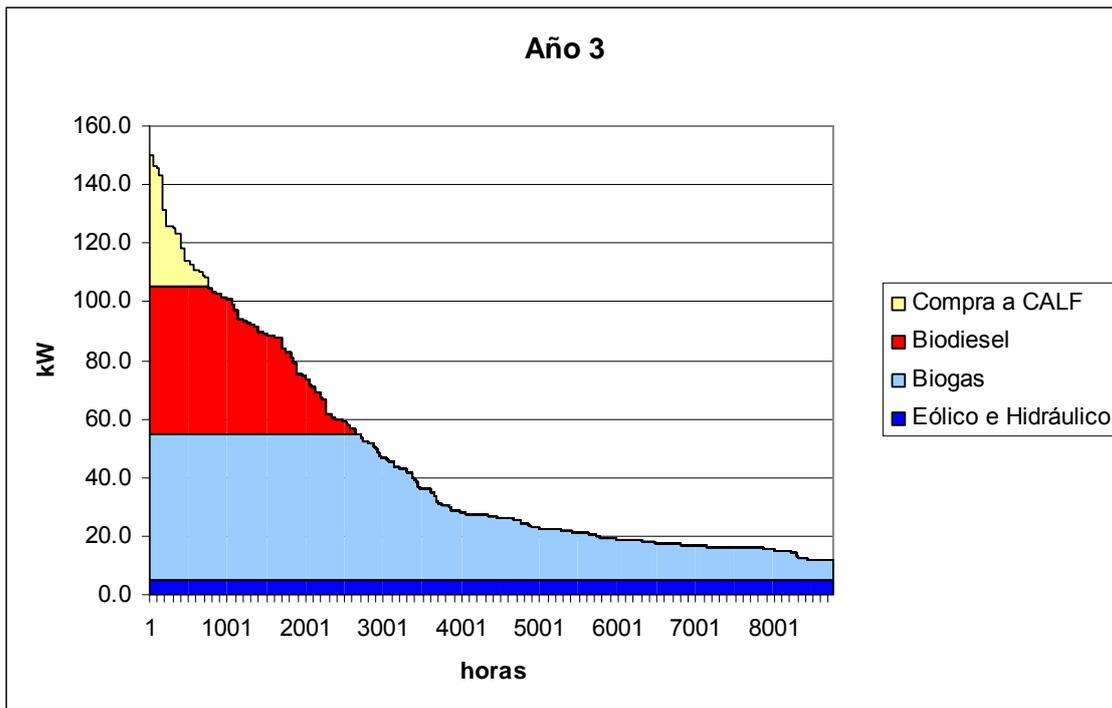


Fig 2.9 Despacho de Energía para el Año 3

El resultado del despacho para cada año es el siguiente:

|                             |                            | <b>Año 1</b> | <b>Año 2</b> | <b>Año 3</b> |
|-----------------------------|----------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Potencia máx Demandada (kW) |                            | 120          | 135          | 150          |
| Potencia máx Generada (kW)  |                            | 10           | 60           | 110          |
| Energía Generada (kWh/año)  | <b>Eólico e Hidráulico</b> | 43.805,00    | 43.805,00    | 43.805,00    |
|                             | <b>Biogas</b>              | -            | 232.891,00   | 248.113,20   |
|                             | <b>Biodiesel</b>           | -            | -            | 88.359,72    |
| Energía Comprada (kWh/año)  | <b>Compra a CALF</b>       | 272.241,83   | 79.186,41    | 14.891,50    |

Tabla 2.5 Despacho anual de energía

Se dispone entonces de la energía generada por cada tipo de fuente y con ésta información se podrá, a partir de la metodología adoptada, calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas.

# Capítulo 3

## METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE EMISIONES

### **3. Metodología de cálculo de emisiones en el marco del MDL en Argentina**

Como se dijo en el capítulo 1, en el protocolo de Kyoto se establecieron tres mecanismos flexibles<sup>13</sup>, cuyo objetivo principal es ofrecer a las Partes medios para recortar las emisiones con menores costos, y posibilitar el cumplimiento de los compromisos adquiridos, el Comercio de Emisiones, la Implementación Conjunta y el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MSL).

El objetivo que Naciones Unidas persigue, con la introducción de estos mecanismos en el Protocolo de Kyoto, es facilitar a los Países Anexo I de la Convención (Países desarrollados y Países con economías en transición de mercado) el cumplimiento de sus compromisos de reducción y/o limitación de emisiones. Además, en el caso del MDL el otro objetivo fundamental es el desarrollo sostenible de los países en desarrollo, a través de la transferencia de tecnologías cuidadosas con el medio ambiente. El mecanismo está regulado fundamentalmente por el Artículo 12 del Protocolo de Kyoto, los acuerdos de Marrakech y las decisiones y recomendaciones que vaya tomando la Junta Ejecutiva del MDL.

Se permite a los países (incluidos en el Anexo 1 PK) que tienen compromisos de reducción de emisiones, efectuar proyectos de reducción y/o absorción de emisiones de GEI en países no Anexo 1, a cambio de reducciones de emisiones certificadas (CER), promoviendo el desarrollo de un mercado global de comercialización de permisos y/o créditos de carbono.

#### **3.1 Proyectos MDL de Pequeña Escala**

Los proyectos de pequeña escala fueron concebidos para el desarrollo rural, y contribuir de esa manera a la mitigación de la pobreza en el lugar de ubicación del proyecto; es por ello que con el fin de minimizar barreras y disminuir los costos en los Acuerdos de Marrakech (Decisión 17/CP.7 – 2001) se establecieron las bases para el desarrollo de modalidades y procedimientos simplificados aplicables a los denominados proyectos de pequeña escala.

La Junta Ejecutiva del MDL, de acuerdo con el apartado 18 de la Decisión 17/CP.7, estableció un Panel o Grupo de expertos dedicado a desarrollar estos procedimientos simplificados. El Panel de proyectos de pequeña escala emitió su informe con las recomendaciones pertinentes en enero de 2002, y la Junta Ejecutiva del MDL aprobó en su 3ª reunión ese mismo año las Modalidades y Procedimientos simplificados para las actividades de Proyectos en Pequeña Escala del MDL – MP simplificados (NACIONES UNIDAS, 2002). Esta aprobación fue ratificada por la octava Conferencia de las Partes celebrada en Nueva Delhi en noviembre 2002<sup>14</sup>, complementándola con aclaraciones sobre las definiciones de actividades admisibles para este tipo de proyectos.

---

<sup>13</sup> [http://unfccc.int/key\\_documents/kyoto\\_protocol/items/6445.php](http://unfccc.int/key_documents/kyoto_protocol/items/6445.php)

<sup>14</sup> Anexo II de la decisión 21/CP.8 documento FCCC/CP.8/2002/7Add.3 “Modalidades y procedimientos simplificados para las actividades de proyectos en pequeña escala del mecanismo para un desarrollo de Limpio”

En la 7ª reunión de la Junta Ejecutiva (enero 2003) se aprobaron los documentos presentados por el grupo de expertos relativos al documento de diseño de proyecto para este tipo de actividades de proyecto<sup>15</sup>, los criterios de simplificación de las metodologías de base de referencia y de vigilancia<sup>16</sup>, y otros documentos relativos a la agrupación de actividades de proyecto en las distintas etapas del ciclo de aprobación<sup>17</sup>. En la 12ª reunión de la Junta Ejecutiva, celebrada en noviembre de 2003, se aprobó una primera modificación del Apéndice B que se ha ido modificando sucesivamente en lo que se refiere a definición y clasificación de los proyectos de pequeña escala, y en el desarrollo de las Modalidades y Procedimientos (MP) simplificados para su implantación como proyectos MDL.

### 3.2 Definición y Clasificación de Proyectos

Los proyectos se clasifican en tres tipos y todos están sujetos a límites máximos para que puedan acogerse a un MDL de pequeña escala.

La clasificación es la siguiente:

- **Tipo I: Actividades de Proyectos de energías renovables con una capacidad máxima de producción equivalente de 15 MW (o equivalente apropiado)**
- **Tipo II: Actividades de Proyectos de mejora de la eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía, por el lado de la oferta y/o de la demanda, con un máximo equivalente de 15 GWh/año**
- **Tipo III: Actividades de Otros Proyectos que reduzcan las emisiones antropogénicas por las fuentes y emitan directamente menos de 15 kt de CO<sub>2</sub> equivalente por año**

A continuación se detallan las definiciones y clasificaciones correspondientes a cada uno de los tipos de proyectos indicados.

- **Tipo I: Actividades de Proyectos de energías renovables con una capacidad máxima de producción equivalente de 15 MW (o equivalente apropiado)**

---

<sup>15</sup> Apéndice A del Anexo II de la Decisión 21/CP.8: Documento de diseño de proyecto simplificado.

<sup>16</sup> Apéndice B del Anexo II de la Decisión 21/CP.8: Simplificación de las metodologías para la línea base y el plan de vigilancia.

<sup>17</sup> Apéndice C del Anexo II de la Decisión 21/CP.8: Agrupación de actividades de proyectos en las distintas etapas de ciclo en los MDL de pequeña escala (<http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents>)

Se incluyen en este tipo los proyectos de energías renovables que producen electricidad, energía mecánica y /o térmica al usuario directamente, así como también tecnologías energéticas conectadas a una red de distribución eléctrica.

Definición de "capacidad de producción máxima de hasta 15 megavatios (o un equivalente apropiado)":

a) Definición de "producción máxima": la Junta acordó definir "producción" como la capacidad instalada o calculada que haya indicado el fabricante del equipo o las instalaciones, sin tomar en consideración el factor de carga efectivo de las instalaciones.

b) Definición de "equivalente apropiado" de 15 megavatios: La Junta acordó que aunque el inciso i) del apartado c) del párrafo 6 de la decisión 17/CP.7 se refiera a megavatios (MW), las propuestas de proyectos pueden referirse a MW (pico), MW (eléctricos) o MW (th.térmicos). Dado que MW (e) es la denominación más común y que MW (th) sólo se refiere a la producción de calor, que también puede derivarse de los MW (e), la Junta acordó definir MW como MW (e) y aplicar el factor de conversión necesario en los demás casos.

| Categorías de las actividades de proyectos  | Ejemplos y Tecnologías utilizadas  |
|---|--|
| I.A. Generación eléctrica para el consumidor /hogar (residencial)                                 | Energía solar, hidroeléctrica, eólica y otras energías renovables que producen electricidad para uso residencial. Como ejemplos pueden citarse las placas solares para edificios, bombas de agua solares o cargadores de baterías eólicas  |
| I.B. Energía mecánica para el consumidor/empresa  | Unidades de generación de energía renovable para el suministro de energía mecánica a usuarios o empresas que necesitan una pequeña cantidad de energía: bombas de energía solar o térmica, molinos de agua y viento, etc.  |
| I.C. Energía térmica para el consumidor final   | Suministro de energía térmica sustituyendo fuentes de combustibles fósiles o de biomasa no renovable. Pueden utilizarse calentadores de agua solares, cocinas solares y sistemas de cogeneración por biomasa para electricidad y calor. (no debe de exceder los 45 MWt).   |
| I.D. Generación de electricidad con fuentes renovables para suministro de una red de distribución | Instalaciones de energía renovable que suministran electricidad a una red de distribución abastecida al menos por una central de combustible fósil, o biomasa no renovable. El límite de elegibilidad de 15MW aplica solamente a la componente renovable. Para sistemas de cogeneración basadas en biomasa no debe exceder los 45 MWt. |

Fuente: Apéndice B del Anexo II de la Decisión 21/CP.8

Tabla 3.1 Categorías de actividades de proyecto Tipo I

- **Tipo II: Actividades de Proyectos de mejora de la eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía, por el lado de la oferta y/o de la demanda, con un máximo equivalente de 15 GWh/año**

Se entiende por *eficiencia energética* la mejora del servicio obtenido por unidad de potencia, es decir, actividades de proyectos que aumentan las unidades de producción

(como son la tracción, el trabajo, la electricidad, el calor, la luz, etc.) por megawatio consumido en relación con la base de referencia. La reducción de consumo energético debida a una disminución del nivel de actividad no se tendrá en cuenta.

Tanto por el lado de la demanda como por el de la oferta, se considerarán proyectos de pequeña escala siempre que den como resultado una reducción menor o igual a 15 GWh/año, tal y como puede verse en el Gráfico 3.1: Condiciones de admisión para las actividades de proyectos de Tipo II adjunto. Por ejemplo, un ahorro de 15 GWh equivaldría a 1.000 horas de funcionamiento al año de una instalación con 15MWe de potencia o, su equivalente en energía calorífica  $15 \times 3,6 \text{ Tj} = 54 \text{ TJ}$  (Terajulios).

### Condiciones de admisión para las actividades de proyectos de Tipo II

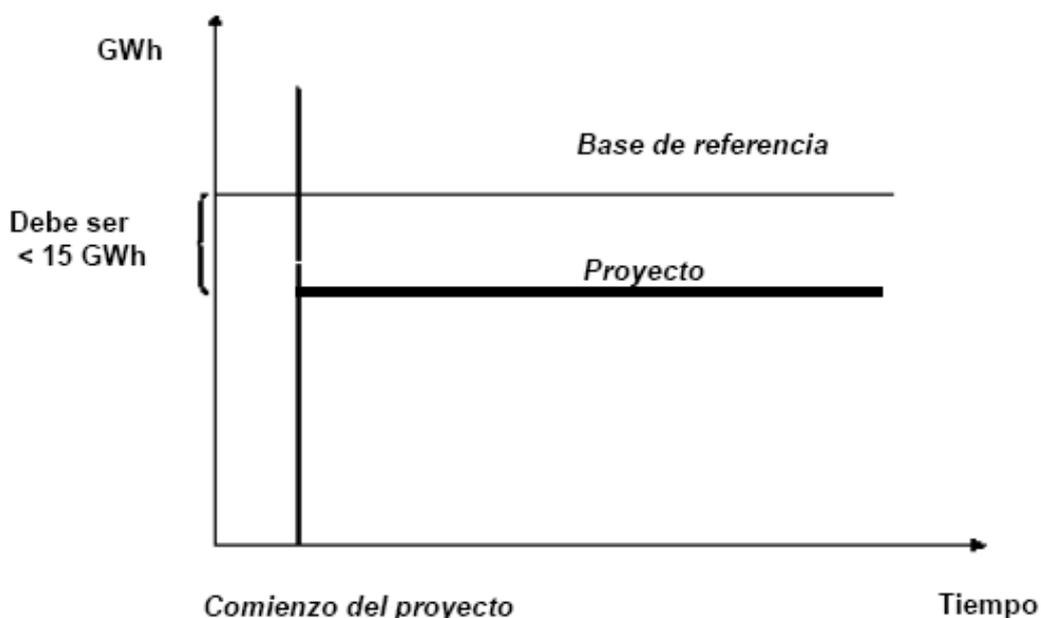


Fig 3.1 Condiciones de admisión para las actividades de proyectos de Tipo II

Fuente: FCCC/CP/2002/7/add.3 Anexo II – Modalidades y Procedimientos simplificados para las actividades de proyectos de pequeña escala del MDL

| Categorías de las actividades de proyectos  | Ejemplos y Tecnologías utilizadas   |
|---|---|
| II.A. Mejora de eficiencia en la oferta de sistemas de transporte y distribución  | Procesos de mejora del rendimiento energético de la red eléctrica, o del transporte/distribución de la calefacción urbana. Tecnologías: Aumento del voltaje en una línea de transporte, ampliación o mejora del aislamiento en las tuberías de un sistema de la calefacción urbana. Las tecnologías o los procedimientos pueden ser aplicados a los sistemas existentes de transporte y/o distribución, o ser parte de una ampliación del sistema.  |
| II.B. Mejora de la eficiencia energética en la oferta de generación electricidad/calor                                  | Procesos de mejora de la eficiencia de las plantas que consumen combustible fósil para producir electricidad o calor, reduciendo el consumo de energía hasta el límite máximo establecido. Como ejemplo puede citarse la mejora de la eficiencia en centrales de generación eléctrica y de cogeneración.  |
| II.C. Programas de eficiencia energética en la demanda  | Programas de eficiencia energética en equipamientos como: lámparas, refrigeradores, motores, ventiladores, y otras aplicaciones. Estas tecnologías pueden sustituir el equipo existente, o instalarse en nuevos emplazamientos.   |
| II.D. Medidas de eficiencia energética mediante la sustitución de combustibles en instalaciones industriales            | Mejora del rendimiento energético y/o cambio de combustible implantados en una industria. Ejemplos de Tecnologías: medidas del rendimiento energético (motores más eficientes), mejoras de combustible (sustitución de vapor o aire comprimido por electricidad) y medidas específicas de procesos industriales (hornos de acero, secado de papel, cura del tabaco, etc).   |
| II.E. Medidas de eficiencia energética mediante la sustitución de combustibles en edificios comerciales y residenciales | Cualquier mejora del rendimiento energético y cambio de combustible en un edificio comercial o residencial, o grupo de edificios similares. Ejemplos: mejoras técnicas del rendimiento energético (aislamiento de edificios, cambio de fuel a gas natural). Las medidas pueden aplicarse a equipos existentes o a instalaciones nuevas.   |
| II.F. Medidas de eficiencia energética mediante la sustitución de combustibles en instalaciones agrícolas               | Cualquier mejora del rendimiento energético y/o cambio de combustible en actividades relacionadas con instalaciones o procesos agrícolas. Ejemplos: Uso de tractores más pequeños, alargamiento de la vida útil de los mismos y menor equipamiento en las granjas; reducir el uso de combustible mediante un menor uso de maquinaria agrícola, reducción del riego, uso de maquinaria más ligera. Ejemplos de cambio de combustible pueden ser pasar del uso del diesel, al etanol o al biocombustible. |

Fuente: Apéndice B del Anexo II de la Decisión 21/CP.8

Tabla 3.2 Categorías de actividades de Proyecto tipo II

- **Tipo III: Actividades de Otros Proyectos que reduzcan las emisiones antropogénicas por las fuentes y emitan directamente menos de 15 kt de CO<sub>2</sub> equivalente por año**

Los proyectos incluidos en el Tipo III no pueden emitir directamente más de 15 kt CO<sub>2</sub>e por año, y deben reducir las emisiones, como puede verse en el Gráfico 3.2 Condiciones de admisión para las actividades de proyectos de Tipo III, adjunto.

## Condiciones de Admisibilidad de las actividades de proyectos tipo III

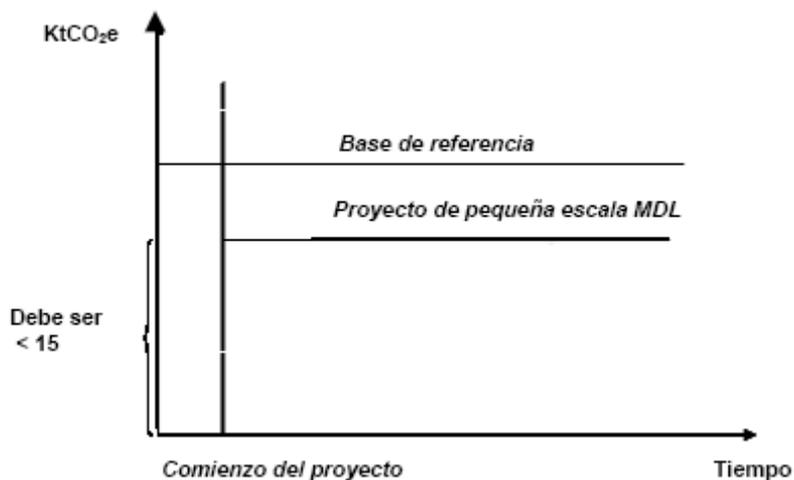


Fig 3.2 Condiciones de admisión para las actividades de proyectos de Tipo III

Fuente: FCCC/CP/2002/7/add.3 Anexo II – Modalidades y Procedimientos simplificados para las actividades de proyectos de pequeña escala del MDL

Al igual que los otros dos Tipos de proyectos, sus actividades se clasifican en categorías. En la Tabla siguiente se incluyen éstas, con ejemplos de proyectos y tecnologías utilizadas.

| Categorías de las actividades de proyectos  | Ejemplos y Tecnologías utilizadas  |
|---|--|
| <b>III.A.</b> Agrícolas   | Reducción de metano en cultivos de arroz, disminución de los residuos animales o su utilización para generación eléctrica.   |
| <b>III.B.</b> Sustitución de combustibles fósiles   | Cambio de combustibles fósiles en la producción de energía para uso industrial, residencial, y comercial. Si el cambio de combustible es parte de una actividad del proyecto centrada en la mejora del rendimiento energético, la actividad del proyecto debe incluirse en las categorías II.D o II.E. |
| <b>III.C.</b> Reducción de emisiones en el sector del transporte  | Mejoras en la eficiencia de los carburantes, cambio de vehículos y/o de tipo de carburantes, fomento del transporte público o reducción de la frecuencia en los itinerarios.   |
| <b>III.D.</b> Recuperación de metano  | Recuperación del metano en las minas de carbón, industria agroalimentaria, instalaciones de tratamiento de aguas residuales, vertederos, etc.  |
| <b>III.E.</b> Eliminación del metano producido por descomposición de la biomasa u otra materia orgánica | Eliminación del metano procedente de la descomposición de la biomasa o de otra materia orgánica, a través de la combustión controlada de este gas. En esta actividad de proyecto no se recupera el metano, ni se usa como combustible, como sucedía en la categoría III.D.                             |

Fuente: Apéndice B del Anexo II de la Decisión 21/CP.8  
Tabla 3.3 Categorías de actividades de proyecto tipo III

### 3.3 Categorización de la Central Eléctrica Escuela Según Tipo de Proyecto

Como se vio en el capítulo Mediciones y Despacho de Carga, la demanda máxima anual que va a abastecer la Central Eléctrica Escuela del la FIUNCo se estima en 150 kW para el 3° año del proyecto y para ese mismo año se dispondrá de un potencia instalada de 110 kW, el déficit de potencia será abastecido por la red de distribución de energía eléctrica de la Distribuidora CALF. Por lo tanto se entiende que el proyecto puede incluirse en la Categoría I.A. – del MDL de pequeña escala (Generación eléctrica para el consumidor) y se seguirá la metodología AMS I.A./Versión 14: Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories.

#### 3.3.1 Criterios Básicos para la determinación de la Base de Referencia

- **Categoría I.A. – Generación eléctrica para el consumidor/hogar (sector residencial)**

- **Base de referencia.** Viene determinada por el consumo de combustible de la tecnología utilizada, o que se habría utilizado en ausencia de la actividad de proyecto. El Apéndice B de la Modalidades y Procedimientos simplificados establece dos formulaciones para su cálculo; los participantes pueden escoger una de ellas o proponer una metodología nueva. Determinada la base de referencia anual (en kWh), las emisiones se calculan multiplicando ésta por el Factor de emisión de CO<sub>2</sub> del combustible desplazado.

- **Plan Vigilancia.** “Puede realizarse mediante un chequeo anual de todos los sistemas, o de un muestreo significativo que constate que sigue operando la instalación de forma adecuada.”

#### 3.3.2 Factores de Emisión

**Un factor de emisión es una relación entre la cantidad de contaminante emitido a la atmósfera y una unidad de actividad.** Se pueden clasificar en dos tipos: los basados en procesos y los basados en censos socioeconómicos o de población.

Los basados en procesos se utilizan para estimar las emisiones de fuentes puntuales. Para ello en muchos países se han realizado estudios para determinar las tasas de emisión promedio de diferentes procesos que son fuentes de emisiones, los cuales se utilizan para desarrollar factores de emisión, éstos se expresan como unidades de masa de contaminante emitido por unidad de proceso.

La fuente de consulta más extensa para factores de emisión con base en procesos es el documento AP-42 Compilation of Air Pollutant Emission Factors (U.S. EPA, 1995a) el cual contiene los factores de emisión determinados en Estados Unidos para una gran cantidad de actividades.

Los basados en censos se utilizan generalmente para estimar emisiones de fuentes de área. Es un método eficiente para estimar emisiones de fuentes de área que no se pueden caracterizar a través de datos de actividad, consumo de combustibles y/o consumo de materias primas. Sin embargo es necesario ser muy cuidadoso al momento de decidir su utilización puesto que la mayoría de los factores han sido desarrollados en Europa y Estados Unidos con sus condiciones socioeconómicas particulares.

Por otro lado es importante tener en cuenta que los factores de emisión basados en censos son más exactos cuando se aplican a toda la región para la que el factor de emisión fue desarrollado que cuando se aplica en áreas más pequeñas. La exactitud de este factor de emisión disminuye en la medida en que se aplica a regiones más pequeñas con características diferentes a las del promedio de un país.

El Factor de Emisión proporciona la cantidad en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes que se logran reducir o evitar por cada MWh generado o evitado, y es la base de la reducción de las emisiones de GEI atribuibles a la instrumentación de los proyectos de ahorro de energía eléctrica, energías renovables o cogeneración, que impactan en la generación de energía eléctrica.

### **3.3.3 Incertidumbres del Factor de Emisión**

Según las Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, respecto de la quema del combustible fósil, las incertidumbres de los factores de emisión de CO<sub>2</sub> son relativamente bajas. Se determinan éstos factores de emisión por el contenido de carbono del combustible y, de esa forma, hay limitaciones físicas sobre la magnitud de la incertidumbre.

Sin embargo los factores de emisión del CH<sub>4</sub> y especialmente del N<sub>2</sub>O son muy inciertos. Las grandes incertidumbres de los factores de emisión pueden atribuirse a la falta de mediciones pertinentes y a las consiguientes generalizaciones, incertidumbres en las mediciones o una comprensión insuficiente del proceso que genera las emisiones.

También hay diferencias intrínsecas en las incertidumbres de los factores de emisión de CO<sub>2</sub> de los derivados del petróleo, carbón y gas natural, puesto que los productos derivados del petróleo suelen adaptarse a las especificaciones relativamente rigurosas que limitan el rango posible de contenido de carbono y valor calórico, y también

proviene de una cantidad acotada de refinerías. Por el contrario, el carbón puede provenir de minas que producen un carbón de contenido y valores calóricos muy amplios, y pueden tener una gama de factores de emisión de CO<sub>2</sub> también amplia.

En la actualidad, dice el informe, se cuenta con relativamente poca experiencia para evaluar y compilar las incertidumbres del inventario, y aún se necesita más experiencia para evaluar si los pocos resultados disponibles son típicos y comparables, así como cuáles son las principales debilidades de esos análisis. Hace poco, aparecieron algunos artículos que abordan la evaluación de la incertidumbre de los inventarios de gases de efecto invernadero en la bibliografía revisada por pares. Hay dos autores Rypdal y Winiwater que en el 2001 evaluaron las incertidumbres de los inventarios de gases de efecto invernadero y compararon los resultados de cinco países, Austria, Países Bajos, Noruega, Reino Unido y Los Estados Unidos. A modo ilustrativo se incorporan las tablas 3.4 y 3.5 con los datos comparativos de las incertidumbres de los factores de emisión de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O.

| <b>Resumen de la Evaluación de Incertidumbre de los factores de emisión de CO<sub>2</sub> para las fuentes de combustión estacionaria de los países seleccionados</b> |                                       |                     |
|---|---------------------------------------|---------------------|
| <b>País</b>   | <b>Intervalo de Confianza del 95%</b> | <b>Distribución</b> |
| <b>Petroleo</b>   |                                       |                     |
| Austria   | ± 0.5                                 | Normal              |
| Noruega   | ± 3                                   | Normal              |
| Países Bajos  | ± 2                                   | -                   |
| Reino Unido   | ± 2                                   | Normal              |
| Estados Unidos  | ± 2                                   | -                   |
| <b>Carbón, Coque, Gas</b>   |                                       |                     |
| Austria   | ± 0.5                                 | Normal              |
| Noruega   | ± 7                                   | Normal              |
| Países Bajos  | ± 1-10                                | -                   |
| Reino Unido   | ± 1-6                                 | Normal              |
| Estados Unidos  | ± 0-1                                 | -                   |

Tabla 3.4

| <b>Resumen de la Evaluación de Incertidumbre de los factores de emisión de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O para las fuentes de combustión estacionaria de los países seleccionados</b> |                                       |                     |
|--|---------------------------------------|---------------------|
| <b>País</b>  | <b>Intervalo de Confianza del 95%</b> | <b>Distribución</b> |
| <b>CH<sub>4</sub></b>  |                                       |                     |
| Austria  | ± 50                                  | Normal              |
| Noruega  | -50 a + 100                           | Lognormal           |
| Países Bajos   | ± 25                                  | -                   |
| Reino Unido  | ± 50                                  | Truncado Normal     |
| Estados Unidos   |                                       | -                   |
| <b>N<sub>2</sub>O</b>  |                                       |                     |
| Austria  | ± 20                                  | Normal              |
| Noruega  | -66 a + 200                           | Beta                |
| Países Bajos   | ± 75                                  | -                   |
| Reino Unido  | -100 a + 200                          | -                   |
| Estados Unidos   | -55 a + 200                           | -                   |

Tabla 3.5

### 3.3.4 Línea de Base

Siguiendo los lineamientos de la metodología “Modalidad Simplificada y Procedimientos para Proyectos de Actividades Pequeña Escala de CDM” (FCCC/ CP/ 2002/ 7/ Add.3). Tipo I, Proyectos de Energía Renovable, I.A generación de electricidad por el usuario, Versión 14 y la Herramienta para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> por la combustión de combustibles fósiles (Versión 02), se establece lo siguiente:

**La línea de base es la energía en kWh producida por la unidad generadora de energía renovable multiplicada por un factor de emisión (CO<sub>2</sub>eq/kWh) calculado de una manera transparente y conservadora.** La fórmula utilizada para calcular la emisión de Línea de Base es la siguiente:

$$E_{By} \text{ (t CO}_2\text{/yr)} = E_{Gy} \times EF \quad \text{Ec. 3.1}$$

E<sub>Gy</sub> (MWh/yr)=energía anual suministrada por el proyecto

E<sub>F</sub> (t CO<sub>2</sub>/MWh)=Factor de emisión

El Factor de emisión es calculado como el promedio del "Margen aproximado de Operación OM y el "Margen de Producción" BM y se denomina "Margen Combinado"

El “Factor operación marginal aproximado” o Margen de Operación (OM), es el promedio ponderado de las emisiones por unidad de producción (kg CO<sub>2</sub>/kWh) de todas las fuentes de generación que sirven al sistema, excluyendo hidráulicas, geotérmicas, eólica, biomasa de bajo costo, nuclear y generación solar, es decir aquellas que no emiten GEI.

El “Factor de construcción marginal” o Margen de Construcción (BM) es el promedio ponderado de las emisiones por unidad de producción (kg CO<sub>2</sub>/kWh) de las unidades más modernas añadidas al sistema, las cuales son definidas como el grupo de centrales más recientes que representan el 20% de la electricidad anual generada, o las 5 plantas más modernas. Si el 20% cae en parte de la generación de una planta, esa planta es incluida en los cálculos.

Entonces calcular el Factor de Emisión es fundamental para obtener las emisiones de la Línea de Base según Ec. 3.1, para ello además es necesario combinar los OM y BM de la siguiente manera:

Combinando los dos factores de emisión de los márgenes de operación y de construcción se obtiene el factor de emisión de la línea base o Margen Combinado

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = EF_{\text{grid,CM,y}} \times W_{\text{OM}} + EF_{\text{grid,BM,y}} \times W_{\text{BM}} \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

$EF_{\text{grid,CM,y}}$  es el factor de emisión de la línea base en el año y

- $W_{\text{OM}}$  es el peso del factor de emisión del margen de operación.
- $W_{\text{BM}}$  es el peso del factor de emisión del margen de construcción.

Los valores de los pesos de los diferentes factores de emisión que han de considerarse son los siguientes:

Para proyectos solares y eólicos se deben tomar valores de  $W_{\text{OM}}=0,75$  y  $W_{\text{BM}}=0,25$

Para el resto de proyectos se debe tomar un valor de  $W_{\text{OM}}=0,5$  y  $W_{\text{BM}}=0,5$

### 3.4 Factores de Emisión

#### 3.4.1 Cálculo del Factor de Emisión para el caso de que la Línea de Base esté compuesta por generación a Gas Natural

Como se dijo en el Capítulo 1 la generación térmica fue predominante sobre el resto de las fuentes de energía con un 55.1 % para el año 2009 y de ese porcentaje el 79% corresponde a Gas Natural; a pesar de que ha aumentado considerablemente el

consumo de Fuel Oil y Gas Oil sigue habiendo predominancia del gas natural; por lo que una de las opciones es estimar que el proyecto reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por las centrales térmicas que generan energía a partir del gas natural, que se considera continuarán en funcionamiento de la misma forma en caso de ausencia del Proyecto de la Central Escuela.

Por consiguiente, la cantidad de CO<sub>2</sub> que emitirían las centrales térmicas para generar a gas natural, una potencia equivalente de 150 kW, será reemplazada por la actividad del Proyecto.

OM = Margen de Operación, factor de emisión del gas natural en centrales térmicas de generación eléctrica (t- CO<sub>2</sub>/ MWh)

$$OM = EF_C \times NCV \times OXID \times D \times E \times 44/12 \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

EF<sub>C</sub> = factor de la emisión del Carbono (tC/ TJ) <sup>18</sup>  
 NCV = Valor calorífico neto (Tcal/ Nm<sup>3</sup>) <sup>19</sup>  
 OXID = Tasa de oxidación del Carbono <sup>20</sup>  
 D = Tasa de conversión (TJ/ Tcal)  
 E = FCR (tasa de consumo medio) (Nm<sup>3</sup>/kWh) <sup>21</sup>  
 44/12 = Proporción peso molar para convertir tC a t CO<sub>2</sub>

Valores Adoptados para el caso de generación a gas natural:

EF<sub>C</sub> =15.31 tC/TJ  
 NCV = 8.4\*10<sup>-6</sup> TCal/Nm<sup>3</sup>  
 OXID = 0.995  
 D= 4.1868 TJ/ Tcal  
 E= 0.25 Nm<sup>3</sup>/kWh

$$OM=15.31 \text{ tC/TJ} \times 8.4 \times 10^{-6} \text{ TCal/Nm}^3 \times 0.995 \times 4.1868 \text{ TJ/ Tcal} \times 0.25 \text{ Nm}^3/\text{kWh} \times 44/12$$

$$OM = 0.4911 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

BM = Margen de Construcción, factor de emisión del gas natural en centrales térmicas de generación eléctrica (t- CO<sub>2</sub>/ MWh) más modernas añadidas al sistema y que generen el 20% de la energía anual generada.

Valores Adoptados para el caso de generación a gas natural:

$$EF_C =15.31 \text{ tC/TJ}$$

<sup>18</sup> Factor de la emisión del Carbono: Versión 1996 IPCC Guía Nacional de inventario sobre el efecto invernadero del gas / Tabla I.2-8 FACTORES de la EMISION del CARBONO (CEF)

<sup>19</sup> Valor calorífico neto, determinado por CAMESA

<sup>20</sup> Tasa de oxidación del Carbono : Versión 1996 IPCC Guía Nacional de inventario sobre el efecto invernadero del gas / Tabla I.2-8 FRACCION DE CARBONO OXIDADO

<sup>21</sup> Tasa de Consumo Medio de combustible (FCR) gas natural = 0,265 Nm<sup>3</sup>/[kWh], Cammesa para año 2009.

$$\begin{aligned} \text{NCV} &= 8.4 \cdot 10^{-6} \text{ TCal/Nm}^3 \\ \text{OXID} &= 0.995 \\ \text{D} &= 4.1868 \text{ TJ/ Tcal} \\ \text{E} &= 0.265 \text{ Nm}^3/\text{kWh} \end{aligned}$$

$$\text{OM} = 15.31 \text{ tC/TJ} \times 8.4 \cdot 10^{-6} \text{ TCal/Nm}^3 \times 0.995 \times 4.1868 \text{ TJ/ Tcal} \times 0.265 \text{ Nm}^3/\text{kWh} \times 44/12$$

$$\text{OM} = 0.52 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Combinando los dos factores de emisión de los márgenes de operación y de construcción se obtiene el factor de emisión de la línea base o Margen Combinado

$$\text{EF}_{\text{grid,CM,y}} = \text{EF}_{\text{grid,CM,y}} \times W_{\text{OM}} + \text{EF}_{\text{grid,BM,y}} \times W_{\text{BM}}$$

Valores Adoptados:  $W_{\text{OM}} = 0,5$  y  $W_{\text{BM}} = 0,5$

$$\text{CM} = 0.505 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

### 3.4.2 Cálculo del Factor de Emisión para el total de la generación del país.

La Secretaría de Energía calcula el Factor de Emisión para la Red Argentina de Energía Eléctrica para cada año, con el objeto de que sean utilizados en proyectos del sector eléctrico para que sean presentados ante el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) y fomentar los mismos.

Para calcular el Factor de Emisión la Secretaría de Energía utiliza la herramienta metodológica : "Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 02". (ver Anexo 6)

Para el cálculo de OM, la metodología prevé cuatro opciones:

- 1) Promedio. Promedio de todas las máquinas.
- 2) Simple. Promedio de las máquinas térmicas.
- 3) Simple ajustado. Variante del simple, en el caso en que máquinas de bajo costo estén en el margen en algunas horas.
- 4) Análisis de despacho. Promedio de las máquinas que estén en el 10% más alto del orden de mérito del despacho. Este caso requiere cálculo horario.

Los proyectos de pequeña escala, como es el caso de la Central Eléctrica Escuela, y en general los de eficiencia y los que consumen energía de la red pueden usar cualquiera de las cuatro opciones.

Para el cálculo ex ante se debe tomar el promedio de los tres últimos años y para el cálculo ex post se debe tomar la información del año en que la generación (o el ahorro, o el consumo) se produce

*El margen de operación calculado a través del método simple, se define como el promedio ponderado de las emisiones por unidad de generación de energía de todas las plantas que generan para el sistema, sin incluir las unidades de generación de bajo costo.*

Las importaciones de energía eléctrica se han incluido en la energía de generación para el cálculo del factor de emisión como lo indica la Metodología “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” en la página 12, sin considerar las emisiones asociadas (página 3 de la Metodología).

| <b>Datos para la comparación final de generación de CO<sub>2</sub> en la FIUNCo</b> |                            |                                    |
|---|----------------------------|------------------------------------|
| <b>Factor de emisión por tipo de combustible</b>                                    |                            |                                    |
| <b>Combustible</b>  | <b>Factores de Emisión</b> |                                    |
| Gas Natural (NG)  | 1.951                      | tCO <sub>2</sub> /dam <sup>3</sup> |
| Fuel Oil (FO)   | 3.197                      | tCO <sub>2</sub> /t                |
| Gas oil (GO)  | 3.176                      | tCO <sub>2</sub> /t                |
| CMi (Carbón Mineral) Nacional   | 2.335                      | tCO <sub>2</sub> /t                |
| CMi (Carbón Mineral) Importado  | 2.803                      | tCO <sub>2</sub> /t                |

Tabla 3.6

Para el año 2009 el consumo de combustible para generación de energía de la red nacional es el siguiente:

| <b>COMBUSTIBLES</b> |                      |                       |                              |
|---------------------|----------------------|-----------------------|------------------------------|
| <b>Carbón (ton)</b> | <b>Gasoil (ton )</b> | <b>Fuel oil (ton)</b> | <b>Gas (dam<sup>3</sup>)</b> |
| <b>795737.5</b>     | <b>806179.503</b>    | <b>1602871.4</b>      | <b>12566536.8</b>            |

Tabla 3.7

Las emisiones correspondientes a esos consumos de combustibles son:

| <b>EMISIONES (tCO<sub>2</sub>)</b> |                     |                     |                      | <b>TOTAL</b>                |
|------------------------------------|---------------------|---------------------|----------------------|-----------------------------|
| <b>Carbón</b>                      | <b>Gasoil</b>       | <b>Fuel oil</b>     | <b>Gas</b>           | <b>(ton CO<sub>2</sub>)</b> |
| <b>2,230,452.30</b>                | <b>2,560,426.10</b> | <b>5,124,379.99</b> | <b>24,517,313.36</b> | <b>34,432,571.75</b>        |

Tabla 3.8

Se calculan las emisiones para los últimos 3 años, cuya energía abastecida es la siguiente:

|                                    | <b>Año 2009</b>   | <b>Año 2008</b>   | <b>Año 2007</b>   |
|------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Generación Térmica (MWh)           | 61,339,111        | 66,839,984        | 60,994,489        |
| Importaciones (MWh)                | 2040098           | 1,774,186         | 3,457,581         |
| <b>total</b>                       | <b>63,379,209</b> | <b>68,614,170</b> | <b>64,452,070</b> |
| Generación Hidráulica (MWh)        | 40,318,306        | 36,863,486        | 37,294,429        |
| Generación Nuclear (MWh)           | 7,588,703         | 6,835,072         | 6,720,686         |
| <b>Emisiones (tCO<sub>2</sub>)</b> | <b>34,432,572</b> | <b>37,510,114</b> | <b>33,124,984</b> |

Tabla 3.9

- **Margen de Operación (OM)**

|   | <b>Año 2009</b> | <b>Año 2008</b> | <b>Año 2007</b> |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|
| <b>Margen de Operación (t CO<sub>2</sub>/MWh)</b> | <b>0.543</b>    | <b>0.547</b>    | <b>0.514</b>    |

Tabla 3.10

|   |              |
|---|--------------|
| <b>Margen Operación ex ante<sup>22</sup> (tCO<sub>2</sub>/MWh)</b>    | <b>0.535</b> |
| <b>Margen de Operación ex post<sup>23</sup> (tCO<sub>2</sub>/MWh)</b> | <b>0.543</b> |

Tabla 3.11

- **Margen de Construcción (BM)**

La herramienta metodológica prevé dos alternativas para el cálculo de BM:

- El Factor de Emisión promedio de las últimas 5 máquinas incorporadas.
- El Factor de Emisión promedio de las últimas máquinas incorporadas correspondientes al 20% de la energía total generada en el año.

Se debe adoptar la alternativa que más energía incluya. De acuerdo a los cálculos realizados se debe utilizar la segunda alternativa.

El Cálculo está desarrollado en el Anexo 4.3 y los resultados son los siguientes:

| Generación (MWh) | 20% <sup>24</sup> | Emisiones (tCO <sub>2</sub> ) | Margen de Construcción |
|------------------|-------------------|-------------------------------|------------------------|
| 109,246,120      | 21,990,033        | 10115601.61                   | <b>0.460</b>           |

Tabla 3.12

<sup>22</sup> Corresponde al promedio de los últimos 3 años

<sup>23</sup> Corresponde al último año

<sup>24</sup> Según lo indica la metodología, desarrollado el en punto 3.3.4 Línea de Base

- **Margen Combinado (Cálculo del Factor de Emisión)**

Combinando los dos factores de emisión de los márgenes de operación y de construcción se obtiene el factor de emisión de la línea base

$$EF_{\text{grid,CM,y}} = EF_{\text{grid,CM,y}} \times W_{\text{OM}} + EF_{\text{grid,BM,y}} \times W_{\text{BM}} \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

$EF_{\text{grid,CM,y}}$  es el factor de emisión de la línea base en el año y

- $W_{\text{OM}}$  es el peso del factor de emisión del margen de operación.
- $W_{\text{BM}}$  es el peso del factor de emisión del margen de construcción.

Los valores de los pesos de los diferentes factores de emisión que han de considerarse son los siguientes:

Para proyectos solares y eólicos se deben tomar valores de  $W_{\text{OM}}=0,75$  y  $W_{\text{BM}}=0,25$

Para el resto de proyectos se debe tomar un valor de  $W_{\text{OM}}=0,5$  y  $W_{\text{BM}}=0,5$

|  |                              |
|--|------------------------------|
| Margen de Construcción                         | 0.460 t CO <sub>2</sub> /MWh |
| Margen de Operación 2009                       | 0.543 t CO <sub>2</sub> /MWh |
| Margen de Operación promedio 2007, 2008 y 2009 | 0.535 t CO <sub>2</sub> /MWh |

Tabla 3.13

|                          | Margen Combinado con 0,5 BM y 0,5 OM (t CO <sub>2</sub> /MWh) | Margen Combinado con 0,25 BM y 0,75 OM (t CO <sub>2</sub> /MWh) |
|--------------------------|---|---|
| Margen Combinado Ex Post | <b>0.502</b>  | <b>0.522</b>  |
| Margen Combinado Ex Ante | <b>0.497</b>  | <b>0.516</b>  |

Tabla 3.14

### 3.4.3 Cálculo del Factor de Emisión para la generación de energía con Biodiesel.

Puesto que la Central Eléctrica Escuela funcionará con varias fuentes de energía se hace necesario obtener el Factor de Emisión para el caso en que la generación se realice parcialmente con combustibles líquidos. Se requiere también determinar la línea base al efecto de obtener las emisiones de la generación con petro-diesel o Gasoil y la consecuente reducción reemplazando ese combustible con Biodiesel.

Se utiliza la ecuación:

$$E_{\text{BL,y}} = NQ_{\text{BD,PD,y}} \times \text{DEN}_{\text{BD}} \times \text{EfM}_{\text{BD,PD}} \times \text{OXID}_{\text{PD}} \times 44/12 \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

| VARIABLE         | UNIDAD             | DESCRIPCIÓN  |
|------------------|--------------------|--|
| $E_{BL\_y}$      | t_ CO <sub>2</sub> | Emisiones de línea de base en año y  |
| $NQ_{BD\_PD\_y}$ | m <sup>3</sup>     | Cantidad neta de biodiesel que reemplaza al petro-diesel                   |
| $DEN_{BD}$       | t/m <sup>3</sup>   | Densidad del biodiesel   |
| $EfM_{BD\_PD}$   | kg/kg              | Multiplicador de eficiencia (base de masa) para petro-diesel vs. Biodiesel |
| $EF_{PD}$        | t-C/t-fuel         | Contenido de carbón del petro-diesel                                       |
| $OXID_{PD}$      |                    | Factor de oxidación del petro-diesel                                       |
| 44/12            |                    | Proporción peso molar para convertir t-C a t- CO <sub>2</sub>              |

$$EfM_{BD\_PD} = \frac{NCV_{BD}}{NCV_{PD}} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

| VARIABLE       | UNIDAD | DESCRIPCIÓN  |
|----------------|--------|--|
| $EfM_{BD\_PD}$ | kg/kg  | Multiplicador de eficiencia (base de masa) para petro-diesel vs. Biodiesel |
| $NCV_{BD}$     | Tj/Gg  | Valor calorífico del biodiesel   |
| $NCV_{PD}$     | Tj/Gg  | Valor calorífico del petro-diesel  |

Información para el cálculo:

|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| Información/Parámetro:           | <b>NCV<sub>BD</sub></b>  |
| Unidad de Información:           | TJ/Gg  |
| Descripción:                     | Valor calorífico neto del biodiesel para obtener a) multiplicador de eficiencia (base de masa) para el combustible petro-diesel vs biodiesel, y b) proporción del petro-diesel a ser reemplazado por el biodiesel. |
| Fuente de Información utilizada: | UTN  |
| Valor aplicado:                  | 40,2   |

|                                  |   |
|----------------------------------|---|
| Información/Parámetro:           | <b>NCV<sub>PD</sub></b>   |
| Unidad de Información:           | TJ/Gg   |
| Descripción:                     | Valor calorífico neto del petro-diesel para obtener a) multiplicador de eficiencia (base de masa) para el combustible petro-diesel vs biodiesel, y b) proporción del petro-diesel a ser reemplazado por el biodiesel. |
| Fuente de Información utilizada: | Segunda Comunicación Nacional, Inventario de los GEIs, Argentina, 2005  |
| Valor aplicado:                  | 42,7  |

|   |   |
|---|---|
| Información/Parámetro:                      | <b>DEN<sub>BD</sub></b>   |
| Unidad de Información:                      | t/m <sup>3</sup>  |
| Descripción:                                | Densidad del biodiesel para obtener a) valor de masa del biodiesel y b) proporción de petro-diesel a ser reemplazado por biodiesel. |
| Fuente de Información utilizada:            | Universidad Tecnológica Nacional, Argentina   |
| Valor aplicado:                             | 0,881   |
| Justificación de la elección de información | Basado en las pruebas locales por Ing. Roger Illanes de UTN, 2006.  |

|                                  |   |
|----------------------------------|---|
| Información/Parámetro:           | <b>DEN<sub>PD</sub></b>   |
| Unidad de Información:           | t/m <sup>3</sup>  |
| Descripción:                     | Densidad del petro-diesel para obtener a) valor de masa del petro-diesel y b) proporción de petro-diesel a ser reemplazado por biodiesel. |
| Fuente de Información utilizada: | Segunda Comunicación Nacional, Inventario de los GEIs, Argentina, 2005  |
| Valor aplicado:                  | 0,845   |

|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| Información/Parámetro:           | <b>EF<sub>PD</sub></b>   |
| Unidad de Información:           | t-C/t-fuel   |
| Descripción:                     | Contenido de carbón del combustible petro-diesel                                   |
| Fuente de Información utilizada: | IPCC 2006 y Segunda Comunicación Nacional, Inventario de los GEIs, Argentina, 2005 |
| Valor aplicado:                  | 0,863  |

$$E_{f_{BD\_PD}} = 40.2/42.71 = 0.9412 \text{ kg/kg}$$

$$E_{BL\_y} = 1 \text{ m}^3 \cdot 0.845 \text{ t/m}^3 \cdot 0.9412 \text{ kg/kg} \cdot 0.863 \text{ t-C/t-fuel} \cdot 1 \cdot 3.67$$

$$E_{BL\_y} = 2.52 \text{ t\_CO}_2/\text{ m}^3$$

Para el biodiesel

$$E_{BD} = Q * FE * P.C. \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

FE: factor de emisión del Biodiesel

Q: cantidad del mismo

PC: Poder calorífico

Considerando que:

$$Q = 1 \text{ m}^3 = 875 \text{ kg de biodiesel}$$

$$FE = 55 - 60 \text{ (depende del aceite utilizado)} = 57 \text{ kg CO}_2/\text{GJ}$$

$$PC = 9500 \text{ kCal/kg}^{25}$$

<sup>25</sup> - Diaz Yanevich, C. E. - Brachna, D. O. - López, W. G. - Judis, O. V. – 2005, Ingreso Adicional por Bonos de Carbono para una Planta de Biodiesel - Facultad de Agroindustrias – Universidad Nacional del Nordeste

$$E_{BD} = 875 \text{ kg/m}^3 * 9500 \text{ kcal/kg} * 57 \text{ kg CO}_2/\text{GJ} * 0.000004187 \text{ GJ/Kcal}$$

$$E_{BD} = 1.98 \text{ t\_CO}_2/\text{ m}^3$$

La diferencia de las emisiones generada entre el petro-diesel y el biodiesel por unidad de volumen es la siguiente:

$$E_{BL\_y} - E_{BD} = 2.52 \text{ t\_CO}_2/\text{ m}^3 - 1.98 \text{ t\_CO}_2/\text{ m}^3 = 0.54 \text{ t\_CO}_2/\text{ m}^3$$

Esta comparación será expuesta y utilizada en el capítulo Resultados y Discusión pero interesa comparar las emisiones de la generación con biodiesel con la línea de base, es decir contra el conjunto de fuentes de generación de energía presentes a nivel nacional.

Entonces y considerando el consumo específico para un generador diesel de 225 gr/kWh (dato provisto por el fabricante), se obtiene un Factor de emisión para el Biodiesel

$$E_{BD} = 0.509 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$$

### 3.4.4 Cálculo del Factor de Emisión para la generación de energía con Biogas.

La actividad del proyecto utiliza biogas, recuperando el metano y evitando así la emisión de este gas a la atmósfera, el biogas se obtiene de un biodigestor que se está desarrollando en el Departamento de Electrotecnia de la FIUNCo , dentro del marco del Proyecto de la Central Eléctrica Escuela. Hacemos uso de la metodología aprobada Tipo I.C Energía térmica con o sin electricidad, esta categoría comprende las tecnologías de energías renovables que proveen energía térmica a los usuarios y que desplazan el uso de combustibles fósiles, para ello asumimos que el combustible fósil desplazado es el gas natural que por otra parte hace de éste un cálculo conservador.

La metodología declara: *“Para las tecnologías de energías renovables que desplazan las tecnologías utilizando combustibles fósiles, la línea de base simplificada es el consumo de combustible de las tecnologías que hubieran sido utilizadas en ausencia de la actividad de proyecto multiplicado por un factor de emisión para el combustible fósil desplazado. Para calcular el factor de emisión, se deberá usar información local o nacional confiable. Los valores predeterminados de IPCC deberán ser utilizados sólo cuando la información específica del proyecto o país no esté disponible o es manifiestamente difícil de obtener.”.*

Las emisiones de la línea de base están dadas por la siguiente ecuación:

$$BE_{\text{captelec, y}} = (EG_{\text{captelec, PJ, y}} / \eta_{\text{BL captiva plant}}) * EF_{\text{BL, FF, CO}_2} \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

$BE_{\text{captelec}, y}$  : Las emisiones de la línea de base de electricidad desplazadas por la actividad del proyecto durante el año  $y$  (t CO<sub>2</sub>)

$EG_{\text{captelec}, PJ, y}$  : La cantidad de electricidad producida por la actividad del proyecto durante el año  $y$  (MWh)

$\eta_{\text{BL captiva plant}}$  : La eficiencia del moto-generador que usa combustible fósil que hubiera sido utilizado en ausencia del proyecto (en nuestro caso lo consideraremos 1 puesto que se utilizará el factor de emisión calculado por la Secretaría de Energía de la Nación que ya considera esta eficiencia)

$EF_{\text{BL, FF, CO}_2}$  : El factor de las emisiones de CO<sub>2</sub> del combustible fósil que hubiera sido utilizado en la línea de base, t CO<sub>2</sub>/MWh, obtenidas a partir de información local o nacional confiable, en caso de estar disponible; en caso contrario, se utilizan los factores de emisiones predeterminados de IPCC.

La cantidad de combustible reemplazado por el biogás dependerá de la eficiencia relativa del Moto-generador que operaría con gas natural y con biogás. Suponemos que las eficiencias son las mismas, por lo que el reemplazo de combustible sería proporcional al poder calorífico del combustible.

La cantidad de gas natural desplazado podría ser determinada, *ex post*, por la cantidad de biogás capturada en la futura planta de tratamiento y la eficiencia relativa del motor que utiliza biogás y gas natural.

Por lo tanto, el combustible fósil en cuestión, es gas natural NG (por sus siglas en inglés). La energía brindada por el gas natural se determina a partir del consumo de gas natural, de la siguiente manera:

$$EG_{\text{captelec}, PJ, y} = FC_{\text{NG}, y} * LHV_{\text{NG}} * \eta_{\text{NG}} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

$FC_{\text{NG}, y}$ : Volumen de gas natural reemplazado por biogas durante el año  $y$ , Nm<sup>3</sup>

$LHV_{\text{NG}}$ : Poder calorífico inferior del gas natural, kJ / m<sup>3</sup>

$\eta_{\text{NG}}$  : Eficiencia del moto-generador utilizando gas natural (combustible de la línea de base) que hubiera sido utilizado en ausencia de la actividad del proyecto.

Además dado que la energía generada de la línea de base y la del proyecto debe ser la misma  $EG_{\text{captelec, PJ, y}}$  también está dado por:

$$EG_{\text{captelec, PJ, y}} = FC_{\text{biogas, y}} * LHV_{\text{biogas}} * \eta_{\text{biogas}} \quad \text{Ec. 3.9}$$

Donde:

$FC_{\text{NG, y}}$ : Biogas usado para generar energía reemplazando el gas natural durante el año y, Nm<sup>3</sup>

$LHV_{\text{NG}}$ : Poder calorífico inferior del biogas, kJ / m<sup>3</sup>

$\eta_{\text{NG}}$ : Eficiencia del motogenerador utilizando biogas.

Aplicando la ecuación 3.9 en la ecuación 3.7 tenemos:

$$BE_{\text{captelec, y}} = \frac{FC_{\text{biogas, y}} \times LHV_{\text{biogas}} \times \eta_{\text{biogas}}}{\eta_{\text{BL}_{\text{captiva plant}}}} \times EF_{\text{BL,FF,CO2}} \quad \text{Ec. 3.10}$$

En este caso, como se expone en el capítulo de resultados, se utiliza para calcular la Línea de Base, el Factor de Emisión calculado como el Margen Combinado (Ec. 3.3) y el correspondiente al Gas Natural (Ec. 3.2)

# Capítulo 4

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

## 4. Resultados y Discusión

A continuación se desarrolla el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> durante la operación de la Central Eléctrica Escuela de la FIUNCo y se analizan los resultados obtenidos.

Se dispone para ello de la energía generada por tipo de fuente como se desarrolló en el capítulo 2, Mediciones de la Demanda de la FIUNCo y su Despacho Anual.

Dicha energía generada para los 3 (tres) años establecidos en el Proyecto de Investigación FAIN N° 4/160, se muestra en la tabla 2.6:

| Años                            |                            | Año 1      | Año 2      | Año 3      |
|---------------------------------|----------------------------|------------|------------|------------|
| P <sub>máx</sub> Demandada (kW) |                            | 120        | 135        | 150        |
| P <sub>máx</sub> Generada (kW)  |                            | 10         | 60         | 110        |
| Energía Generada (kWh/año)      | <b>Eólico e Hidráulico</b> | 43,805.00  | 43,805.00  | 43,805.00  |
|                                 | <b>Biogas</b>              | -          | 232,891.00 | 248,113.20 |
|                                 | <b>Biodiesel</b>           | -          | -          | 88,359.72  |
| Energía Comprada (kW/año)       | <b>Compra a CALF</b>       | 272,241.83 | 79,186.41  | 14,891.50  |

Tabla 2.5 Despacho anual de energía

A partir de ésta información y de los factores emisión desarrollados en el capítulo de Metodología para cada tipo de fuente de energía se establecen las emisiones de la línea de base.

Se utiliza el Factor de Emisión resultante del Margen Combinado de dos factores, el margen de operación y el margen de construcción. A su vez la metodología establece dos alternativas para el cálculo del margen combinado.

1. Para proyectos solares y eólicos se deben tomar valores de  $W_{OM}=0,75$  y  $W_{BM}=0,25$ , dándole más peso al margen de operación
2. Para el resto de proyectos se debe tomar un valor de  $W_{OM}=0,5$  y  $W_{BM}=0,5$

Donde:

- $W_{OM}$  es el peso del factor de emisión del margen de operación.
- $W_{BM}$  es el peso del factor de emisión del margen de construcción.

Según lo indicado en el ítem 3.4.2 Cálculo del Factor de Emisión para el total de la generación del país, los Factores de Emisión para la Red Argentina de Energía Eléctrica son:

| Factores de Emisión      | Margen Combinado con 0,5 BM y 0,5 OM (t CO <sub>2</sub> /MWh) | Margen Combinado con 0,25 BM y 0,75 OM (t CO <sub>2</sub> /MWh) |
|--------------------------|---|---|
| Margen Combinado Ex Post | <b>0.502</b>  | <b>0.522</b>  |
| Margen Combinado Ex Ante | <b>0.497</b>  | <b>0.516</b>  |

Tabla 3.14 Margen Combinado

Recordamos que para el cálculo ex ante se debe tomar el promedio de los tres últimos años y para el cálculo ex post se debe tomar la información del año en que la generación (o el ahorro, o el consumo) se produce.

#### 4.1 Emisiones de la Línea de Base (tCO<sub>2</sub>)

##### 4.1.1 Emisiones de la Línea de Base correspondientes a la Generación Eólica e Hidráulica

Para el caso de la generación de energía eólica e hidráulica tenemos los siguientes resultados:

| Eólico e Hidráulico   | Emisiones de la Línea de Base                                   |   | Factor de Emisión (Kg CO <sub>2</sub> /KWh) | Año 1 | Año 2 | Año 3 |
|---|---|---|---|-------|-------|-------|
|   | Margen Combinado Ex Post  | Margen Combinado con 0,5 BM y 0,5 OM (t CO <sub>2</sub> /MWh) | 0.502                                       | 21.97 | 21.97 | 21.97 |
| Margen Combinado con 0,25 BM y 0,75 OM (t CO <sub>2</sub> /MWh) |   | 0.522   | 22.89                                       | 22.89 | 22.89 |       |
| Margen Combinado Ex Ante  | Margen Combinado con 0,5 BM y 0,5 OM (t CO <sub>2</sub> /MWh)   | 0.497   | 21.79                                       | 21.79 | 21.79 |       |
|   | Margen Combinado con 0,25 BM y 0,75 OM (t CO <sub>2</sub> /MWh) | 0.516   | 22.60                                       | 22.60 | 22.60 |       |

Tabla 4.1 Emisiones de la Línea de Base para generación Eólica e Hidráulica

Es decir tenemos un abanico de resultados cuyo mínimo es 21.79 t CO<sub>2</sub>/año; ésta es la cantidad evitada por la generación Eólica e Hidráulica en conjunto de la Central Eléctrica Escuela como mínimo.

##### 4.1.2 Emisiones de la Línea de Base correspondientes a la Generación con Biogás

Para el caso de la generación con Biogás las emisiones de la línea de base se calculan utilizando la ecuación 3.7. En lo que respecta al factor de emisión corresponde utilizar, según la metodología, el margen combinado resultante de utilizar los factores  $W_{OM} = 0,5$  y  $W_{BM} = 0,5$  y de ésta manera contrastar resultados contra el Sistema Interconectado Nacional y se expone además el resultado de comparar contra la generación con gas natural.

| Biogás                                       | Factor de Emisión (Kg CO <sub>2</sub> /KWh) | Emisiones de la Línea de Base (t CO <sub>2</sub> ) |        |        |
|--|---|--|--------|--------|
|  |   | Año 1  | Año 2  | Año 3  |
| Margen Combinado Ex Post (con 0.5BM y 0.5OM) | 0.502                                       | -  | 116.91 | 124.55 |
| Margen Combinado Ex Ante (con 0.5BM y 0.5OM) | 0.497                                       | -  | 115.75 | 123.31 |

Tabla 4.2 Emisiones de la Línea de Base para generación con Biogás

En este caso tenemos un mínimo de 115.75 t CO<sub>2</sub>/año de emisiones evitadas para el Año 2 del proyecto y de 117.61 t CO<sub>2</sub>/año para el mismo año si realizamos la comparación con las emisiones del gas natural.

#### 4.1.3 Emisiones de la Línea de Base correspondientes a la Generación con Biodiesel

La generación con Biodiesel se incorpora en el Año 3 del proyecto y como en el caso de la generación con Biogas se calculan las emisiones las emisiones de la Línea de Base a partir del Margen Combinado.

| Biodiesel                                    | Factor de Emisión (Kg CO <sub>2</sub> /KWh) | Emisiones de la Línea de Base (t CO <sub>2</sub> ) |       |       |
|--|---|--|-------|-------|
|  |   | Año 1  | Año 2 | Año 3 |
| Margen Combinado Ex Post (con 0.5BM y 0.5OM) | 0.502                                       | -  | -     | 44.4  |
| Margen Combinado Ex Ante (con 0.5BM y 0.5OM) | 0.497                                       | -  | -     | 43.9  |

Tabla 4.3 Emisiones de la Línea de Base para generación con Biodiesel

## 4.2 Resultados

Como se dijo en el punto 3.4.2 para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> se utilizaron los factores de emisión del sistema eléctrico Argentino que anualmente calcula la Secretaría de Energía de la Nación, ese factor tiene en cuenta todas las fuentes de energía, es ese mix de generación el que se reemplaza por la generación de la CEE, ahora bien, si consideramos que la fuente a reemplazar fuera totalmente diesel o gas natural y teniendo en cuenta los factores de emisión específicos de cada una de las fuentes se obtienen los siguientes resultados:

| Fuente de Energía      | Factor de Emisión (t CO <sub>2</sub> /MWh) | Generación Total (kW/año) | Emisiones (t CO <sub>2</sub> /año) |
|------------------------|--|---------------------------|------------------------------------|
| Generación 100% GN     | 0.505                                      | 380,277.92                | 192.0                              |
| Generación 100% Gasoil | 0.648                                      |                           | 246.4                              |

Tabla 4.4 Comparación de emisiones con generación 100% Diesel y 100% GN

Puesto que como se refleja en las Tablas 4.1, 4.2 y 4.3 se obtuvieron más de un resultado para cada tipo de fuente de energía, producto de la forma como se obtiene el margen combinado, los resultados netos de emisiones evitadas para la Central Eléctrica Escuela en su fase de operación se exponen en la Tabla 4.5 con un valor mínimo y un máximo para cada año del proyecto.

| Tipo de Generación a partir de<br>Recurso Renovable | RESULTADOS   |              |               |               |               |               |
|---|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
|   | Año 1        |              | Año 2         |               | Año 3         |               |
|   | Mínimo       | Máximo       | Mínimo        | Máximo        | Mínimo        | Máximo        |
| Eólico e Hidráulico                                 | 21.79        | 22.89        | 21.79         | 22.89         | 21.79         | 22.89         |
| Biogas  |              |              | 115.75        | 116.91        | 123.31        | 124.55        |
| Biodiesel   |              |              |               |               | 43.91         | 44.36         |
| <b>Emisiones Evitadas (t CO<sub>2</sub>)</b>        | <b>21.79</b> | <b>22.89</b> | <b>137.54</b> | <b>139.80</b> | <b>189.01</b> | <b>191.80</b> |

Tabla 4.5 Resultado Neto de la Emisiones para la Central de Energía Eléctrica Escuela

### 4.3 Análisis de Resultados

Se observa una creciente reducción en las emisiones producto de la incorporación sucesiva de máquinas en los tres años en los que está proyectada la implementación del proyecto, además la demanda de energía es creciente con lo cual la generación acompaña ese crecimiento.

Analizando individualmente las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por tipo de fuente, se observa que la generación Eólica e Hidráulica se mantiene constante debido a las premisas del despacho, la cual es de mínima emisión.

La generación con Biogas es creciente acompañando a la demanda y llega a abastecer hasta el 63 % de la energía demanda para el año 3 con la consecuente reducción en las emisiones.

La Generación con Biodiesel es la última en ser despachada con lo cual es menor su aporte de energía, de acuerdo a la potencia instalada quedaría disponibilidad para abastecer otras dependencias de la Universidad y de esa manera maximizar la reducción en las emisiones.

# Capítulo 5

## CONCLUSIONES

## **5. Conclusiones**

### **5.1 Conclusiones Generales**

Según el informe sobre cambio climático en Argentina elaborado por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación en colaboración con la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA) basado en los cuatro inventarios de GEI (1990, 1994, 1997 y 2000), el sector energía emitió en el año 2000 132 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes, esa cifra representa el 46.8 % de las emisiones de GEI, con lo cual es el principal responsable de las emisiones del país.

Las emisiones de dicho sector incluyen fundamentalmente CO<sub>2</sub> proveniente de la combustión de hidrocarburos fósiles en la generación de energía eléctrica, el transporte y el agro, y de las emisiones fugitivas asociadas a los procesos de extracción de petróleo y gas. Dentro de dicho sector, el 30% de las emisiones provino del transporte seguido de la generación de electricidad con el 19%.

Las emisiones de GEI del sector energía en el mundo corresponden en el año 2000 a 26.015 millones de toneladas, a esas emisiones la Argentina aportó el 0.5%, es una baja proporción principalmente por la matriz energética basada en el gas natural, sin embargo la contribución de la generación de energía eléctrica a nivel nacional es alta, motivo por el cual es de suma importancia ocuparse de la mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub>, del estudio e investigación y desarrollo de las fuentes de energías renovables. Las emisiones netas totales por habitante para el año 2000 fueron de 6.21 t CO<sub>2</sub>/hab y para el sector energía fueron 3.64 t CO<sub>2</sub>/hab

Otro punto relevante en la implementación del proyecto de investigación “Central Eléctrica Escuela” (FAIN N° 4/160) tiene que ver con la importancia significativa en cuanto a la formación profesional de los alumnos de las carreras de Ingeniería, como así también para la formación de técnicos operadores de ese tipo de instalaciones.

La región sobre la cual tiene influencia la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue cuenta con una importante cantidad de centrales generadoras de energía eléctrica del tipo hidráulico y térmico. La formación de técnicos operadores de esas centrales hasta el presente es realizada por las empresas generadoras de energía, con lo cual la FAIN viene a cubrir un déficit importante en su formación. Éste recurso formativo tiene el valor agregado de la reducción de emisiones demostrado en esta tesis.

### **5.2 Conclusiones Particulares**

En esta tesis se desarrolló el cálculo de las emisiones que podrían evitarse a partir de la instalación de una Central Eléctrica Escuela, que funcione con fuentes de energía renovable y sustentable en el tiempo. Este trabajo se hizo a partir de mediciones, de la

determinación de curvas de carga para establecer formas de consumo de energía eléctrica y del despacho anual de la central de acuerdo a la disponibilidad de cada fuente con su respectiva potencia. De la energía despachada y de los factores de emisión se calcularon las emisiones que se evitadas de emitir con el funcionamiento de la CEE.

El Factor de emisión utilizado para los valores definitivos son los calculados para el total de la generación del país, como se explicó en el capítulo 3 Metodología, pero también se calcularon los factores de emisión para la generación con gas natural y diesel. El motivo por el cual también se incluyeron esos factores es porque existe gran cantidad de generación de energía eléctrica para abastecer a pequeñas localidades aisladas, entonces es posible utilizar esta metodología para la determinación de GEI. Por ejemplo los casos de localidades como El Cuy y Cerro Policía en la provincia de Río Negro, lugares donde está estudiado el recurso viento y es posible abastecerlas de energía eléctrica a partir de generación con fuentes mixtas, en ambos casos la generación actual es diesel por lo que el factor de emisión que se debe emplear es el específico para ese combustible.

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede concluir que se consigue reemplazar hasta un 96% la compra de energía eléctrica al sistema interconectado nacional por generación con fuentes de energía limpia, con éstas premisa se obtuvo una reducción en las emisiones de hasta 191.8 t CO<sub>2</sub> para el año 3 del proyecto en adelante.

Otra manera de expresar los resultados obtenidos es a través de la implantación de alguna especie forestal que compense la cantidad de CO<sub>2</sub>, emitida por las fuentes de energía no renovables utilizadas para la generación de energía eléctrica; a partir de la fijación del C mediante el proceso de la fotosíntesis.

En el caso de no concretarse la construcción de la CEE, la cantidad de CO<sub>2</sub> que debería compensarse sería 191.8 t CO<sub>2</sub>/año a partir del 3° año del proyecto. Utilizando los valores del Anexo 4.3 Producción por hectárea de madera seca se puede estimar que:

Por ejemplo el valor obtenido para Álamo es de 39.88 t CO<sub>2</sub>/año por lo que deberían implantarse 4.8 ha de Álamo para compensar las emisiones de GEI, equivalente a la superficie de la Universidad Nacional del Comahue en Neuquén.

Otra consideración es, si tenemos en consideración las emisiones por habitante para el sector energía estaríamos compensando las emisiones 53 personas que es aproximadamente el 75% del personal de la FIUNCo.

Mas allá de los valores absolutos obtenidos la metodología utilizada para el cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub> es aplicable y escalable a cualquier otro proyecto que implique una sustitución de generación de energía eléctrica con combustibles fósiles por fuentes de

de energía renovables, siempre que se respeten las limitaciones mencionadas en el punto 3.2 Definición y Clasificación de Proyectos.

### **5.3 Recomendaciones**

Como se dispondrá de un predio, el cual se solicitó al Consejo Superior mediante nota CL-DE 03/11 presentada el día 04/07/2011 que tramita mediante el Expediente N° 2873/00/2011 del 29/09/2011 “Solicitud de Espacio para Campo de Ensayos de Conversores de Energía Renovable de la FIUNCo”, se puede ampliar la generación eólica, para lo cual se debería realizar un despacho complementario a la generación con combustibles de Biomasa.

También la reducción de las emisiones puede todavía mejorarse, a partir de la incorporación de consumos de energía a abastecer por la Central Eléctrica Escuela; cabe recordar que se efectuó el cálculo de las emisiones en base al despacho de la Central para abastecer la FIUNCO y sus dependencias, con lo cual se podría optimizar el despacho del generador con biodiesel para el mejor aprovechamiento de su potencia disponible.

## Bibliografía

Bauer Ephrussi, M., Belza, J. C. Betz, R. y otros, 2005 - Metodologías para la implementación de los Mecanismos Flexibles de Kyoto - Mecanismo del Desarrollo Limpio en Latinoamérica.

Colomé, D.G., & Pringues, R., 2009 - Modelo de Cargas de Subestaciones Transformadoras MT/BT; Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, Argentina.

Delacámara, G., Azqueta, D., 2007 - Análisis Económico de los Costos Externos Ambientales de la Generación de Energía Eléctrica; 110 pp

Energías Renovables - Diagnóstico, Barreras y Propuestas, 2009 - Coordinador General Osterkom, M., Secretaría de Energía de la República Argentina, Fundación Bariloche,: 10 – 24, 47-48

EPA, 2002 – A Comprehensive Analysis of Biodiesel Impacts on Exhaust Emissions; EPA420-P-02-001, 118 pp

Honty, G., 2008 - Agrocombustibles y Sustentabilidad en América Latina; Ponencia presentada en el IV Congreso Regional de Ingeniería Química, Montevideo, Uruguay 5 al 7 de junio de 2008

Iglesias, A., Martínez, A., Rosenfeld A, 2005 - Generación de Instrumentos Regulatorios. Normas de Evaluación de Impacto Ambiental en Argentina; Universidad Nacional de Luján, Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, Argentina.

Labriola, C., Toppi, D, Ávila, M, Pérez, R, Casarotto, C, Ferraris, I, y Palavecino, A. 2011 - Desarrollo de una Central Eléctrica Escuela a partir de Combustibles Renovables Combinados. CLAGTEE Congreso Latinoamericano de Generación y Transporte de Energía Eléctrica, organizado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata, Argentina

Labriola C., Perez R. & Avila M., 2009 - Factibilidad de una Central Eléctrica Escuela de Combustibles Combinados en Neuquén; Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería, Departamento de Electrotecnia. HYFUSEN, Universidad Nacional de San Juan, CNEA y UTN

Labriola C., Ferraris, I., 2010 - Análisis de Riesgo aplicado a Proyectos de Enseñanza de la Ingeniería, II CAIM Segundo Congreso de Ingeniería Mecánica, San Juan, Argentina

Labriola, C., 2006 - Wind Potential in Argentina, Situation and Prospects; Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería, Departamento de Electrotecnia

López, G. R., Vila, V. M. Y., Díaz Araujo E., 2007 – El Mercado del Carbono, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Cuyo.

Magnasco, E., Fuyimoto, M. & Yamada K., 2008 - Manual para el Desarrollo de Proyectos en el Marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio; Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación – JICA(Agencia Internacional de Cooperación de Japón); 162pp.

Martinez Adriana, Iglesias Alicia, Rosenfeld Adriana, 2005, Theomai Journal. Generación de instrumentos regulatorios. Normativa de Evaluación de Impacto Ambiental en Argentina

Montero Argueso, M., 2005 - Estudios de la Bobina Rogowsky Como Sonda Detectora de Pulsos de Alta Frecuencia, Universidad Carlos III de Madrid; 38pp

Proyecto de Investigación FAIN 4/160 “Central Eléctrica Escuela a partir de Combustibles Renovables Combinados” Aprobado para su ejecución en diciembre de 2009 con estímulo por la originalidad de la propuesta. Vigencia 2010 – 2013 con informe de avance en evaluación. Director Labriola, C., Co-Director Perez, R.

Secretaría de Energía de la República Argentina; Informes Anuales del sector eléctrico desde 1995 a 2010

UNFCCC, Clean Development Mechanism, CDM, Executive Board, 2009 - Tool to calculate the emission factor for an electricity system, Version 02

UNFCCC, Clean Development Mechanism, CDM, Executive Board, 2010 - Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories. I.A. Electricity generation by the user. Versión 14

UNFCCC, Clean Development Mechanism, CDM, Executive Board, 2010 - Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories. I.H. Biodiesel production and use for energy generation in stationary applications Versión 01

UNFCCC, Clean Development Mechanism, CDM, Executive Board, 2010 - Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories. I.D. Grid connected renewable electricity generation, Versión 13

UNFCCC, Clean Development Mechanism, CDM, Executive Board, 2010 - Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories. I.C. Thermal energy production with or without electricity, Versión 13

UNFCCC, Clean Development Mechanism, CDM, Executive Board, 2010 - Approved baseline and monitoring methodology AM0047, Production of

biodiesel based on waste oils and/or waste fats from biogenic origin for use as fuel, Versión 2.

UNFCCC, Clean Development Mechanism, CDM, Executive Board, 2010, Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources. ACM0002 Versión 12.1

Vijay, S., T. Molina, L. T. & Molina, M. J., 2004 - Cálculo de Emisiones de Contaminación Atmosférica por uso de Combustibles Fósiles en el sector eléctrico Mexicano; Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte, Massachusetts Institute of Thecnology - Integrated Program on Urban, Regional and Global Air Pollution; 24 pp

Yanevich Díaz C., Brachna, D., Lopez, W., Judis, O., 2005 - Ingreso adicional por bonos de carbono para una planta de Biodiesel, Facultad de Agroindustrias, Universidad Nacional del Nordeste, Comunicaciones Científicas y Tecnológicas.

2° Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático; Coordinación General Lic. Carlino, H., Asistente Técnico Ing. Appleyard J. T.; Entidad Administradora Fundación Bariloche.

# ANEXOS

## Anexo 1.1

### Participación de los Combustibles en la Generación Térmica

| Año  | Generación Térmica | Gas Natural MWh | Fuel Oil MWh | Gas Oil MWh | Carbón MWh | Biodiesel MWh |
|------|--------------------|-----------------|--------------|-------------|------------|---------------|
| 2000 | 46,084,638         | 42,381,108      | 2,224,105    | 421,321     | 1,058,104  |               |
| 2001 | 38,929,416         | 37,523,851      | 500,354      | 326,396     | 578,814    |               |
| 2002 | 34,945,497         | 34,378,880      | 135,915      | 273,356     | 157,346    |               |
| 2003 | 42,288,293         | 41,420,076      | 413,702      | 273,475     | 181,040    |               |
| 2004 | 52,983,015         | 48,530,877      | 3,003,233    | 539,497     | 909,408    |               |
| 2005 | 55,509,853         | 48,682,824      | 4,388,591    | 895,867     | 1,542,521  |               |
| 2006 | 57,998,440         | 49,214,756      | 5,953,185    | 1,628,592   | 1,201,892  | 15            |

| Año  | Gas Natural | Fuel Oil | Gas Oil | Carbon | Biodiesel |
|------|-------------|----------|---------|--------|-----------|
| 2000 | 92,0%       | 4,8%     | 0,9%    | 2,3%   |           |
| 2001 | 96,4%       | 1,3%     | 0,8%    | 1,5%   |           |
| 2002 | 98,4%       | 0,4%     | 0,8%    | 0,5%   |           |
| 2003 | 97,9%       | 1,0%     | 0,6%    | 0,4%   |           |
| 2004 | 91,6%       | 5,7%     | 1,0%    | 1,7%   |           |
| 2005 | 87,7%       | 7,9%     | 1,6%    | 2,8%   |           |
| 2006 | 84,9%       | 10,3%    | 2,8%    | 2,1%   | 0,0%      |

### Generación por combustibles

| Año  | Total MWh   | Gas Natural MWh | Fuel Oil MWh | Gas Oil MWh | Carbon MWh | Uranio MWh | Hidro MWh  | Eólica MWh |
|------|-------------|-----------------|--------------|-------------|------------|------------|------------|------------|
| 2000 | 81,058,326  | 42,381,108      | 2,224,105    | 421,321     | 1,058,104  | 6,177,108  | 28,761,822 | 34,758     |
| 2001 | 82,986,565  | 37,523,851      | 500,354      | 326,396     | 578,814    | 7,058,638  | 36,949,151 | 49,361     |
| 2002 | 76,636,527  | 34,378,880      | 135,915      | 273,356     | 157,346    | 5,820,812  | 35,796,813 | 73,405     |
| 2003 | 83,669,786  | 41,420,076      | 413,702      | 273,475     | 181,040    | 7,566,289  | 33,737,251 | 77,953     |
| 2004 | 91,343,123  | 48,530,877      | 3,003,233    | 539,497     | 909,408    | 7,868,603  | 30,418,990 | 72,516     |
| 2005 | 96,650,913  | 48,682,824      | 4,388,591    | 895,867     | 1,542,521  | 6,873,301  | 34,192,298 | 75,381     |
| 2006 | 103,815,339 | 49,214,756      | 5,953,185    | 1,628,592   | 1,201,892  | 7,690,909  | 38,056,365 | 69,640     |

Las diferencias pueden deberse a redondeos en relación a generación con Biodiesel y Solar

### Participación de los Combustibles en la Generación Total del País

| Año  | Gas Natural | Fuel Oil | Gas Oil | Carbon | Uranio | Hidro | Eólica | Total Térmica |
|------|-------------|----------|---------|--------|--------|-------|--------|---------------|
| 2000 | 52.3%       | 2.7%     | 0.5%    | 1.3%   | 7.6%   | 35.5% | 0.0%   | 56.9%         |
| 2001 | 45.2%       | 0.6%     | 0.4%    | 0.7%   | 8.5%   | 44.5% | 0.1%   | 46.9%         |
| 2002 | 44.9%       | 0.2%     | 0.4%    | 0.2%   | 7.6%   | 46.7% | 0.1%   | 45.6%         |
| 2003 | 49.5%       | 0.5%     | 0.3%    | 0.2%   | 9.0%   | 40.3% | 0.1%   | 50.5%         |
| 2004 | 53.1%       | 3.3%     | 0.6%    | 1.0%   | 8.6%   | 33.3% | 0.1%   | 58.0%         |
| 2005 | 50.4%       | 4.5%     | 0.9%    | 1.6%   | 7.1%   | 35.4% | 0.1%   | 57.4%         |
| 2006 | 47.4%       | 5.7%     | 1.6%    | 1.2%   | 7.4%   | 36.7% | 0.1%   | 55.9%         |

| Año  | Carbón  | Biodiesel | Fuel Oil  | Gas Nat,   | Gasoil  | Uranio Enriq, | Uranio Nat, | Emisiones (t CO2) |
|------|---------|-----------|-----------|------------|---------|---------------|-------------|-------------------|
|      | Ton     | Ton       | Ton       | Dm3        | Ton     | Kg            | Kg          |                   |
| 1990 | 154,424 | 0         | 1,007,964 | 5,365,644  | 437,473 | 45,876        | 101,420     | 15,513,097        |
| 1991 | 289,202 | 0         | 1,608,793 | 5,862,617  | 530,983 | 66,926        | 92,113      | 19,078,312        |
| 1992 | 240,930 | 0         | 1,482,355 | 5,702,467  | 392,373 | 54,186        | 88,681      | 17,786,105        |
| 1993 | 332,827 | 0         | 1,327,511 | 5,898,694  | 302,124 | 59,404        | 97,729      | 17,644,865        |
| 1994 | 907,375 | 0         | 837,471   | 6,007,075  | 251,372 | 62,943        | 104,105     | 17,738,928        |
| 1995 | 709,953 | 0         | 477,557   | 7,260,273  | 212,491 | 63,225        | 79,718      | 18,356,412        |
| 1996 | 554,010 | 0         | 615,478   | 8,862,635  | 190,337 | 1,839         | 140,633     | 21,416,084        |
| 1997 | 401,265 | 0         | 370,704   | 8,468,918  | 103,484 | 9,057         | 143,829     | 19,161,411        |
| 1998 | 427,865 | 0         | 837,071   | 8,595,455  | 135,071 | 20,416        | 114,926     | 21,074,140        |
| 1999 | 541,576 | 0         | 837,775   | 10,862,335 | 121,214 | 18,881        | 107,660     | 25,773,795        |
| 2000 | 489,935 | 0         | 654,149   | 10,997,905 | 113,810 | 22,104        | 82,095      | 25,282,975        |
| 2001 | 224,243 | 0         | 147,163   | 9,081,046  | 83,668  | 19,495        | 102,750     | 19,081,884        |
| 2002 | 64,818  | 0         | 39,975    | 8,014,517  | 71,485  | 14,021        | 90,657      | 16,172,844        |
| 2003 | 71,254  | 0         | 121,677   | 9,509,784  | 77,554  | 28,337        | 101,157     | 19,388,626        |
| 2004 | 357,926 | 0         | 824,480   | 10,912,786 | 128,180 | 40,326        | 93,551      | 25,337,072        |
| 2005 | 610,124 | 0         | 1,127,540 | 11,455,278 | 94,855  | 31,140        | 88,756      | 27,965,430        |
| 2006 | 553,634 | 6         | 1,529,303 | 11,807,390 | 203,251 | 29,272        | 99,986      | 30,122,761        |
| 2007 | 589,120 | 0         | 1,868,697 | 12,374,863 | 728,504 | 36,746        | 83,598      | 34,082,613        |

Fuente: Dirección Nacional de Prospectiva de la Secretaría de Energía

Anexo 1.2

| Generación asociada a redes 1990-2007 (valores expresados en MWh) |             |        |        |          |         |          |            |       |           |           |          |         |        |                      |                              |
|---|-------------|--------|--------|----------|---------|----------|------------|-------|-----------|-----------|----------|---------|--------|----------------------|------------------------------|
| Año   | Ciclo Comb. | Diesel | Eólica | Hidro    | Nuclear | Turbogas | Turbovapor | Solar | Subtotal  | Autog.MEM | Impo     | Expo    | Bombeo | Oferta de generación | Oferta de generación TERMICA |
| 1990  | 0           | 484074 | 0      | 18072059 | 7281389 | 4716245  | 16447627   | 0     | 47001394  | 72988     | 878044   | 56955   | 440564 | 47454907             | 22101459                     |
| 1991  | 0           | 489504 | 0      | 16380835 | 7755964 | 5738545  | 19755922   | 0     | 50120773  | 7182      | 885329   | 9780    | 386687 | 50616817             | 26480018                     |
| 1992  | 0           | 493360 | 0      | 19522370 | 7080635 | 5294990  | 19908242   | 0     | 52299596  | 17515     | 2602407  | 23401   | 376566 | 54519551             | 27916546                     |
| 1993  | 0           | 514552 | 0      | 24062284 | 7749685 | 4017517  | 21522441   | 0     | 57866476  | 0         | 1484502  | 24139   | 487202 | 58839637             | 27027668                     |
| 1994  | 0           | 518906 | 0      | 27589258 | 8234953 | 4963024  | 19836694   | 0     | 61142833  | 128390    | 1012286  | 20335   | 509590 | 61753584             | 25929373                     |
| 1995  | 0           | 499546 | 0      | 26916263 | 7066239 | 7346644  | 20980262   | 0     | 62808952  | 84000     | 2342365  | 219590  | 256832 | 64758895             | 30776393                     |
| 1996  | 1453979     | 455948 | 9618   | 22925872 | 7459308 | 10465332 | 22164263   | 0     | 64934321  | 142194    | 3662714  | 300346  | 121140 | 68317743             | 37922945                     |
| 1997  | 2070612     | 374842 | 14592  | 28116549 | 7960618 | 10725806 | 18513951   | 0     | 67776971  | 196591    | 5466157  | 277234  | 276215 | 72886270             | 36794511                     |
| 1998  | 4976653     | 463329 | 32541  | 26503481 | 7452828 | 12830936 | 15914171   | 17    | 68173953  | 286344    | 8000230  | 0       | 260685 | 76199842             | 42210975                     |
| 1999  | 13390156    | 370407 | 34781  | 21598372 | 7106045 | 12816011 | 17853437   | 26    | 73169235  | 681341    | 6434093  | 1080069 | 461567 | 78743033             | 50003809                     |
| 2000  | 25366659    | 311981 | 34758  | 28761823 | 6177108 | 7755348  | 12650648   | 36    | 81058362  | 543347    | 7248804  | 6022187 | 111408 | 82716918             | 47743193                     |
| 2001  | 25989537    | 295939 | 49361  | 36949150 | 7058638 | 5742524  | 6901416    | 43    | 82986612  | 634304    | 7416055  | 5660732 | 39445  | 85336794             | 41279602                     |
| 2002  | 26686674    | 267374 | 73405  | 35796813 | 5820812 | 4880264  | 3111131    | 47    | 76636521  | 699565    | 8774643  | 2855746 | 62852  | 83192131             | 41501054                     |
| 2003  | 31598616    | 279348 | 77954  | 33737251 | 7566289 | 6752351  | 3675476    | 65    | 83687348  | 671011    | 7578431  | 2542603 | 47333  | 89346854             | 47965295                     |
| 2004  | 37825070    | 236697 | 72445  | 30445116 | 7868603 | 4632979  | 10298372   | 70    | 91379351  | 704531    | 7611544  | 4143214 | 142446 | 95409766             | 57023532                     |
| 2005  | 36130211    | 229023 | 75381  | 34192298 | 6873301 | 5297469  | 13853147   | 81    | 96650913  | 821565    | 8016732  | 4139564 | 431542 | 100918102            | 59777041                     |
| 2006  | 36225888    | 259122 | 69639  | 38056366 | 7690909 | 6468507  | 15044924   | 90    | 103815446 | 832154    | 7416911  | 5059446 | 344796 | 106660268            | 60843264                     |
| 2007  | 39167967    | 307890 | 61593  | 31560240 | 7217228 | 7824766  | 17312645   | 109   | 103452438 | 654435    | 10437355 | 2675232 | 565921 | 111303074            | 72463904                     |

Fuente: Dirección Nacional de Prospectiva de la Secretaría de Energía

### Anexo 1.3

| Año  | Generación de Energía Eléctrica asociada a redes(GWh) | Consumo (GWh) | Emisiones (t CO2) | Oferta de generación Térmica(GWh) | Tn CO2/GWh generado |
|------|---|---------------|-------------------|-----------------------------------|---------------------|
| 1990 | 47,455  | 36,526        | 15,513,097        | 22,101                            | 326.9               |
| 1991 | 50,617  | 38,553        | 19,078,312        | 26,480                            | 376.9               |
| 1992 | 54,520  | 41,363        | 17,786,105        | 27,917                            | 326.2               |
| 1993 | 58,840  | 44,557        | 17,644,865        | 27,028                            | 299.9               |
| 1994 | 61,754  | 48,016        | 17,738,928        | 25,929                            | 287.3               |
| 1995 | 64,759  | 51,436        | 18,356,412        | 30,776                            | 283.5               |
| 1996 | 68,318  | 54,282        | 21,416,084        | 37,923                            | 313.5               |
| 1997 | 72,886  | 58,907        | 19,161,411        | 36,795                            | 262.9               |
| 1998 | 76,200  | 62,925        | 21,074,140        | 42,211                            | 276.6               |
| 1999 | 78,743  | 64,405        | 25,773,795        | 50,004                            | 327.3               |
| 2000 | 82,717  | 67,762        | 25,282,975        | 47,743                            | 305.7               |
| 2001 | 85,337  | 69,729        | 19,081,884        | 41,280                            | 223.6               |
| 2002 | 83,192  | 67,276        | 16,172,844        | 41,501                            | 194.4               |
| 2003 | 89,347  | 72,157        | 19,388,626        | 47,965                            | 217.0               |
| 2004 | 95,410  | 76,349        | 25,337,072        | 57,024                            | 265.6               |
| 2005 | 100,918   | 81,096        | 27,965,430        | 59,777                            | 277.1               |
| 2006 | 106,660   | 86,557        | 30,122,761        | 60,843                            | 282.4               |
| 2007 | 111,303   | 90,508        | 34,082,613        | 72,464                            | 306.2               |

Fuente: Dirección Nacional de Prospectiva de la Secretaría de Energía

### Anexo 1.4

| POTENCIA INSTALADA POR TIPO - AÑO 1992 - 2007 |        |        |       |        |         |        |        |      |         |
|---|--------|--------|-------|--------|---------|--------|--------|------|---------|
| Valores expresados en MW                      |        |        |       |        |         |        |        |      |         |
| Año   | TV     | TG     | DI    | CC     | Termica | HID    | NUC    | EO   | Total   |
| 1992  | 5040.0 | 2129.0 | 663.0 | 159.0  | 7991.0  | 6429.0 | 1018.0 | 0.0  | 15438.0 |
| 1993  | 5040.0 | 2266.0 | 663.0 | 159.0  | 8128.0  | 7129.0 | 1018.0 | 0.0  | 16275.0 |
| 1994  | 5040.0 | 2785.0 | 663.0 | 159.0  | 8647.0  | 7984.0 | 1018.0 | 0.0  | 17649.0 |
| 1995  | 5040.0 | 3377.0 | 634.0 | 229.0  | 9280.0  | 8220.0 | 1018.0 | 0.0  | 18518.0 |
| 1996  | 5018.0 | 3734.0 | 493.0 | 220.0  | 9465.0  | 8761.0 | 1018.0 | 0.0  | 19244.0 |
| 1997  | 4863.0 | 3895.9 | 496.3 | 717.0  | 9972.2  | 9160.6 | 1018.0 | 11.6 | 20162.4 |
| 1998  | 4603.4 | 3646.7 | 566.3 | 2123.7 | 10940.2 | 9326.4 | 1018.0 | 13.3 | 21297.8 |
| 1999  | 4603.4 | 2804.1 | 433.1 | 4696.0 | 12536.6 | 9581.4 | 1018.0 | 14.0 | 23150.0 |
| 2000  | 4603.4 | 2804.1 | 433.0 | 5755.0 | 13595.5 | 9581.1 | 1018.0 | 14.0 | 24208.6 |
| 2001  | 4603.4 | 2849.9 | 423.1 | 6790.8 | 14667.2 | 9612.4 | 1018.0 | 24.8 | 25322.4 |
| 2002  | 4603.4 | 2652.8 | 407.2 | 7027.4 | 14690.9 | 9761.7 | 1018.0 | 25.7 | 25496.3 |
| 2003  | 4603.4 | 3014.8 | 400.7 | 6835.4 | 14854.2 | 9780.3 | 1018.0 | 25.7 | 25678.3 |
| 2004  | 4603.4 | 2831.3 | 392.4 | 7027.4 | 14854.5 | 9898.1 | 1018.0 | 27.8 | 25798.4 |
| 2005  | 4551.0 | 2737.3 | 491.4 | 7027.4 | 14807.1 | 9920.2 | 1018.0 | 27.8 | 25773.2 |
| 2006  | 4551.0 | 2737.3 | 395.7 | 7027.4 | 14711.4 | 9920.2 | 1018.0 | 27.8 | 25677.4 |
| 2007  | 4551.0 | 2797.4 | 414.1 | 7027.4 | 14789.9 | 9945.4 | 1018.0 | 27.8 | 25781.1 |

Fuente: Dirección Nacional de Prospectiva de la Secretaría de Energía

## **Anexo 1.5**

### **OFERTA DE GENERACIÓN**

#### **2000**

Durante el año 2000 siguió consolidándose el perfil de la generación térmica iniciada el año anterior, es decir continuó la entrada de nuevos ciclos combinados y la conversión de plantas de generación TG a CC.

La energía generada por ciclos combinados durante el año 2000 llegó al 23% de la generación total, contra el 15 % registrado durante el año anterior.

En lo que hace al equipamiento térmico se destaca: el ingreso del nuevo CC de la C. T. Puerto, logrando su funcionamiento pleno a partir del mes de junio, la integración de una TV a las dos TG existentes en C.T. Tucumán, en febrero y el inicio de pruebas del nuevo CC de la C. T. Dock Sud en el mes de mayo.

La potencia instalada en el MEM a fines de 2000 alcanzó un total de 20711 MW, lo que representa un incremento de 1199 MW respecto a lo existente a fines de 1999, contabilizando algunas bajas de equipos de potencias menores

#### **2001**

Durante el año 2001 siguió consolidándose el perfil de la generación térmica iniciada hace dos años, es decir continuó la entrada de nuevos ciclos combinados y la conversión de plantas de generación TG a CC.

La energía generada por ciclos combinados durante el año 2001 fue del orden del 29% de la generación total.

En lo que hace al equipamiento térmico se destaca: el alcance del funcionamiento a pleno a partir del último cuatrimestre del CC de la C.T. Dock Sud, el comienzo de las pruebas en mayo y alcance de la potencia plena en el último mes del año del CC de AES Paraná y el inicio en el mes de octubre de las pruebas de una segunda TG en la C.T. San Miguel de Tucumán de Pluspetrol, que trabajarán en CC con una caldera y TV que se encuentra en construcción.

La potencia instalada en el MEM a fines de 2001 alcanzó un total de 22344 MW, lo que representa un incremento de 1633 MW respecto a lo existente a fines de 2000, contabilizando algunas bajas de equipos de potencias menores.

#### **2002**

Durante el año 2002 prácticamente concluyeron todos los proyectos de generación iniciados años atrás que consolidaron el perfil de generación

térmica hacia los nuevos ciclos combinados y la conversión de plantas de generación TG a CC. La energía generada por ciclos combinados durante el año 2002 fue del orden del 32% de la generación total.

A partir de mediados de año alcanzó el funcionamiento a pleno el CC de San Miguel de Tucumán de la empresa Pluspetrol y también en la segunda mitad del año entró en servicio generación hidráulica en el área Cuyo con una potencia cercana a los 100 MW:

La potencia instalada en el MEM a fines de 2002 alcanzó un total de 22831 MW, lo que representa un incremento de 495 MW respecto a lo existente a fines de 2001, contabilizando algunas bajas de equipos de potencias menores.

### **2003**

El ingreso de nueva generación durante el año fue reducido, en función del futuro económico no lo suficientemente esclarecido. Estos ingresos, que fueron conclusión de proyectos iniciados años atrás, consistieron en una segunda TG de 116 MW en la central Pluspetrol Norte y el aumento de 25 MW de la capacidad del CC de Dock Sud, totalizando 141 MW. Esta cifra resulta inferior a los aumentos registrados en el 2003 respecto al 2002 de casi 650 MW medios en la energía anual y de 930 MW en la potencia pico máxima alcanzada.

La potencia instalada en el MEM a fines de 2003 alcanzó un total de 22501 MW, inferior en 330 MW a lo registrado en el 2002 dado que a la potencia que ingresó se le descuentan los MW correspondientes a la parte del CC de Agua del Cajón que pasó a la categoría de Autogenerador que no se contabiliza. La energía generada por ciclos combinados durante el año 2003 fue del orden del 34% de la generación total.

### **2004**

El ingreso de nueva generación durante el año fue extremadamente reducido, teniendo en cuenta las perspectivas para la definición del futuro del mercado eléctrico. Estos ingresos, fueron principalmente conclusión de proyectos hidráulicos provinciales en Mendoza y Jujuy, incorporando una potencia del orden de 70 MW, a los que se agregan unos 20 MW de mejora de potencia en centrales en funcionamiento. A esta potencia hay que descontarle 40 MW de generación que se retiró del mercado, alcanzando finalmente la potencia instalada en el MEM a fines de 2004 un total de 23032 MW:

Como dato complementario se agrega que la energía generada por ciclos combinados durante el año 2004 fue del orden del 40% de la generación total.

## **2005**

El aumento de la capacidad de generación durante el año fue extremadamente reducido. Estos aumentos, fueron principalmente capacidades adicionales en las centrales hidroeléctricas del área Comahue por un total de 145 MW, el ingreso de nueva generación hidráulica en el área Cuyo con una capacidad del orden de 20 MW (C.H. Nihuil 4) y el ingreso de una nueva TG en la C,T, San Nicolás de 25 MW. A esta potencia hay que descontarle 70 MW de generación que se retiró del mercado, alcanzando finalmente la potencia instalada en el MEM a fines de 2005 un total de 23302 MW: Como dato complementario se agrega que la energía generada por ciclos combinados durante el año 2005 fue del orden del 35% de la generación total.

## **2006/2007**

### **Oferta de generación:**

El parque térmico tuvo una disponibilidad inferior a la esperada principalmente durante los meses de mayo y junio. Esta situación, junto con el alto crecimiento de la demanda mencionado y un año hidrológico seco, llevó a una gran utilización de las reservas hidráulicas del área Comahue y a la importación de energía desde Brasil.

La utilización de las reservas hidráulicas, situó a los embalses en franjas de operación extraordinarias, y como consecuencias del año hidrológico de características secas no pudieron reponerse totalmente, condicionando así la operación del año 2008.

## **2008**

El parque térmico aumentó su indisponibilidad respecto años anteriores, permaneciendo en el orden de 30 a 35% a partir del mes de mayo. No obstante el requerimiento de la demanda pudo ser satisfecho sin mayores dificultades, dado la disponibilidad de la importación de Brasil y el ingreso de nueva generación, principalmente las TG de las Centrales Gral. Belgrano y Gral. San Martín que totalizan alrededor de 1100 MW.

La importación de Brasil se tomó en parte de origen térmico y en parte de origen hidráulico. Esta última con obligación de devolver a partir del mes de octubre, lo que se cumplió en su totalidad.

Por otra parte, un año hidrológico en el área Comahue con tendencia a seco durante los primeros cuatro meses, se convirtió en un año medio con tendencia a húmedo a partir del invierno. Esto permitió recuperar los niveles máximos de

operación del embalse de El Chocón, que había comenzado el año en su nivel mínimo y mantener Piedra del Águila en sus niveles máximos

## **2009**

La generación ingresante durante el año estuvo en el orden de los 800 MW, dentro de los cuales se destacan la TG de la C. T. Genelba de 165 MW, la C.H. Caracoles con 121 MW, generación distribuida de ENARSA de 248 MW y el aumento de la potencia disponible de la C.H. Yacyretá en 240 MW por elevación de su cota de operación de 78.5 a 80 msnm. También resultó importante sobre el fin del año, la terminación del cierre de los ciclos combinados y puesta en marcha de las TV de la C.T. Manuel Belgrano y San Martín que aportarán en el año próximo otros 551 MW adicionales sin requerimiento de combustible adicional. Este conjunto de nueva oferta de generación permitió mejorar los niveles de reserva térmica.

## **2010**

La generación ingresante durante el año estuvo en el orden de los 1100 MW, dentro de los cuales se destacan la terminación del cierre de los ciclos combinados y puesta en marcha de las TV de la C.T. Manuel Belgrano y San Martín que aportan 570 MW, el ingreso de una TG de la C. T. Mediterránea con 60 MW, dos TG de la C. T. Pilar con 330 MW y de generación distribuida de ENARSA en el orden de 97 MW. Este conjunto de nueva oferta de generación permitió mejorar los niveles de reserva térmica.



**b) Potencia medida:**

| Tensión (V) | Corriente (% de Inominal) | F.P. | Patrón (W) | Equipo (W) | Desvío Relativo % | Incertidumbre % |
|-------------|---------------------------|------|------------|------------|-------------------|-----------------|
| 220         | 100                       | 1    | 46.200     | 46.362     | 0,35              | 0,06            |
| 220         | 100                       | 0,5L | 23.100     | 23.340     | 1,04              | 0,04            |
| 220         | 100                       | 0,8C | 36.960     | 36.996     | 0,10              | 0,05            |
| 220         | 5                         | 1    | 2.310,00   | 2.307,91   | -0,09             | 0,04            |

**c) Índice de parpadeo:**

| Patrón (% de $\Delta V/V$ ) | Equipo (% de $\Delta V/V$ ) | Desvío Absoluto (%) |
|-----------------------------|-----------------------------|---------------------|
| 0,03                        | 0,02                        | -0,01               |
| 0,93                        | 0,99                        | 0,06                |

**d) THD %:**

| Patrón (% de THD) | Equipo (% de THD) | Desvío Absoluto (%) |
|-------------------|-------------------|---------------------|
| 8,20              | 7,92              | -0,28               |

La incertidumbre de medición expandida informada fue calculada multiplicando la incertidumbre estándar combinada por un factor de seguridad  $k=2$  que corresponde a un nivel aproximado de confianza del 95% bajo distribución normal.

**Observaciones:**

Frecuencia del generador ( $50 \pm 0.1$ ) Hz  
 Temperatura ambiente de medición ( $22 \pm 1$ ) °C.  
 Humedad relativa ambiente de medición ( $35 \pm 10$ ) %

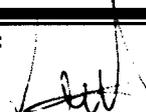
Nota 1: No reproducir excepto en su totalidad, salvo por autorización escrita de Ecamec.

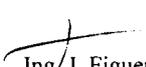
Nota 2: Los resultados consignados se refieren exclusivamente a los elementos ensayados en el Laboratorio en las condiciones detalladas.

Redactó:

Revisó:

Hoja N° 2 de 2

  
 Tec. P. Rovito  
 Laboratorista

  
 Ing. J. Figueroa  
 Resp. Laboratorio

Certificado N° CCL-1449

# ASENTAMIENTO UNIVERSITARIO NEUQUEN

PLAZA DE LAS BANDERAS

TANQUE AGUA (RIEGO)

ZONA DE BARDAS

GINNASIO

CAMPO DE JUEGOS

PARQUE

AV. ARGENTINA

RADIO

PERIFERADOR

ALUMNOS

A.M.U.C.

ANTENA RADIO

Central Hidráulica y Edilicia

Alberque

Tanque Agua Alberque

Central Térmica

Estaciones Bógas

Labores

Al Sistema de Riego

Al Sistema de Agua

Subestación Eléctrica

TANQUE AGUA (RIEGO)

BUNKER

LAMH

TALLERES

LABORATORIOS

AULAS F.E.A.

AULAS COMUNES

FUTURA ADMINISTRACION CENTRAL

TANQUE AGUA

ADMINISTRACION CENTRAL

RESTAURADO

BIBLIOTECA

ECONOMIA

HUMANIDADES

TURISMO

INGENIERIA

TRIBUNAL SUPERIOR DE JUSTICIA

LIMITE SUR



BS. AS.

STA. FE

CORDOBA

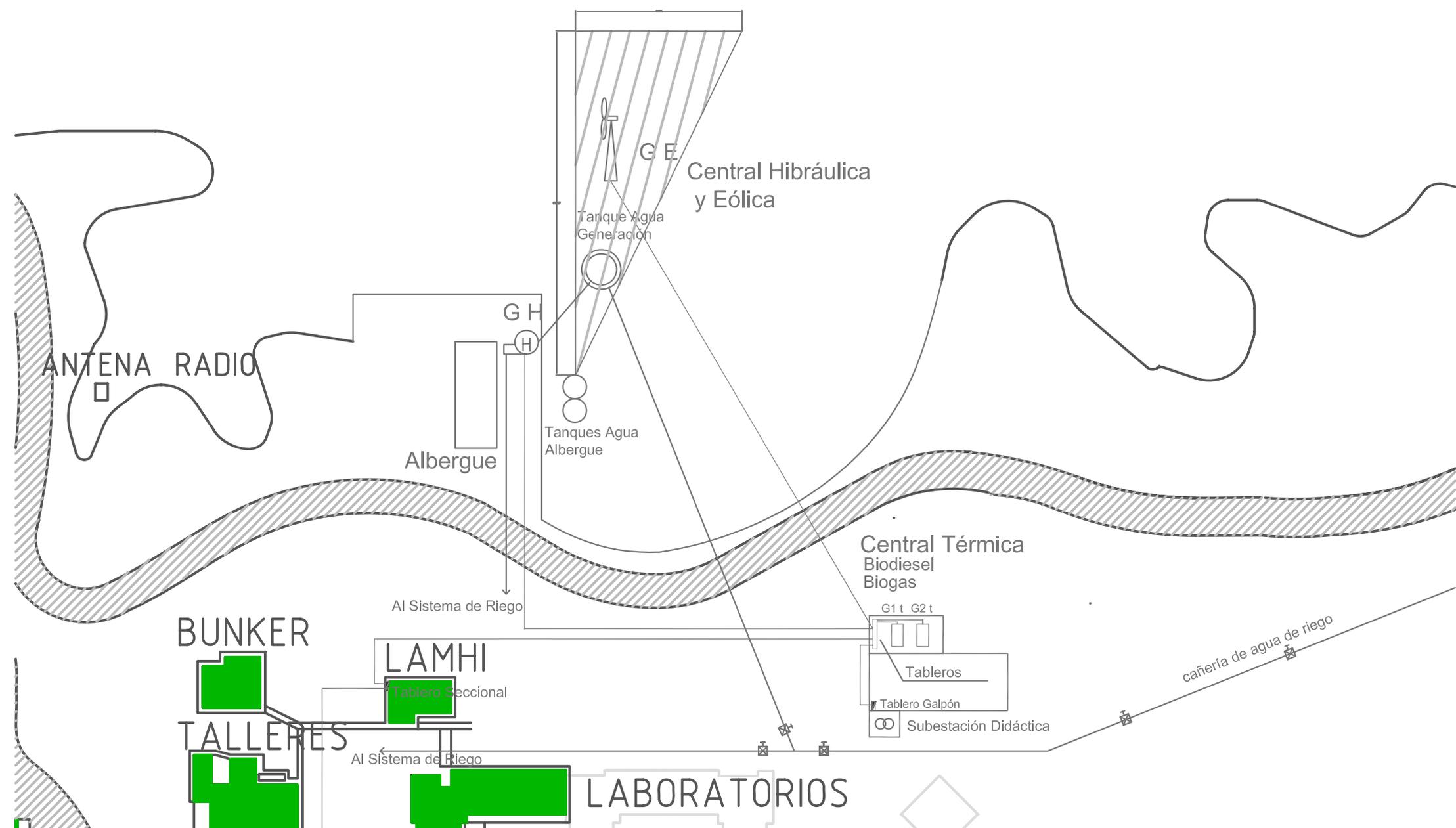
M° NEUQUINOS

AV. LELOIR

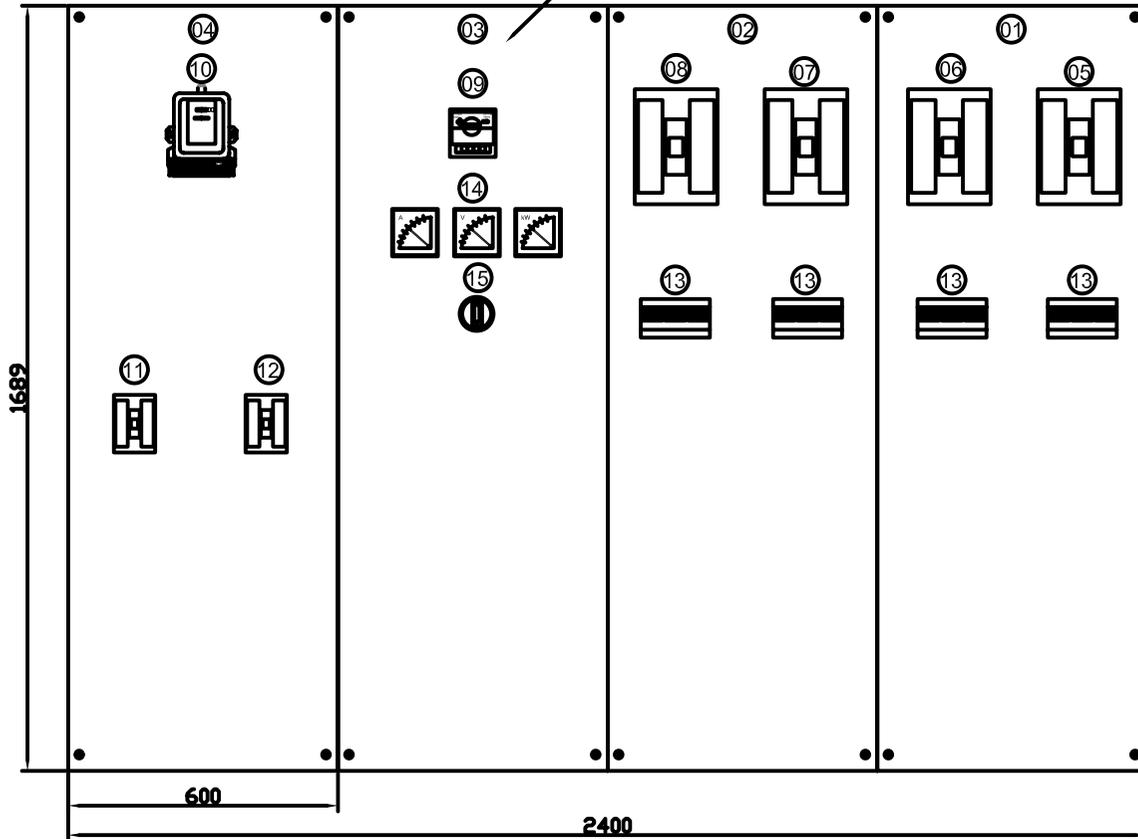
LAS VIOLETAS

ENTRE RIOS

M.A. CAMINO



Paneles frontales desmontables con traba seguridad Chapa N°16 con calanaduras para posibilitar acceso a equipos



- ① Tablero Seccional Generación Térmica
- ② Tablero Seccional Generación Eólica e Hidráulica
- ③ Tablero General de Generación
- ④ Tablero de Transferencia
- ⑤ Interruptor de caja moldeada Generador de Biogas
- ⑥ Interruptor de caja moldeada Generador de Biodiesel
- ⑦ Interruptor de caja moldeada Generador de Eólico
- ⑧ Interruptor de caja moldeada Generador de Hidráulico
- ⑨ Relay de Sincronismo
- ⑩ Medidor de Energía con perfil de carga
- ⑪ Interruptor de Caja Moldeada Galpón
- ⑫ Interruptor de Caja Moldeada FIUNCo
- ⑬ Indicador Multifunción (P, V, I, Cos phi)
- ⑭ Indicador Analógicos (P, V, I)
- ⑮ Llave Selectora

|                                    |   |   |
|------------------------------------|---|---|
| Maestría en Intervención Ambiental | Tablero Principal<br>Central Eléctrica Escuela<br>Facultad de Ingeniería<br>Dpto Electrotécnica<br>UNCOma | Maestrando: Ing<br>Alejandro Palavecino |
|                                    |   | Director: Mgs Carlos<br>Labriola        |

## Anexo 4 - Resumen de Normas Nacionales

| Ley Nacional             |              |            |   |
|--------------------------|--------------|------------|---|
| <a href="#">26190/06</a> |              | 06/12/2006 | Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables  |
| <a href="#">25675</a>    |              | 27/11/2002 | Ley General del Ambiente - Bien jurídicamente protegido   |
| <a href="#">25.438</a>   | -            | 20/06/2001 | Apruébase el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.   |
| <a href="#">24.295</a>   | -            | 07/12/1993 | Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.   |
| Decreto Nacional         |              |            |   |
| <a href="#">562/2009</a> | P.E.N.       | 15/05/2009 | Reglaméntase la Ley N° 26.190 relacionada al Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.         |
| <a href="#">1.070/05</a> | P.E.N.       | 01/09/2005 | Créase el Fondo Argentino del Carbono.  |
| <a href="#">2.213/02</a> | P.E.N.       | 04/11/2002 | Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Designase a la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable Autoridad de Aplicación de la Ley N°24.295. |
| <a href="#">481/00</a>   | P.E.N.       | 13/06/2000 | Memorando de Entendimiento con el Banco Mundial.  |
| <a href="#">822/98</a>   | P.E.N.       | 16/07/1998 | Creación de la Oficina Argentina de Implementación Conjunta   |
| <a href="#">2.156/91</a> | P.E.N.       | 15/10/1991 | Comisión Nacional para el Cambio Global del Sistema Climático Terrestre   |
| Disposición Nacional     |              |            |   |
| <a href="#">166/01</a>   | S.D.S.y P.A. | 16/08/2001 | Créase, en el ámbito de la Secretaría de Desarrollo Sustentable y Política Ambiental, el Programa Nacional de Energías y Combustibles Alternativos.                           |
| Resolución               |              |            |   |
| <a href="#">570/09</a>   | ENRE         | 18/11/2009 | Normas y criterios aplicables para la medición de emisiones de equipos motogeneradores integrantes del mercado eléctrico mayorista (MEM)                                      |
| <a href="#">248/05</a>   | S.A.y D.S.   | 01/03/2005 | Establécese, en el ámbito de la SECRETARÍA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE, el PROGRAMA NACIONAL DE ESCENARIOS CLIMÁTICOS.   |
| <a href="#">240/05</a>   | S.A.y D.S.   | 24/02/2005 | Identificación de la OFICINA ARGENTINA de IMPLEMENTACIÓN CONJUNTA como OFICINA ARGENTINA DEL MECANISMO PARA UN DESARROLLO   |
| <a href="#">825/04</a>   | S.A.y D.S.   | 01/11/2004 | Apruébanse las Normas de Procedimiento para la Evaluación Nacional de Proyectos Presentados ante La Oficina Argentina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio.                |
| <a href="#">736/04</a>   | S.A.y D.S.   | 07/10/2004 | Creación de la Comisión de Enlace con Organizaciones de la Sociedad Civil.  |
| <a href="#">239/04</a>   | S.A.y D.S.   | 19/03/2004 | Aprobación del Mecanismo de Consulta Previa.  |
| <a href="#">579/03</a>   | M.D.S.       | 18/03/2003 | Designase Presidente del COMITÉ EJECUTIVO de la OFICINA ARGENTINA DEL MECANISMO PARA UN DESARROLLO LIMPIO.  |
| <a href="#">56/03</a>    | M.D.S.       | 14/01/2003 | Creación de la Unidad de Cambio Climático.  |
| <a href="#">435/02</a>   | S.A.y D.S.   | 19/06/2002 | Créase el Registro de Instituciones Evaluadoras en el ámbito de la Oficina Argentina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio.   |
| <a href="#">1.125/01</a> | S.D.S.y P.A. | 16/08/2001 | Créase, en el ámbito de la Secretaría de Desarrollo Sustentable y Política Ambiental, el Programa Nacional sobre Impactos en Cambio Climático.                                |
| <a href="#">1.076/01</a> | S.D.S.y P.A. | 08/08/2001 | Créase, en el ámbito de la Secretaría de Desarrollo Sustentable y Política Ambiental, el Programa Nacional de Biocombustibles.  |
| <a href="#">849/99</a>   | S.R.N.y D.S. | 07/09/1999 | Reglamento de funcionamiento del Comité Ejecutivo de la Oficina de Argentina de Implementación Conjunta (OAIIC).  |
| <a href="#">881/99</a>   | ENRE         | 21/07/1999 | Procedimientos para la medición y registro de emisiones a la atmósfera de los generadores del mercado eléctrico mayorista (MEM)   |

**Anexo 5**

| Curvas Típicas Horarias FIUNCo |             |              |                |                 |                 |                  |              |               |                     |  |
|--------------------------------|-------------|--------------|----------------|-----------------|-----------------|------------------|--------------|---------------|---------------------|--|
| Hora                           | Hábil Otoño | Sábado Otoño | Hábil Invierno | Sábado Invierno | Hábil Primavera | Sábado Primavera | Hábil Verano | Sábado Verano | Domingos y Feriados |  |
| 00:00                          | 9.7         | 10.1         | 16.8           | 15.0            | 18.4            | 16.4             | 12.7         | 12.5          | 14.0                |  |
| 01:00                          | 9.6         | 9.5          | 15.6           | 14.5            | 15.5            | 12.1             | 13.5         | 13.4          | 13.4                |  |
| 02:00                          | 9.7         | 10.6         | 16.4           | 15.1            | 15.1            | 13.9             | 12.7         | 12.5          | 13.7                |  |
| 03:00                          | 10.0        | 9.9          | 17.4           | 15.7            | 14.5            | 13.2             | 12.8         | 12.9          | 13.3                |  |
| 04:00                          | 9.5         | 10.0         | 16.2           | 14.8            | 14.3            | 12.7             | 12.5         | 12.5          | 12.6                |  |
| 05:00                          | 9.5         | 10.0         | 16.7           | 15.4            | 14.4            | 13.1             | 12.7         | 12.4          | 13.3                |  |
| 06:00                          | 11.2        | 11.2         | 18.8           | 16.7            | 15.6            | 12.5             | 14.6         | 13.1          | 12.7                |  |
| 07:00                          | 19.2        | 18.8         | 30.9           | 29.6            | 19.8            | 15.4             | 21.7         | 18.3          | 12.7                |  |
| 08:00                          | 34.9        | 22.1         | 49.3           | 30.9            | 29.5            | 20.6             | 29.6         | 14.2          | 12.7                |  |
| 09:00                          | 56.9        | 19.9         | 80.6           | 33.5            | 46.8            | 22.1             | 44.4         | 16.7          | 11.9                |  |
| 10:00                          | 63.9        | 23.2         | 89.4           | 35.9            | 65.6            | 26.3             | 57.2         | 20.5          | 14.1                |  |
| 11:00                          | 68.0        | 21.7         | 91.5           | 35.9            | 77.5            | 30.3             | 62.6         | 24.4          | 14.1                |  |
| 12:00                          | 68.9        | 20.8         | 87.7           | 34.8            | 76.3            | 33.8             | 61.5         | 26.1          | 15.8                |  |
| 13:00                          | 57.7        | 17.4         | 77.4           | 35.3            | 73.4            | 35.1             | 58.9         | 26.3          | 18.6                |  |
| 14:00                          | 53.9        | 16.5         | 70.8           | 33.2            | 70.2            | 32.2             | 58.6         | 24.9          | 18.7                |  |
| 15:00                          | 45.4        | 17.3         | 69.0           | 32.8            | 64.8            | 31.5             | 52.8         | 25.3          | 19.2                |  |
| 16:00                          | 40.9        | 17.0         | 59.7           | 31.9            | 64.0            | 31.1             | 51.7         | 27.1          | 19.3                |  |
| 17:00                          | 37.8        | 13.8         | 64.6           | 34.3            | 59.7            | 33.9             | 43.9         | 29.2          | 19.9                |  |
| 18:00                          | 36.8        | 13.8         | 54.6           | 27.0            | 57.1            | 31.1             | 40.2         | 25.7          | 16.1                |  |
| 19:00                          | 31.7        | 14.8         | 49.0           | 23.5            | 59.1            | 28.0             | 39.6         | 25.0          | 12.8                |  |
| 20:00                          | 25.0        | 12.3         | 39.6           | 19.5            | 56.7            | 27.3             | 38.7         | 24.7          | 12.7                |  |
| 21:00                          | 21.2        | 12.4         | 35.0           | 20.0            | 48.3            | 25.1             | 29.4         | 18.9          | 12.4                |  |
| 22:00                          | 16.3        | 12.9         | 25.0           | 19.3            | 39.4            | 21.1             | 23.9         | 18.2          | 13.0                |  |
| 23:00                          | 12.7        | 9.9          | 18.9           | 18.4            | 28.6            | 17.5             | 16.0         | 12.0          | 11.8                |  |
| MAX                            | 68.93       | 23.20        | 91.45          | 35.91           | 77.53           | 35.05            | 62.58        | 29.17         | 19.92               |  |

Consumo de Energía y Potencia de la FIUNCo para en año 2009  
CALF Suministro 20

| MES    | Energía Activa (kWh) | Potencia Máxima (kW) |
|--------|----------------------|----------------------|
| Ene-09 | 5,088                | 37.20                |
| Feb-09 | 23,622               | 80.40                |
| Mar-09 | 19,332               | 84.00                |
| Abr-09 | 21,456               | 78.00                |
| May-09 | 31,050               | 87.60                |
| Jun-09 | 32,316               | 104.40               |
| Jul-09 | 16,908               | 92.40                |
| Ago-09 | 27,948               | 88.80                |
| Sep-09 | 26,754               | 85.20                |
| Oct-09 | 23,124               | 91.20                |
| Nov-09 | 28,158               | 75.60                |
| Dic-09 | 18,564               | 81.60                |
|        | <b>274,320</b>       |                      |



## Methodological Tool

(Version 02)

### “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”

#### I. DEFINITIONS, SCOPE, APPLICABILITY AND PARAMETERS

##### Definitions

For the purpose of this tool, the following definitions apply:

**Power plant/unit.** A power plant/unit is a facility that generates electric power. Several power units at one site comprise one power plant, whereby a power unit is characterized by the fact that it can operate independently of the other power units at the same site. Where several identical power units (i.e. with the same capacity, age and efficiency) are installed at one site, they may be considered as one single power unit.

**Grid power plant/unit.** Power plant/unit that supplies electricity to the electricity grid and, if applicable, to specific consumers.

**Off-grid power plant/unit.** Power plant/unit that supplies electricity to specific consumers through a dedicated **distribution** network which is not used by any other power plants. For a power plant to be categorized as off-grid, the following conditions need be fulfilled:

- (i) A grid (or grids) capable of supplying power to the specific consumer(s) to which the off-grid facility is connected must exist;
- (ii) The off-grid facility is not connected to the grid(s) and cannot supply power to the grid(s), but only to the consumer(s) to which it is connected;
- (iii) Under normal conditions, the consumer(s) are supplied their power requirements from the grid only, i.e. the off-grid plant(s) which are connected to the consumer(s) are standby onsite facility(ies) that are only used when power supply from the grid fails (or in many cases, when the quality of power supply to the end-user is below acceptable quality);
- (iv) To ensure a sound shift from the grid supply to the off-grid supply the consumer have in place a change-over-switch system (which may be manual or automatic).

**Net electricity generation** refers to the difference between the total quantity of electricity generated by the power plant/unit and the auxiliary electricity consumption (also known as parasitic load) of the power plant/unit (e.g. for pumps, fans, controlling, etc).

**Grid/project electricity system** is defined by the spatial extent of the power plants that are physically connected through transmission and distribution lines to the project activity (e.g. the renewable power plant location or the consumers where electricity is being saved) and that can be dispatched without significant transmission constraints.



**Connected electricity system** is an electricity system that is connected by transmission lines to the project electricity system. Power plants within the connected electricity system can be dispatched without significant transmission constraints but transmission to the project electricity system has significant transmission constraint.

### Scope and applicability

This methodological tool determines the CO<sub>2</sub> emission factor for the displacement of electricity generated by power plants in an electricity system, by calculating the “combined margin” emission factor (CM) of the electricity system. The CM is the result of a weighted average of two emission factors pertaining to the electricity system: the “operating margin” (OM) and the “build margin” (BM). The operating margin is the emission factor that refers to the group of existing power plants whose current electricity generation would be affected by the proposed CDM project activity. The build margin is the emission factor that refers to the group of prospective power plants whose construction and future operation would be affected by the proposed CDM project activity.

This tool may be applied to estimate the OM, BM and/or CM when calculating baseline emissions for a project activity that substitutes grid electricity, i.e. where a project activity supplies electricity to a grid or a project activity that results in savings of electricity that would have been provided by the grid (e.g. demand-side energy efficiency projects).

Under this tool, the emission factor for the project electricity system can be calculated either for grid power plants only or, as an option, can include off-grid power plants. In the latter case, the conditions specified in “Annex 2 - Procedures related to off-grid power generation” should be met. Namely, the total capacity of off-grid power plants (in MW) should be at least 10% of the total capacity of grid power plants in the electricity system; or the total power generation by off-grid power plants (in MWh) should be at least 10% of the total power generation by grid power plants in the electricity system; and that factors which negatively affect the reliability and stability of the grid is primarily due to constraints in generation and not to other aspects such as transmission capacity.

Note that this tool is also referred to in the “Tool to calculate project emissions from electricity consumption” for the purpose of calculating project and leakage emissions in case where a project activity consumes electricity from the grid or results in increase of consumption of electricity from the grid outside the project boundary.

### Parameters

This tool provides procedures to determine the following parameters:

| Parameter        | SI Unit               | Description  |
|------------------|-----------------------|--|
| $EF_{grid,CM,y}$ | tCO <sub>2</sub> /MWh | Combined margin CO <sub>2</sub> emission factor for the project electricity system in year <i>y</i>  |
| $EF_{grid,BM,y}$ | tCO <sub>2</sub> /MWh | Build margin CO <sub>2</sub> emission factor for the project electricity system in year <i>y</i>     |
| $EF_{grid,OM,y}$ | tCO <sub>2</sub> /MWh | Operating margin CO <sub>2</sub> emission factor for the project electricity system in year <i>y</i> |

No methodology-specific parameters are required.



## II. BASELINE METHODOLOGY PROCEDURE

Project participants shall apply the following six steps:

- STEP 1. Identify the relevant electricity systems.
- STEP 2. Choose whether to include off-grid power plants in the project electricity system (optional).
- STEP 3. Select a method to determine the operating margin (OM).
- STEP 4. Calculate the operating margin emission factor according to the selected method.
- STEP 5. Identify the group of power units to be included in the build margin (BM).
- STEP 6. Calculate the build margin emission factor.
- STEP 7. Calculate the combined margin (CM) emissions factor.

### *Step 1: Identify the relevant electricity systems*

For determining the electricity emission factors, a **project electricity system** is defined by the spatial extent of the power plants that are physically connected through transmission and distribution lines to the project activity (e.g. the renewable power plant location or the consumers where electricity is being saved) and that can be dispatched without significant transmission constraints.

Similarly, a **connected electricity system**, e.g. national or international, is defined as an electricity system that is connected by transmission lines to the project electricity system. Power plants within the connected electricity system can be dispatched without significant transmission constraints but transmission to the project electricity system has significant transmission constraint.

If the DNA of the host country has published a delineation of the project electricity system and connected electricity systems, these delineations should be used. If this information is not available, project participants should define the project electricity system and any connected electricity system, and justify and document their assumptions in the CDM-PDD. The following criteria can be used to determine the existence of significant transmission constraints:<sup>1</sup>

- In case of electricity systems with spot markets for electricity: there are differences in electricity prices (without transmission and distribution costs) of more than 5 percent between the systems during 60 percent or more of the hours of the year;
- The transmission line is operated at 90% or more of its rated capacity during 90% percent or more of the hours of the year.

Where the application of these criteria does not result in a clear grid boundary, use a regional grid definition in the case of large countries with layered dispatch systems (e.g. provincial/regional/national). A provincial grid definition may indeed in many cases be too narrow given significant electricity trade among provinces that might be affected, directly or indirectly, by a CDM project activity. In other countries, the national (or other largest) grid definition should be used by default. Document the

---

<sup>1</sup> Project participants may propose other criteria or submit proposals for revision of these criteria for consideration by the CDM Executive Board.



geographical extent of the project electricity system transparently and identify all grid power plants/units connected to the system.

Electricity transfers from connected electricity systems to the project electricity system are defined as **electricity imports** and electricity transfers to connected electricity systems are defined as **electricity exports**.

For the purpose of determining the build margin emission factor, the spatial extent is limited to the project electricity system, except where recent or likely future additions to transmission capacity enable significant increases in imported electricity. In such cases, the transmission capacity may be considered a build margin source.

For the purpose of determining the operating margin emission factor, use one of the following options to determine the CO<sub>2</sub> emission factor(s) for net electricity imports from a connected electricity system within the same host country(ies):

- (a) 0 tCO<sub>2</sub>/MWh; or
- (b) The weighted average operating margin (OM) emission rate of the exporting grid, determined as described in Step 4 (d) below; or
- (c) The simple operating margin emission rate of the exporting grid, determined as described in Step 4 (a), if the conditions for this method, as described in Step 3 below, apply to the exporting grid; or
- (d) The simple adjusted operating margin emission rate of the exporting grid, determined as described in Step 4 (b) below.

For imports from connected electricity systems located in another host country(ies), the emission factor is 0 tons CO<sub>2</sub> per MWh.

Electricity exports should not be subtracted from electricity generation data used for calculating and monitoring the electricity emission factors.

***Step 2: Choose whether to include off-grid power plants in the project electricity system (optional)***

Project participants may choose between the following two options to calculate the operating margin and build margin emission factor:

**Option I:** Only grid power plants are included in the calculation.

**Option II:** Both grid power plants and off-grid power plants are included in the calculation.

Option I corresponds to the procedure contained in earlier versions of this tool. Option II allows the inclusion of off-grid power generation in the grid emission factor. Option II aims to reflect that in some countries off-grid power generation is significant and can partially be displaced by CDM project activities, e.g. if off-grid power plants are operated due to an unreliable and unstable electricity grid. Option II requires collecting data on off-grid power generation as per Annex 2 and can only be used if the conditions outlined therein are met. Option II may be chosen only for the operating margin emission



factor or for both the build margin and the operating margin emission factor but not only for the build margin emission factor.

If Option II is chosen, off-grid power plants should be classified as per the guidance in Annex 2 in different classes of off-grid power plants. Each off-grid power plant class should be considered as one power plant  $j$ ,  $k$ ,  $m$  or  $n$  in the following steps, as applicable.

### ***Step 3: Select a method to determine the operating margin (OM)***

The calculation of the operating margin emission factor ( $EF_{grid,OM,y}$ ) is based on one of the following methods:

- (a) Simple OM; or
- (b) Simple adjusted OM; or
- (c) Dispatch data analysis OM; or
- (d) Average OM.

Each method is described under Step 4.

The simple OM method (option a) can only be used if low-cost/must-run resources<sup>2</sup> constitute less than 50% of total grid generation in: 1) average of the five most recent years, or 2) based on long-term averages for hydroelectricity production.

The dispatch data analysis (Option d) cannot be used if off-grid power plants are included in the project electricity system as per Step 2 above.

For the simple OM, the simple adjusted OM and the average OM, the emissions factor can be calculated using either of the two following data vintages:

- *Ex ante* option: If the *ex ante* option is chosen, the emission factor is determined once at the validation stage, thus no monitoring and recalculation of the emissions factor during the crediting period is required. For grid power plants, use a 3-year generation-weighted average, based on the most recent data available at the time of submission of the CDM-PDD to the DOE for validation. For off-grid power plants, use a single calendar year within the 5 most recent calendar years prior to the time of submission of the CDM-PDD for validation.
- *Ex post* option: If the *ex post* option is chosen, the emission factor is determined for the year in which the project activity displaces grid electricity, requiring the emissions factor to be updated annually during monitoring. If the data required to calculate the emission factor for year  $y$  is usually only available later than six months after the end of year  $y$ , alternatively the emission factor of the previous year  $y-1$  may be used. If the data is usually only available 18 months after

---

<sup>2</sup> Low-cost/must-run resources are defined as power plants with low marginal generation costs or power plants that are dispatched independently of the daily or seasonal load of the grid. They typically include hydro, geothermal, wind, low-cost biomass, nuclear and solar generation. If coal is obviously used as must-run, it should also be included in this list, i.e. excluded from the set of plants.



the end of year  $y$ , the emission factor of the year proceeding the previous year  $y-2$  may be used. The same data vintage ( $y$ ,  $y-1$  or  $y-2$ ) should be used throughout all crediting periods.

For the dispatch data analysis OM, use the year in which the project activity displaces grid electricity and update the emission factor annually during monitoring.

The data vintage chosen should be documented in the CDM-PDD and not be changed during the crediting periods.

Power plants registered as CDM project activities should be included in the sample group that is used to calculate the operating margin if the criteria for including the power source in the sample group apply.

***Step 4: Calculate the operating margin emission factor according to the selected method***

***(a) Simple OM***

The simple OM emission factor is calculated as the generation-weighted average CO<sub>2</sub> emissions per unit net electricity generation (tCO<sub>2</sub>/MWh) of all generating power plants serving the system, not including low-cost/must-run power plants/units.

The simple OM may be calculated:

Option A: Based on the net electricity generation and a CO<sub>2</sub> emission factor of each power unit;<sup>3</sup> or

Option B: Based on the total net electricity generation of all power plants serving the system and the fuel types and total fuel consumption of the project electricity system.

Option B can only be used if:

- (a) The necessary data for Option A is not available; and
- (b) Only nuclear and renewable power generation are considered as low-cost/must-run power sources and the quantity of electricity supplied to the grid by these sources is known; and
- (c) Off-grid power plants are not included in the calculation (i.e., if Option I has been chosen in Step 2).

***Option A - Calculation based on average efficiency and electricity generation of each plant***

Under this option, the simple OM emission factor is calculated based on the net electricity generation of each power unit and an emission factor for each power unit, as follows:

---

<sup>3</sup> Power units should be considered if some of the power units at the site of the power plant are low-cost/must-run units and some are not. Power plants can be considered if *all* power units at the site of the power plant belong to the group of low-cost/must-run units or if *all* power units at the site of the power plant do *not* belong to the group of low-cost/must-run units.

$$EF_{\text{grid,OMsimple},y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \cdot EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (1)$$

Where:

- $EF_{\text{grid,OMsimple},y}$  = Simple operating margin CO<sub>2</sub> emission factor in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $EG_{m,y}$  = Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit  $m$  in year  $y$  (MWh)  
 $EF_{EL,m,y}$  = CO<sub>2</sub> emission factor of power unit  $m$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $m$  = All power units serving the grid in year  $y$  except low-cost / must-run power units  
 $y$  = The relevant year as per the data vintage chosen in Step 3

*Determination of  $EF_{EL,m,y}$*

The emission factor of each power unit  $m$  should be determined as follows:

- **Option A1.** If for a power unit  $m$  data on fuel consumption and electricity generation is available, the emission factor ( $EF_{EL,m,y}$ ) should be determined as follows:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad (2)$$

Where:

- $EF_{EL,m,y}$  = CO<sub>2</sub> emission factor of power unit  $m$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $FC_{i,m,y}$  = Amount of fossil fuel type  $i$  consumed by power unit  $m$  in year  $y$  (Mass or volume unit)  
 $NCV_{i,y}$  = Net calorific value (energy content) of fossil fuel type  $i$  in year  $y$  (GJ/mass or volume unit)  
 $EF_{CO_2,i,y}$  = CO<sub>2</sub> emission factor of fossil fuel type  $i$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/GJ)  
 $EG_{m,y}$  = Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit  $m$  in year  $y$  (MWh)  
 $m$  = All power units serving the grid in year  $y$  except low-cost/must-run power units  
 $i$  = All fossil fuel types combusted in power unit  $m$  in year  $y$   
 $y$  = The relevant year as per the data vintage chosen in Step 3

- **Option A2.** If for a power unit  $m$  only data on electricity generation and the fuel types used is available, the emission factor should be determined based on the CO<sub>2</sub> emission factor of the fuel type used and the efficiency of the power unit, as follows:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \cdot 3.6}{\eta_{m,y}} \quad (3)$$



Where:

- $EF_{EL,m,y}$  = CO<sub>2</sub> emission factor of power unit  $m$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $EF_{CO_2,m,i,y}$  = Average CO<sub>2</sub> emission factor of fuel type  $i$  used in power unit  $m$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/GJ)  
 $\eta_{m,y}$  = Average net energy conversion efficiency of power unit  $m$  in year  $y$  (ratio)  
 $m$  = All power units serving the grid in year  $y$  except low-cost/must-run power units  
 $y$  = The relevant year as per the data vintage chosen in Step 3

Where several fuel types are used in the power unit, use the fuel type with the lowest CO<sub>2</sub> emission factor for  $EF_{CO_2,m,i,y}$ .

- **Option A3.** If for a power unit  $m$  only data on electricity generation is available, an emission factor of 0 tCO<sub>2</sub>/MWh can be assumed as a simple and conservative approach.

#### Determination of $EG_{m,y}$

For grid power plants,  $EG_{m,y}$  should be determined as per the provisions in the monitoring tables.

For off-grid power plants,  $EG_{m,y}$  can be determined using one of the following options:<sup>4</sup>

- **Option 1.**  $EG_{m,y}$  is determined based on (sampled) data on the electricity generation of off-grid power plants, as per the guidance in Annex 2.
- **Option 2.**  $EG_{m,y}$  is determined based on (sampled) data on the quantity of fossil fuels combusted in the class of off-grid power plants  $m$ , as per the guidance in Annex 2, and the default efficiencies provided in Annex 1, as follows:

$$EG_{m,y} = \sum_i FC_{i,m,y} \times NCV_{i,y} \times \eta_{m,y} \quad (4)$$

Where:

- $EG_{m,y}$  = Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit  $m$  in year  $y$  (MWh)  
 $FC_{i,m,y}$  = Amount of fossil fuel type  $i$  consumed by power plants included in off-grid power plant class  $m$  in year  $y$  (mass or volume unit)  
 $NCV_{i,y}$  = Net calorific value (energy content) of fossil fuel type  $i$  in year  $y$  (GJ/mass or volume unit)  
 $\eta_{m,y}$  = Default net energy conversion efficiency of off-grid power plant class  $m$  in year  $y$  (ratio), as per the default values provided in Annex 1  
 $m$  = Off-grid power plant class considered as one power unit (as per the provisions in Annex 2 to this tool)  
 $y$  = The relevant year as per the data vintage chosen in Step 3  
 $i$  = Fossil fuel types used

<sup>4</sup> Note that different options can be applied to different classes of off-grid power plants; however, the same option should be applied to all (sampled) off-grid power plants within one class.



- **Option 3.**  $EG_{m,y}$  is estimated based on the capacity of off-grid electricity generation in that class and a default plant load factor, as follows:

$$EG_{m,y} = CAP_m \times PLF_{\text{default,off-grid},y} \times 8760 \quad (5)$$

Where:

- $EG_{m,y}$  = Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit  $m$  in year  $y$  (MWh)
- $CAP_m$  = Total capacity of off-grid power plants included in off-grid power plant class  $m$  (MW)
- $PLF_{\text{default,off-grid},y}$  = Default plant load factor for off-grid generation in year  $y$  (ratio)
- $m$  = Off-grid power plant class considered as one power unit (as per the provisions in Annex 2 to this tool)
- $y$  = The relevant year as per the data vintage chosen in Step 3

The default plant load factor for off-grid generation ( $PLF_{\text{default,off-grid},y}$ ) should be determined using one of the following two options:

- Use a conservative default value of 300 hours per year, assuming that the off-grid power plants would at least operate for one hour per day at six days at full capacity (i.e.  $PLF_{\text{default,off-grid},y}=300/8760$ ); or
- Calculate the default plant load factor based on the average grid availability and a default factor of 0.5, assuming that off-grid power plants are operated at full load during approximately half of the time that the grid is not available, as follows:

$$PLF_{\text{default,off-grid},y} = 8760 \times \left(1 - \frac{T_{\text{grid},y}}{8760}\right) \times 0.5 \quad (6)$$

Where:

- $PLF_{\text{default,off-grid},y}$  = Default plant load factor for off-grid generation in year  $y$  (ratio)
- $T_{\text{grid},y}$  = Average time the grid was available to final electricity consumers in year  $y$  (hours)

#### *Option B - Calculation based on total fuel consumption and electricity generation of the system*

Under this option, the simple OM emission factor is calculated based on the net electricity supplied to the grid by all power plants serving the system, not including low-cost/must-run power plants/units, and based on the fuel type(s) and total fuel consumption of the project electricity system, as follows:

$$EF_{\text{grid,OMsimple},y} = \frac{\sum_i (FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{\text{CO}_2,i,y})}{EG_y} \quad (7)$$

Where:

- $EF_{grid,OMsimple,y}$  = Simple operating margin CO<sub>2</sub> emission factor in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $FC_{i,y}$  = Amount of fossil fuel type  $i$  consumed in the project electricity system in year  $y$  (mass or volume unit)  
 $NCV_{i,y}$  = Net calorific value (energy content) of fossil fuel type  $i$  in year  $y$  (GJ/mass or volume unit)  
 $EF_{CO_2,i,y}$  = CO<sub>2</sub> emission factor of fossil fuel type  $i$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/GJ)  
 $EG_y$  = Net electricity generated and delivered to the grid by all power sources serving the system, not including low-cost/must-run power plants/units, in year  $y$  (MWh)  
 $i$  = All fossil fuel types combusted in power sources in the project electricity system in year  $y$   
 $y$  = The relevant year as per the data vintage chosen in Step 3

For this approach (simple OM) to calculate the operating margin, the subscript  $m$  refers to the power plants/units delivering electricity to the grid, not including low-cost/must-run power plants/units, and including electricity imports<sup>5</sup> to the grid. Electricity imports should be treated as one power plant  $m$ .

**(b) Simple adjusted OM**

The simple adjusted OM emission factor ( $EF_{grid,OM-adj,y}$ ) is a variation of the simple OM, where the power plants / units (including imports) are separated in low-cost/must-run power sources ( $k$ ) and other power sources ( $m$ ). As under Option A of the simple OM, it is calculated based on the net electricity generation of each power unit and an emission factor for each power unit, as follows:

$$EF_{grid,OM-adj,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k EG_{k,y} \times EF_{EL,k,y}}{\sum_k EG_{k,y}} \quad (8)$$

Where:

- $EF_{grid,OM-adj,y}$  = Simple adjusted operating margin CO<sub>2</sub> emission factor in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $\lambda_y$  = Factor expressing the percentage of time when low-cost/must-run power units are on the margin in year  $y$   
 $EG_{m,y}$  = Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit  $m$  in year  $y$  (MWh)  
 $EG_{k,y}$  = Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit  $k$  in year  $y$  (MWh)  
 $EF_{EL,m,y}$  = CO<sub>2</sub> emission factor of power unit  $m$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $EF_{EL,k,y}$  = CO<sub>2</sub> emission factor of power unit  $k$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $m$  = All grid power units serving the grid in year  $y$  except low-cost/must-run power units  
 $k$  = All low-cost/must run grid power units serving the grid in year  $y$   
 $y$  = The relevant year as per the data vintage chosen in Step 3

<sup>5</sup> As described above, an import from a connected electricity system should be considered as one power source.



$EF_{EL,m,y}$ ,  $EF_{EL,k,y}$ ,  $EG_{m,y}$  and  $EG_{k,y}$  should be determined using the same procedures as those for the parameters  $EF_{EL,m,y}$  and  $EG_{m,y}$  in Option A of the simple OM method above.

If off-grid power plants are included in the operating margin emission factor, off-grid power plants should be treated as other power units  $m$ .

Net electricity imports must be considered low-cost/must-run units  $k$ .

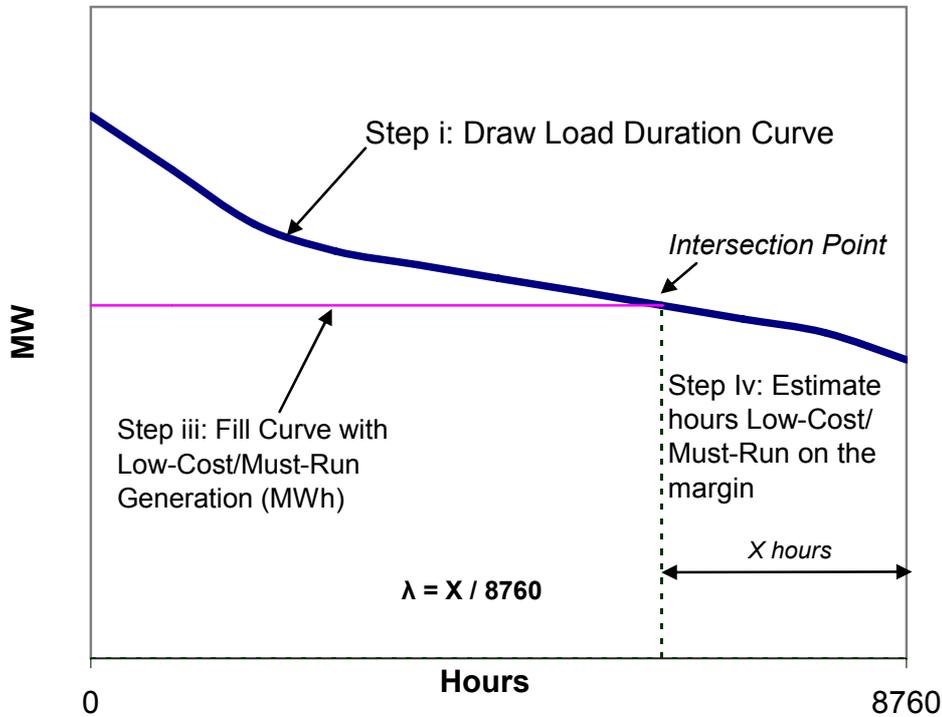
The parameter  $\lambda_y$  is defined as follows:

$$\lambda_y (\%) = \frac{\text{Number of hours low - cost / must - run sources are on the margin in year } y}{8760 \text{ hours per year}} \quad (9)$$

Lambda ( $\lambda_y$ ) should be calculated as follows (see figure below):

- Step (i) Plot a **load duration curve**. Collect chronological load data (typically in MW) for each hour of the year  $y$ , and sort the load data from the highest to the lowest MW level. Plot MW against 8760 hours in the year, in descending order.
- Step (ii) Collect power generation data from each power plant/unit. Calculate the total annual generation (in MWh) from low-cost/must-run power plants/units (i.e.  $\sum_k EG_{k,y}$ ).
- Step (iii) Fill the load duration curve. Plot a horizontal line across the load duration curve such that the area under the curve (MW times hours) equals the total generation (in MWh) from low-cost/must-run power plants/units (i.e.  $\sum_k EG_{k,y}$ ).
- Step (iv) Determine the “Number of hours for which low-cost/must-run sources are on the margin in year  $y$ ”. First, locate the intersection of the horizontal line plotted in Step (iii) and the load duration curve plotted in Step (i). The number of hours (out of the total of 8760 hours) to the right of the intersection is the number of hours for which low-cost/must-run sources are on the margin. If the lines do not intersect, then one may conclude that low-cost/must-run sources do not appear on the margin and  $\lambda_y$  is equal to zero.

In determining  $\lambda_y$  only grid power units (and no off-grid power plants) should be considered.



Note: Step (ii) is not shown in the figure; it deals with organizing data by source.

**Figure 1: Illustration of Lambda Calculation for Simple Adjusted OM Method**

**(c) Dispatch data analysis OM**

The dispatch data analysis OM emission factor ( $EF_{grid,OM-DD,y}$ ) is determined based on the grid power units that are actually dispatched at the margin during each hour  $h$  where the project is displacing grid electricity. This approach is not applicable to historical data and, thus, requires annual monitoring of  $EF_{grid,OM-DD,y}$ .

The emission factor is calculated as follows:

$$EF_{grid,OM-DD,y} = \frac{\sum_h EG_{PJ,h} \cdot EF_{EL,DD,h}}{EG_{PJ,y}} \tag{10}$$



Where:

- $EF_{grid,OM-DD,y}$  = Dispatch data analysis operating margin CO<sub>2</sub> emission factor in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $EG_{PJ,h}$  = Electricity displaced by the project activity in hour  $h$  of year  $y$  (MWh)  
 $EF_{EL,DD,h}$  = CO<sub>2</sub> emission factor for grid power units in the top of the dispatch order in hour  $h$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $EG_{PJ,y}$  = Total electricity displaced by the project activity in year  $y$  (MWh)  
 $h$  = Hours in year  $y$  in which the project activity is displacing grid electricity  
 $y$  = Year in which the project activity is displacing grid electricity

If hourly fuel consumption data is available, then the hourly emissions factor is determined as:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (11)$$

Where:

- $EF_{EL,DD,h}$  = CO<sub>2</sub> emission factor for grid power units in the top of the dispatch order in hour  $h$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $FC_{i,n,h}$  = Amount of fossil fuel type  $i$  consumed by grid power unit  $n$  in hour  $h$  (Mass or volume unit)  
 $NCV_{i,y}$  = Net calorific value (energy content) of fossil fuel type  $i$  in year  $y$  (GJ/mass or volume unit)  
 $EF_{CO_2,i,y}$  = CO<sub>2</sub> emission factor of fossil fuel type  $i$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/GJ)  
 $EG_{n,h}$  = Electricity generated and delivered to the grid by grid power unit  $n$  in hour  $h$  (MWh)  
 $n$  = Grid power units in the top of the dispatch (as defined below)  
 $i$  = Fossil fuel types combusted in grid power unit  $n$  in year  $y$   
 $h$  = Hours in year  $y$  in which the project activity is displacing grid electricity  
 $y$  = Year in which the project activity is displacing grid electricity

Otherwise, the hourly emissions factor is calculated based on the energy efficiency of the grid power unit and the fuel type used, as follows:

$$EF_{EL,DD,h} = \frac{\sum_n EG_{n,h} \times EF_{EL,n,y}}{\sum_n EG_{n,h}} \quad (12)$$

Where:

- $EF_{EL,DD,h}$  = CO<sub>2</sub> emission factor for grid power units in the top of the dispatch order in hour  $h$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $EG_{n,h}$  = Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by grid power unit  $n$  in hour  $h$  (MWh)  
 $EF_{EL,n,y}$  = CO<sub>2</sub> emission factor of grid power unit  $n$  in year  $y$  (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $n$  = Grid power units in the top of the dispatch (as defined below)  
 $h$  = Hours in year  $y$  in which the project activity is displacing grid electricity



The CO<sub>2</sub> emission factor of the grid power units  $n$  ( $FE_{EL,n,y}$ ) should be determined as per the guidance for the simple OM, using the Options A1, A2 or A3.

To determine the set of grid power units  $n$  that are in the top of the dispatch, obtain from a national dispatch centre:

- The grid system dispatch order of operation for each grid power unit of the system including power units from which electricity is imported; and
- The amount of power (MWh) that is dispatched from all grid power units in the system during each hour  $h$  that the project activity is displacing electricity.

At each hour  $h$ , stack each grid power unit's generation using the merit order. The group of grid power units  $n$  in the dispatch margin includes the units in the top  $x\%$  of total electricity dispatched in the hour  $h$ , where  $x\%$  is equal to the greater of either:

- (a) 10%; or
- (b) The quantity of electricity displaced by the project activity during hour  $h$  divided by the total electricity generation by grid power plants during that hour  $h$ .

#### **(d) Average OM**

The average OM emission factor ( $EF_{grid,OM-ave,y}$ ) is calculated as the average emission rate of all power plants serving the grid, using the methodological guidance as described under (a) above for the simple OM, but including in all equations also low-cost/must-run power plants.

Option B should only be used if the necessary data for Option A is not available.

#### ***Step 5: Identify the group of power units to be included in the build margin***

The sample group of power units  $m$  used to calculate the build margin consists of either:<sup>6</sup>

- (a) The set of five power units that have been built most recently; or
- (b) The set of power capacity additions in the electricity system that comprise 20% of the system generation (in MWh) and that have been built most recently.<sup>7</sup>

Project participants should use the set of power units that comprises the larger annual generation.

As a general guidance, a power unit is considered to have been built at the date when it started to supply electricity to the grid.

Power plant registered as CDM project activities should be excluded from the sample group  $m$ . However, If the group of power units, not registered as CDM project activity, identified for estimating the build margin emission factor includes power unit(s) that is(are) built more than 10 years ago then:

<sup>6</sup> If this approach does not reasonably reflect the power plants that would likely be built in the absence of the project activity, project participants are encouraged to submit alternative proposals for consideration by the CDM Executive Board.

<sup>7</sup> If 20% falls on part capacity of a unit, that unit is fully included in the calculation.

- (i) Exclude power unit(s) that is (are) built more than 10 years ago from the group; and
- (ii) Include grid connected power projects registered as CDM project activities, which are dispatched by dispatching authority to the electricity system.<sup>8</sup>

Capacity additions from retrofits of power plants should not be included in the calculation of the build margin emission factor.

In terms of vintage of data, project participants can choose between one of the following two options:

**Option 1:** For the first crediting period, calculate the build margin emission factor *ex ante* based on the most recent information available on units already built for sample group *m* at the time of CDM-PDD submission to the DOE for validation. For the second crediting period, the build margin emission factor should be updated based on the most recent information available on units already built at the time of submission of the request for renewal of the crediting period to the DOE. For the third crediting period, the build margin emission factor calculated for the second crediting period should be used. This option does not require monitoring the emission factor during the crediting period.

**Option 2:** For the first crediting period, the build margin emission factor shall be updated annually, *ex post*, including those units built up to the year of registration of the project activity or, if information up to the year of registration is not yet available, including those units built up to the latest year for which information is available. For the second crediting period, the build margin emissions factor shall be calculated *ex ante*, as described in Option 1 above. For the third crediting period, the build margin emission factor calculated for the second crediting period should be used.

The option chosen should be documented in the CDM-PDD.

#### **Step 6: Calculate the build margin emission factor**

The build margin emissions factor is the generation-weighted average emission factor (tCO<sub>2</sub>/MWh) of all power units *m* during the most recent year *y* for which power generation data is available, calculated as follows:

$$EF_{\text{grid,BM},y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{\text{EL},m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad (13)$$

Where:

- $EF_{\text{grid,BM},y}$  = Build margin CO<sub>2</sub> emission factor in year *y* (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
 $EG_{m,y}$  = Net quantity of electricity generated and delivered to the grid by power unit *m* in year *y* (MWh)  
 $EF_{\text{EL},m,y}$  = CO<sub>2</sub> emission factor of power unit *m* in year *y* (tCO<sub>2</sub>/MWh)  
*m* = Power units included in the build margin  
*y* = Most recent historical year for which power generation data is available

<sup>8</sup> This information shall be provided by the host country.

The CO<sub>2</sub> emission factor of each power unit  $m$  ( $EF_{EL,m,y}$ ) should be determined as per the guidance in Step 4 (a) for the simple OM, using options A1, A2 or A3, using for  $y$  the most recent historical year for which power generation data is available, and using for  $m$  the power units included in the build margin.

For off-grid power plants,  $EG_{m,y}$  should be determined as per the guidance in Step 4.

### ***Step 7: Calculate the combined margin emissions factor***

The combined margin emissions factor is calculated as follows:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times w_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times w_{BM} \quad (14)$$

Where:

|                  |   |  |
|------------------|---|--|
| $EF_{grid,BM,y}$ | = | Build margin CO <sub>2</sub> emission factor in year $y$ (tCO <sub>2</sub> /MWh)     |
| $EF_{grid,OM,y}$ | = | Operating margin CO <sub>2</sub> emission factor in year $y$ (tCO <sub>2</sub> /MWh) |
| $w_{OM}$         | = | Weighting of operating margin emissions factor (%)                                   |
| $w_{BM}$         | = | Weighting of build margin emissions factor (%)                                       |

The following default values should be used for  $w_{OM}$  and  $w_{BM}$ :

- Wind and solar power generation project activities:  $w_{OM} = 0.75$  and  $w_{BM} = 0.25$  (owing to their intermittent and non-dispatchable nature) for the first crediting period and for subsequent crediting periods;
- All other projects:  $w_{OM} = 0.5$  and  $w_{BM} = 0.5$  for the first crediting period, and  $w_{OM} = 0.25$  and  $w_{BM} = 0.75$  for the second and third crediting period,<sup>9</sup> unless otherwise specified in the approved methodology which refers to this tool.

Alternative weights can be proposed, as long as  $w_{OM} + w_{BM} = 1$ , for consideration by the Executive Board, taking into account the guidance as described below. The values for  $w_{OM} + w_{BM}$  applied by project participants should be fixed for a crediting period and may be revised at the renewal of the crediting period.

### **Guidance on selecting alternative weights**

The following guidance provides a number of project-specific and context-specific factors for developing alternative operating and build margin weights to the above defaults. It does not, however, provide specific algorithms to translate these factors into quantified weights, nor does it address all factors that might conceivably affect these weights. In this case, project participants are suggested to propose specific quantification methods with justifications that are consistent with the guidance provided below.

Given that it is unlikely that a project will impact either the OM or BM exclusively during the first crediting period, it is suggested that neither weight exceed 75% during the first crediting period.

<sup>9</sup> Project participants can submit alternative proposal, for revision of tool or the methodology or deviation from its use, if the weightage does not reflect their situation with an explanation for the alternative weights.



| Factor  | Summary – Impact on weights  | Further Explanation   |
|---|--|---|
| Project size (absolute or relative to the grid size of the system or the size of other system capacity additions)                               | No change in weight on basis of absolute or relative size alone                              | Alternative weights on the basis of absolute or relative project size <i>alone</i> do not appear to be justified  |
| Timing of project output  | Can increase OM weight for highly off-peak projects; increase BM for highly on-peak projects | Projects with output is mainly off-peak can have a greater OM weight (e.g. solar PV projects in evening peak regions, seasonal biomass generation during off-peak seasons), whereas projects with disproportionately high output during on-peak periods (e.g. air conditioning efficiency projects in some grids) can have greater BM weight  |
| Predictability of project output  | Can increase OM for intermittent resources in some contexts                                  | Projects with output of an intermittent nature (e.g. wind or solar projects) may have limited capacity value, depending on the nature of the (wind/solar) resource and the grid in question, and to the extent that a project's capacity value is lower than that of a typical grid resource its BM weight can be reduced. Potential adjustments to the OM/BM margin should take into account available methods (in technical literature) for estimating capacity value <sup>10</sup> |
| Suppressed demand   | Can increase BM weight for the 1 <sup>st</sup> crediting period                              | Under conditions of suppressed demand that are expected to persist through over half of the first crediting period across a significant number of hours per year, available power plants are likely to be operated fully regardless of the CDM project, and thus the OM weight can be reduced <sup>11</sup>   |
| For system management (nature of local electricity markets, planning, and actors) and other considerations no guidance is available at present. |  |   |

**Data and parameters not monitored**

Included in the monitoring methodology.

<sup>10</sup> Capacity value refers to the impact of a capacity addition on the capacity requirements of a grid system, expressed as fraction of contribution to meeting peak demands relative to a conventional, dispatchable capacity addition or to a theoretical perfectly reliable one.

<sup>11</sup> In other words, if, consistent with paragraph 46 of the CDM modalities and procedures, one assumes that electricity could otherwise be supplied to meet suppressed demand, this electricity would need to be provided by the construction and operation of new power plants, which is embodied in the build margin. In some cases, the reason for suppressed demand may be the inability to operate existing power plants, due, for example, to lack of spare parts or lack of availability or ability to pay for fuel. In such circumstances, the baseline scenario could represent the operation of these power plants, in which case the baseline emission factor should reflect their characteristics. This situation would likely require a new methodology.



### III. MONITORING METHODOLOGY

All data collected as part of monitoring should be archived electronically and be kept at least for 2 years after the end of the last crediting period. 100% of the data should be monitored if not indicated otherwise in the tables below. All measurements should be conducted with calibrated measurement equipment according to relevant industry standards.

Some parameters listed below under “data and parameters” either need to be monitored continuously during the crediting period or need to be calculated only once for the crediting period, depending on the data vintage chosen, following the provisions in the baseline methodology procedure outlined above and the guidance on “monitoring frequency” for the parameter.

The calculation of the operating margin and build margin emission factors should be documented electronically in a spreadsheet that should be attached to the CDM-PDD. This should include all data used to calculate the emission factors, including:

- For each grid-connected power plant/unit the following information:
  - Information to clearly identify the plant;
  - The date of commissioning;
  - The capacity (MW);
  - The fuel type(s);
  - The quantity of net electricity generation in the relevant year(s);<sup>12</sup>
  - If applicable: the fuel consumption of each fuel type in the relevant year(s);
  - In case where the simple OM or the simple adjusted operating margin is used: information whether the plant/unit is a low-cost/must-run plant/unit;
- Net calorific values used;
- CO<sub>2</sub> emission factors used;
- Plant efficiencies used;
- Identification of the plants included in the build margin and the operating margin during the relevant time year(s);
- In case the simple adjusted operating margin is used: load data (typically in MW) for each hour of the year  $y$ ;
- In case the dispatch data operating margin is used: for each hour  $h$  where the project plant is displacing grid electricity:
  - The dispatch order of all grid-connected power plants;
  - The total grid electricity demand;
  - The quantity of electricity displaced by the project activity;

---

<sup>12</sup> In case of the simple adjusted OM, this includes the five most recent years or long-term averages for hydroelectricity production.



- Identification of the plants that are in the top of the dispatch and for each plant information on electricity generation and, where hourly fuel consumption data is available, data on the types and quantities of fuels consumed during that hour.

In case off-grid power plants are included, the guidance for monitoring data and parameters related to off-grid plants provided in Annex 2 should also be followed.

The data should be presented in a manner that enables reproducing of the calculation of the build margin and operating margin grid emission factor.

### Data and parameters

|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| <b>Data / Parameter:</b>         | $FC_{i,m,y}$ , $FC_{i,y}$ , $FC_{i,k,y}$ , $FC_{i,n,y}$ and $FC_{i,n,h}$   |
| Data unit:                       | Mass or volume unit  |
| Description:                     | Amount of fossil fuel type $i$ consumed by power plant / unit $m$ , $k$ or $n$ (or in the project electricity system in case of $FC_{i,y}$ ) in year $y$ or hour $h$   |
| Source of data:                  | Utility or government records or official publications   |
| Measurement procedures (if any): | -  |
| Monitoring frequency:            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Simple OM, simple adjusted OM, average OM: Either <u>once</u> for each crediting period using the most recent three historical years for which data is available at the time of submission of the CDM-PDD to the DOE for validation (<i>ex ante</i> option) or <u>annually</u> during the crediting period for the relevant year, following the guidance in Step 3 above;</li> <li>• Dispatch data OM: If available, <u>hourly</u> (as per Step 3 above), otherwise <u>annually</u> for the year <math>y</math> in which the project activity is displacing grid electricity or, if available, hourly. Further guidance can be found in Step 3 above;</li> <li>• BM: For the first crediting period, either once <i>ex ante</i> or annually <i>ex post</i>, following the guidance included in Step 5. For the second and third crediting period, only once <i>ex ante</i> at the start of the second crediting period</li> </ul> |
| QA/QC procedures:                | -  |
| Any comment:                     |  |



| <b>Data / Parameter:</b>  | NCV <sub>i,y</sub>  |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
|---|---|-------------|--------------------------------------|--|--|---|---|---|--|--|
| Data unit:  | GJ/mass or volume unit  |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
| Description:  | Net calorific value (energy content) of fossil fuel type <i>i</i> in year <i>y</i>  |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
| Source of data:   | The following data sources may be used if the relevant conditions apply:  |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
|   | <table border="1"> <thead> <tr> <th>Data source</th> <th>Conditions for using the data source</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Values provided by the fuel supplier of the power plants in invoices</td> <td>If data is collected from power plant operators (e.g. utilities)</td> </tr> <tr> <td>Regional or national average default values</td> <td>If values are reliable and documented in regional or national energy statistics / energy balances</td> </tr> <tr> <td>IPCC default values at the lower limit of the uncertainty at a 95% confidence interval as provided in Table 1.2 of Chapter 1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>   | Data source | Conditions for using the data source | Values provided by the fuel supplier of the power plants in invoices | If data is collected from power plant operators (e.g. utilities) | Regional or national average default values | If values are reliable and documented in regional or national energy statistics / energy balances | IPCC default values at the lower limit of the uncertainty at a 95% confidence interval as provided in Table 1.2 of Chapter 1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories |  |  |
| Data source   | Conditions for using the data source  |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
| Values provided by the fuel supplier of the power plants in invoices  | If data is collected from power plant operators (e.g. utilities)  |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
| Regional or national average default values   | If values are reliable and documented in regional or national energy statistics / energy balances   |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
| IPCC default values at the lower limit of the uncertainty at a 95% confidence interval as provided in Table 1.2 of Chapter 1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories |   |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
| Measurement procedures (if any):  | -   |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
| Monitoring frequency:   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Simple OM, simple adjusted OM, average OM: Either <u>once</u> for each crediting period using the most recent three historical years for which data is available at the time of submission of the CDM-PDD to the DOE for validation (<i>ex ante</i> option) or <u>annually</u> during the crediting period for the relevant year, following the guidance in Step 3 above;</li> <li>• Dispatch data OM: <u>Annually</u> for the year <i>y</i> in which the project activity is displacing grid electricity or, if available, hourly. Further guidance can be found in Step 3 above;</li> <li>• BM: For the first crediting period, either once <i>ex ante</i> or annually <i>ex post</i>, following the guidance included in Step 5. For the second and third crediting period, only once <i>ex ante</i> at the start of the second crediting period</li> </ul> |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
| QA/QC procedures:   |   |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |
| Any comment:  | The gross calorific value (GCV) of the fuel can be used, if gross calorific values are provided by the data sources used. Make sure that in such cases also a gross calorific value basis is used for CO <sub>2</sub> emission factor   |             |                                      |  |  |   |   |   |  |  |



| <b>Data / Parameter:</b>   | EF <sub>CO<sub>2</sub>,i,y</sub> and EF <sub>CO<sub>2</sub>,m,i,y</sub>   |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |
|--|---|--|-------------|--------------------------------------|--|--|---|---|--|--|
| Data unit:   | tCO <sub>2</sub> /GJ  |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |
| Description:   | CO <sub>2</sub> emission factor of fossil fuel type <i>i</i> used in power unit <i>m</i> in year <i>y</i>   |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |
| Source of data:  | <p>The following data sources may be used if the relevant conditions apply:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Data source</th> <th>Conditions for using the data source</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Values provided by the fuel supplier of the power plants in invoices</td> <td>If data is collected from power plant operators (e.g. utilities)</td> </tr> <tr> <td>Regional or national average default values</td> <td>If values are reliable and documented in regional or national energy statistics / energy balances</td> </tr> <tr> <td>IPCC default values at the lower limit of the uncertainty at a 95% confidence interval as provided in table 1.4 of Chapter1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>  |  | Data source | Conditions for using the data source | Values provided by the fuel supplier of the power plants in invoices | If data is collected from power plant operators (e.g. utilities) | Regional or national average default values | If values are reliable and documented in regional or national energy statistics / energy balances | IPCC default values at the lower limit of the uncertainty at a 95% confidence interval as provided in table 1.4 of Chapter1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories |  |
| Data source  | Conditions for using the data source  |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |
| Values provided by the fuel supplier of the power plants in invoices   | If data is collected from power plant operators (e.g. utilities)  |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |
| Regional or national average default values  | If values are reliable and documented in regional or national energy statistics / energy balances   |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |
| IPCC default values at the lower limit of the uncertainty at a 95% confidence interval as provided in table 1.4 of Chapter1 of Vol. 2 (Energy) of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories |   |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |
| Measurement procedures (if any):   | -   |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |
| Monitoring frequency:  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Simple OM, simple adjusted OM, average OM: Either <u>once</u> for each crediting period using the most recent three historical years for which data is available at the time of submission of the CDM-PDD to the DOE for validation (<i>ex ante</i> option) or <u>annually</u> during the crediting period for the relevant year, following the guidance in Step 3 above;</li> <li>• Dispatch data OM: <u>Annually</u> for the year <i>y</i> in which the project activity is displacing grid electricity or, if available, hourly. Further guidance can be found in Step 3 above;</li> <li>• BM: For the first crediting period, either once <i>ex ante</i> or annually <i>ex post</i>, following the guidance included in Step 5. For the second and third crediting period, only once <i>ex ante</i> at the start of the second crediting period</li> </ul> |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |
| QA/QC procedures:  | -   |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |
| Any comment:   | -   |  |             |                                      |  |  |   |   |  |  |



|                                  |   |
|----------------------------------|---|
| <b>Data / Parameter:</b>         | $EG_{m,y}$ , $EG_v$ , $EG_{k,y}$ and $EG_{n,h}$   |
| Data unit:                       | MWh   |
| Description:                     | Net electricity generated by power plant/unit $m$ , $k$ or $n$ (or in the project electricity system in case of $EG_v$ ) in year $y$ or hour $h$  |
| Source of data:                  | Utility or government records or official publications  |
| Measurement procedures (if any): | -   |
| Monitoring frequency:            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Simple OM, simple adjusted OM, average OM: Either <u>once</u> for each crediting period using the most recent three historical years for which data is available at the time of submission of the CDM-PDD to the DOE for validation (ex-ante option); or <u>annually</u> during the crediting period for the relevant year, following the guidance in Step 3 above;</li> <li>• Dispatch data OM: <u>Hourly</u>. Further guidance can be found in Step 3 above;</li> <li>• BM: For the first crediting period, either once <i>ex ante</i> or annually <i>ex post</i>, following the guidance included in Step 5. For the second and third crediting period, only once <i>ex ante</i> at the start of the second crediting period</li> </ul> |
| QA/QC procedures:                | -   |
| Any comment:                     | -   |

|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| <b>Data / Parameter:</b>         | $EG_{PJ,h}$ and $EG_{PJ,y}$  |
| Data unit:                       | MWh  |
| Description:                     | Electricity displaced by the project activity in hour $h$ of year $y$ , or in year $y$ |
| Source of data:                  | As specified by the underlying methodology   |
| Measurement procedures (if any): | As specified by the underlying methodology   |
| Monitoring frequency:            | Hourly or yearly, as applicable  |
| QA/QC procedures:                | As specified by the underlying methodology   |
| Any comment:                     |  |

|                                  |   |
|----------------------------------|---|
| <b>Data / Parameter:</b>         | $\eta_{m,y}$ and $\eta_{k,y}$   |
| Data unit:                       | -   |
| Description:                     | Average net energy conversion efficiency of power unit $m$ or $k$ in year $y$   |
| Source of data:                  | Use either: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Documented manufacturer’s specifications (if the efficiency of the plant is not significantly increased through retrofits or rehabilitations); or</li> <li>• For grid power plants: data from the utility, the dispatch center or official records if it can be deemed reliable; or</li> <li>• The default values provided in the table below in Annex 1 (if available for the type of power plant)</li> </ul> |
| Measurement procedures (if any): | -   |



|                       |   |
|-----------------------|---|
| Monitoring frequency: | Once for the crediting period   |
| QA/QC procedures:     | If the data obtained from the manufacturer, the utility, the dispatch center of official records is significantly lower than the default value provided in Annex 1 for the applicable technology, project proponents should assess the reliability of the values, and provide appropriate justification if deemed reliable. Otherwise, the default values provided in Annex 1 shall be used |
| Any comment:          |   |

|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| <b>Data / Parameter:</b>         | $CAP_m$  |
| Data unit:                       | MW   |
| Description:                     | Total capacity of off-grid power plants included in off-grid power plant class $m$ |
| Source of data:                  | Survey on off grid-power plants, as per Annex 2                                    |
| Measurement procedures (if any): | As per Annex 2   |
| Monitoring frequency:            | As per the provisions in Step 3 of this tool                                       |
| QA/QC procedures:                | -  |
| Any comment:                     | Only applicable if Option II is chosen in Step 2 of this tool                      |

|                                  |  |
|----------------------------------|--|
| <b>Data / Parameter:</b>         | $PLF_{default,off-grid,y}$   |
| Data unit:                       | dimensionless  |
| Description:                     | Plant load factor for off-grid generation in year $y$  |
| Source of data:                  | Default value of 300 hours per year, or calculate on the basis of equation 7   |
| Measurement procedures (if any): | -  |
| Monitoring frequency:            | As per the provisions in Step 3 of this tool   |
| QA/QC procedures:                | -  |
| Any comment:                     | Only applicable if Option II is chosen in Step 2 of this tool and if Option 3 is chosen to determine $EG_{m,y}$ in Step 4 of this tool |

|                                  |   |
|----------------------------------|---|
| <b>Data / Parameter:</b>         | $T_{grid,y}$  |
| Data unit:                       | hours   |
| Description:                     | Average time the grid was available to final electricity consumers in year $y$  |
| Source of data:                  | Utility or government records or official publications  |
| Measurement procedures (if any): | -   |
| Monitoring frequency:            | -   |
| QA/QC procedures:                | -   |
| Any comment:                     | Only applicable if Option II is chosen in Step 2 of this tool and if Option 3 is chosen to determine $EG_{m,y}$ in Step 4 of this tool and if equation (7) is applied |



|                                  |   |
|----------------------------------|---|
| <b>Data / Parameter:</b>         | Other parameters related to off-grid power plants |
| Data unit:                       | As per Annex 2                                    |
| Description:                     | As per Annex 2                                    |
| Source of data:                  | As per Annex 2                                    |
| Measurement procedures (if any): | As per Annex 2                                    |
| Monitoring frequency:            | As per Annex 2                                    |
| QA/QC procedures:                | As per Annex 2                                    |
| Any comment:                     | -   |



**Annex 1: Default efficiency factors for power plants**

| Grid power plants     |                                |                        |
|-----------------------|--------------------------------|------------------------|
| Generation Technology | Old units (before and in 2000) | New units (after 2000) |
| Coal                  | -                              | -                      |
| Subcritical           | 37%                            | 39%                    |
| Supercritical         | -                              | 45%                    |
| Ultra-supercritical   | -                              | 50%                    |
| IGCC                  | -                              | 50%                    |
| FBS                   | 35.5%                          | -                      |
| CFBS                  | 36.5%                          | 40%                    |
| PFBS                  | -                              | 41.5%                  |
| Oil                   | -                              | -                      |
| Steam turbine         | 37.5%                          | 39%                    |
| Open cycle            | 30%                            | 39.5%                  |
| Combined cycle        | 46%                            | 46%                    |
| Natural gas           | -                              | -                      |
| Steam turbine         | 37.5%                          | 37.5%                  |
| Open cycle            | 30%                            | 39.5%                  |
| Combined cycle        | 46%                            | 60%                    |

| Off-grid power plants  |        |           |            |             |             |              |          |
|--|--------|-----------|------------|-------------|-------------|--------------|----------|
| Nominal capacity of power plants (CAP, in kW)                    |        |           |            |             |             |              |          |
| Generation Technology  | CAP≤10 | 10<CAP≤50 | 50<CAP≤100 | 100<CAP≤200 | 200<CAP≤400 | 400<CAP≤1000 | CAP>1000 |
| Reciprocant engine system (e.g. diesel-, fuel oil-, gas-engines) | 28%    | 33%       | 35%        | 37%         | 39%         | 42%          | 45%      |
| Gas turbine systems  | 28%    | 32%       | 34%        | 35%         | 37%         | 40%          | 42%      |
| Small boiler/steam/turbine system                                | 7%     | 7%        | 7%         | 7%          | 7%          | 7%           | N/A      |



## Annex 2: Procedures related to off-grid power generation

The procedures in this annex serve to (a) identify those off-grid power plants that are eligible for inclusion in the grid emission factor and to (b) collect the necessary data to include them in the calculations of the operating and build margin emission factors of this tool.

### *Step 1: Obtain data on off-grid power generation*

Data on off-grid power generation is usually not readily available and has to be collected to include off-grid power generation in the grid emission factor. The collection of data on off-grid power generation has two purposes: data is required to determine whether an identified power plant qualifies as “off-grid power plant”, as defined in the definitions section; and data is required to calculate the emissions and electricity generation from off-grid power plants.

For this purpose, project proponents can conduct an own survey, or use existing data (if such data provides the necessary information as outlined further below and if the existing data has the vintage as required per this tool).

The collected data can be used in the following two ways:

- (a) **Direct use of data on a plant-by-plant basis:** Include in the emission factor only those off-grid power plants for which the necessary data is available or is collected. Ensure that the plants selected for inclusion in the grid emission factor are reasonably representative for the overall off-grid power generation in the electricity system;<sup>13</sup>
- (b) **Statistical evaluation of the data based on sampling:** Collect the necessary data for a representative and appropriately stratified sample of off-grid power plants and infer the data to the entire electricity system.

Document in the CDM-PDD which approach is followed.

### *Step 1.1: Choose the data to be collected*

Document which data is collected for each (sampled) off-grid power plant. Table 1 provides the minimum data that must be collected for each (sampled) off-grid power plant p.

---

<sup>13</sup> For example, information on off-grid power generation could only be available for some sectors of the economy. In this case, only the plants from these sectors may be included in the grid emission factor. However, in including selected plants, no systematic bias should be introduced (e.g. by including only coal fired plants).

**Table 1: Minimum data/information to be collected on each off-grid power plant p**

| Data                  | Description   |
|-----------------------|---|
| CAP <sub>p</sub> :    | Nominal electric capacity of the off-grid power plant p (MW)  |
| TECH <sub>p</sub> :   | The type of technology of the off-grid power plant p. This should include, <i>inter alia</i> , the following types of technologies:<br>(a) Reciprocating engines<br>(b) Steam turbine<br>(c) Gas turbine<br>(d) Combined cycle power generation<br>(e) Hydro, solar wind or geothermal power generation |
| FUEL <sub>p</sub> :   | The fuel type(s) used in the off-grid power plant p. This should include at least the following fuel types:<br>(a) Diesel<br>(b) Gasoline<br>(c) Kerosene<br>(d) Natural gas<br>(e) Coal<br>(f) Biomass/biofuels<br>(g) Any relevant blends or other fuels  |
| GRID <sub>p</sub> :   | Are the consumers supplied by the off-grid power plant also connected to an electricity grid which is capable of supplying their power demand entirely during time intervals where grid electricity is available, reliable and stable? (True/false)   |
| SWITCH <sub>p</sub> : | Can the consumers supplied by the off-grid power plant easily switch between electricity supply from the grid and off-grid power plants? This applies, for example, if the consumers have a manual or automatic change-over-switch system in place. (True/false)  |

In addition, other data may be collected, depending on how the requirements of this annex for inclusion of an off-grid power plant p in the grid emission factor are assessed and on which options are used in Step 3 of the tool to calculate the emission factor for a class of off-grid power plants m (Option A1, A2 or A3) and the electricity generation by a class of off-grid power plants m (Option 1, 2 or 3). This may include the following data:

**Table 2: Additional data that may be collected on off-grid power generation**

| Data                      | Description  | Explanation  |
|---------------------------|--|--|
| DATE <sub>start,p</sub> : | Year of first commissioning of the off-grid power plant p (year)   | This data is required for inclusion of off-grid power in the BM emission factor  |
| EG <sub>p,y</sub> :       | Electricity generation of off-grid power plant p in year y (MWh)   | This data is required if Option 1 is used to determine EG <sub>m,y</sub> in Step 4 of the tool   |
| FC <sub>p,i,y</sub> :     | Amount of fuel type i consumed by off-grid power plant p in year y (mass or energy unit)                 | This data is required if Option A1 in Step 4 of this tool is applied or if Option 2 is used to determine EG <sub>m,y</sub> in Step 4 of the tool |
| NCV <sub>p,i,y</sub> :    | Net calorific value of fuel type i consumed by off-grid power plant p in year y (GJ/mass or energy unit) | This data is required if Option A1 or Option 2 in Step 4 of this tool is applied and if the IPCC default values are not used                     |



| Data           | Description  | Explanation   |
|----------------|--|---|
| $OMC_{p,y}$ :  | Variable operation and maintenance costs of off-grid power plant $p$ in year $y$ (currency/MWh)      | This is data is required if in Step 2 the third condition is demonstrated by using Option (a) |
| $T_{EL,p,y}$ : | Tariff of purchasing grid electricity for consumers supplied by off-grid power plant $p$ in year $y$ | This is data is required if in Step 2 the third condition is demonstrated by using Option (a) |

Note that the same data collection approach should be applied to all off-grid plants in one sector (e.g. industrial, commercial and residential sector).

### ***Step 1.2: Define the classification of off-grid power plants***

To facilitate data collection and calculations, off-grid power plants should be classified in different classes of off-grid power plants. All off-grid power plants included in one class are considered as one single power unit for the calculations in this tool.

Off-grid power plants should be classified according to their capacity ( $CAP_p$ ), fuel type ( $FUEL_p$ ), and type of technology ( $TECH_p$ ). If off-grid power plants are also included in the build margin, their vintage needs to be determined based on the start date of operation ( $DATE_{start,p}$ ). In this case, the classes have to be differentiated into three data vintages: plants with up to five years of operation, plants with up to 10 years of operation and plants with more than 10 years of operation.

If default efficiencies, as provided in Annex 1 of this tool, are used to determine the emission factor for a power plant (see Option A2 in Step 4 of this tool), the power plant classification provided in Annex 1 should be used. If the Options A1 and/or A3 in Step 4 of this tool are applied to determine the emission factors for off-grid power plant classes, project participants may also use their own classification.

### ***Step 1.3: Define the sectors for which data is collected***

Define for which sectors (e.g. households, commercial sector) or industries data on off-grid electricity generation is collected or whether data is collected for the whole economy. The project participants may deliberately choose the sectors for which data is collected; however, the sectors should be clearly and unambiguously defined (e.g. which size of companies or households, the geographical area covered, etc) and the selection should include any systematic bias (e.g. by including only a sub-sector which uses only coal as fuel while less carbon intensive fuels are used in other sub-sectors).

### ***Step 1.4: Establish the survey design and management scheme (applicable if a survey is used)***

Document transparently the design and methodology of the survey, following best practices in survey design and statistics. In doing so, the following guidance shall be applied:

- The institution conducting the survey should have relevant experience with undertaking surveys;
- Ensure a proper stratification within the geographical area of the electricity system and within the different users of off-grid power generation (e.g. considering relevant differences between sectors, household income, etc). To this end, it may be necessary to conduct a pre-survey to collect information which sectors, companies or households typically use off-grid power plants;



- The results of the survey should be used to derive global estimates adjusted for their uncertainty at a 95% confidence level in a conservative manner (using the upper or lower uncertainty bound whatever is conservative);
- The methods used to collect data should strive to avoid any bias and should ensure random sampling in the various strata;
- Provide objective and transparent methods for data collection;
- Ensure that appropriate procedures for data verification are in place, including relevant quality assurance and quality control methods;

The DOE should carefully evaluate and confirm that the survey was conducted in accordance with these principles and best practices for conducting and evaluating surveys.

***Step 1.5: Collect the data or use existing data sources***

Collect the data or use relevant existing data sources. Exclude all plants for the sample for which not all necessary data (as identified in Step 1.1 of this annex) could be collected.

***Step 2: Exclude plants that do not qualify as off-grid power plants***

This step aims to exclude those power plants from the sample or other data source which cannot be considered as off-grid power plants according to the definition provided above. To this end, exclude those plants from the sample or other source of information for which one of the three following conditions is not met:

- $GRID_p = \text{true}$ ;
- $SWITCH_p = \text{true}$ ;
- Whenever the grid is reliable and stable, the consumers purchase electricity only from the grid and the off-grid power plant is not operating. This can be demonstrated in one of the following ways:
  - (a)  $OMC_{p,y} > T_{EL,p,y}$ ; or
  - (b) Log book data on the hours of operation of the off-grid power plant p and the quality and availability of grid supply clearly shows that the plant only operated when the grid was not reliable and stable; or
  - (c) Demonstrate that  $OMC > T_{EL}$  once for all off-grid power plants included in a class of off-grid power plants and a sector by showing that this condition generally applies to all plants in the class and sector, e.g. using the fuel costs (e.g. official statistics or projections on fuel prices), the efficiency of the plants in that class (e.g. using typical the default efficiencies provided in Annex 1) and relevant information on electricity purchase costs in the sector (e.g. statistics on electricity prices).

***Step 3: Aggregate data according to classes of off-grid power plants***

In the case of direct use of the data on a plant-by-plant basis (Option a in the introduction to Step 1), allocate the collected data to the classes of off-grid power plants.

In the case of a statistical evaluation of the data based on sampling (Option b in the introduction to Step 1), allocate the collected data to the applicable stratum. Use the results of the survey to derive global



estimates for the total population, for each class of off-grid power plants  $m$ , adjusting conservatively for the uncertainty at a 95% confidence level.<sup>14</sup>

***Step 4: Assess the extent of off-grid power***

The effects of feeding additional electricity to the grid or saving electricity demand on off-grid power plants connected to the system are associated with significant uncertainty. For this reason, a significant amount of off-grid power should exist to include these plants in the grid emission factor.

The inclusion of off-grid power plants in the grid emission factor is only allowed if one of the following two conditions are met:

- The total capacity of off-grid power plants (in MW) is at least 10% of the total capacity of grid power plants in the electricity system; or
- The total power generation by off-grid power plants (in MWh) is at least 10% of the total power generation by grid power plants in the electricity system.

If one of these conditions are not met, then off-grid power plants cannot be included in the calculation of the grid emission factor of the electricity system. Otherwise, proceed to next step.

***Step 5: Assess the reliability and stability of the grid and that this is primarily due to constraints in generation, and not to other aspects such as transmission capacity***

It has to be demonstrated that the grid to which project participants have access is not reliable and not stable and that this is primarily due to constraints in generation and not due to other issues, such as limited transmission capacity. To this end, it needs to be demonstrated that

- Shortages, blinks, black-outs, load shedding and/or large variations in frequency and voltage ranges are common practice in the grid operation. Supporting evidence describing the number, duration and extent of events related to instability and unreliability of the grid has to be provided based on project participants or third parties statistics or surveys; and
- This situation is primarily due to constraints in generation, and not to other aspects such as transmission capacity.

-----

---

<sup>14</sup> Note that this should not include power plants which did not qualify as off-grid following the procedures in Step 2.



## History of the document

| Version  | Date                               | Nature of revision(s)  |
|--|------------------------------------|--|
| 02   | EB 50, Annex 14<br>16 October 2009 | <ul style="list-style-type: none"><li>• Inclusion of provisions to allow for the inclusion of off-grid power plants in the calculation of the electricity system emission factor; and</li><li>• Deletion of the previous Option A in the operating margin emission factor calculation, as this option is covered by the previous Option B1 (A1 after revision)</li></ul> |
| 01.1   | 29 July 2008                       | Editorial revision to: <ul style="list-style-type: none"><li>• Incorporate the “Tool to calculate baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption”; and</li><li>• Provide additional clarification on the composition of a sample group for the calculation of the build margin.</li></ul>   |
| 01   | EB 48, Annex 5<br>17 July 2009     | Initial adoption.  |
| <b>Decision Class:</b> Regulatory<br><b>Document Type:</b> Tool<br><b>Business Function:</b> Methodology |                                    |  |

## ANEXO 6.1

### CALCULO DEL FACTOR DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub> DE LA RED ARGENTINA DE ENERGIA ELECTRICA. AÑO 2010.

#### OBJETIVO

Para la presentación de proyectos del sector eléctrico ante el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) se puede requerir la utilización del factor de emisiones de la red, esto es la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> que resulta de la producción de una unidad de energía eléctrica.

Con el propósito de fomentar el desarrollo de proyectos MDL conectados a la Red, la Secretaría de Energía y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, han realizado los cálculos correspondientes a la red argentina. Los resultados se incluyen en este documento.

Los cálculos de este factor se han realizado siguiendo la herramienta metodológica para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico aprobada por la Junta Ejecutiva del Mecanismo para un Desarrollo Limpio, utilizando la herramienta: "Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 02.2.0" para los datos correspondientes al año 2010.

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v2.2.0.pdf>

El factor de emisiones así calculado puede ser utilizado por proyectos:

- de generación de energía a partir de fuentes renovables conectados a la red eléctrica argentina;
- que reduzcan el consumo de electricidad de la red eléctrica argentina;
- que consuman energía eléctrica de la red eléctrica argentina.

#### ACLARACIONES

Para aplicar la metodología al caso de la red Argentina, se han adoptado los siguientes criterios:

- Unidades de bajo costo: Se define como unidades de bajo costo a las hidroeléctricas y a las nucleares<sup>1</sup>.
- Unificación del Mercado eléctrico Mayorista (MEM) y el MEMSP (Mercado Eléctrico Mayorista Sistema patagónico): Los dos sistemas se unificaron en marzo de 2006. A los efectos del cálculos se los consideró como funcionando en forma unificada desde principios de 2006.
- Para el cálculo del margen de operación de algunos autogeneradores y cogeneradores, faltan algunos datos ya que CAMMESA no posee información sobre sus consumos de combustible. En ese caso se ha adoptado el criterio de que si no se tiene el consumo de combustible de un autogenerador o no se puede distinguir del consumo total (incluyendo consumos de proceso industrial), se adopta como FE (factor de emisión) cero.
- Para mayor claridad, se han incluido en las hojas de la planilla de cálculo, las fórmulas correspondientes de la herramienta metodológica.
- En el paso 2 elección de la inclusión o no de unidades que se encuentren fuera del Sistema Argentino de Interconexión, se ha optado por la opción I: solamente se incluirán en los cálculos las unidades que se encuentran conectadas a la red del Sistema Argentino de Interconexión.
- Las importaciones se toman con valor 0 tCO<sub>2</sub>/ MWh.
- El consumo de biodiesel (DB) se desestima (siguiendo un criterio conservador) ya que representa menos del 0,2% del total de Gasoil consumido. Por otro lado, no se cuenta con procedimientos en el Tool para cuantificar las emisiones resultantes de la combustión del biodiesel.

<sup>1</sup> Corresponde a las "low cost power plant" definidas en la herramienta metodológica.

## DATOS BASICOS E INFORMACION UTILIZADA

- Factor de Emisión por combustible: carbón, diesel, fuel oil y gas natural (tCO<sub>2</sub> por unidad de combustible). Datos: 2<sup>a</sup> Comunicación Nacional
- Generación de Electricidad (MWh) de cada planta conectada a la Red. Datos: CMMESA
- Consumo de Combustible de cada planta conectada a la Red. Datos: CMMESA y Secretaría de Energía
- Información de adiciones de plantas a la red. Datos: CMMESA y Secretaría de Energía.

## BASES DEL CALCULO Y ALCANCE

El factor de emisiones se calcula como un Margen Combinado (CM), que consiste en un promedio ponderado de dos factores, el margen de construcción y el margen de operación.

$$CM = w_{BM} \times BM + w_{OM} \times OM$$

Donde

BM es Margen de Construcción y OM es Margen de Operación.

w<sub>BM</sub> y w<sub>OM</sub> son factores de ponderación, en general el valor a adoptar es 0,5.

El Margen de Construcción estima el factor de emisión (FE) de las nuevas plantas que hubiesen sido construidas en lugar del proyecto MDL propuesto, mientras que el Margen de Operación estima el factor de emisiones de las plantas que hubiesen operado en lugar del proyecto MDL propuesto.

Se debe elegir si BM y OM se calcularán ex-ante (como promedio de los tres últimos años disponibles al momento de presentar el proyecto), o ex-post (según la información de cada año en que se produce la generación del proyecto). Esto debe especificarse en el Documento de Diseño de Proyecto (PDD).

## CALCULO DE MARGEN DE CONSTRUCCION

La herramienta metodológica prevé dos alternativas para el cálculo de BM:

- FE promedio de las últimas 5 máquinas incorporadas.
- FE promedio de las últimas máquinas incorporadas correspondientes al 20% de la energía total generada en el año.

Se debe adoptar la alternativa que más energía incluya. De acuerdo a los cálculos realizados se debe utilizar la segunda alternativa.

Se identifica el conjunto de unidades que comprende el 20% de la generación de energía eléctrica sin las unidades que se encuentran registradas como proyectos MDL (paso C del Tool).

En el listado de las unidades del margen de construcción, se observa que la unidad Energía del Sur PATATV01 se encuentra registrada como proyecto MDL (Paso D del Tool).

Luego como el listado incluye a unidades con antigüedad mayor a 10 años, se excluyen las unidades de más de 10 años y se incluye la unidad Energía del Sur PATATV 01 (correspondiente a un proyecto MDL registrado). Como no se alcanza al 20% de la generación de energía excluyendo las unidades de 10 años e incluyendo las registradas en el MDL, se procede al Paso E del Tool, incluyendo en el conjunto de unidades, las de más de 10 años de antigüedad y las unidades que se encuentran registradas como proyectos MDL.

Los cálculos se pueden ver en la hoja de la planilla correspondiente al margen de construcción.

Para determinar la fecha de construcción se ha establecido el siguiente criterio:

- Si la planta o máquina entró recientemente en el listado de CMMESA, pero de la autorización o de otra información surge que la fecha en que la máquina fue construida y empezó a generar (aunque



sea fuera de la red) fue anterior a la tomada por CAMMESA, entonces para decidir si se incorporará en el listado se ha tomado la fecha más antigua.

## **CALCULO DEL MARGEN DE OPERACION**

Para el cálculo de OM, la metodología prevé cuatro opciones:

- 1) Promedio. Promedio de todas las máquinas.
- 2) Simple. Promedio de las máquinas térmicas.
- 3) Simple ajustado. Variante del simple, en el caso en que máquinas de bajo costo estén en el margen en algunas horas.
- 4) Análisis de despacho. Promedio de las máquinas que estén en el 10% más alto del orden de mérito del despacho. Requiere cálculo horario.

Los proyectos de pequeña escala, y en general los de eficiencia y los que consumen energía de la red pueden usar cualquiera de las cuatro opciones.

Para el cálculo ex ante se debe tomar el promedio de los tres últimos años y para el cálculo ex post se debe tomar la información del año en que la generación (o el ahorro, o el consumo) se produce.

El margen de operación calculado a través del método simple, se define como el promedio ponderado de las emisiones por unidad de generación de energía de todas las plantas que generan para el sistema, sin incluir las unidades de generación de bajo costo.

De acuerdo con la herramienta metodológica el cálculo del método simple se puede realizar únicamente si la energía generada de bajo costo constituye menos del 50 % de la generación total en la red, para el promedio de los 5 años más recientes.

Se desarrollan en este documento los cálculos de las opciones 2) y 4).

La opción del cálculo a través del método simple se realiza por la opción B.

## **METODO SIMPLE**

El margen de operación calculado a través del método simple, se define como el promedio ponderado de las emisiones por unidad de generación de energía de todas las plantas que generan para el sistema, sin incluir las unidades de generación de bajo costo.

Según lo establecido en la herramienta metodológica, el cálculo del método simple se puede realizar únicamente si la energía generada de bajo costo constituye menos del 50 % de la generación total en la red, para el promedio de los 5 años más recientes. En la hoja de la planilla llamada "5 años" se incluye el cálculo de ese promedio.

De acuerdo a las proporciones calculadas, se debe usar el método Simple para realizar el cálculo del factor de emisión. El cálculo se incluye en la hoja denominada OM SIMPLE.

Ecuaciones:

$$EF_{\text{grid,OMsimple,y}} = \frac{\sum_i (FC_{i,y} \times NCV_{i,y} \times EF_{\text{CO}_2,i,y})}{EG_y} \quad (7)$$

|                        |  |
|------------------------|--|
| $FC_{i,y}$             | Cantidad de combustible fósil tipo i consumido en el sistema de electricidad del proyecto en el año y.   |
| $NCV_{i,y}$            | Valor calorífico neto (contenido neto de energía) del combustible fósil tipo i en el año y (unidad de masa o volumen)                                |
| $EF_{\text{CO}_2,i,y}$ | Factor de emisión de $\text{CO}_2$ del combustible i en el año y   |
| $EG_y$                 | Electricidad neta generada y entregada a la red por todas las unidades que sirven a la red sin incluir la generación de bajo costo en el año y (MWh) |
| i                      | Todos los tipos de combustibles fósiles consumidos en las unidades que sirven a la red en el año y   |
| y                      | Año del proyecto para el cual los datos son seleccionados  |

### METODO DE ANALISIS DE DESPACHO

El Margen de Operación según esta opción se calcula en base a las unidades que estén en el tope del despacho en cada hora.

Se utilizó información provista por CAMMESA para la realización de los cálculos de los factores de emisión horarios. Se utilizó la generación y consumo de combustible asociado por tipo (Gas Natural, Carbón, Fuel Oil, Gas Oil) utilizado por las máquinas que cubrieron el diez por ciento (10%) de la generación de mayor costo en cada hora. Los cálculos incluyen todas la maquinas que generaron energía y fueron despachadas.

Los cálculos se incluyen en la hoja "Método de despacho", y en las 12 hojas, una para cada mes, con el margen de operación para cada hora.

$$EF_{\text{EL,DD,h}} = \frac{\sum_{i,n} FC_{i,n,h} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{\text{CO}_2,i,y}}{\sum_n EG_{n,h}}$$

|                       |  |
|-----------------------|--|
| $EF_{\text{EL,DD,h}}$ | Factor de emisión de $\text{CO}_2$ para unidades que entregan energía a la red en la parte superior del orden de despacho en la hora h en el año y ( $\text{tCO}_2/\text{MWh}$ ) |
| $FC_{i,n,h}$          | Cantidad de combustible tipo i consumido por la potencia de la red en la hora h (unidades de masa o de volumen)  |

 $NCV_{i,y}$ Valor calorífico neto (contenido de energía) del combustible fósil tipo  $i$  en el año  $y$  $EF_{CO_2,i,y}$ Factor de emisión del combustible tipo  $i$  en el año  $y$  $EG_{n,h}$ Electricidad generada y entregada a la red por la unidad  $n$  en la hora  $h$  (MWh) $n$ 

Unidades en la parte superior del despacho

 $i$ Tipos de combustibles fósiles consumidos en la unidad  $n$  que sirve a la red en el año  $y$  $h$ Horas en el año  $y$  en las que el proyecto se encuentra desplazando electricidad de la red $y$ 

Año en el que el proyecto se encuentra desplazando electricidad de la red

### CALCULO DEL MARGEN COMBINADO

Sólo se incluye el cálculo para la opción de Margen de Operación calculado por el método Simple. Para la opción de cálculo según el método de Análisis de Despacho, se requieren cálculos horarios, considerando la energía generada (o consumida o ahorrada) por cada proyecto. Los resultados se incluyen en la hoja "Cálculo del FE".



Anexo 6.3

| FACTORES DE EMISION     |            |               |                  |
|-------------------------|------------|---------------|------------------|
| Cmi<br>(Carbón mineral) | GO(Gasoil) | FO (fuel oil) | NG (gas natural) |
| 2.803                   | 3.176      | 3.197         | 1.951            |
| tCO2/t                  | tCO2/t     | tCO2/t        | tCO2/Dam3        |

| AÑO 2009 | COMBUSTIBLES |              |                |                         | EMISIONES (tCO <sub>2</sub> ) |              |              |               | TOTAL                  |
|----------|--------------|--------------|----------------|-------------------------|-------------------------------|--------------|--------------|---------------|------------------------|
|          | Carbón (ton) | Gasoil (ton) | Fuel oil (ton) | Gas (dam <sup>3</sup> ) | Carbón                        | Gasoil       | Fuel oil     | Gas           | (ton CO <sub>2</sub> ) |
|          | 795737.5     | 806179.503   | 1602871.4      | 12566536.8              | 2,230,452.30                  | 2,560,426.10 | 5,124,379.99 | 24,517,313.36 | 34,432,571.75          |

MARGEN DE OPERACIÓN EX ANTE

|                             | Año 2009          | Año 2008          | Año 2007          |
|-----------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Generación Térmica (MWh)    | 61,339,111        | 66,839,984        | 60,994,489        |
| Importaciones (MWh)         | 2040098           | 1,774,186         | 3,457,581         |
| <b>total</b>                | <b>63,379,209</b> | <b>68,614,170</b> | <b>64,452,070</b> |
| Generación Hidráulica (MWh) | 40,318,306        | 36,863,486        | 37,294,429        |
| Generación Nuclear (MWh)    | 7,588,703         | 6,835,072         | 6,720,686         |

$$\sum_m EG_{m,y}$$

|                                    |                   |                   |                   |
|------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| <b>Emisiones (tCO<sub>2</sub>)</b> | <b>34,432,572</b> | <b>37,510,114</b> | <b>33,124,984</b> |
| <b>Margen de Operación</b>         | <b>0.543</b>      | <b>0.547</b>      | <b>0.514</b>      |

$$\sum_{i,m} FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}$$

Margen Operación ex ante **0.535** tCO<sub>2</sub>/MWh

$$EF_{grid,OMsimple,y}$$

Margen de Operación ex post **0.543** tCO<sub>2</sub>/MWh

$$EF_{grid,OMsimple,y}$$

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_{i,m} FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

## Anexo 7

### Producción por hectárea/año de madera seca

| ESPECIE   | RENDIMIENTO          |                    |
|-----------|----------------------|--------------------|
|           | (m3/ha/año)<br>VERDE | (t/ha/año)<br>SECA |
| Eucalipto | 30                   | 19                 |
| Pino      | 20                   | 11                 |
| Álamo     | 23                   | 18                 |

Fuente: La fijación de CO<sub>2</sub> en plantaciones forestales y en productos de madera en Argentina. Carlos A. Norverto

Cantidad de C por tonelada de materia seca (Porcentaje de carbono, en masa, que contiene la madera)

Carbono 50%; Oxígeno 41%; Hidrógeno 6%; Nitrógeno 1% y Cenizas 2%. Por tanto la cantidad de Carbono por tonelada de materia seca se aproxima a 500 kg (50%).

#### Fijación de CO<sub>2</sub>

Por similitud con otras especies agroenergéticas es de 1,25 g de C. por gramo fijado en la madera, y el 0,25 restante es el fijado en forma de mineralización, humus del suelo y raíces que forman el tocón.

Como la molécula-gramo de CO<sub>2</sub> pesa 44 g frente a los 12 g que contiene de carbono el CO<sub>2</sub> por cada kg de madera, medido en materia seca se fijan  $44/12= 3,67$  kg de CO<sub>2</sub> (C=12, O=16 y CO<sub>2</sub>= 44).

Por lo tanto un árbol para producir 446 g de madera, deberá tomar 650 g de CO<sub>2</sub> y liberará a la atmósfera 477 g de O, por lo cual un m<sup>3</sup> de crecimiento en biomasa forestal (tronco, raíces, ramas, hojas) absorbe 0,26 tonelada de carbono equivalente (tC).

Eucalipto =  $19 \text{ t} \times 0,5 \times 3,67 \times 1,25= 43,58 \text{ t CO}_2/\text{ha/año}$

Pino =  $11 \text{ t} \times 0,5 \times 3,67 \times 1,25= 25,23 \text{ t CO}_2/\text{ha/año}$

Álamo =  $18 \text{ t} \times 0,5 \times 3,67 \times 1,25= 41,28 \text{ t CO}_2/\text{ha/año}$

Considerando las operaciones silviculturales y de transporte el balance de CO<sub>2</sub> fijado por hectárea es el siguiente:

| ESPECIE   | Balance de la fijación de CO2 según el Uso |                         |                         |
|-----------|--|-------------------------|-------------------------|
|           | Construcción,<br>Carpintería,<br>Muebles   | Fabricación de<br>Pasta | Fabricación<br>de Papel |
|           | t CO2/ha/año                               |                         |                         |
| Eucalipto | 42.39                                      | 20.88                   | 23.77                   |
| Pino      | 24.04                                      | 11.77                   | 13.44                   |
| Álamo     | 39.88                                      | 19.74                   | 22.47                   |

Fuente: La fijación de CO2 en plantaciones forestales y en productos de madera en Argentina.  
Carlos A. Norverto

El Estudio concluye que el mejor uso para fijar CO2 es el de madera maciza y como madera para la carpintería – construcción y que la especie de mayor fijación es el Eucalipto seguido del Álamo, pero se debe tener en consideración el crecimiento y la rotación que varía mucho dependiendo de la zona.