



5.2. Uso de tecnologías de almacenamiento para servicios auxiliares y su potencial para la mitigación del cambio climático

Apéndice E

Tablas de reducción de emisiones por área de control

Octubre, 2020



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



**Danish Energy
Agency**



Directorio

María Amparo Martínez Arroyo, PhD

Directora General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Elaboración, edición, revisión y supervisión:

Claudia Octaviano Villasana, PhD

Coordinadora General para la Mitigación del Cambio Climático

Eduardo Olivares Lechuga, Eng.

Director de Proyectos Estratégicos en Tecnologías de Bajo Carbono

Roberto Ulises Ruiz Saucedo, Eng.Dr.

Director Adjunto de Innovación y Transferencia de Tecnología

Loui Algren, M.Sc.

Asesor del Organismo de Energía de Dinamarca

Amalia Pizarro Alonso, PhD

Asesora del Programa de Asociación México-Dinamarca para la Energía y el Cambio Climático

Este informe es parte del estudio:

Hoja de ruta tecnológica y potencial de mitigación del almacenamiento de electricidad a escala de servicios públicos en México

Redactado por:

Juan M. Ramírez Arredondo, PhD

Consultor, COWI, Programa México-Dinamarca para la Energía y el Cambio Climático

Por encargo de INECC con apoyo del Programa México-Dinamarca para Energía y Cambio Climático

D.R. © 2020 Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Bld. Adolfo Ruíz Cortines 4209,

Jardines en la Montaña, Ciudad de México. C.P. 14210

<http://www.gob.mx/inecc>



Apéndice E

Tablas de reducción de emisiones por área de control

E.1 Cálculo de las Tablas de Reducción de Emisiones Contaminantes, por interpolación de datos de la referencia [E.1]

% Ordene los siguientes datos

Carbón: CO₂ Emisiones (Tons);
NO_x Emisiones (lbs);
SO₂ Emisiones (lbs);
Generación total (MWh);

% Table 5.4 Kindle

Carbón =[128858000 127345000
154734000 151965000
687351000 678176000
129371386 127774000];

% Turbina de vapor a gas: CO₂ Emisiones (Tons); NO_x Emisiones (lbs); % Generación Total (MWh);

% Tabla 5.7 Kindle

Turbina_vapor_gas = [1122000 786000
1854000 1253000
1729000 1244000
14415000 35431000];

% Ciclo combinado: % Tabla 5.9 Kindle

Ciclo_combinado = [45702000 39559000
62442000 47874000
112614883 95686000
14415000 35431000];

% ciclo simple: % Tabla 5.13 Kindle

```
Ciclo_simple = [1335000 917000  
6094000 3993000  
1842674 1347996  
14415000 35431000];
```

% factor nivel pais (Figura 5.7 PRODESEN 2019)

```
Factor_pais = [0.092; %carboelectrica  
0.132; % vapor  
0.510; % ciclo combinado  
0.027]; % turbogas
```

% Noreste: Carboeléctrica, térmica convencional, ciclo combinado, turbogas

% Tabla 5.1 (CFE) PRODESEN 2019.

```
Central = 7815*[0 0.132 0.51 0]; % MW  
Oriental = 10488*[0 0.132 0.51 0]; %MW  
Occidental = 8611*[0.092 0.132 0.51 0]; %MW  
Noroeste = 3701*[0 0.132 0.51 0.027]; %MW  
Norte = 2506*[0 0.132 0.51 0]; %MW  
Noreste = 4800*[0.092 0.132 0.51 0.027]; %MW  
Peninsular = 915*[0 0.132 0.51 0.027]; %MW
```

```
Gtotal_Mex=Central+Oriental+Occidental+Noroeste+Norte+Noreste+Peninsular;
```

% porcentajes

```
kl = 1;
```

```
for jk = 1:4,
```

```
Central(kl,jk) = Central(kl,jk)/Gtotal_Mex(jk);
```

```
Oriental(kl,jk) = Oriental(kl,jk)/Gtotal_Mex(jk);
```

```
Occidental(kl,jk) = Occidental(kl,jk)/Gtotal_Mex(jk);
```

```
Noroeste(kl,jk) = Noroeste(kl,jk)/Gtotal_Mex(jk);
```

```
Norte(kl,jk) = Norte(kl,jk)/Gtotal_Mex(jk);
```

```
Noreste(kl,jk) = Noreste(kl,jk)/Gtotal_Mex(jk);
```



Peninsular(kl,jk) = Peninsular(kl,jk)/Gtotal_Mex(jk);

end

% Desplazamiento de tecnologías en México con inserción de 1700 MW de baterías (gestionadas como renovables).

Carboelectrica, térmica convencional, ciclo combinado, turbo gas

SOx = [687351000-678176000 0 0 0]*17/65; proporción indicada en p. 42 del informe

CO2 = [128858000-127345000 1122000-786000 45702000-39559000 1335000-917000]*17/65;

NOx = [154734000-151965000 1854000-1253000 62442000-47874000 6094000-3993000]*17/65;

Deltagen = [1597386 485000 16928883 494678]*17/65;

% libras a toneladas

% 1 libra = 0.000453592 tonelada;

SOx = SOx*0.000453592; % Tonelada

NOx = NOx*0.000453592; %Tonelada

% por área de control

Central_SOx = Central.*SOx;

Oriental_SOx = Oriental.*SOx;

Occidental_SOx = Occidental.*SOx;

Noroeste_SOx = Noroeste.*SOx;

Norte_SOx = Norte.*SOx;

Noreste_SOx = Noreste.*SOx;

Peninsular_SOx = Peninsular.*SOx;

Central_CO2 = Central.*CO2;

Oriental_CO2 = Oriental.*CO2;

Occidental_CO2 = Occidental.*CO2;

Noroeste_CO2 = Noroeste.*CO2;

Norte_CO2 = Norte.*CO2;

Noreste_CO2 = Noreste.*CO2;

Peninsular_CO2 = Peninsular.*CO2;

Central_NOx = Central.*NOx;

Oriental_NOx = Oriental.*NOx;

Occidental_NOx = Occidental.*NOx;

Noroeste_NOx = Noroeste.*NOx;

Norte_NOx = Norte.*NOx;

Noreste_NOx = Noreste.*NOx;

Peninsular_NOx = Peninsular.*NOx;

Central_DG = Central.*Deltagen;

Oriental_DG = Oriental.*Deltagen;

Occidental_DG = Occidental.*Deltagen;

Noroeste_DG = Noroeste.*Deltagen;

Norte_DG = Norte.*Deltagen;

Noreste_DG = Noreste.*Deltagen;

Peninsular_DG = Peninsular.*Deltagen;

E.2 Estimación de emisiones de dióxido de carbono

Las emisiones de CO2 de una central eléctrica de combustibles fósiles se pueden estimar con la siguiente fórmula [E.2]:

$$\text{CO}_2 \text{ emisiones} = \text{capacidad} \times \text{factor de capacidad} \times \text{eficiencia} \times \text{intensidad de emisión} \times \text{tiempo}$$

donde,

Capacidad: es la capacidad de la placa de identificación o la producción máxima permitida de la planta.

Factor de capacidad o factor de carga: es una medida de la cantidad de energía que produce una planta en comparación con la cantidad que produciría si se operara a su capacidad nominal sin parar.

Tasa de calor: es la energía térmica que entra / energía eléctrica que sale, la intensidad de emisión (también llamada factor de emisión) es el CO2 emitido por unidad de calor generado para un combustible en particular.

Intensidad de emisión: factor mostrado en Tabla E.1.

Como ejemplo, una nueva central eléctrica de 1500 MW alimentada con lignito supercrítico que funcione en promedio a la mitad de su capacidad podría tener emisiones anuales de CO2 estimadas como:



$$\begin{aligned}
 &= 1500\text{MW} \times 0.5 \times 100/40 \times 101000 \text{ kg/TJ} \times 1\text{año} \\
 &= 1500\text{MJ/s} \times 0.5 \times 2.5 \times 0.101 \text{ kg/MJ} \times 365 \times 24 \times 60 \times 60\text{s} \\
 &= 1.5 \times 10^3 \times 5 \times 10^{-1} \times 2.5 \times 1.01^{-1} \times 3.1536 \times 10^7 \text{ kg} \\
 &= 59.7 \times 10^3 \text{ kg} \\
 &= 5.97 \text{ Mt}
 \end{aligned}$$

Por lo tanto, se estima que la central eléctrica del ejemplo emite alrededor de seis megatonnes de dióxido de carbono cada año.

Tabla E.1 Intensidades de emisión, o factores de emisión. El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, (IPCC, 2006)

Factores de emisiones		FE CO ₂	FE CH ₄	FE N ₂ O
Combustible		kg/MJ		
Carbón de coque / otro carbón bituminoso	Hulla	0.0946	0.000001	0.0000015
Lignito	Lignito	0.101	0.000001	0.0000015
Combustóleo residual	Aceite combustible	0.0774	0.000003	0.0000006
Gasolina/Diesel	Otro aceite	0.0741	0.000003	0.0000006
Gas Natural	Gas	0.0561	0.000001	0.0000001

Tabla E.2 Intensidades de emisión o Factores de emisión. [INEGyCEI]

Factores de emisión		FE CO ₂	FE CH ₄	FE N ₂ O
Combustible		kg/MJ		
Mezcla 1/3 a 2/3 de Carbón de coque o bituminoso / Lignito	Carbón	0.127907450	0.00000095	0.00000143
Combustóleo residual	Combustóleo	0.079450290	0.00000300	0.00000060
Gas Natural	Gas	0.057755930	0.00000100	0.00000010

Table E.3. Estimación de la reducción de CO₂ para las emisiones de SIN suponiendo la inclusión de tecnologías de almacenamiento de energía (1,700 MW) correspondientes a la prestación de servicios auxiliares.

Method	IPCC	INEGyCEI	Kindle
Technology	kt CO ₂ e		
Coal	419	530	396
Gas steam turbine	138	1,131	1,607
Combined cycle	1,146	242	109
Single cycle gas turbine	737	756	88
Internal combustion	58.0	57.0	1.4
Total	2,498	2,715	2,201

Table E.4 Estimación de la reducción de las emisiones de CO₂ (Mtoneladas) por área de control y tecnología, Kindle

Method	Kindle					
Technology	Coal	Gas steam turbine	Combined cycle	Simple cycle	Internal combustion	Total
Control region	kt CO ₂					
Central	0	18	323	0	0.0	341
Eastern	0	24	434	0	0.0	458
Western	254	19	356	0	0.0	630
Northwest	0	8	153	43	0.0	204
North	0	6	104	0	0.0	109
Northeast	142	11	199	56	0.0	407
Peninsular	0.0	2.1	38	11	0.0	51
BCS	0.0	0.5	0	0	1.4	2
Total	395.7	88.4	1,606.6	109.3	1.4	2,201

Table E5 Estimación de la reducción de las emisiones de CO₂ (Mtoneladas) por área de control y tecnología, IPCC

Method	IPCC					
Technology	Coal	Gas steam turbine	Combined cycle	Simple cycle	Internal combustion	Total
Control region	kt CO ₂					
Central	0.0	38.3	0.0	25.2	0.0	63.5
Eastern	0.0	194.7	149.4	33.5	0.0	377.6
Western	216.3	224.0	176.7	15.3	0.0	632.3
Northwest	0.0	73.0	98.7	2.2	0.0	174.0
North	0.0	51.9	164.7	5.6	0.0	222.2
Northeast	202.4	104.0	431.5	18.9	0.0	756.8
Peninsular	0.0	21.7	77.8	37.8	0.0	137.3
BCS	0.0	29.8	0.0	46.7	58.0	134.5
Total	419	737	1,099	185	58	2,498

Table E6 Estimación de la reducción de las emisiones de CO₂ (Mtoneladas) por área de control y tecnología, INGyCEI

Method	INGyCEI					
Technology	Coal	Gas steam turbine	Combined cycle	Simple cycle	Internal combustion	Total
Control region	kt CO ₂ e					
Central	0	39	0	26	0	65
Eastern	0	200	154	50	0	404
Western	274	230	182	23	0	708
Northwest	0	75	102	3	0	180
North	0	53	170	8	0	231
Northeast	256	107	444	28	0	835
Peninsular	0	22	80	57	0	159
BCS	0	29	0	46	57	132
Total	530	756	1,131	242	57	2,715