



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

Apéndice D

Cálculo de almacenamiento de energía

Octubre, 2020



MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



INECC
INSTITUTO NACIONAL
DE ECOLOGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



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 D

Cálculo de almacenamiento de energía

D.1 Cálculo de almacenamiento de energía basado en desviaciones de frecuencia

Planteamiento teórico

En esta sección, se intenta un dimensionamiento inicial del sistema de almacenamiento para soporte dinámico utilizando un enfoque teórico basado en un modelo variacional del sistema eléctrico (enfoques estándar de “pequeña señal”). Se amplía para estimar la potencia de almacenamiento necesaria para el servicio estudiado en redes isleñas. Las hipótesis consideradas son las siguientes:

- La red modelada se limita a una única zona síncrona dentro de la cual se supone que la frecuencia es uniforme en todo momento. Las simplificaciones de “pequeña señal” se tienen en cuenta en la conversión en la ecuación de la evolución de la velocidad de rotación de las plantas generadoras de producción.
- El comportamiento dinámico de todas las unidades que contribuyen al control de frecuencia primaria (controlador de velocidad, actuador y los procesos incluidos) se representa en forma de una función de transferencia única. Esta elección está bien justificada en las redes aisladas, donde las centrales eléctricas suelen proporcionar la mayor parte de la energía de reserva con una sola tecnología, cuyas características, por tanto, determinan la dinámica del sistema. La forma utilizada para abordar los modelos habituales de orden superior es esencialmente un filtro de adelanto y retraso.
- Se ignoran todas las no linealidades de las centrales o su control primario (Banda muerta, variación de caída y dinámica según el punto de funcionamiento, saturación por control y equipamiento, etc.). En particular, los cálculos no contienen un limitador de potencia; por tanto, la potencia de reserva disponible es sistemáticamente suficiente.

Según el razonamiento clásico bajo la hipótesis de las “pequeñas señales”, que se describe en [KUN 94], por ejemplo, la evolución de la frecuencia f de un sistema eléctrico a partir de un estado inicial dado se puede caracterizar mediante el siguiente diagrama, Fig. D.1 (**ver Apéndice A**).

$$\delta_{eq} = \left(\sum_{i=1}^{n'} \frac{1}{\delta_i} \right)^{-1} \quad [3.20]$$

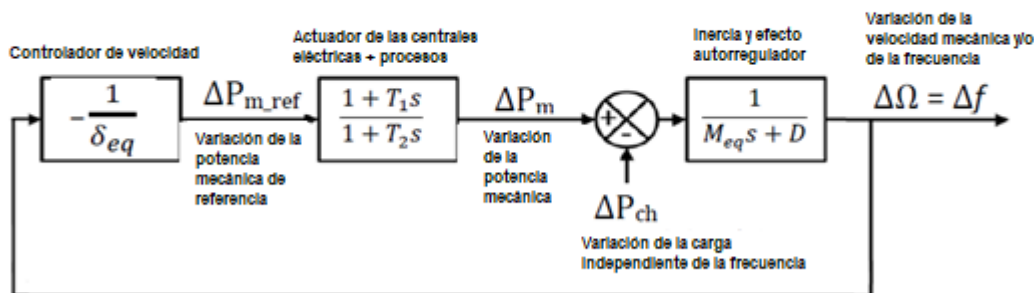


Figure D.1. El modelo simplificado de un sistema eléctrico cuyo control principal es proporcionado por plantas de producción que utilizan tecnología idéntica

Términos del Índice

Δf_{\max} = Caída máxima en la frecuencia

ΔP_{ch} (pu) = desequilibrio en la producción y el consumo en

ΔP_{ch0} = es el desequilibrio proporcional producción-consumo en MW, (en el presente caso, se toma con respecto a la carga MW)

$C_{\text{tran-f}}^{\text{Mw/Hz}}$ = Relación de Hz/MW (esto caracteriza el comportamiento dinámico del sistema eléctrico modelado)

$P_{\text{almacenamiento}}$ = almacenamiento requerido según Δf_{\max}

Matemáticamente, el almacenamiento requerido se puede calcular para cualquier sistema eléctrico mediante

$$P_{\text{almacenamiento}} = \frac{\Delta f_{\max}}{C_{\text{tran-f}}^{\text{Mw/Hz}}} + \Delta P_{ch0} \text{ (MW)}$$

Generalmente, la fórmula anterior se puede utilizar para calcular el tamaño del almacenamiento de energía requerido para lograr una desviación de frecuencia objetiva (Δf_{\max}).

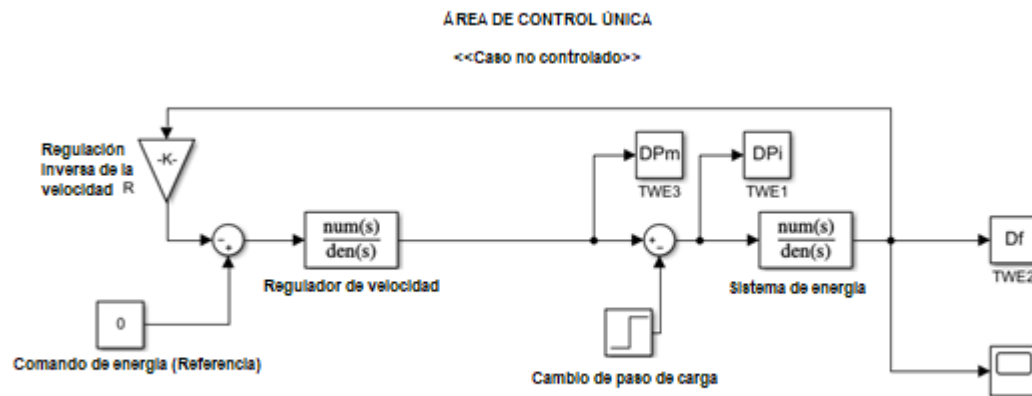


Figura D.2. El modelo simplificado área de control

% corrida para estimar el almacenamiento de energía

% Marzo 05, 2020 - JMRA

```
clear all
```

```
clc
```

```
load Listas
```

```
Inercia = [Hcentr; Hnores; Hnoror; Hnte; Hocc; Horient; Hpenin];  
%inercia del área
```

```
numberm = [12; 32; 18; 16; 24; 43; 13]; %número de máquinas del área
```

```
Dcarga = 0.18*[69.97; 64.42; 28.18; 30.82; 77.75; 57.40; 14.83]/100;  
%disturbio
```

```
R = 2.4; %Hz/puMW
```

```
for Ij = 1:5,
```

```
    for kl = 1:7,
```

```
        Nmach = numberm(kl);
```

```
        H = Inercia(kl);
```

```
        Demanda = Dcarga(kl);
```




```
D = Dcarga(kl)/0.6; % MW/Hz
D = D/100; % puMW/Hz, base 100 MVA
Kp = 1/D;
Tp = 2*H/(60*D); % s
rate = 1/(2*Ij);
sim('single_control_area_Nitin')
lm(kl) = length(Df.Data);
Dfrec(kl) = Df.Data(lm(kl));
Ctransit(kl) = Dfrec(kl)*60/(Demanda*100); % unidades reales
Dftarget(kl) = Dfrec(kl)*rate*60;
PStorage(Ij,kl) = -Dftarget(kl)/Ctransit(kl) + Demanda*100; %
MW

clear Df DPi DPm

end
end

bar3(PStorage)
xlabel('Control area')
ylabel('percentage reduction of frequency deviation, %')
zlabel('Storage capacity, MW')
legend('Central','Eastern','Western','Northwest','North','Northeastern','Peninsular')
```