



APLICACIONES INDUSTRIALES

Determinación de las Prioridades de Mantenimiento en Turbogeneradores “Elektrosila TBΦ-100-3600-T3” a partir del Comportamiento de sus Fallos

Determination of Maintenance Priorities in Turbogenerators “Elektrosila TBΦ-100-3600-T3” Based on their Failures Behavior

Odalys – Martínez Rodríguez
Santiago A. – Dorrbercker Drake

Recibido: Junio del 2012
Aprobado: Agosto del 2012

Resumen/ Abstract

Los generadores de potencia son de gran importancia para la producción de electricidad. Un fallo en un generador ocasiona la interrupción de su servicio, limitaciones o pérdida total de la energía generada, tiene efectos negativos sobre la economía y afecta la calidad de la vida de la sociedad. Ello conduce a la necesidad un control estricto de los generadores y sus sistemas, tal que faciliten la detección temprana de desviaciones en sus parámetros de operación e intervenir apropiadamente para impedir la ocurrencia de una avería. Este trabajo tiene como objetivo presentar los resultados de tres variantes empleadas en la determinación de las prioridades de mantenimiento de los turbogeneradores “ELEKTROSILA TBΦ-100-3600-T3”, las variantes estudiadas fueron: el comportamiento histórico de los fallos, el comportamiento histórico de la energía indisponible debido a los fallos y el análisis de criticidad; los resultados, sustentados en seis años de estudio, descartaron la utilización del criterio de energía indisponible.

Palabras clave: análisis de criticidad, análisis sistémico, fallos, turbogeneradores.

The power generators are very important for the electricity production. A failure in a generator causes the interruption of service, limitations or the complete loss of the generated energy, has negative effects on the economy and it harms quality of life of the society. This leads to the necessity of a strict control of the generators as in their systems, such that facilitates the early detection of any deviation on their operation parameters to intervene appropriately and avoid the occurrence of a failure. This paper has the objective to present the results of three variants used in the determination of the priorities of maintenance of the turbogenerators “ELEKTROSILA TBΦ-100-3600-T3”, the analyzed variants were: the historical behavior of failures, the historical behavior of the unavailable energy due to failures and the analysis of criticality; the obtained results, supported in six years of study, discard the use unavailable energy criteria.

Key Words: analysis of criticality, systemic analysis, failures, turbogenerators.

INTRODUCCIÓN

Los generadores eléctricos son de gran importancia para la creación de electricidad. Una avería en un generador, por simple que sea, conduce a su salida pudiendo provocar limitaciones o la pérdida total de la potencia generada, afectando los índices económicos y la calidad de vida de la sociedad en general. Por todo esto es necesario mantener el control estricto de los parámetros de trabajo de los de estas máquinas y de los bloques donde se encuentran instaladas, de forma tal que posibilite detectar a tiempo cualquier desviación en ellos para intervenir oportunamente e impedir la ocurrencia de una avería [1-2].

Desde el punto de vista constructivo los turbogeneradores, en particular, son máquinas bipolares, de dimensiones inferiores a los hidrogeneradores, que para potencias relativamente bajas (50 MW) emplean sistemas de enfriamiento. Encontrar el peso real de los fallos que influyen en la disponibilidad del activo, constituye el principal problema para el estudio de su disminución; de ahí que el análisis de criticidad constituya una herramienta importante en la determinación de los fallos que más negativamente inciden sobre el activo, lo cual permite encausar las prioridades, las acciones de mantenimiento para asegurar su disponibilidad y confiabilidad, es decir, el análisis de criticidad es la base a partir de la cual se seleccionan los equipos sobre los que se debe para la mejora de la confiabilidad [3]. Otro elemento importante para estudio de su disminución de los fallos lo constituye el conocimiento de la forma en que los diferentes sistemas asociados al activo se vinculan entre sí.

En el presente trabajo se analiza el comportamiento de los fallos de los turbogeneradores Elektrosila TBΦ-100-3600-T durante seis años de estudio. Dicho análisis se sustenta en el estudio de la distribución histórica de fallos de los fallos y de la energía indisponible debido a los fallos y en la evaluación de la criticidad, ambos criterios con el objetivo de determinar las prioridades de las acciones de mantenimiento atendiendo a la jerarquía de los procesos, sistemas y equipos componentes vinculados a los turbogeneradores.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TURBOGENERADORES ELEKTROSILA TBΦ-100-3600-T3

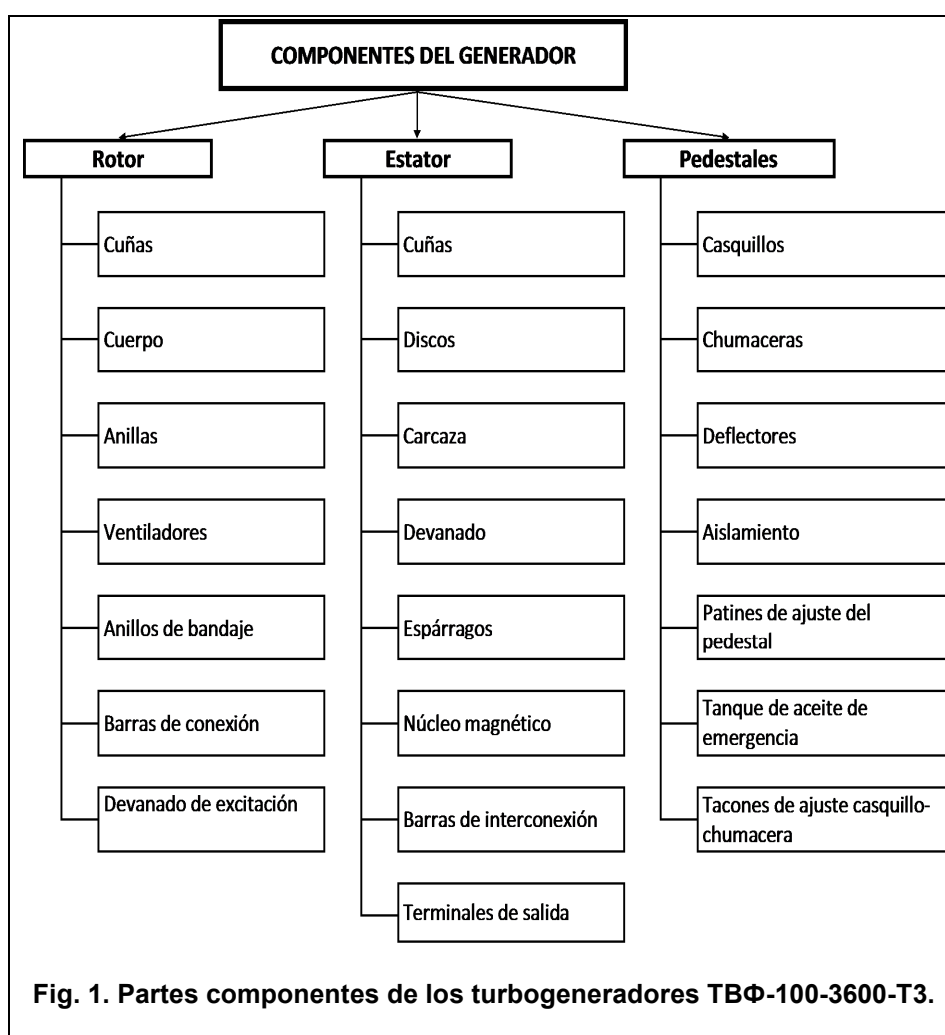
Los turbogeneradores (TG), TBΦ-100-3600-T3 de 100 MW son equipos diseñados en la antigua URSS hace más de 50 años. En Cuba comenzó su explotación en la década de 1960. En la tabla 1., se muestran algunos datos característicos del TG Elektrosila TBΦ-100-3600-T3.

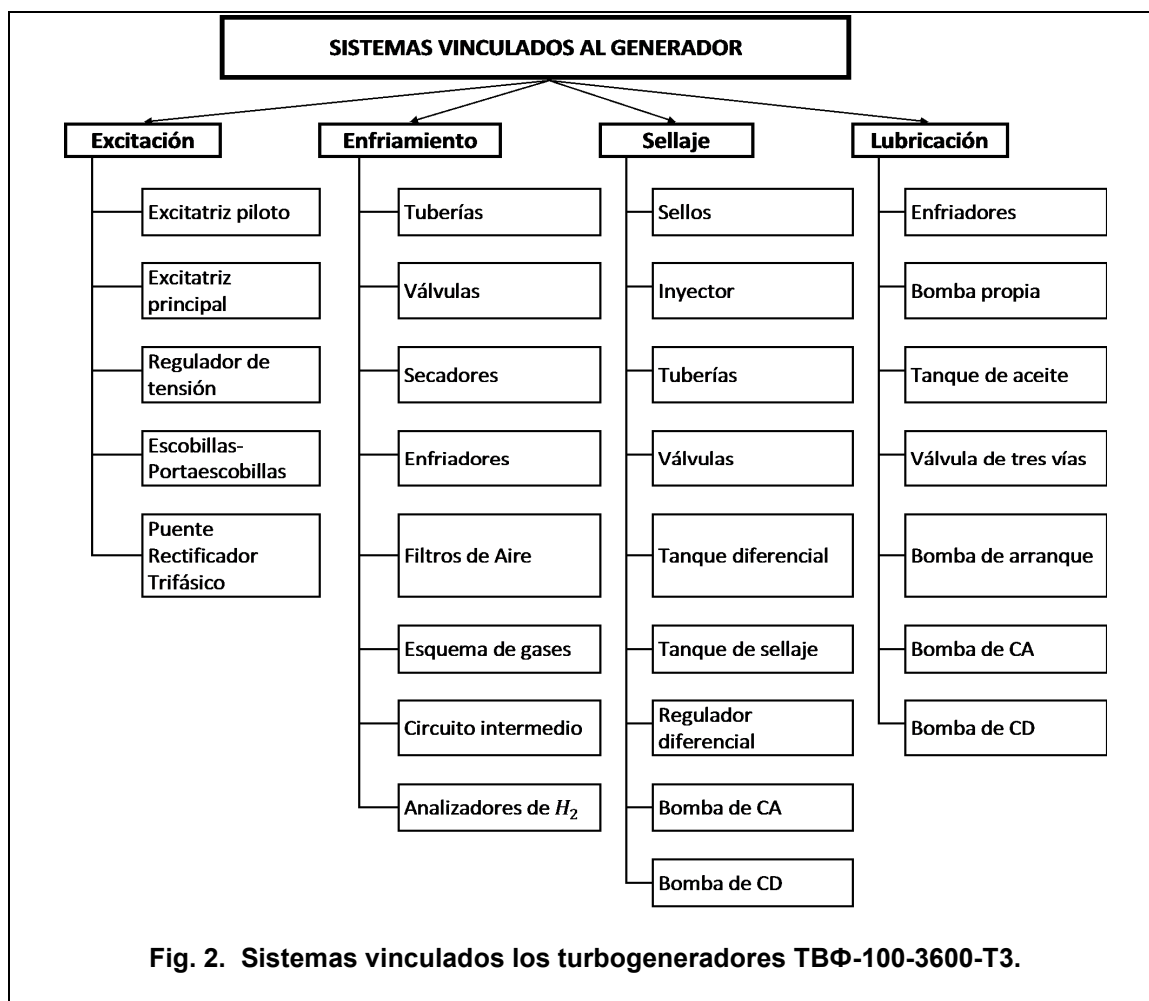
Tabla 1. Datos Característicos de los Turbogenerador TBΦ-100-3600-T3 [4].	
Característica	Descripción
Potencia aparente	117,5 MVA
Potencia activa	100 MW
Potencia reactiva	62,5 MVAR
Tensión nominal del estator	10 kV ±5%
Corriente nominal del estator	6475 A
Factor de potencia	0,85
Corriente nominal de excitación	2500 A
Tensión nominal de excitación	170 V
Frecuencia	60 Hz
Velocidad del rotor	3600 rpm
Eficiencia	98,3%
Conexión del enrollado del estator	YY
Cantidad de fases	3
Clase de aislamiento en los devanados del TG	B
Sistema de enfriamiento	Hidrógeno indirecto
Presión del hidrógeno	205,65 kPa
Total de ranuras del estator	60
Velocidades críticas	1500 rpm 3820 rpm
Reactancias (%)	
	X_d'' 16,3
	X_d' 23
	X_d 165
	X_2 20
	X_0 7,6

Partes y sistemas componentes de los turbogeneradores Elektrosila TBΦ-100-3600-T3 DE 100 MW

Un TG para su funcionamiento necesita del vínculo con sistemas auxiliares que tributen a su funcionamiento adecuado. En los TG, sus partes y sistemas asociados se relacionan entre sí atendiendo a la función que desarrollan individualmente y la forma en que interaccionan.

La relación entre las partes y los sistemas de un generador tiene su base en la función que desarrollan individualmente y la forma en que se vinculan. En las figuras 1 y 2, se muestran, respectivamente, la jerarquía y la relación de las partes componentes y los sistemas vinculados de los TG Elektrosila TBΦ-100-3600-T3.

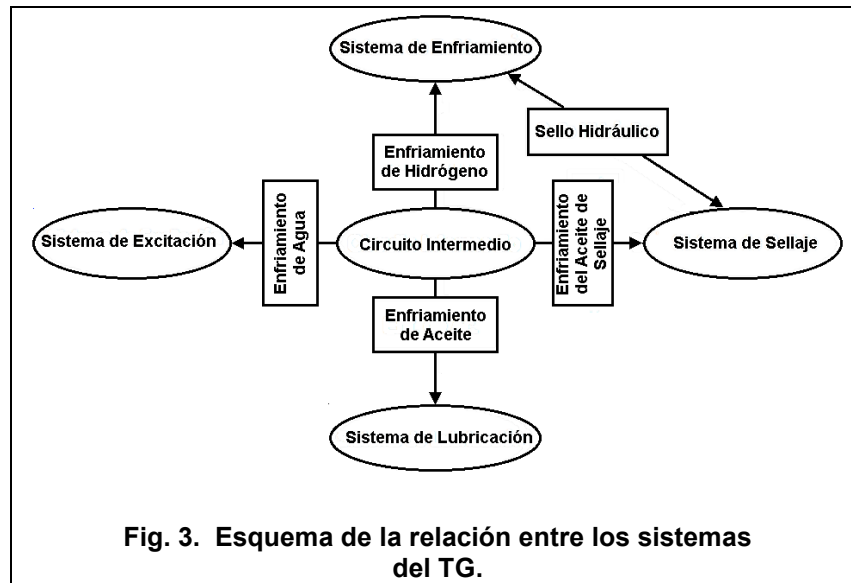




Relación entre los Sistemas Vinculados al Turbogenerador

La relación entre los sistemas se establece mediante un agregado común entre sí. En los TG TBΦ-100-3600-T3 el agregado común son los enfriadores de circuito intermedio. En la tabla 2 y la figura 3, se reseña y muestran, respectivamente, las relaciones antes mencionadas.

Tabla 2. Relación entre los sistemas vinculados al turbogenerador.		
Sistema	Agregado Común	Sistema
Circuito Intermedio	Enfriadores de agua	Excitación
	Enfriadores de hidrógeno	Enfriamiento
	Enfriadores de aceite de sellaje	Sellaje
	Enfriadores de aceite	Lubricación
Enfriamiento	Sello hidráulico	Enfriamiento

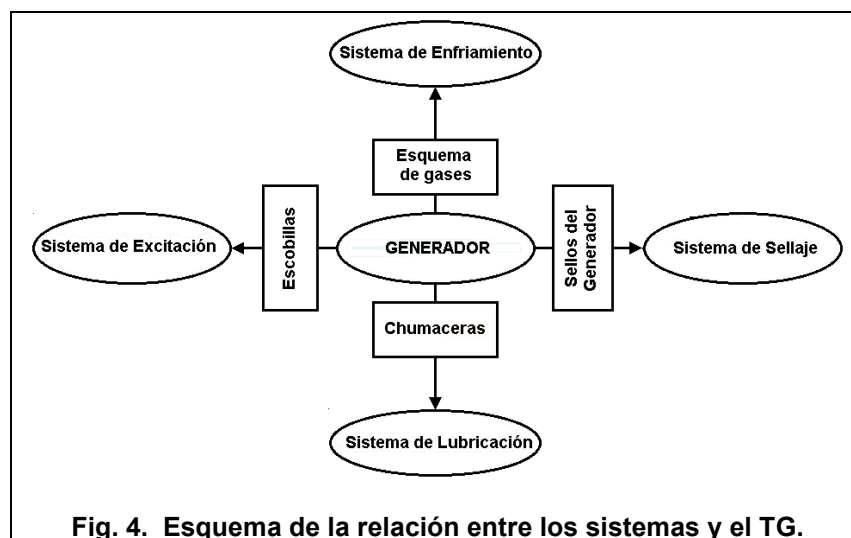


Relación entre los Sistemas y el Turbogenerador

En este caso, la relación entre los sistemas y el TG tiene como elemento común al TG.

En la tabla 3 y la figura 4, se reseña y muestra la relación antes mencionada, quedando establecido a través de cuales elementos o agregados comunes se produce dicha interrelación.

Tabla 3. Relación entre los sistemas y el turbogenerador.		
Sistema	Agregado Común	Sistema
Generador	Sellos del Generador	Sellaje
	Chumaceras	Lubricación
	Escobillas	Excitación
	Esquemas de gases	Enfriamiento



COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LOS FALLOS

El análisis del comportamiento histórico de los fallos se realiza con el propósito de determinar el peso que representan los ocurridos en los componentes y sistemas vinculados al TG, sobre la disponibilidad de la Central. El análisis del comportamiento histórico de los fallos se efectúa a partir de técnicas estadísticas tales como: la obtención de histogramas y distribuciones, las estimaciones centrales, el análisis de la dispersión de datos, el análisis de tendencias y el control estadístico de procesos. No obstante los años de explotación de los TG estudiados, en esta investigación sólo se emplea la información recolectada y procesada en los seis años que la misma se desarrolló. A continuación se presenta el análisis de los fallos tanto para los bloques de generación como para los sistemas de los TG.

Fallos en los bloques de generación

El análisis de los fallos en los bloques de generación abarcó tanto las ocurridas en los sistemas como otras causas cuyas incidencias no podían ser ignoradas. Los resultados obtenidos del procesamiento estadístico de los fallos se muestran en la tabla 4 y la figura 5. De los resultados presentados en la tabla 4 y las figuras 5 y 6, se puede concluir, en primera instancia, que las fallas más importantes en bloques de generación corresponden a los CDS, Caldera y Eléctricos.

Tabla 4. Total de Fallos en los bloques de generación de 100 MW en el periodo estudiado.		
Sistemas	Total de Fallos	Porcentaje por Sistema
Fallos por Condiciones del Sistema (CDS)	608	53,80%
Fallos de Caldera	244	21,59%
Fallos Eléctricos	83	7,35%
Fallos de la Automática	67	5,93%
Fallos de Turbina	48	4,25%
Fallos por Deficiencias del Mantenimiento	38	3,36%
Otros Fallos	33	2,92%
Fallos por Errores de Operación	9	0,80%
	1130	100%

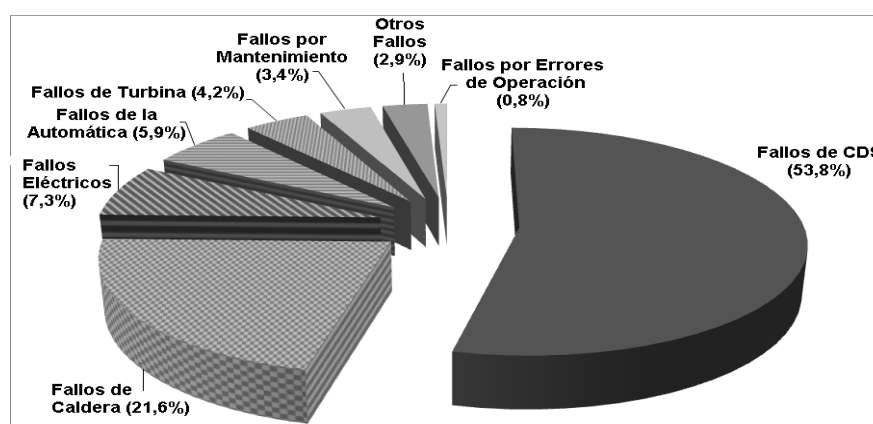
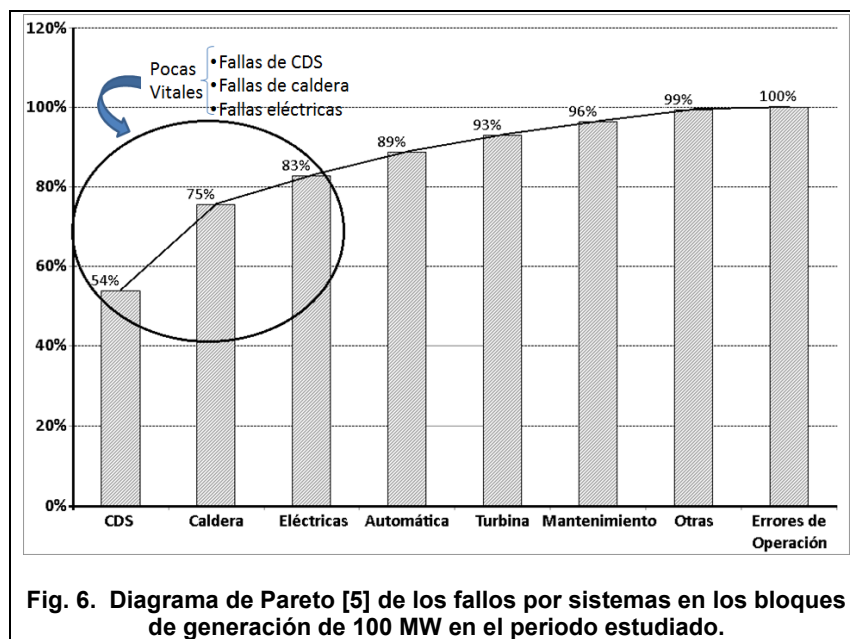
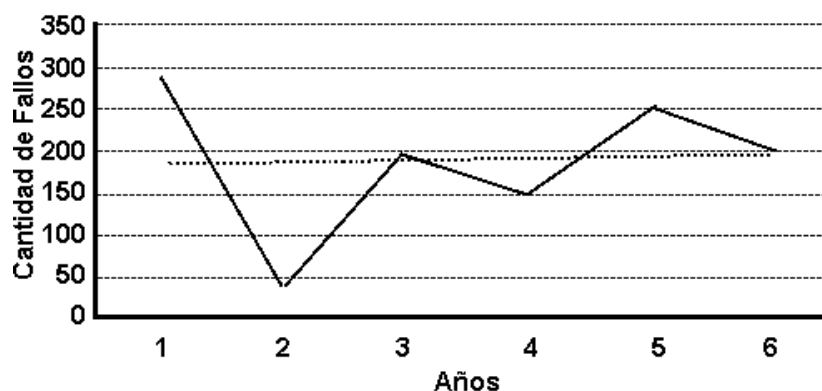


Fig. 5. Distribución de los fallos por sistemas en los bloques de generación de 100 MW en el periodo estudiado.



Por otra parte, también se analizó el comportamiento de las fallas el periodo estudiado. En la figura 7, se muestra el comportamiento de los fallos en los bloques de generación de 100 MW en los seis años de estudio; mientras que en la figura 8, aparece el comportamiento de energía dejada de producir por los bloques en ese periodo. De las figuras 7 y 8, se observa que aunque entre el cuarto y sexto año de estudio el comportamiento de las fallas fue variable (los fallos aumentaron en el quinto año y disminuyeron en el sexto) sin embargo, en esos años, la indisponibilidad operacional aumentó, observándose una pendiente más pronunciada en el último año de estudio. De tal comportamiento se establece que no pueden correlacionarse el comportamiento de las fallas con la disponibilidad operacional (A_0), lo cual corresponde con lo esperado pues la disponibilidad operacional está asociada al *tiempo medio entre acciones correctivas y preventivas* (MTBM) y el tiempo medio de parada (MDT) y no del tiempo medio entre fallas (TMEF). La disponibilidad operacional se define como:

$$A_0 = \frac{MTBM}{MTBM + MDT} \quad [6] \quad (1)$$



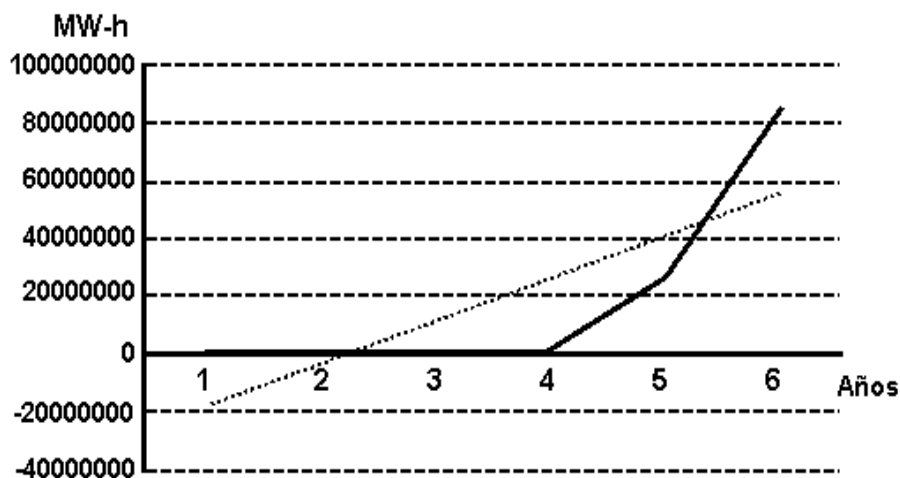
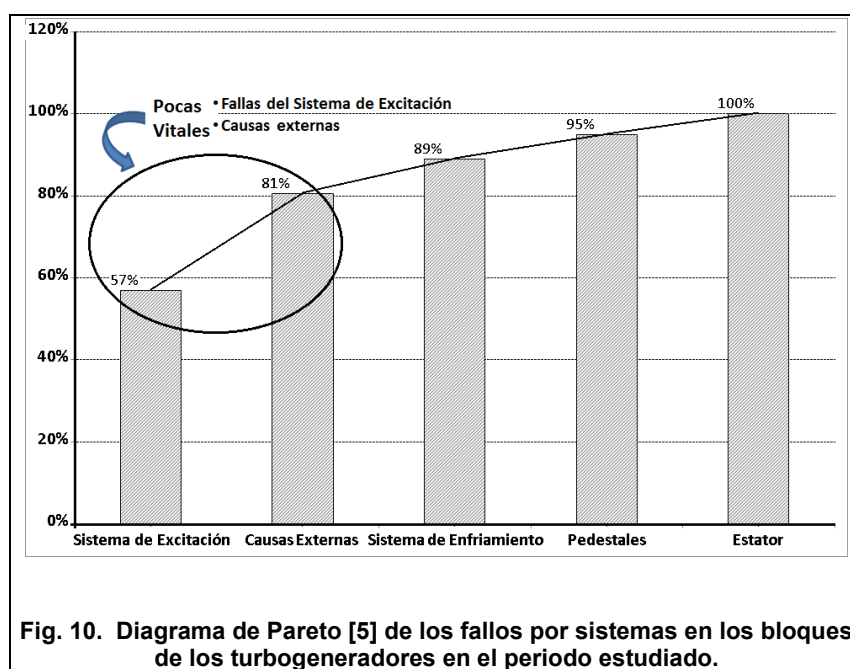
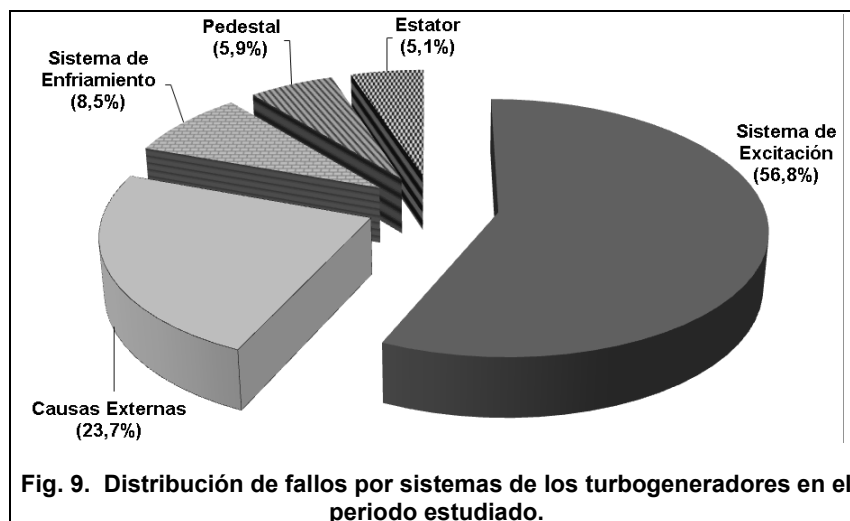


Fig. 8. Comportamiento de la energía indisponible en los de generación de 100 MW en el periodo estudiado.

La disponibilidad diverge de la duración del tiempo en servicio por operaciones, y es una medida de qué tan frecuente el sistema está bien y listo para operar.

En la tabla 5, se presenta cuantitativamente la influencia del peso de los fallos de los TG por sistemas mientras que en la figura 9, se muestra la distribución de fallos por sistemas y en la figura 11, se presenta el comportamiento de los fallos de los TG en el periodo estudiado.

Tabla 5. Total de fallos de los turbogeneradores en el periodo estudiado.		
Sistemas	No Fallos	Porcentaje de Fallos
Sistema de Excitación	67	56,8%
Causas Externas	28	23,7%
Sistema de Enfriamiento	10	8,5%
Pedestales	7	5,9%
Estator	6	5,1%
Total de Fallos	118	100%



De los resultados presentados en la tabla 5 y las figuras 9 y 10, se puede concluir, en primera instancia, que las fallas más importantes en bloques de generación corresponden al sistema de excitación y a causas externas. Por otra parte, también se analizó el comportamiento de las fallas el periodo estudiado. En la figura 11, se muestra el comportamiento de los fallos en los bloques de generación de 100 MW en los seis años de estudio; mientras que en la figura 12, aparece el comportamiento de energía dejada de producir por los bloques en ese período.

De las figuras 11 y 12, se observa que aunque entre el cuarto y sexto año de estudio el comportamiento de las fallas fue variable (los fallos aumentaron en el segundo año y disminuyeron en el tercero) la indisponibilidad disminuyó en los años 2 y 3 del estudio observándose una pendiente más suave en el tercer año. Al igual que en el caso de los fallos en los bloques de generación, de tal comportamiento se establece que no pueden correlacionarse el comportamiento de las fallas con la disponibilidad.

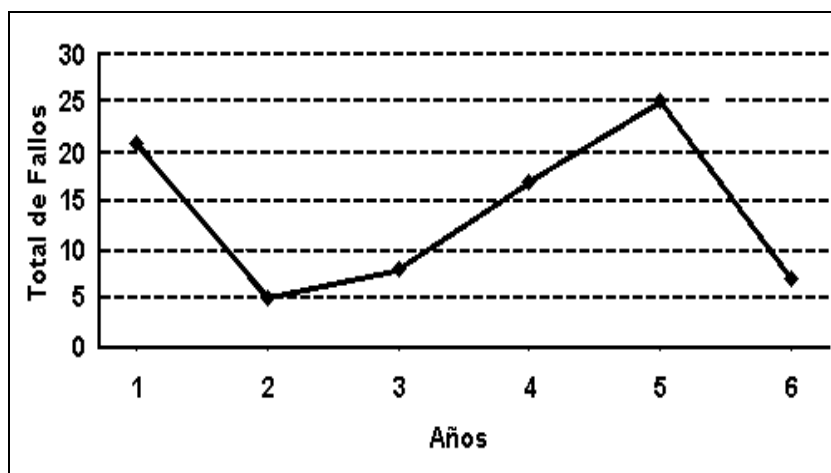


Fig. 11. Comportamiento de los fallos de los TG en el periodo estudiado.

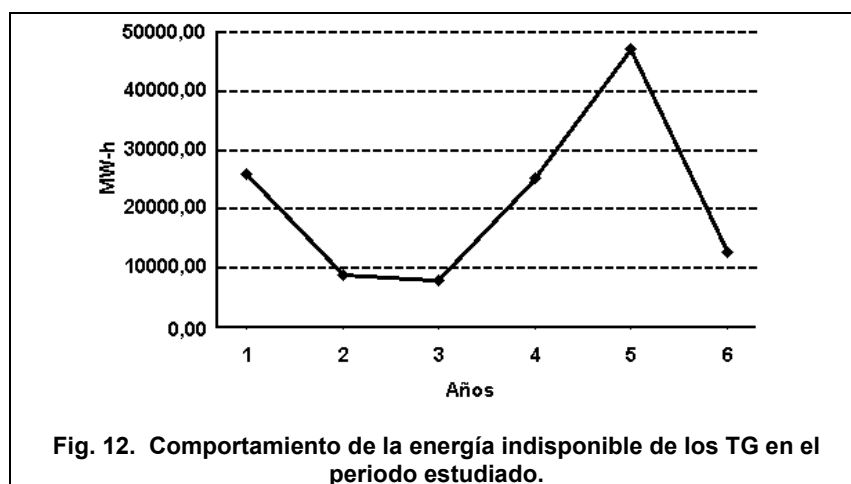


Fig. 12. Comportamiento de la energía indisponible de los TG en el periodo estudiado.

Análisis de criticidad

El Análisis de la Criticidad es una metodología que permite establecer la jerarquía o prioridades de procesos, sistemas y equipos, creando una estructura que facilite la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea más importante y/o necesario mejorar la confiabilidad operacional basada en la realidad actual [7].

La aplicación de dicha metodología tiene por objetivo establecer el nivel jerárquico de los componentes y sistemas vinculados al equipo, cuya información es vital para determinar, cuál de ellos, mediante discriminación jerárquica deben de ser mayormente controlados.

Para elaborar el análisis de criticidad, se consideran y ponderan, los siguientes factores [1], de acuerdo a la realidad de la Central:

- Disponibilidad y confiabilidad requerida, para el sistema y cada equipo.
- Impacto de la falla en la seguridad de las personas e instalaciones.
- Impacto de la falla en el medioambiente.
- Impacto operacional: pérdidas por lucro cesante, multas, pérdidas de materia prima, pérdidas de producto semielaborado, pérdidas de producto terminado, horas hombre, consumo eléctrico.
- Restricciones del proceso, en que está inmerso el equipo.

- *TPPR*: Es la medida de la distribución del tiempo de reparación de un equipo o sistema. Dicho de otra manera, el *TPPR* mide la efectividad en restituir la unidad a condiciones óptimas de operación una vez que la unidad se encuentra fuera de servicio por una falla.

$$TPPR = \frac{\sum HTMC}{NTMC} \quad (2)$$

Donde *HTMC* es el tiempo total de intervención correctiva en un conjunto de ítems con falla y *NTMC* es el total de fallas detectadas en esos ítems, en el periodo observado.

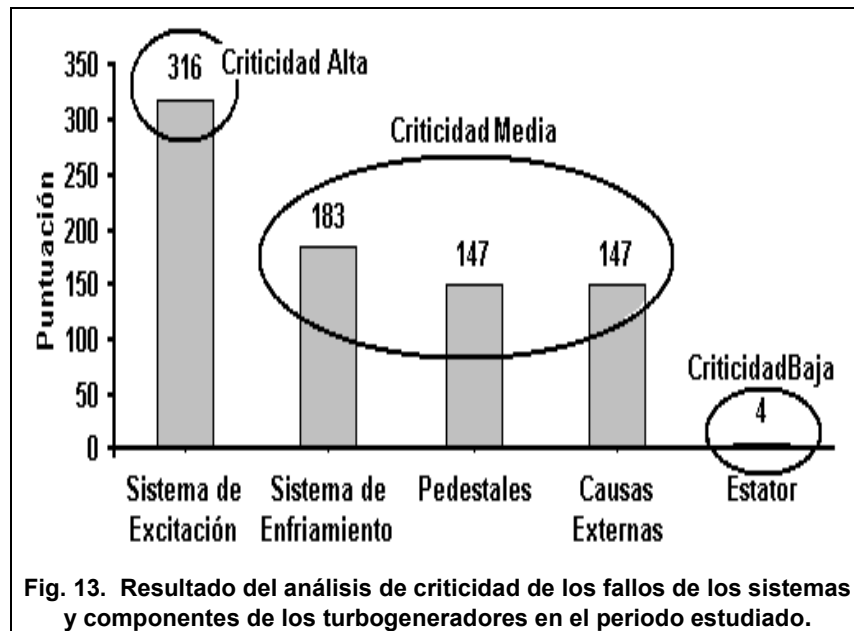
- Costo de reparación
Lo anterior puede ser formulado matemáticamente mediante la siguiente expresión:

$$Criticidad = \left\{ (Nivel\ Prod \cdot TPPR \cdot Imp.\ Prod) + \right. \\ \left. + Costo.\ Rep + Imp.\ Seg. + Imp.\ Amb. \right\} \cdot Frec.Fallo \quad [8] \quad (3)$$

Donde *NivelProd* es la capacidad que se deja de producir cuando ocurre un fallo; *Imp.Prod* es el porcentaje de la producción que se afecta cuando ocurre un fallo; *Costo.Rep* es el costo del fallo; *Imp.Seg.* es la posibilidad de ocurrencia de eventos dañinos a personas; *Imp.Amb.* es la posibilidad de ocurrencia de eventos dañinos al medio ambiente; *Frec.Fallo* es la frecuencia promedio a la que falla el activo.

La magnitud de dichas variables se asigna mediante la guía de criticidad [8], los criterios de ponderación presentados en la tabla 6, los cuales se sustentan en resultados de investigaciones previas experiencias de operación y mantenimiento.

Aplicando la expresión (3) y los criterios de ponderación se obtienen los resultados mostrados en la figura 13.



Atendiendo a los resultados del análisis realizado el fallo de los turbogeneradores que presenta una *criticidad alta* es el Sistema de Excitación, seguida del sistema de enfriamiento, los pedestales y causas externas a los sistemas y componentes de los TG.

Tabla 6. Criterios de ponderación de las variables empleadas en la expresión.	
Frecuencia de Fallos (<i>Frec.Fallo</i>)	Peso
No más de 1 por año	1
Entre 2 y 12	3
Entre 3 y 52	4
Más de 52	6
Impacto operacional	
Nivel de generación (<i>NivelProd</i>)	Peso
< 150 MW-h	1
≥ 150 hasta ≤ 190 MW-h	2
≥ 190 hasta ≤ 200 MW-h	4
≥ 200 hasta ≤ 250 MW-h	6
≥ 250 MW-h	9
Impacto operacional	
Reparación (<i>TPPR</i>)	Peso
Hasta 5 días	1
Desde 5 a 10 días	2
Desde 10 a 15 días	4
Desde 15 a 20 días	6
Desde 20 o más días	9
Impacto operacional	
Impacto de los fallos en la producción (<i>Imp.Prod</i>)	Peso
No afecta	0,05
0,25	0,3
0,5	0,5
0,75	0,8
Impacto total	1
Impacto operacional	
Costo de la reparación (<i>Costo.Rep</i>)	Peso
< 50000 MW-h	3
≥ 50000 hasta ≤ 100 000 MW-h	5
≥ 100 000 hasta ≤ 500 000 MW-h	10
≥ 500 000 MW-h	25
Impacto operacional	
Impacto seguridad personal* (<i>Imp.Seg.</i>)	Peso
Si	35
No	0
Impacto operacional	
Impacto ambiental** (<i>Imp.Amb.</i>)	Peso
Si	35
No	0

* Todo tipo de daños, heridos o fatales

** Daños a terceros fuera de la localidad

CONCLUSIONES

Los resultados, sustentados en seis años de estudio, permiten concluir lo siguiente:

- Se descarta la utilización del criterio de energía indisponible como criterio para establecer las prioridades de mantenimiento.
- La aplicación del análisis de Pareto del comportamiento histórico de los fallos en los bloques de generación, los turbogeneradores así como el análisis de criticidad dieron como resultado que las prioridades y las acciones de mantenimiento deben recaer sobre el sistema de excitación. La aplicación de dicho criterio condujo a la disminución de los fallos y de la energía indisponible en el sexto año de la presente investigación.
- No se obtienen elementos conclusivos acerca de las ventajas del análisis de Pareto del comportamiento histórico de los fallos o el análisis de criticidad para establecer las prioridades de mantenimiento. Los autores, continuarán con el empleo de ambos métodos hasta obtener resultados concluyentes.

REFERENCIAS

- [1] PINTO, C. "An Approach for the Condition Monitoring of Power Plant Alternators, ABB Limited". 2006. 73 p.
- [2] BHATTACHARYA, S.; et al., "Condition Monitoring of Power Plant Equipment". Mumbai (Bombay), Maharashtra State, India: The Tata Power Co Ltd, Mumbai, 2006, 44 p.
- [3] ALTMANN, C., "¿Cómo aumentar la Confiabilidad de un Sistema Complejo?". 2007, 13 p.
- [4] BAUMSHTEYN, I.A., et al., "Spravochnik po Elektricheskim Ustanovkam Vysokogo Napryazheniya". 2da Edición. Москва, СССР: Energoizdat, 1981, 656 p.
- [5] CREUS SOLE, A. *Fiabilidad y Seguridad*. 2^{da} Edición, Barcelona, España: Marcombo, 2005, 469 p., ISSN 84-267-1362-9, Disponible en: <http://www.marcombo.net/descargas>
- [6] BARRINGER, H.P.m "Disponibilidad, Confiabilidad, Mantenibilidad y Capacidad (I Parte)". 2002, [Disponible en: <http://www.rcm2-soporte.com/documentos/Disponibilidad%20Confiabilidad,%20Mantenibilidad%20y%20Capacidad,%20Parte%20I.PDF>
- [7] DURÁN, JOSÉ B., "¿Qué es Confiabilidad Operacional?: Revista Mantener, COPIMAN - Comité Panamericano de Ingeniería de Mantenimiento de la UPADI". 2000, p. 8-11.
- [8] HUERTA MENDOZA, R., "El análisis de criticidad, una metodología para mejorar la Confiabilidad Operacional". 1999, n.8.

AUTORES

Odalys Martínez Rodríguez

Ingeniera Electricista, Especialista Principal, La Central Termoeléctrica, CTE, "Máximo Gómez Báez", Mariel, Artemisa, Cuba.

e-mail: odalys@ctemg.une.cu

Santiago Alfredo Dornerbercker Drake

Ingeniero Electricista, Doctor en Ciencias Técnicas, Investigador Auxiliar, Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas, CIPEL. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, CUJAE, La Habana, Cuba.

e-mail: dorr@electrica.cujae.edu.cu