

La gestión del mantenimiento de activos físicos en distribuidoras de energía eléctrica de Argentina*

José Luis Martínez

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Escuela de Posgrado.
Avenida Medrano 951, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, C1179AAQ, República Argentina
jmartinez@edenor.com

Recibido el 21 de agosto de 2009; aceptado el 18 de septiembre de 2009

Resumen

El actual contexto de la industria eléctrica plantea restricciones para la rentabilidad del negocio. Esta circunstancia lleva a las empresas eléctricas a buscar la optimización de la gestión del mantenimiento de sus activos físicos instalados, desarrollando sus actividades más efectivamente, cumpliendo con los requisitos demandados por el mercado y los organismos de control y con menores costos, modificando para ello los criterios de aplicación vigentes, para asegurar que el negocio continúe siendo rentable.

A partir de esta situación, en este trabajo se presenta un modelo para optimizar la gestión del mantenimiento de activos físicos en empresas distribuidoras eléctricas de Argentina, teniendo en cuenta el actual escenario imperante.

La evaluación del modelo desarrollado respecto a las mejores prácticas empleadas a nivel internacional, así como el estado del arte alcanzado en la cuestión, permiten determinar que las distribuidoras eléctricas pueden gestionar sus activos físicos en forma eficiente, contemplando el nuevo modelo de negocios y considerando las particularidades existentes en cada caso.

PALABRAS CLAVES: GESTIÓN DE ACTIVOS - MANTENIMIENTO - DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA - ESTACIONES TRANSFORMADORAS

Abstract

Today's context of the electric industry, presents restraints for the profitability of the business. This fact, leads to electric utilities to optimize the maintenance management of their physical assets, developing their activities more effectively, fulfilling the requirements imposed by the market and the regulatory authorities and with lower costs, modifying to do so the criterion applied presently to ensure that the business goes on being cost-effective.

From this situation, in this paper a model to optimize the maintenance management of physical assets in Argentinean electric distribution utilities, taking into account the scenary in-force, is presented.

The evaluation of the developed model as regards the best practices used worldwide, as well as the established state-of-the-art in the matter, allows settling that for distribution utilities it is possible to manage their physical assets efficiently, taking into account the new model of business and considering the distinctive features existing in each situation.

KEYWORDS: ASSETS MANAGEMENT - MAINTENANCE - ELECTRIC DISTRIBUTION - TRANSFORMER STATIONS

*Trabajo escrito por J. L. Martínez sobre la base de su tesis para optar al grado de Magister en Administración de Negocios, bajo la dirección de Z. Cataldi y M. Ramos.

Introducción

La transformación de los mercados eléctricos sucedida a nivel mundial a principios de los años '90 requiere asegurar la confiabilidad y disponibilidad de los sistemas eléctricos, lo cual representa un factor clave en las estrategias a ser desarrolladas en la actualidad por las empresas de distribución eléctrica.

Este nuevo escenario, influenciado por una creciente demanda de las redes eléctricas, con equipamiento operando al límite de su capacidad, una menor redundancia de los sistemas, restricciones operativas que limitan las salidas de servicio por mantenimiento e ingresos ligados a la disponibilidad de las instalaciones entre otras restricciones, lleva a las compañías eléctricas a buscar nuevos modos de desarrollar sus actividades teniendo en consideración esta realidad.

Consecuentemente, para afrontar este nuevo contexto, se impone reconsiderar las prácticas de gestión de activos¹ desarrolladas hasta el momento. El objetivo es el de alcanzar los niveles de calidad de servicio requeridos con rentabilidad y mantener al mismo tiempo, niveles de riesgo aceptables, a efectos de lograr la sustentabilidad del negocio de la distribución eléctrica.

La situación expuesta requiere de profundos cambios en los modos de pensar respecto a las actividades de mantenimiento y, el desafío consiste en desarrollar estrategias mejoradas y nuevas herramientas de gestión.

En el presente trabajo se desarrolla un modelo de gestión para el mantenimiento de activos instalados en empresas distribuidoras de energía eléctrica de Argentina, orientado a agilizar la toma de decisiones en las empresas del sector energético en relación con la mejora de la calidad de servicio y la optimización de sus costos operativos.

Para ello, la atención fue puesta en el equipamiento de estaciones transformadoras de alta tensión, en las que el mantenimiento tradicionalmente es más costoso y específico, debido al rol crítico que estos desempeñan en las redes

eléctricas para asegurar la operación de abierto para su análisis e implementación posterior sobre el resto de los activos instalados.

La estructura desarrollada podrá utilizarse como modelo de aplicación en las compañías energéticas de la República Argentina y el ámbito latinoamericano, considerando que los recursos disponibles en esta región resultan bastante distintos de los que se pueden encontrar en mercados más desarrollados ya sea del ámbito norteamericano o europeo.

Parte Experimental

Antecedentes

Como consecuencia de los cambios ocurridos en los últimos años en el sector eléctrico, el desarrollo del mantenimiento ha requerido alinear sus estrategias con la visión empresarial de las compañías para adaptarse a las nuevas exigencias planteadas por los ambientes competitivos y globalizados.

En este tiempo la actividad del mantenimiento ha debido reorientar su gestión, tal vez más que cualquier otra disciplina. Estos cambios se deben al gran incremento en cantidad y variedad de los activos que deben ser mantenidos, diseños más complejos, implementación de nuevas técnicas y herramientas de gestión y nuevos puntos de vista acerca de la organización y responsabilidades del mantenimiento.

En vista de la aparición de esta cantidad de cambios, quienes tienen a su cargo la gestión del mantenimiento están buscando una nueva aproximación al tratamiento de la cuestión; para ello deben modificar por completo sus modos de pensar y de actuar, como ingenieros y como administradores.

Si se repasa en forma genérica la evolución que ha tenido la gestión del mantenimiento, puede decirse que las prácticas llevadas a cabo desde los años '30 en adelante, presentan tres etapas bien definidas (Moubray, 2000):

En los años previos a la Segunda Guerra Mundial, la industria no contaba con un alto grado

¹ En este trabajo, cuando se usa el término gestión de activos, el mismo se refiere a los activos físicos relacionados con el equipamiento instalado, en particular aquellos que presentan una expectativa de vida elevada.

de mecanización, de tal forma, los tiempos de inactividad no resultaban demasiado significativos. Por otra parte, el equipamiento era más simple, lo que lo hacía fácil de reparar, por lo que las compañías efectuaban principalmente mantenimiento del tipo correctivo.

Desde fines de la Segunda Guerra Mundial hasta mediados de la década del '70, el incremento de la mecanización condujo a la aparición de una mayor cantidad de equipamiento de más complejidad, equipamiento del cual las compañías comenzaban a depender fuertemente. Esta dependencia condujo al concepto de mantenimiento preventivo. Durante la década del '60 el dicho concepto consistía principalmente en revisiones del equipamiento efectuado a intervalos fijos.

La última etapa de esta evolución, comenzó a mediados de la década del '70 con la aparición de nuevo equipamiento altamente mecanizado. El aumento creciente de los costos de estos activos llevó a que las compañías buscaran formas de asegurar que el equipamiento durara y operara correctamente tanto como fuera posible, es decir a extender su vida útil. Esta etapa también marcó un aumento en la conciencia acerca de los temas relacionados con la seguridad y las consecuencias ambientales. Todos estos factores han tenido una incidencia importante en el incremento de los costos de mantenimiento de las organizaciones.

Aunque con distintos nombres, las empresas han estado "gestionando los activos" dentro de sus organizaciones por años. Términos tales como benchmarking, revisión de estrategias de mantenimiento y reingeniería entre otros, son algunos de los que en el pasado se relacionaban con esta actividad. En nuestros días, mediante la gestión de activos las organizaciones evalúan el desempeño de sus activos físicos, en la búsqueda de determinar los mejores modos de explotarlos a fin de optimizar su gestión.

Para las empresas energéticas de servicios, en la actualidad la gestión de activos se convierte en una función vital del negocio. En el contexto de tener que satisfacer las necesidades de todos los intervinientes, la gestión de activos apunta a la toma de decisiones que permitan maximizar los beneficios a largo plazo del negocio, proporcionando a los clientes servicios de alto nivel de calidad con niveles de riesgo

aceptables y controlables (CIRED, 2003).

La aparición de nuevos mercados en el sector eléctrico, con diferentes marcos regulatorios y las políticas de privatizaciones de compañías estatales acontecidas en los años '90 (principalmente en los países de Europa y Latinoamérica), plantea cambios respecto de las estrategias de mantenimiento dirigidos a optimizar los recursos humanos y materiales disponibles, además de la reducción de los tiempos de indisponibilidad del equipamiento y de los costos de mantenimiento.

Consecuentemente, en la actualidad la gestión de activos pasa a ser crítica en términos de la planificación del éxito a largo plazo del negocio, razón por la cual comienza a encontrarse entre las prioridades de los responsables de los sistemas de distribución de energía eléctrica, cobrando vital importancia las prácticas de mantenimiento implementadas a tal efecto.

Análisis Situacional

Desde principios de la década del '90, se ha producido una gran transformación de los mercados eléctricos a nivel mundial, como consecuencia de la introducción de capitales privados que desde entonces tienen a su cargo la mayoría las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica (Izaguirre, 1998).

La aplicación de medidas de desestructuración y apertura a la competencia de los mercados eléctricos, fue especialmente importante en los países de Europa Occidental y Latinoamérica, en relación con la magnitud y profundidad de los cambios llevados a cabo.

En este nuevo modelo de negocios se plantean nuevas reglas de juego, caracterizadas por el fin de los monopolios y la aparición de nuevos actores. Surgen en este contexto la presión de los consumidores destinada a obtener menores costos y mayores prestaciones técnicas y organismos de control más exigentes, que imponen exigencias de calidad de servicio.

Desde esta situación, dichos cambios han tenido un fuerte impacto sobre la industria eléctrica de los mercados europeo y latinoamericano (Lalor, 1996), y de esta región en el mercado eléctrico argentino, en particular sobre las empresas dis-

tribuidoras de energía eléctrica (Estache, 1996), segmento del negocio sobre el cual se centra el presente trabajo.

A partir del nuevo entorno en el que deben operar, las distribuidoras de energía eléctrica pasan a afrontar una cantidad de nuevos requerimientos técnico-económicos, generando un entorno que busca en forma creciente mejorar la rentabilidad de los sistemas de distribución.

En este escenario, la transformación del mercado eléctrico ocurrido en la Argentina en los años '90, con la creación de un marco regulatorio que introduce rigurosos controles para el suministro de energía (Estache, 1996), exigiendo elevados niveles de calidad de servicio y previendo la imposición de fuertes sanciones por su no cumplimiento o por la indisponibilidad de instalaciones, impone a las compañías distribuidoras de energía eléctrica la necesidad de introducir cambios en la gestión de sus activos instalados, apuntando a reducir sus costos operativos, minimizar los tiempos de indisponibilidad del equipamiento y optimizar los recursos disponibles.

La gestión de activos y el sector eléctrico

La gestión de activos, representa *"el conjunto de actividades dirigidas a obtener el mayor retorno monetario de algún tipo de activo, llevadas a cabo efectuando un balance entre disponibilidad, riesgo y costos"* con el objetivo de *"gestionar los activos físicos de un modo óptimo, a fin de lograr para la organización el máximo beneficio con un nivel de riesgo aceptable"*.

En el ámbito de las empresas eléctricas de servicios, la gestión de activos, tomada como el conjunto de las actividades necesarias para controlar los activos pertenecientes a la infraestructura, con el objeto de suministrar la calidad demandada con el máximo retorno de la inversión, considerando la eficiencia, confiabilidad, durabilidad y los requerimientos ambientales, permite tomar las mejores decisiones en la planeación, ejecución y logística de las tareas de mantenimiento.

En el Seminario Internacional de Mantenimiento y Servicios Asociados en Sistemas Eléctricos *"Mantenimiento: Estrategia Empresarial de*

Competitividad", organizado por la *Comisión de Integración Energética Regional (CIER)* en Cartagena, Colombia en 2003, se definió como *gestión de activos físicos* al *"proceso global de gestión destinado a concebir, combinar y ejecutar los métodos que permitan ayudar a las empresas en la toma de la decisión más objetiva y de alto valor agregado en la operación de sistemas y equipos durante toda su vida útil"* (CIER, 2004).

A tal efecto, en la actualidad reducir costos de operación y mantenimiento (O&M) y preservar y/o acrecentar la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos, constituyen objetivos prioritarios para las compañías distribuidoras de energía eléctrica.

Es así que la desregulación del mercado eléctrico ha conducido a las compañías del sector a un cambio de los factores de decisión, pasando de los aspectos puramente técnicos a la consideración de factores económicos. Como consecuencia de estos cambios, las compañías que operan los sistemas de distribución eléctrica deben afrontar diversos requerimientos del mercado.

Por un lado los clientes pagan por el servicio (suministro de energía), requiriendo a su vez que este sea confiable y las autoridades imponen regulaciones, controles y compensaciones, dependiendo esto del grado de cumplimiento de los contratos de concesión y otras obligaciones impuestas por los organismos de control. Por otro lado, las compañías deben asegurarse que los gastos que realizan resulten rentables. Esto significa que las compañías distribuidoras deben satisfacer requerimientos de disponibilidad y confiabilidad y al mismo tiempo minimizar sus costos.

Un gasto predominante para las distribuidoras eléctricas es el costo de mantener los activos pertenecientes a su sistema de distribución. Existe por lo tanto la necesidad de desarrollar estrategias de mantenimiento a aplicar sobre dichos activos que permitan reducir los referidos costos y a la vez mejorar la disponibilidad y confiabilidad del sistema.

Ante esta situación, la gestión de activos implica la decisión de maximizar los beneficios del negocio de operar las redes, efectuando el suministro de energía a los clientes de un modo

económico, con los estándares de calidad de servicio requeridos y con un nivel de riesgo aceptable y confiable, sin perder de vista por ello los resultados a largo plazo del negocio.

Dado que no existe un modelo único de gestión del mantenimiento que contemple las nuevas características del mercado eléctrico, las distribuidoras de energía eléctrica deben desarrollar nuevas estrategias con una visión global del negocio según la nueva realidad del sector, considerando la confiabilidad de sus instalaciones junto con los riesgos y costos asociados.

El mantenimiento en el negocio de la distribución de energía eléctrica

El mantenimiento tiene por finalidad maximizar la vida económica de un equipo o sistema cualquiera. Este enfoque de vida económica implica que mediante el mantenimiento, es necesario que el sistema tenga el mayor grado de disponibilidad, confiabilidad, seguridad y funcionalidad.

Existen diferentes tipos de estrategias de mantenimiento (*correctivo, preventivo, predictivo*), siendo la comparación de los logros o beneficios obtenidos de ellos, el mejor camino para definir su aplicabilidad.

En los últimos años, se han desarrollado en la industria en general, una cantidad de técnicas integrales de mantenimiento que emplean las distintas estrategias existentes, con el fin de optimizar su gestión, considerando factores técnicos y económicos. Entre estas, surgen el *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM - Reliability Centred Maintenance)* y el *Mantenimiento Basado en Riesgo (RBI - Risk Based Inspections)*.

En línea con esta tendencia, en la industria eléctrica el ambiente competitivo orientado hacia el mercado ha forzado a las empresas energéticas a dar mayor importancia al rol de la gestión del mantenimiento en sus actividades (Endrenyi, 2001).

Para el caso de las distribuidoras de energía eléctrica, los resultados de la selección de estrategias de mantenimiento adecuadas están dados por la disminución de salidas de servicio en cantidad y duración y una mejor calidad de servicio.

En este sector, la calidad de los trabajos de mantenimiento no solo afecta directamente el desempeño técnico de sus instalaciones, sino también la rentabilidad de sus operaciones y los servicios brindados a los clientes. El objetivo buscado es maximizar la eficiencia de O&M, sin por ello comprometer su efectividad.

A partir de estos requerimientos, en las empresas de energía surge la necesidad de efectuar cambios en las estrategias de mantenimiento empleadas, orientados a desarrollar conceptos más avanzados de gestión que contemplen, no solo las soluciones técnicamente más convenientes, sino también aquellas que consideren los aspectos económicos relacionados con la rentabilidad del negocio, para lo cual pueden emplearse distintas estrategias, según las diferentes realidades particulares del sector.



Fig 1. Estación transformadora de alta tensión

Un modelo para la optimización de la gestión de activos

El actual escenario de los mercados de electricidad, requiere redefinir las condiciones en que el negocio pueda desenvolverse en términos de márgenes de rentabilidad, cumpliendo las condiciones impuestas por los entes reguladores respecto a costos y calidad de suministro, lo que plantea para las distribuidoras eléctricas el desafío de gestionar sus activos de modo tal de poder dar cumplimiento a tales requerimientos.

Un área esencial para estas compañías es el de las redes eléctricas de alta tensión, en especial los activos instalados en las estaciones transformadoras de alta tensión, por tratarse de un sector particularmente capital - intensivo que resulta crítico para asegurar la operación de tales redes, considerando además los costos involucrados referidos al mantenimiento e inversiones requeridos para su explotación en forma continua y confiable (Fig. 1).

El actual esquema del negocio eléctrico impone minimizar los tiempos de indisponibilidad del

equipamiento de estas instalaciones, asegurando a la vez su confiabilidad. Para contemplar estos requerimientos, en la definición de la planificación estratégica del mantenimiento es esencial privilegiar criterios de condición e importancia de estos activos para direccionar las acciones a llevar adelante.

Es así que para optimizar la gestión del mantenimiento de estas instalaciones, en todos los casos resulta clave la consideración de una cantidad de factores (Martínez, 2009) (Fig. 2):

a) Modelización de la red de alta tensión en "módulos de mantenimiento", entendido esto como la mínima porción del sistema eléctrico que puede ser sacada de servicio para efectuar trabajos de mantenimiento sobre alguno de sus elementos componentes. Bajo este concepto, cuando una instalación es requerida fuera de servicio por mantenimiento, puede optimizarse la planificación de las tareas a realizar, aprovechando las salidas de servicio programadas para ejecutar las acciones que correspondan, mejorando así el uso de recursos e incrementando la disponibilidad de las instalaciones.



Fig 2. Factores clave para un modelo de gestión del mantenimiento

b) Desarrollo de programas de trabajo para el mantenimiento del equipamiento instalado, indicando tareas a efectuar, criterios técnicos a seguir para su realización y recursos necesarios. Dichos programas deben contemplar la "personalización" de los trabajos a ejecutar según los distintos contextos operativos, a fin de eliminar acciones de mantenimiento innecesarias. Para el caso de mediciones y ensayos, la definición de valores límite admisibles permite evaluar "en campo" los parámetros bajo control y detectar desviaciones. Los resultados obtenidos, deben posibilitar clasificar la condición del elemento para, en caso de detectarse anomalías, definir prioridades de intervención.

c) Elaboración de criterios para definir distintos niveles de criticidad que permitan identificar la condición del equipamiento, controlar su evolución y direccionar las acciones necesarias en caso de requerirse tareas de mayor envergadura para restaurar la condición del equipo a un nivel satisfactorio.

d) Monitoreo sistemático y evaluación de resultados obtenidos, a efectos de obtener tendencias y patrones de comportamiento de anomalías y reglas de conocimiento para priorizar las acciones correctivas a llevar a cabo que correspondan.

Estos elementos de gestión debe estar fuertemente respaldados por la realización de acciones proactivas de mantenimiento, todas ellas

orientadas a reducir las salidas de servicio de las instalaciones en cantidad y duración. Tales acciones deben estar basadas en la ejecución de tareas predictivas (en servicio y fuera de servicio) para determinar la condición del equipamiento, determinaciones detectivas con el equipamiento en servicio para la búsqueda de fallas ocultas y técnicas de mantenimiento basadas en riesgo.

El análisis de riesgo de la red de alta tensión posibilita definir los niveles de criticidad de las instalaciones evaluadas. Este desarrollo está centrado en el concepto de matriz de riesgo, mediante el cual puede ponerse de manifiesto la combinación de probabilidad de ocurrencia y posibles consecuencias para diferentes eventos indeseados que pudieran ocurrir (Nordgård, 2005).

La calificación de riesgo de la totalidad del equipamiento instalado, proporciona un puntaje de riesgo para cada componente (transformadores de potencia y de medición, interruptores, seccionadores, descargadores), lo que permite tomar acciones sobre aquellos elementos que por tener una calificación más comprometida, son los que más ponen en riesgo la calidad de servicio. La clasificación del nivel de riesgo mediante un código de colores facilita la identificación en forma rápida y sencilla del nivel de riesgo de la red de acuerdo a su nivel de criticidad, además de reflejar clara y rápidamente los resultados según criterios de aceptabilidad preestablecidos (Fig. 3).

FACTOR			IMPACTO			
			bajo	medio	alto	crítico
			1	2	3	4
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	muy baja	1	1	2	3	4
	baja	2	2	4	6	8
	media	3	3	6	9	12
	alta	4	4	8	12	16

Fig 3. Matriz de riesgo por grados de aceptabilidad



Fig. 4 - Esquema de decisión del análisis de riesgo

La elaboración de matrices de riesgo divididas en tres áreas, "Bajo", "Medio" y "Alto" (inaceptable) para cada módulo de mantenimiento, permite elaborar un "mapa de riesgo" de la red de alta tensión, según distintos grados de criticidad, posibilitando la identificación de los componentes más vulnerables de la red por presentar en caso de falla un mayor impacto en la calidad de suministro.

La identificación del equipamiento crítico de la red brinda una cantidad de información de utilidad para privilegiar las acciones de mantenimiento, tal el caso de instalaciones críticas por su elevada vulnerabilidad global, módulos con un cierto nivel de criticidad a partir de la vulnerabilidad de determinados elementos que puede ser reducido efectuando sobre los mismos acciones selectivas, equipamiento que presenta dificultades para diagnosticar su estado, elementos con alta criticidad que se repite en forma sistemática por problemas de diseño, instalaciones que requieren asignar prioridad en los planes de inversiones por renovación de equipamiento, etc.

La identificación del equipamiento crítico de la red brinda una cantidad de información de utilidad para privilegiar las acciones de mantenimiento, tal el caso de instalaciones críticas por su elevada vulnerabilidad global, módulos con un cierto nivel de criticidad a partir de la vulnerabilidad de determinados elementos que puede ser reducido efectuando sobre los mismos acciones selectivas, equipamiento que presen-

ta dificultades para diagnosticar su estado, elementos con alta criticidad que se repite en forma sistemática por problemas de diseño, instalaciones que requieren asignar prioridad en los planes de inversiones por renovación de equipamiento, etc.

A partir de la referida clasificación de riesgos, pueden definirse prioridades para el mantenimiento de los distintos activos, a fin de asignar los recursos requeridos para reducir niveles de riesgo según la criticidad y la importancia de las instalaciones, considerando la evaluación de riesgo de la red de alta tensión en su conjunto (Fig. 4).

En conclusión, en el modelo desarrollado resulta clave gestionar el mantenimiento de las estaciones transformadoras de alta tensión privilegiando la importancia y condición del equipamiento, direccionando las acciones a ejecutar en forma prioritaria según su criticidad y teniendo en cuenta los distintos contextos operativos en los que estos actúan, privilegiando todas aquellas acciones proactivas de mantenimiento conducentes a minimizar las salidas de servicio y maximizar la disponibilidad de las redes.

La gestión del mantenimiento de estas instalaciones según la estrategia propuesta está alineada con los actuales requerimientos del negocio, que imponen limitar las salidas de servicio del equipamiento en cantidad y duración, asegurando su disponibilidad y confiabilidad, manteniendo a la vez los niveles de calidad de suministro requeridos y optimizando los costos de O&M en su conjunto.

Evaluación del Modelo Propuesto

Como consecuencia de los cambios ya mencionados, las distribuidoras de todo el mundo han comenzado a desarrollar nuevos métodos de gestión del mantenimiento para que el negocio pueda desenvolverse con rentabilidad, cumpliendo además las condiciones impuestas por los entes reguladores.

Al respecto, resulta de utilidad la evaluación de las prácticas de mantenimiento llevadas a cabo por compañías líderes europeas sobre sus activos, así como los desarrollos alcanzados a nivel latinoamericano.

En el sector eléctrico europeo, las cuestiones referidas a la gestión de activos físicos en el área de O&M están altamente influenciadas por la búsqueda por parte de los organismos reguladores de fijar objetivos de confiabilidad y niveles de calidad de suministro, asociados a la aplicación de incentivos o penalidades según su grado de cumplimiento.

Tal enfoque incide en gran medida en la introducción de cambios en las estrategias de mantenimiento empleadas por las empresas del sector eléctrico. Entre estas se observa una tendencia hacia la utilización de estrategias de mantenimiento predictivas (Davies *et al*, 1998), el empleo de técnicas basadas en RCM (Héroin, 1996), asociadas a la identificación y cuantificación de riesgos (Damstra, 2000) y la aplicación de estrategias de mantenimiento considerando la criticidad del equipamiento en las redes (Balzer, 2000).

Una estrategia utilizada en forma creciente por la industria eléctrica europea es la optimización de los períodos de mantenimiento. El abordaje más simple es el aplicado por *NV Sep* de los Países Bajos (Davies, 1998). En esta estrategia, el análisis de los resultados obtenidos en cada caso para cada tipo de equipamiento permite optimizar los períodos de mantenimiento. Esta estrategia ha resultado para *NV Sep* en un incremento en los intervalos de mantenimiento para la mayoría del equipamiento, proveyendo un mecanismo simple y efectivo de feedback entre los resultados obtenidos y las políticas aplicadas.

Red Eléctrica (*REE*), a cargo del sistema eléctrico de alta tensión de España, en los últimos

años ha puesto un gran énfasis en el desarrollo y aplicación de técnicas basadas en mantenimientos por condición junto con acciones no invasivas, además de efectuar una fuerte inversión en desarrollo tecnológico, lo que le ha permitido incrementar la confiabilidad de sus instalaciones, aumentar los índices de disponibilidad y reducir costos de mantenimiento [Ferrer, 2003].

Las políticas empleadas por Electricité de France (*EDF*) son una combinación de mantenimiento basado en tiempo y en condición (Aupied, 2000). En forma genérica, EDF ha definido efectuar mantenimientos diferenciados según la importancia y criticidad de los equipos involucrados (Girard, 1999).

En el Reino Unido, la National Grid Company (*NGC*) desde la desregulación del sector eléctrico de ese país a principios de los años '90, ha buscado mejorar la eficiencia del mantenimiento mediante técnicas basadas en la determinación de la condición de su equipamiento y acciones de mantenimiento invasivo de rutina, definidas a partir de evaluaciones de riesgo. Para ello, tiene en consideración que en el Reino Unido la facturación está ligada a como se gestionan las salidas de servicio de las redes, por lo cual el costo del mantenimiento no resulta solo el costo directo del trabajo, sino también el asociado con la salida de servicio de la instalación (Davies, 1998).

Aunque los conceptos relacionados con el análisis de modos de falla y sus efectos AMFE, y la técnica RCM han pasado a ser dominantes en amplios sectores relacionados con la gestión de activos, la adopción de estas metodologías en los sectores de transmisión y distribución de la industria eléctrica hasta la fecha no se ha efectuado a gran escala (Endrenyi, 2001). La razón más importante está dada por los recursos requeridos para su completa implementación. Sin embargo, la mayoría de las compañías ha efectuado algún tipo de desarrollo al respecto.

EDF ha desarrollado una adaptación experimental de técnicas basadas en RCM sobre cierto tipo de equipamiento con resultados satisfactorios (Héroin, 1996), extendiendo luego su aplicación sobre otro tipo de equipamiento (Aupied, 2000). Una variante del RCM ha sido empleada también por la NGC. La estrategia implica la comparación de los programas de

mantenimiento vigentes con los modelos de falla conocidos y los índices de deterioro, a efectos de eliminar el mantenimiento innecesario, inefectivo o excesivo (Crisp, 2004).

Por otra parte, el desarrollo de una cantidad de programas de software para facilitar la optimización del mantenimiento se encuentra disponible desde hace algunos años y comienza a tener aplicación en la industria eléctrica. Energy Noord West de los Países Bajos cambió sus políticas de mantenimiento basadas en tiempo por métodos predictivos basados en condición, mediante el empleo de un programa de software para el diagnóstico del estado del equipamiento desarrollado en colaboración con otras empresas eléctricas holandesas y el KEMA (Damstra, 1999). Su aplicación ha resultado en una importante reducción de los costos de mantenimiento, alcanzando importantes beneficios técnicos y económicos.

Un factor tenido en cuenta a menudo es la criticidad de las instalaciones, se considera que dentro de estas pueden existir algunos puntos críticos para el desempeño del conjunto, tanto por requerimientos de calidad de suministro como por su importancia para el servicio y cuya ausencia puede causar restricciones en la operación. Para estas instalaciones existe una tendencia a asignar un tratamiento prioritario a fin de proveer la calidad de suministro requerida. La gestión de las instalaciones críticas es efectuada de diferentes maneras por distintas compañías. EDF por ejemplo, clasifica el mantenimiento del equipamiento de las estaciones transformadoras según la calidad de suministro requerida por sus clientes (Davies, 1998). Scottish Power que distribuye energía en la región sur de Escocia, aplica el concepto de criticidad a todos los aspectos de la gestión de activos (Crisp, 2004), efectuando la asignación de recursos según una clasificación de criticidad otorgada al equipamiento.

Un concepto similar fue desarrollado en Alemania por la *Universidad de Tecnología de Dams-tadt* en conjunto con *ABB Calor Emag Schaltanlagen AG* y la distribuidora *Energie-Versorgung Swaben AG* con el auspicio de la *VDEW* (Asociación de Distribuidoras de Electricidad Alemanas) y presentado en la 13ra Conferencia de la Industria de la Distribución de Energía Eléctrica [Balzer, 2000]. En esta aplicación, el equipamiento esencial para la operación de las redes

es calificado según su condición y la importancia que presenta de acuerdo a una cantidad de parámetros. La evaluación conjunta de estas dos variables determina la prioridad a asignar para el mantenimiento o la renovación del equipamiento.

Por último, a partir del concepto de confiabilidad de las redes, se han desarrollado modelos probabilísticos para estimar índices de confiabilidad (Endrenyi, 2001). Estas aplicaciones permiten determinar la importancia de los componentes involucrados y definir dónde tendrán mayor efecto las acciones de mantenimiento, lo cual puede ser utilizado en la optimización del mantenimiento desde una perspectiva de confiabilidad. A tal fin, se han efectuado una cantidad de modelos de simulación que han sido empleados de modo experimental sobre redes eléctricas reales, tal el caso del método desarrollado por el *Royal Institute of Technology (KTH)* de Estocolmo, Suecia, aplicado sobre la red de distribución eléctrica del área de Estocolmo perteneciente a *Birka Energi AB* (Hilber, 2005) y el método de gestión de activos basada en confiabilidad desarrollada por *Siemens AG* de Alemania, aplicado en diferentes redes eléctricas de Alemania (Schwan, 2006). El uso de estas técnicas, aún en etapa experimental, permite una mejor asignación de recursos, identificando los componentes críticos de las redes y vinculando la confiabilidad del equipamiento y su efecto en el sistema.

En Latinoamérica, en donde el desarrollo de las estrategias de mantenimiento también requiere su reorientación según las nuevas exigencias de los mercados eléctricos, la tendencia por parte de las distribuidoras eléctricas hacia la optimización de la gestión de sus activos físicos instalados es más reciente, encontrándose aún en la etapa inicial de su desarrollo.

En la búsqueda de desarrollar las cuestiones referidas a la gestión del mantenimiento, estos temas comienzan a ser debatidos por las empresas de la región. En el *Seminario Internacional de Mantenimiento y Servicios Asociados en Sistemas Eléctricos*, organizado por el CIER en 2003, se planteó que las empresas de la región deben pasar de efectuar el mantenimiento de equipos a generar valor, para lo cual el mantenimiento debe entenderse como inversión y no como un centro de costos. Por tal motivo, deben buscarse nuevos modos de gestionar el

mantenimiento que permitan reducir costos y mejorar la calidad de servicio. En tal sentido, cualquier estrategia de mantenimiento a adoptar debería incluir el uso de indicadores cuantitativos para el seguimiento de parámetros de calidad de servicio y rentabilidad, tales como herramientas estadísticas, evaluaciones y análisis de riesgos (CIER, 2004).

Respecto a la comparación de indicadores de resultados en el ámbito internacional, si bien resulta una herramienta valiosa debe tenerse en cuenta el contexto en el cual operan las empresas de la región, dado que los recursos disponibles para mejorar la gestión de activos en el ámbito latinoamericano resultan considerablemente menores que los existentes en mercados eléctricos como el europeo, a partir de que los presupuestos asignados a la gestión del mantenimiento en Sudamérica son considerablemente menores que los empleados en aquellos países. Esta situación, hace que las distribuidoras de Latinoamérica estén bastante a la retaguardia en la aplicación de nuevos modelos de gestión para mejorar su eficiencia operativa.

De la información obtenida, se concluye que hasta la fecha en Latinoamérica no se han implementado modelos de gestión de activos de la magnitud de los efectuados en el mercado eléctrico europeo. Los desarrollos efectuados alcanzan principalmente a la optimización de los períodos de mantenimiento así como a ciertas aplicaciones de mantenimientos predictivos. Adicionalmente se han elaborado una cantidad de desarrollos experimentales para la aplicación de técnicas de RCM, los cuales no han sido implementados de forma práctica a nivel masivo.

En síntesis, del relevamiento efectuado respecto a las mejoras en las prácticas de mantenimiento llevadas a cabo por empresas líderes del sector europeo, surge que aunque existe una variedad de estrategias, todas ellas cuentan con una cantidad de elementos comunes destinados a optimizar la gestión de sus activos físicos instalados. En todos los casos se busca gestionar los activos asegurando niveles de *confiabilidad* y de calidad de suministro y reduciendo los costos operativos, para lograr que el negocio continúe siendo rentable. En general, se observa además una tendencia que apunta a personalizar el *tratamiento a dar al manteni-*

miento de los diferentes activos, según los distintos contextos operativos en los que estos actúan. Para ello se utilizan una cantidad de herramientas, tales como la identificación y cuantificación de riesgos y la determinación de la *importancia y criticidad* de las instalaciones. Existe también una tendencia destinada a reducir las salidas de servicio de las instalaciones para *maximizar la disponibilidad de las redes*, mediante la aplicación de estrategias de mantenimiento *predictivas*.

Aunque en el ámbito latinoamericano existe una considerable diferencia respecto al nivel de desarrollo y recursos económicos disponibles, también se observa una tendencia hacia la optimización de la gestión de activos, en la búsqueda de mejorar la rentabilidad del negocio, aunque el estado del arte en la cuestión se encuentra aún en su etapa inicial de evolución y hasta la fecha no se han aplicado nuevos modelos que vayan más allá de su desarrollo experimental.

Resultados y Discusión

La transformación ocurrida en los mercados eléctricos a nivel mundial desde principios de los años '90, con la incorporación de capitales privados en la mayoría de las actividades relacionadas con el negocio de la energía eléctrica, llevó a la aplicación de medidas de desestructuración y apertura a la competencia de los mercados eléctricos, las cuales fueron especialmente importantes en los países de Europa Occidental y Latinoamérica, dada la magnitud y profundidad de los cambios llevados a cabo.

El nuevo modelo de negocios imperante plantea nuevas reglas de juego, a partir de la presión de los consumidores destinada a la obtención de menores costos y mayores prestaciones técnicas y organismos de control más exigentes, que imponen exigencias de calidad de servicio. Este nuevo contexto impone a las distribuidoras de energía eléctrica la necesidad de implementar cambios en la gestión de sus activos físicos instalados.

Aunque el avance para optimizar la gestión de activos físicos en las empresas del sector eléctrico y en particular en el área de la distribución eléctrica ha sido más lento que en otras industrias, principalmente debido a la posición monopólica que estas compañías han ocupado

históricamente, en la actualidad para las distribuidoras eléctricas la gestión de activos resulta una parte central del negocio, a partir del impacto que las fuerzas del mercado ejercen sobre estas compañías. Como consecuencia de lo anterior, un costo predominante es el de mantener los activos físicos pertenecientes a su sistema de distribución.

Tal situación requiere desarrollar nuevas estrategias de mantenimiento a aplicar sobre dichos activos, para reducir tales costos mejorando a la vez la confiabilidad del sistema. No existiendo un modelo único de gestión del mantenimiento que contemple las nuevas características del mercado eléctrico en su conjunto, las distribuidoras de energía eléctrica deben desarrollar nuevas estrategias que contemplen la nueva realidad del sector, considerando la confiabilidad de sus instalaciones, junto con los riesgos y costos asociados.

A partir de los nuevos requerimientos de los actuales mercados eléctricos, en las distribuidoras se observa una tendencia de cambios en las estrategias de mantenimiento empleadas, en la búsqueda de desarrollar conceptos avanzados de gestión que contemplen no solo las soluciones técnicamente más convenientes, sino también los aspectos relacionados con la rentabilidad del negocio.

En este contexto, un área clave es el de las redes eléctricas de alta tensión, en particular los activos de las estaciones transformadoras de alta tensión, sector especialmente capital - intensivo y crítico para asegurar la explotación de tales redes. Desde esta situación, se ha desarrollado un modelo de gestión para el mantenimiento de dichas instalaciones.

Del relevamiento efectuado respecto a las prácticas llevadas a cabo por empresas que participan del negocio de la distribución eléctrica, se concluye que existe una tendencia general que apunta a gestionar sus activos físicos instalados asegurando niveles de calidad de suministro y reduciendo a la vez sus costos operativos para asegurar que el negocio continúe resultando rentable.

De la revisión de las prácticas empleadas por empresas líderes del sector a nivel europeo para lograr estos resultados surgen una cantidad de elementos comunes. Estos están dados por el

tratamiento diferenciado dado a diferentes activos, según sus distintos contextos operativos, para lo cual se emplean una variedad de herramientas tales como la identificación y cuantificación de riesgos y la determinación de la importancia y criticidad de las instalaciones. Existe también una búsqueda orientada a reducir las salidas de servicio de las instalaciones para maximizar la disponibilidad de las redes, mediante la aplicación de estrategias de mantenimiento predictivas.

Estas tendencias también se observan en un mercado en desarrollo y con menores recursos como lo es el latinoamericano, región en la cual aunque los avances logrados son menores a los existentes en el ámbito europeo, principalmente por la escasez de recursos y el grado de desarrollo del mercado, se observan indicios de búsqueda de nuevos modelos de gestión.

Los elementos enunciados, empleados en los nuevos modelos para la gestión de activos físicos en empresas distribuidoras de energía eléctrica a nivel mundial, en todos los casos más allá de la diferente disponibilidad de recursos, presentan coincidencia con las características del modelo de gestión propuesto en el presente trabajo de investigación. Consecuentemente, el modelo planteado se encuentra alineado con las últimas tendencias observadas internacionalmente, considerando las particularidades del mercado en el que se propone sea utilizado dicho modelo.

Conclusiones

En el contexto moderno de los mercados de electricidad, mediante la gestión de activos se procura resolver el natural conflicto de intereses que se presenta entre accionistas de empresas que son monopolios naturales y organismos reguladores, se busca maximizar ganancias a lo largo del tiempo y asegurando a la vez el suministro de un servicio de calidad para los clientes, con riesgos aceptables y manejables, equilibrando desempeño, costos y riesgos asociados.

Esto requiere redefinir las condiciones en que el negocio pueda desenvolverse en términos de márgenes de rentabilidad, cumpliendo las condiciones impuestas por los entes reguladores respecto a costos y calidad de suministro. Lo expuesto plantea para las distribuidoras de energía eléctrica el desafío de gestionar sus ac-

tivos de modo tal de poder dar cumplimiento a tales requerimientos.

Desde esta realidad, el propósito de este trabajo ha sido el diseño de un modelo de gestión para el mantenimiento de activos en empresas distribuidoras de energía eléctrica, a partir del nuevo contexto en el que estas deben desenvolverse, de aplicación en compañías de la República Argentina, buscando principalmente dar respuesta a dos cuestiones: *¿pueden las compañías distribuidoras de energía eléctrica gestionar sus activos en forma eficiente a fin de enfrentar los cambios que desde un tiempo a esta parte han modificado tan profundamente los mercados eléctricos de todo el mundo? y en tal caso ¿es posible desarrollar un modelo de gestión que contemple el nuevo contexto existente?*

La investigación desarrollada se ha centrado en los países de Europa Occidental y Latinoamérica, considerando que los cambios enunciados fueron llevados a cabo especialmente sobre estas dos regiones.

Dado que la información disponible para cubrir el problema en su conjunto es escasa, ha sido necesario recurrir a una muy amplia variedad de literatura, así como a un conocimiento exhaustivo de las características de la industria eléctrica, que permitiera construir un modelo de gestión de verdadera aplicación en el sector de la distribución eléctrica de la República Argentina.

Al respecto, resultó de mucha utilidad conocer como evolucionaron los cambios en el sector eléctrico de los países pertenecientes a la Unión Europea (UE) y el modo en que fue estructurado y reglamentado el funcionamiento de tales mercados como consecuencia de los referidos cambios. El nivel de desarrollo alcanzado en esta región y el grado de armonización existente entre los distintos países para la fijación de políticas comunes, mediante la creación de una cantidad de asociaciones que representan los intereses de la industria eléctrica a nivel de la UE y organismos de control inter-países, ha facilitado el acceso a la información disponible y la comprensión en profundidad del alcance de los procesos llevados a cabo.

A diferencia de lo ocurrido en los países de la UE, en Latinoamérica la desestructuración del mercado eléctrico no se efectuó de un modo orgánico entre los distintos países, sino que más

allá de seguirse las tendencias imperantes internacionalmente en el sector, se experimentaron una variedad de sistemas, dificultando la aplicación de políticas comunes, las cuales en lo inmediato parecen difíciles de implementar. Esto se ha visto reflejado en una mayor complejidad para el acceso a la información y el establecimiento de variables de comparación entre los dis-tintos países.

Debe considerarse además, la diferente disponibilidad de recursos existente en esta región, condicionante para el desarrollo y aplicación de nuevos modelos de gestión como los alcanzados en la UE. De la evaluación entre ambos procesos, surge que aunque la comparación de la performance de las compañías es importante, resulta de mayor valor conocer de qué manera puede mejorarse el desempeño. Los estudios de benchmarking revelan áreas que pueden ser mejoradas, pero no si las estrategias empleadas por otras compañías serán efectivas bajo diferentes condiciones. Por tal razón, para el desarrollo e implementación de modelos de gestión eficientes, aunque resulta útil tomar los lineamientos y tendencias generales de gestión empleados por empresas de primer nivel, deben evaluarse las particularidades y condicionamientos de cada mercado.

A partir de la investigación llevada a cabo, surge que para las distribuidoras eléctricas es posible desarrollar un modelo para el mantenimiento de sus activos físicos instalados que permita su gestión en forma eficiente, contemplando el nuevo modelo de negocios en que les toca actuar y considerando las particularidades del contexto operativo existente en cada caso. Aunque queda mucho por avanzar, el presente trabajo ha buscado efectuar una primera aproximación al tratamiento de la cuestión en el ámbito de las empresas eléctricas de Argentina y otros países de Latinoamérica, con la idea de movilizar dentro del sector eléctrico de la región el desarrollo de nuevos modelos de gestión, dejando el tema abierto para su mayor profundización.

En suma, mediante esta investigación se buscó hacer una contribución al conocimiento en el área de la gestión de activos de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, aunque existe un gran potencial para extender este conocimiento más lejos, para beneficio de las compañías distribuidoras de energía eléctrica, sus redes y quienes utilizan sus servicios.

Referencias

- Aupied, J., y Bonnard, G. (Electricité de France) (2000) *Optimisation de la maintenance par la fiabilité des postes du réseau de transport - Reliability centered-maintenance for substations*, revue Epure, N° 65, 3, Electricité de France.
- Balzer, G. et al (2000) *Reliability-Centered Maintenance of substation and over-head lines: a tool for optimized management*. 13th Conference CEPSI Manila 2000.
- CIER (2004) *El Mantenimiento: Estrategia Empresarial de Competitividad, Seminario Internacional de Mantenimiento y Servicios Asociados en Sistemas Eléctricos*, SIMSE Cartagena 2003, Boletín CIER, Año XII, N° 45, 5.
- CIREN (2003) *Asset Management, Development of New Approaches. 17th Conference CIREN Barcelona 2003, Session 5*, Beta Session, Round Table Discussions.
- Crisp, J. (2004) *Asset Management in Electricity Transmission Enterprises. Ph.D. Thesis. School of Electrical and Electronic Engineering, Faculty of Built Environment and Engineering, Queensland University of Technology*.
- Damstra, R. et al (1999) *The impact of a condition maintenance strategy on net-work system operations*. Cigré Symposium London 1999.
- Damstra, R. et al (2000) *A review of methods for the management of transmission outage risk. 38th Cigré Session*, paper 23/39-07.
- Davies, T. et al (1998) *Drivers for change in transmission maintenance policy and the role of computer based information and decision support systems*. 37th Cigré Session, paper 23/37/39-02.
- Endrenyi, J. et al (2001) *The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, N° 4, 638.
- Ferrer, L. y García, R. (2003) *Estrategias de gestión en el mantenimiento de redes de transporte de alta tensión. Seminario CIER SIMSE Cartagena 2003*.
- Girard, A. et al (Electricité de France) (1999) *Mise en oeuvre de la nouvelle politique de maintenance matériels HT à Électricité de France*, Mat Post 99 Conférence, Lyon, Notes XIX, 230.
- Hérouin G. et al (Electricité de France) (1996) *Experimental adoption of RCM in EDF substations, Collection de notes internes de la Direction des études et recherches*. Matériel électrique, transport et distribution d'énergie, N° 71, 11, Electricité de France.
- Hilber, P. y Bertling, L. (2005) (KTH Royal Institute of Technology, Stockholm) *A method for extracting reliability importance indices from reliability simulations of electrical networks*. Proceedings 15th Conference PSCC Lieja 2005, paper 6.
- Izaguirre, A. (1998) *Private Participation in the Electricity Sector - Recent trends. Public Policy for the Private Sector, Note N° 154*, The World Bank Group. disponible en rru.worldbank.org/Documents/PublicPolicyJournal (consultado 15/06/09).
- Lalor, R. y Garcia, H. (1996) *Reshaping Power Markets- Lessons from Chile and Argentina. Public Policy for the Private Sector, Note No. 85*, The World Bank Group. disponible en rru.worldbank.org/Documents/PublicPolicyJournal (consultado 15/06/09).
- Estache, A. y Rodríguez Pardina M. (1996) *Regulatory Lessons from Argentina's Power Concessions. Public Policy for the Private sector, Note No. 92*, The World Bank Group. disponible en rru.worldbank.org/Documents/PublicPolicyJournal (consultado 15/06/09).
- Martínez, J. (2009) *A maintenance management model for HV substations in the framework of the new electric markets. 20th Conference CIREN Praga 2009*, paper 0028.
- Moubray, J. (2000) *Reliability-Centered Maintenance - An Introduction*. disponible en www.thealadonnetwork.com (consultado 30/05/09).
- Nordgård, D. et al (2005) *Developing and Implementing a risk based maintenance strategy for distribution companies*. 18th Conference CIREN Turín 2005, paper 292.
- Schwan, M. et al (2006) *Reliability centered asset management for electricity installations - From theory to practice*. Congreso CIDEL Buenos Aires 2006, paper 1.5.07.