

## **Mejora de la gestión de recursos mediante técnicas de simulación matemática. Aplicación a un caso de averías eléctricas**

**M<sup>a</sup> Victoria de la Fuente<sup>1</sup>, Lorenzo Ros<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Dpto. de Economía de la Empresa, Área de Organización de Empresas. E.T.S.I. Industrial. Campus Muralla del Mar - Universidad Politécnica de Cartagena – UPCT. C/ Dr. Fleming, s/n. 30202 Cartagena. [Marivi.fuente@upct.es](mailto:Marivi.fuente@upct.es) ; [Lorenzo.ros@upct.es](mailto:Lorenzo.ros@upct.es)

### **Resumen**

*La continuidad en el servicio de suministro eléctrico, tal como se ha podido observar durante los últimos años en el levante español, supone adecuar la generación de electricidad con el consumo del mismo; existen otros aspectos que inciden en el servicio de suministro eléctrico como son los representados por las incidencias en la red de suministro. El objetivo de este estudio es modelizar la gestión en la atención de averías eléctricas para red de baja tensión (BT), en el área urbana de Cartagena que suministra tanto en monofásico como en trifásico, con el fin de mejorar su funcionamiento, cara a obtener una mayor eficiencia del equipo de reparaciones, un mayor beneficio económico y mejorar la imagen de la empresa cara a sus clientes.*

**Palabras clave:** atención de averías eléctricas, método de Montecarlo.

### **1. El proceso de distribución de la energía eléctrica.**

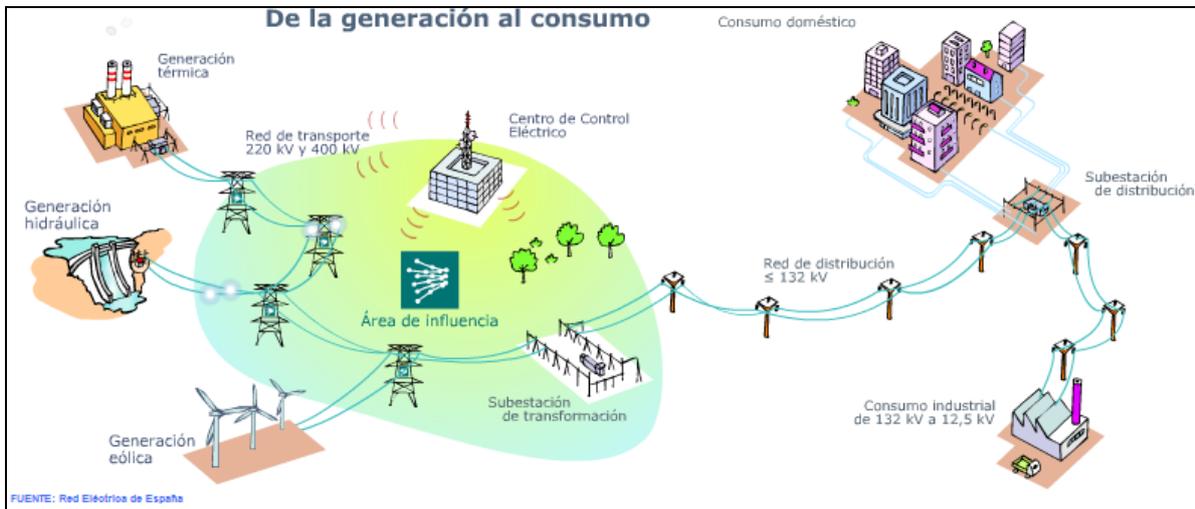
El incremento de la competitividad y la diversificación de las fuentes de suministro tras la liberalización del mercado energético español en el año 2003, ha originado que las principales empresas eléctricas busquen la fidelización del cliente mediante la mejora de la calidad de su producto (la electricidad) y la continuidad en su suministro (Eguíluz 2001, Gutiérrez, 2003).

Las redes de baja tensión suministran energía a los clientes domésticos y pequeñas empresas, la electricidad pasa por una serie de tratamientos (transformaciones) para optimizar su transporte desde las centrales de generación hasta los hogares (Iberdrola, 2007), tal como se muestra en la figura 1.

En este proceso intervienen tres partes claramente diferenciadas, y que constituyen cada uno de los negocios en los que el grupo empresarial explota comercialmente: generación de la energía, transporte y distribución de la misma, y su comercialización.

La distribución de la energía eléctrica se denomina negocio regulado, pues al ser la electricidad una necesidad básica, la ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997) contempla para la distribución de energía un carácter meramente técnico y de monopolio natural. Sin embargo, el beneficio consiste en recibir contraprestaciones económicas por parte de los operadores que conforman el negocio comercial de la electricidad (éste sí negocio liberalizado y no regulado explícitamente). Por esta razón, cuantas más averías disponga la red eléctrica (en todos los niveles de tensión existentes) menor beneficio económico contemplará cada empresa

distribuidora, y además porque legalmente están obligadas a indemnizar económicamente a los clientes cuando se sobrepasa, en cómputos anuales y acumulados, un determinado tiempo sin energía no suministrada (índice TIEPI) (Rivier, 1999; Eguíluz, 2001; Burgos, 2007).



**Figura 1.** Partes intervinientes en el sistema eléctrico. (Fuente: Red Eléctrica de España)

El problema de la continuidad en el suministro eléctrico, tal como se ha podido observar durante los últimos años en el levante español, ha llevado al grupo de trabajo de la UPCT al estudio del comportamiento de las incidencias en la red de baja tensión existente en el área urbana de Cartagena, que suministra a los hogares domésticos (acometidas monofásicas) y pequeñas empresas (acometidas trifásicas). El objetivo de dicho estudio es modelizar la gestión en la atención de averías eléctricas para red de baja tensión (BT), con el fin de mejorar su funcionamiento, cara a obtener una mayor eficiencia del equipo de reparaciones, un mayor beneficio económico, y mejorar la imagen de la empresa cara a sus clientes.

## 2. Gestión del sistema de atención de averías en la red de BT.

El estudio del área de resolución de incidencias en la empresa distribuidora de energía eléctrica comprende la identificación de las figuras intervinientes y definición de sus actividades en dicho proceso, tal como se muestra en la figura 2:



**Figura 2.** Figuras intervinientes en el modelo de gestión.

## **2.1. El teléfono de atención al cliente.**

A través del teléfono de atención al cliente, que funciona 24h/día y 365días/ año, la compañía eléctrica permite resolver cuestiones relativas al contrato, así como para la recogida de avisos sobre falta de suministro eléctrico en el punto que el cliente tienen contratado.

En esta parte del proceso, la operadora realiza una serie de preguntas para averiguar el origen de la avería (instalación–cliente/instalación–compañía). Si la avería es en la instalación particular del cliente, la reparación de la incidencia se realizará por cuenta del cliente, pero cuando la avería es en la instalación de la compañía, la operadora que atiende al cliente registra la incidencia en el sistema informático, pasándola al centro de control de distribución (COD). La misión de la centralita es importante, pues permite agrupar llamadas de distintos clientes, avisando de una misma avería, apareciendo en el sistema como un solo registro de incidencia.

## **2.2. El centro de control – COD.**

Una vez registrada la avería en centralita, se le asigna un número de incidencia, apareciendo en los sistemas del COD (centro de operación y distribución de la empresa eléctrica), cuya función es coordinar todo lo relativo a la explotación y operación de la red, ocupándose de maniobras, incidencias, peculiaridades, etc.

El COD, como el teléfono de atención al cliente, funciona 24h/día y 365días/ año, en régimen de turnos, trabajando durante el transcurso de la resolución de una incidencia de BT de la siguiente manera:

1. Aceptación (o no) de la incidencia registrada por la centralita. El COD realiza un 2º filtro para discriminar la responsabilidad de la avería. La aceptación tampoco se hace de manera inmediata, pues prioriza coordinados con OL (técnicos que reparan la avería), la urgencia y atención de las averías, traspasando el trabajo a OL en el momento adecuado.
2. Puesta en contacto del COD con OL, para informar sobre la incidencia a reparar.
3. Informado el COD de la resolución de la incidencia por parte de OL, automáticamente introduce su finalización en el sistema.

## **2.3. Operación local (OL) - personal para resolución de incidencias.**

El personal de OL son los técnicos responsables de la resolución práctica de la avería. Una vez reciben la incidencia desde el COD, se desplazan al lugar, identifican la avería y la resuelven. Es posible que el personal de OL disponga de una serie de incidencias pendientes de resolver en una misma jornada, por lo que serán atendidas según el orden establecido por el COD, que por norma general respeta el orden de entrada al sistema.

El personal de OL está formado por 2 técnicos, ya que nunca puede haber una sola persona operando instalaciones eléctricas y poder socorrer en caso de accidente de forma inmediata, según legislación vigente en materia de seguridad y prevención de riesgos laborales.

El personal de OL es el elemento clave del modelo de gestión a la hora de considerar una mejor utilización de los recursos. Actualmente trabaja en régimen de 3 turnos, por lo que están disponibles las 24h todos los días del año.

Con el modelo de gestión y los resultados obtenidos de la simulación se estudiará la posibilidad de mejorar su jornada de trabajo (reducción de horario, supresión de turno noche, etc.), así como reducir los costes de personal.

El centrar el estudio en el personal de OL (tiempo de resolución de la avería) permitirá también controlar la evolución del índice TIEPI, indicador de eficiencia de la empresa eléctrica ante la falta de suministro eléctrico del cliente.

### 3. Simulación matemática del sistema de gestión de averías en la red.

El objetivo de este trabajo es el desarrollo de un modelo de gestión que simule el funcionamiento del área de resolución de incidencias eléctricas en la red de BT, mediante la técnica matemática del método de Monte Carlo.

La selección de esta técnica, tanto por su facilidad de aplicación como su potencial adaptabilidad a una gran variedad de situaciones, permitirá obtener una rápida consecución de la solución óptima, y/o permitir una aproximación lo suficientemente buena. Ello se consigue gracias a la flexibilidad que permite el cambio en el número de iteraciones y la definición de probabilidades, tal como exponen diferentes autores (Fernández de Córdoba et al., 1998; Goel et al., 1999; Dobson y Goddard, 2003). Aunque frente a estas ventajas, su gran inconveniente es esta técnica puede ser menos eficiente que otras técnicas o algoritmos heurísticos especialmente diseñados para cada problema (Fernández de Córdoba et al., 1998).

El método de Monte Carlo, tal como proponen Hillier y Lieberman (2006, pp. 930-958) permitirá descomponer el sistema de gestión bajo estudio en una serie de variables, definir las relaciones entre ellas, estudiar las diferentes salidas del modelo ante posibles cambios de las variables, y analizar todos estos cambios desde el punto de vista económico, que es el que realmente interesa a la compañía eléctrica.

#### 3.1. Identificación de las variables del modelo.

Según la descripción del proceso de atención de averías, se han establecido como variables principales aquellas de las que depende directamente la resolución de las incidencias, así como variables secundarias las calculadas a partir de estas primeras. Dichas variables se muestran a continuación (tabla 1):

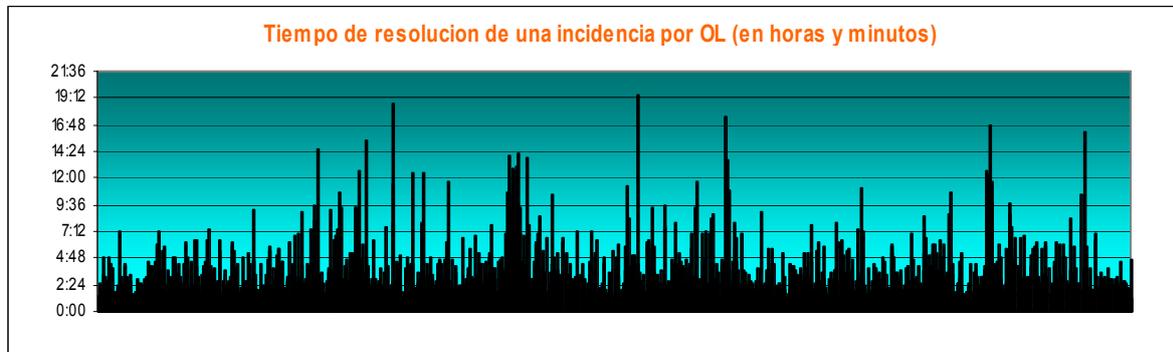
**Tabla 1.** Definición de variables del sistema.

<b>Variables principales</b>	<b>Variables secundarias</b>
Tiempo entre dos avisos consecutivos Tiempo que COD tarda en reconocer el aviso Tiempo que OL tarda en resolver la incidencia	Hora de entrada del aviso Hora real de aceptación en COD del aviso Hora real de asignación a OL del aviso Hora real de finalización

A partir de la información suministrada por la compañía eléctrica (nº incidencias, registro horas de entrada, tiempos de resolución, etc.), se ha trabajado con tres conjuntos de datos (figura 3), cada uno con un elevado número de registros (n=27269), cuyo análisis permitirá obtener las funciones de probabilidad de las variables principales definidas.

Para ello, y utilizando el paquete estadístico SPSS v 10.0, se realizaron una serie de pruebas (análisis de asimetría, coeficiente de Pearson, coeficiente de Curtosis, etc.) para comprobar el ajuste de estas distribuciones de datos a funciones estadísticas conocidas, obteniendo

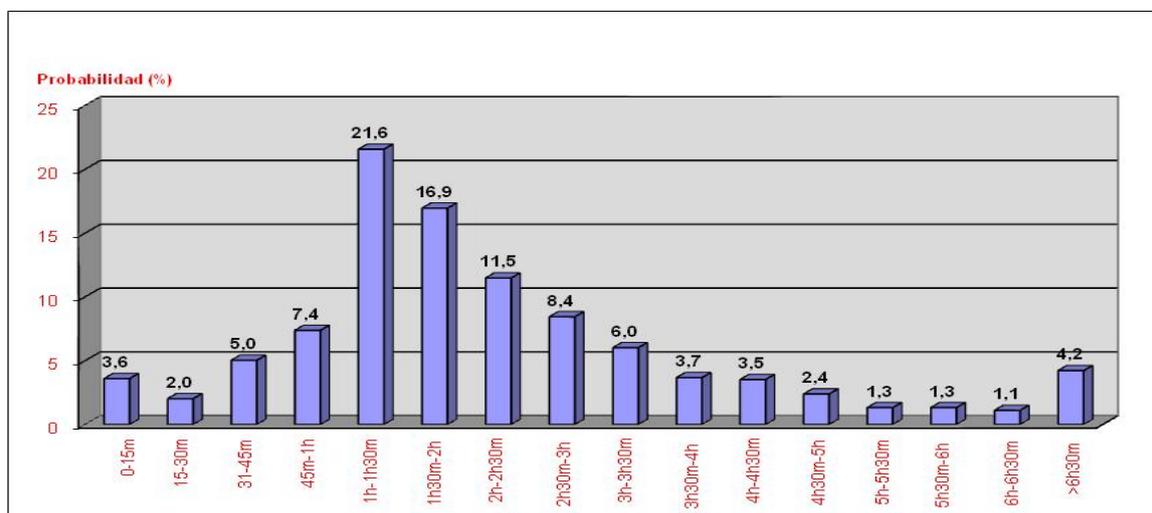
resultados negativos. Por lo tanto, para obtener de una manera rigurosa la probabilidad de aparición de cada valor en el conjunto de la población se aplicará la “aproximación al método teórico de la distribución de probabilidad de un conjunto de datos por muestras grandes”, (o *Ley de los grandes números*). Estudios similares donde se aplica la técnica de Monte Carlo y con análisis de poblaciones de gran tamaño son los planteados por Pitfield et al. (1998), y Goel et al. (1999).



**Figura 3.** Conjunto de datos para el año 2006 sobre el Tiempo de resolución de averías por OL.

Para el análisis de cada conjunto de datos, se han clasificado los valores en una serie de intervalos o clases, los cuales han sido definidos para que concentren la mayor parte de valores. De este modo, y con un error prácticamente despreciable en las clases más significativas, se supondrá la misma probabilidad de aparición de los datos de dicha clase en el conjunto total de datos.

Como ejemplo, para la variable “Tiempo que OL tarda en resolver una incidencia” se han establecido los siguientes intervalos y obtenido las correspondientes probabilidades (figura 4):



**Figura 4.** Asignación de probabilidades a los intervalos de tiempos definidos para la resolución de una incidencia por OL.

### 3.2. Diseño y validación del modelo.

Una vez obtenidas las distribuciones de probabilidad para cada una de las variables principales, se pasa a diseñar una hoja de cálculo donde quedará definido el modelo de simulación para la gestión de incidencias eléctricas, tal como se muestra en la tabla 2.

Se trata de un modelo de simulación muy sencillo, el cual permite controlar en todo momento el estado de la avería, y al que habría que introducir las diferentes restricciones (ligaduras entre variables) según los grupos de trabajo y sus horarios con los que se pretenden plantear diferentes situaciones (escenarios) (Faulín y Juan, 2001; Bustamante, 2002).

**Tabla 2.** Diseño del modelo de simulación

<b>Tiempo entre avisos</b>	Generado a partir de un número aleatorio
<b>Hora de entrada</b>	(T. entre avisos) + (Hora entrada avería anterior)
<b>Tiempo aceptación por COD</b>	Generado a partir de un número aleatorio
<b>Hora aceptación por COD</b>	(Hora entrada) + (T. aceptación COD)
<b>Hora aceptación por OL</b>	(Hora aceptación COD) + (5min)
<b>Tiempo resolución OL</b>	Generado a partir de un número aleatorio
<b>Hora finalización incidencia</b>	(Hora aceptación OL) + (T. resolución OL)

Definido el modelo de simulación, se realizó una prueba de validación para comprobar que el modelo proporciona resultados acordes con las medidas de desempeño del sistema real. Para ello se realizó una simulación de incidencias para un año, acorde con las características actuales del sistema. En la figura 4 se muestra un extracto de los resultados de la simulación.

AVISO	NA	T.entre avisos	Hora entrada	NA	T. aceptación	Hora real acept.	Hora real acept. OL	NA	T.resolucion	Hora real finaliz.
11	5889	5:30	6:00	2435	0:10	6:10	6:15	6665	2:15	8:30
12	7510	7:30	13:30	9107	1:45	15:15	15:20	7304	2:45	18:05
13	9589	0:00	13:30	6944	0:45	14:15	14:20	3563	1:15	15:35
14	5425	5:30	19:00	2675	0:10	19:10	19:15	7351	2:45	22:00
15	9734	12:30	7:30	5738	0:25	7:55	8:00	6473	2:15	10:15
16	2281	1:30	9:00	9617	2:45	11:45	11:50	5296	1:45	13:35
17	2678	1:30	10:30	7831	0:45	11:15	11:20	3466	1:15	12:35
18	9224	10:30	21:00	748	0:10	21:10	21:15	3230	1:15	22:30
19	5150	5:30	2:30	8786	1:15	3:45	3:50	6481	2:15	6:05
20	443	0:30	3:00	8546	1:15	4:15	4:20	5376	1:45	6:05
21	3812	2:30	5:30	5786	0:25	5:55	6:00	3063	1:15	7:15
22	4596	4:30	10:00	8943	1:15	11:15	11:20	5362	1:45	13:05
23	1858	1:30	11:30	8332	0:45	12:15	12:20	6949	2:45	15:05

**Figura 4.** Resultados de la simulación.

Analizando los resultados obtenidos mediante una simulación y comparándolos con los datos reales, (tabla 3) se puede comprobar que el modelo funciona, puesto que los valores promedio, tanto para tiempos de espera, tiempo de resolución y permanencia en el sistema presenta valores parecidos para un mismo período de tiempo.

**Tabla 3.** Validación del modelo de simulación.

	Datos reales	Datos simulados	Significación de la variable
<b>Tiempo promedio de resolución</b>	2:20	2:18	0.986
<b>Tiempo promedio de espera sin ser tratado por COD</b>	0:41	0:41	1
<b>Tiempo promedio de espera sin ser tratado por OL</b>	0:42	0:35	0.834
<b>Tiempo total promedio para resolución avería</b>	3:02	3:04	0.989

### 3.3. Diseño de escenarios de futuro.

Verificado el modelo, se realizarán dos experimentos de simulación, según los escenarios de trabajo (A y B) que se plantean a continuación, cuyos resultados se comentan en el apartado 4, y que permitirán una posterior toma de decisiones en la compañía eléctrica.

En el entorno que trabaja actualmente la compañía, tal como se ha descrito en el apartado 2 existen tres grupos de trabajo: un operador telefónico, que registra las averías, un operador de COD, que acepta las averías y posteriormente las asigna al tercer grupo, o personal técnico OL. Es en este tercer grupo donde se han realizado cambios que permitan diseñar los dos escenarios (modificando la asignación de recursos).

En el escenario A, el grupo de trabajo OL trabaja a turnos, cubriendo la jornada completa de 24h. Los turnos de trabajo están definidos de la siguiente manera: mañana (6–14h), tarde (14–22h), noche (22–6h). Por ello se asigna una pareja de técnicos para cada turno, encargadas de la resolución de incidencias (averías de BT) durante su jornada.

En el escenario B se modifica el grupo de trabajo OL. Se ha reducido la jornada laboral, suprimiendo el turno de noche, a la vez que se han reorganizado los horarios de los otros dos turnos. Quedando la jornada así: mañana (8–16h) y tarde (16–24h).

### 4. Análisis de los resultados obtenidos

En la tabla 4 se muestran los principales los resultados obtenidos para las simulaciones realizadas en los escenarios A y B.

En primer lugar, señalar que el número de incidencias registradas para los cuatro años simulados es similar, por lo que permite aseverar que el funcionamiento del sistema es estable, pudiendo comparar y contrastar los resultados obtenidos.

**Tabla 4.** Comparativa de los resultados obtenidos.

	ESCENARIO A			ESCENARIO B		
	2007	2008	Promedio	2007	2008	Promedio
<b>Nº incidencias</b>	1722	1724		1730	1725	
<b>T espera sin ser tratado por COD</b>	1196:05 0:41	1252:30 0:43	0:42	1239:50 0:43	1207:30 0:42	0:42
<b>T espera sin ser tratado por OL</b>	916:00 0:31	901:40 0:31	0:31	10192:45 5:55	9918:45 5:45	5:50
<b>T espera total hasta resolución</b>	2112:05 1:13	2154:10 1:14	1:14	11389:20 6:36	11270:00 6:32	6:34
<b>T total resolución</b>	5243:05 3:02	5315:15 3:04	3:03	10564:30 6:08	12550:00 6:15	6:12
<b>T ocupación OL</b>	3903:30 44.56%	3919:00 44.73%	44.65%	3918:00 67.1%	3926:45 67.2%	67.15%
<b>% Ociosidad OL</b>	55.44	55.27%	55.35%	32.9%	32.8%	32.85%

En referencia al tiempo de espera de una incidencia desde su recepción hasta su aceptación por el COD, el tiempo promedio obtenido para ambos escenarios es el mismo, ya que para la recepción de llamadas y aceptación por el COD se ha mantenido con el horario habitual (24h-365 días), de manera que el cliente perciba que siempre hay alguien al otro lado del teléfono para poder atender sus quejas y solucionar los cortes de suministro.

Sin embargo la primera diferencia que se percibe entre los dos escenarios se refleja en el tiempo de espera hasta que la incidencia es tratada por el personal técnico (OL). En el escenario A, trabajando OL a tres turnos, el promedio de resolución desde su recepción es de 1:14 horas, mientras que en el escenario B, al suprimir un turno de trabajo, el tiempo de espera aumenta en unas 5h, cuadruplicando su valor, lo que supondrá un aumento del índice TIEPI en este área urbana.

Como en ambos escenarios la recepción de averías se realiza durante las 24 h del día, la cantidad de trabajo de los grupos OL (tiempo total de ocupación OL) se mantiene constante. La gran diferencia entre ambos escenarios es el cambio en la tasa de ocupación. La supresión de un turno conlleva un aumento de la tasa de ocupación desde un 44%(escenario A) hasta un 67% (escenario B). Esto supone una mayor utilización de los grupos OL, aunque a costa de aumentar el tiempo de espera de una incidencia hasta su resolución.

Realmente con el escenario B se propone una mejora de las condiciones laborales del grupo OL, pues se supone una mejor utilización del personal, así como la eliminación de la nocturnidad, pues la mayoría de las averías recibidas en dicho turno pueden esperar en su reparación, según información de la empresa.

Respecto a la recepción de llamadas telefónicas para comunicar averías, su registro horario presenta una distribución temporal de las incidencias proporcional durante los tres turnos de funcionamiento actuales (mañana 34,12%; tarde 32,18%; noche 33,69%). Esta peculiaridad influye claramente en los resultados obtenidos para el escenario B, en el cual se ha reducido el horario de resolución frente al mantenimiento del horario de recepción y registro.

Para realizar el estudio de costes, se ha trabajado con los datos sobre costes de personal y costes de indemnización por TIEPI suministrados por la empresa. En la tabla 5 se muestran una primera estimación de los costes en base a los de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas (escenarios A y B).

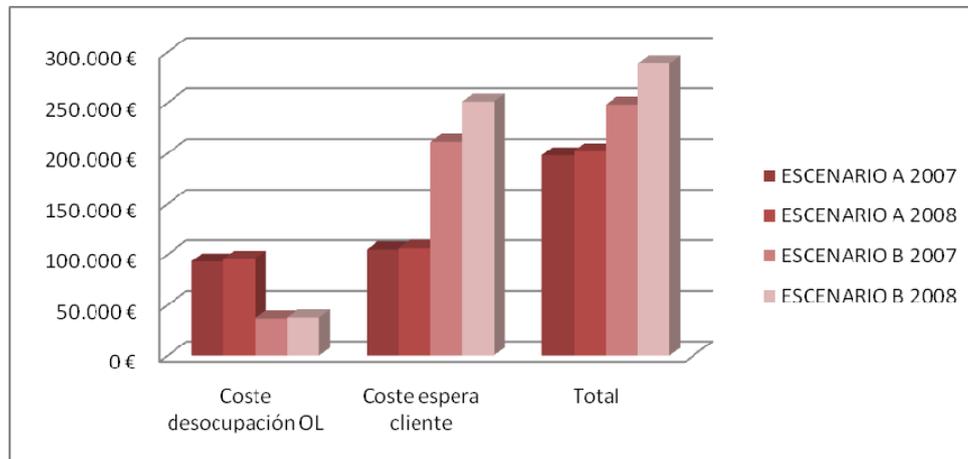
A partir de los costes salariales del grupo OL, se han estimado los costes de desocupación de OL(en base al índice de desocupación, tabla 4). Se puede comprobar que la reducción de un turno de trabajo supone una reducción tanto en los costes de personal OL, como de los “costes de desocupación” que disminuyen en un 60%.

La reducción del turno de noche ha supuesto un incremento notable tiempo total de resolución de una avería, por lo que el cliente está un mayor tiempo sin suministro y la empresa deberá indemnizarlo por ello. Que se cuadruplique el tiempo promedio de espera, repercute en que se dupliquen los costes asociados al tiempo de espera, tal como se puede observar en la figura 4, aspecto que no esperábamos obtener en los resultados de la simulación.

**Tabla 5.** Costes estimados para los escenarios simulados.

	ESCENARIO A		ESCENARIO B	
	2007	2008	2007	2008
<b>Coste OL</b>	168.000 €	173.040 €	112.000 €	115.360 €
<b>Coste desocupación OL</b>	93.139 €	95.639 €	36.848 €	37.838 €
<b>Coste espera cliente</b>	104.860 €	106.300 €	211.280 €	251.000 €
<b>Total</b>	197.999 €	201.939 €	248.128 €	288.838 €
<b>Total Bianual</b>	399.938 €		536.966 €	

Finalmente señalar que, como se puede observar en la figura 4, los costes son mayores en el escenario B que en el escenario A (suponiendo un incremento aprox. del 35%), por lo que se puede concluir, que aunque se esperaba mejorar la jornada laboral de los trabajadores OL, y eliminar la elevada tasa de ociosidad asociada a este grupo de trabajo, se ha detectado un problema más grave, el aumento del tiempo de espera hasta la resolución de la incidencia.



**Figura 4.** Comparativa de costes estimados.

Por ello, en el nuevo escenario propuesto, eliminando personal de OL, los costes de ociosidad no compensan los costes de tiempo de espera, por lo que un aumento notable del tiempo de espera supone un descenso del nivel de atención al cliente, presentando, ante ellos, una menor calidad de servicio, aumentando sus quejas y reclamaciones.

Por lo tanto se recomienda, ante los dos escenarios planteados, mantener los tres turnos de trabajo, tanto por el menor tiempo de espera, como los menores costes asociados a ello.

Ante los resultados adversos obtenidos, pues se esperaba reducir ociosidad en el grupo OL, pero no se esperaba tal incremento de la tasa de espera, el grupo de investigación se encuentra diseñando nuevos escenarios de simulación, además, ahora se cuenta con una mayor base de datos, (información relativa a incidencias del año 2007), que permitirá redefinir las distribuciones de probabilidad de las variables principales.

## 5. Conclusiones

El modelo de simulación desarrollado ha permitido estudiar el sistema de gestión de averías, y realizar un análisis cuantitativo de su funcionamiento. La validación del modelo a implementar ha quedado constatada a partir de los valores de significación de las variables escogidas, con resultados en torno al 0.98. Esto ha permitido, a partir de las variables principales seleccionadas, estudiar el sistema bajo diversas condiciones hipotéticas de funcionamiento, evaluando cuantitativamente los resultados que se obtendrían en cuanto a calidad de servicio y la utilización de los recursos.

La comparación de los resultados obtenidos para los escenarios diseñados, aconseja mantener la situación actual con tres turnos de trabajo, pues el intento de incrementar la ocupación del personal técnico ha derivado en un incremento notable del tiempo sin suministro eléctrico, así como los costes asociados a ello. Por ello, se están planteando diferentes escenarios, con nuevas propuestas de organización de los grupos OL, así como la incorporación de reglas heurísticas para la priorización de resolución de las incidencias.

Por último, señalar que el grupo de trabajo continua con la mejora del modelo de simulación. Se pretende incorporar al modelo actual un módulo relacionado con la generación de quejas de cliente. Un estudio detallado del comportamiento del cliente y sus reclamaciones permitirá el diseño e inclusión de nueva/s variable/s en el modelo, con el objetivo de analizar y mejorar el servicio de atención al cliente.

## Referencias

Burgos P.; Bris D. (2007). “Sistemas de indicadores de calidad eléctrica, energía y facturación del Mº de Industria, Turismo y Comercio”. *X Jornada sobre tecnologías de la información para la modernización de las administraciones públicas – TECNIMAP 2007*.

Bustamante A. (2002). *Impact of Monte Carlo methods on scientific research*. [www.csm.ornl.gov/ssi-expo/Mchist.html](http://www.csm.ornl.gov/ssi-expo/Mchist.html)

Dobson S., Goddard J. (2003). “Persistence in sequences of football match results: A Monte Carlo analysis”. *European Journal of Operational Research*, 148:247-256.

Eguíluz L.I. (2001). “Incidencias del suministro energético en el proceso de fabricación”. *Seminario “Innovación Tecnológica: Energía y Telecomunicaciones”*. Universidad Internacional Menéndez Pelayo. Santander, julio 2001.

Faulín J., Juan A. (2001). *Simulación de Montecarlo con Excel. Proyecto e-Math*. Universitat Oberta de Catalunya. [www.uoc.es](http://www.uoc.es)

Fernández de Córdoba P., Garcia-Raffi L.M., Sanchis J.M. (1998). “A heuristic algorithm based on Monte Carlo Methods for the rural postman problem”. *Computers and Operations Research*, 25(12):1097-1106.

Goel L., Liang X., Ou Y. (1999). “Monte Carlo simulation-based customer service reliability assessment”. *Electric Power System Research*, 49:185-194.

Gutiérrez E. (2003). “Un modelo explicativo de la continuidad del servicio eléctrico en España”. *V Congreso de Ingeniería de Organización*.

Hillier F.S.; Lieberman G.J. (2006). *Introducción a la Investigación de Operaciones*. 8ª edición. McGraw-Hill Interamericana.

Iberdrola (2007). “Calidad de producto eléctrico. Dirección de Servicios técnicos, Protecciones y Asistencia técnica”. *ASELEC*, Valencia.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Pitfield D.E., Brooke A.S., Jerrard E.A. (1998). “A Monte-Carlo Simulation of potentially conflicting ground movements at a new international airport”. *Journal of Air Transport Management*, 4:3-9.

Rivier J., Gómez T., Román J., de la Fuente I. (1999). “La regulación de la calidad del servicio eléctrico”. *Anales de mecánica y electricidad*, 76:30-38.