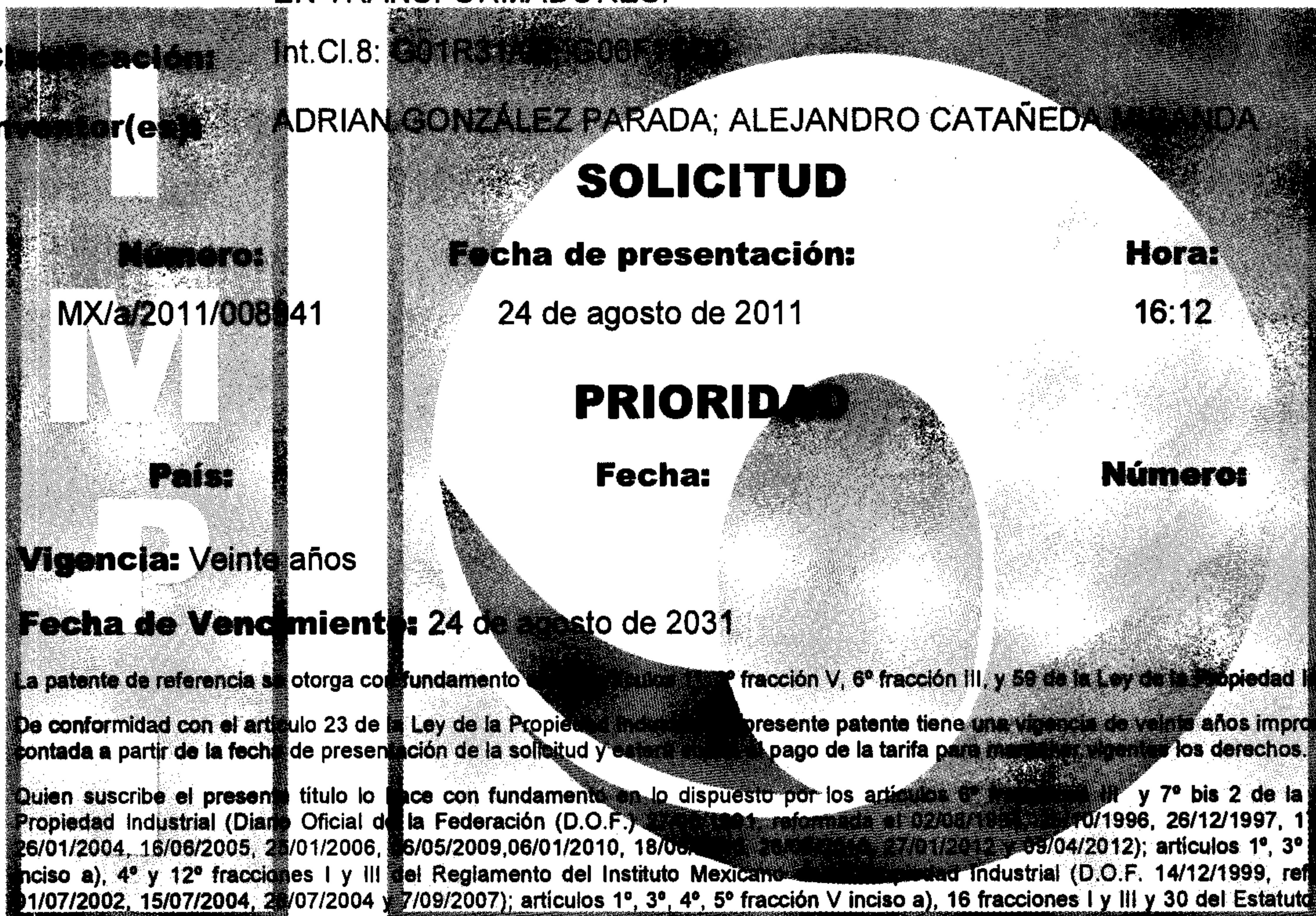


TÍTULO DE PATENTE NO. 330848

Titular(es): UNIVERSIDAD DE GUANAJUATO
Domicilio: Lascurain de Retana # 5, Colonia Centro, 36000, Guanajuato, Guanajuato, MÉXICO
Denominación: SISTEMA Y DISPOSITIVO DE MONITOREO PARA LA DETECCIÓN DE FALLAS EN TRANSFORMADORES.

Clasificación: Int.Cl.8: G01R31/02; G06F3/00

Inventor(es): ADRIAN GONZALEZ PARADA; ALEJANDRO CATAÑEDA MIRANDA



Número:
MX/a/2011/008841

Fecha de presentación:
24 de agosto de 2011

Hora:
16:12

PRIORIDAD

Fecha:

Número:

Vigencia: Veinte años

Fecha de Vencimiento: 24 de agosto de 2031

La patente de referencia se otorga con fundamento en los artículos 172º fracción V, 6º fracción III, y 59 de la Ley de la Propiedad Industrial.

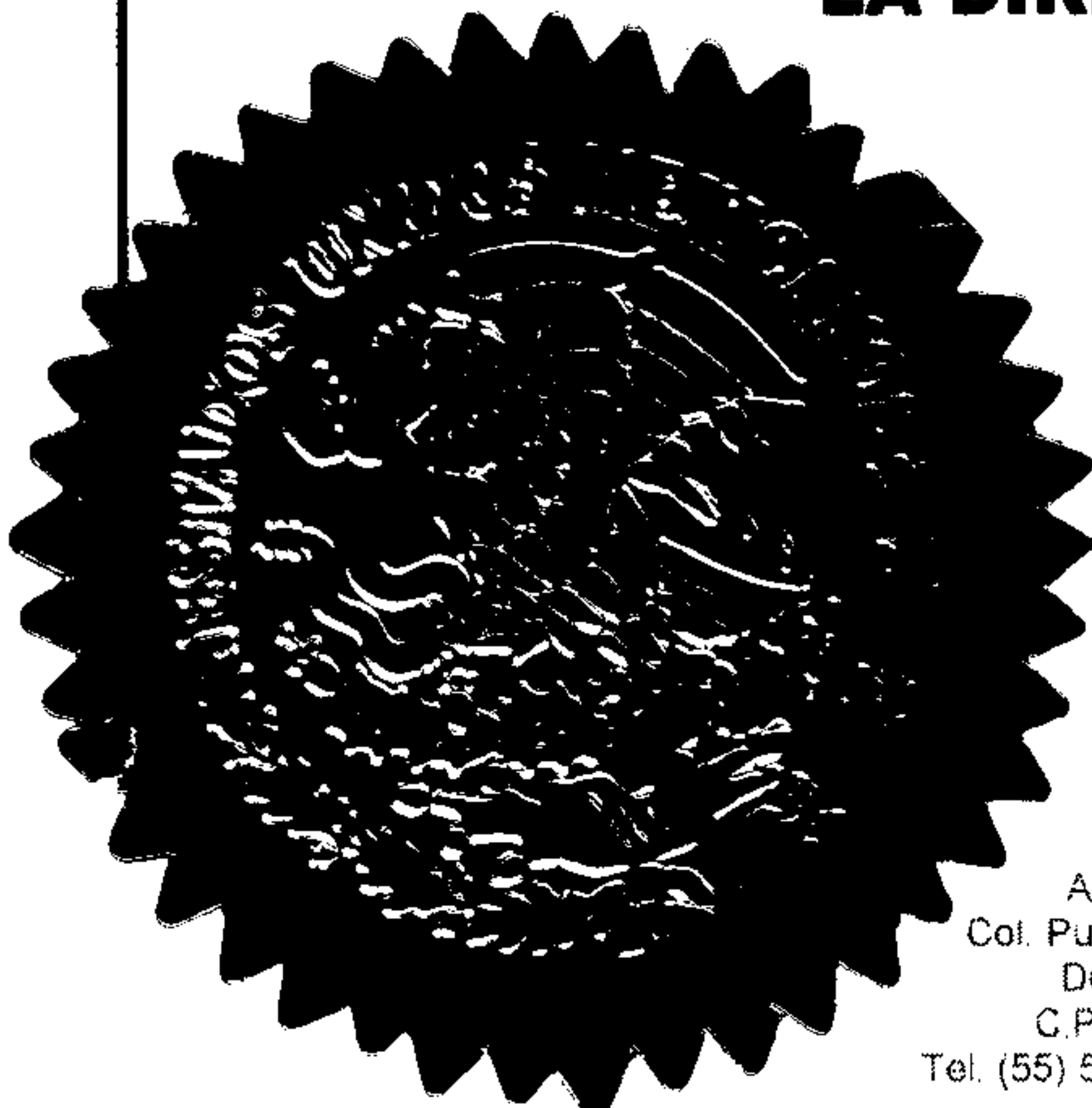
De conformidad con el artículo 23 de la Ley de la Propiedad Industrial, la presente patente tiene una vigencia de veinte años improrrogables, contada a partir de la fecha de presentación de la solicitud y estará sujeta al pago de la tarifa para mantener vigentes los derechos.

Quien suscribe el presente título lo hace con fundamento en lo dispuesto por los artículos 6º fracción III y 7º bis 2 de la Ley de la Propiedad Industrial (Diario Oficial de la Federación (D.O.F.) 12/01/1991, reformada el 02/08/1994, 20/10/1996, 26/12/1997, 11/05/1999, 26/01/2004, 16/06/2005, 21/01/2006, 16/05/2009, 06/01/2010, 18/09/2010, 31/05/2011, 27/01/2012 y 09/04/2012); artículos 1º, 3º fracción V inciso a), 4º y 12º fracciones I y III del Reglamento del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial (D.O.F. 14/12/1999, reformado el 01/07/2002, 15/07/2004, 21/07/2004 y 7/09/2007); artículos 1º, 3º, 4º, 5º fracción V inciso a), 16 fracciones I y III y 30 del Estatuto Orgánico del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial (D.O.F. 27/12/1999, reformado el 10/10/2002, 29/07/2004, 04/08/2004 y 13/09/2007); 1º, 3º y 5º inciso a) del Acuerdo que delega facultades en los Directores Generales Adjuntos, Coordinador, Directores Divisionales, Titulares de las Oficinas Regionales, Subdirectores Divisionales, Coordinadores Departamentales y otros subalternos del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial. (D.O.F. 15/12/1999, reformado el 04/02/2000, 29/07/2004, 04/08/2004 y 13/09/2007).

Fecha de expedición: 20 de mayo de 2015

LA DIRECTORA DIVISIONAL DE PATENTES

NAHANNY CANAL REYES



330848 - Normal
24-08-31

2011/8941



Instituto
Mexicano
de la Propiedad
Industrial

1

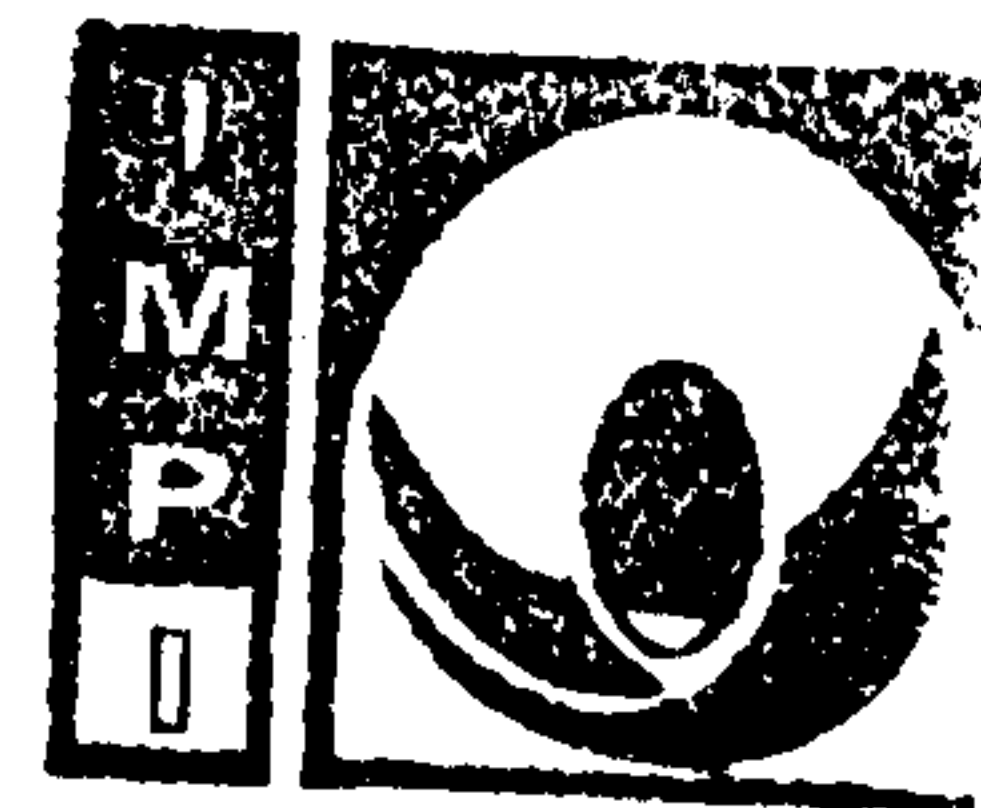
Sistema y Dispositivo de Monitoreo para la Detección de Fallas en Transformadores

DESCRIPCIÓN

OBJETO DE LA INVENCION

5 El objeto de la invención es un Sistema de monitoreo remoto y los dispositivos que lo comprenden para la detección in-situ de fallas en las instalaciones eléctricas de transformadores de distribución, con el objeto de detectar las fallas incipientes en la instalación que se puedan presentar y por medio de dispositivos electrónicos y sensores inductivos acoplados a la instalación, realizar un diagnóstico y anticipar las fallas antes de
10 que estas sean catastróficas y pongan en peligro la instalación, el suministro eléctrico y a los usuarios.

Es un sistema de detección no intrusivo, que puede ser utilizado tanto en equipos nuevos como en los ya existentes, sin hacer cambios mayores en la instalación, comprendiendo un dispositivo sensor para el monitoreo de las condiciones de la instalación eléctrica, un
15 dispositivo para el acondicionamiento y tratamiento de la señal, un dispositivo de transmisión inalámbrico para el envío remoto de los datos a una concentrador maestro, que a su vez es transmitida a una estación maestra, en donde se encuentra un servidor junto con una computadora personal, que por medio de un método específicamente desarrollado para la interpretación de los datos y manejo de la información, se puede analizar y ver el estado
20 del equipo eléctrico, anticipando una posible falla en el sistema.



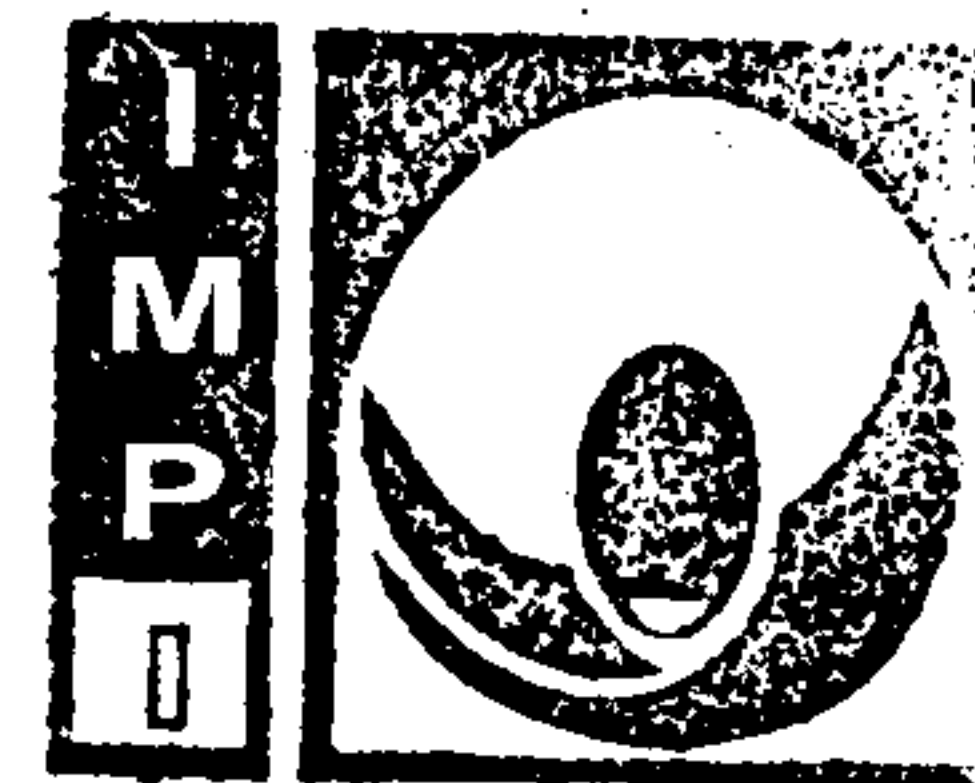
Instituto
Mexicano
de la Propiedad
Industrial

ANTECEDENTES

Las instalaciones eléctricas están comprendidas por cables de energía para media y alta tensión, transformadores para suministrar los niveles de tensión requeridos y la carga suministrada a los usuarios. En el caso de los transformadores para distribución de la energía eléctrica, su instalación se realiza de diferentes maneras, entre las cuales se sujetan sobre los postes o en registros especialmente diseñados para contenerlos y/o sobre la acera con contenedores especiales para evitar la exposición a los usuarios.

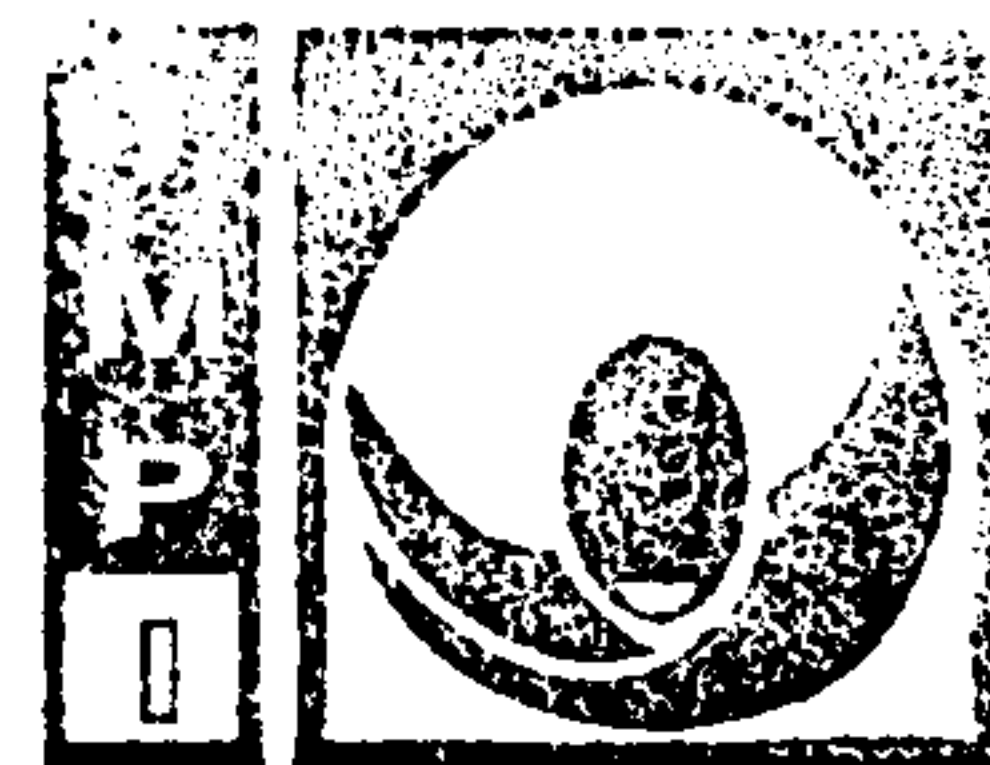
Hoy en día la detección de fallas en equipos eléctricos es un objetivo ya ampliamente estudiado y con soluciones implementadas, ya que existen los equipos e instrumentos necesarios para llevar a cabo esta actividad, destacando que la detección de problemas se realiza actualmente mediante equipos que requieren que las instalaciones estén fuera de servicio, lo que implica la interrupción del servicio del suministro eléctrico y un mantenimiento preventivo, sin embargo en la actualidad la tendencia mundial se enfoca al análisis anticipado del comportamiento y operación de la instalación con el fin de evitar las fallas catastróficas, mediante la aplicación de técnicas de diagnóstico basadas principalmente en la medición de descargas parciales y ensayos a tensión reducida en baja frecuencia, incorporando al estudio de análisis de la respuesta en frecuencia para la detección de fallas mecánicas, todo esto, como se menciono, se realiza con la instalación fuera de servicio.

En los equipos eléctricos para media y alta tensión, se encuentran localizados principalmente tres puntos de falla característicos: el aislamiento y los devanados, las terminales o boquillas y el cambiador de derivaciones, en donde se ha detectado que en más del 75% de los puntos de falla en el transformador, se generan en principio por el inicio de



descargas parciales (DP) mucho antes de convertirse en una falla real, por lo que la actividad de las DP en el sistema, es un indicador importante que permite estimar el nivel de degradación en equipos e instalaciones de media y alta tensión.

Este problema se ha intentado resolver de diferentes maneras; como en la patente US 6,470,283, en donde se plantea un sistema de monitoreo sin contacto por medio de un sistema capacitivo en donde se detecta el comportamiento de un sistema eléctrico detectando los consumos de potencia, por medio de los sensores conectados a un microprocesador para el análisis de los datos recolectados, aunque el sistema no está enfocado a la detección de fallas. En la patente WO 2009/137902, se menciona un sistema para el monitoreo de la energía eléctrica evitando el robo de la energía por medio de un sistema conectado directamente a un transformador, comparando la energía suministrada contra la energía consumida en un determinado punto de consumo, este sistema es de medición directa y no existe la transmisión inalámbrica de datos. Por otro lado en la patente WO 2011/056057, se menciona un sistema de control y medición a distancia del consumo de energía eléctrica de usuarios conectados a una red de distribución eléctrica, enfocado principalmente a supervisar y regular a distancia el consumo de energía eléctrica de usuarios conectados a un transformador de distribución, este sistema tiene la característica que es intrusivo lo cual únicamente puede ser colocado en transformadores nuevos, ya que van inmersos en el aceite dieléctrico, se menciona una detección de un posible riesgo de falla en función de que la energía consumida por los usuarios. Por otro lado en el artículo de D.J. McArthur, et al "The design of a multi-agent transformer condition monitoring system", IEEE Transaction on power systems, Vol 19, No. 4 Nov. 2004, se menciona la detección del inicio de falla en transformadores haciendo el análisis de las descargas



**Instituto
Mexicano
de la Propiedad
Industrial**

parciales (DP) presentes en un transformador empleando la metodología de detección por medio de ultra alta frecuencia (UHF por sus siglas en ingles).

De acuerdo a lo anteriormente expuesto y con el fin de dar solución a la problemática de dar solución a anteriormente mencionado, se propone el desarrollo de un sistema de detección, que permite el monitoreo y supervisión remota del comportamiento de un transformador de distribución en una instalación eléctrica, caracterizado por tener un sensor del tipo inductivo, no intrusivo por cada una de las fases del transformador, que se puede colocar tanto en equipos nuevos como en las ya existentes sin hacer modificaciones adicionales a los mismos. Por medio de este sistema se puede monitorear las variaciones de carga, las variaciones de tensión eléctrica y las posibles interferencias que se presentan en una instalación antes de que se presente la falla por medio de un monitoreo remoto, adicionalmente a esto se cuenta con un sistema que advierte cuando el transformador queda fuera de operación debido a diferentes causas como cortos circuitos, explosión y/o robo. Este sistema está constituido por medio de tres secciones principales, el sistema de detección y monitoreo, el sistema de transmisión de datos inalámbrico de las variables detectadas y el sistema de adquisición, análisis e interpretación de la información.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

- Figura 1. Esquema general del sistema de monitoreo.
- Figura 2. Vista esquemática del transformador instalado en el poste con el sistema de detección instalado.
- Figura 3. Esquema general del dispositivo electrónico inteligente instalado en el transformador.



Figura 4. Esquema general del sistema de acondicionamiento de señal y transmisión de datos

Figura 5. Esquema general del concentrador instalado.

Figura 6. Vista general del concentrador inalámbrico.

5 Figura 7. Diagrama de bloques del proceso de supervisión y transmisión inalámbrica.

Figura 8. Vista esquemática de la estación maestra y la computadora personal.

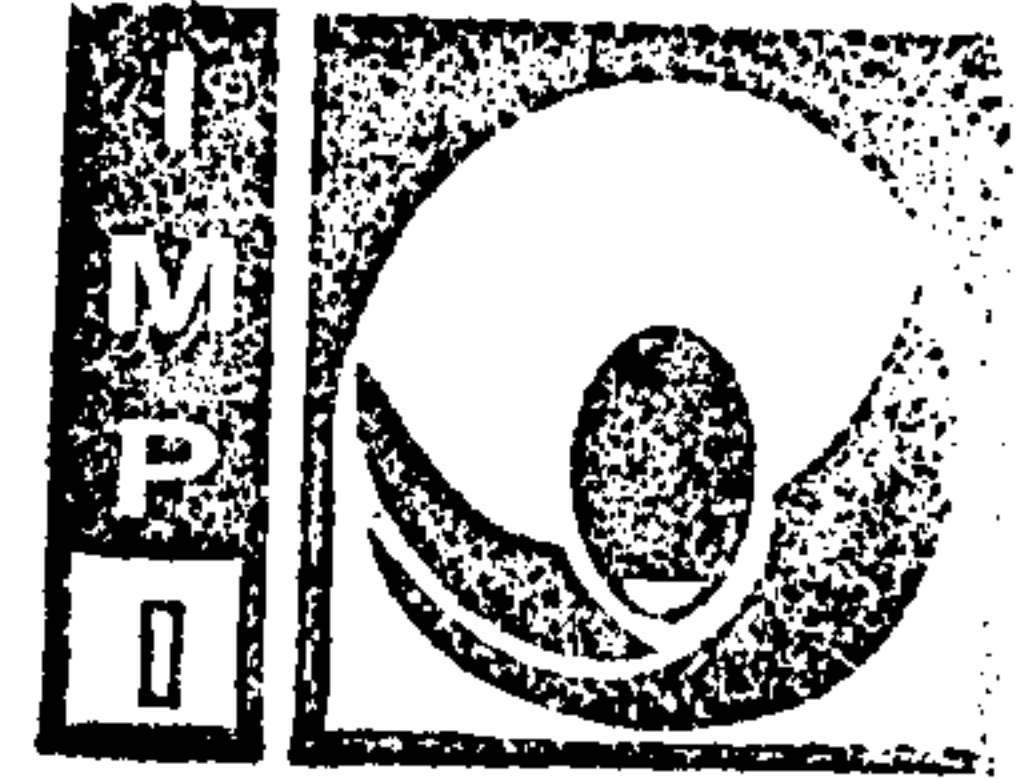
Figura 9. Metodología para el análisis, proceso de recepción y manejo de la información.

Figura 10. Vista de la información desplegada del análisis de resultados.

10 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

Esta invención está enfocada al diseño de un sistema de monitoreo y supervisión de transformadores para tensiones de distribución de 15 kV a 25 kV, caracterizado por ser del tipo no intrusivo, el cuenta con sensores colocados en cada una de las fases, estos sensores se pueden colocar en equipos nuevos o en equipos ya instalados y cuentan con un sistema de acondicionamiento de señal acoplado a un sistema de transmisión inalámbrica en cada transformador, formando una red global de comunicación inalámbrica.

En la figura 1 se muestra un esquema del sistema de supervisión y monitoreo, compuesto por una red de transformadores (1), que pueden ser de cualquier tipo, ya sea instalados en poste (2) o cualquier otro sistema de instalación, estos transformadores tienen instalado el sistema de monitoreo (3) en cada uno de ellos con los diferentes sensores (4A-4E) en cada una de las fases, estando directamente conectados al sistema de monitoreo y acondicionamiento de señal para el proceso de transmisión inalámbrica a un concentrador central (5), el cual puede estar colocado independientemente en un poste (2) o directamente

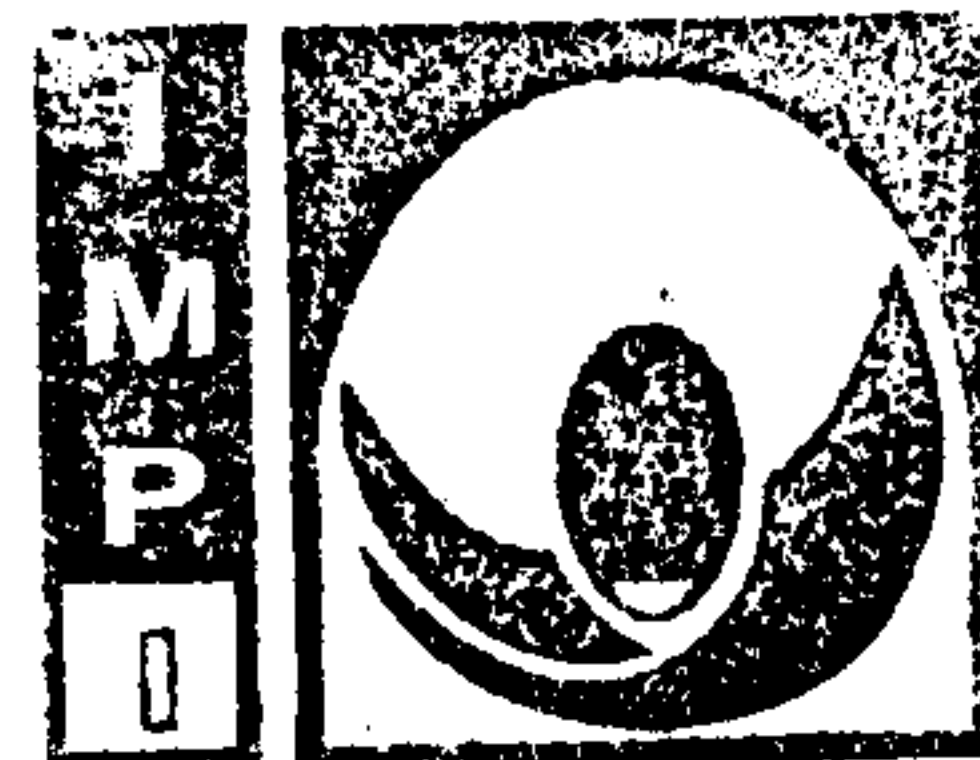


sobre la instalación del equipo. En este concentrador central (5) se recopilan todas las señales de los diferentes dispositivos sensores (3)(4) y a su vez, estas señales son enviadas inalámbricamente a una estación maestra (6) para su posterior análisis por medio de una computadora personal (7), en donde se procesa la información para que el operario del sistema pueda conocer el estado en que se encuentran los equipos, y en caso de haber una falla incipiente, esta es detectada y por medio de una señal de alarma, advirtiéndolo al operario de esta condición. Este sistema de monitoreo y detección de fallas, está constituido de tres secciones principales, el dispositivo de detección y monitoreo (3)(4), el sistema de transmisión inalámbrica (5) de las variables detectadas y el sistema de adquisición, análisis e interpretación de la información (6)(7). La topología del sistema de comunicación que se implementa es una red de tipo ZigBee Mesh Networking, la característica principal es que todos sus miembros inalámbricos (3) sirven como repetidores de información, buscando que llegue por cualquier camino al concentrador central (5), desarrollando una red interconectada donde todo elemento es un medio de comunicación hacia la estación maestra (6). El sistema busca establecer una comunicación confiable entre varias estaciones con una computadora personal (7) y un módulo maestro (6) a través de señales inalámbricas, cada estación se basa principalmente en el sistema de comunicación serie.

El monitoreo consiste en hacer llegar las señales provenientes de los dispositivos sensores (3)(4) hasta la computadora (7) para su posterior análisis. Cada canal recibe una señal inalámbrica de un sensor (3)(4), estos pueden ser hasta un número de 16 por módulo y se encuentran distribuidos en la instalación subterránea del sistema que se pretenda monitorear, se tiene un sistema de adquisición de datos de tipo multiplexado y se encuentra conectado a una computadora personal (7).



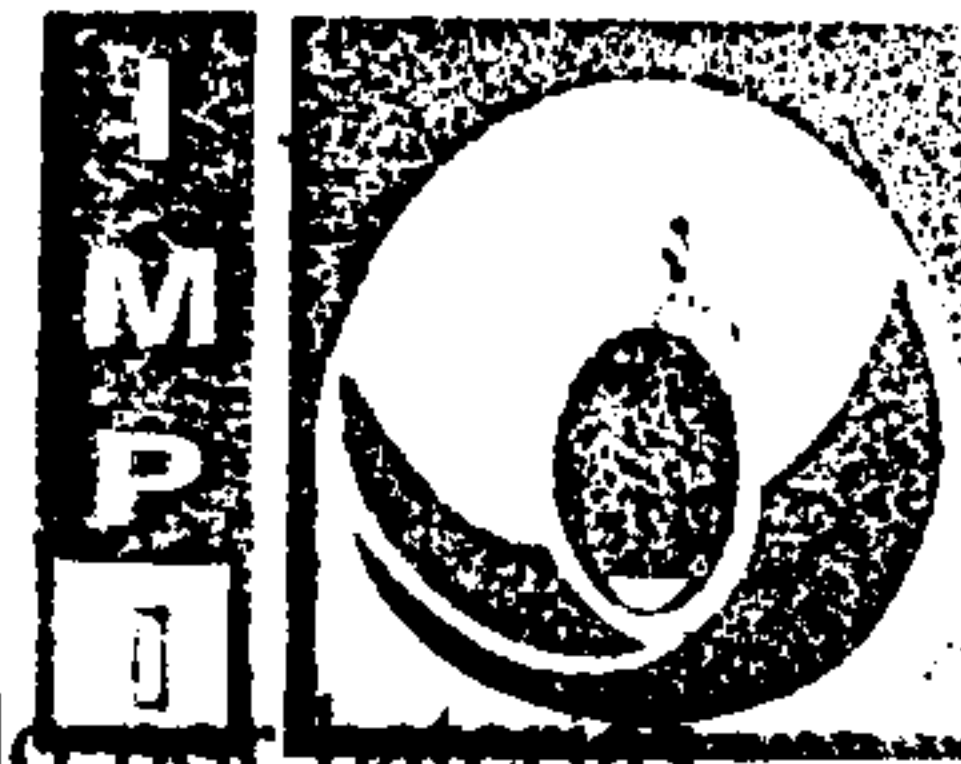
En la figura 2 se muestra el arreglo del sistema de monitoreo instalado en un transformador de distribución el cual consta del sistema de detección no intrusivo del tipo inductivo (4) el cual se compone de un sensor inductivo (4a-4e) y un sistema de acondicionamiento de señal y transmisión de datos (3), que permite el monitoreo y supervisión de las condiciones de operación del transformador de distribución, caracterizado por ser del tipo no intrusivo que se puede colocar tanto en equipos nuevos como en las ya existentes sin hacer modificaciones en los mismos. Por medio de este sistema se pueden monitorear las variaciones de carga, las variaciones de tensión eléctrica y las posibles interferencias que se presentan en una instalación antes de que se presente la falla. El sistema de detección se encuentra basado en la respuesta a la detección de descargas parciales (DP); lo cual es hecho por medio de un sensor del tipo inductivo (4), que nos permite detectar las variaciones en la corriente circulante por las terminales del transformador así como las DP presentes en la instalación. El dispositivo sensor (4a-4e), está conectado directamente a un sistema de acondicionamiento de la señal (3) y realiza la transmisión inalámbrica al concentrador maestro (5). El sistema de detección (4) esta constituido preferentemente por la construcción de una bobina, que es el dispositivo sensor de corriente (4a-4e) y la selección del circuito de acondicionamiento y tratamiento de la señal (3), debido a la naturaleza de la aplicación, es preferible que el sensor se construya en una forma flexible, que contenga una discontinuidad que le permite abrirse para realizar mediciones del tipo no intrusivas y el diámetro del alambre magneto utilizado para la construcción del sensor, debe tener preferentemente un diámetro entre 36 AWG al 28 AWG, de tal manera que asegure la robustez de la bobina y la relación de sensibilidad. El ancho de banda debe permitir preferentemente que la bobina tenga un buen desempeño en baja y alta frecuencia. Las



señales obtenidas mediante el dispositivo sensor inductivo (4), son procesadas por medio de la segunda sección, de tal manera que por medio de un dispositivo inalámbrico (3) faciliten el envío de la información y la operación en lugares donde las computadoras no pueden permanecer en el sitio, como son los diferentes registros y puntos de la instalación que se pretende monitorear.

La figura 3 muestra el detalle de la instalación del sistema de detección y monitoreo en un transformador de distribución (1) en donde los sensores (4a-4e), son colocados en las terminales o boquillas del transformador (1a-1e), los cuales pueden ser de 5 a 7, dependiendo del tipo y características del transformador a monitorear, estos sensores (4a-4d), se encuentran conectados a un sistema de acondicionamiento de señal y transmisión inalámbrica (3), que a su vez transmite los datos a una estación concentradora (5), para su posterior transmisión a un módulo maestro (6) y posterior análisis en una computadora personal (7).

En la figura 4 se muestra un esquema del diagrama eléctrico del sistema de acondicionamiento de la señal (3), mostrado en la figura 1, este sistema cuenta con cuatro secciones, está formado preferentemente por una sección de adquisición de las variables del sistema (8), la sección de integración de la señal para su acondicionamiento (9), una sección de amplificación (10) para llevarla a valores adecuados para su análisis y una sección de corrección y filtrado de la señal (11), debe de tener preferentemente las siguientes características: ser de bajo ruido, tener un ancho de banda preferentemente mayor o igual a 25 MHz. Para el caso de la detección de DP, debe tener preferentemente la capacidad de manejar cargas capacitivas conectadas a su salida, esto debido al uso de cable coaxial para la conexión del circuito de acondicionamiento de la señal al sistema

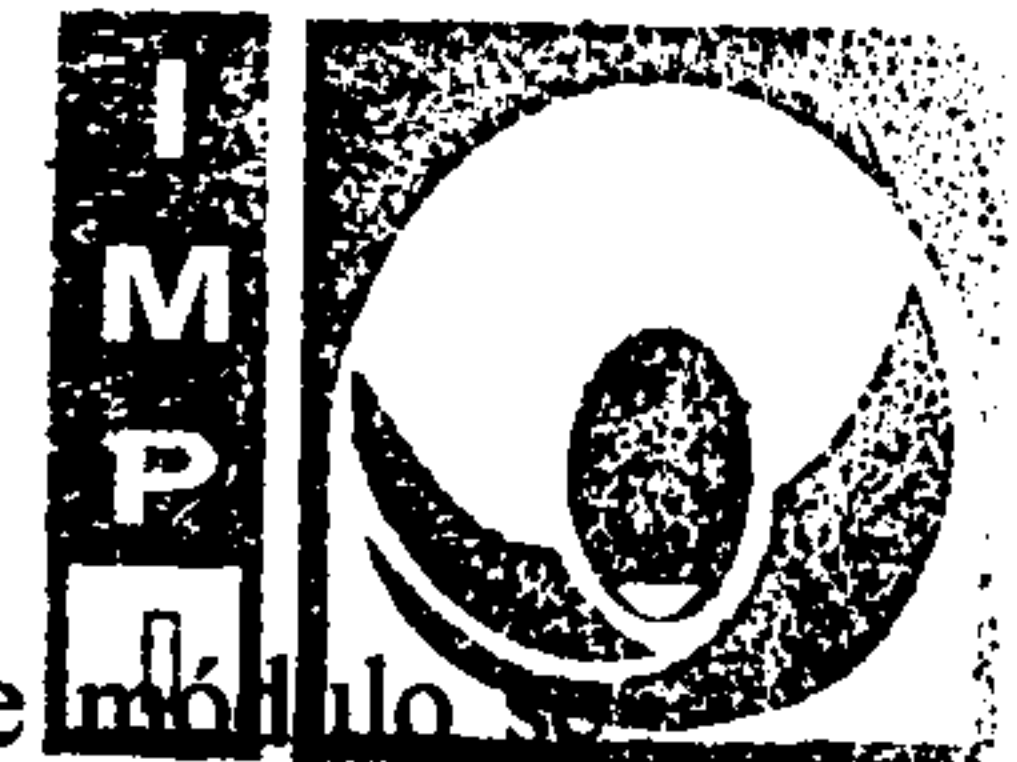


Instituto
Mexicano
de la Propiedad
Industrial

inalámbrico (3), mostrado en la figura 1, preferentemente debe ser alimentado por baterías, para evitar el fenómeno de batido de frecuencias durante la medición de corriente alterna, sin dejar de lado cualquier otra fuente de alimentación de energía eléctrica.

La figura 5 muestra el esquema de la instalación típica del concentrador maestro (5), el cual puede ser instalado en un poste independiente (2) o directamente en el mismo poste que tiene el sistema de detección (4), tal y como se muestra en la figura 2, esto con el objeto de hacer una red para la transmisión de los datos por medio de una red interconectada donde todo elemento es un medio de comunicación hacia la estación maestra (6), buscando establecer una comunicación confiable entre varias estaciones con una computadora personal (7) y un módulo maestro (6) a través de señales inalámbricas, cada estación se basa principalmente en el sistema de comunicación serie.

En la figura 6 muestra el esquema general de la estación concentradora maestra (5), la cual está constituida por el sistema de recepción inalámbrica (5a), la antena para el envío de la señal (5b) al módulo maestro (6) y el sistema de suministro de energía eléctrica (5c). En donde el sistema de recepción inalámbrica (5a) tiene la función de recibir los datos provenientes del sistema de supervisión y monitoreo (4), enviados por medio del sistema de acondicionamiento de señal y transmisión inalámbrica (3), en donde se almacena la información para su envío posterior por medio de paquetes al módulo maestro (6) para su posterior análisis por medio de una computadora personal (7). La antena para el envío de la señal (5b) al módulo maestro (6) está constituida de tal manera que la información es enviada por radiofrecuencia a 2.4 Ghz, por un protocolo serie para transmisión de datos a 250 kbps (12b), con conectividad de línea de vista hasta de 1.6 km., y usando un decodificador (13a) con topología malla basado en el modelo de referencia para la



interconexión de sistemas abiertos(13) según lo mostrado en la figura 7. Este módulo se encuentra alimentado por medio de un sistema a base de energías renovables ya sea por medio de paneles solares o aerogeneradores de baja capacidad, con el fin de hacer que el

sistema sea autónomo e independiente de la alimentación de la línea, permitiendo que se siga enviando la información necesaria para tomar decisiones sobre el control de la red y las condiciones del transformador.

La figura 7 muestra el sistema de procesamiento y transmisión de la señal, que comprende los dispositivos de sensores inalámbricos (12a), se encarga de medir por inducción electromagnética las fallas incipientes en un transformador de distribución, a su vez esta información es enviada por radiofrecuencia a 2.4 Ghz, por un protocolo serie para transmisión de datos a 250 kbps (12b), con conectividad de línea de vista hasta de 1.6 km., y usando un decodificador (13a) con topología malla basado en el modelo de referencia para la interconexión de sistemas abiertos(13). Para la conectividad con los sensores se puede intercambiar de forma autónoma a una red tipo multidifusión (Multicast), donde cada canal o subcanal de comunicación, sea por un nodo central a o un nodo periférico, trabajando de manera bidireccional, compartiendo el ancho de banda disponible. La conectividad con la computadora central (7) está basado en la centralización de la red por una topología estrella, los eventos son enviados por varios protocolos de comunicación a partir del concentrador de datos (13). El cual contiene un control de monitoreo que se encarga de la adquisición remota de datos e identificaciones de las fallas, provenientes del módulo de sensores (12), para su envío al control de comunicaciones (14). El dispositivo intercambiador de protocolos y control de comunicación (13b), permite acomodar la información enviada por los sensores, replicándola hacia el sistema experto de diagnóstico



y asistencia (SEDA), usando conectividad por Radiofrecuencia a 900 Mhz. (13f), se conecta a una distancia con punto de vista hasta 64 km. con una encriptación de 256 bits, y una potencia de transmisión preferentemente de 4 watts usando una antena de 6 dB, a una velocidad de transmisión de datos hasta de 115,200 bps., el modem receptor después de su

5 codificador. Genera salidas con protocolo Serie, Wi-Fi, Satelital, BlueTooth y Ethernet, por otra parte, el intercambiador de protocolos genera alarmas (13c), que se envían como mensaje de texto (SMS), a través de la red celular (13e) en la modalidad cuatribanda, funcionando preferentemente dentro del rango de 824 – 849 MHz a 869 – 894 MHz, con 124 para celulares y de 1850 – 1910 MHz a 1930 – 1990 MHz, con 299 canales para

10 computadora, sin descartar los siguientes rangos: de 890 – 915 MHz a 935 – 960 MHz con 124 canales para celulares y de 1710 – 1785 MHz a 1805 – 1880 MHz con 374 canales para computadoras. Esta comunicación se establece para dispositivos móviles personales (14a) o dispositivos remotos, por medio de mensajes de texto (SMS). Posee diferentes formas de comunicarse y de conectarse a cualquier dispositivo, máquina o proceso industrial. El

15 intercambiador de protocolos (14b) del sistema experto de diagnóstico y asistencia (14), contiene un Multiplexor SGW1-MMP, con el que se conecta a diferentes maestros Modbus con un mismo esclavo o viceversa. Además, puede compatibilizar diferentes velocidades del puerto serie y diferentes tipos de Modbus serie (ASCII o RTU, RS232 o RS485). Por otra parte, autocontiene la posibilidad de generar un dispositivo de puerto serie RS232

20 inalámbrico, utilizando la tecnología inalámbrica por RF, Wi-Fi, satelital y celular. El IPC del sistema permite empaquetar el protocolo DNP, en paquetes de datos TCP/IP dentro de una comunicación celular GSM/GPRS, de tal manera que cualquier equipamiento con dicho protocolo, puede conectarse en forma remota, a un costo muy bajo. Al utilizar los



protocolos DNP y ModBus, que son protocolos industriales para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y subestaciones de sistemas SCADA, que son ampliamente utilizados en el sector eléctrico. El módulo de Control de Monitoreo (15) está integrado por cuatro elementos: Sistema experto para diagnóstico de línea subterránea (15a), módulo de

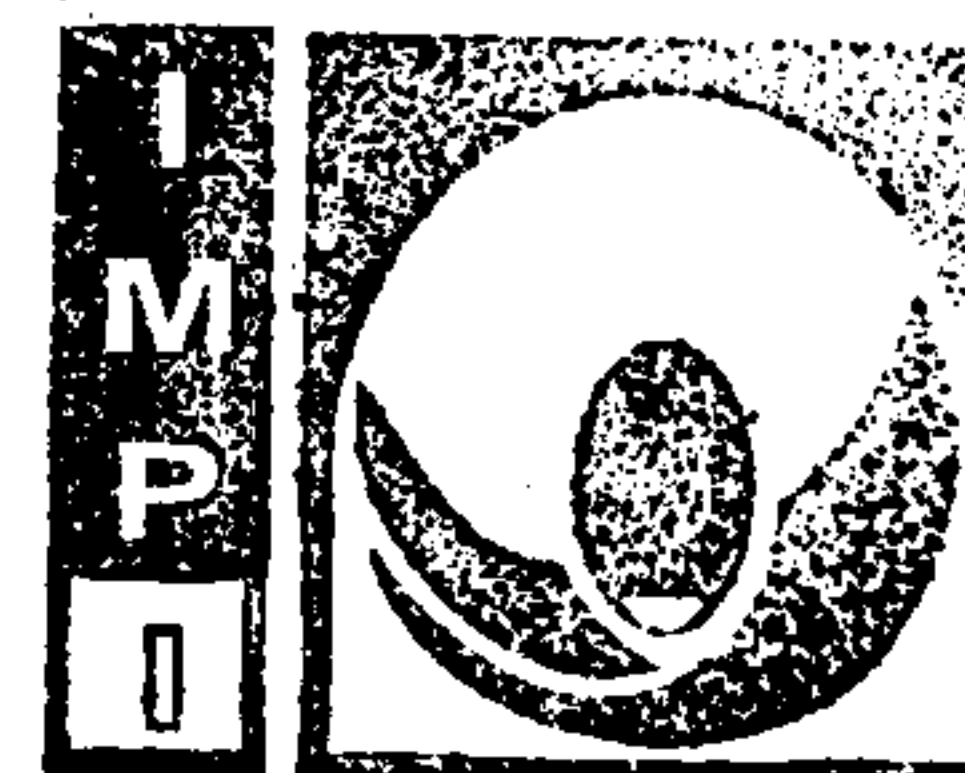
5 Gestión de Información (15c) y la base de datos global (15b).

El Sistema de Administrador de Información (14) contiene algoritmos de identificación de elementos característicos de línea y realiza el monitoreo de la línea eléctrica subterránea. El control de comunicaciones se encarga de priorizar las señales que se generan en la base de datos y se denomina Sistema de Gestión de Información (15c), que deben ser enviadas al

10 módulo de Interfaz Grafica. El tráfico de información en un proceso normal se concentra en el control de monitoreo, en casos de emergencia también se envían señales de alarma (13c), debidas a incidentes en la línea de transmisión y/o en el control de monitoreo. En función del incidente que se presente, se puede activar una o más señales de alerta. En el módulo de sistema experto (15a), se realiza el diagnóstico del estado de la línea de transmisión y

15 permite asistir al usuario, con la posibilidad de realizar las funciones de monitoreo remoto de fallas puntuales de forma manual o autónoma, permitiendo realizar una estimación de fallas y mantenimiento preventivo. Este sistema de transmisión inalámbrica facilita la operación remota y en línea de los reconectores, mejorando considerablemente la logística de mantenimiento, permite una detección temprana de fallas de energía, los

20 usuarios finales obtienen una mejor calidad de suministro con gasto de comunicación muy reducido y solo se paga por datos transferidos, permite también la detección por pérdida de señal cuando un transformador se encuentra fuera de operación, enviando una alerta al operario avisando de una posible falla catastrófica o robo del equipo.



El intercambiador de protocolos y el intercambiador de comunicación conecta hasta 65,535 Maestros con 1 Esclavo ó conecta hasta 65,535 esclavos con 1 maestro, compatibiliza diferentes bytes por segundo (bps) de cada puerto y adecua diferentes tipos de protocolos de comunicación en Modbus (ASCII o RTU) de cada puerto, actúa como convertidor

5 Modbus ACII a Modbus RTU y viceversa.

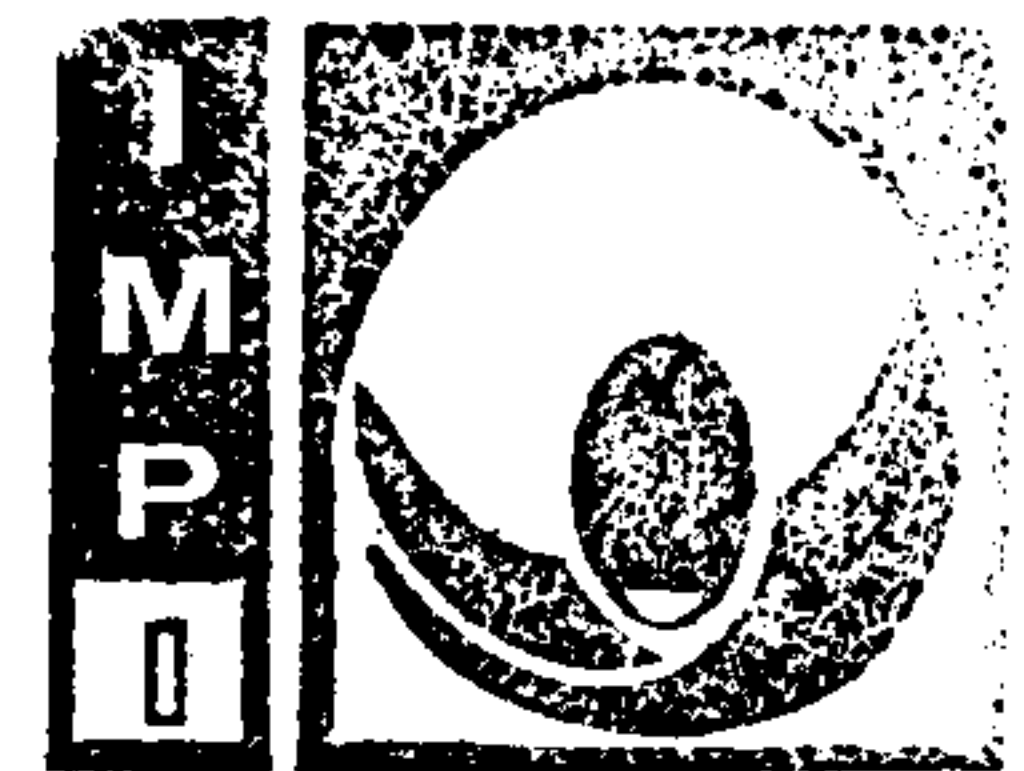
En la figura 8 se muestra el arreglo del sistema del módulo maestro (6), que se encuentra compuesto por una antena para la recepción de la señal preferentemente a 6 dB, proveniente de los sensores inductivos (3)(4) y el concentrador central (5), mostrados en la figura 1, que convierte y acondiciona la señal preferentemente conforme a los descrito en la

10 figura 4, para ser enviada posteriormente a la estación maestra (6) para su posterior análisis e interpretación por medio de una computadora personal (7).

La figura 9, muestra el diagrama de flujo del proceso de análisis e interpretación de las señales enviadas inalámbricamente al módulo maestro (6), mostrado en la figura 1, la implementación de este algoritmo computacional se basa preferentemente en lenguaje de

15 programación orientada a objetos para facilitar la interacción con el usuario. Se realiza preferentemente de acuerdo al siguiente proceso: después de que las variables son detectadas por los sensores (3)(4), enviadas al concentrador central (5) y posteriormente a la estación maestra (6), el proceso inicia con la detección de las variables (91) de tensión y corriente en cada una de las fases del transformador (1), en función de las variables

20 detectadas se realizan los cálculos de diferentes parámetros (92) como la potencia de entrada, la potencia de salida, las variaciones de carga y las posibles interferencias en el sistema eléctrico debido a descargas atmosféricas y maniobras de interruptores entre otros,



Instituto

Las señales de entrada son procesadas y analizadas (93) preferentemente utilizando **Mexicano de la Propiedad Industrial** transformada rápida de Fourier, con la finalidad de detectar fallas incipientes en el transformador (1). Este proceso se compara (94) con una base de datos (95) en la que se encuentran configurados los diferentes niveles de alarma especificados por el usuario, en caso de que no se sobrepase el nivel de alarma especificado el proceso retorna a evaluar un nuevo valor de detección de variables (91). En el caso de sobrepasar el nivel de alarma, el sistema automático de detección de fallas cuando es detectada una anomalía en el espectro de frecuencia formado preferentemente por los armónicos detectados en la señal que está analizando. Estos espectros son comparados automáticamente (97) con los patrones almacenados en la base de datos (96) y que corresponden a los espectros de fallas previamente caracterizadas. En caso de detección de fallas, se activaran señales de alarma (98) en diferentes niveles preferentemente de acuerdo a lo descrito en la figura 7, por medio de SMS y envío de señales a cualquier equipo DM, sin descartar cualquier otro tipo de comunicación.

En la figura 10 se muestra el método para el análisis de los datos que se están recolectando, así como la información que se puede obtener del mismo. Para llevar a cabo el análisis de estas señales se cuenta con un algoritmo, basado en programación orientada a objetos, por medio del cual se pretende alertar al operario de posibles anomalías que se presenten en la línea de transmisión. Este algoritmo se compone de varias ventanas y pantallas que facilitan la operación del mismo. El poder tomar acciones en función de los valores de las señales que se tengan en la interfaz es sin duda una de las principales ventajas de este tipo de sistemas.



Para llevar a cabo esta tarea se toma la señal de entrada, para cada canal (16), y se obtiene la información general, como son la frecuencia y amplitud (17). Además, se transforma la transformada rápida de Fourier, con la finalidad de obtener información como magnitud de pico y fase de los componentes armónicos de la señal (18).

5 El análisis de las señales que entran al equipo de computo se basa en los valores de la señal y en función de sus armónicos (19). El número de armónicos a analizar lo determina el usuario. La finalidad es el poder encontrar tendencias, asociaciones y patrones que nos permitan identificar una falla potencial (20). El método está basado en la visualización de diferentes formas de onda de las cuales se extraen diferentes mediciones que permitan

10 detectar las anomalías en la transmisión. El principio de funcionamiento se basa preferentemente en el análisis de la señal (93), de acuerdo al diagrama de flujo mostrado en la figura 9, por medio de la transformada rápida de Fourier para detectar los armónicos presentes en la señal. Este proceso se lleva a cabo para las fallas más comunes que se presentan en los transformadores (1), como pueden ser fallas en los aislamientos y

15 devanados, terminales o boquillas y los cambiadores de derivaciones mostrados en la figura 1. La idea es asociar cada tipo de falla con un patrón particular (96)(97). Estos patrones (96) se encuentran asociados con la magnitud de diferentes armónicos presentes en la señal (93). En la interfaz se pueden visualizar los primeros catorce armónicos por canal, sin embargo los demás armónicos son analizados, aunque su valor no es visualizado en la

20 interfaz.



Instituto
Mexicano
de la Propiedad
Industrial

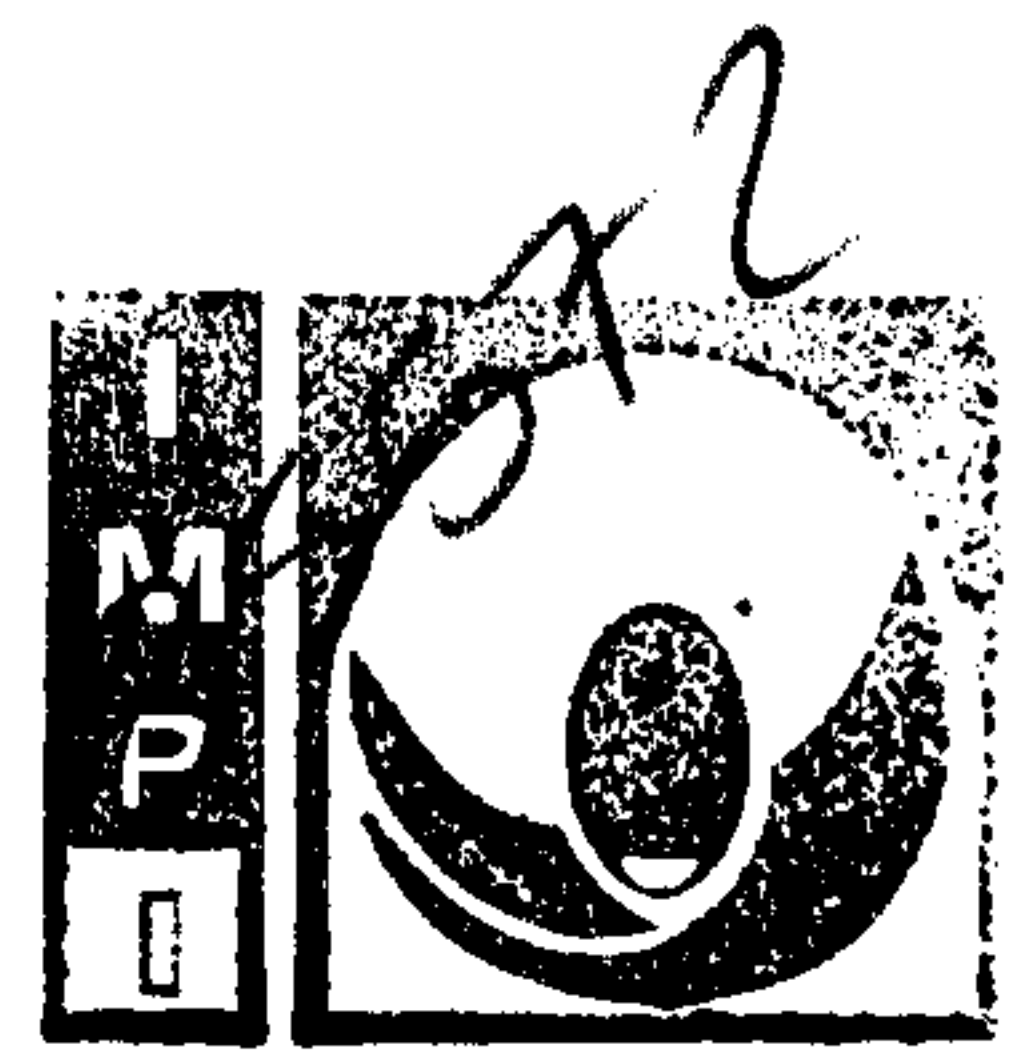
EJEMPLOS

- A manera de ejemplificar la operación del sistema, en la figura 10 se muestra la detección de una falla en un sistema de distribución de energía eléctrica subterránea (16), esta presenta un patrón característico para identificarla (17), se observa un incremento abrupto en la amplitud y una disminución en la frecuencia respecto a las condiciones de operación en estado estable (18). Al detectar una falla, se comparan las características eléctricas identificadas (19) en el transformador (1) con los patrones previamente identificados (20) y que se encuentran almacenados en una base de datos del equipo de cómputo (96). La comparación se lleva a cabo por medio del proceso de acuerdo con la figura 9.
- 5
- 10 Dentro de las características que identificar cada una de estas fallas en los sistemas de monitoreo de transformadores, se tienen las siguientes:
- Fallas en el aislamiento y devanados.- Se presenta una disminución en la magnitud, acompañada de variaciones en las componentes armónicas presentes en la línea de transmisión
 - 15 - Fallas en las terminales o boquillas.- Se presenta un incremento abrupto en la amplitud del espectro transitorio y una disminución en la frecuencia de operación.
 - Fallas en cambiadores de derivaciones.- Se presenta una disminución en la magnitud de la señal, debida a la diferencia de potencial generada entre las partes mal acopladas, facilitando las pérdidas y la baja eficiencia energética
- 20 Durante el proceso de la detección de fallas se lleva a cabo el monitoreo y detección de manera preventiva de las mismas, ya que una vez identificada una condición anómala de operación (94) se activan señales de alerta (98). Las señales de alerta se presentan en tres niveles: visuales, auditivas y por medio de mensajes de texto a dispositivos móviles con la



finalidad de que el operador este enterado del inicio de falla que se presenta en la línea de transmisión, indicando tanto el tipo de falla como el lugar donde se presenta para tomar las medidas necesarias.

**Instituto
Mexicano
de la Propiedad
Industrial**

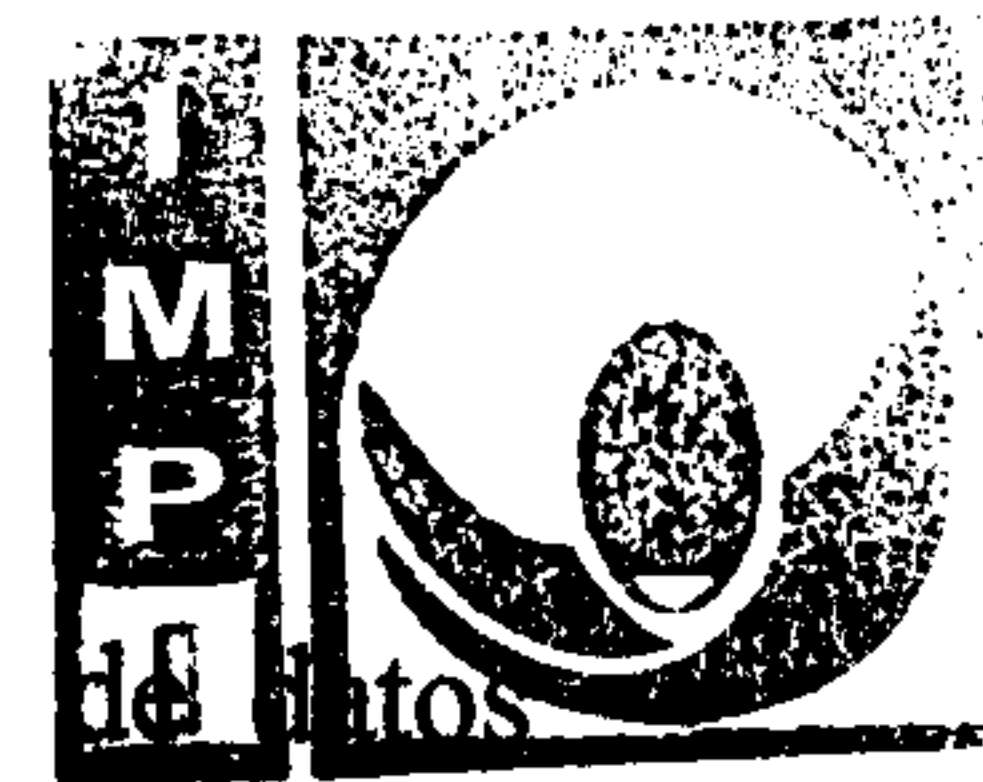


REIVINDICACIONES

Habiendo descrito lo suficiente la invención declaro de mi propiedad lo contenido en las siguientes clausulas:

Instituto
Mexicano
de la Propiedad
Industrial

1. Un sistema para el monitoreo y predicción de fallas en transformadores para tensiones eléctricas entre 5 kV a 34.5 kV, que comprende: un dispositivo sensor de tipo inductivo no intrusivo (4) colocado en las terminales del transformador que se encarga de detectar variaciones de carga, variaciones de tensión, posibles interferencias en el transformador y variaciones de la corriente circulante para detectar las descargas parciales; el sensor se encuentra conectado a un sistema para el acondicionamiento de la señal (3) operado por baterías y que adquiere las variables corriente y voltaje (8), integra la señal (9), la amplifica (10) y hace un ajuste y filtrado (11); ésta señal acondicionada es transmitida por radiofrecuencia a 2.4GHz por un protocolo serie para transmisión de datos a 200kbps hasta un concentrador maestro (5) que reúne las señales de varios transformadores y las envía usando la misma radiofrecuencia y el mismo protocolo a un sistema de recepción en una estación maestra (6) por medio de radiofrecuencia a 900 MHz con encriptación de 256 bits y con una potencia de 4 Watts, la señal de cada uno de los transformadores se trata de manera bidireccional compartiendo el ancho de banda disponible; en el concentrador maestro se hace un multiplexado y se envían los datos por los protocolos DNP y Modbus para el análisis e interpretación por medio de una computadora personal (7) que realiza un proceso en el cual detecta la potencia de entrada, la potencia de salida, las variaciones de carga y las posibles



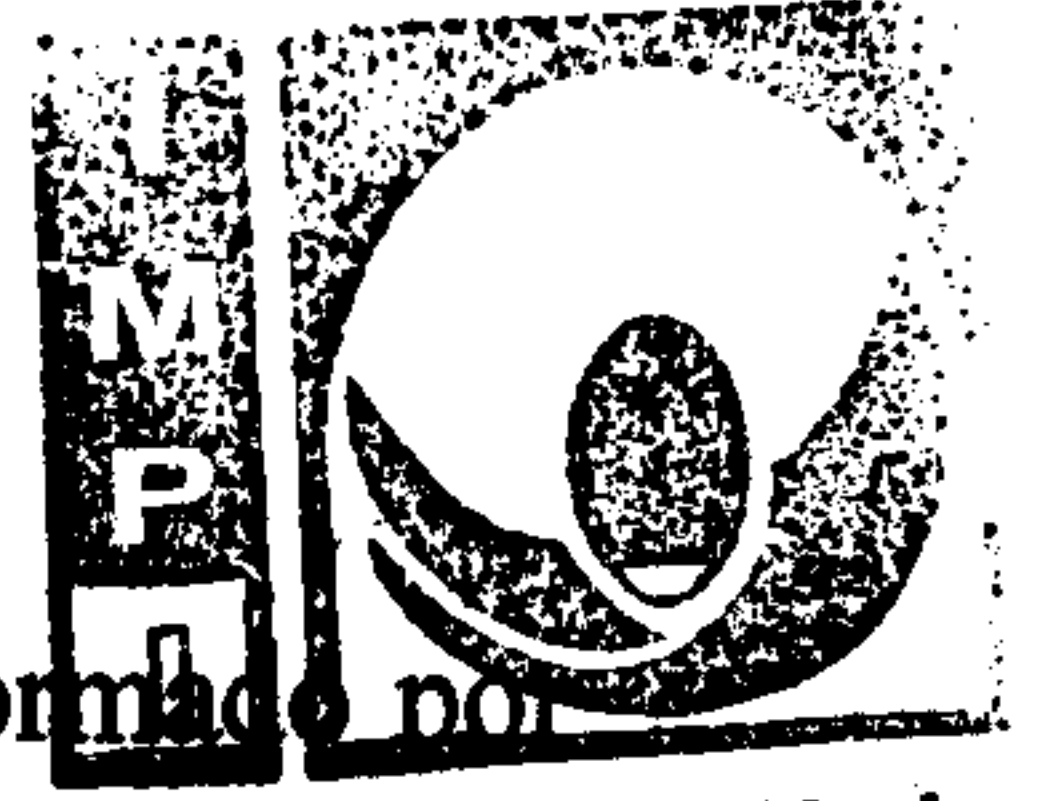
interferencias en el sistema eléctrico, luego las compara con una base de datos predefinida y en caso de haber una falla incipiente, se genera una señal de alarma.

2. El sistema para el monitoreo y predicción de fallas en transformadores descrito en 1, que se caracteriza porque el sistema de acondicionamiento de la señal (3) proveniente del sensor es de bajo ruido, tiene un ancho de banda mayor o igual a 25 MHz, y tiene la capacidad de manejar cargas capacitivas conectadas a su salida.
3. El sistema para el monitoreo y predicción de fallas en transformadores descrito en 1, que se caracteriza por permitir la detección del inicio de falla en el transformador, al hacer un análisis espectral de la corriente y detectando variaciones respecto a valores predefinidos correspondientes a la operación normal del equipo.
4. El sistema para el monitoreo y predicción de fallas en transformadores descrito en 1, que se caracteriza porque el sensor de corriente del tipo inductivo no intrusivo es flexible y tiene una discontinuidad que permite la apertura y cierre del sensor para ser instalado en cada una de las terminales del transformador.
5. El sistema para el monitoreo y predicción de fallas en transformadores descrito en 1, que se caracteriza porque el sensor está construido con un alambre magneto con diámetro entre 36 AWG y 28 AWG.
6. El sistema para el monitoreo y predicción de fallas en transformadores descrito en 1, que se caracteriza porque la transmisión de datos que ocurre entre el concentrador maestro y la computadora personal puede compatibilizar diferentes bytes por segundo (bps) de cada puerto y diferentes tipos de Modbus (ASCII o RTU) de cada puerto. Actuando como convertidor Modbus ASCII a Modbus RTU y viceversa,



pudiendo generar salidas con protocolo Serie, Wi-Fi, Satelital, Bluetooth Ethernet.

7. El sistema para el monitoreo y predicción de fallas en transformadores descrito en 1,
que se caracteriza porque la conexión entre el sistema inalámbrico de transmisión de
datos (3) y el concentrador maestro (5) permite conectar hasta 65,535 maestros con
un esclavo o hasta 65,535 esclavos con un maestro.
8. El sistema para el monitoreo y predicción de fallas en transformadores descrito en 1,
que se caracteriza porque el proceso realizado en la computadora tiene los
siguientes pasos:
 - a. detección de las variables (91) de tensión y corriente en cada una de las fases
del transformador,
 - b. en función de las variables detectadas se realizan los cálculos de diferentes
parámetros (92) como la potencia de entrada, la potencia de salida, las
variaciones de carga y las posibles interferencias en el sistema eléctrico
debido a descargas atmosféricas y maniobras de interruptores entre otros,
 - c. las señales de entrada son procesadas y analizadas (93) preferentemente
utilizando la transformada rápida de Fourier, con la finalidad de detectar
fallas incipientes en el transformador provocadas por las DP's,
 - d. se hace una comparación (94) con una base de datos (95) en la que se
encuentran configurados los diferentes niveles de alarma especificados por
el usuario,
 - e. en caso de que no se sobrepase el nivel de alarma especificado el proceso
retorna a la detección de variables (91),



- f. cuando es detectada una anomalía en el espectro de frecuencia formado por los armónicos detectados en la señal que se está analizando, estos espectros son comparados automáticamente (97) con los patrones almacenados en base de datos (96) y que corresponden a los espectros de fallas previamente caracterizadas,
- g. en caso de detección de una falla, se activaran señales de alarma (98) las cuales son enviadas al operador.

RESUMEN



Instituto
Mexicano
de la Propiedad
Industrial

El objeto de la invención es un sistema de monitoreo del comportamiento de la operación de transformadores de distribución, con el objetivo de poder realizar la

detección temprana de fallas y por medio de dispositivos electrónicos acoplados a la

5 equipo, se realiza un diagnóstico con la finalidad de anticipar la falla antes de que esta sea catastrófica y ponga en peligro a la instalación eléctrica y a los usuarios.

Es un sistema de detección no intrusivo, que puede ser utilizado tanto en transformadores nuevos como en los ya existentes, sin hacer cambios mayores en la

instalación, comprendiendo un sensor para el monitoreo del comportamiento de la

10 instalación del tipo inductivo, un dispositivo para acondicionamiento de la señal para llevarla a un nivel de medición adecuado para que por medio de un dispositivo de

transmisión inalámbrico los datos sean transmitidos a un concentrador maestro y de este a su vez sean transmitidos a una estación central compuesta por una computadora y un

módulo maestro para la recepción de los datos de manera inalámbrica de los datos. Por

15 medio de una metodología desarrollada para este fin se hace la interpretación de los datos y manejo de la información, para verificar que esta se encuentra dentro de los

rangos de operación normal de la línea de transmisión subterránea, estos datos son comparados con los datos contenidos en una base de datos, permitiendo que sea

identificado el tipo de falla que se está presentado y la ubicación de la misma dentro del

20 transformador, enviando la alarma de acuerdo al nivel de la falla detectada al operario

para que este tome las acciones necesarias para evitar una falla catastrófica en la instalación sin poner en peligro a los usuarios.

1/10

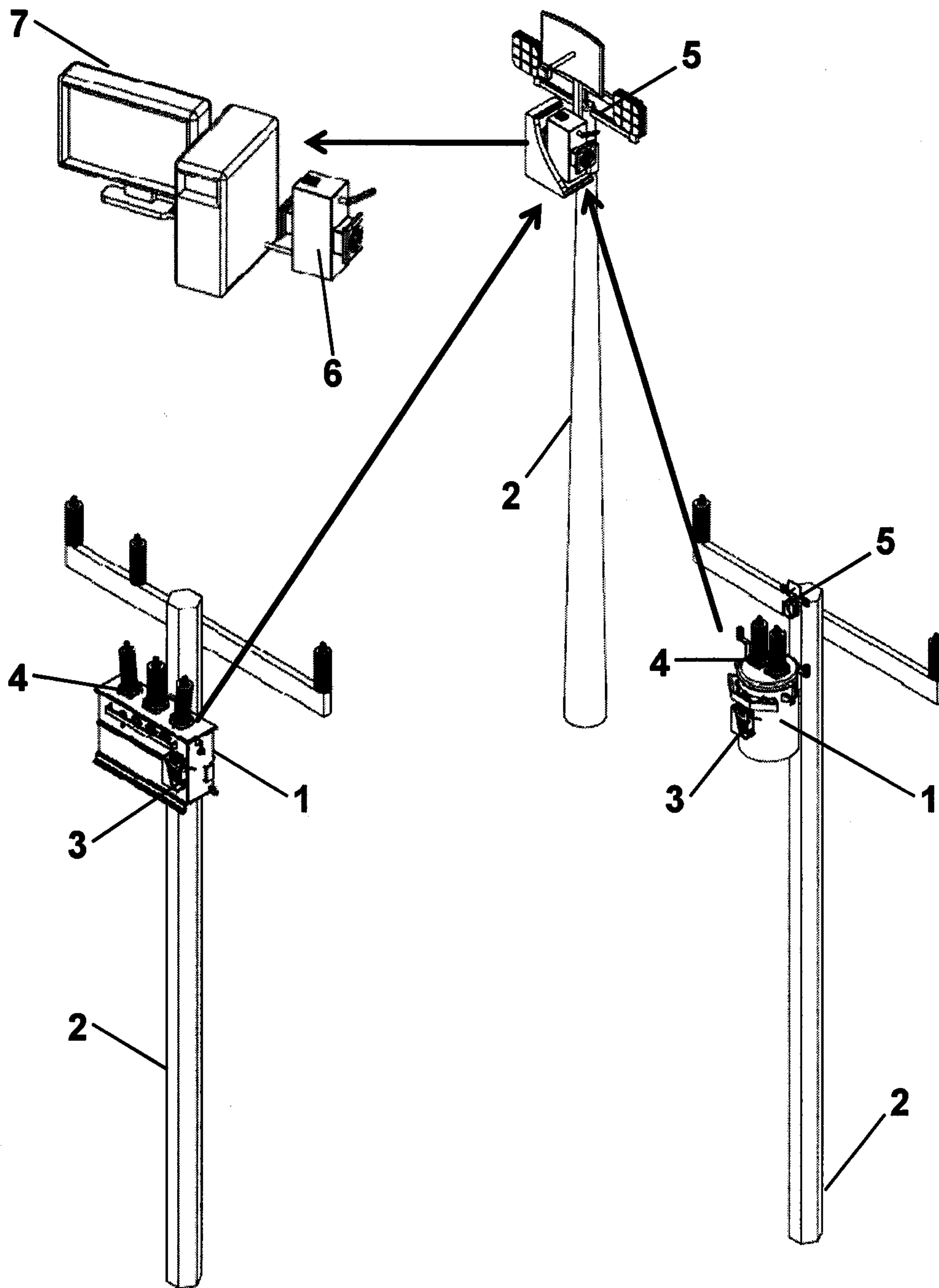
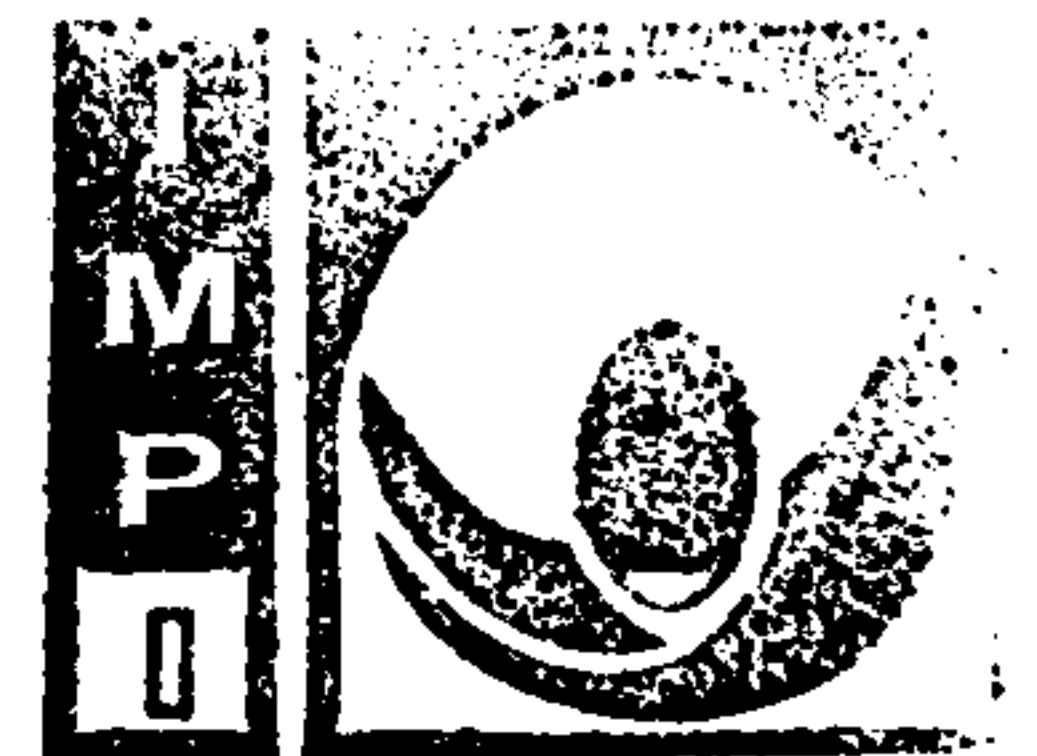


Figura 1



Instituto
Mexicano
de la Propiedad
Industrial

2/10

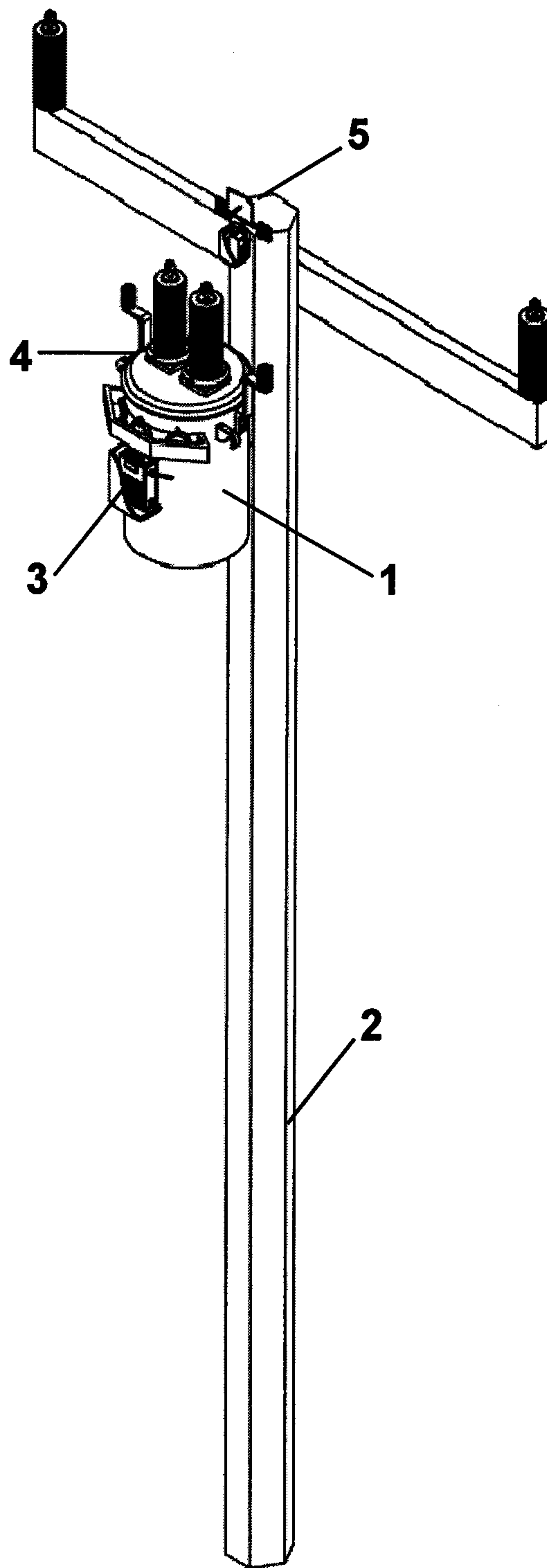


Figura 2

3/10

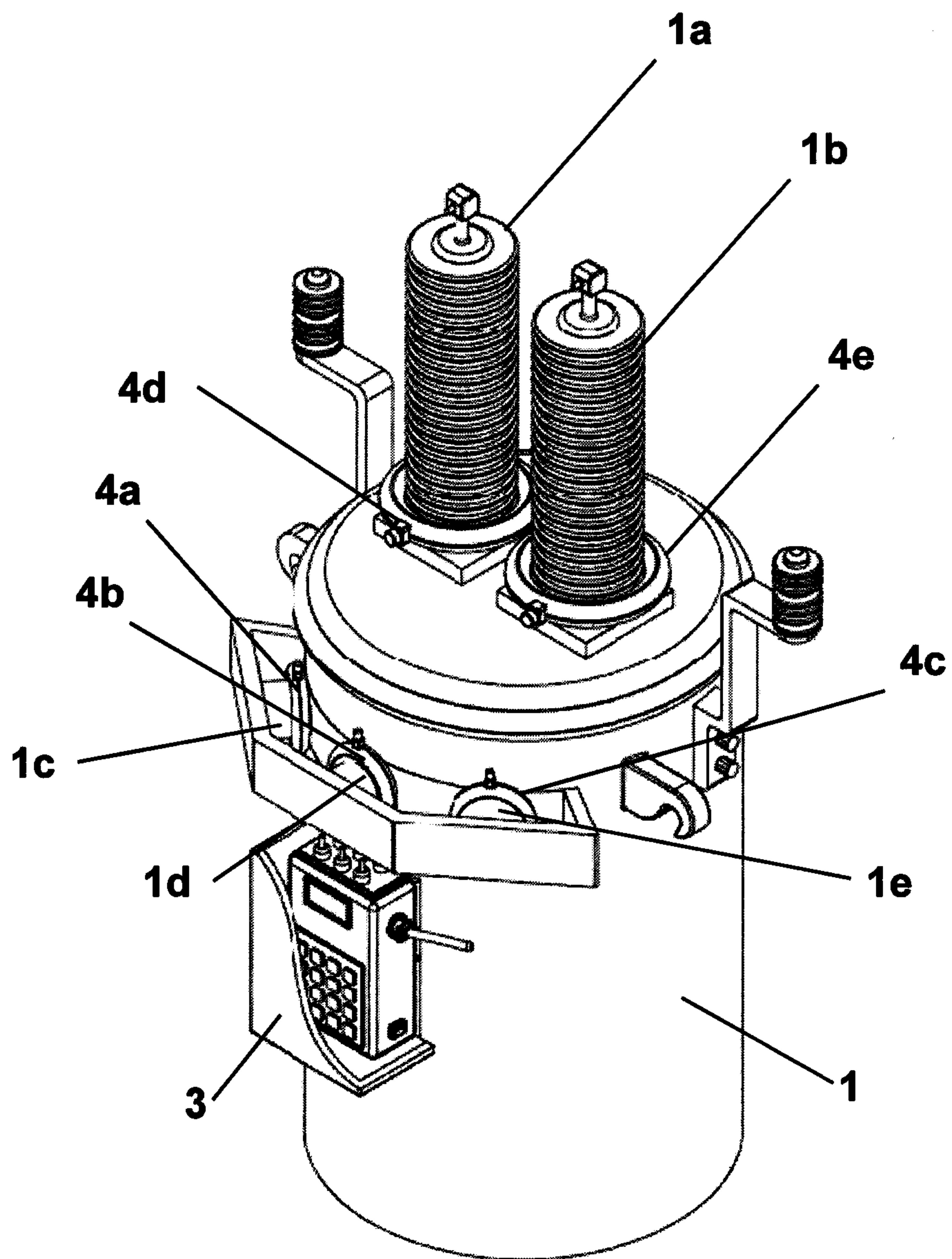


Figura 3

5/10

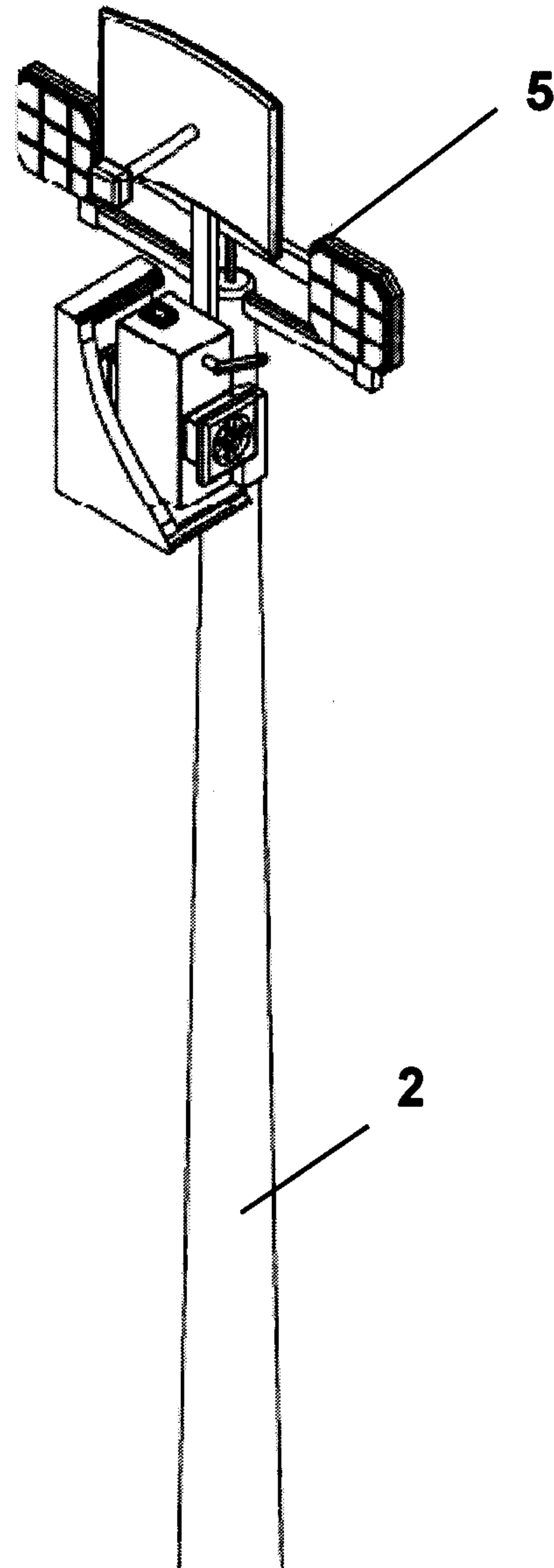


Figura 5

6/10

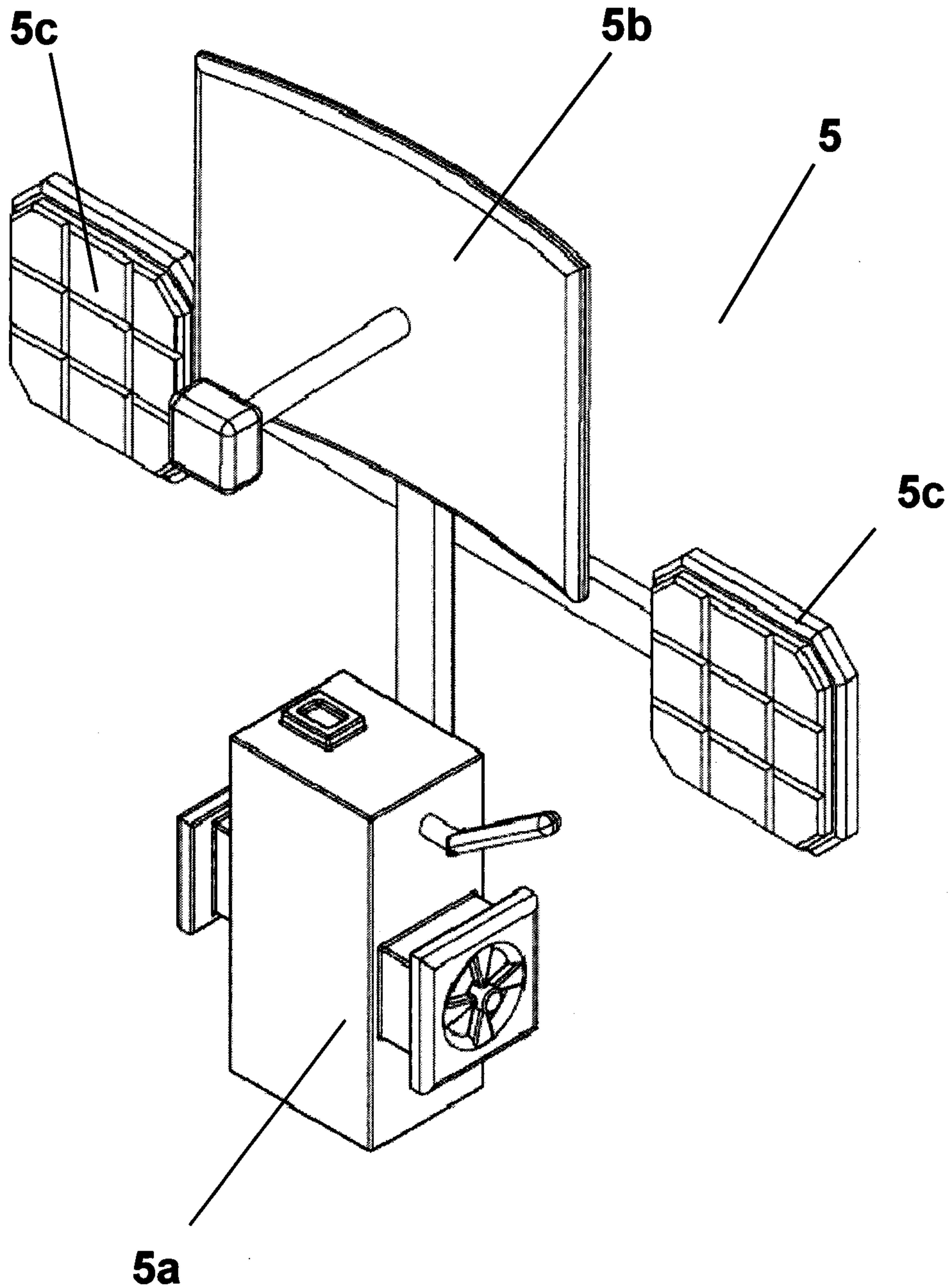


Figura 6

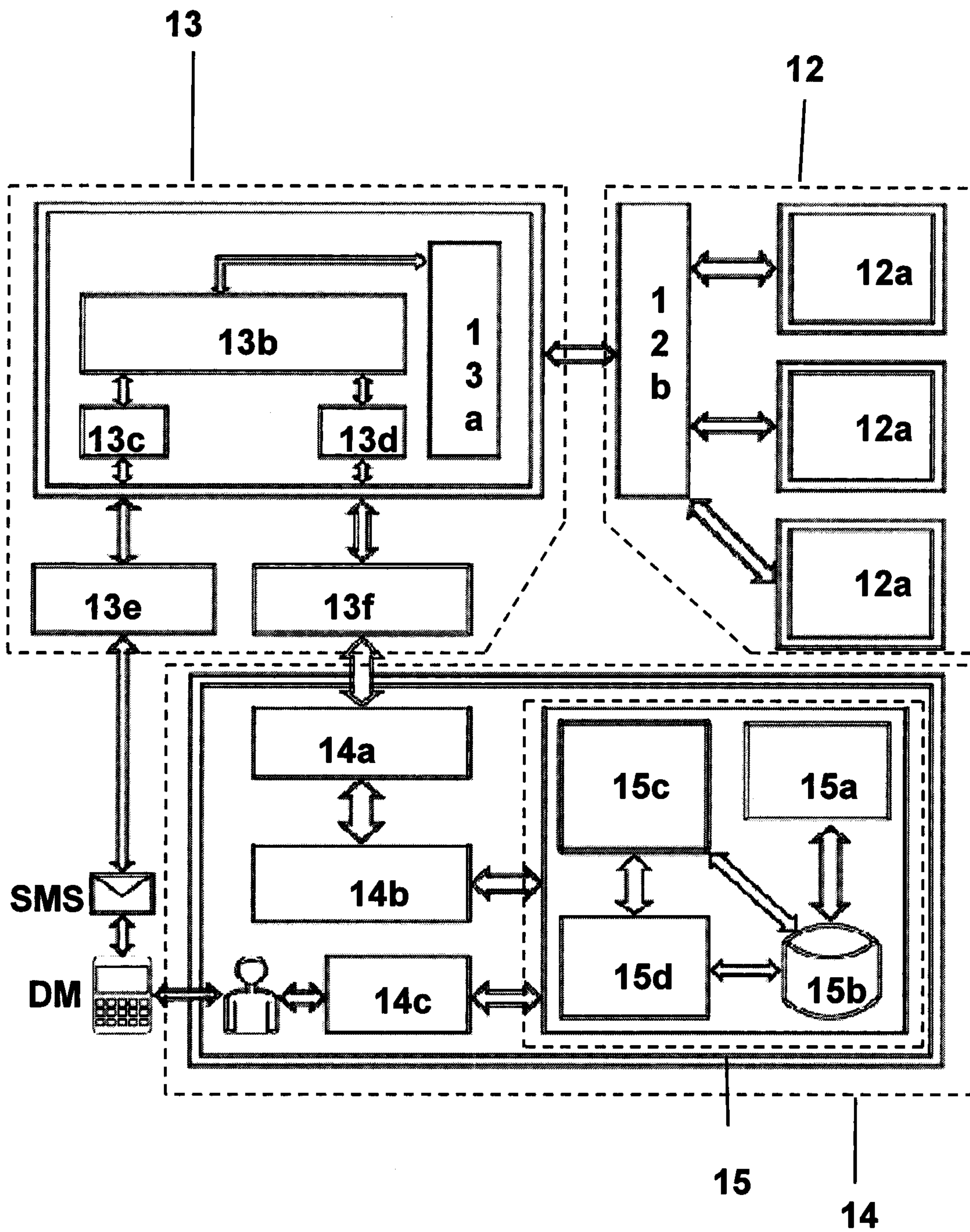
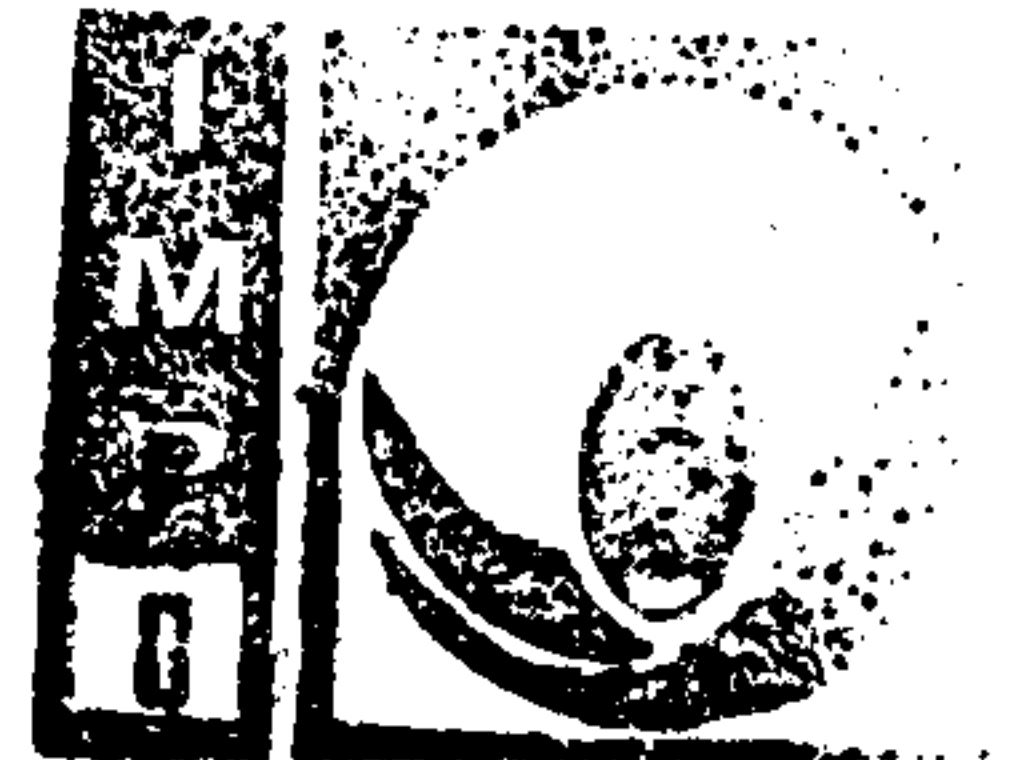


Figura 7



Instituto
Mexicano
de la Propiedad
Industrial

8/10

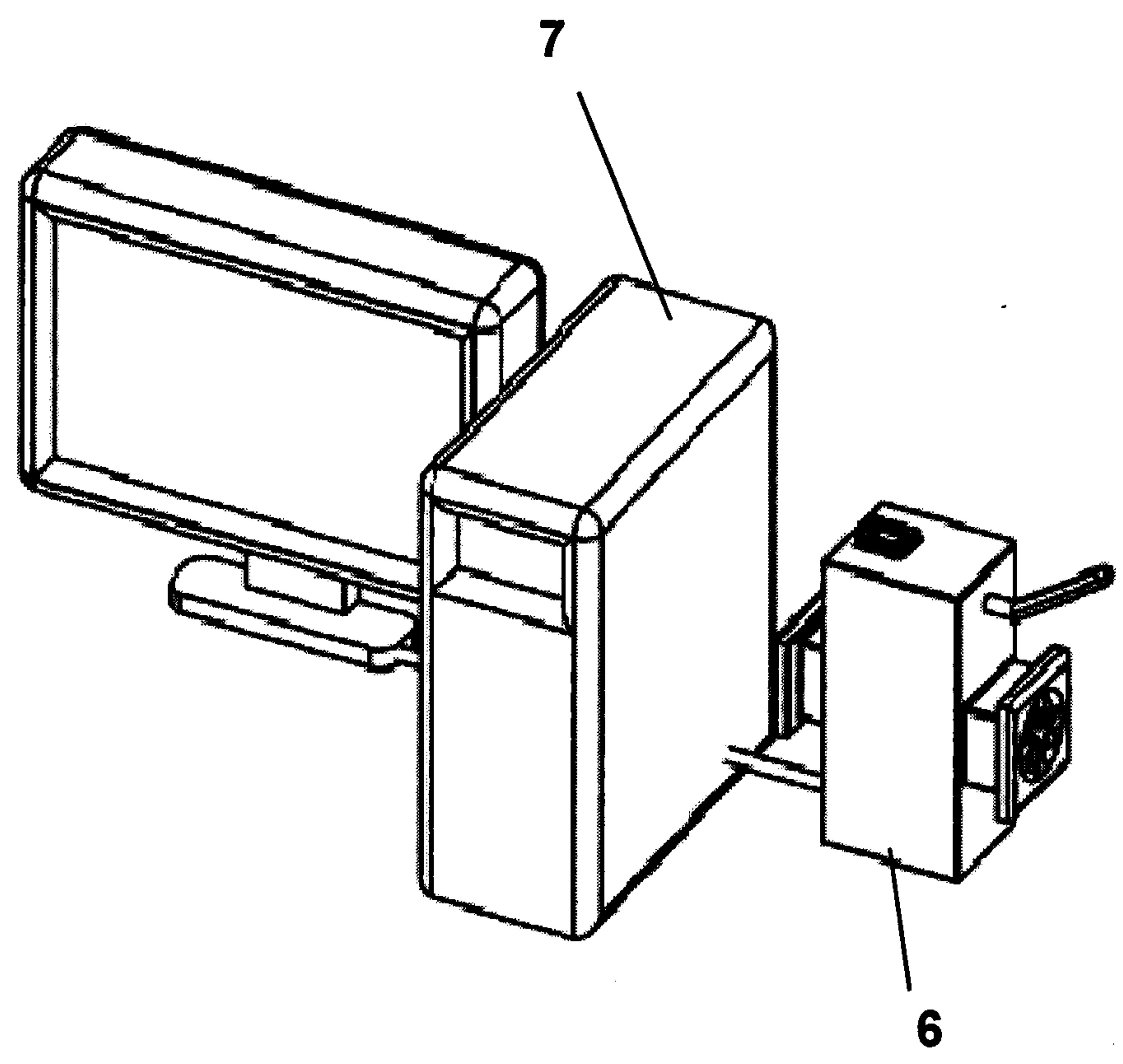


Figura 8

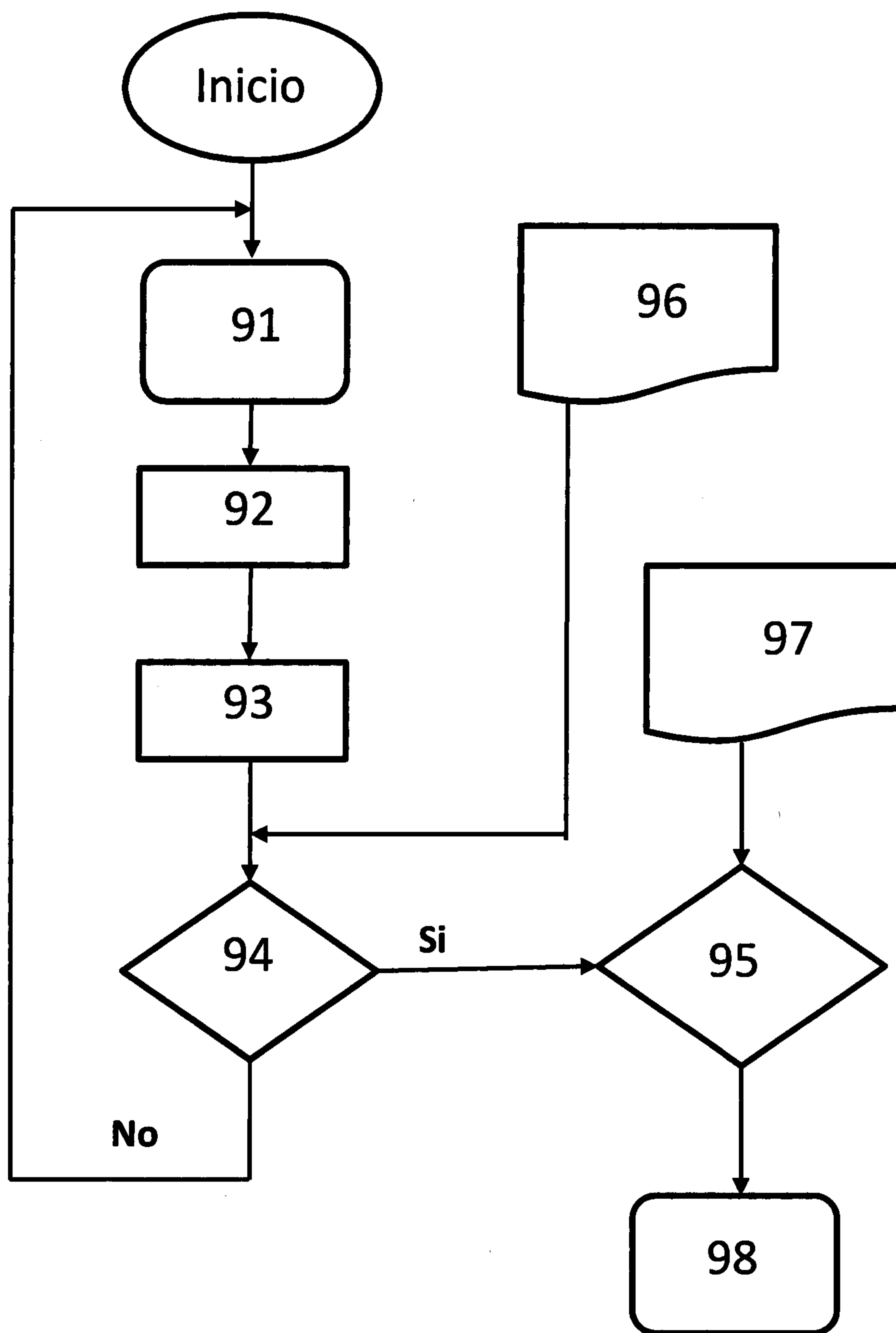
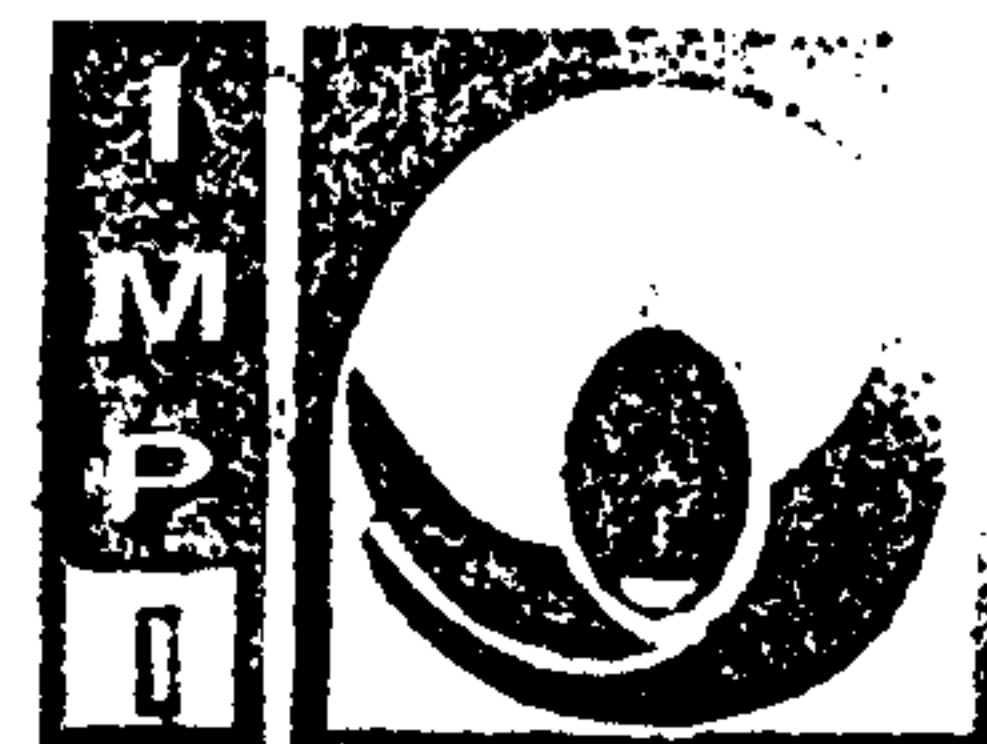


Figura 9

10/10

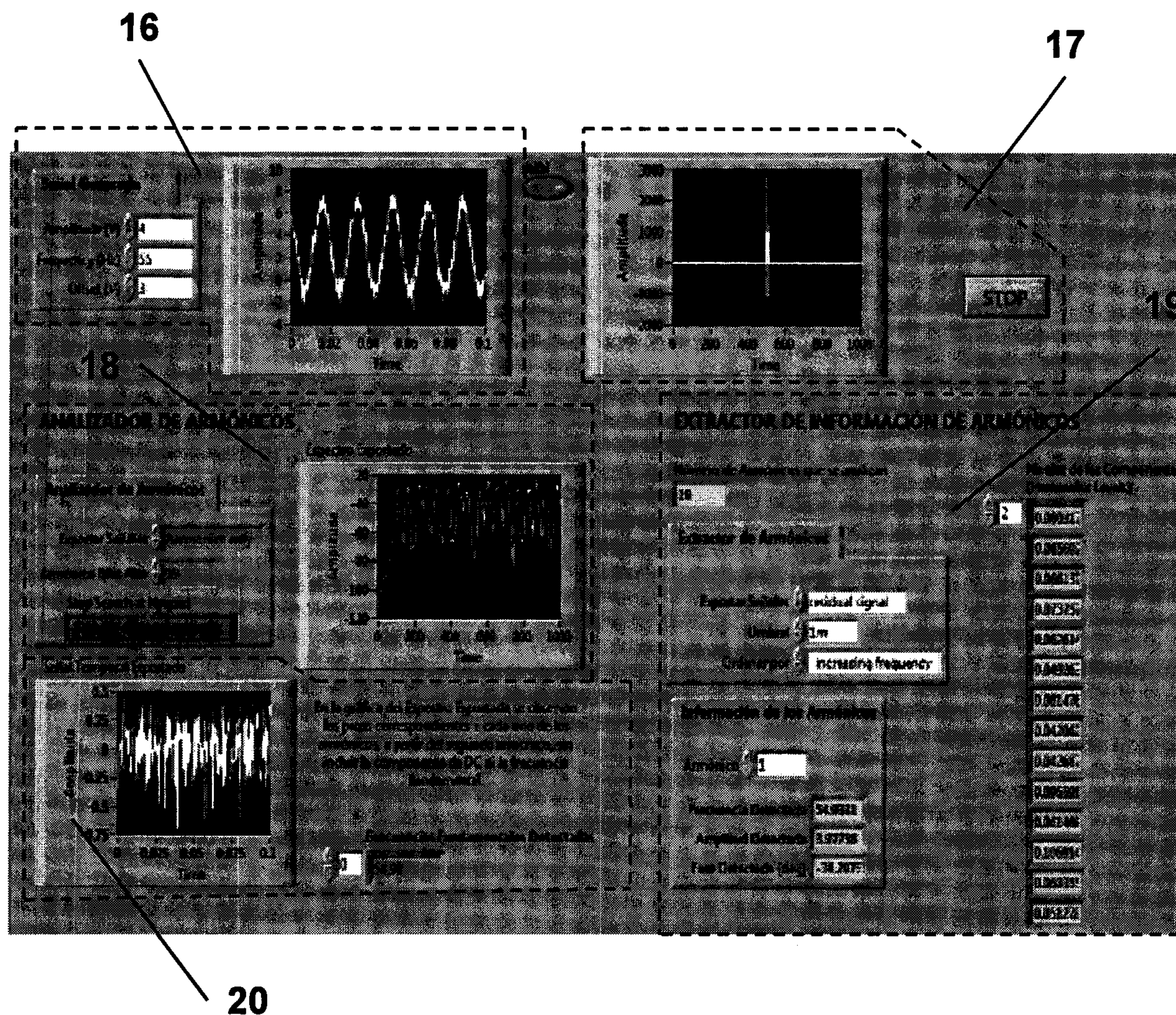


Figura 10