

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL CÁLCULO Y GESTIÓN DE LA  
CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO EN INSTALACIONES  
INDUSTRIALES**

**JUAN ESTEBAN RUIZ RESTREPO**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA  
ESCUELA DE INGENIERÍAS  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
MEDELLÍN  
2013**

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL CÁLCULO Y GESTIÓN DE LA  
CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO EN INSTALACIONES  
INDUSTRIALES**

**JUAN ESTEBAN RUIZ RESTREPO**

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Transmisión y Distribución  
de Energía Eléctrica**

**Director**

**DIEGO JOSÉ CUARTAS RAMÍREZ**

**Ingeniero Electrónico, MSc.**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA**

**ESCUELA DE INGENIERÍAS**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**MEDELLÍN**

**2013**

Nota de aceptación

---

---

---

---

Firma

Nombre

Presidente del jurado

---

Firma

Nombre

Jurado

---

Firma

Nombre

Jurado

Medellín, 15 de agosto de 2013

## CONTENIDO

RESUMEN .....	10
INTRODUCCIÓN .....	11
1 IDENTIFICACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	12
2 OBJETIVOS .....	13
2.1 OBJETIVO GENERAL .....	13
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	13
3 CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA .....	14
3.1 DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA .....	14
3.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA .....	16
3.3 CONFIABILIDAD ÓPTIMA .....	18
4 SELECCIÓN DEL METODOLOGÍA DE CÁLCULO .....	20
4.1 METODOLOGÍA DE CONVOLUCIÓN .....	21
4.1.1 Función de Distribución de Probabilidad Discreta de la Generación ..	22
4.1.2 Función de Distribución de Probabilidad de la Demanda .....	27
4.1.3 Cálculo de Índices por instalación industrial .....	27
4.1.4 Curva de Carga Efectiva – Alternativa de Cálculo .....	29
4.1.5 Cálculo de Índices para múltiples instalaciones .....	32
4.2 EJEMPLO APLICACIÓN METODOLOGÍA DE CONVOLUCIÓN .....	34
5 COSTO DE FALLA (CdF) .....	49
5.1 MÉTODO DE COSTEO DIRECTO .....	50

5.2	MÉTODO DE PREFERENCIAS REVELADAS (AUTOGENERACIÓN) ...	56
6	GESTIÓN DE LA CONFIABILIDAD .....	58
6.1	ETAPA DE PLANEAMIENTO .....	59
6.2	ETAPA DE EJECUCIÓN .....	60
6.2.1	Justificación del Proceso Unificado de Medición .....	63
6.2.2	Acerca de los Sistemas de Medición existentes .....	64
6.2.3	Aplicación de la Norma IEC 61850 [7] .....	64
6.3	ETAPA DE VERIFICACIÓN .....	67
6.3.1	Aplicación de la Normas ISO 27001 E ISO 50001 [10] [11].....	71
6.3.2	Responsabilidades y Auditorías Internas.....	72
6.3.3	Revisión y Mejoramiento Continuo .....	72
6.3.4	Proceso unificado de Medición y Registro .....	72
6.3.5	Sostenibilidad del Indicador de Confiabilidad .....	74
6.4	ETAPA DE MEJORAMIENTO.....	75
6.5	DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA .....	76
7	CONCLUSIONES .....	77
	BIBLIOGRAFÍA .....	79

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> Nivel Óptimo de Confiabilidad .....	19
<b>Figura 2</b> Estados Operativos Fuentes de Suministro .....	23
<b>Figura 3</b> Construcción de F(L) a partir de la LDC .....	30
<b>Figura 4</b> Índices de Confiabilidad usando Curva de Carga Efectiva.....	31
<b>Figura 5</b> Cálculo de Confiabilidad Individual o por Instalación - Ejemplo .....	32
<b>Figura 6</b> Cálculo de Confiabilidad Agrupado - Ejemplo .....	33
<b>Figura 7</b> Modelo Uninodal Sistema de Ejemplo.....	35
<b>Figura 8</b> Curva de Carga horaria del Sistema - Ejemplo .....	39
<b>Figura 9</b> Curva de duración de carga del Sistema - Ejemplo .....	39
<b>Figura 10</b> CdF Industrial – Interrupciones Programadas y No Programadas .....	56
<b>Figura 11</b> Ciclo PHVA para Gestión de Procesos .....	58
<b>Figura 12</b> Proceso Cálculo y Gestión de la Confiabilidad del Suministro .....	59
<b>Figura 13</b> Comunicación típica en una subestación eléctrica .....	67
<b>Figura 14</b> Proceso unificado de Medición y Registro.....	73
<b>Figura 15</b> Diagrama de Flujo - Cálculo del Indicador y Gestión.....	76

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> Probabilidad de Capacidad Indisponible - Ejemplo.....	26
<b>Tabla 2</b> Datos Básicos Fuentes de Suministro - Ejemplo .....	35
<b>Tabla 3</b> Probabilidad Estados de Generación - Ejemplo.....	36
<b>Tabla 4</b> Curva de carga horaria del Sistema - Ejemplo.....	37
<b>Tabla 5</b> Matriz de Demanda Desatendida (MDD) - Ejemplo .....	40
<b>Tabla 6</b> LOLP para cada Estado de Generación - Ejemplo .....	42
<b>Tabla 7</b> DNS para cada Estado de Generación - Ejemplo.....	43
<b>Tabla 8</b> Indicadores de Confiabilidad del Suministro - Ejemplo .....	43
<b>Tabla 9</b> Cálculo de Frecuencia Estados de Generación - Ejemplo .....	46
<b>Tabla 10</b> Cálculo de Frecuencia de Pérdida de Carga (ENC) - Ejemplo .....	46
<b>Tabla 11</b> Indicadores de Confiabilidad de 3 instalaciones .....	47
<b>Tabla 12</b> Indicadores de Confiabilidad Unidad de Negocio (agrupados) .....	48
<b>Tabla 13</b> Ejemplo de Cuestionario para Cálculo de CdF por Costeo Directo .....	53
<b>Tabla 14</b> CdF por Costeo Directo – Ejemplo.....	54
<b>Tabla 15</b> Formato de Registro para Fuentes de Suministro – Ejemplo.....	61
<b>Tabla 16</b> Formato de Registro para la Demanda – Ejemplo .....	62
<b>Tabla 17</b> Hoja de Vida del Indicador de Confiabilidad – Ejemplo.....	70

## GLOSARIO

**COMPONENTE:** Parte constitutiva de los sistemas, ya sean generadores, transformadores, líneas de transmisión, motores, bombas, etcétera.

**CONFIABILIDAD:** El IEEE<sup>1</sup> la define como la noción de cómo el sistema de suministro de energía desempeña sus tareas específicas correctamente en un cierto período de tiempo [1].

**FUENTE DE SUMINISTRO:** Generalmente son unidades de turbogenerador o motogenerador; que se pueden representar como la unión en serie de un suministro energético, turbina, generador y transformador. Asimismo, el suministro eléctrico de las Empresas de Servicios públicos en cualquier nivel de tensión, se considera una fuente de suministro en este documento.

**MODELO:** Representación matemática de sistemas y componentes para el estudio de su comportamiento.

**SIN:** Sistema Interconectado Nacional.

**SISTEMA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA (SSE):** Cualquier sistema que tenga como finalidad el suministro de energía a una carga, ya sea a través de fuentes primarias de energía como gas, vapor u otros combustibles, o de electricidad suministrada por un tercero.

---

<sup>1</sup> IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers



**SISTEMA:** Unión de componentes que interactúan entre sí, objeto de modelación para determinar el comportamiento resultante de funcionamiento.

**SISTEMA ELECTROINTENSIVO:** Sistema fuertemente dependiente del suministro de energía eléctrica.

**STR:** Sistema de Transmisión Regional.

**SUFICIENCIA (del inglés *ADEQUACY*):** Se relaciona con la existencia de suficientes facilidades dentro del SSE para satisfacer la demanda de los usuarios, es decir la demanda y las restricciones operacionales del sistema [2] [3]. Esta incluye, por ejemplo, la evaluación de la suficiencia de facilidades de generación para producir la energía requerida por el sistema [3].

**TABLERO BALANCEADO DE GESTIÓN (TBG):** Denominado en inglés como *Balanced Scorecard* o *BSC*, corresponde al sistema que traduce la misión y la estrategia de una organización en un conjunto completo de medidas de desempeño que suministran el marco para una medición estratégica y un sistema de gestión.

## RESUMEN

El presente trabajo de grado propone una metodología de cálculo para la confiabilidad del suministro energético en instalaciones industriales, de tal forma que le permita a las empresas contar con una herramienta de gestión operativa dentro de su marco de planeamiento estratégico, mediante la obtención de una serie de indicadores que podrán a su vez incorporarse al TBG de la compañía. Esto, junto con otros indicadores estratégicos proporcionará a las empresas que lo adopten una serie de alertas tempranas con las que podrán tomar decisiones encaminadas a mantener una continuidad cada vez mayor del suministro energético.

Dicha propuesta metodológica surge como una necesidad que hoy en día tienen las empresas para determinar el grado de confiabilidad en suministro energético que pueden tener en cada una de sus instalaciones, especialmente cuando estas instalaciones se encuentran dispersas geográficamente en una región, país e incluso a nivel mundial. Otras ventajas a priori de la metodología propuesta, son:

- (a) puede emplearse para evaluar la condición operativa actual de las empresas
- (b) evaluar una condición operativa futura, bien sea a corto, mediano o largo plazo
- (c) Permite obtener el indicador de confiabilidad agrupando instalaciones de acuerdo a las necesidades propias de las empresas, por ejemplo: indicador global, indicadores por unidad de negocio, indicadores por área geográfica, etcétera.

**PALABRAS CLAVE: CONFIABILIDAD, SUMINISTRO ENERGÉTICO, GESTIÓN INDICADORES CONFIABILIDAD, PLANEAMIENTO ESTRATÉGICO, SISTEMAS INDUSTRIALES, TABLERO BALANCEADO DE GESTIÓN**

## INTRODUCCIÓN

Hoy en día existe infinidad de literatura especializada en el tema de la confiabilidad de sistemas eléctricos y, en general para cualquier tipo de sistema, en la cual se puede encontrar gran cantidad de información detallada para todo el proceso de cálculo, es decir, información sobre distintos modelos teóricos, detalle de variedad de metodologías para el cálculo de confiabilidad y un sinnúmero de programas avanzados de simulación.

Estos procesos de cálculo de la confiabilidad empiezan a ser muy complejos a medida que el tamaño del sistema aumenta, lo que se traduce en la necesidad de tener un mayor detalle de la información de entrada a los modelos y potentes programas de simulación. Porque de lo contrario, resulta inviable obtener los resultados de confiabilidad por simples métodos matemáticos.

Por otra parte, no se conoce públicamente una metodología sencilla y practica para el cálculo de la confiabilidad del suministro energético que ayude a las empresas en su planeamiento estratégico de corto, mediano y largo plazo, especialmente cuando estas tienen un gran número de instalaciones dispersas por toda un área geográfica (región, departamento, país, continente); que utilice un adecuado método del cálculo de confiabilidad, con el menor número de datos de entrada y que permita su incorporación al sistema integrado de gestión de las empresas.

Finalmente, surge a partir de las necesidades expuestas anteriormente el presente trabajo de grado, el cual pretende tomar todas las herramientas teóricas que brinda el área de confiabilidad, para encontrar herramientas de cálculo y gestión simplificadas, que le den valor agregado al planeamiento estratégico de las empresas.

## 1 IDENTIFICACIÓN Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En las grandes empresas, la confiabilidad del suministro energético resulta ser hoy en día un aspecto relevante, debido principalmente a las grandes pérdidas económicas en las que se puede incurrir por deficiencias en el SSE. Además, no tener los principales indicadores de confiabilidad incorporados a un sistema integrado de gestión (por ejemplo, en el TBG), imposibilita a las empresas para obtener señales tempranas dentro de su marco de planeamiento estratégico, que le permitan mantener continuamente un alto grado de confiabilidad, ya sea que estos indicadores se cuantifiquen y gestionen para todas las instalaciones de la empresa, por cada unidad de negocio, por cada proceso productivo, o en fin, como cada una de las empresas pretenda realizarlo dentro de su esquema de gestión.

A partir de la problemática anteriormente expuesta, una de las mayores empresas del país ha encomendado al Consorcio Consultoría Colombiana – HMV Ingenieros, la tarea de establecer una metodología que le permita calcular y gestionar los principales indicadores de confiabilidad desde su TBG, de tal forma que dicha empresa pueda resolver los siguientes interrogantes generales:

¿Cuál es el grado de confiabilidad en el suministro energético de la empresa, por cada unidad de negocio y por cada una de las instalaciones?

¿Cuál es el grado de confiabilidad en el corto, mediano y largo plazo?

¿Qué nuevas fuentes de suministro energético son requeridas para garantizar los niveles de producción proyectados a corto, mediano y largo plazo? (a nivel de suministro energético).

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Establecer una propuesta metodológica para el cálculo y gestión de la confiabilidad del suministro energético en instalaciones industriales.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Escoger una metodología adecuada para el cálculo de los principales indicadores de confiabilidad en suministro energético.
- Establecer una metodología simplificada para el cálculo de los principales indicadores de confiabilidad agrupando instalaciones (por unidad de negocio, por área geográfica, por proceso productivo, etcétera).
- Proponer un proceso básico de gestión de los principales indicadores de confiabilidad para su incorporación en el TBG de las empresas.

### 3 CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA

#### 3.1 DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA

La función de un SSE es satisfacer los requerimientos de la carga del sistema, tan económicamente como sea posible y asegurando una continuidad del suministro y calidad del mismo con valores razonables [3].

El término confiabilidad de sistemas tiene un rango amplio de significados y no puede ser asociado con una definición específica simple. Así, en general, la comunidad internacional reconoce su generalidad extrema y lo emplea para indicar la habilidad global del sistema para desempeñar su función. Dado lo anterior, la evaluación de confiabilidad de sistemas de un SSE está dividida en tres aspectos básicos:

- **Suficiencia (del inglés *Adequacy*):** se relaciona con la existencia de suficientes recursos dentro del SSE para satisfacer la demanda de los usuarios. Este aspecto tiene una implicación relacionada directamente con el planeamiento estratégico de los sistemas y con el nivel de inversión para disponer de una capacidad suficiente para abastecer la totalidad de la demanda, una tecnología adecuada para controlar las variaciones de disponibilidad de los distintos combustibles primarios y unas redes adecuadas para transportar y distribuir la energía eléctrica.
- **Seguridad (del inglés *Security*):** representa la habilidad del SSE para responder a perturbaciones repentinas que ocurren en el sistema. Esto es, como por medio de equipos de protección, consignas operativas de emergencia u otras soluciones complementarias, el sistema es capaz de mantener el suministro de energía eléctrica a los usuarios bajo adecuados índices de calidad operativa. El término seguridad tiene una connotación que

está directamente asociada con la operación de los sistemas de potencia en el corto plazo e íntimamente relacionada con la estabilidad transitoria.

- **Calidad (del inglés *Power Quality*):** corresponde al conjunto de calificadores de fenómenos inherentes a la forma de onda de tensión, que permiten juzgar el valor de las desviaciones de la tensión instantánea con respecto a su forma y frecuencia estándar, así como el efecto que dichas desviaciones pueden tener sobre la continuidad del servicio de equipos y en un sentido amplio del sistema mismo.

Así pues, para los propósitos específicos del presente trabajo, el estudio de confiabilidad del SSE está enfocado al Planeamiento Estratégico de las empresas industriales en el corto, mediano y largo plazo, es decir, exclusivamente bajo el concepto de Suficiencia, no en fenómenos instantáneos evaluados por la Calidad o del corto plazo evaluados por la Seguridad.

En este numeral es importante señalar algunas definiciones generalmente asociadas a las zonas de funcionamiento de los sistemas de potencia [2], dado que varias de las metodologías de evaluación de confiabilidad se han desarrollado a partir de los niveles jerárquicos, los cuales están definidos en función de las actividades de generación, transmisión y distribución, así:

- **Nivel Jerárquico I:** corresponde únicamente a las facilidades de las fuentes de suministro de energía. El análisis de confiabilidad de este nivel, frecuentemente se conoce como evaluación de confiabilidad de la capacidad de generación.
- **Nivel Jerárquico II:** corresponde a la combinación de las facilidades de suministro de energía y transmisión de un sistema de potencia, la implementación de éste modelo involucra un mayor volumen de información y el modelamiento eléctrico de la red.

- **Nivel Jerárquico III:** incluye las tres zonas funcionales del SSE, es decir, suministro de energía o generación, transporte o transmisión y la distribución final hasta el punto de consumo.

Como puede inferirse de la estructura funcional por niveles jerárquicos, para evaluación de la confiabilidad del suministro energético a las instalaciones industriales es suficiente utilizar métodos de cálculo enfocados al análisis de Nivel Jerárquico I, que en términos generales cumple con las siguientes características:

- Se fundamenta en cálculos energéticos de las fuentes de generación y suministro, identificando las fuentes primarias (gas natural, combustibles líquidos, energía eléctrica suministrada por un tercero) y sus restricciones.
- Para efectos de cálculo, permite independizarlo de las funciones conectivas de los procesos de transmisión y distribución dentro de los sistemas industriales.
- Para evaluación de la confiabilidad por unidad de negocio, área geográfica, etcétera, se procede a partir de acumulados energéticos de los abastecimientos o faltantes definidos para cada instalación.

### **3.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA**

A continuación se presentan los principales índices de confiabilidad de suministro de energía eléctrica utilizados a nivel internacional y de especial interés dentro del presente documento:

**LOLE (del inglés *Loss of Load Expectation*) [3] [4]:** la pérdida esperada de carga es el número de días en el cual el pico de la demanda se espera que supere la capacidad de generación disponible. De esta manera, este índice expresa el número de días en los cuales hay pérdida de carga o deficiencia de suministro. Una desventaja de este índice puede ser que finalmente no indica la severidad de la deficiencia, o con qué frecuencia y duración se presenta dicha deficiencia. Sin



embargo, es uno de los índices de confiabilidad de mayor utilización en estudios de planeamiento de generación o suministro energético.

**LOEE (del inglés *Loss of Energy Expectation*) [4]:** Es un índice del sistema [3] que representa la cantidad esperada de energía que no es suministrada como consecuencia de las deficiencias en el sistema de suministro de energía; es decir, cuando la demanda excede la capacidad disponible. Este índice mide la severidad de las deficiencias y, por lo tanto, es uno de los índices de mayor aplicación en el planeamiento de generación en la actualidad.

**EIR (del inglés *Energy Index Reliability*) [2] [4]:** Es un índice normalizado que representa el porcentaje de energía suministrada del total de energía demandada. Este índice puede ser empleado para comparar diferentes sistemas de potencia que difieren apreciablemente en su tamaño o localización. Este indicador representa la confiabilidad por suficiencia (*Adequacy*) y puede ser consolidado para obtener un indicador de la confiabilidad total del sistema, agregando los indicadores calculados de cada uno de los subsistemas.

**LOLP (del inglés *Loss of Load Probability*) [5]:** Corresponde a la probabilidad que la carga del sistema exceda a la capacidad instalada en el mismo.

**Frecuencia Esperada de Falla (ENC):** Identifica la frecuencia esperada de encontrar una deficiencia en el sistema que provoque el no suministro de energía [2].

**Duración Esperada de Falla:** Identifica la duración esperada de las deficiencias en el sistema que provocan el no suministro de energía en un período de tiempo bajo análisis [2].

### 3.3 CONFIABILIDAD ÓPTIMA

Uno de los aspectos relevantes en la ingeniería de confiabilidad de sistemas eléctricos busca responder los siguientes interrogantes básicos:

¿Cuál es el nivel de confiabilidad se debe garantizar en el sistema?

¿Cuál es el costo de inversión para garantizar el nivel de confiabilidad deseado?

Como respuesta a estos interrogantes, se requiere disponer de una metodología de cálculo y gestión de los principales indicadores de confiabilidad, de tal forma que le permita a las empresas realizar periódicamente evaluaciones estratégicas del nivel de confiabilidad de sus instalaciones, comparado (de ser necesario) con el costo del incremento de la suficiencia (“adequacy”) en el suministro energético a los niveles deseados por la empresa. En otras palabras, este procedimiento permite evaluar la viabilidad de alcanzar un cierto nivel de confiabilidad, frente a las pérdidas económicas por la falta de suministro en las instalaciones.

Del procedimiento mencionado surgen dos conceptos importantes que se describen a continuación:

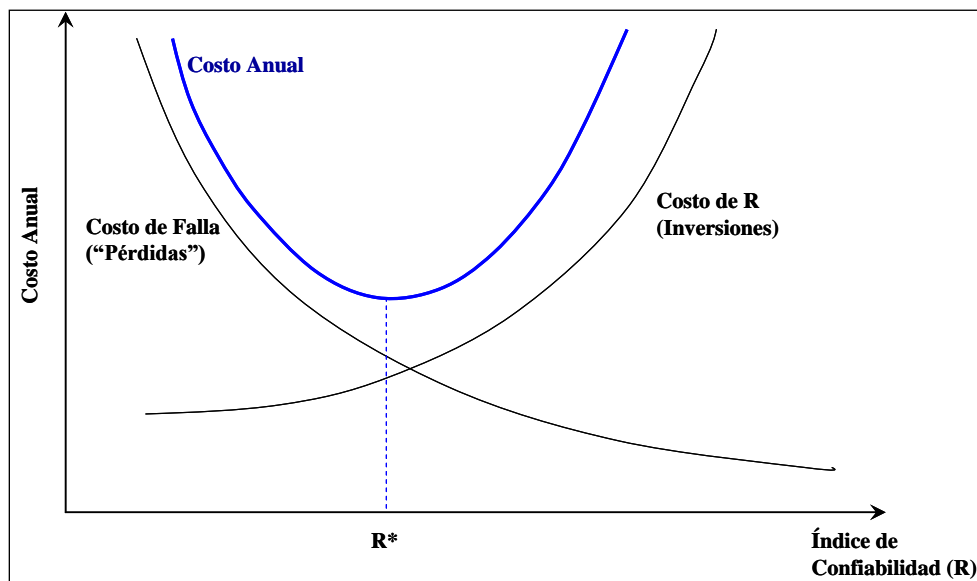
- **Costo de Confiabilidad o Costo por Suficiencia:** se entiende como el costo de las inversiones necesarias para alcanzar un cierto nivel de confiabilidad [2].
- **Nivel de la Confiabilidad:** se entiende como el beneficio que obtienen los usuarios industriales al alcanzar un determinado nivel de confiabilidad [2].

De esta forma, el esquema de cálculo y gestión propuesto en el presente documento propone considerar estos dos conceptos básicos, de manera que las empresas puedan evaluar el costo incremental de la confiabilidad y lo comparen con aquel valor que se espera sea aceptable para ellas [2].

Ahora bien, si se tienen dos o más alternativas que pueden hacer que el sistema “actual” alcance un mismo nivel de confiabilidad, se entiende que el valor de la

confiabilidad será el mismo entre las diferentes alternativas y, por tanto, la evaluación de comparación de alternativas se reduce a una comparación de costos de la confiabilidad; es decir, los costos de inversión y los gastos de operación de las nuevas obras en cada alternativa [3]. En este caso el indicador de costos de confiabilidad está en función de los costos totales de inversión (Infraestructura de Suministro) y de operación (Costo de Falla).

La Figura 1 ilustra el concepto de nivel óptimo de confiabilidad ( $R^*$ ), el cual corresponde al costo mínimo resultante de la suma de los costos de inversiones para alcanzar un nivel de confiabilidad y el costo de las “pérdidas” por no suministro o Costo de Falla. Es importante recalcar que hacia el lado derecho del nivel óptimo ( $R^*$ ) en la Figura, se puede observar un nivel de confiabilidad bastante alto, pero que se logra con altos costos de inversión y con una leve disminución de las pérdidas por el no suministro de energía (Costo de Falla). Por el contrario, el lado izquierdo del nivel óptimo ( $R^*$ ) en la misma Figura, muestra un nivel de confiabilidad deficiente, con un alto Costo de Falla y con costos de inversión bastante bajos.



**Figura 1** Nivel Óptimo de Confiabilidad

Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HMV Ingenieros

## 4 SELECCIÓN DEL METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Teniendo en cuenta las necesidades específicas del gran usuario industrial que ha contratado los servicios de Ingeniería del Consorcio Consultoría Colombiana – HMV Ingenieros, se requiere de una metodología sencilla y practica para el cálculo de la confiabilidad del suministro energético, que ayude a esta empresa en su planeamiento estratégico de corto, mediano y largo plazo y que utilice un adecuado método del cálculo de confiabilidad, con el menor número de datos de entrada y que permita su incorporación al TBG de la Empresa.

Generalmente, la evaluación de la disponibilidad de generación o confiabilidad de los SSE corresponde a la evaluación de confiabilidad del Nivel Jerárquico 1, tal y como se mencionó en el numeral 3.1. Bajo esta consideración, la evaluación de confiabilidad consiste en el cálculo del riesgo de tener estados en los que la demanda supera la generación debido a posibles fallas en el suministro de energía eléctrica (en el parque de generación o fuentes de energía). En dichas situaciones, una pérdida de carga ocurre y, por tanto, se tienen estados no apropiados de funcionamiento. Estos estados afectan el suministro de energía para la actividad productiva. En consecuencia, en los índices de confiabilidad previamente definidos (numeral 3.2) se verán reflejadas estas situaciones.

A nivel mundial, las tres principales metodologías de cálculo empleadas para evaluar la confiabilidad del suministro de energía a Nivel Jerárquico I, son:

- Metodología de Convolución.
- Técnica de Frecuencia y Duración.
- Técnica de Muestreo de Estados.

De las tres metodologías indicadas anteriormente, la metodología seleccionada y recomendada para el cálculo de la confiabilidad del suministro energético en instalaciones industriales resulta ser la metodología de convolución, cuyo método de cálculo es bastante sencillo de implementar, sin requerir altos períodos de tiempo y recursos de cómputo. En los siguientes numerales se explica con mayor detalle la metodología de cálculo propuesta con su respectivo ejemplo de aplicación.

#### **4.1 METODOLOGÍA DE CONVOLUCIÓN**

La evaluación de la disponibilidad de generación o de recursos de energía bajo esta metodología, representa la generación y la demanda mediante un modelo uninodal, que de un lado tiene todos los generadores o SSE conectadas al “uninodo” y del otro lado la demanda total del sistema [4].

Así pues, la evaluación de confiabilidad consiste en el cálculo del riesgo de tener estados en los que la demanda supera la generación debido a posibles fallas en el suministro de energía eléctrica (parque de generación, interconexiones con terceros, etcétera). En dichas situaciones, una pérdida de carga ocurre y, por tanto, se tienen estados no apropiados de funcionamiento. Estos estados afectan el suministro de energía para la actividad productiva de la industria. En consecuencia, en los índices de confiabilidad definidos en el numeral 3.2 se verán reflejadas estas situaciones.

Matemáticamente, la evaluación de la confiabilidad del suministro de energía bajo un modelo uninodal consiste en una convolución de dos variables aleatorias; las cuales corresponden a la carga del sistema (Demanda) y al suministro del mismo (Generación). Las técnicas analíticas de la convolución siguen tres pasos fundamentales [6]:

- (1) Desarrollar una función de distribución de probabilidad discreta que modele la disponibilidad de la generación y/o fuentes de suministro de energía.

- (2) Desarrollar una función de distribución de probabilidad discreta que modele la duración porcentual de los diferentes niveles de carga del sistema. Generalmente, corresponde a un discretización de la curva de carga.
- (3) Desarrollar la convolución de las dos funciones de distribución mencionadas anteriormente.

#### 4.1.1 Función de Distribución de Probabilidad Discreta de la Generación

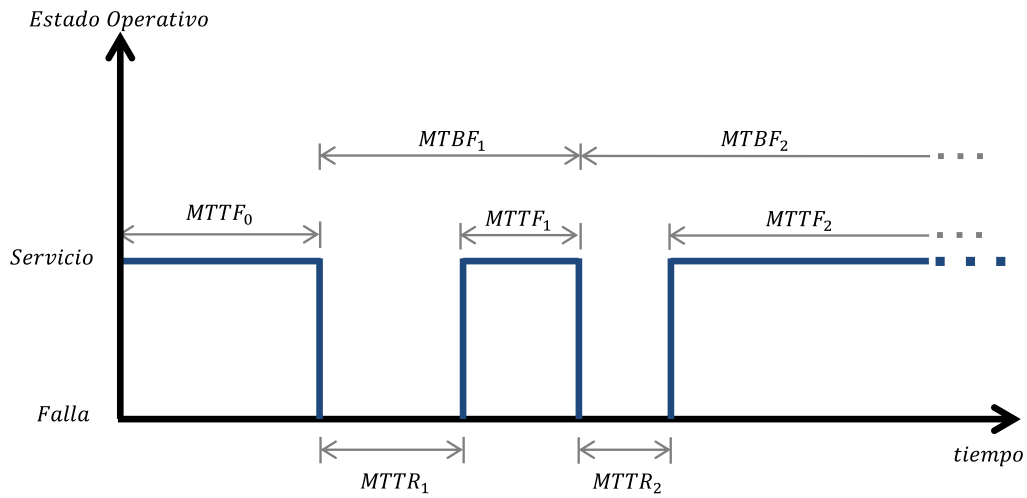
La disponibilidad de una unidad de generación se modela como una función de probabilidad binomial, con una probabilidad de estar disponible o en servicio  $pr(s)$  y una probabilidad de estar no disponible para el sistema  $pr(o)$ , así:

$$pr(s) + pr(o) = 1 \quad (4.1)$$

Para dicha función de probabilidad binomial, la capacidad de generación es igual a la capacidad neta cuando la fuente de suministro está disponible y es igual a cero cuando la fuente no está disponible. Así, para la fuente de suministro  $i$  de un sistema determinado se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} pr(P_i = P_{\max-i}) &= 1 - FOR_i \\ pr(P_i = 0) &= FOR_i \end{aligned} \quad (4.2)$$

Donde  $FOR_i$  (del Inglés *Forced Outage Rate*), representa la probabilidad que tiene la fuente de suministro  $i$  de no estar disponible para el sistema. Esta indisponibilidad está relacionada a su vez con el tiempo medio entre fallas  $MTTF$  (del inglés *Mean Time Between Failures*) y del tiempo medio de reparación  $MTTR$  (del inglés *Mean Time To Repair*). En la Figura 2 se ilustran los conceptos mencionados.



**Figura 2** Estados Operativos Fuentes de Suministro

Por definición de indisponibilidad se tiene que:

$$FOR_i = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (4.3)$$

$$MTTF + MTTR = MTBF \quad (4.4)$$

Además, el  $MTTF$  depende de la tasa de falla de la unidad de suministro (normalmente en fallas por año), tal y como lo describe la siguiente ecuación:

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (4.5)$$

Por otra parte, el  $MTTR$  depende de la tasa de reparación de la unidad de suministro (normalmente en reparaciones por año), tal y como lo describe la siguiente ecuación:

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad (4.6)$$

Finalmente, si se llevan las ecuaciones 4.5 y 4.6 a la ecuación 4.3, se obtiene la indisponibilidad de la fuente de suministro como función de las tasas de falla  $\lambda$  y de reparación  $\mu$ , así:

$$FOR_i = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (4.7)$$

La función de distribución de probabilidad discreta de todas las fuentes de generación de un sistema (incluyendo interconexiones modelables como una fuente externa) puede elaborarse mediante el método de enumeración de estados dado por [6]:

$$P_j = \sum_{i=1}^N P_i^j \quad \text{donde} \quad P_i^j = \begin{cases} 0 & \text{si generador } i \text{ está indisponible} \\ P_{\max-i} & \text{si generador } i \text{ está disponible} \end{cases} \quad (4.8)$$

$$pr(P_j) = \prod_{i=1}^{N_f} q_i \times \prod_{i=1}^{N-N_f} pr_i \quad \text{donde} \quad pr_i = 1 - q_i \quad (4.9)$$

donde para el estado  $j$  se tienen  $N_f$  unidades de generación indisponibles (fuera de funcionamiento) del total de  $N$  unidades conectadas al sistema.  $P_j$  representa la capacidad de generación del estado  $j$ , igual a la sumatoria de la capacidad de las unidades de generación disponibles. La probabilidad de dicho estado, dada por (4.9), es el producto de la probabilidad de no funcionamiento de las  $N_f$  unidades de generación indisponibles ( $q_i$ ) y de la probabilidad de funcionamiento de las  $N-N_f$  unidades disponibles ( $pr_i$ ).

Con este modelo de capacidad se puede construir con un algoritmo sencillo, el cual puede emplearse para agregar una unidad nueva de generación del modelo, eliminar una existente o incluir una fuente de nueva tecnología. El único requerimiento de información para cada fuente de suministro es el FOR estandarizado (a partir de la tasa de fallas y los tiempos medios de reparación). Así, la probabilidad acumulada de un estado de capacidad de generación



indisponible X MW al agregar una unidad de C MW e indisponibilidad q (FOR) está dada por [4]:

$$pr(X) = (1 - q) \times pr'(X) + q \times pr'(X - C) \quad (4.10)$$

donde  $pr'(X)$  representa la probabilidad de indisponibilidad del nivel X MW antes de incluir la unidad nueva de generación. Esta expresión se inicializa con  $pr'(x)=1,0$  para  $X \leq 0$  y  $pr'(X)=0$  para  $X > 0$ .

Sin embargo, el número de estados j crece en forma exponencial cuando el número de generadores es grande en el sistema de potencia. Con el propósito de reducir el número de estados de niveles de generación, se realizan usualmente dos tipos de aproximaciones:

- Establecer un valor de probabilidad razonablemente pequeño por debajo del cual no se consideraran para análisis aquellos estados cuya probabilidad sea inferior al límite establecido. Este tipo de aproximación es la más empleada al momento de implementar algoritmos de cálculo, ya que la probabilidad de una pérdida simultánea de múltiples unidades de generación (3, 4, 5, etcétera) resulta ser extremadamente baja y por ende despreciable para los cálculos matemáticos de planeamiento estratégico.
- Definir un intervalo razonable de redondeo entre la definición de los niveles de generación a conservar (sean los niveles consecutivos j y k, por ejemplo), entre los cuales se reparten todos aquellos niveles i ubicados entre j y k. La expresión general para el proceso de redondeo de aquellos estados i repartido en los estados k y j está dada por [4]:

$$pr(C_j) = \frac{C_k - C_i}{C_k - C_j} pr(C_i) \quad y \quad pr(C_k) = \frac{C_i - C_j}{C_k - C_j} pr(C_j) \quad (4.11)$$

donde  $C_i$  representa la capacidad fuera de servicio del nivel  $i$ . Una aplicación sencilla de este proceso se presenta en la Tabla 1 para un sistema de 3 generadores (3 MW, 3 MW y 5 MW).

**Tabla 1** Probabilidad de Capacidad Indisponible - Ejemplo

<b>Probabilidad de Capacidad Indisponible para tres Unidades de Generación (3 MW, 3 MW y 5 MW) con todos los estados de generación</b>		
<b>Capacidad fuera de servicio <math>C_i</math> (MW)</b>	<b>Probabilidad Individual</b>	<b>Probabilidad Acumulada</b>
0	0,941192	1,000000
3	0,038416	0,058808
5	0,019208	0,020392
6	0,000392	0,001184
8	0,000784	0,000792
11	0,000008	0,000008
	$\Sigma = 1,000$	

<b>Probabilidad de Capacidad Indisponible para tres Unidades de Generación (3 MW, 3 MW y 5 MW) simplificando estados de generación</b>		
<b>Capacidad fuera de servicio <math>C_i</math> (MW)</b>	<b>Probabilidad Individual</b>	
0	$0,941192 + 2/5(0,038416)$	0,9565584
5	$0,019208 + 3/5(0,038416) + 4/5(0,000392) + 2/5(0,000784)$	0,0428848
10	$1/5(0,000392) + 3/5(0,000784) + 4/5(0,000008)$	0,0005552
15	$1/5(0,000008)$	0,0000016
		$\Sigma = 1,000$

Fuente: Reliability Evaluation of Power Systems [4]

#### 4.1.2 Función de Distribución de Probabilidad de la Demanda

A partir del comportamiento de la curva de carga del sistema, se puede realizar una discretización de la misma estableciendo para cada nivel de carga el valor de la demanda y la duración de la misma. Así, cada nivel  $k$  estará caracterizado por:

$$\begin{aligned} & (L_k, T_k) \quad \text{para } k = 1, \dots, n \\ & \text{donde } \sum_{j=1}^n T_k = T \quad \text{y} \quad \therefore \text{pr}(L = L_k) = \frac{T_k}{T} \end{aligned} \quad (4.12)$$

donde  $L_k$  es la carga,  $T_k$  es la duración dentro del período  $T$  con ese nivel de carga [6].

El proceso de discretización de la curva de carga se puede realizar sobre una base anual, mensual, semanal o diaria; generalmente, se recomienda la base anual. Sin embargo, el análisis anual podría, a su vez, fundamentarse en el análisis de la curva de carga anual de las demandas pico diarias o curva DPLVC (del inglés *Daily Peak Load Variation Curve*) lo que supondría una discretización de 365 valores de igual duración. Igualmente, el modelo de carga  $y$ , por ende, de su función de distribución de probabilidad (discreta) podría elaborarse con base en la información horaria de la curva de carga LDC (del inglés *Load Duration Curve*), teniéndose 8760 niveles de carga de 1 hora [2]. Finalmente, a partir de la curva de carga horaria se puede realizar una discretización con criterio del analista tal que se represente la curva en todos sus niveles de demanda por bandas de duración distinta.

#### 4.1.3 Cálculo de Índices por instalación industrial

Una vez construidas las funciones de distribución de probabilidad discretas, tanto para generación como demanda del sistema, se procede al cálculo de los índices de confiabilidad de suministro por medio de la convolución de dichas funciones. Los índices normalmente empleados corresponden al LOLE y al LOEE definidos en el numeral 3.2. El cálculo de convolución, se realiza de la siguiente manera:

$$LOLE = \sum_{j=1}^{N_G} \sum_{k=1}^{N_L} pr(P_j) \times pr(L_k) \times T_{jk} \times I_{jk} \quad (4.13)$$

$$\text{donde } I_{jk} = \begin{cases} 0 & \text{si } L_k \leq P_j \\ 1 & \text{si } L_k > P_j \end{cases}$$

$$LOEE = \sum_{j=1}^{N_G} \sum_{k=1}^{N_L} pr(P_j) \times pr(L_k) \times T_{jk} \times \max(0, L_k - P_j) \quad (4.14)$$

donde  $P_j$  es la capacidad de generación del nivel  $j$  de generación,  $L_k$  es la potencia demandada por el sistema en el nivel  $k$ -ésimo de carga,  $pr(P_j)$  es la probabilidad del nivel  $j$  de generación de acuerdo a (4.9),  $pr(L_k)$  es la probabilidad del nivel  $k$  de carga de acuerdo a (4.12),  $I_{jk}$  toma el valor de 0 o 1 si la demanda es menor o mayor que la capacidad de generación respectivamente.  $T_{jk}$  es la duración del estado con las condiciones  $P_j$  y  $L_k$ . El LOLE estará dado en horas dentro del período de análisis (generalmente un año) y el LOEE en unidades de energía (kWh, MWh, etcétera) para el mismo período de análisis. Adicionalmente, el LOLP se calcula a partir del LOLE, así:

$$LOLP = LOLE * T \quad (4.15)$$

donde  $T$  corresponde al período de análisis (diario, mensual, anual, etcétera). El complemento del  $LOLP$  ( $1 - LOLP$ ), nos indica la probabilidad que se tiene de abastecer la totalidad de demanda requerida por el sistema con una cantidad determinada de fuentes de suministro, lo cual es equivalente a la confiabilidad de suministro de dicho sistema.

Finalmente, otro indicador de suma importancia para los efectos de cálculo en este documento, resulta ser el EIR, indicador normalizado que se calcula a partir del LOEE y la demanda total de energía del sistema en el período de análisis (p.ej. anual), como:

$$EIR = 1 - \frac{LOEE}{\text{Demanda total de Energía del sistema}} \quad (4.16)$$

Se debe tener en cuenta que la función del *EIR* no es indicar la confiabilidad del sistema, como si lo hace el complemento del *LOLP*, pero no deja de ser un indicador de confiabilidad “indirecto” que resultará de gran ayuda para encontrar la confiabilidad del suministro para un grupo de instalaciones, tal y como se verá en el numeral 4.1.5.

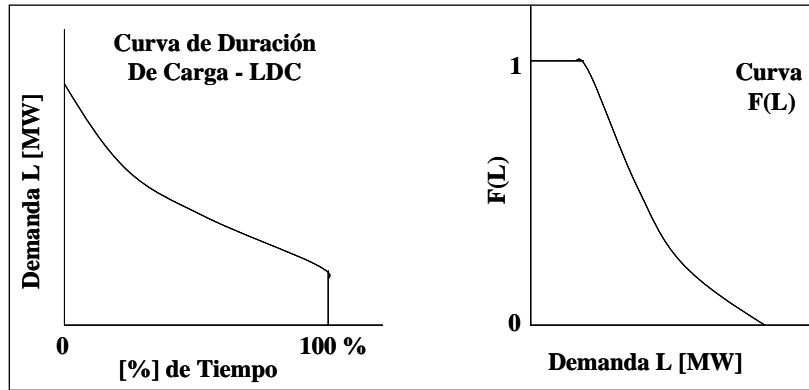
#### 4.1.4 Curva de Carga Efectiva – Alternativa de Cálculo

Un método alternativo para el cálculo de los índices de confiabilidad consiste en que una vez se cuenta con las funciones de distribución de probabilidad de la demanda y de la generación se pueden combinar (convolución) para definir una curva de carga efectiva del sistema [5]. La carga efectiva ( $L_e$ ) se define como:

$$L_e = L + L_{out-i} \quad (4.17)$$

donde  $L_{out-i}$  representa la carga aleatoria no suministrada por la unidad  $i$ -ésima de generación. Cuando  $L_{out-i}$  es la capacidad de la unidad  $i$  ( $C_i$ ), la potencia inyectada por la unidad al sistema es cero (la unidad  $i$  está fuera de servicio).

Dado que  $L$  (demanda del sistema) es una variable aleatoria, entonces a partir de la curva de demanda se normaliza el eje  $x$  (tiempo) y se invierten los ejes  $x$ - $y$  tal que se obtiene la función de probabilidad de distribución de la demanda (en forma continua); tal como lo presenta la Figura 3. Esta función  $F(L)$  representa la probabilidad que una demanda  $X$  sea igualada o superada en el sistema; así, para la carga mínima del sistema dada por en la curva de carga como  $L_{min}$ , se tiene que la probabilidad que la demanda sea mayor a ésta es 1. Mientras que la probabilidad de superar la demanda pico ( $L_{max}$ ) es cero; tal como se ve en la función  $F(L)$  de la Figura 3.



**Figura 3** Construcción de  $F(L)$  a partir de la LDC  
Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

Como la curva efectiva es función de la variable aleatoria  $L$ , caracterizada por la función  $F(L)$ , se puede calcular la función  $F_i(L_e)$ , que representa la probabilidad que cierto nivel de carga efectiva sea excedida cuando la curva  $L_e$  ha considerado  $i$  unidades de generación (convolución de  $i$  unidades de generación), como:

$$F^i(L_e) = \int_{L_{out-i}} F^{i-1}(L_e - L_{out-i}) \times f_o(L_{out-i}) dL_{out-i} \quad (4.18)$$

donde,  $f_o(L_{out-i})$  corresponde es la función de probabilidad (binomial) de la indisponibilidad de la unidad de generación  $i$ . Para  $N_g$  unidades de generación se tiene:

$$F^i(L_e) = \begin{cases} F(L) & \text{para } i = 0 \\ F(L_e) & \text{para } i = N_g \end{cases} \quad (4.19)$$

Si la función de distribución de probabilidad de la carga se modela en forma discreta, la ecuación (4.18) se convierte en una ecuación recursiva dada por:

$$F^i(L_e) = \sum_{L_{out-i}} F^{i-1}(L_e - L_{out-i}) \times f_o(L_{out-i}) \quad (4.20)$$

la cual se repite para todas las unidades de generación,  $i=1$  hasta  $N_g$ . La curva  $F(L_e)$  en el eje X irá de cero a un valor de carga efectiva máxima ( $L_{\max\text{-eff}}$ ) dado por:

$$L_{\max\text{-eff}} = IC + L_{\max} = L_{\max} + \sum_{i=1}^{N_g} C_i \quad (4.21)$$

A partir de esta curva se pueden calcular los índices de confiabilidad, tal como lo muestra la Figura 4. Así, el LOLP se entenderá como el porcentaje de tiempo que la carga efectiva excede la capacidad instalada. Por tanto:

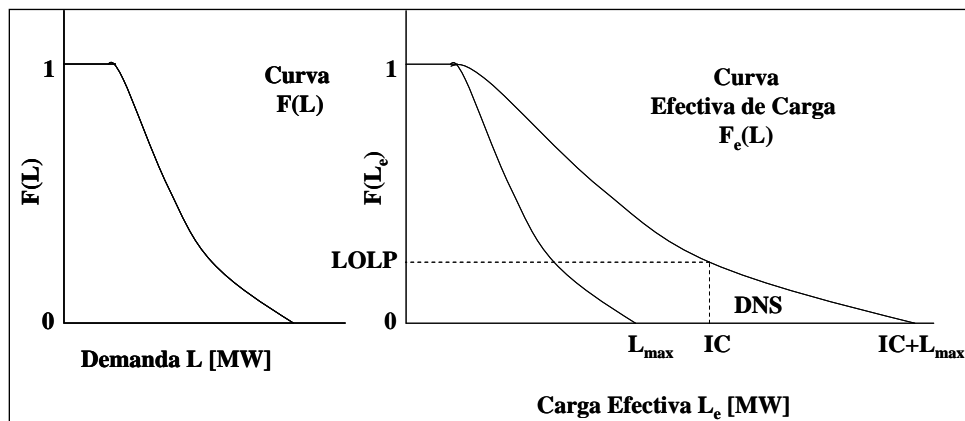
$$LOLP = F(L_e = IC) \quad (4.22)$$

A su vez, se puede calcular el valor esperado de la demanda no suministrada (DNS) (similar al LOLE pero en unidades de MW) y a partir de éste, se calcula el valor esperado de la energía no suministrada (LOEE); como:

$$DNS = \int_{IC}^{IC+L_{\max}} F(L_e) dL_e \quad (4.23)$$

$$LOEE = DNS \times T \quad (4.24)$$

donde T es el número de horas del período bajo análisis (por ejemplo, 1 año).

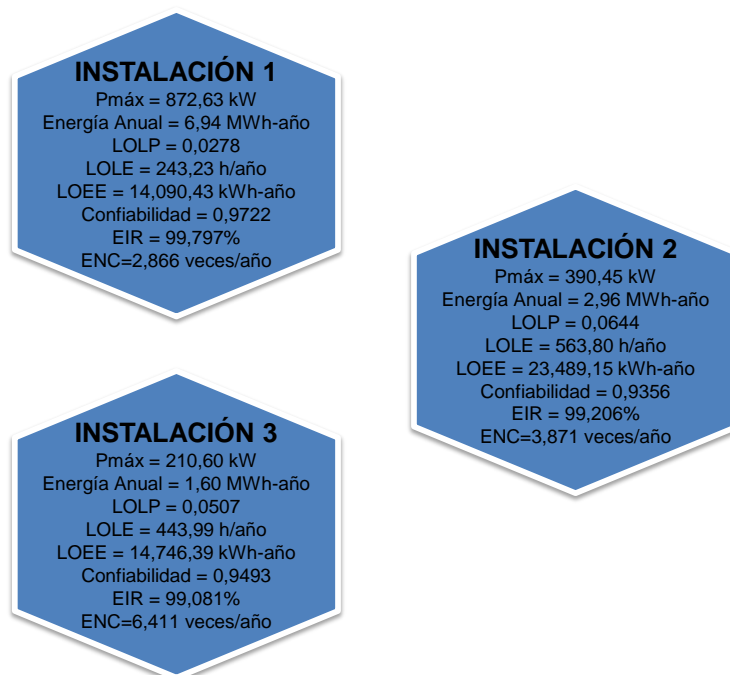


**Figura 4** Índices de Confiabilidad usando Curva de Carga Efectiva  
Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

#### 4.1.5 Cálculo de Índices para múltiples instalaciones

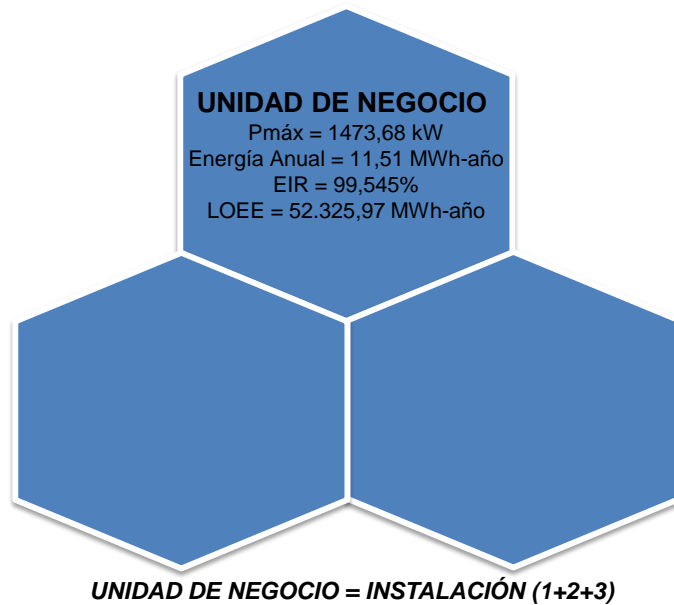
En el numeral 4.1.3 se describe el proceso de cálculo de los principales indicadores de confiabilidad del suministro de energía por sistema o instalación. Sin embargo, si una empresa cuenta con gran cantidad de instalaciones dispersas en una región, es necesario encontrar un método sencillo que permita a las empresas agrupar instalaciones a su voluntad (por ejemplo, por unidad de negocio, por proceso productivo, etcétera) para evaluar de este modo la confiabilidad del suministro.

La metodología básica propuesta para encontrar los índices de confiabilidad en grupos de instalaciones utiliza la energía (demandada y no suministrada) como elemento fundamental para su determinación, a partir de acumulados energéticos de los abastecimientos o faltantes definidos para cada sitio, equivalente a una suma ponderada por la energía total de cada subsistema y de todas las fuentes de suministro de las instalaciones independientes. En la Figura 5 y Figura 6 se ilustra el modelo por instalación y por Unidad de Negocio respectivamente.



**Figura 5** Cálculo de Confiabilidad Individual o por Instalación - Ejemplo





**Figura 6** Cálculo de Confiabilidad Agrupado - Ejemplo

El procedimiento propuesto en este numeral permite agrupar instalaciones o procesos que no necesariamente estén conectados de forma física entre sí, como lo puede ser una instalación productora de cemento al suroccidente del país (alimentada desde las redes del departamento del Valle del Cauca) y una instalación del mismo tipo de proceso localizada en el área de Cartagena, ambas instalaciones pertenecientes a la misma unidad de negocio de la empresa. En este caso, la metodología propuesta permitirá obtener el indicador de confiabilidad de cada instalación por separado y los indicadores para las dos instalaciones agrupadas.

Finalmente, los indicadores de confiabilidad para cada instalación se deben calcular a partir de las ecuaciones descritas en los numerales 4.1.1, 4.1.2 y 4.1.3, lo cual se podrá comprender mucho mejor en el ejemplo que se presenta en el numeral 4.2. Por otra parte, cuando se evidencie la necesidad de agrupar instalaciones a conveniencia de la empresa, entonces será el *LOEE* de cada instalación y el consumo de energía requerido por la misma, las variables que permitirán obtener unos indicadores globales que representen el porcentaje de la

energía que se espera suministrar al conjunto de instalaciones del total de la energía requerida por estas ( $EIR_{GLOBAL}$ ). Las ecuaciones que representan un agrupamiento específico, se describen a continuación:

$$LOEE_{AGRUPADO} = \sum_{i=1}^n LOEE_i \quad (4.25)$$

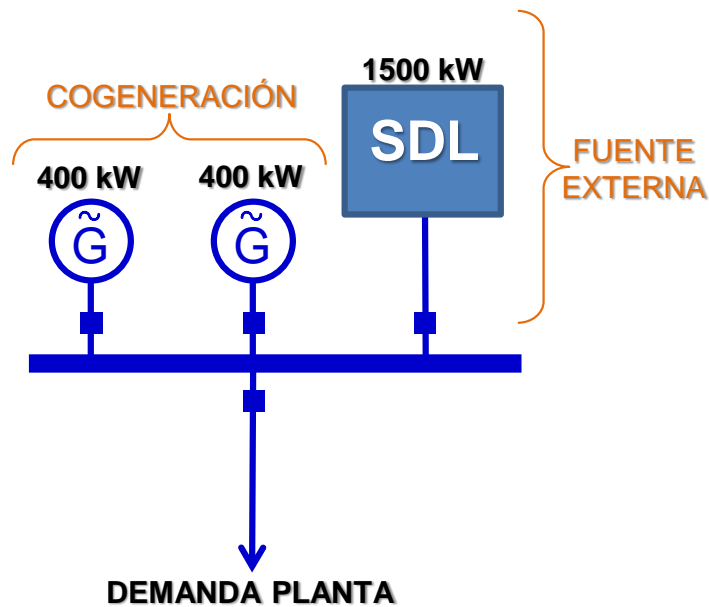
$$Energía\ Total = \sum_{i=1}^n Energía_i \quad (4.26)$$

$$EIR_{AGRUPADO} = 1 - \frac{LOEE_{AGRUPADO}}{Energía\ Total} \quad (4.27)$$

## 4.2 EJEMPLO APLICACIÓN METODOLOGÍA DE CONVOLUCIÓN

Para explicar en detalle la aplicación de la metodología de Convolución, se presenta un ejemplo sencillo de un sistema industrial que suministra energía eléctrica a su proceso mediante dos unidades de cogeneración y una interconexión al SDL de la zona donde está ubicada la planta objeto de análisis. En la Figura 7 se puede observar el modelo uninodal que representa dicho sistema eléctrico para efectos de cálculo de la metodología propuesta.

Se debe tener en cuenta que dicho modelo uninodal es un equivalente simplificado del sistema eléctrico completo, el cual está compuesto además de generadores e interconexiones con el SDL, por: transformadores, alimentadores (cables y líneas aéreas), Centros de Control de Motores (CCM) y otros equipos que conforman la totalidad del sistema de potencia.



**Figura 7** Modelo Uninodal Sistema de Ejemplo

En la Tabla 2 se detalla la información necesaria para caracterizar las fuentes de suministro, lo cual se traduce en una capacidad de alimentación (kW o MW) y una indisponibilidad anual (FOR: *Forced Outage Rate*). Esta última, correspondiente a la cantidad total de horas por año en el que la fuente de suministro estuvo no disponible para el sistema por causas no programadas (salidas forzadas) y que se ha calculado a partir de las tasas de falla y los tiempos medios de reparación de cada fuente.

**Tabla 2** Datos Básicos Fuentes de Suministro - Ejemplo

Nombre	Tipo	Capacidad (kW)	$\lambda$ (fallas/año)	MTTR (horas/repar.)	$\mu$ (repar./año)	Indisponibilidad Anual (FOR)	
						horas	p.u.
G01	Interconexión Con SDL	1.500,0	5	92,2105	95,00	438,0	0,05
G02	Cogenerador 1	400,0	2	89,3878	98,00	175,2	0,02
G03	Cogenerador 2	400,0	1	88,4848	99,00	87,6	0,01
<b>TOTAL</b>		<b>2.300,0</b>					

El número de estados posibles de generación, está dado por la siguiente ecuación:

$$\text{Estados Posibles de Generación} = 2^n = 2^3 = 8 \quad (4.28)$$

Donde  $n$  corresponde al número de fuentes de suministro que se tiene en el sistema, que para el caso del ejemplo es de tres (3) unidades. En la Tabla 3 se pueden observar los resultados de probabilidad para cada uno de los posibles estados de generación, a partir de la información suministrada en la Tabla 2.

**Tabla 3** Probabilidad Estados de Generación - Ejemplo

Estado	Capacidad de Generación Disponible (kW)	Unidades de Generación No disponible	Capacidad No Disponible (kW)	Probabilidad Individual	
E1	2.300	Ninguna	0	$(1-0,05)*(1-0,02)*(1-0,01)$	0,92169
E2	800	G01	1.500	$(0,05)*(1-0,02)*(1-0,01)$	0,04851
E3	1.900	G02	400	$(1-0,05)*(0,02)*(1-0,01)$	0,01881
E4	1.900	G03	400	$(1-0,05)*(1-0,02)*(0,01)$	0,00931
E5	1.500	G02+G03	800	$(1-0,05)*(0,02)*(0,01)$	0,00019
E6	400	G01+G03	1.900	$(0,05)*(1-0,02)*(0,01)$	0,00049
E7	400	G01+G02	1.900	$(0,05)*(0,02)*(1-0,01)$	0,00099
E8	0	G01+G02+G03	2.300	$(0,05)*(0,02)*(0,01)$	0,00001
				<b>TOTAL</b>	<b>1,00000</b>

Nótese en la Tabla anterior que si la indisponibilidad anual de las fuentes generación (FOR) es baja, entonces la mayor parte del tiempo se espera una disponibilidad de todo el parque de generación, tal y como lo muestra la probabilidad individual del estado E1. Asimismo, la pérdida de una unidad de

generación a la vez (E2, E3 y E4) tendrá una probabilidad mucho menor que en el estado E1, la probabilidad de perder dos unidades simultáneamente (E5, E6 y E7) será mucho menor que el caso anterior y la probabilidad de salida simultánea de todo el parque de generación (E8) tendrá una probabilidad prácticamente nula. Lo anterior, es la razón por la cual se plantea la simplificación de los estados de generación con probabilidades muy bajas a la hora de diseñar algoritmos para grandes sistemas o para empresas con gran cantidad de instalaciones.

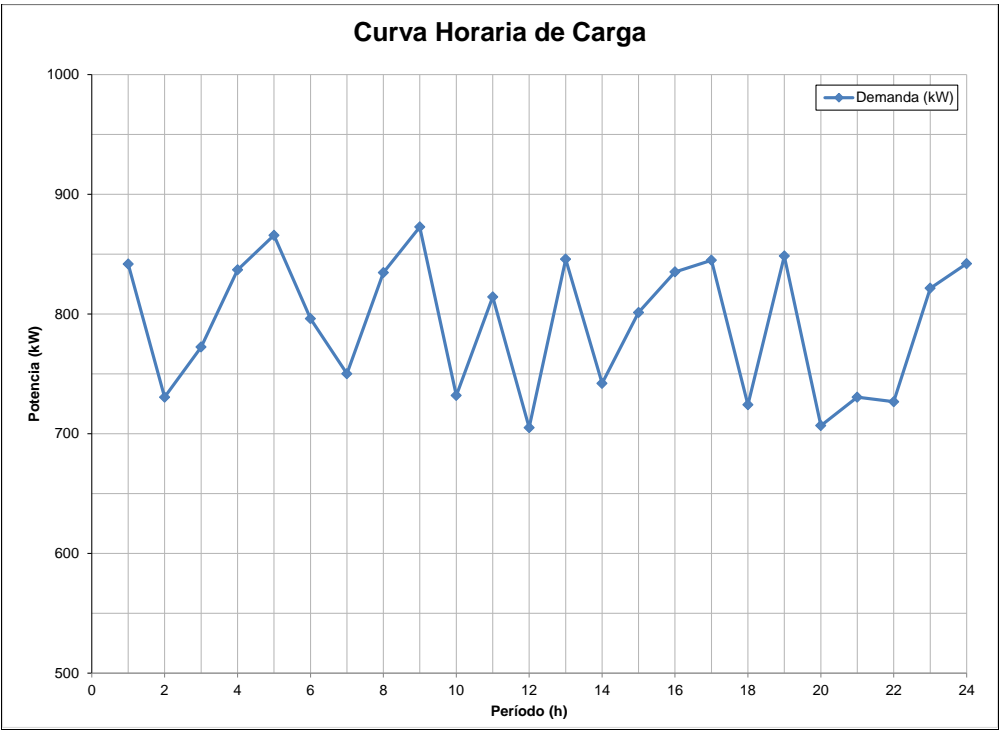
Para el sistema de ejemplo, se tiene el valor de demanda (kW) hora a hora típico para un día del año a partir de registros operativos. En la Tabla 4 se puede observar el consumo de potencia horario de la planta o curva de carga típica del sistema.

**Tabla 4** Curva de carga horaria del Sistema - Ejemplo

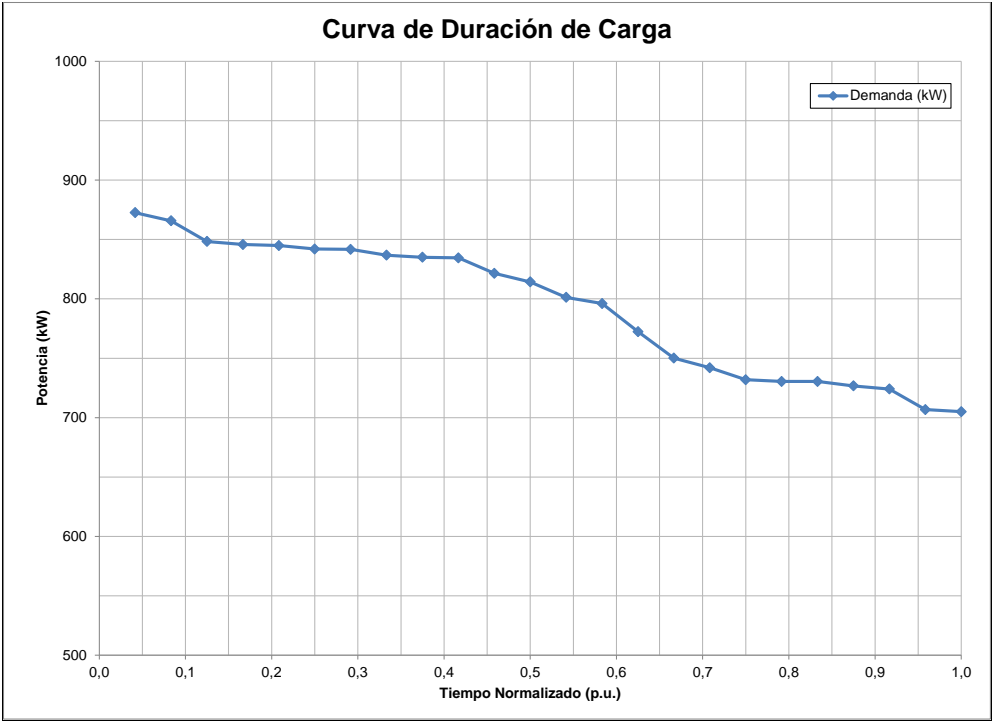
Período	Horas	Demanda de Potencia (kW)	Probabilidad Individual	Probabilidad Acumulada
P1	00:00 a 01:00	841,72	0,04167	0,0417
P2	01:00 a 02:00	730,47	0,04167	0,0833
P3	02:00 a 03:00	772,37	0,04167	0,1250
P4	03:00 a 04:00	836,80	0,04167	0,1667
P5	04:00 a 05:00	865,70	0,04167	0,2083
P6	05:00 a 06:00	796,06	0,04167	0,2500
P7	06:00 a 07:00	750,12	0,04167	0,2917
P8	07:00 a 08:00	834,49	0,04167	0,3333
P9	08:00 a 09:00	872,63	0,04167	0,3750
P10	09:00 a 10:00	731,91	0,04167	0,4167
P11	10:00 a 11:00	814,27	0,04167	0,4583
P12	11:00 a 12:00	705,04	0,04167	0,5000
P13	12:00 a 13:00	845,76	0,04167	0,5417
P14	13:00 a 14:00	742,03	0,04167	0,5833
P15	14:00 a 15:00	801,26	0,04167	0,6250
P16	15:00 a 16:00	835,07	0,04167	0,6667

<b>Período</b>	<b>Horas</b>	<b>Demanda de Potencia (kW)</b>	<b>Probabilidad Individual</b>	<b>Probabilidad Acumulada</b>
P17	16:00 a 17:00	844,89	0,04167	0,7083
P18	17:00 a 18:00	724,11	0,04167	0,7500
P19	18:00 a 19:00	848,36	0,04167	0,7917
P20	19:00 a 20:00	706,78	0,04167	0,8333
P21	20:00 a 21:00	730,47	0,04167	0,8750
P22	21:00 a 22:00	726,71	0,04167	0,9167
P23	22:00 a 23:00	821,49	0,04167	0,9583
P24	23:00 a 00:00	842,01	0,04167	1,0000
<b>Demanda Máxima (kW)</b>		<b>872,63</b>		
<b>Demanda Promedio (kW)</b>		<b>792,52</b>		
<b>Demanda Mínima (kW)</b>		<b>705,04</b>		
<b>Energía Diaria (kWh-día)</b>		<b>19.020,53</b>		
<b>Energía Anual (kWh-año)</b>		<b>6.942.495,18</b>		

A partir de la información suministrada en la Tabla 4, se puede observar la curva de carga horaria en la Figura 8 y la curva de duración de carga en la Figura 9.



**Figura 8** Curva de Carga horaria del Sistema - Ejemplo



**Figura 9** Curva de duración de carga del Sistema - Ejemplo

Una vez establecida la probabilidad individual para la cada estado posible de generación (Tabla 3) y para cada período horario asociado al consumo de demanda del sistema (Tabla 4), se procede ahora a evaluar la Matriz de Demanda Desatendida (MDD), la cual compara la capacidad de generación disponible en cada estado contra el consumo de demanda para cada hora del día. En consecuencia, si la capacidad de generación disponible es mayor a la demanda no habrá potencia desatendida (se representa como un cero en la matriz), en caso contrario, se presentará una desatención igual a la diferencia entre la demanda requerida por el sistema y la capacidad de generación disponible. En la Tabla 5 se puede observar la MDD para el caso del ejemplo analizado.

**Tabla 5** Matriz de Demanda Desatendida (MDD) - Ejemplo

Período	Demanda de Potencia (kW)	ESTADO DE GENERACIÓN Y CAPACIDAD DISPONIBLE (kW)							
		E1 2.300	E2 800	E3 1.900	E4 1.900	E5 1.500	E6 400	E7 400	E8 0
<b>P1</b>	<b>841,72</b>	0,0	41,7	0,0	0,0	0,0	441,7	441,7	841,7
<b>P2</b>	<b>730,47</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	330,5	330,5	730,5
<b>P3</b>	<b>772,37</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	372,4	372,4	772,4
<b>P4</b>	<b>836,80</b>	0,0	36,8	0,0	0,0	0,0	436,8	436,8	836,8
<b>P5</b>	<b>865,70</b>	0,0	65,7	0,0	0,0	0,0	465,7	465,7	865,7
<b>P6</b>	<b>796,06</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	396,1	396,1	796,1
<b>P7</b>	<b>750,12</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	350,1	350,1	750,1
<b>P8</b>	<b>834,49</b>	0,0	34,5	0,0	0,0	0,0	434,5	434,5	834,5
<b>P9</b>	<b>872,63</b>	0,0	72,6	0,0	0,0	0,0	472,6	472,6	872,6
<b>P10</b>	<b>731,91</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	331,9	331,9	731,9
<b>P11</b>	<b>814,27</b>	0,0	14,3	0,0	0,0	0,0	414,3	414,3	814,3
<b>P12</b>	<b>705,04</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	305,0	305,0	705,0
<b>P13</b>	<b>845,76</b>	0,0	45,8	0,0	0,0	0,0	445,8	445,8	845,8
<b>P14</b>	<b>742,03</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	342,0	342,0	742,0
<b>P15</b>	<b>801,26</b>	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	401,3	401,3	801,3
<b>P16</b>	<b>835,07</b>	0,0	35,1	0,0	0,0	0,0	435,1	435,1	835,1



Período	Demanda de Potencia (kW)	ESTADO DE GENERACIÓN Y CAPACIDAD DISPONIBLE (kW)							
		E1 2.300	E2 800	E3 1.900	E4 1.900	E5 1.500	E6 400	E7 400	E8 0
P17	844,89	0,0	44,9	0,0	0,0	0,0	444,9	444,9	844,9
P18	724,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	324,1	324,1	724,1
P19	848,36	0,0	48,4	0,0	0,0	0,0	448,4	448,4	848,4
P20	706,78	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	306,8	306,8	706,8
P21	730,47	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	330,5	330,5	730,5
P22	726,71	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	326,7	326,7	726,7
P23	821,49	0,0	21,5	0,0	0,0	0,0	421,5	421,5	821,5
P24	842,01	0,0	42,0	0,0	0,0	0,0	442,0	442,0	842,0
	<b>TOTAL</b>	<b>0,0</b>	<b>504,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>9420,7</b>	<b>9420,7</b>	<b>19020,7</b>

La Tabla anterior muestra por ejemplo, que en el período 20 (P20: desde las 19:00 horas hasta las 20:00 horas) la demanda requerida por el sistema es de 706,78 kW, cantidad de potencia que no puede ser atendida en su totalidad en los Estados de Generación E6, E7 y E8, obteniendo para estos casos pérdidas de suministro de 306,8 kW, 306,8 kW y 706,8 kW respectivamente. Por último, se debe tener en cuenta que los resultados obtenidos en la MDD (Tabla 5) son de naturaleza determinística, ya que hasta el momento no se han combinado con las probabilidades de los estados de generación y de los períodos de demanda.

Con los resultados de la MDD se calcula a continuación el LOLP para cada estado posible de generación, multiplicando el tiempo total de cada caso de demanda desatendida por la probabilidad individual de los estados de generación y de demanda del sistema. En la Tabla 6 se pueden observar los resultados obtenidos del LOLP para cada posible estado de generación en el sistema.

**Tabla 6 LOLP para cada Estado de Generación - Ejemplo**

Estado de Generación	Capacidad de Generación Disponible (kW)	Probabilidad Individual Generación	Probabilidad Individual Demanda	LOLP	
<b>E1</b>	2.300	0,92169	0,04167	$0 \cdot 0,92169 \cdot 0,04167$	0,0000000
<b>E2</b>	800	0,04851	0,04167	$13 \cdot 0,04851 \cdot 0,04167$	0,0262763
<b>E3</b>	1.900	0,01881	0,04167	$0 \cdot 0,01881 \cdot 0,04167$	0,0000000
<b>E4</b>	1.900	0,00931	0,04167	$0 \cdot 0,00931 \cdot 0,04167$	0,0000000
<b>E5</b>	1.500	0,00019	0,04167	$0 \cdot 0,00019 \cdot 0,04167$	0,0000000
<b>E6</b>	400	0,00049	0,04167	$24 \cdot 0,00049 \cdot 0,04167$	0,0004900
<b>E7</b>	400	0,00099	0,04167	$24 \cdot 0,00099 \cdot 0,04167$	0,0009900
<b>E8</b>	0	0,00001	0,04167	$24 \cdot 0,00001 \cdot 0,04167$	0,0000100
				<b>TOTAL</b>	<b>0,0277663</b>

De la Tabla anterior se puede inferir por ejemplo, que para el estado de generación E2 durante 13 horas del día la demanda supera (independiente del valor) la capacidad de generación disponible.

Adicionalmente, si en cada estado de generación se multiplica la energía desatendida en un período específico por la probabilidad individual de los estados de generación y de demanda del sistema, se obtiene finalmente la cantidad de Demanda No Suministrada en cada período de tiempo como se muestra en la Tabla 7.

**Tabla 7 DNS para cada Estado de Generación - Ejemplo**

Estado de Generación	Capacidad de Generación Disponible (kW)	Probabilidad Individual Generación	Probabilidad Individual Demanda	DNS (kW)	
E1	2.300	0,92169	0,04167	$0 \cdot 0,92169 \cdot 0,04167$	0,0000000
E2	800	0,04851	0,04167	$504,6 \cdot 0,04851 \cdot 0,04167$	0,0262763
E3	1.900	0,01881	0,04167	$0 \cdot 0,01881 \cdot 0,04167$	0,0000000
E4	1.900	0,00931	0,04167	$0 \cdot 0,00931 \cdot 0,04167$	0,0000000
E5	1.500	0,00019	0,04167	$0 \cdot 0,00019 \cdot 0,04167$	0,0000000
E6	400	0,00049	0,04167	$9420,7 \cdot 0,00049 \cdot 0,04167$	0,0004900
E7	400	0,00099	0,04167	$9420,7 \cdot 0,00099 \cdot 0,04167$	0,0009900
E8	0	0,00001	0,04167	$19020,7 \cdot 0,00001 \cdot 0,04167$	0,0000100
				<b>TOTAL</b>	<b>1,6089199</b>

Con los cálculos parciales realizados hasta el momento se tiene toda la información necesaria para encontrar los principales indicadores de confiabilidad en la base temporal de análisis (el caso 1 año = 8.760 horas), tal y como se presenta en la Tabla 8.

**Tabla 8 Indicadores de Confiabilidad del Suministro - Ejemplo**

Indicador de Confiabilidad	Unidades	Valor	Observaciones
<b>Energía Total Consumida por Año</b>	kWh-año	6.942.495,18	
<b>LOLP</b>	p.u.	0,0277663	
<b>LOLE</b>	horas/año	243,232788	$LOLE = LOLP \times 8760$
<b>LOEE</b>	kWh-año	14.090,4304	$LOEE = ENS \times 8760$
<b>EIR</b>	%	99,7970	$EIR = 1 - \frac{LOEE}{EnergíaTotal} \times 100\%$
<b>CONFIABILIDAD</b>	p.u.	0,9722337	$Confiabilidad = 1 - LOLP$

Los resultados obtenidos para el caso de ejemplo y que se presentan en la Tabla 8, muestran una confiabilidad del suministro alta (0,972), es decir, el sistema tiene una probabilidad del 0,028 (1-0,972) en el que la demanda requerida superará la capacidad instalada, obligando a la planta a entrar en racionamiento parcial o total. Por otra parte, el sistema espera entregar anualmente el 99,7970% (EIR) de la energía requerida por el proceso, es decir, por indisponibilidad del sistema de suministro se dejará entregar al proceso una energía equivalente 14.094,14 kWh-año de los 6.942.495,18 kWh-año requeridos.

El proceso descrito hasta el momento en este numeral resulta ser de gran interés para empresas o procesos productivos, en los cuales la duración de la interrupción es la variable relevante a la hora de calcular las pérdidas por falla del suministro o Costo de Falla (CdF) como se explicará más adelante. Sin embargo, para aquellos procesos productivos en los que el CdF depende directamente de la frecuencia de las interrupciones, es necesario entonces para la empresa el poder determinar la frecuencia de la ocurrencia de eventos que provocan interrupción del servicio.

En este caso se requiere el cálculo de la frecuencia de los estados donde se presenta desatención de la demanda, por ejemplo, para el caso de análisis se puede ver en la en Tabla 6 desatención de la demanda en los estados de generación E2, E6, E7 y E8.

Para realizar dicho cálculo se requiere información complementaria al FOR de cada unidad de generación o fuente de suministro, correspondiente a la tasa de falla  $\lambda$  y al tiempo medio de reparación *MTTR*. Además, es importante tener en cuenta que para poder implementar éste modelo se debe validar que la tasa de fallas ( $\lambda$ ) está caracterizada por una función de distribución exponencial, para lo cual requiere una información base de al menos 5 años de salidas de la fuente de generación para hacer los análisis estadísticos pertinentes. Dicha verificación es importante debido a que toda la teoría desarrollada a partir de estos dos indicadores parte de la premisa que tienen el comportamiento de una función

exponencial y dicho comportamiento sólo se puede validar con un volumen considerable de información histórica. De aquí la importancia del proceso de registro, veracidad y confiabilidad de la información.

Conociendo entonces los valores de  $\lambda$  (fallas/año) y  $MTTR$  (horas/reparación) de cada fuente de suministro, tal y como se presentan en la Tabla 2, finalmente se puede determinar la frecuencia de cada estado ( $f_i$ ), como:

$$f_i = pr_i \times \lambda_{eq-i} \quad \left[ \frac{\text{veces}}{\text{año}} \right] \quad (4.29)$$

donde  $pr_i$  es la probabilidad del estado  $i$ , y  $\lambda_{eq-i}$  es la tasa de salida equivalente del estado  $i$  que es igual a la sumatoria de las tasas de cambio de estado de cada generador  $j$  (tasa de falla si el generador está funcionando o tasa de reparación si el generador en el estado  $i$  está fuera de servicio).

La Tabla 9 muestra el cálculo de la frecuencia de cada estado de generación con base en la información de entrada suministrada en la Tabla 2. La frecuencia del estado se calcula con (4.29) y luego se determina si el estado corresponde a un estado de pérdida de carga; es decir, aquellos estados donde LOLE(Ci) es distinto de 0 en la Tabla 2, para determinar la Frecuencia de Pérdida de Carga (ENC) como se puede ver en la Tabla 10.

**Tabla 9** Cálculo de Frecuencia Estados de Generación - Ejemplo

Estado de Generación	Probabilidad Individual Generación	Probabilidad Individual Demanda	Tasa de Salida equivalente $\lambda_{eq-i}$		Frecuencia del Estado $f_i$
E1	0,92169	0,04167	5+2+1	8	7,373520
E2	0,04851	0,04167	95+2+1	98	4,753980
E3	0,01881	0,04167	98+5+1	104	1,956240
E4	0,00931	0,04167	99+5+2	106	0,986860
E5	0,00019	0,04167	5+98+99	202	0,038380
E6	0,00049	0,04167	2+95+99	196	0,096040
E7	0,00099	0,04167	95+98+1	194	0,192060
E8	0,00001	0,04167	95+98+99	292	0,002920
<b>TOTAL</b>			<b>0,0277663</b>		<b>15,400000</b>

**Tabla 10** Cálculo de Frecuencia de Pérdida de Carga (ENC) - Ejemplo

Estado de Generación	Probabilidad Individual Demanda	Tiempo con Pérdida de Carga ( $t_i$ )		Frecuencia de Pérdida de Carga $ENC = f_i * t_i$
E1	0,04167	0*0,04167	0,000000	0,000000
E2	0,04167	13*0,04167	0,541667	2,575073
E3	0,04167	0*0,04167	0,000000	0,000000
E4	0,04167	0*0,04167	0,000000	0,000000
E5	0,04167	0*0,04167	0,000000	0,000000
E6	0,04167	24*0,04167	1,000000	0,096040
E7	0,04167	24*0,04167	1,000000	0,192060
E8	0,04167	24*0,04167	1,000000	0,002920
<b>TOTAL</b>			<b>3,541667</b>	<b>2,866093</b>

Del resultado obtenido en la Tabla 10 se puede concluir que la sumatoria de las frecuencias de los estados  $i$  donde hay pérdida de carga constituye la frecuencia (veces/año) en las que hay interrupción del suministro de potencia por insuficiencias de las fuentes de suministro; que para el caso de ejemplo 2,866 veces/año. Los resultados de ENC serán importantes para los casos en los cuales

la frecuencia de la falla resulta ser el factor crítico para el proceso industrial, independiente del tiempo de duración de la interrupción.

Dependiendo del tipo de proceso industrial, unas instalaciones requerirán del cálculo del Costo de Falla (CdF) como función de la duración de las interrupciones, sin embargo, otros procesos calcularán dicho CdF como función de la cantidad de veces en las cuales el suministro de energía es interrumpido por fallas en el suministro energético sin importar su duración.

El desarrollo del ejemplo hasta el momento corresponde únicamente al cálculo de los indicadores de confiabilidad para una instalación cualquiera. En la Tabla 11.

**Tabla 11** Indicadores de Confiabilidad de 3 instalaciones

<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>	<b>Instalación 1 (I1)</b>	<b>Instalación 2 (I2)</b>	<b>Instalación 3 (I3)</b>
<b>Energía Total Requerida</b>	kWh-año	6.942.495,18	2.958.087,75	1.604.667,75
<b>LOLP</b>	p.u.	0,0277663	0,0643608	0,0506836
<b>LOLE</b>	horas/año	243,232788	563,80	443,99
<b>LOEE</b>	kWh-año	14.090,4304	23.489,1548	14.746,3855
<b>EIR</b>	%	99,7970	99,2059	99,0810
<b>CONFIABILIDAD</b>	p.u.	0,9722338	0,9356392	0,9493164
<b>ENC</b>	veces/año	2,866	3,871	6,411

A partir de los resultados individuales presentados como ejemplo en la Tabla 11, se pueden obtener los indicadores de confiabilidad agrupando las 3 instalaciones dentro de una Unidad de Negocio, tal y como se puede observar en la Tabla 12.

**Tabla 12** Indicadores de Confiabilidad Unidad de Negocio (agrupados)

<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>	<b>Unidad de Negocio (I1+I2+I3)</b>
<b>Energía Total Requerida</b>	kWh-año	11.505.250,68
<b>LOE<sub>AGRUPADO</sub></b>	kWh-año	52.325,9707
<b>EIR<sub>AGRUPADO</sub></b>	%	99,5452

Los resultados obtenidos en la Tabla 12 indican la cantidad de energía que la Unidad de Negocio podrá suministrar al sistema ( $EIR_{AGRUPADO}$ ) del total requerido por el mismo, considerando las probables deficiencias que puede tener cada sistema por separado, tal y como lo muestran los indicadores individuales.



## 5 COSTO DE FALLA (CdF)

El costo por pérdida del suministro energético, conocido también como costo de falla (CdF), se puede entender como el perjuicio económico que sufren las empresas, cuando en sus instalaciones industriales se produce interrupción del abastecimiento o servicio de energía. Así, el valor del CdF es un revelador intrínseco de la calidad de servicio o confiabilidad de un usuario industrial particular). Así pues, el CdF funciona como un indicador que influye en las decisiones de expansión y operación del suministro de energía.

El costo de falla (CdF) se puede entender también como el costo promedio que un usuario industrial puede asignarle a la energía que deja de recibir, producto de las interrupciones del servicio de energía, cuyas unidades están dadas en costo/kWh.

Desde el punto de vista del usuario industrial, éste puede verse afectado ante la ocurrencia de una interrupción en el suministro de energía, en mayor o menor medida, dependiendo del proceso productivo y de la duración de la interrupción. En este caso, es posible que los usuarios industriales deban emplear alguna alternativa de suministro energético, es decir, un suministro de respaldo que haga viable el no contar, durante cierto período de tiempo, con el suministro principal de energía. Por el contrario, si el usuario industrial no cuenta con dicha alternativa de suministro, éste incurra en pérdidas económicas dentro de su proceso productivo, las cuales se pueden enmarcar en daños al producto final, mano de obra inactiva, demoras en recuperación del proceso productivo, entre otras.

El costo por interrupción del suministro de energía en el sector industrial puede ser cuantificado en términos de las pérdidas económicas asociadas con recursos inactivos, que están dados por los daños en la materia prima, daño parcial o total de la producción, costos por reinicio en la actividad productiva, etcétera.

Para estimar el costo asociado a la interrupción del suministro de energía existen varias metodologías, algunas basadas en información construida a partir de la observación del mercado y otras derivadas de información proveniente de los usuarios y recopilada por medio de encuestas a expertos.

Una de estas metodologías es la del Costeo Directo, que está basada en la identificación directa de las consecuencias derivadas de una interrupción en el servicio de energía a partir de la información obtenida directamente de los expertos del proceso productivo. Otra metodología aplicable es la de Preferencias Reveladas<sup>2</sup>, la cual considera que el costo de una interrupción puede ser inferido a partir de las acciones tomadas por los usuarios para mitigar las pérdidas (por ejemplo, cuando se recurre a la autogeneración). Sin embargo, esta última no aplica a las instalaciones industriales que operan en zonas aisladas no interconectadas, ya que para este caso específico la sustitución o respaldo no es posible.

## **5.1 MÉTODO DE COSTEO DIRECTO**

Es el método más utilizado a nivel internacional para estimar el costo de interrupción del suministro de energía eléctrica en el sector industrial, el cual evalúa los costos relacionado con el deterioro de la producción y daño de la maquinaria y equipo. Estos costos varían si la interrupción es notificada (programada) o no (no programada o forzada). En el caso de fallas programadas el usuario industrial puede reprogramar las actividades productivas implementando procedimientos controlados y ordenados de tal forma que se mitiguen los impactos en la producción. Adicionalmente, en este método se deben agregar los costos por factores inactivos, tales como mano de obra inactiva y por costos en el reinicio de la actividad productiva después de una interrupción.

---

<sup>2</sup> Término proveniente de la teoría de la preferencia revelada, la cual es muy utilizada en Microeconomía.

En general, este método utiliza la encuesta como medio principal de captación de la información para el cálculo del CdF. En ella, se lleva al encuestado (los responsables del proceso productivo) a determinar los perjuicios que le causa la interrupción del suministro energético, tanto para situación de falla forzada como de falla programada. La encuesta busca que el usuario provea información relativa al costo de la pérdida de tiempo, tiempo para reinicio, salarios pagados, costos por sobretiempo, ahorros en insumos intermedios, pérdidas por daños en la materia prima, entre otros.

Para la aplicación de este método se requiere información detallada acerca de los siguientes tópicos:

- **Demanda de Energía:** Información de consumo anual de energía requerido para producción, potencia máxima anual, energéticos consumidos.
- **Equipamiento de emergencia:** Equipos que se emplean en condiciones de interrupción del servicio, si los hay (UPS, baterías, autogeneración de respaldo, sistemas de almacenamiento, entre otros).
- **Características de las interrupciones:** Número y duración de las interrupciones en un período dado (normalmente un año), horas críticas para la producción en cuanto a cortes de energía, criticidad para la industria por la duración de las fallas.
- **Costo por interrupción del suministro:** Normalmente se realiza en forma matricial, combinando la duración de la interrupción y tipo de daño o pérdida. Las preguntas se formulan tanto para una condición forzada como una condición de falla programada.

La metodología general de costeo directo indaga por los costos ocasionados al industrial (o a un proceso industrial en particular), debido a interrupciones programadas o no programadas (forzadas), como función de la duración de las interrupciones y al tipo de daño o pérdida. En este documento se trabaja con duraciones de falla estándar (20 min, 1 hora, 4 horas y 8 horas), pero se puede

modificar según las necesidades particulares del proceso o empresa que se analiza.

Bajo condiciones de interrupciones o cortes sin notificación previa, los costos relacionados al deterioro de la producción y daño en la maquinaria y equipo podrían ser muy altos. Por el contrario, bajo una situación de corte programado con alguna notificación previa, la empresa (usuario o proceso productivo) puede reducir dichas pérdidas a través de la reprogramación de actividades y de la implementación de procedimientos controlados y ordenados para la interrupción y reinicio de los procesos de producción. Esta reprogramación de actividades involucra de todas formas costos adicionales para la empresa, por ejemplo, una reducción de carga de tres horas puede implicar una fase preparatoria de una hora y una fase de puesta en marcha de una hora después de la restitución del servicio, lo cual para efectos del presente trabajo se incluirá dentro del CdF como un costo por interrupción y reinicio.

La Tabla 13 presenta un ejemplo típico de cuestionario para evaluar el CdF debido a las interrupciones de suministro de energía, lo cual puede aplicarse tanto a fallas forzadas como a interrupciones programadas. Sin embargo, para los propósitos del presente estudio solo será aplicable el caso de interrupciones forzadas.

Se recomienda realizar el cálculo del CdF (\$/kWh) por proceso productivo. El procedimiento consiste en estimar el costo total de interrupción en función de la duración usando únicamente el número de encuestas (de los mismos procesos productivos aunque sean ejecutados en diferentes lugares; si es un solo sistema con ese tipo de proceso productivo se contaría como una sola encuesta) que desglosaron o presentaron los costos o pérdidas asociadas a las interrupciones del servicio.

A partir del CdF total, se calculan el costo medio de interrupción por respuesta y el costo medio por duración, se calcula el costo de interrupción normalizado por kWh

consumido y, en función de éste y de la duración de la interrupción, se calcula el costo de falla por kWh no suministrado.

**Tabla 13** Ejemplo de Cuestionario para Cálculo de CdF por Costeo Directo

Pérdidas Por:	Duración del corte de energía (Pérdida del Suministro)			
	20 min	1 hora	4 horas	8 horas
Costos de operación de equipo de respaldo <sup>3</sup>				
Daños en materia prima				
Daños en la calidad de los productos terminados y almacenados				
Daños a la planta y/o equipamiento				
Salarios pagados personal indisponible para trabajar por el corte				
Costos laborales por sobretiempo para recuperar producción pérdida				
Ventas de producción que no puede realizarse				
Costos de recuperación de la producción <sup>4</sup>				
Costos de recuperar información perdida en equipos de cómputo				
<b>Costo Total</b>				

Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo del CdF para un sector industrial de características nacionales. Sin embargo, la metodología es aplicable a procesos productivos de un usuario electrointensivo.

<sup>3</sup> Si se dispone de equipo de respaldo para suministro de potencia, se estima el valor \$ para cada falla, desde el instante de su ocurrencia hasta el momento de entrada en operación del equipo de respaldo.

<sup>4</sup> Los costos de recuperación de la producción se asocian a los costos incurridos para llevar la planta a operación normal desde que se restablece el servicio hasta que se restablece la producción.

En este caso, se han juntado todos los tipos de industria sin separación sectorial; pero es aplicable por sector industrial y, en la misma forma, a los procesos productivos de las empresas.

La Tabla 14 presenta el CdF del sector industrial para interrupciones no programadas (imprevistas).

**Tabla 14** CdF por Costeo Directo – Ejemplo

<b>Duración Interrupción</b>	<b>Número Respuestas</b>	<b>Costo Total Interrupción (COP/Interrupción)</b>	<b>Costo Medio de Interrupción por Respuesta (COP/Respuesta)</b>	<b>Costo Medio por Duración (COP/hora)</b>
20 Minutos	303	810.122.000,00	2.673.669,97	8.021.009,90
1 hora	330	1.524.845.000,00	4.620.742,42	4.620.742,42
4 horas	347	3.106.866.700,00	8.953.506,34	2.238.376,59
8 horas	349	5.392.599.000,00	15.451.573,07	1.931.446,63
<b>Duración Interrupción</b>	<b>Consumo Anual kWh-año)</b>	<b>Costo Interrupción Normalizado (COP/kWh)</b>	<b>CdF Energía (COP/kWh)</b>	<b>CdF Potencia (COP/kW)</b>
20 Minutos	523.973.880,00	1,546111421	40.631,81	13.543,94
1 hora	542.685.852,00	2,809811596	24.613,95	24.613,95
4 horas	558.005.772,00	5,567803876	12.193,49	48.773,96
8 horas	544.268.520,00	9,907975203	10.849,23	86.793,86

Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

Nótese que el cuestionario de la Tabla 13 indaga el costo total por encuesta para cada tipo de duración de la interrupción; luego para ese tipo de duración (fila de la Tabla), se calcula el costo total o agregado de las encuestas (en el caso de estudio, los procesos productivos similares). A partir de éste se obtiene el costo promedio de la interrupción (es decir, promedio para el proceso productivo). Sin embargo, es más importante el costo medio en función de la duración de la interrupción  $T$  ( $CM(T)$ ), calculado como:

$$CM(T) = \frac{\text{Costo Medio de Interrupción}}{\text{Duración}} \quad (5.1)$$

Luego, se calcula el costo de interrupción normalizado como:

$$\text{Costo de int errupción normalizado} = \frac{\text{Costo Total de Interrupción}}{\text{Consumo Anual Agregado}} \quad (5.2)$$

donde el consumo anual agregado corresponde a la sumatoria del consumo de energía reportado en las encuestas (en el caso de estudio, los procesos productivos similares). Finalmente, el costo de falla de energía (\$/kWh) se calcula en función de la duración de la interrupción, como:

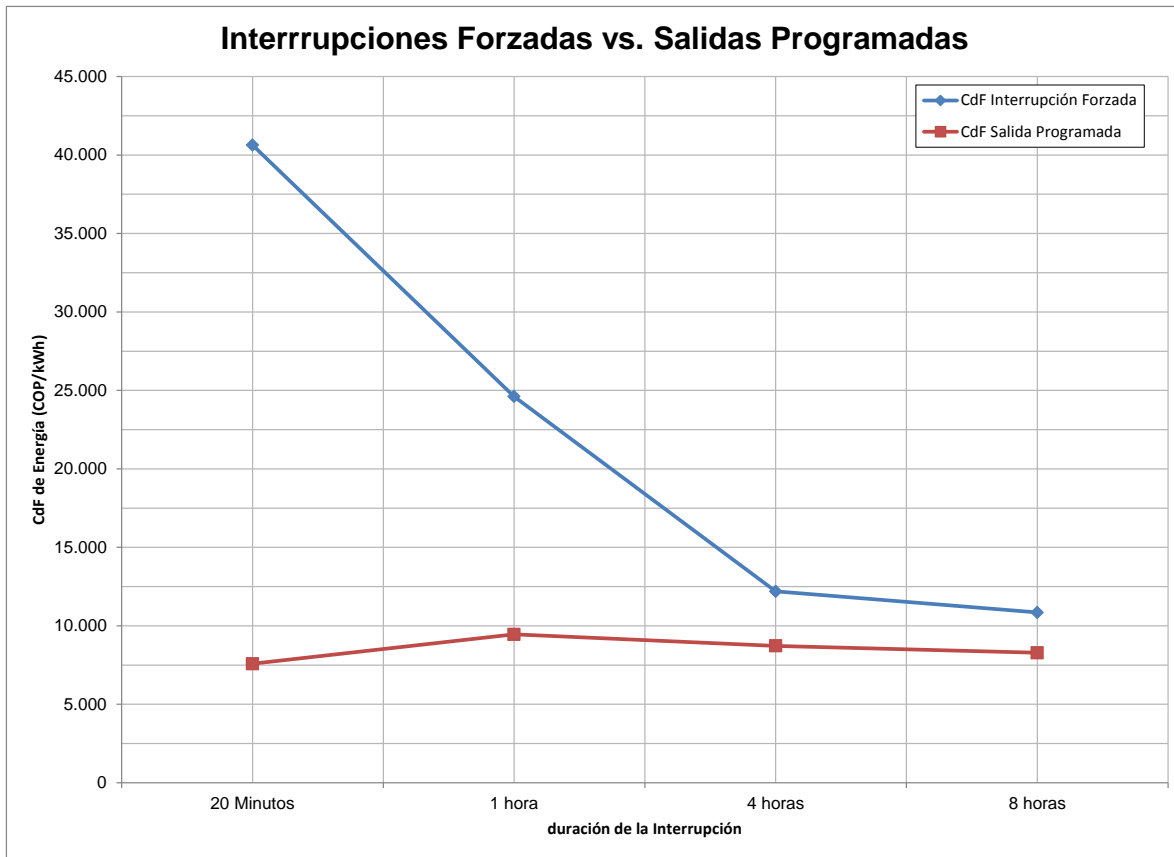
$$CdF_{\text{energía}}(T) = \text{Costo de int errupción normalizado} \times \frac{8760}{T} \quad (5.3)$$

donde T es la duración de la interrupción.

La Figura 10 muestra las curvas típicas del CdF para interrupciones programadas y no programadas en función de la duración de la interrupción. Como era de esperar, el CdF para interrupciones programadas es inferior al de interrupciones no programadas.

Igualmente, para interrupciones no programadas se observa el hecho que a mayor duración el costo promedio por kWh no suministrado disminuye al ser más prolongada la interrupción. Es de señalar que el costo total de la interrupción, obviamente es mayor entre mayor sea la duración de la misma.

En el caso de interrupciones programadas los usuarios pueden programar sus actividades productivas, razón por la cual se disminuye el CdF y es aproximadamente constante (independiente) para diferentes duraciones de la misma.



**Figura 10** CdF Industrial – Interrupciones Programadas y No Programadas  
Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

## 5.2 MÉTODO DE PREFERENCIAS REVELADAS (AUTOGENERACIÓN)

El costo de una interrupción se infiere a partir de las acciones que el usuario industrial emprende para mitigar las pérdidas provocadas por la energía no suministrada, tal como inversión en potencia de reserva o equipamiento de emergencia.

Los costos de autogeneración pueden considerarse como una buena estimación de la voluntad a pagar por el suministro de energía por parte de la industria.



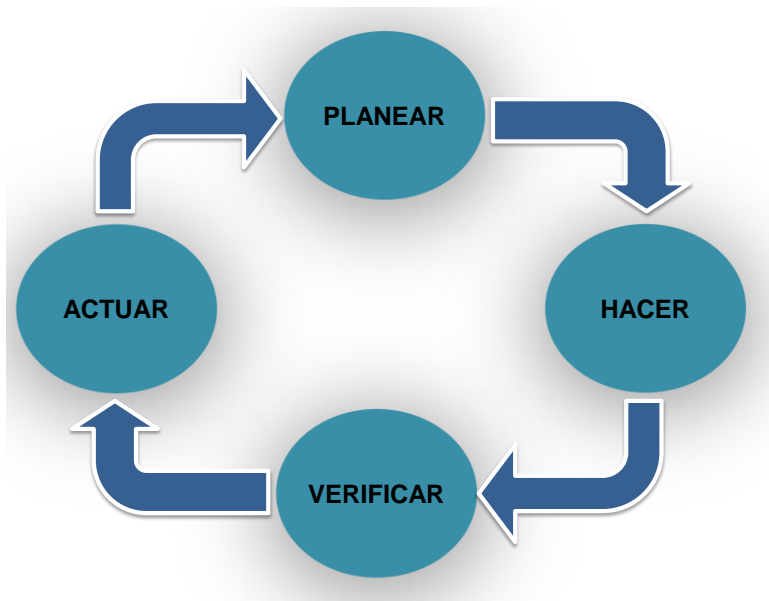
Este método combinado con un análisis del método de la Función de Producción que evalúa el valor agregado no producido, puede ofrecer estimativos apropiados del CdF.

Para la aplicación de este método, el cuestionario debe incluir preguntas sobre los siguientes aspectos:

- Capacidad de autogeneración
- Costos de autogeneración.

## 6 GESTIÓN DE LA CONFIABILIDAD

El numeral 4 describe paso a paso la metodología para el cálculo de la confiabilidad del suministro recomendada para el cálculo de la confiabilidad del suministro energético en instalaciones industriales. Adicionalmente, el presente numeral propone un procedimiento de gestión básico que permita a las empresas asegurar el cálculo y gestión de dicha confiabilidad. Este procedimiento de gestión es tomado del ciclo PHVA propuesto inicialmente por W. Edwards Deming y empleado sistemáticamente en la Normatividad ISO, tal y como se ilustra en la Figura 11.



**Figura 11** Ciclo PHVA para Gestión de Procesos  
Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

En los siguientes numerales se especificará, como se recomienda sean abordadas cada una de las etapas que conforman el Ciclo PHVA.

## 6.1 ETAPA DE PLANEAMIENTO

En esta etapa se deben establecer todas las metas u objetivos que se pretende alcanzar a nivel de confiabilidad del suministro por parte de la empresa y todas las herramientas o métodos para lograrlo.

Para cumplir con estos requerimientos es apropiado contar con un proceso unificado de cálculo, medición, registro y gestión de la confiabilidad, de tal forma que permita “interconectar” el área encargada del Planeamiento estratégico de la empresa con las instalaciones eléctricas de los procesos productivos de la misma. En la búsqueda de este propósito el área de planeamiento deberá suministrar a sus instalaciones las herramientas necesarias para el cálculo de la confiabilidad en el suministro (Metodología de Cálculo, Formatos, Capacitaciones, etcétera), para que sean las propias instalaciones las encargadas de ejecutar el proceso de medición y registro requerido, de tal forma que se pueda entregar la información necesaria (datos de entrada) al área de Planeamiento para el cálculo y gestión de la confiabilidad. La Figura 12 ilustra el esquema propuesto.



**Figura 12** Proceso Cálculo y Gestión de la Confiabilidad del Suministro  
Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

Las principales herramientas que se deben implementar inicialmente dentro de esta etapa, son las siguientes:

- **Formatos de Registro:** Formatos para registrar cada una de las variables de entrada a la herramienta de cálculo. Esto es, Formato de Registro para fuentes de suministro y Formato de Registro para la demanda.
- **Hoja de vida del Indicador:** Formato que contiene toda la información asociada al cálculo de indicador y gestión del indicador de confiabilidad, de acuerdo con los lineamientos de calidad propios de la empresa.
- **Herramienta de Cálculo de Confiabilidad:** Herramienta para ejecutar el proceso de cálculo de los indicadores de confiabilidad, que permita calcular la confiabilidad del suministro por instalación y agrupar estas dentro del organigrama operativo de la empresa. Por la simplicidad de la metodología recomendada no se requiere de programas avanzados para este desarrollo, con un programa como Microsoft Excel<sup>5</sup> puede ser suficiente.
- **Plan de Capacitación:** Se debe brindar al personal operativo de la empresa y encargado del proceso de medición y registro, todo el conocimiento necesario para recopilar adecuadamente la información necesaria para el cálculo de la confiabilidad del suministro.
- **Plan de Divulgación:** Se debe implementar un plan periódico de divulgación de los resultados obtenidos y los planes de mejoramiento que pudieran ser necesarios para lograr el mejoramiento continuo.

## 6.2 ETAPA DE EJECUCIÓN

Una vez se ha completado la etapa de planeamiento y se ha establecido la metodología y demás herramientas necesarias para el cálculo de la confiabilidad del suministro energético en la empresa, se debe iniciar el proceso de medición y registro de la información requerida por los modelos de cálculo, a saber:

- Información de las fuentes de suministro (número de fuentes, capacidad de cada una, indisponibilidad).

---

<sup>5</sup> © Microsoft Corporation

- Información de la demanda (potencia horaria de la instalación).

Esta medición y registro de la información debe realizarse por instalación y de forma continua, con el fin de entregar resultados mensuales al área de Planeamiento Estratégico de la empresa para el cálculo y gestión de los indicadores de confiabilidad del suministro energético. Ejemplos de dichos Formatos se pueden observar en la Tabla 15 y Tabla 16.

**Tabla 15** Formato de Registro para Fuentes de Suministro – Ejemplo

INFORMACIÓN BÁSICA DE LA INSTALACIÓN	
NOMBRE	
TIPO INSTALACIÓN	
UNIDAD DE NEGOCIO	
ZONA GEOGRÁFICA	

INFORMACIÓN DE LAS FUENTES DE SUMINISTRO							
NOMBRE	TIPO	TAG	Capacidad [kW]	$\lambda$ (fallas/año)	MTTR (horas/repair.)	$\mu$ (repar./año)	FOR (p.u.)

FUENTES DE SUMINISTRO - REGISTRO DE EVENTOS POR SALIDAS NO PROGRAMADAS								
EVENTO	FUENTE	TAG	Fecha Inicio	Hora Inicio	Fecha Fin	Hora Fin	MTTR <sub>i</sub> [horas]	Causa
1								
2								
3								

Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

**Tabla 16** Formato de Registro para la Demanda – Ejemplo

INFORMACIÓN BÁSICA DE LA INSTALACIÓN																									
NOMBRE																									
TIPO INSTALACIÓN																									
UNIDAD DE NEGOCIO																									
ZONA GEOGRÁFICA																									
CURVA DE CARGA MENSUAL - POTENCIA ACTIVA (kW)																									
día	HORA DEL DÍA [PERÍODO]																								
	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	h23	h24	
1																									
2																									
3																									
4																									
5																									
6																									
7																									
8																									
9																									
10																									
11																									
12																									
13																									
14																									
15																									
16																									
17																									
18																									
19																									
20																									
21																									
22																									
23																									
24																									
25																									
26																									
27																									
28																									
29																									
30																									
31																									

Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

El proceso de medición y registro puede ejecutarse de forma manual o ayudado en parte o en su totalidad por el sistema de medición, registro y comunicación con los que generalmente se cuenta en los sistemas eléctricos modernos. En caso de utilizar este último, se deberán unificar los sistemas de medición, registro y comunicaciones para centralizar y compartir la información reportada por cada instalación, como recomendación de la experiencia de millares de expertos en el tema mediante de los consensos logrados y expresados en las normas internacionales de gestión integral ISO e IEC, e identificar las potencialidades y debilidades del sistema de medición existente, teniendo siempre presente que se deben utilizar al máximo las fortalezas de los recursos existentes y mejorar

continuamente las debilidades de los mismos, esto último de la forma más simple y económica posible.

La estrategia para lograr el objetivo del proceso unificado de medición y solucionar cualquier deficiencia operativa, tiene su fundamento en la utilización del consenso de los expertos o normalización, bajo los siguientes antecedentes:

- Desde el año 2004, como producto del trabajo específico de las entidades internacionales de normalización (ISO e IEC) en la década anterior, quedó una norma de comunicaciones racional y excelente, que rápidamente se impuso y debe incorporarse en la operación diaria de las empresas, la IEC 61850.
- Además, en junio de 2011 en el ámbito internacional y en febrero de 2012 en Colombia por intermedio de ICONTEC fue lanzada la norma de sistemas de gestión de energía, SGE, ISO-IEC 50001, un escalón más de la serie de la serie de normas de sistemas integrales de gestión.
- Se genera otra nueva oportunidad: la utilización de las redes de comunicación existentes y típicas del Sistema Interconectado Nacional basadas en fibra óptica a lo largo de sus líneas de transmisión (a nivel de STN, STR o SDL).

La estrategia para lograr el objetivo del proceso unificado de medición se basa tanto en las oportunidades anteriores y la adecuada aplicación de la norma de gestión de energía IEC 50001, bajo responsabilidad del área de Recursos Energéticos de las empresas, de manera que se pueda garantizar el mejoramiento continuo y la calidad del proceso de suministro de energía.

### **6.2.1 Justificación del Proceso Unificado de Medición**

La necesidad de tener sistemas unificados que integran las distintas etapas como son adquisición, centralización, envío, análisis y cálculo de la información, es uno de los aspectos más importantes a la hora de tener sistemas de información, esto como consecuencia de asegurar y tener un producto final (en este caso el cálculo del indicador de confiabilidad en las diferentes instalaciones) confiable. El tener

esta cadena en la cual participa cada una de las etapas anteriormente mencionada, contempla la unificación de las mismas, lo cual quiere decir tener un sincronismo y que no existan roturas en el proceso ya que traería como consecuencia resultados finales no confiables.

Es por esto que en los siguientes numerales se propone la estrategia para tener un sistema unificado de medición de las diferentes variables de interés, que se encuentran en cada una de las instalaciones con procesos productivos de las empresas.

### **6.2.2 Acerca de los Sistemas de Medición existentes**

Uno de los objetivos para la determinación de los índices de confiabilidad y de la metodología a utilizar, es el de conocer en términos generales los procesos que componen cada una de las instalaciones, a partir de los siguientes aspectos:

- Revisión de los sistemas de información y registro que se realizan asociados con los equipos y fuentes de suministro de energía, así como de las cargas y/o consumos de energía eléctrica.
- Identificación en los centros de generación del procedimiento para la toma de datos de las diferentes interrupciones de planta en la operación, por causa de falla en los sistemas de suministro de energía y/o equipos asociados.
- Identificación en los centros de generación o subestaciones principales del procedimiento para el registro de la demanda de potencia y energía, así como su periodicidad.
- Interacción directa con el personal de operación y mantenimiento, para identificar aspectos relevantes relacionados con la confiabilidad del suministro de energía.

### **6.2.3 Aplicación de la Norma IEC 61850 [7]**

Hoy en día, todos los usuarios de servicios públicos y los fabricantes reconocen la importancia y la necesidad de integrar las capacidades de comunicación de todos



los IED<sup>6</sup> en una planta o subestación, o incluso a través de la red de potencia. IEC 61850 es la primera y única norma que incluye todos los niveles de una subestación y estandariza el “lenguaje”, funciones, servicios para lograr interoperatividad entre equipos y módulos de un fabricante en particular o de diferentes fabricantes.

Esta interconexión de área amplia facilita la recopilación de datos y el establecimiento de capacidad. Además, varios IED pueden compartir datos o comandos de control a alta velocidad para realizar una nueva protección distribuida, control y automatización.

Este tipo de operación de control cooperativo tiene el potencial para reemplazar y eliminar gran parte del cableado de control dedicado en una subestación, así como los costosos canales de comunicación de propósito especial entre las estaciones y el entorno de la red eléctrica.

La norma IEC 61850 excede la expectativa que su nombre sugiere y utiliza los conocimientos de los expertos, adquiridos a partir de diseños de redes numerosas y centrándose en las necesidades de la implementación real.

La parte uno a siete de la norma de acuerdo con los conceptos de las agrupaciones de datos define las convenciones de la nomenclatura sugerida para que la información se asocie y se describa de la misma manera sin importar el fabricante.

Al poner los conceptos de la serie en una red física, tal como se describe en las partes ocho y nueve de la norma, emergen los detalles que deben ser abordados. Este documento identifica las observaciones contemporáneas, las lecciones aprendidas de varios documentos de aplicación, y ofrece recomendaciones concretas.

---

<sup>6</sup> Intelligent Electronic Device

Como parte del proceso de medición y registro para centralizar la información mensual para el cálculo de la confiabilidad del suministro, se debe utilizar al máximo la infraestructura de comunicaciones existente y adquirir sistemas redundantes con protocolos IP vía sistema celular, por telefónico o microondas, tales como los utilizados por las empresas suministradoras de energía en sus subestaciones.

Hoy, todos los usuarios de servicios públicos y los fabricantes reconocen la importancia y la necesidad de integrar las capacidades de comunicación de todos los IED en una subestación, o incluso a través de la red de potencia teniendo en cuenta que incluyen instrumentos precisos (clase A según las normas IEC), de fácil comunicación y de precio bajo con tendencia aún descendente.

La recepción segura de estas señales se puede lograr por concurrencia de sistemas de comunicación comerciales, que considerados individualmente no garantizan suficiente seguridad pero, que cuando actúan en forma redundante sobrepasan los límites de la confiabilidad de la comunicación requerida. Por ejemplo sistemas basados en tecnología celular en forma concurrente con sistemas basados en comunicación inalámbrica vía microondas o alámbrica vía cobre.

Las redes locales de comunicación integradas serie son rápidas, fiables y reducen al mínimo el procesamiento de mensajes IED, ya que físicamente aíslan a cada uno de los IED de tráfico innecesario. Se ilustra en la Figura 5 la tendencia de la configuración típica de una subestación eléctrica.



El cálculo de los indicadores de confiabilidad debe realizarse mediante la ejecución de las siguientes actividades:

- (1) Identificar las fuentes de suministro de energía, incluyendo interconexiones con redes del Sistema Interconectado Nacional (STN, STR o SDL) SIN.
- (2) Calcular la disponibilidad e indisponibilidad de cada fuente de suministro, por cualquiera de las siguientes formas:
  - a) *Mediante un registro de eventos para cada una de las fuentes. En este caso, estos valores se utilizan directamente en el cálculo del indicador de confiabilidad.*
  - b) *Asignando a cada fuente un valor típico de indisponibilidad, a partir de sus características operativas. En este caso, se pueden emplear modelos típicos de indisponibilidad, mediante el uso de datos estadísticos NERC (North American Electric Reliability Corporation) [8] [9].*
- (3) Construir la función de distribución de probabilidad discreta para las fuentes de suministro, a partir de los valores de indisponibilidad (FOR: *Forced Outage Rate*). Esto es, calcular los distintos estados posibles de generación, con su respectiva probabilidad.
- (4) Construir la curva de demanda horaria de cada instalación, de acuerdo con la información detallada disponible de la operación y luego construir la función de distribución de probabilidad continua de la demanda, a partir de la curva de demanda horaria.
- (5) Aplicar la Metodología de Convolución entre las fuentes de suministro y la demanda del sistema, mediante el cálculo de la matriz de demanda desatendida (MDD), la cual compara cada valor de demanda posible con la capacidad disponible de los generadores en cada uno de los estados calculados. Este cálculo permite encontrar los principales indicadores de confiabilidad para cada instalación.

(6) Calcular los indicadores para grupos de instalaciones y el indicador global de la empresa, a partir de acumulados energéticos de los abastecimientos o faltantes definidos para cada instalación (EIR y LOEE).

(7) para que finalmente el área de Planeamiento pueda calcular los indicadores y establecer las estrategias necesarias a corto, mediano y largo plazo.

Asegurar la calidad y la seguridad de la información adquirida mensualmente mediante la verificación de las auditorías internas, para que el proceso completo no corresponda simplemente a la actividad técnica de la adquisición de datos sino que tales datos sean de efectiva utilidad para la empresa.

Integrar el proceso de cálculo de la confiabilidad del suministro de energía de la empresa en el TBG y cumplir con los requisitos establecidos en la Normatividad vigente para la Gestión de los Recursos Energéticos [10] [11].

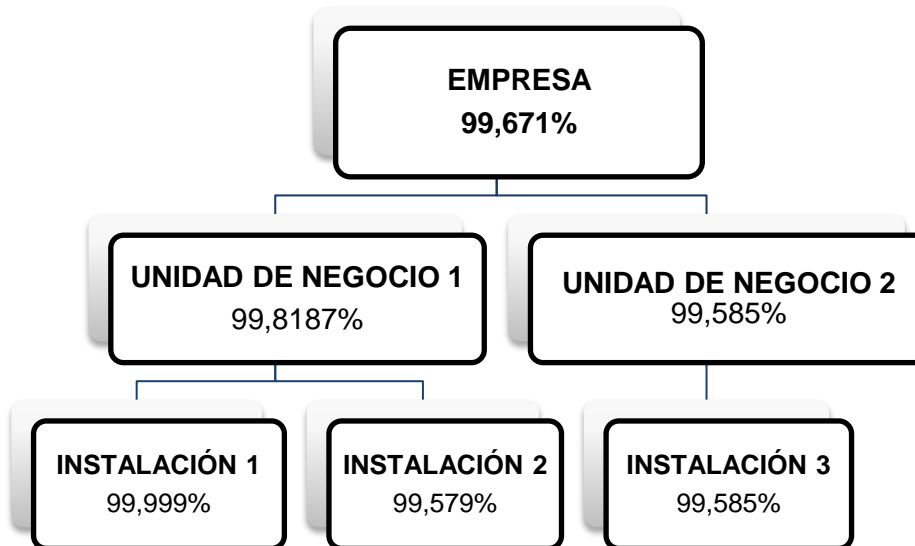
Comparar los resultados de confiabilidad obtenidos e integrados al TBG contra las metas planeadas para cada uno de los procesos productivos, utilizando la información contenida en la Hoja de Vida del Indicador de Confiabilidad para las Instalaciones Individuales. Un ejemplo de este indicador se presenta de forma detallada en la Tabla 17.

**Tabla 17 Hoja de Vida del Indicador de Confiabilidad – Ejemplo**

HOJA DE VIDA DEL INDICADOR DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA				
<b>Objetivo Estratégico</b>	Desarrollar una gestión para el Cálculo y Gestión de la Confiabilidad de Suministro de Energía en las instalaciones operativas de la Empresa		<b>Unidad de Negocio</b>	Vicepresidencia de Recursos y Mercadeo
<b>Nombre del Indicador</b>	Indicador de Confiabilidad de Energía (EIR - Energy Index Reliability)		<b>Unidad de Medida</b>	%
<b>Descripción e intención</b>	<p>Índice normalizado que representa el porcentaje de energía suministrada del total de energía requerida por el proceso (demanda).                      Los componentes de este indicador tienen en cuenta:                      Fuentes de Suministro de Energía (capacidad, indisponibilidad, número de fuentes, generación propia, interconexiones con terceros).                      Consumo de Energía, a partir de la curva de carga horaria de las instalaciones.                      El indicador permite conocer la capacidad operativa del suministro de energía de una instalación o conjunto de ellas, evidenciando cualquier necesidad adicional de nuevas fuentes energéticas en el corto, mediano y largo plazo.</p>			
<b>Fórmula</b>	$EIR (\%) = (1 - LOEE / E_{total}) * 100$ <p>Donde:                      LOEE: Representa la cantidad esperada de energía que no es suministrada como consecuencia de las deficiencias en el sistema de suministro de energía; es decir, cuando la demanda excede la capacidad disponible. Este valor se calcula mediante la metodología de convolución, la cual se encarga de establecer la relación combinada entre la probabilidad de las fuentes de suministro y la probabilidad de la demanda.</p> <p>Etotal: Energía total requerida por el proceso en un período de tiempo determinado, correspondiente al área bajo la curva de carga (kW, MW) y duración (horas).</p>			
<b>Definiciones, Notas y supuestos</b>	<p>La información para el cálculo de este indicador debe ser enviada mensualmente por cada instalación al área encargada, diligenciando los Formatos de registro y medición para fuentes de Suministro y Demanda.</p> <p>Los proyectos asociados a este indicador están relacionados con el plan estratégico de Energía de Ecopetrol S.A.</p>			
<b>Responsable(s) de seguimiento y reporte</b>	1	Analista	<b>Responsable de establecer la meta</b>	Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo
	2	Jefe del Departamento		
<b>Frecuencia de Medición</b>	SEMESTRAL		<b>Número de decimales</b>	6
<b>Elementos y Fuentes de la información</b>	Instalaciones Operativas de la Empresa con procesos productivos			
<b>Alertas</b>	<b>Comparación de Indicador EIR (%) con Respecto a la Meta</b>			
	<b>Rangos</b>	<b>Bajo</b>	<b>Medio</b>	<b>Alto</b>
<b>Proceso Productivo 1</b>		< 97.70%	<98.85% >= 97.70%	> =98.85%
<b>Proceso Productivo 2</b>		< 97.00%	<98.00% >= 97.00%	> =98.00%
<b>Proceso Productivo 3</b>		< 98.85%	<99.50% >= 98.85%	> =99.50%
<b>Otros Procesos</b>		< 97.70%	<98.85% >= 97.70%	> =98.85%

HOJA DE VIDA DEL INDICADOR DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA			
Clasificación del Indicador	Eficacia	Eficiencia	Efectividad
		X	X
Fecha de corte del indicador	Los resultados serán entregados 1 mes después de haber recibido la información de la operación.		
Mecanismos de control de la información del indicador	Revisión en comité de energía semestral y aseguramiento mensual del envío y calidad de la información por área encargada.		
Oficialización de los cambios y ajustes	Luego de revisión por parte del departamento de gestión de recursos energéticos, se informa al vicepresidente de Suministro y Mercadeo quien revisa el análisis y con su aprobación se solicitan los ajustes a la Unidad de Gestión Estratégica de VEC.		
Anexos	Informe del indicador de Confiabilidad en el suministro de energía por instalación, por Unidad de Negocio y para toda la empresa (Organigrama de Confiabilidad)		

**ORGANIGRAMA DE CONFIABILIDAD:**



Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

### 6.3.1 Aplicación de la Normas ISO 27001 E ISO 50001 [10] [11]

Los sistemas de gestión de la calidad de la energía y de seguridad de la información son aplicaciones de la ingeniería de sistemas [10] [11]. El enfoque de sistemas es especialmente apropiado cuando existe similitud de estructuras y propiedades, aún correspondientes a diferentes disciplinas. Con esta normatividad se busca aumentar el nivel de generalización y comprensión de los Sistemas de Gestión.

Las responsabilidades inherentes a los sistemas de gestión son sencillamente aplicaciones directas de las normas de gestión, como se señala en los dos numerales siguientes.

### **6.3.2 Responsabilidades y Auditorías Internas**

La planeación del sistema de gestión de la medición de la energía y del aseguramiento de la información obtenida es responsabilidad de la dirección, como en todos y cada uno de los sistemas de gestión ISO. Además, desde la misma dirección se definen las políticas, procedimientos, objetivos y metas para las empresas en el tema energético.

Con base en la planeación, el personal de operación y mantenimiento ejecutará y mantendrá la medición, implementando los procedimientos de aseguramiento de la calidad de la medición y su registro continuo.

### **6.3.3 Revisión y Mejoramiento Continuo**

Es de la responsabilidad de la auditoría verificar la calidad de la información obtenida y determinar las no conformidades del sistema. Con base en las no conformidades la ingeniería tomará las acciones correctivas y preventivas que aseguren y garanticen el mejoramiento continuo del sistema de gestión energética.

### **6.3.4 Proceso unificado de Medición y Registro**

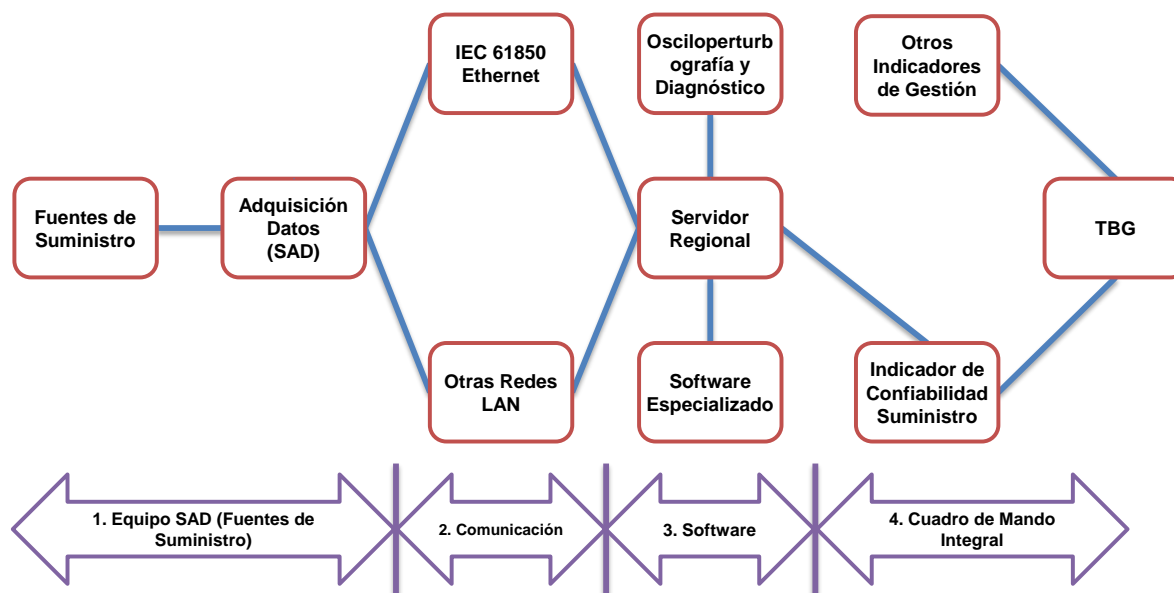
En la Figura 14 se describe el diagrama funcional del proceso unificado de medición y registro. No debe perderse de vista que el producto final es el indicador de confiabilidad del suministro de energía de las empresas, así como los indicadores de cada una de sus instalaciones y Unidades de Negocio.

Dicho indicador es uno más entre los indicadores que integran el cuadro de mando de la Empresa (o TBG), cuyo planeamiento, seguimiento, verificación y mejoramiento continuo forma parte del sistema de gestión de las empresas, en



función de las perspectivas del cliente y de sus propias perspectivas financieras, del proceso, formación, capacitación y crecimiento.

Las partes necesarias y suficientes del sistema son: (1) Equipos del sistema de adquisición de datos (SAD), (2) Comunicaciones y (3) Software.



**Figura 14** Proceso unificado de Medición y Registro  
Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HVM Ingenieros

De acuerdo al anterior diagrama funcional, la primera parte está compuesta por los equipos de adquisición de datos y los cuales son la materia prima necesaria para la obtención del indicador de confiabilidad, a continuación se explicara la estrategia que se deberá incluir como parte del proceso de adquirir dichos datos y la cual hace referencia las normativas internacionales ISO nombradas anteriormente:

La medición en cada uno de los centros de generación de las diferentes instalaciones las deberá realizar solo la persona capacitada y con conocimiento de los equipos de adquisición de las señales, este proceso de caracterización de la demanda y los aspectos de la generación (cálculo de indisponibilidad de las

fuentes de suministro,) se deberán registrar de manera diaria y recopilada en los diferentes Formatos recomendados para ello (ver numeral 6.2).

Después de realizar el proceso de adquisición de los datos necesarios para realizar las corridas de confiabilidad, se tiene el proceso de envío y centralización de la información, este se enviara al servidor central (semestralmente o anualmente, según se especifique) encargado de recolectar la información de todas las instalaciones y el cual será definido por la empresa, para esto, la persona designada tendrá que ser una persona con pleno conocimiento en lo que se está realizando para cargar adecuadamente la información al sistema.

Una vez es registrada esta información en el servidor general donde se almacenará la información de todas las instalaciones, se procederá a ejecutar el cálculo de confiabilidad, el cual se aconseja que se realice una vez al año, con excepción de si existe algún conocimiento en cambios en infraestructura o demanda.

### **6.3.5 Sostenibilidad del Indicador de Confiabilidad**

Tal y como lo establece la norma ISO 50001, se necesitará una realimentación de la información muy exhaustiva a través de auditorías internas en cada una de las etapas que fueron presentadas la Figura 14 (adquisición de la información, comunicación, implementación de software y cálculo del indicador de confiabilidad); con esto se logrará dar continuidad al proceso, asegurándose de que se está realización los procedimientos correctos y por ende se está llegando al producto final de una manera confiable y segura. Estas auditorías se deberán hacer al menos una vez al año o cada vez que se vea que se presenten situaciones inusuales en la parte de la adquisición de datos, centralización de la información y cálculo del indicador.

Entretanto, también se deberán realizar capacitaciones a los funcionarios que se encuentran en la línea del proceso de obtención del indicador de confiabilidad con

cierta periodicidad. Estas tendrán la intención de que las personas involucradas recuerden sus funciones en cuanto a cómo se deben manejar los equipos de medición, gestión de la información a centralizar, así como el manejo del software del cual se obtendrá el indicador.

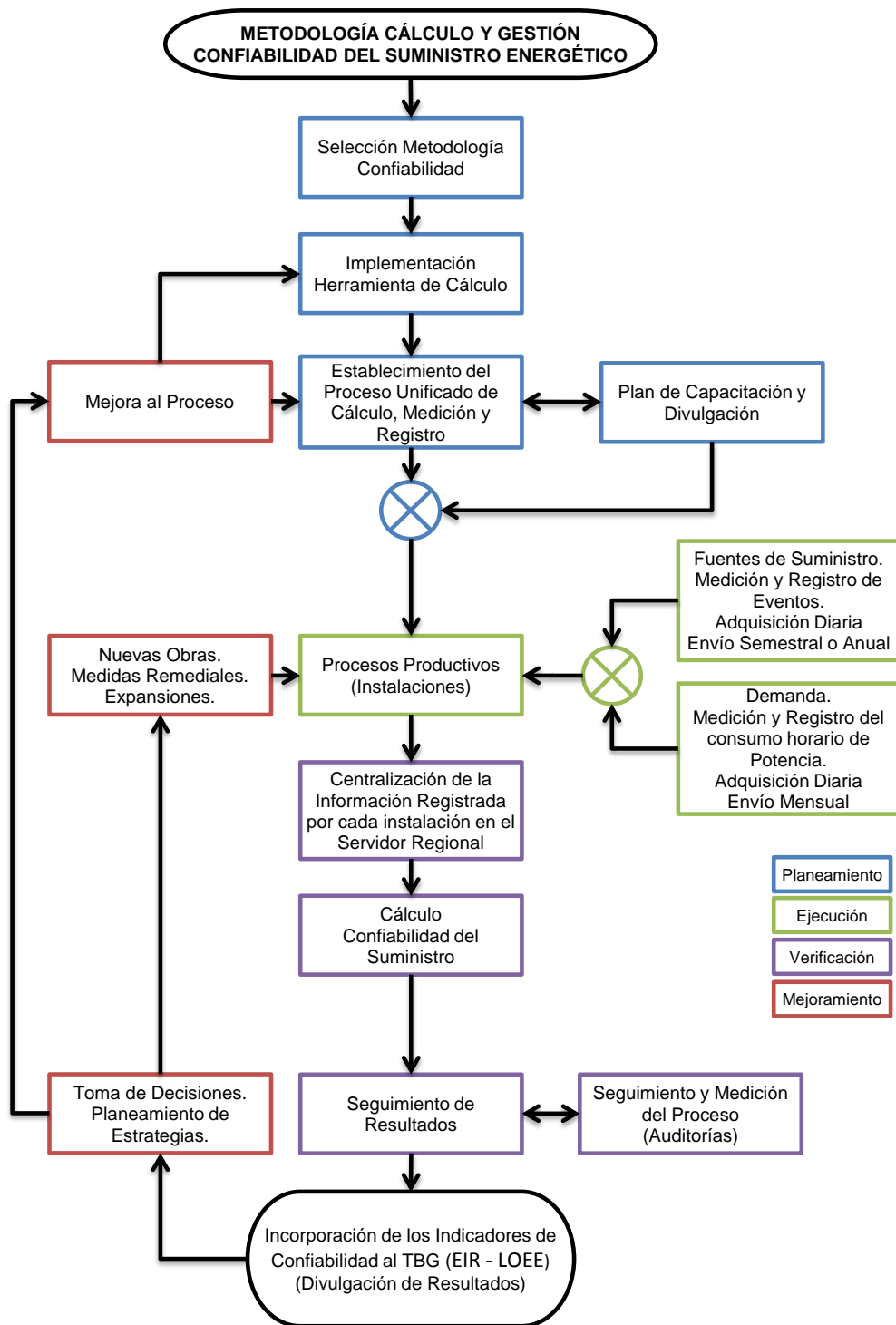
Por otro lado, el análisis de los resultados de confiabilidad de cada una de las instalaciones, será una herramienta de que efectivamente el proceso de obtención de los resultados está siendo eficiente, ya que un indicador de confiabilidad incoherente con los valores de entrada, demanda y fuentes de generación, será síntoma de que el proceso está fallando en alguna etapa.

En especificaciones de la norma ISO 50001, está establecido que la planeación del sistema de gestión de la medición de la energía y el aseguramiento de la información estará a cargo de la dirección. Las auditorías, capacitaciones que se tendrán que realizar, así como la periodicidad requerida de estas, serán responsabilidad de la empresa.

#### **6.4 ETAPA DE MEJORAMIENTO**

Por último, en esta etapa se tomarán las decisiones necesarias para mejorar continuamente los procesos productivos de la empresa y el desempeño de los mismos, a nivel de confiabilidad del suministro energético en el corto, mediano y largo plazo. Esto, como resultado de la viabilidad económica que puede existir entre los costos de inversión en nuevas fuentes de suministro u obras de expansión adicionales en las instalaciones frente al Costo de Falla (CdF) por interrupción del suministro que se espera en dichas instalaciones, sumado a la aplicación adecuada del proceso de gestión de los recursos energéticos de la empresa.

## 6.5 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA



**Figura 15** Diagrama de Flujo - Cálculo del Indicador y Gestión  
Fuente: Consorcio Consultoría Colombiana – HMV Ingenieros

## 7 CONCLUSIONES

El presente trabajo de grado resuelve de manera sencilla y práctica, uno de los grandes interrogantes de las grandes empresas del sector industrial a nivel mundial ¿cuál es la confiabilidad del suministro energético en la empresa?, máxime cuando dichas empresas cuentan con un gran número de instalaciones que quizás no se encuentren interconectadas eléctricamente entre sí.

Para resolver este interrogante generalizado y planteado directamente al Consorcio Consultoría Colombiana – HMV Ingenieros por una de las empresas más grandes de Colombia, se ha encontrado una enorme potencialidad en la utilización de la Metodología de Convolución para el cálculo de los principales indicadores de Confiabilidad (EIR, LOEE y LOLP), cuya ventaja principal sobre otras metodologías para el mismo propósito, radica en la utilización de una cantidad mínima de información de entrada, escasa complejidad de los cálculos matemáticos y no necesitar programas de simulación especializados para su implementación.

Otra virtud de la metodología propuesta es que permite la incorporación de los principales indicadores de confiabilidad al Tablero Balanceado de Gestión de las empresas (TBG), de modo que la alta dirección pueda realizar seguimiento permanente al grado de confiabilidad del suministro energético, obteniendo con ello cualquier alerta temprana o necesidad de mejoramiento continuo a este nivel.

Adicionalmente, el presente trabajo propone una estrategia para gestionar adecuadamente el indicador de confiabilidad que se pretende incorporar al TBG, mediante la implementación de un sistema basado en el ciclo PHVA, el cual es utilizado sistemáticamente en la normatividad ISO. Dicho sistema integrado de gestión está sustentado en dos grandes pilares: el proceso unificado de medición y registro que fundamenta su estructura de las recomendaciones realizadas por la

Norma IEC 61850, complementado con el cumplimiento de los requerimientos establecidos en la Norma ISO 50001 para efectos de mantener y mejorar los sistemas de suministro energético.

Por último, la metodología de cálculo y gestión propuesta en este documento, brinda a las empresas la posibilidad de mejorar continuamente el desempeño, eficiencia, seguridad, utilización y consumo del suministro energético, mediante la adopción de distintas medidas remediales conducentes a garantizar la mayor parte del tiempo una continuidad en el servicio de energía a los procesos productivos. Además, es aplicable a cualquier tipo de empresa industrial, independientemente de su tamaño, sector, o ubicación geográfica.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE Std 493. "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems". IEEE Press. New York, 2007.
- [2] BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald. Reliability Assessment of Large Electric Power Systems. Kluwer Academic Publishers. Boston, USA, 1988.
- [3] BILLINTON, Roy; ALLAN, Ronald y SALVADERI Luigi. Applied Reliability Assessment in Electric Power Systems. IEEE Press. New York, 1991.
- [4] BILLINTON, Roy. y ALLAN, Ronald. Reliability Evaluation of Power Systems. Plenum Press, Second Edition. New York, 1996.
- [5] SULLIVAN, Robert Lee. Power System Planning. McGraw Hill Inc. USA, 1977.
- [6] WENYUAN, Li. Risk Assessment of power systems – Models, methods and applications. IEEE Press Series On Power Engineering. USA, 2005.
- [7] IEC 61850. "Communication Networks and Systems in Substations". IEC, First Edition. Switzerland, 2003.
- [8] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC). "Generating Availability Data System (GADS) Data Base Report". En: <http://www.nerc.com/pa/RAPA/gads/Pages/Reports.aspx>. April, 2011.
- [9] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION (NERC). "Generating Availability Data System (GADS) Application and Benefits. NERC. June, 1995.
- [10] NTC ISO/IEC 27001 "Tecnología de la Información. Técnicas de Seguridad. Sistemas de Gestión de la Seguridad de la Información (SGSI). Requisitos. ICONTEC. Bogotá, 2006.
- [11] NTC ISO 50001 "Sistemas de Gestión de la Energía. Requisitos con Orientación para su Uso". ICONTEC. Bogotá 2012.

- [12] GRIGSBY, Leonard. The Electric Power Engineering Handbook. Taylor & Francis Group. USA, 2012.
- [13] ANDERS, George. VACCARO, Alfredo. Innovations in power systems reliability. Springer Series In Reliability Engineering. London, 2011.
- [14] BILLINTON, Roy; WENYUAN, Li. Applied Reliability Assessment in Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. Plenum Press. New York, 1994.
- [15] IEC 60300-1. "Dependability management – Part 1: Dependability management systems". IEC, Second Edition. Switzerland, 2003.
- [16] IEC 60300-2. "Dependability management – Part 2: Guidelines for dependability management". IEC, Second Edition. Switzerland, 2004.
- [17] IEC 60300-3-1. "Dependability management – Part 3-1: Application guide – Analysis techniques for dependability – Guide on methodology". IEC, Second Edition. Switzerland, 2003.
- [18] KARIUKI, K.K. y ALLAN, R.N. "Evaluation of reliability worth and value of lost load". IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution. 1996, vol 143, Issue 2, pp. 171-180.
- [19] KARIUKI, K.K. y ALLAN, R.N. "Applications of customer outage costs in system planning, design and operation". IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution. 1996, vol 143, Issue 4, pp. 305-312.
- [20] ALLAN, R.N. "VOLL – fact or fiction?". IEEE Power Engineering Journal. 1995, vol 9, no. 1, pp. 2.
- [21] KARIUKI, K.K. "Assessment of customer outage cost due to electric service interruptions". Msc Thesis, University of Manchester Institute of Science and Technology. Manchester, 1995.
- [22] RIOS, Mario. y BELL, Keith. y KIRSCHEN, Daniel. y ALLAN, R.N. "Computation of the Value of Security". EPSRC/ERCOS Grant Reference, no. GR/K 80310. Manchester, 1999.
- [23] CHARLES RIVER ASSOCIATES. "Assessment of the Value of Customer Reliability (VCR)". Submitted to VENCORP. Melbourne, 2002.



[24] MONASH UNIVERSITY. "The Value of Lost Load: A Study for the Victorian Power Exchange". Centre for Electrical Power Engineering (available from AEMO). Australia, 1997.