



Tesis Doctoral

PROPUESTA DE UN MODELO INTELIGENTE DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA APLICADO EN
REDES DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN
RENOVABLE NO CONVENCIONAL

Autor

José Ulises Castellanos Contreras

Director

PhD. Leonardo Rodríguez Urrego

Codirector

PhD. William Stive Fajardo Moreno

UNIVERSIDAD EAN

FACULTAD DE INGENIERÍA

DOCTORADO EN INGENIERÍA DE PROCESOS

BOGOTÁ, COLOMBIA

2025

Dedicatoria

A mi esposa, cuya paciencia, comprensión y amor incondicional me han dado la fuerza para seguir adelante en los momentos más difíciles. Eres mi compañera, mi roca y mi inspiración diaria.

A mis hijos, que son mi mayor orgullo y alegría. Su energía, curiosidad y amor han iluminado mi vida y me han recordado constantemente la importancia de seguir soñando y luchando por un futuro mejor.

A mis queridos padres, por su inquebrantable apoyo y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. Su amor y sabiduría han sido mi guía constante.

A todos ustedes, mis amigos que me motivaron a seguir adelante, con gratitud eterna.

Agradecimientos

*¡Alaben al Señor porque él es bueno, y su gran amor perdura para siempre!
(1 Crónicas 16:34)*

Tabla de contenido

CAPITULO 1.	INTRODUCCIÓN.....	11
1.1.	JUSTIFICACIÓN	13
1.2.	OBJETIVOS	18
1.2.1.	OBJETIVO GENERAL	18
1.2.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
CAPITULO 2.	DIAGNÓSTICO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL EN LAS SMART GRID.....	19
2.1.	ESTUDIOS DE SOSTENIBILIDAD FINANCIERA DE LAS FNCER.....	19
2.2.	ORIGEN DE LAS SMART GRID: CONCEPTOS Y TEORÍA.....	22
2.3.	SISTEMAS DE CONTROL EN SMART GRID.....	27
2.3.1.	CONTROL BASADO EN REGLAS (RBC).....	28
2.3.2.	CONTROL ÓPTIMO.....	28
2.3.3.	CONTROL MODELADO BASADO EN AGENTE (ABM).....	29
2.3.4.	CONTROL PREDICTIVO BASADO EN MODELOS.....	29
2.3.5.	CONTROL BASADO EN MODELOS DE EVENTOS DISCRETOS (CMEDS).....	30
2.3.6.	MODELO DE CONTROL ADAPTATIVO UTILIZANDO SISTEMA EXPERTO AAHPNES.....	31
2.3.7.	CONTROL PREDICTIVO BASADO EN INTELIGENCIA ARTIFICIAL	31
2.4.	INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL	33
CAPITULO 3.	REDES DE PETRI COMO HERRAMIENTA PARA LA GESTIÓN EN SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	37
3.1.	INTRODUCCIÓN A LAS REDES DE PETRI	38
3.2.	REDES DE PETRI COLOREADAS JERÁRQUICA CON RESTRICCIONES.....	46
CAPITULO 4.	MODELO DE GESTIÓN CON REDES DE PETRI COLOREADAS JERÁRQUICAS AVANZADAS PARA LA ADMINISTRACIÓN DE SISTEMAS ENERGÉTICOS (AHCNPESM)	56
4.1.	FORMALIZACIÓN DEL MODELO REDES DE PETRI COLOREADAS JERÁRQUICAS AVANZADAS PARA LA GESTIÓN DE SISTEMAS ENERGÉTICOS (AHCNPESM).....	59
4.2.	APLICACIÓN DEL MODELO REDES DE PETRI COLOREADAS JERÁRQUICAS AVANZADAS PARA LA GESTIÓN DE SISTEMAS ENERGÉTICOS (AHCNPESM).....	62
4.2.1.	CARACTERÍSTICAS DEL MODELO (AHCNPESM).....	66
4.2.2.	SUBRED “DATOS ENTRADA” DEL MODELO (AHCNPESM).....	67
4.2.3.	SUBRED “SUBPROCESO 1” DEL MODELO (AHCNPESM).....	69
4.2.4.	SUBRED “PV” CAPA 3 DEL MODELO (AHCNPESM).....	71
4.2.4.1.	MODELO MATEMÁTICO.....	74
4.2.4.2.	MÉTODO PARA EL TRATAMIENTO DE DATOS.....	78
CAPITULO 5.	SIMULACIÓN MODELO AHCNPESM.....	82

5.1.	PROYECCIÓN DE UN MODELO DE NEGOCIO BASADO EN EL SISTEMA AHCPNESM.....	96
5.1.1.	PROPUESTA DE VALOR	96
5.1.2.	SEGMENTOS DE CLIENTES	97
5.1.3.	ESTRUCTURA DE INGRESOS.....	97
5.1.4.	ESTRUCTURA DE COSTOS DEL MODELO AHCPNESM	98
CAPITULO 6.	RESULTADOS Y CONCLUSIONES	99
CAPITULO 7.	BIBLIOGRAFÍA	107
ANEXOS.....		122

Lista de Figuras

Figura No. 1. Porcentaje de Patentes relacionadas con Smart Grid en energía.....	24
Figura No. 2. Tecnologías relacionadas con Smart Grid (Tuballa & Abundo, 2016).....	27
Figura No. 3. Controlador MPC en una Micro-Red (Hernandez Hernandez, Rodriguez, Moreno, & Da Costa Mendes, 2017).....	29
Figura No. 4. Modelo de un control predictivo (Serna, Tadeo, & Normey-Rico, 2016)	30
Figura No. 5. Control supervisado. (a) El proceso extendido. (b) El esquema del supervisor. (c) El esquema del control supervisado. (Perez S. A., 2002).....	30
Figura No. 6. Clasificaciones amplias de métodos de control basados en AI-MPC.....	33
Figura No. 7. Integración de diferentes procesos que intervienen en la SG incluidos los sistemas de control.....	35
Figura No. 8. Patentes relacionadas con Redes de Petri.	39
Figura No. 9. Redes de Petri y su clasificación en las Patentes.....	40
Figura No. 10. Lugar, transición y arco en una Red de Petri	45
Figura No. 11. Red de Petri ordinaria marcada	46
Figura No. 12. Proceso industrial. Fermentación de Químicos. Fuente Propia.....	49
Figura No. 13. Modelo inicial de redes de Petri.....	50
Figura No. 14. Modelo de Red de Petri coloreada, a) Estado sensor S0 y la apertura de la válvula 1, b) Evolución, abriendo la válvula 1	52
Figura No. 15. Modelo de Red de Petri coloreada reduciendo Lugares, a) Estado sensor S0 y la apertura de la válvula 1, b) Evolución, abriendo la válvula 1	53
Figura No. 16. Modelo de Red de Petri coloreada reduciendo Lugares, a) Estado sensor S2 y la apertura del lugar P1, b) Evolución, abriendo P1	54
Figura No. 17. Modelo de CPN totalmente coloreado.....	55
Figura No. 18. Integración de Fuentes de Energía Eléctrica.(Alamy, 2024).....	57
Figura No. 19. Diagrama de flujo de variables de entrada y salida del modelo	58
Figura No. 20. Diagrama de flujo de la red general (Capa 1) AHCPNESH. Fuente propia	60
Figura No. 21. Subred “Datos Entrada” (Capa 2) Validación de variables y restricciones. AHCPNESH	68
Figura No. 22. Sub-Red Subproceso (Capa 2). Inicialización de las restricciones de funcionamiento de los Generadores	70
Figura No. 23. Diagrama de flujo Sistema Fotovoltaico (PV) (Capa 3).....	71
Figura No. 24. Subred (capa 3) Sistema Fotovoltaico (PV). (Tomado del modelo en el software CNPTools)	72
Figura No. 25. Función “Segmento de código” de carga de información	80
Figura No. 26. Función “Segmento de código” de salida de información del proceso	81
Figura No. 27. Promedio y Desviación Estándar de Radiación solar (W) Hora-día años 2020 al 2022 (SIATA, 2024).....	83

Figura No. 28. Promedio y Desviación Estándar de Radiación solar (a) y Banda de Error (b) combinados años 2020 al 2022 (SIATA, 2024) 83

Figura No. 29. Promedio y Desviación Estándar de Velocidad del Viento año a año (2020 al 2022) (a). Combinados (b) y Banda de Error (c) (SIATA, 2024) 84

Figura No. 30. Diagrama General CNPTools 86

Figura No. 31. Diagrama Red “Entrada” CNPTools 87

Figura No. 32. Diagrama Red “Subproceso 1” (Capa 1) CNPTools 88

Figura No. 33. Diagrama Subred “CalcBat” (Capa 3) CNPTools 89

Figura No. 34. Diagrama Subred “Eólico” (Capa 3) CNPTools 90

Figura No. 35. Diagrama Subred “Motor” (Capa 3) CNPTools 91

Figura No. 36. Diagrama Red “Selector” (Capa 1) CNPTools 93

Figura No. 37. Diagrama Subred “SelectorGen” (Capa 2) CNPTools 94

Figura No. 38. Diagrama Subred “SelectorGen” (Capa 2) recuadro azul CNPTools 95

Figura No. 39. Diagrama Red “Cambio Hora” (Capa 1) CNPTools 96

Figura No. 40. Gráfica de las Potencias de las fuentes, Total y la Demanda en CNPTools 100

Glosario

C	Conjunto de marcas del tipo coloreadas
C_0	Función compuesta (D, C) que indica el tipo de lugar discreto o continuo
C_k	Color K asociado a un conjunto de marcas coloreadas C
DEIs	Dispositivos Electrónicos Inteligentes
E_f	Notación compuesta para la validación de T_f en el análisis discreto y residual
E_r	Notación compuesta para la validación de T_r en el análisis discreto y residual
h	Función Híbrida indica para todos los nodos si es del tipo discreto o continuo
M	Es el vector de marcado de una RdP
M_i	Es el marcado del lugar P_i
M_0	Es el marcado inicial de un modelo RdP
MALf	Método de Anidamiento Latente de fallos
MEFs	Máquinas de Estados Finitos
P	Es un conjunto finito y no vacío de lugares
PD	Es un conjunto finito y no vacío de lugares discretos
PC	Es un conjunto finito y no vacío de lugares continuos
Post	Es el conjunto de lugares de salida de la transición T
RdPs	Redes de Petri
RdPC	Red de Petri Coloreada
RdPH	Red de Petri Híbrida
RdPHA	Red de Petri Híbrida Autónoma

RdPHD	Red de Petri Híbrida Diferencial
RdPCHR	Red de Petri Coloreada Jerárquica con Restricciones
SEDs	Sistemas de Eventos Discretos
SG	Smart Grid
SSdE	Sistemas de Seguimiento del Estado
TD	Es un conjunto finito y no vacío de transiciones discretas
TC	Es un conjunto finito y no vacío de transiciones continuas
T	Es un conjunto finito y no vacío de transiciones

Resumen

En la actualidad se vienen desarrollando múltiples esfuerzos por promover el uso de procesos alternativos de generación de energía a partir de recursos renovables no convencionales. Colombia está ubicada en una zona donde se presentan diferentes fenómenos climatológicos que benefician este tipo de energías, (viento, sol, geotermia, mareomotriz, etc.) Y a su vez presenta cambios drásticos del clima por fenómenos denominados el Niño y la Niña; donde el país ha experimentado desabastecimiento de energía recurriendo a la generación a partir de combustibles fósiles. La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) destaca por lo menos 100 proyectos que emplearan el uso de energías renovables no convencionales; pero la viabilidad de estas está soportada en experiencias de otros países con políticas gubernamentales y comerciales muy diferentes.

La presente investigación propone como objetivo principal el desarrollo de un modelo inteligente sobre la generación de energía eléctrica renovable no convencional de sistemas híbridos; que pronostique basado en condiciones locales la viabilidad de la gestión en la integración de sistemas de generación de energía eléctrica. Los métodos usados para el desarrollo del modelo se basan esencialmente en la aplicación de técnicas de inteligencia artificial (Redes de Petri), que utiliza modelos matemáticos estocásticos para predecir comportamientos y para la validación se pretende analizar casos de estudio donde se ingresen datos reales y se modele el comportamiento de salida. Este modelo inteligente pretende evaluar resultados a partir de variables técnicas que influyen en la demanda en la generación de los sistemas híbridos.

Esto se hará a través de la adquisición de datos o la incorporación de datos históricos sobre el comportamiento de generación de energía híbrida. Los resultados nos permitirán evaluar el modelo propuesto en las futuras redes Inteligentes eléctricas.

Palabras clave: Modelo inteligente, Energía renovable, Variables, Redes de Petri, Sistemas híbridos, Generación, redes inteligentes.

Abstract

Currently, multiple efforts are being developed to promote the use of alternative energy generation processes from non-conventional renewable resources. Colombia is in an area where different climatological phenomena occur that benefit this type of energy (wind, sun, geothermal, tidal, etc.) And at the same time, it presents drastic changes in the climate due to phenomena called El Niño and La Niña; where the country has experienced energy shortages, resorting to generation from fossil fuels. The Mining-Energy Planning Unit (UPME) highlights at least 100 projects that will use the use of non-conventional renewable energies; but their viability is supported by experiences from other countries with very different government and trade policies.

The main objective of this research is the development of an intelligent model on the generation of non-conventional renewable electrical energy from hybrid systems; those forecasts based on local conditions the viability of management in the integration of electrical energy generation systems. The methods used for the development of the model are essentially based on the application of artificial intelligence techniques (Petri Nets), which uses stochastic mathematical models to predict behavior and for validation it is intended to analyze case studies where real data is entered and model exit behavior. This intelligent model aims to evaluate results based on technical variables that influence the demand in the generation of hybrid systems.

This will be done through data acquisition or incorporating historical data on hybrid power generation behavior. The results will allow us to evaluate the proposed model in future Smart Grids.

Keywords: Smart model, Renewable energy, Variables, Petri nets, Hybrid systems, Generation, smart grids.

Capítulo 1. Introducción

En los últimos años, los avances en el desarrollo de nuevas tecnologías dentro de la industria de la energía eléctrica han introducido cambios en la eficacia de las plantas generadoras, así como en las redes de transmisión y distribución de electricidad. La implementación de estas innovaciones tecnológicas ha permitido optimizar los procesos y mejorar la eficiencia energética en cada etapa de la cadena de suministro eléctrico. En este contexto, las energías renovables han adquirido un papel crucial en el impulso hacia un desarrollo energético sostenible, competitivo y seguro. Estas fuentes de energía, que incluyen la solar, eólica, combustibles alternativos, hidroeléctrica y geotérmica, entre otras; no solo contribuyen a diversificar la matriz energética, sino que también son fundamentales para la transición energética global que el planeta necesita urgentemente. Esto debido a que las energías renovables se han convertido en un pilar esencial para la descarbonización del planeta; principalmente al no depender de combustibles fósiles, ofrecen una solución viable y sostenible para alcanzar estos objetivos ambientales. Además, su adopción masiva promueve la independencia energética y la seguridad del suministro, al tiempo que fomenta la innovación y la creación de empleos verdes.

Pero esta integración ha traído nuevos desafíos tecnológicos, principalmente al migrar de un sistema centralizado de generación de energía, a un sistema descentralizado, conocido como Smart Grid (SG). Esto permite contar con un sistema eléctrico más dinámico y flexible, que incorpora múltiples redes de generación de energía operando de manera bidireccional. Este dinamismo se logra mediante la utilización de diversos modelos de gestión de la información y las comunicaciones, que facilitan la integración y gestión eficiente de las diferentes fuentes de energía. Los avances tecnológicos en este campo han generado la necesidad de desarrollar modelos o algoritmos sofisticados en gestión del control que permitan integrar la demanda y la generación, el diagnosticar de fallas en todo el proceso y gestionar sistemas de eventos discretos (SEDs) en cada punto del sistema. Esto se debe realizar de manera independiente de los equipos de protección y control instalados en los sistemas eléctricos de potencia. Generalmente, estos equipos son dispositivos electrónicos inteligentes (DEIs) o interruptores automáticos, ubicados estratégicamente en diferentes

puntos de la topología de potencia, abarcando generadores, redes eléctricas de transmisión y distribución.

La implementación de estos modelos y algoritmos avanzados es crucial para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Al gestionar de manera eficiente la Smart Grid, se puede “garantizar” un suministro continuo y seguro de electricidad, una respuesta rápida y precisa ante cualquier anomalía, y una resiliencia continua del sistema eléctrico.

Este trabajo, se fundamenta en la representación de un modelo para la gestión inteligente de generación de energía eléctrica aplicado en redes de sistemas híbridos de generación renovable no convencional, utilizando una técnica llamada *“Redes de Petri coloreadas Jerárquicas Avanzadas para la Gestión de Sistemas Energéticos”* desarrollada bajo la herramienta para la modelación de sistemas de eventos discretos (SEDs) llamada Redes de Petri Coloreadas (RdPC) como plataforma de modelado. Sin embargo, para la aplicación de los sistemas complejos fue necesaria la incorporación de modelos para la jerarquización; para lo cual también se formalizó el método usando Redes de Petri Jerárquicas (RdPH). Así mismo, fue importante desarrollar un método de restricciones, basado en el método de fallos (MALf).

Este trabajo se fundamenta en la representación de un modelo avanzado para la gestión inteligente de la generación de energía eléctrica, aplicado específicamente en redes de sistemas híbridos de generación renovable no convencional. Para lograr esto, se ha desarrollado un modelo denominado *“Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas Avanzadas para la Gestión de Sistemas Energéticos”*. Esta técnica ha sido desarrollada empleando una herramienta especializada en la modelación de sistemas de eventos discretos (SEDs), conocida como Redes de Petri Coloreadas (RdPC), que sirve como plataforma principal de modelado. No obstante, debido a la complejidad inherente a los sistemas híbridos de generación renovable, fue necesario incorporar modelos que permitieran la jerarquización de estos sistemas. Para abordar esta necesidad, se formalizó el método utilizando Redes de Petri Jerárquicas (RdPH), lo cual permitió estructurar y gestionar de manera más efectiva los diversos componentes y niveles del sistema energético. Además, se desarrolló un método de restricciones basado en el método de análisis de fallos (MALf). Este método fue crucial para identificar y manejar posibles límites dentro del sistema, asegurando así un funcionamiento óptimo y continuo. El uso de este método permitió establecer un conjunto de restricciones que guían la operación del sistema.

En resumen, este trabajo presenta un enfoque integral para la gestión inteligente de sistemas híbridos de generación renovable, combinando técnicas avanzadas de modelación y jerarquización con métodos robustos de control. La implementación de estas tecnologías promete mejorar significativamente la eficiencia y confiabilidad de las redes de energía renovable no convencional, contribuyendo así a un futuro energético más sostenible y seguro.

1.1. Justificación

Según el estudio “Capacidad instalada en el mundo” por el IRENA que se presentó en el mes de febrero del año 2023. La producción global de energía mediante fuentes no convencionales de energías renovables para el año 2022 fue de 3371,793 GW; duplicando la capacidad instalada en los últimos 10 años. (Renewable Energy Agency, 2023). A lo anterior se le suma que la Agencia Internacional de Energías Renovables, en su informe “IRENA (2023), World Energy Transitions”; plantea que las inversiones en la transición energética al año 2030 será de 44 billones de dólares, y el 80% de esa inversión (35 billones), se reflejarán en tecnologías de nuevo desarrollo, en incrementar la eficiencia energética, mejorar la seguridad de abastecimiento, en cogeneración de alta eficiencia y electricidad basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria. (World Energy Transitions Outlook 2023 1.5° c Pathway Preview, 2023)

Colombia no es ajena a estos cambios hacia las FNCER, ya que ha generado políticas energéticas dirigidas por el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) con el objetivo de maximizar la contribución del sector energético al desarrollo del país, y asegurar el abastecimiento de los recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo en el país. Estas políticas hacen que aparezcan nuevos desarrollos tecnológicos, nuevos modelos de sostenibilidad energética, nuevas investigaciones que contribuyan al desarrollo energético ambientalmente sostenible, inicialmente en la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas no Interconectadas, entre otros. La UPME con la firma de la Ley 1715 de 2014, la cual regula la integración de las energías no convencionales al sistema energético nacional; informa que se han inscrito formalmente 322 proyectos al año 2023; de los cuales 233 son de tipo

solar, 46 de tipo hídrico (micro PcH, entre otros), 32 de tipo eólico, 6 de tipo geotérmico, 4 de tipo biomasa y 37 proyectos que se encuentran en fase de planeación, de los cuales se encuentran los primeros que se van a acoplar a la matriz energética del país. Todo lo anterior financiado por empresas particulares, públicas o mixtas; es de resaltar las empresas de tipo ESCO que diseñan, desarrollan, instalan y financian proyectos FNCER con el objeto de reducir costos operativos, de mantenimiento y mejorar la calidad de servicio del cliente, asumiendo los riesgos técnicos y económicos asociados con el proyecto, buscando beneficios en ahorros de energía.(UPME, 2024)

A raíz de este escenario, han surgido normas NTC - ISO 50001 y regulaciones de la CREG, que establecen los requerimientos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de producción combinada de energía eléctrica y térmica, que han de considerarse como un proceso de cogeneración y su respectiva comercialización.

Esta tendencia llamada “Transición Energética” a nivel mundial ha traído el replanteamiento de escenarios como:

- Cuál debe ser la fuerza laboral en relación con las energías renovables expandidas a Smart Grid del futuro.
- Implementar nuevas políticas, desde el punto de vista de servicios, industrial, del mercado laboral, demanda y reciclaje profesional de estas nuevas tecnologías.
- Nuevas competencias en la educación, las habilidades, la formación y la innovación, relacionadas con la transición energética.
- Desarrollo de Tecnología sectorizada.
- Implementación de nuevos modelos soportados sobre Smart Grid y el clima del sector. Entre muchos otros.

Y una de las necesidades que ha tomado fuerza es la gestión de control y la integración de las redes de generación eléctrica en Smart Grid, para responder a aspectos como:

- **Eficiencia Energética**

- Optimización del Consumo: Los modelos de gestión de control permiten optimizar el uso de energía, reduciendo el desperdicio y mejorando la eficiencia energética en la generación, transmisión y distribución de electricidad.
- Gestión de la Demanda: Ayudan a equilibrar la oferta y la demanda de energía en tiempo real, evitando sobrecargas y minimizando las pérdidas energéticas.

- **Integración de Energías Renovables:**

- Variabilidad y Previsibilidad: Las fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, son variables y menos predecibles. Los modelos de gestión de control permiten integrar estas fuentes de manera eficiente, asegurando un suministro estable y confiable.
- Reducción de Emisiones: Al facilitar la incorporación de energías renovables, se contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático.

- **Fiabilidad y Resiliencia:**

- Detección y Respuesta a Fallos: Los sistemas de control avanzados pueden detectar y responder a fallos de manera rápida y eficiente, mejorando la fiabilidad de la red eléctrica.
- Resiliencia Ante Desastres: Ayudan a crear redes eléctricas más resilientes que pueden resistir y recuperarse rápidamente de desastres naturales y eventos adversos.

- **Monitoreo y Control en Tiempo Real:**

- Visibilidad y Transparencia: Proporcionan una mayor visibilidad y transparencia en la operación de la red eléctrica, permitiendo a los operadores monitorear y controlar el sistema en tiempo real.
- Datos y Análisis: Facilitan la recolección y análisis de datos masivos, permitiendo la toma de decisiones informada y proactiva.
- **Participación del Consumidor:**
 - Empoderamiento del Usuario: Permiten a los consumidores participar activamente en la gestión de su consumo energético, a través de tecnologías como medidores inteligentes y programas de respuesta a la demanda.
 - Tarifas Dinámicas: Implementan tarifas dinámicas que reflejan los costos reales de la energía, incentivando a los usuarios a consumir energía de manera más eficiente.
- **Innovación y Desarrollo Tecnológico:**
 - Nuevas Tecnologías: Fomentan la adopción de nuevas tecnologías y soluciones innovadoras, como la inteligencia artificial, el aprendizaje automático y el Internet de las Cosas (IoT), que mejoran la gestión y operación de la red.
 - Mejora Continua: Promueven la mejora continua de los sistemas de control y gestión, impulsando la investigación y el desarrollo en el sector energético.
- **Sostenibilidad Económica:**
 - Reducción de Costos: Ayudan a reducir los costos operativos y de mantenimiento de la red eléctrica, mejorando la sostenibilidad económica de los operadores de red.
 - Inversiones Eficientes: Facilitan la planificación y ejecución de inversiones en infraestructura energética, asegurando que los recursos se utilicen de manera eficiente.

- **Cumplimiento Regulatorio:**

- Normativas y Estándares: Ayudan a cumplir con las normativas y estándares regulatorios que buscan mejorar la eficiencia, seguridad y sostenibilidad del sistema eléctrico.

Todo lo anterior ha generado la realización de más estudios, investigaciones e intervención por parte de los entes gubernamentales con leyes y subsidios en busca de nuevas tecnologías y proyectos que den solución a la eficiencia y generación de energía eléctrica. Iniciado principalmente por el cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de carbono, lo que ha llevado a los países a buscar alternativas más limpias a los combustibles fósiles y las energías renovables juegan un papel crucial en la transición hacia economías descarbonizadas. Esto hace que la integración de estas fuentes sea una necesidad urgente para cumplir con las demandas energéticas y con compromisos climáticos globales.

En Colombia, una de las dificultades en gran parte es la dependencia de la generación de electricidad proviene de fuentes hidroeléctricas, que son vulnerables a cambios climáticos extremos (como sequías). La diversificación hacia energías renovables (solar y eólica) ayuda a mejorar la resiliencia del sistema energético y reduce la dependencia de una sola fuente. Pero trae consecuencias de innovación tecnológica debido a que deben estar enmarcadas en sistemas de gestión de control avanzado para una optimización en el uso de la energía y los problemas de transferencia en tiempo real. La incorporación de medidores inteligentes, la gestión de demanda y el almacenamiento de energía. Hacen variable la oferta y demanda de energía en tiempo real en función de la integración de las energías no convencionales. Y sus beneficios se ven en que reduce pérdidas y las empresas eléctricas y los consumidores gestionen mejor sus costos, entre otros beneficios.

Hay que aclarar que, en Colombia los sistemas tradicionales de redes eléctricas fueron diseñados para un flujo de energía unidireccional (de grandes plantas a los consumidores). Y el ingreso de sistemas de energía distribuida en sitio (por ejemplo, paneles solares en hogares o empresas) que ha crecido enormemente. Ha creado la necesidad de integrar tecnologías que permitan un flujo bidireccional y una gestión avanzada, para aprovechar al

máximo las microrredes y la generación distribuida, garantizando la estabilidad del sistema eléctrico. Aquí es donde los sistemas de gestión avanzados (como los sistemas de control distribuido, redes inteligentes, y sistemas SCADA, entre otros) son esenciales para que las redes en tiempo real se puedan adaptar a los cambios de la oferta y demanda, manteniendo el equilibrio y evitando apagones o sobrecargas.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Proponer un modelo inteligente de generación de energía eléctrica en sistemas híbridos de generación renovable no convencional usando Redes de Petri.

1.2.2. Objetivos específicos

- Analizar los sistemas de control robusto aplicados a los sistemas de generación de energía eléctrica con el fin de conocer su funcionamiento en las Smart Grid.
- Identificar los modelos de gestión de control mediante el uso de Redes de Petri Coloreadas para los sistemas de generación eléctrica y sus características técnicas para la integración de las redes eléctricas.
- Proponer un modelo basado en Redes de Petri Coloreadas que permita la gestión de los sistemas de generación eléctrica renovables y su integración para compensar la demanda.
- Simular mediante escenarios el modelo propuesto para su validación.

Capítulo 2. Diagnóstico de los Sistemas de control en las Smart Grid

Las fuentes no convencionales de energía renovable, comúnmente denominadas FNCER, representan un enfoque innovador y sostenible para la generación de energía. Estas fuentes incluyen tecnologías como la energía solar fotovoltaica, la energía eólica, la biomasa, la geotérmica y la energía mareomotriz, entre otras. Cada una de estas tecnologías presenta desafíos y oportunidades únicos en términos de integración tanto técnica como financiera a la red eléctrica existente.

2.1. Estudios de sostenibilidad financiera de las FNCER

Desde el punto de vista financiero, la integración de las FNCER a la red eléctrica implica considerar diversos modelos de financiamiento e inversión que hagan viables estos proyectos a largo plazo. Esto incluye la creación de mecanismos de incentivos económicos, como subsidios, créditos fiscales y tarifas de alimentación, que fomenten la inversión privada en energías renovables. Asimismo, es importante establecer marcos regulatorios claros y estables que reduzcan el riesgo para los inversores y aseguren un retorno de inversión adecuado. También se deben explorar oportunidades de financiamiento innovador, como la emisión de bonos verdes y la creación de fondos de inversión específicos para proyectos de energías renovables.

La unión europea ha desarrollado estudios que se enfocan principalmente en la viabilidad financiera, como por ejemplo las Tarifas garantizadas (Feed in Tariffs), que consisten en dar un precio fijo garantizado al KWh a través de contratos a largo plazo, garantizando la viabilidad del proyecto. (Comisión Europea, 2020). Otro ejemplo es la Medición neta (Net metering), que consiste en comprar toda la producción de energía por las FNCER al precio de venta diaria sin importar que haya sobredemanda de energía ese día. Y otro ejemplo son los estándares internacionales de energía renovable (RES, Renewable Energy Standars), el cual sigue el parámetro definido internacionalmente como la compra de la energía por el estado, generación de bonos verdes a través de certificados o utilización de subastas que incluyan el valor de la tecnología utilizada. Estas son algunas de las formas

de hacer sostenible un proyecto utilizando las FNCER. (Hoyos et al., 2017) (Staff Subcommittee on Rate Design, 2016)

Colombia a través la Ley 1715 de 2014 promueve la integración de FNCER por medio de incentivos fiscales como son: deducción del IVA, exclusión de arancel, reducción del 50 % de la inversión del impuesto de renta durante los siguientes 5 años al año de inversión sin superar el nivel de renta líquida y permitiendo la depreciación acelerada hasta máximo 20 % del valor del activo en cada año. (*Ley 1715 de 2014 - Gestor Normativo - Función Pública*, n.d.) (CREG - Concepto 1583 de 2022, 2022)

También se están analizando los modelos aplicados en diferentes países que llevan trayectoria en la ejecución de proyectos con las FNCER, que, según diferentes estudios de la comunidad internacional, algunas metodologías de viabilidad de los mercados eléctricos y su integración se pueden agrupar en:

- Modelos de optimización. Utilizados para el análisis a corto plazo; por ejemplo, en la asignación eficiente de recursos como es el despacho programado de las plantas de generación. (Salazar Pérez, 2024)
- Modelos económicos. Son econométricos, basados en la estadística para pronosticar el comportamiento de la oferta y la demanda, aplicados para el corto y mediano plazo. (Alzate et al., 2020)
- Modelos de simulación. Aptos para obtener las variables relevantes de los mercados eléctricos que por lo general son, las limitaciones de los agentes generadores y su base de decisiones de generar en función a sus expectativas, habilidades de aprendizaje, asimetrías en la información, modelación de ciclos de realimentación y retardos asignados a la interconexión.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que es el ente que diseña las políticas para los servicios eléctricos del país; en su Resolución CREG 030 del 2018, estableció las reglas para generar y vender excedentes de energía a la red, En la resolución 40072 de 2018, la cual fue modificada por las Resoluciones 40483 de 2019 y 40142 de 2020, establece los lineamientos de política energética en cuanto a sistemas de medición y la gradualidad con la que estos deben ser implementados. En consecuencia, se emiten dos resoluciones (CREG 131 de 2020 - CREG 219 de 2020), «Por la cual se establecen las

condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN». (*Alejandro - Resolución 131 de 2020 CREG, n.d.*)(*Alejandro - Resolución 219 de 2020 CREG, n.d.*) Y exigen la reorganización del esquema en que, los medidores deben servir, entre otros, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, la gestión de pérdidas, facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, nuevas tecnologías, entre otros. A partir de lo anterior se publica, en enero de 2022, la Resolución definitiva CREG 101 001 de 2022 «por la cual se implementa la infraestructura de medición avanzada en el SIN». (*Alejandro - Resolución 101_1 de 2022 CREG, n.d.*) En donde se establece las siguientes funcionalidades:

- **Almacenamiento:** Almacenamiento de datos en el medidor.
- **Comunicación bidireccional:** Comunicación en dos direcciones. Usuario - AMI.
- **Ciberseguridad:** Soporte de comunicaciones seguras.
- **Sincronización:** Sincronización automática y remota entre el medidor avanzado y la AMI.
- **Actualización y configuración:** Posibilitar la actualización y configuración local y remota del medidor avanzado referente al software, intervalos de lectura, tarifas, entre otros.
- **Acceso al usuario:** Proporcionar información al usuario a través de un medio de visualización normalizada (plataformas web, computadores, aplicaciones para telefonía móvil o monitores exclusivos).
- **Lectura:** Lectura local y remota de las variables y eventos generados en tiempo real.
- **Medición horaria:** Soportar la implementación de esquemas de opciones de tarifas horarias y/o canastas de tarifas.
- **Conexión, desconexión y limitación:** Permitir de forma remota y local la conexión, desconexión y la limitación del suministro de energía.

- **Antifraudes:** Facilitar la prevención y la detección de fraudes.
- **Registro de medición bidireccional:** Permitir la medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones, desde y hacia la red eléctrica.
- **Calidad del servicio:** Proporcionar medidas sobre la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica.
- **Prepago:** Soportar la implementación de modo prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado.

Los sistemas energéticos a partir de fuentes no renovables han generado políticas cada vez más estrictas que rigen la cantidad de emisiones que puede la industria emitir y premian la disminución de estas mediante los bonos de carbono. Así mismo se desarrollan cada vez más políticas que subsidien la instalación de tecnologías de transformación con fuentes renovables principalmente no convencionales, y las tarifas preferentes de alimentación de energía eléctrica a la red de distribución. Como resultado de estos esfuerzos y trabajos se ha aumentado la inversión mundial en proyectos de energía renovables pasando de 40 a 270 miles de millones de dólares por año entre el 2004 y 2014. (Galán et al., 2015)

En la última década, se han planteado enfoques de modelado espacialmente destinados a identificar y planificar la integración de sistemas híbridos de energía renovable en áreas rurales de países en desarrollo soportados por software. Para ello se está utilizando herramientas de sistemas de información geográfica (SIG) (GeoSIM, IntiGIS y OnSSET) que presentan el mayor potencial para respaldar la integración de sistemas híbridos de energía renovable en áreas rurales; aunque los modelos convencionales carecen especialmente de capacidades de análisis de red detallado y limitaciones tecnológicas para abordar tendencias futuras. Se han desarrollado modelos de código abierto para la evaluación de proyectos energéticos de integración híbrida pero soportados en variables climatológicas y no en tecnológicas. (Silinto et al., 2025)

2.2. Origen de las Smart Grid: Conceptos y teoría.

Los estudios no han podido establecer los orígenes del primer uso de las Smart Grid, ya que depende del contexto utilizado; el vocablo Smart Grid hace parte en diferentes áreas de la ingeniería. Los sistemas de comunicaciones, sistemas de programación, en sistemas

energéticos, instrumentación avanzada y en la interacción de las diferentes disciplinas de la ingeniería, donde el concepto de redes inteligentes está presente.

El proyecto Telegestore, implementado en Italia en el año 2000, estableció por primera vez las bases de una Smart Grid como proyecto en energía, aunque no aparece el concepto en sus estudios, este consistió en instalar y poner en operación medidores inteligentes a gran escala, conectados a través de PLC (Power Line Communication), compartiendo información con un sistema central (De Nigris & Coviello, 2012).

El término Smart Grid en un artículo científico enfocado hacia la energía, fue utilizado por primera vez en el 2005, en un escrito llamado "Toward a Smart Grid" publicado en la revista IEEE Power and Energy Magazine; que consistía en aplicar las tecnologías de vuelo de un F-15, en los sistemas interconectados de energía. La idea principal era "hacer que los componentes de los sistemas de energía actúen como interconexiones Plug-and-Play, de esa manera debía haber un procesador inteligente en cada componente, subestación y planta de energía y se presentó el concepto de Redes inteligentes de energía (Amin & Wollenberg, 2005). El concepto de Smart Grid se encuentra en varios desarrollos de patentes; en la oficina de Patentes la primera en utilizar el concepto enfocado a la energía fue la patente US2677789A la cual presenta un circuito rectificador controlado en una red inteligente en el año de 1950 por la empresa English Electric Co Ltda (Great Britain Patente nº 2.677.789, 1950).

En la Figura No. 1 muestra las empresas que más han generado patentes desde el año 1950 hasta el año 2019 según el buscador "Google Patents" relacionadas con las Smart Grid en sistemas energéticos. Para el termino de control en redes inteligentes, se cree que se estableció cuando aparecieron las técnicas de optimización aplicadas a sistemas de potencia en el año 1960, esto con el fin de optimizar el costo en el diseño de las instalaciones, minimización de pérdidas en la operación, minimización de costos en la operación de plantas de generación y en el diseño de líneas de transmisión (Momoh, 2017).

Pero su aplicación en proyectos fue en los años 80 cuando aparecieron los contadores de energía eléctrica electromecánicos y su utilidad se demostró con la incorporación de circuitos integrados y tecnologías de comunicación, evolucionando a los medidores electrónicos de energía (Harney, 2009). Esta tecnología se ve en la patente US4240030A,

la cual el medidor eléctrico está equipado con circuitos especiales y componentes que funcionan en conjunto con una tarjeta magnética insertada para regular el suministro de electricidad al sistema (United States Patente nº US4240030A, 1980).

En Estados Unidos se desarrolló el primer sistema totalmente automatizado para la gestión de la carga de redes eléctricas y su lectura a distancia utilizando la lectura automática de medidores (por sus siglas en inglés AMR “Automated Meter Reading”) en 1985. La tecnología AMR evolucionó hacia AMI (Advanced Metering Infrastructure) considerada como la tecnología inteligente de sensores en las smart grid (Rashed, Fung, Mohammadi, & Raahemifar, 2014).

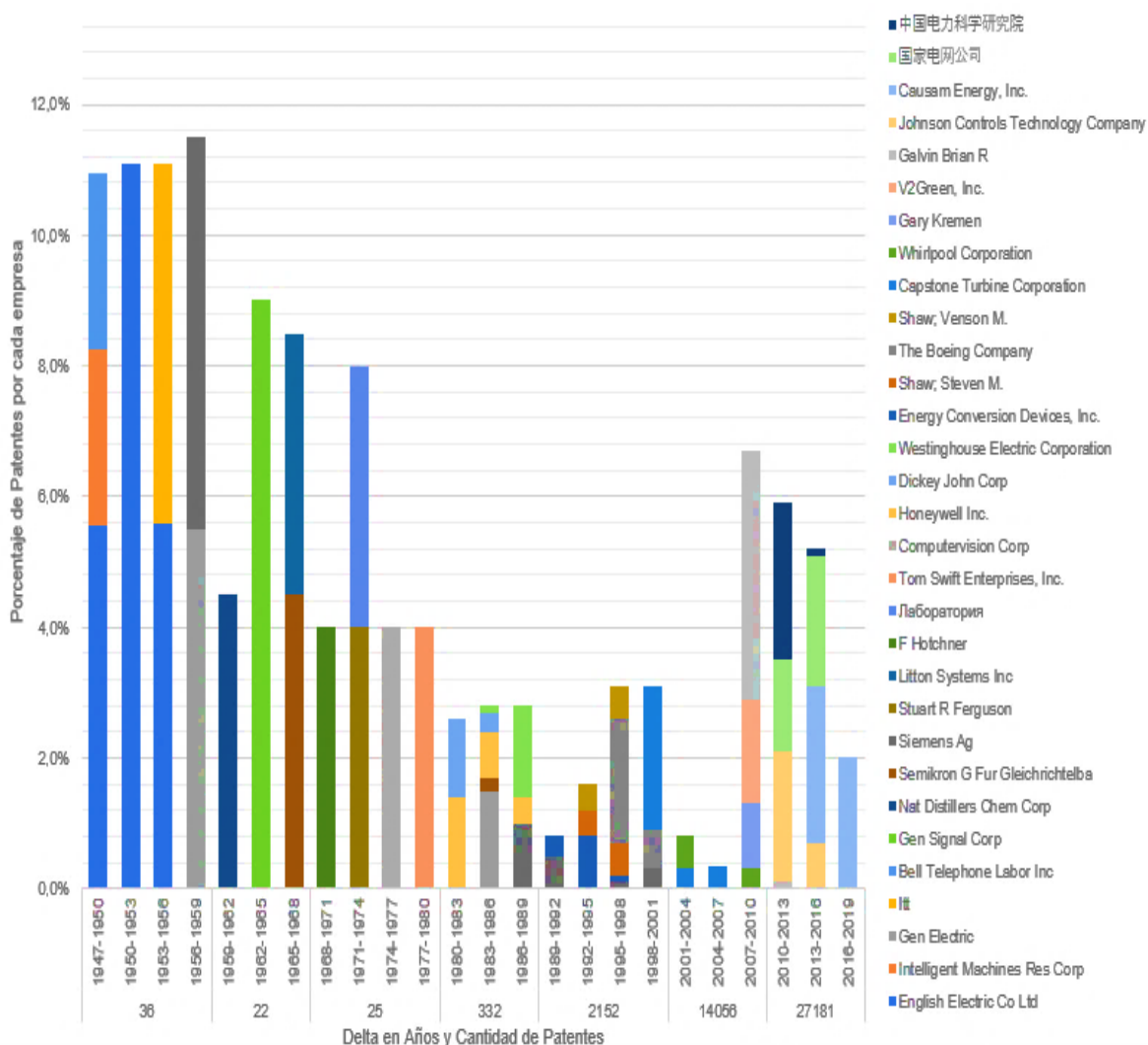


Figura No. 1. Porcentaje de Patentes relacionadas con Smart Grid en energía

Desde hace unos años, las oficinas de energía han tenido como metas la implementación de las Smart Grid enfocadas en garantizar la confiabilidad, la flexibilidad, el uso eficiente, la disponibilidad, la integración de energías renovables y la reducción del costo de la energía, tanto para operadores como usuarios (Gómez, Hernández, & Rivas, 2017). Las investigaciones han definido las características que debe tener una Smart Grid, entre ellas:

- Integración de sensores, actuadores, tecnologías de medición y esquemas de automatización en todos los niveles de la red (plataforma de comunicación multipropósito). (Carstens, Xia, & Yadavalli, 2018)
- Sistema de información, seguridad cibernética e inteligencia distribuida (Técnicas de control inteligente). (Sofana Reka & Dragicevic, 2018)
- Integración de energías renovables y capacidad eficiente de transmisión de la red. (Emrani & Berrada, 2024)
- Generación distribuida y aprovechamiento de los recursos energéticos. (Mahmud, Khan, Ravishankar, Ahmadi, & Siano, 2020)
- Incorporación de equipos de control eficiente frente a fallas y autocorrección.
- Integración de usuarios y equipos eléctricos inteligentes, esquemas de eficiencia energética, señales de precio y seguimiento de operaciones. Domótica avanzada. (Sovacool & Furszyfer Del Rio, 2020)
- Vehículos eléctricos, estructuras de carga, capacidad de almacenamiento y generación en sitio. (Zhang, y otros, 2020) (Das, Rahman, Li, & Tan, 2020)
- Desarrollo de Investigaciones de tecnologías avanzadas, como por ejemplo superconductores de alta temperatura, sistemas de almacenamiento masivo, ultra capacitores, transformadores y motores de alta eficiencia, equipos FACTS ("Flexible Alternate Current Transmission Systems").

La mayoría de las investigaciones relacionadas con las Smart Grid en diferentes países, están relacionadas con lograr la seguridad energética y las bajas emisiones de carbono.

Australia está innovando en sistemas de administración de distribución comercial, donde se integra la detección de fallas en la red, el monitoreo de la calidad de la potencia eléctrica y la automatización del proceso (Haidar, Muttaqi, & Sutanto, 2015). En Canadá se investiga sobre la capacidad de transferencia de la transmisión en los sistemas de control y así dar estabilidad del voltaje a la red.

En Ontario, se logró una reducción de los picos entre el 5% y 8% en el perfil de carga de los usuarios (Mohamed & Hawary, 2014). Londres, los sistemas fotovoltaicos, estaciones de carga, medidores inteligentes, bombas de calor en la red de distribución, vehículos eléctricos, entre otros. Se integraron bajo el programa “Londres bajo en carbono”. El cual mejoró la eficiencia energética y la respuesta a la demanda (Moreno, Street, Arroyo, & Mancarella, 2017). En USA, el proyecto del pacífico (Montana, Washington, Idaho, Oregón y Wyoming); implementó un sistema de coordinación continua de Smart Grid para servicios públicos (Agalgaonkar & Hammerstrom, 2017). Houston implementó un sistema de medición con Smart Texas, el cual notifica si hay una interrupción automáticamente a través de la WEB, a parte suministra informes de los medidores inteligentes (Demilia, Gaspari, & Natale, 2018). El proyecto “Jeju SG” de Corea del Sur, muestra sus tecnologías en energía solar fotovoltaica y energía eólica, almacenamiento de energía, automatización distribuida, vehículos eléctricos, monitoreo de red y telemetría. En donde el consumidor puede observar las tarifas de electricidad en tiempo real, fuentes de energía renovables, conexión de electrodomésticos inteligentes y soluciones de almacenamiento a través de pantallas en el hogar (Bai & Trencher, 2016).

La Comisión de Regulación de la Energía (CER) en Irlanda; implementó aproximadamente 9000 medidores inteligentes en hogares, empresas del sector público y privado (proyecto Ecar Ireland). De tal modo que los conductores de los vehículos paguen al proveedor de electricidad y no la estación de carga de forma totalmente automatizada (Etxegarai, Eguia, Torres, Buigues, & Iturregi, 2017). El proyecto europeo IGREENGrid utiliza a gran escala el IMA (Advanced Metering Infrastructures), el cual consiste en instalar fuentes de energía renovable en las redes de distribución con alrededor de 200.000 medidores inteligentes en la zona de Madrid sin comprometer la confiabilidad y la calidad del suministro (Lopez, Moreno, Amaris, & Salazar, 2015). Según la base de ScienceDirect en su búsqueda avanzada, cuando se relacionada con tecnologías Smart Grid; muestra el porcentaje de las investigaciones asociadas a las diferentes tecnologías. (Figura No. 2)

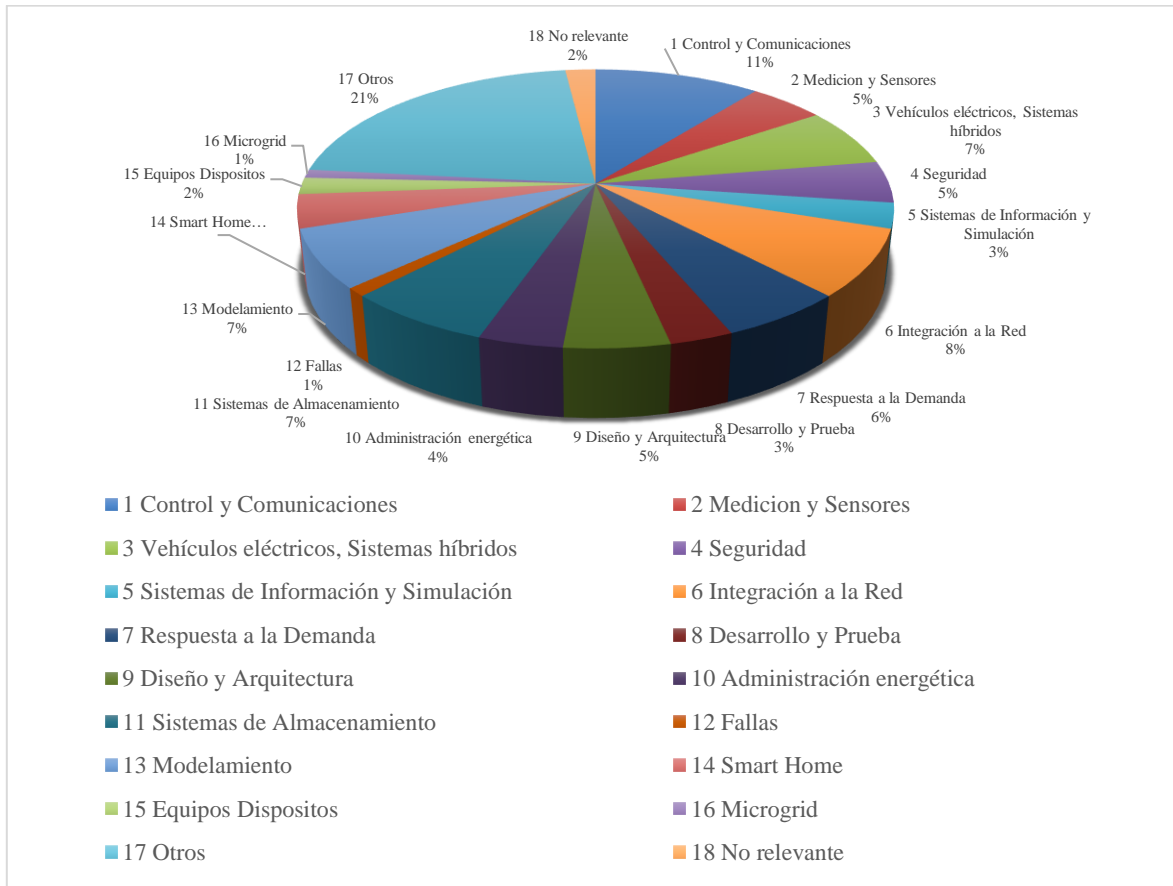


Figura No. 2. Tecnologías relacionadas con Smart Grid (Tuballa & Abundo, 2016)

2.3. Sistemas de Control en Smart Grid

El desarrollo de las técnicas de control en las redes inteligentes, tienen su origen principalmente en las necesidades de mitigar los fallos de la red y los cambios en la calidad de potencia; esto debido a las preocupaciones económicas y en función de un desarrollo sostenible (Hashmi, 2013) (Morvaj, Lugaric, & Krajcar, 2011) (Chakraborty & Khargonekar, 2013). Esto contribuyo al desarrollo de energías renovables y su integración al sistema distribuido, ya que presentan intermitencia en su generación (Fang, Misra, Xue, & Yang, 2011) y si se suma el análisis de costos para los operadores de red debido al funcionamiento de la red en función de la demanda y los usuarios; esto hace que el control sea no lineal (Hanai , Kojima, Hayakawa, Shinoda, & Okubo, 2013). Según el departamento de Ingeniería Mecánica y Aeroespacial de la Universidad de Siracusa en los Estados Unidos

(Fontenot & Dong, 2019), las teorías de control implementadas en la mayoría de las Smart Grid se pueden agrupar en cuatro categorías según la literatura:

2.3.1. Control basado en reglas (RBC).

También conocido como control autónomo, basado en estrategias de control estático de comandos “*IF-THEN*”. Los *RBC* no son capaces de tomar ninguna decisión adaptativa y utilizan algoritmos basados en lógica difusa (Castro Mendieta & Saad, 2018); su implementación es simple y flexible comparado con otras estrategias de control (Shakeri, y otros, 2017). Para mejorar la toma de decisiones de forma adaptativa y en estado estable se implementa un algoritmo Metaheurístico o Homeostático (Parejo , y otros, 2019; Yanine, Sanchez-Squella, Barrueto, Cordova, & Sahoo, 2017).

2.3.2. Control óptimo.

El objetivo de este tipo de control es resolver un problema de optimización e implementar su resultado. Por lo general, los problemas de optimización se resuelven en el contexto de un esquema de control más grande, como un control predictivo basado en modelos (MPC) (Teno, Ridao, Bordons, & Márquez, 2018). El principio del control es optimizar (minimizar o maximizar) una o varias variables objetivo, variando sus valores de decisión mientras satisface un conjunto de restricciones. Para el caso de las Smart Grid (Figura No. 3), lo convencional es minimizar el costo de la operación, que incluyen componentes diferentes. (Combustible, almacenamiento, mantenimiento, políticas, ciclos, demanda, oferta, entre otras) (Khan, Naeem, Iqbal, Qaisar, & Anpalagan, 2016).

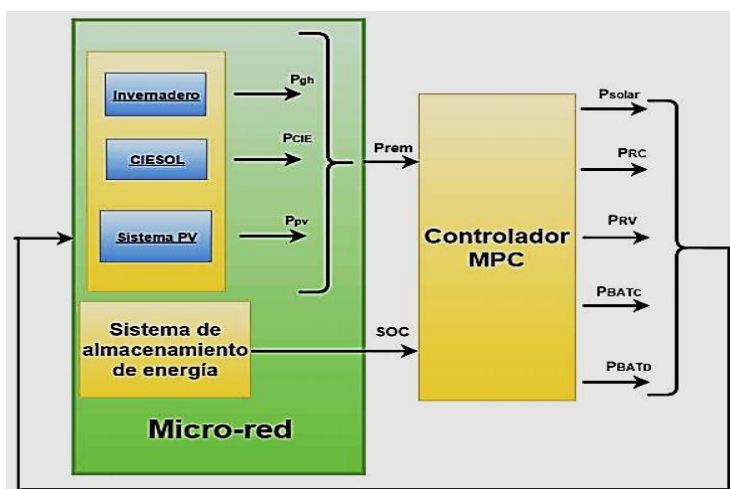


Figura No. 3. Controlador MPC en una Micro-Red (Hernandez Hernandez, Rodriguez, Moreno, & Da Costa Mendes, 2017)

2.3.3. Control modelado basado en agente (ABM).

Son sistemas inteligentes denominados colección de agentes que interactúan entre sí de tal manera que todo el sistema aprende y evoluciona (algoritmos evolutivos). El "agente" se refiere a un sistema informático capaz de realizar acciones autónomas, los cuales se pueden dividir en diferentes agentes como: controlador, coordinación central, de carga, de entrada y salida de la red, planificador, de gestión, de mercado, de regulación, y otros (Waseem & Wang, 2017; Coelho, Cohen, Coelho, Liu, & Guimarães, 2017).

Estos agentes se comunican entre sí para realizar acciones de coordinadas, realizar cálculos complejos y tomar decisiones. Estos modelos se encuentran más enfocados a la gestión de la energía. Pueden utilizarse en situaciones en las que un problema de optimización totalmente formulado sería imprácticamente complejo o en las que no se puede conocer un modelo de sistema completo. Son tolerantes a errores debido a su esquema de control descentralizado (Khan, Jidin, & Pasupuleti, 2016) (Kulasekera, Gopura, Hemapala, & Perera, 2011).

2.3.4. Control predictivo basado en modelos.

Es una estrategia de control basado completamente en el modelo dinámico del sistema. Es un modelo lineal, el cual toma como entrada el estado actual del sistema y las perturbaciones externas del sistema y genera un estado futuro del sistema (Parisio, Rikos, & Glielmo, 2014). El estado resultado se optimiza en un horizonte de predicción $N+1$, y el estado ahora-actual ($N+1$) con las perturbaciones actuales y predichas se introducen en el modelo (Figura No. 4).

El control MPC tiene la ventaja de tener en cuenta el estado futuro del sistema y futuras perturbaciones al tomar decisiones de control para el siguiente paso actual. Tiene la capacidad de anticipar eventos futuros y actuar sobre ese conocimiento previo en el presente. Una ventaja del control predictivo del modelo es que sólo es tan bueno como el modelo que se coloca en él (Gong, Wang, Xu, & Tajer, 2013; Parisio A. , Rikos, Tzamalís, & Glielmo, 2014).

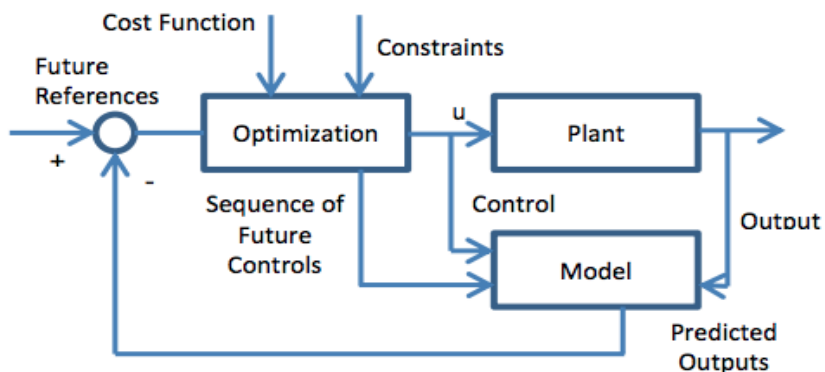


Figura No. 4. Modelo de un control predictivo (Serna, Tadeo, & Normey-Rico, 2016)

2.3.5. Control basado en modelos de eventos discretos (CMEDS).

Este tipo de control está basado en sistemas dinámicos asincrónicos, que evolucionan de acuerdo con la ocurrencia de los eventos (Perez, Li, & Yu, 2002). Su comportamiento puede ser descrito por secuencias de eventos formando un lenguaje y así establecer un proceso que puede estar acoplado a un supervisor y este puede forzar a que los procesos sean recurrentes. Es allí donde las Redes de Petri se acoplan perfectamente como el administrador del control supervisado.

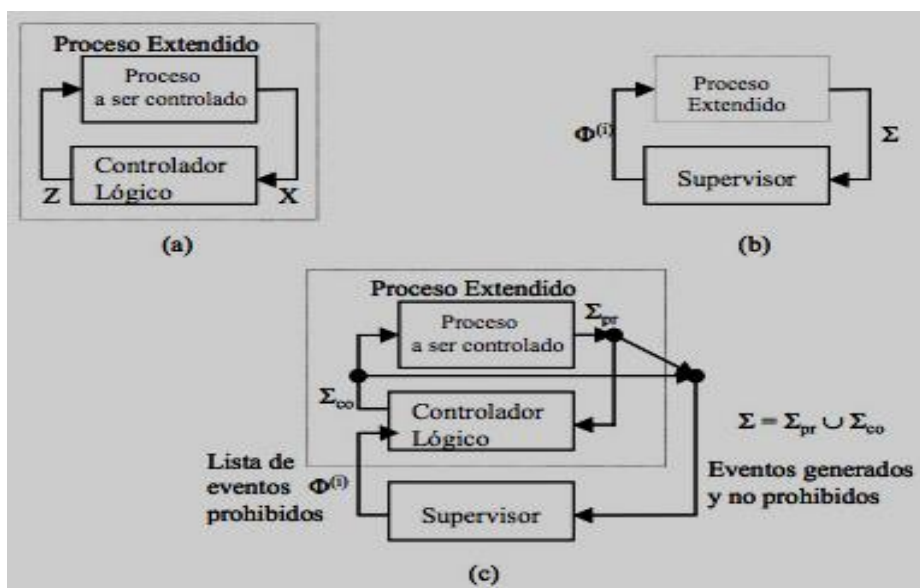


Figura No. 5. Control supervisado. (a) El proceso extendido. (b) El esquema del supervisor. (c) El esquema del control supervisado. (Perez S. A., 2002)

En la Figura No. 5, se observa cómo evoluciona los sistemas supervisados a modelos administrados por la teoría de Redes de Petri ya que establecen reglas lógicas programables y definir eventos restringidos por acciones.

Las Redes de Petri han penetrado los sistemas de control para el análisis de fallas, sistemas financieros, energía, sistemas de almacenamiento, sistemas autómatas; a través de sus diferentes formas como Redes de Petri temporizadas, híbridas, estocásticas, combinadas con otros métodos de control o coloreadas (Rodríguez Urrego, Garcia Moreno, & Morant Anglada, 2011) (Luo, Liu, & Zhou, 2018).

2.3.6. Modelo de control adaptativo utilizando sistema experto AAHPNES.

El sistema experto adaptativo autónomo de estructura jerárquica con redes de Petri (por sus siglas AAHPNES); está basado en modelos de juicios de expertos sobre las reglas IF-THEN soportado en lógica difusa. Este utiliza una red de Peri para las operaciones lógica-matemática basados en unos máximos y mínimos permitidos. Esto se puede modelar como que cada propuesta en la parte antecedente se observe como un lugar de entrada y cada propuesta de la consecuencia se modela como un lugar de salida, la transición vendría a ser el operador lógico (Zamani, Fereidunian, Sharifi K., & Lesani and C. Lucas, 2010).

El modelo AAHPNES se implementa dentro de la automatización de distribución de energía tipo SCADA, la cual ejecuta la función de reconfiguración del manejo de alimentación automática de servicios públicos (por sus siglas en ingles UMA-FRF). El sistema UMA-FRF después de un fallo, restaura la energía eléctrica automáticamente para los clientes afectados en los puntos de carga, reconfigurando la topología de la red para su distribución. El resultado de la simulación muestra un rendimiento en la toma de decisión del 94% asertiva en situaciones críticas cuyos expertos hubieran propuesto (Fereidunian, Zamani, Sharifi K, & Lesani, 2011).

2.3.7. Control predictivo basado en inteligencia artificial

Los métodos basados en datos se facilitan debido a la abundancia de la información generada a través de una variedad de fuentes tecnológicas modernas. Estas incluyen sensores avanzados, el Internet de las Cosas (IoT), la computación periférica, los gemelos

digitales y el análisis de Big Data. Esta vasta cantidad de datos se utiliza como insumo fundamental para optimizar el diseño por medio de diferentes métodos como: Teoría de Aprendizaje (Machine Learning [ML] y métodos de aprendizaje probabilístico), Búsqueda y Teoría de la Optimización (optimización de enjambres de partículas y algoritmos genéticos), Métodos Estadísticos y Algoritmos de Toma de Decisiones entre otras nuevas tendencias en control y el monitoreo en tiempo real de las Smart Grid y su uso de inteligencia artificial (IA). (Meydani et al., 2024)

Uno de los métodos más utilizados es la integración de control predictivo basado en modelos (MPC) con IA, que ha surgido de la necesidad de mejorar el rendimiento de MPC en tres áreas principales.

Primero, facilita un ajuste óptimo más sencillo de los factores de ponderación y el horizonte de predicción.

Segundo, contribuye a la reducción de la carga computacional, haciendo que los procesos sean más eficientes y menos demandantes en términos de recursos computacionales.

Tercero, mejora la estimación paramétrica, permitiendo una mayor precisión en los modelos predictivos.

En la Figura No. 6 se presentan dos clasificaciones generales de estas técnicas basadas en IA. La primera clasificación se basa en el tipo de IA utilizada, mientras que la segunda se centra en el propósito de la técnica. Considerando el tipo de método de IA involucrado, existen seis métodos principales: redes neuronales artificiales (ANN), lógica difusa, aprendizaje profundo, aprendizaje por refuerzo, aprendizaje emocional (Basado en una configuración simple, entrenamiento rápido, baja complejidad e independencia del modelo del sistema, basado en sistemas neuro-difusos para problemas de control en tiempo real), optimización de enjambre de partículas y lógica neuro-difusa. (Wadi et al., 2024)

Cada uno de estos métodos de IA ofrece ventajas específicas para el control y la optimización de sistemas energéticos. Por ejemplo, las redes neuronales artificiales (ANN) son particularmente efectivas para modelar relaciones complejas y no lineales dentro de los datos, mientras que la lógica difusa es útil para manejar la incertidumbre y la imprecisión inherente en muchos sistemas reales.

El aprendizaje profundo y el aprendizaje por refuerzo, por otro lado, se destacan por su capacidad para aprender y mejorar continuamente a partir de grandes cantidades de datos y experiencias acumuladas.

La optimización de enjambre de partículas y la lógica neuro-difusa combinan principios de inteligencia colectiva y sistemas adaptativos, ofreciendo soluciones innovadoras y eficientes para problemas complejos de optimización y control. Estas técnicas no solo mejoran el rendimiento de los sistemas de electrónica de potencia, sino que también abren nuevas posibilidades para su aplicación en una amplia gama de contextos industriales y tecnológicos.

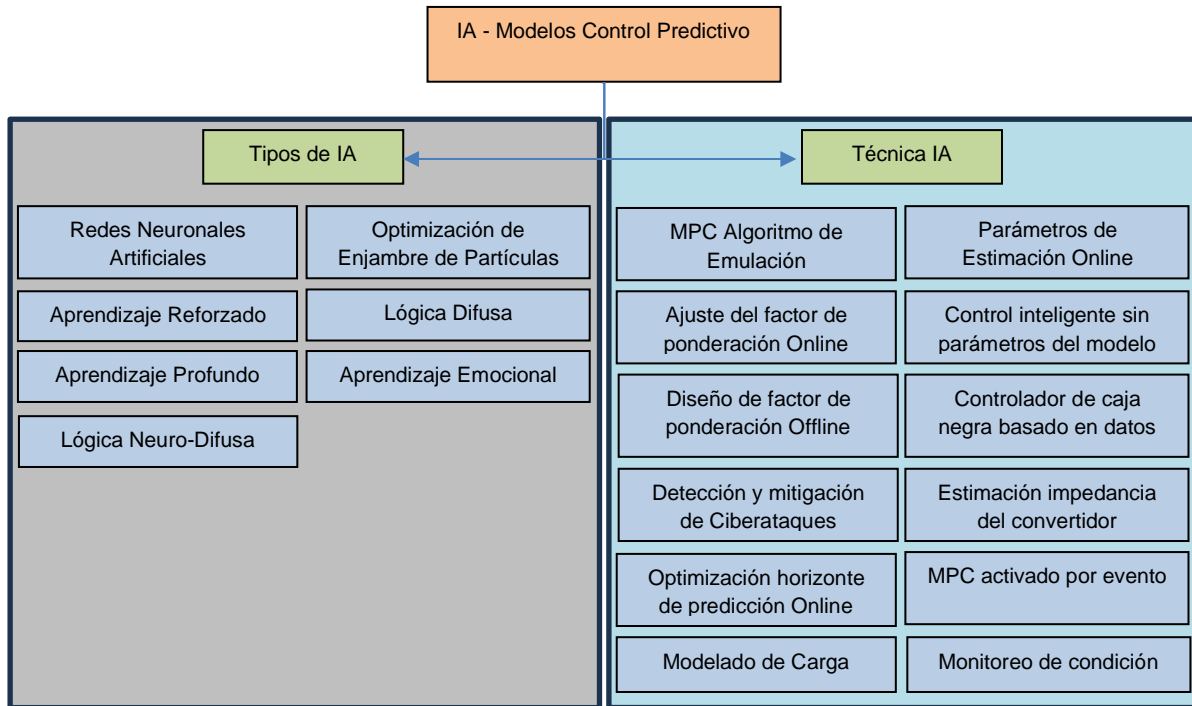


Figura No. 6. Clasificaciones amplias de métodos de control basados en AI-MPC

2.4. Integración de los Sistemas de Control

Las redes inteligentes (SG) basadas en el soporte de las empresas de servicios públicos con políticas de modernizar su infraestructura mediante el uso de la tecnología de la

información y la comunicación (TIC). Han integrado dispositivos de campo que toman datos en tiempo real, han desarrollado sistemas para la gestión de la información, se han incorporado tecnologías de comunicación, control y detección digital; que permite la coordinación de varios procesos eléctricos dentro de los sistemas SG. Las SG presentan una capacidad para monitorear o medir procesos, compartir datos entre dispositivos y sistemas, y procesar, analizar y ayudar a los operadores a acceder y aplicar los datos de las tecnologías digitales en toda la red. Además, ofrece una amplia gama de oportunidades techno económicas para los operadores de sistemas y los usuarios finales. (Alaguraj & Kathirvel, 2024)

Sin embargo, la integración de diferentes generaciones distribuidas (GD) principalmente por energías renovables, presenta diversas dificultades entre las que se destacan: las diferentes tecnologías y sistemas de control que se deben integrar con los diferentes sistemas, la predicción de la demanda, la monitorización de la cargas no estables, el aseguramiento de la ciberseguridad en el ámbito digital, la gestión de la demanda de los consumidores, la detección de robos de electricidad, la detección de fallos y su auto recuperación y la identificación de situaciones de islas, entre muchas otras. Y Además a lo anterior, enfrentar el volumen cada vez mayor de datos heterogéneos y de alta dimensión que producen diversas fuentes y tecnologías diversas en antigüedad que integran diferentes sistemas tradicionales (centrales térmicas, sistemas hidroeléctricos). Hacen que los métodos para analizar, controlar y tomar decisiones en los sistemas de potencia eléctrica (EPS) enfrenten dificultades, esto basado en gran medida en cálculos numéricos y procesos físicos. (Nozarian & Fereidunian, 2020)

Es así, que cada vez es más relevante y potencialmente más económico la implementación de métodos de sistemas de control para la gestión de integración de sistemas de generación de energía que incorporan sus propios subsistemas internos de información y control. En la Figura No. 7 se muestra una perspectiva de la integración de diferentes procesos que intervienen en la SG incluidos los sistemas de control, el análisis de datos, el mantenimiento proactivo, la protección de los datos y la privacidad, la simulación y el seguimiento en tiempo real, la optimización del uso y la gestión de la energía, el comercio de energía descentralizado, la mejora de la durabilidad de la red, etc. Por lo tanto, esta integración mejora la eficiencia, la confiabilidad y la seguridad del SG. La presente investigación propone un modelo que no solo controla, sino que también gestiona la integración de

diferentes enfoques, lo que facilita la administración de sistemas energéticos. Su principal fortaleza radica en la capacidad para representar, analizar, escalar y gestionar de manera eficiente la creciente complejidad de estos sistemas.

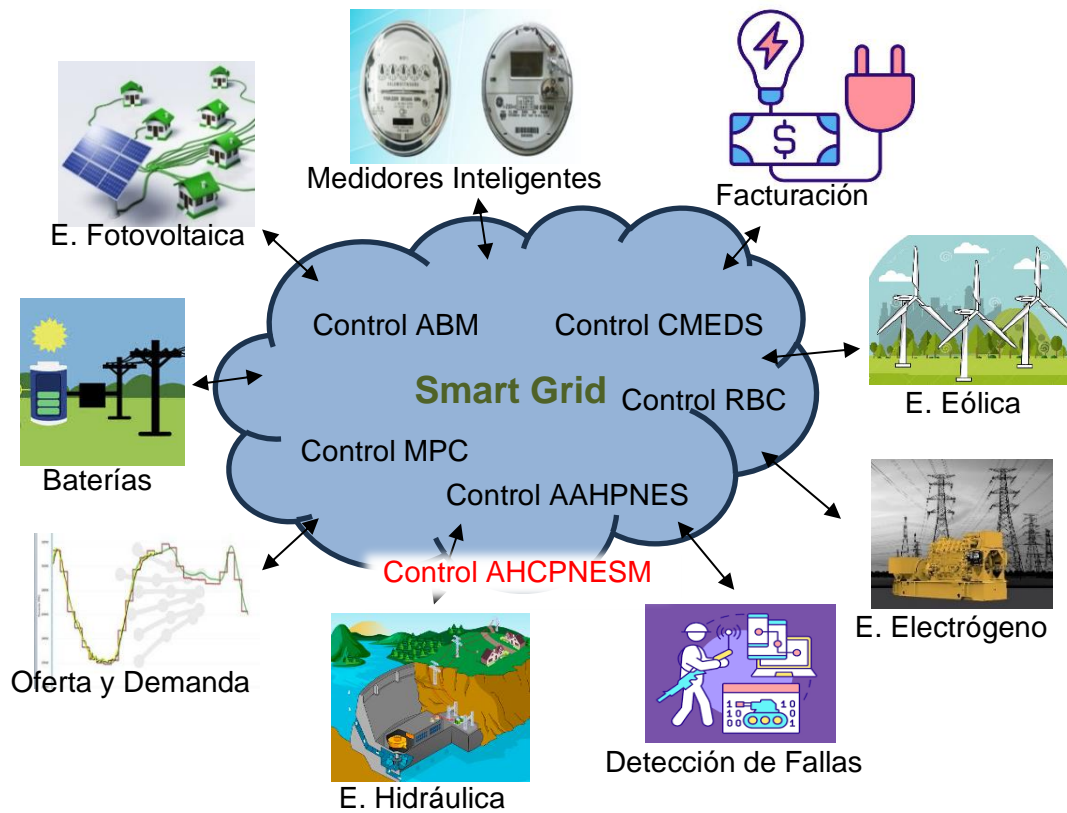


Figura No. 7. Integración de diferentes procesos que intervienen en la SG incluidos los sistemas de control

Los sistemas energéticos modernos, que integran energías renovables, almacenamiento de energía y generación distribuida, son extremadamente complejos. La investigación pretende que a través de las Redes de Petri Coloreadas jerárquicas con restricciones puedan modelar estos sistemas de forma más precisa porque permite representar diferentes tipos de recursos energéticos (como energía solar, eólica, baterías) dentro del mismo modelo, ayuda a descomponer el sistema en subcomponentes más pequeños y manejables, lo que facilita la modelación y el análisis de subsistemas (como microrredes, unidades de generación y almacenamiento). Como resultado el modelo presenta una mayor capacidad para modelar interacciones complejas, como la integración de múltiples fuentes

de energía con diferentes características temporales y geográficas. Permite analizar comportamientos concurrentes y eventos asincrónicos, lo que es crucial en la gestión de sistemas energéticos. Las energías renovables son intermitentes y los sistemas eléctricos necesitan balancear constantemente la oferta y la demanda, lo que genera una dinámica no lineal difícil de predecir. Admite analizar fallos en el sistema, sobrecargas o situaciones en las que se podrían producir apagones. Ayuda a prever bloqueos o cuellos de botella en la red debido a la alta penetración de energía renovable y para tener en cuenta los diferentes tipos de energía y su disponibilidad en tiempo real. En cuanto a la jerarquización de las redes eléctricas inteligentes o "smart grids" requieren un control que permita gestionar desde niveles altos (toda la red) hasta niveles bajos (microrredes, hogares, empresas). Las Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas y con Restricciones desarrolladas para este modelo son ideales ya que permiten descomponer un sistema grande en varios niveles de abstracción, facilitando la administración en cada uno de ellos. En el capítulo 4 se descompone el *"Modelo de Gestión con Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas Avanzadas para la Administración de Sistemas Energéticos (AHCPNESHM)"*

Capítulo 3. Redes de Petri como Herramienta para la Gestión en Sistemas de Generación Eléctrica

Las Redes de Petri son una potente herramienta matemática y Figura utilizada para modelar, analizar y gestionar sistemas complejos. A continuación, se presentan diferentes contextos de como interactúan con los sistemas de generación eléctrica.

- **Modelado de Sistemas de Generación Eléctrica**

Las Redes de Petri permiten representar de manera detallada y precisa los distintos componentes y procesos de un sistema de generación eléctrica, integrando diversas fuentes de generación como la térmica, eólica, solar, hidráulica, entre otras. Estas redes capturan las diferentes transiciones y conmutaciones del sistema, como el encendido y apagado de generadores, así como sus estados, incluyendo operativo, en mantenimiento y en falla. Además, facilitan la visualización de cómo los recursos energéticos se transforman y fluyen a través del sistema, proporcionando una comprensión integral de su funcionamiento dinámico.

- **Análisis de Comportamiento y Dinámica**

Las Redes de Petri permiten realizar análisis dinámicos y de comportamiento, como la simulación del funcionamiento del sistema bajo diversas condiciones operativas, incluyendo variaciones en la demanda y disponibilidad de recursos. Además, facilitan la identificación de posibles puntos de fallo y la evaluación de cómo estas fallas afectan al resto del sistema. También permiten evaluar diferentes estrategias de operación y mantenimiento para optimizar la eficiencia y la fiabilidad del sistema.

- **Gestión en Tiempo Real**

Pueden integrarse con sistemas de monitoreo y control en tiempo real, proporcionando una herramienta efectiva para la gestión operativa. Utilizan datos en tiempo real para actualizar el modelo y monitorear continuamente el estado del sistema. Además, permiten la implementación de algoritmos de control basados en el modelo de Redes de Petri para gestionar automáticamente la operación del sistema, respondiendo a cambios en la demanda, disponibilidad de recursos y condiciones operativas.

- **Jerarquización y Modularidad**

Las Redes de Petri Jerárquicas permiten descomponer sistemas complejos en submodelos más manejables, facilitando su análisis y gestión al representar diferentes niveles de detalle, desde una vista global del sistema hasta los componentes individuales. Además, permiten la creación de módulos independientes que pueden ser analizados y optimizados de forma aislada antes de integrarse en el modelo completo.

- **Evaluación de Estrategias y Políticas**

Estas también permiten probar y evaluar diferentes estrategias de operación y políticas de gestión antes de su implementación. Facilitan la evaluación de múltiples escenarios y políticas operativas para determinar las mejores prácticas, así como la identificación de los factores más críticos que afectan el desempeño del sistema y cómo los cambios en estos factores impactan los resultados.

3.1. Introducción a las Redes de Petri

La Red de Petri fue definida entre los años 1960 y 1970 por Carl Adam Petri, en sus estudios de automatismos utilizando sistemas informáticos; la Red de Petri se ha utilizado como una herramienta Figura y matemática que describe el comportamiento de un sistema dinámico en términos de transiciones entre estados. Las RdPs han sido desarrolladas, extendidas y aplicadas durante años por lo que varias clases de RdPs han sido definidas. Entre las principales se encuentran las Redes de Petri temporizadas (Berthomieu & Diaz, 1991), estocásticas (Florin et al., 1991), algebraicas (Kan & He, 1996), continuas e híbridas (Silva & Recalde, 2004) y difusas (Pedrycz, 1999), así como las Redes de Petri Coloreadas que se analizarán en el ítem 3.2 debido a su importancia para el modelo.

Se han desarrollado numerosas investigaciones que han fortalecido la teoría, aunque su futuro enfrenta las necesidades actuales de los sistemas informáticos basados en inteligencia artificial (Baquero Hernandez, Argota Vega, Rodriguez Valdes, & Ciudad Ricardo, 2016).

La historia de las Redes de Petri, para el presente trabajo, se realiza a partir del análisis de patentes. En la Figura No. 8 se observa el diagrama de Sankey, donde se agrupa en áreas generales de acuerdo a su utilidad; por ejemplo, en la línea de energía, se habla de patentes en control de fallos, pero enfocadas a energía o desarrollo de software de modelación, pero enfocado en energía y por último se evidenció patentes sobre modelos para agilizar el transporte y se ubicó en el área de transporte aunque sea desarrollo de software; así con cada uno de las áreas.

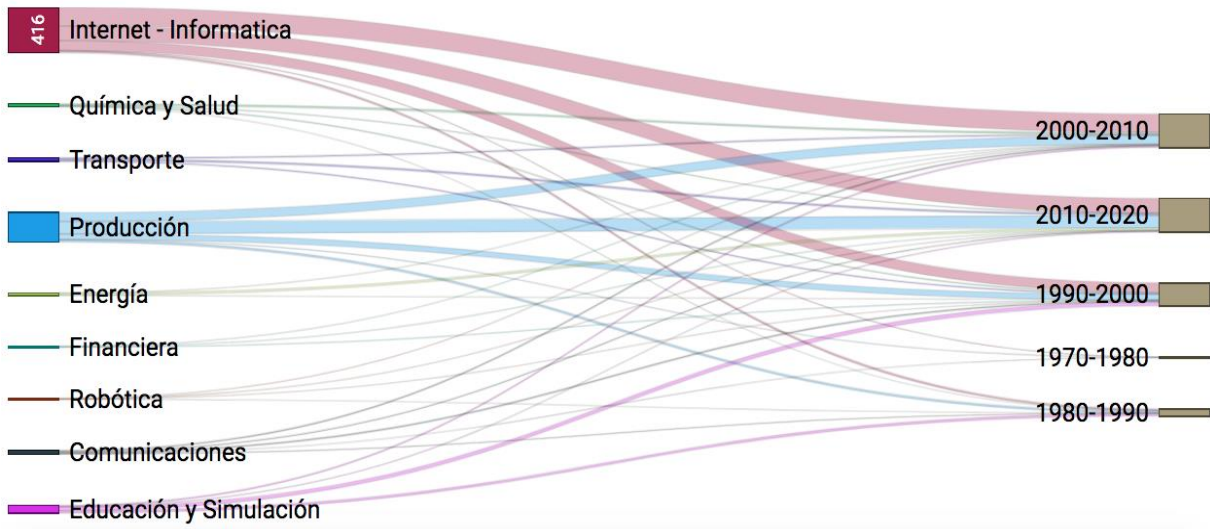


Figura No. 8. Patentes relacionadas con Redes de Petri.

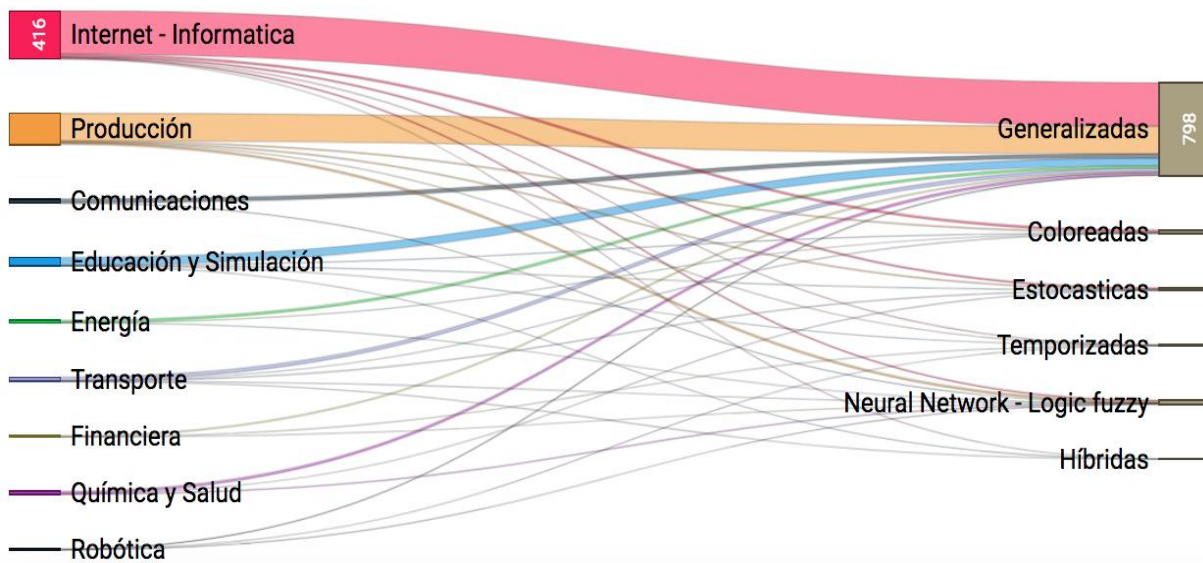


Figura No. 9. Redes de Petri y su clasificación en las Patentes.

En función de las Redes de Petri, la Figura No. 9 presenta las técnicas más usadas en función del área de trabajo, cabe notar que en las generalizadas se agruparon todas aquellas que no tenían clasificación.

Dentro de la línea de energía, en la Tabla 1 se resume las patentes asociadas con Redes de Petri asociadas a la energía.

TABLA 1. Patentes relacionadas con Redes de Petri y Sistemas Eléctricos

No. Patente	Fecha	Descripción
EP0704778A1	30/09/94	Método para la distribución de energía eléctrica utilizando redes de Petri difusas en sistemas de generación de energía eléctrica a partir de vapor.
CN102680817B	28/04/12	Método de diagnóstico de fallas en un transformador de potencia basado en redes de Petri difusas
CN103001328B	19/11/12	Método para el diagnóstico de fallas en subestaciones inteligentes utilizando Redes de Petri.

No. Patente	Fecha	Descripción
CN103020713A	19/11/12	Método inteligente para el diagnóstico de fallas en subestaciones que combinan topología y lógica con protección de relé.
CN103278328B	16/05/13	Método para diagnosticar fallas en un generador de turbina eólica basado en una red difusa de Petri.
CN103308824A	31/05/13	Método de diagnóstico de fallas en un sistema de energía basado en una red de Petri probabilística.
CN104182613B	25/07/14	Método de construcción del modelo de diagnóstico de fallas en una planta de energía eléctrica de un barco, basado en redes de Petri.
CN104268375B	10/09/14	Método de diagnóstico de fallas de la estación de energía eléctrica de un buque basado en la red de Petri.
CN105990834B	15/02/15	Diagnóstico de fallas y procedimiento de evaluación de la estación de almacenamiento de energía en baterías
CN105470932A	28/08/15	Método de simulación de protección en una línea de transmisión de potencia con redes de Petri orientada a objetos.
CN105548815A	14/01/16	Método de detección de fallas en la red eléctrica basado en redes de Petri con decodificación de máxima probabilidad.

No. Patente	Fecha	Descripción
AU2016100316A4	23/03/16	Modelo de un sistema para controlar la transmisión de energía.
US10103569B2	23/03/16	Modelo para controlar un sistema de transmisión de potencia.
CN105894213B	27/04/16	Método para un sistema de diagnóstico de fallas en la red eléctrica basado en múltiples agentes soportado en redes de Petri.
CN106443341B	29/09/16	Método para un sistema de red eléctrica inteligente para diagnosticar fallas.
CN106908132A	20/01/17	Método para detectar fallas en la celda de carga del medidor de tensión basado en una red Petri mejorada.
CN107729620A	20/09/17	software integrado para una Metodología de pronóstico del consumo de energía basada en Redes de Petri Coloreadas.
CN107656176B	9/11/17	Método de diagnóstico de fallas en la red eléctrica basado en una red de Petri Bayesiana.
CN107769202A	28/11/17	Método de evaluación de confiabilidad de la red de distribución basado en Fuzzy Petri Net.
CN110018390A	15/03/19	Método jerárquico de diagnóstico de fallas en una red eléctrica basado en redes de Petri difusas utilizando el método de peso variable integral.

No. Patente	Fecha	Descripción
CN109884473A	29/03/19	Sistema y método de revisión de energía eléctrica basado en redes de Petri.
CN110348114A	9/07/19	Método de reconocimiento de fallas no preciso de la reconstrucción de la información del estado de integridad de la red eléctrica basado en redes de Petri.
CN110470951A	18/08/19	Método de red de distribución de energía activa para diagnosticar fallas basado en información de PMU y red de Petri.
CN112328659A	03/11/20	Método de diagnóstico de fallas del sistema de paso hidráulico del generador de turbina eólica basado en datos difusos soportado en redes de Petri.
CN113162053A	18/03/21	Método y sistema de control de tensión de red de distribución eléctrica basado en transferencia de carga y regulación de almacenamiento de energía basado en redes de Petri híbridas.
CN114336957A	25/11/21	Sistema de control de auto reparación de la red eléctrica basado en múltiples agentes inteligentes, bajo el modelo de red de Petri como una opción en módulo de detección de fallos.
CN117134357A	01/08/23	Método de análisis y modelado de programación energética de microrredes basado en una red de Petri coloreada.

No. Patente	Fecha	Descripción
CN118676892A	21/05/24	Método de análisis y modelado de programación energética para sistemas de múltiples microrredes basado en redes de Petri coloreada.
CN118677366A	30/05/24	Método para diagnosticar fallas del sistema fotovoltaico basado en HCPN por medio de las redes de Petri coloreadas.

Las Redes de Petri (RdPs) se describen como una herramienta Figura para el diseño y análisis de sistemas discretos. Actualmente, también pueden analizar sistemas dinámicos de naturaleza continua e híbrida. Una RdP se representa como un grafo dirigido bipartito compuesto por lugares, transiciones y arcos. Estos elementos representan diferentes conceptos:

- **Lugares:** Representados mediante círculos, representan fases estables por las que atraviesa un sistema entre dos sucesos consecutivos.
- **Transiciones:** Representadas por segmentos de recta, están asociadas a eventos cuya activación o desactivación provoca cambios en el estado del sistema.
- **Arcos:** Representados mediante segmentos dirigidos de recta, permiten la unión alternante entre lugares y transiciones.

Este enfoque gráfico facilita la comprensión y el análisis de los comportamientos y dinámicas de los sistemas modelados. (Figura No. 10)

Definición: Una RdPs ordinaria se define como una cuádrupla

$$N = [P, T, Pre, Post]$$

Donde:

$P = [P_1, P_2, \dots, P_n]$ es un conjunto finito y no vacío de lugares.

$T = [T_1, T_2, \dots, T_m]$ es un conjunto finito y no vacío de transiciones.

$$P \cap T = \emptyset \rightarrow P \cup T \neq \emptyset$$

Pre: $P_x T \rightarrow [0,1]$ es un conjunto de lugares de entrada T.

Post: $T_x P \rightarrow [0,1]$ es un conjunto de lugares de salida T.

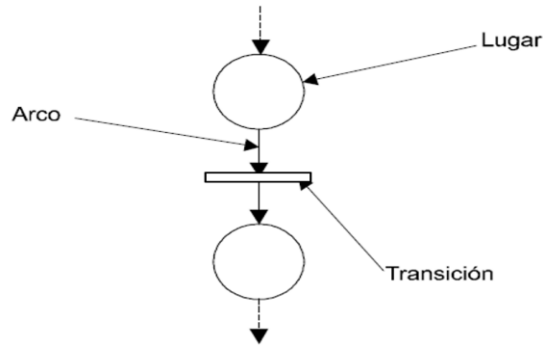


Figura No. 10. Lugar, transición y arco en una Red de Petri

El término "marcado" se refiere a un vector de marcas ubicadas en los lugares, las cuales indican el estado actual del proceso en el sistema. Una marca se representa por un punto en algún lugar del modelo, y el marcado de una red, M , se define como un vector columna de n marcas, es decir, $M = [M_1, M_2, \dots, M_n]$. La evolución de un estado corresponde a la evolución del marcado, provocada por el disparo de las transiciones. Una Red de Petri marcada es un par $N_m = [N, M_0]$, donde N es una Red de Petri ordinaria y M_0 es el marcado inicial. Para aclarar mejor estos conceptos, se utiliza la Red de Petri de la Figura No. 11.

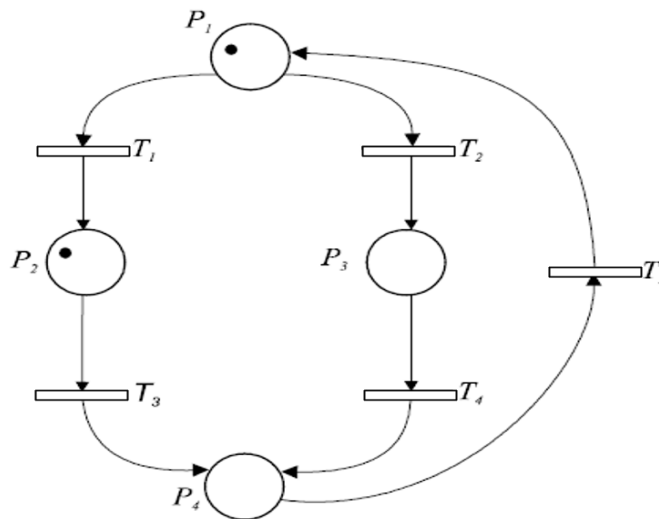


Figura No. 11. Red de Petri ordinaria marcada

En la Red de Petri (RdP) de la Figura No. 7 tenemos:

Lugares: $P = [P_1, P_2, P_3, P_4]$

Transiciones: $T = [T_1, T_2, T_3, T_4, T_5]$

Marcado inicial: $[1 \ 1 \ 0 \ 0]^t$

Una RdP se define por dos matrices; en este caso, $n = |P|$ (número de lugares) y $m = |T|$ (número de transiciones). Se denominan:

Matriz de incidencia previa $C^- = [C_{ij}^-]_{n \times m}$ en la que $C_{ij}^- = Pre[P_i, T_j]$

Matriz de incidencia posterior $C^+ = [C_{ij}^+]_{n \times m}$ en la que $C_{ij}^+ = Post[P_i, T_j]$

Matriz de incidencia (C): $C^+ - C^-$

Esto significa que, en las matrices de incidencia, las filas representan los lugares y las columnas representan las transiciones. Para el caso de la Figura No. 7, tenemos que:

$$C^- = Pre(P_i, T_j) = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}; C^+ = Post(T_i, P_j) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

Dado que N es una RdP, donde $T_j \in T$ y $P_i \in P$, se definen los siguientes conjuntos:

Conjunto de lugares de entrada a T_j : ${}^{\circ}T_j = [(P_i \in P) : Pre(P_i, T_j) > 0]$

Conjunto de lugares de salida de T_j : $T_j^{\circ} = [(P_i \in P) : Post(T_j, P_i) > 0]$

Conjunto de transiciones de entrada a P_i : ${}^{\circ}P_i = [(T_j \in T) : Post(T_j, P_i) > 0]$

Conjunto de transiciones de salida de P_i : $P_i^{\circ} = [(T_j \in T) : Pre(P_i, T_j) > 0]$

3.2. Redes de Petri Coloreadas Jerárquica con Restricciones

Para dar una definición completa de Las Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas con Restricciones, inicialmente se definirá la red de Petri coloreada (CPNs); estas son un lenguaje gráfico orientado y de propósito general, útil para especificar, diseñar y analizar sistemas concurrentes. Las CPNs se componen de lugares, transiciones, arcos y funciones (estas últimas de tipo textual). Los lugares pueden contener conjuntos de marcas de algún

tipo específico (color), que permiten identificar los procesos que concurren en una misma red. En este tipo de PN el marcado inicial determina la configuración inicial del estado de toda la red (Jensen, 1997). La definición de una *CPN* consiste en una séxtupla denotada como:

$$CPN = [P, T, Pre, Post, Mo, C]$$

Donde:

P, T, Pre, Post se definen igual que para un PN ordinaria, *Mo* representa el marcado inicial, el cual hace referencia a un vector de marcas ubicadas en el conjunto de lugares de la PN que indican el estado inicial o de reposo del sistema y C representa el conjunto de colores tal que:

$$C = [C_1, C_2, C_3, \dots, C_n]$$

Un vector de colores disparados es asociado con cada transición, lo que indica que cada uno de los colores definidos en un lugar, representa una diferente posibilidad de disparo. Cuando este tipo de redes de Petri coloreadas comienza a crecer en exceso y con complejidad en sus transiciones, se debe agrupar secciones de la red original en subredes. La entrada y salida a estas subredes se realiza desde una transición ubicada en la red original modificada, esto se conoce como anidamiento, página o capa. Pueden coexistir varios anidamientos de la red modificada y cada anidamiento tener su propio anidamiento interno. Lo anterior se realiza para simplificar y limitar el crecimiento. Cada nivel de anidamiento tiene un grado, el cual va de mayor importancia (nivel más externo) a menor importancia (nivel más interno). Lo anterior se denomina Red de Petri Coloreada Jerárquica (*CPNHs*). La definición consiste en una séptupla denotada como:

$$CPNHs = \langle S, P_s, T_s, Pre_s, Post_s, Mo_s, C_s \rangle$$

La definición es homologa a la CNPs; el elemento que ingresa es S donde es un conjunto finito de anidamientos de las redes y subredes, páginas o capas; y los vectores *Pres* y *Posts* pueden ser (in, out, i/o) de la red principal o anidadas y pueden compartir información hacia dentro o hacia afuera del anidamiento.

$$S = [S_1, S_2, S_3, \dots, S_n]$$

Hay de aclarar que todos los elementos tienen la característica de ser jerárquicos, aunque solo algunos utilizan esa característica de jerarquía, pero se denotan todos ya que cuando se ingresa a una subred, esta es de característica *CPNHs*. El elemento (S_n) que pertenece al vector S ($S_n \in S$) es la representación de la *CNP* que no tiene anidamientos internos (no jerárquica) ya que es la más interna que hay. Es de aclarar que todos los vectores del conjunto *CNP* cambian dependiendo del nivel de anidamiento que se encuentre. Las *CNP* se denominan conjuntos múltiples, ya que pueden aparecer conjuntos dentro de otros conjuntos y existir apariciones de un mismo elemento en diferentes conjuntos, pero dentro del mismo vector al que pertenece. En la mayoría de las redes *CNP*, se incluyen tres vectores (PNr_s , Tr_s , PVr_s), que restringen la entrada o salida del anidamiento o el traslado de la información. Los subconjuntos PNr_s y PVr_s son lugares de las restricciones y verificación de cumplimiento de las restricciones respectivamente. Estas funciones se asocian a los nodos de tipo transición, en donde estas funciones se pueden especificar de una lista de expresiones booleanas que cuando son verdaderas, habilitan la respectiva transición y viceversa. El subconjunto Tr_s son las transiciones donde se admiten las funciones de PNr_s y PVr_s . Las expresiones deben ser del tipo Cn, esto significa que cada evaluación de la expresión del arco debe arrojar un conjunto-múltiple definido sobre la colección de colores que está asociada al lugar respectivo. A lo anterior se conoce como una *CPNHs* con restricciones.

La definición de una *CPNHRs* consiste en una tupla denotada como:

$$CPNHRs = \langle S, P_s, T_s, Pre_s, Post_s, PNr_s, Tr_s, PVr_s, Mo_s, C_s \rangle$$

Para entender la lógica de una *CPNHRs* de manera sencilla, es necesario primero presentar una *CPN* asociada a un proceso industrial de un reactor químico. (Figura No. 12)

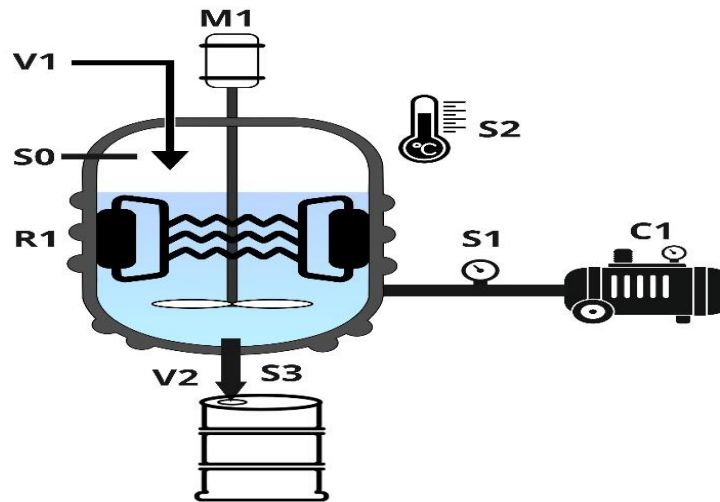


Figura No. 12. Proceso industrial. Fermentación de Químicos. Fuente Propia

El sistema industrial consta de un tanque fermentador con resistencias de calentamiento R1, dos válvulas (entrada (V1); salida (V2)), un agitador (M1), un compresor (C1) y cuatro sensores (Dos de nivel: S0 y S3, uno de presión S1, uno de temperatura S2). El procedimiento de funcionamiento es el siguiente: la válvula V1 se cierra al nivel indicado cuando se activa S0, en seguida se acciona el agitador M1 y se encienden las resistencias R1. Cuando el tanque llega a determinada temperatura registrada por el sensor S2, se acciona el apagado de las resistencias R1 y se enciende el compresor C1. Posteriormente, cuando el tanque llegue a una determinada presión se activa el sensor S1 y este envía una información para apagar todos los sistemas encendidos y abrir la válvula V2; iniciando el vaciado del reactor hasta que el sensor S3 es activo, cierre la V2 y reinicie el proceso.

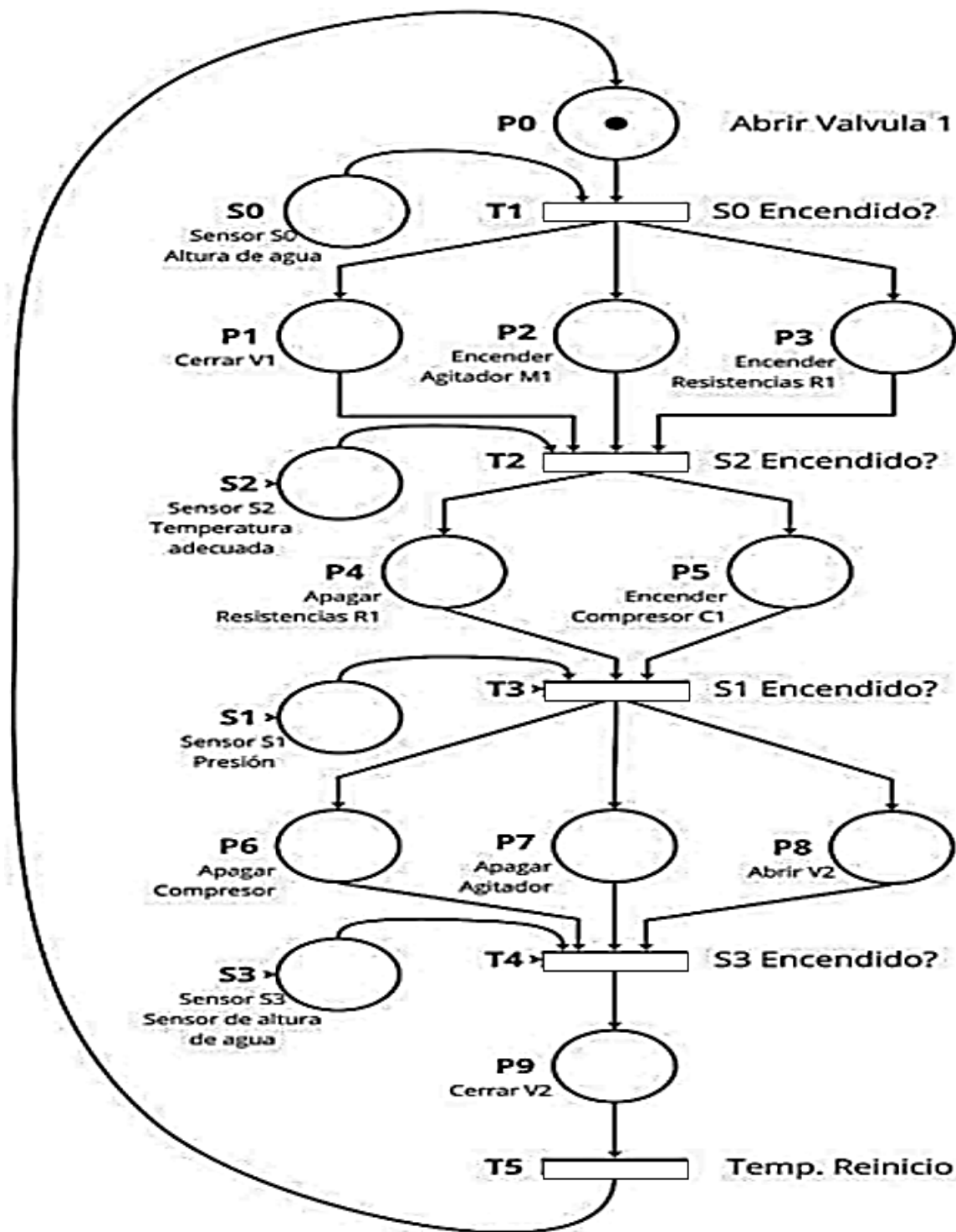


Figura No. 13. Modelo inicial de redes de Petri.

En la Figura No. 13, se muestra la representación en redes de Petri. donde cada lugar del sistema representa un estado del sistema en este caso P0 es la apertura de la válvula V1,

P1 es cerrar la válvula V1, P2 es encender agitador M1, P3 es encender resistencia R1, P4 es apagar la resistencia R1, P5 es encender el compresor C1, P6 es apagar el compresor C1, P7 es apagar el agitador M1, P8 es abrir la válvula V2 y P9 es cerrar la válvula V2.

El cambio de estado ocurre cuando alguno de los tanques activa o desactiva los respectivos sensores.

En la Figura No. 14, se ilustra el modelo de red de Petri coloreada, los lugares se mantienen para representar la evolución de RdP a Red de Petri Coloreada, donde:

- Av1 es la apertura de la válvula 1
- Cv1 es cerrar la válvula 1
- Em1 es encender M1
- Am1 es apagar M1
- Er1 es encender resistencia R1
- Ar1 es apagar resistencia R1
- Ec1 es encender compresor C1
- Ac1 es apagar compresor C1
- Av2 es la apertura de la válvula 2
- Cv2 es cerrar la válvula 2

Así mismo se denota la transición de un estado a otro para el sensor S0.

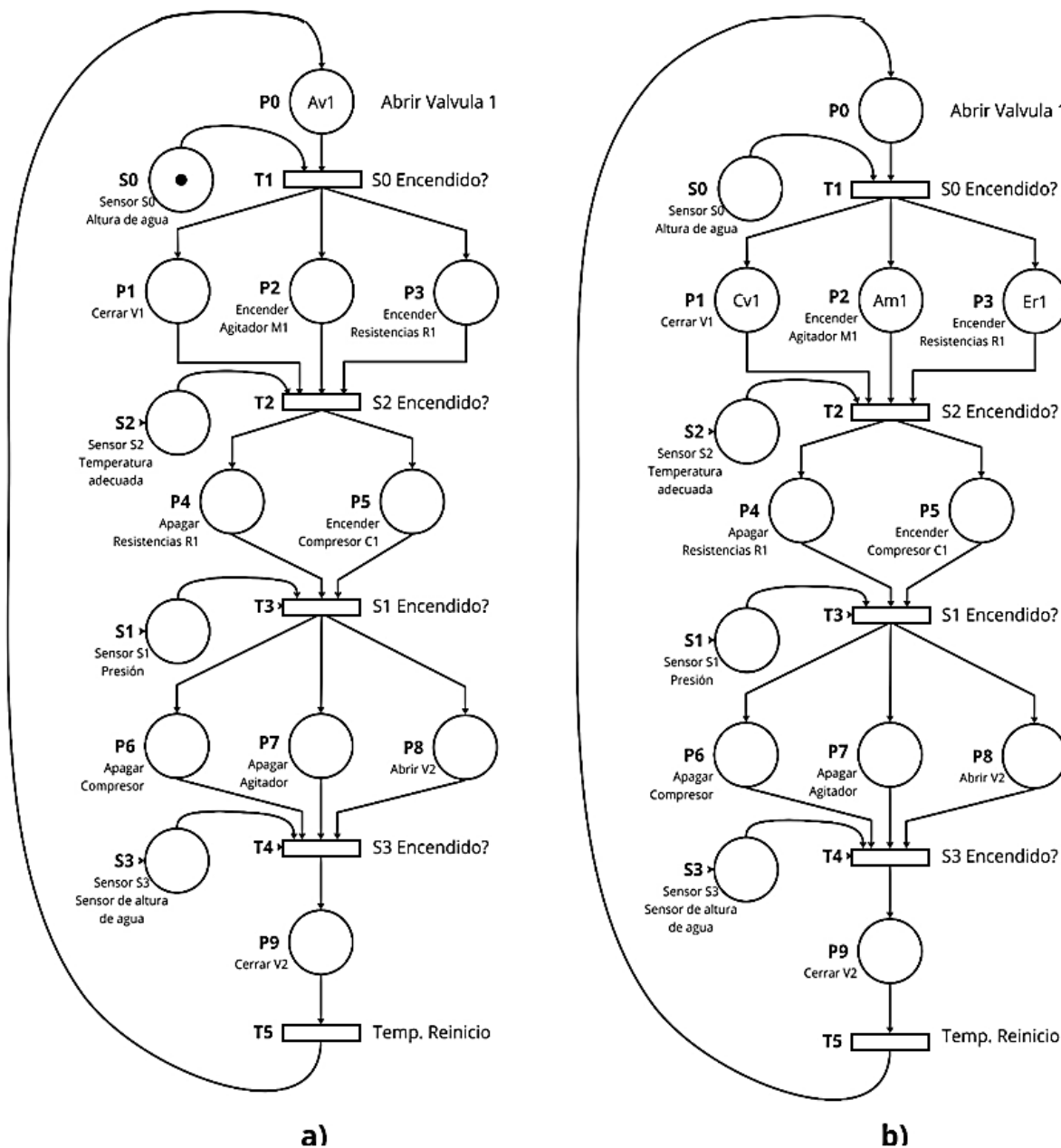


Figura No. 14. Modelo de Red de Petri coloreada, a) Estado sensor S0 y la apertura de la válvula 1, b) Evolución, abriendo la válvula 1

A continuación, se propone la reducción de los lugares P, como es un lugar coloreado se puede simplificar, esta simplificación se muestra en la Figura No. 15, donde además se muestra el disparo de T1, donde se ve la adaptación de los colores, adicionalmente se muestra en la Figura No. 16 el disparo de T2 y su evolución, demostrando la evolución del sistema con estos nuevos colores. También se observa la entrada a T1 se observa un cambio en los arcos lo cual definiremos como f_1 , la cual se define como $f_1(\langle Av1, S0 \rangle) =$

$\langle Cv1, Am1, Er1 \rangle$, de igual manera con la Figura No. 15 y Figura No. 16 definimos $f2$ para el disparo de T2, la cual se puede representar $f2(\langle Cv1, Am1, Er1, S2 \rangle) = \langle Ar1, Ec1 \rangle$, de forma similar podemos definir para las otras transiciones:

- $T3: f3(\langle Ar1, Ec1, S1 \rangle) = \langle Ac1, Am1, Av2 \rangle$
- $T4: f4(\langle Ac1, Am1, Av2, S3 \rangle) = \langle Cv2 \rangle$
- $T5: f5(\langle Cv2 \rangle) = \langle Av1 \rangle$

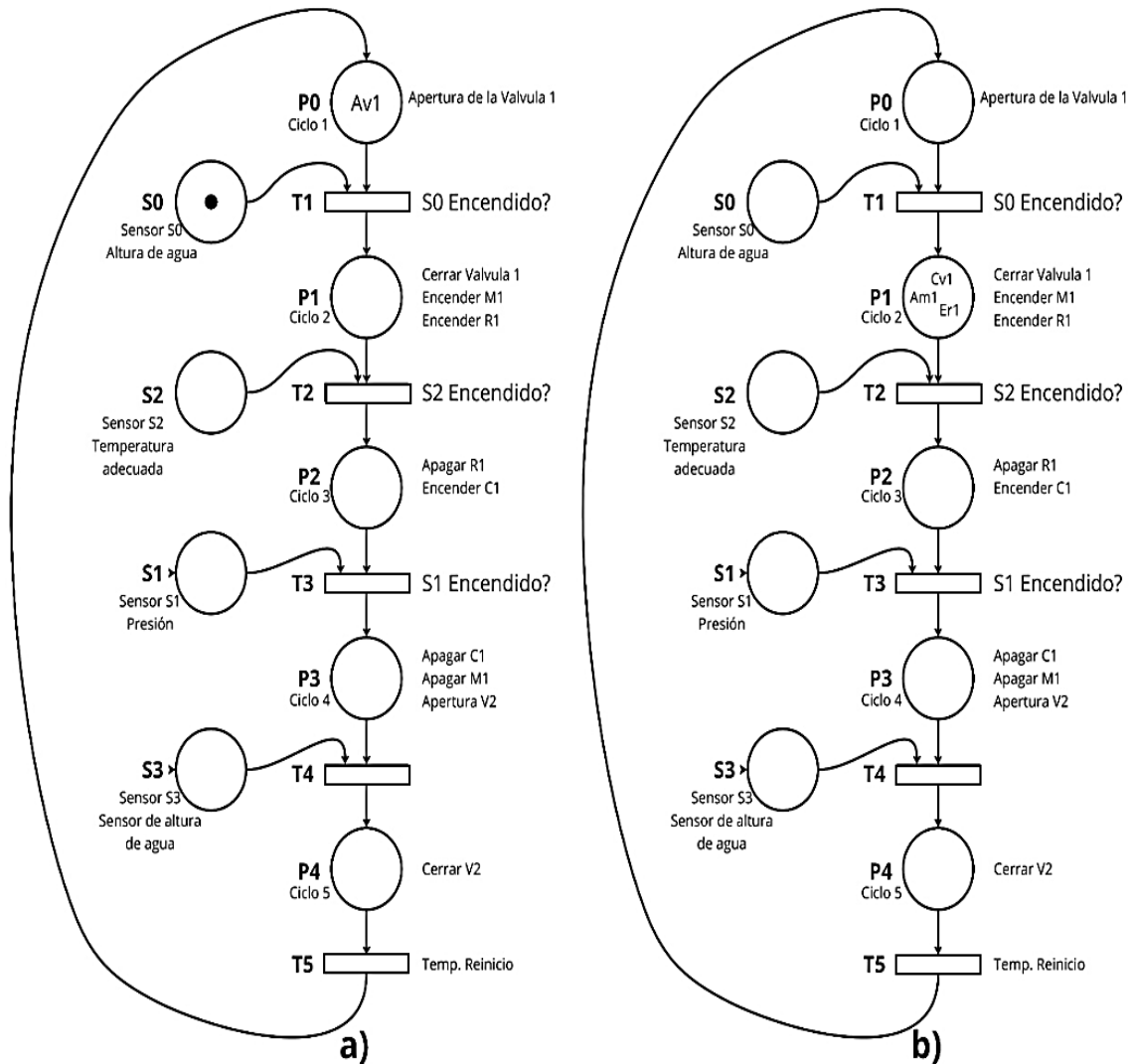


Figura No. 15. Modelo de Red de Petri coloreada reduciendo Lugares, a) Estado sensor S0 y la apertura de la válvula 1, b) Evolución, abriendo la válvula 1

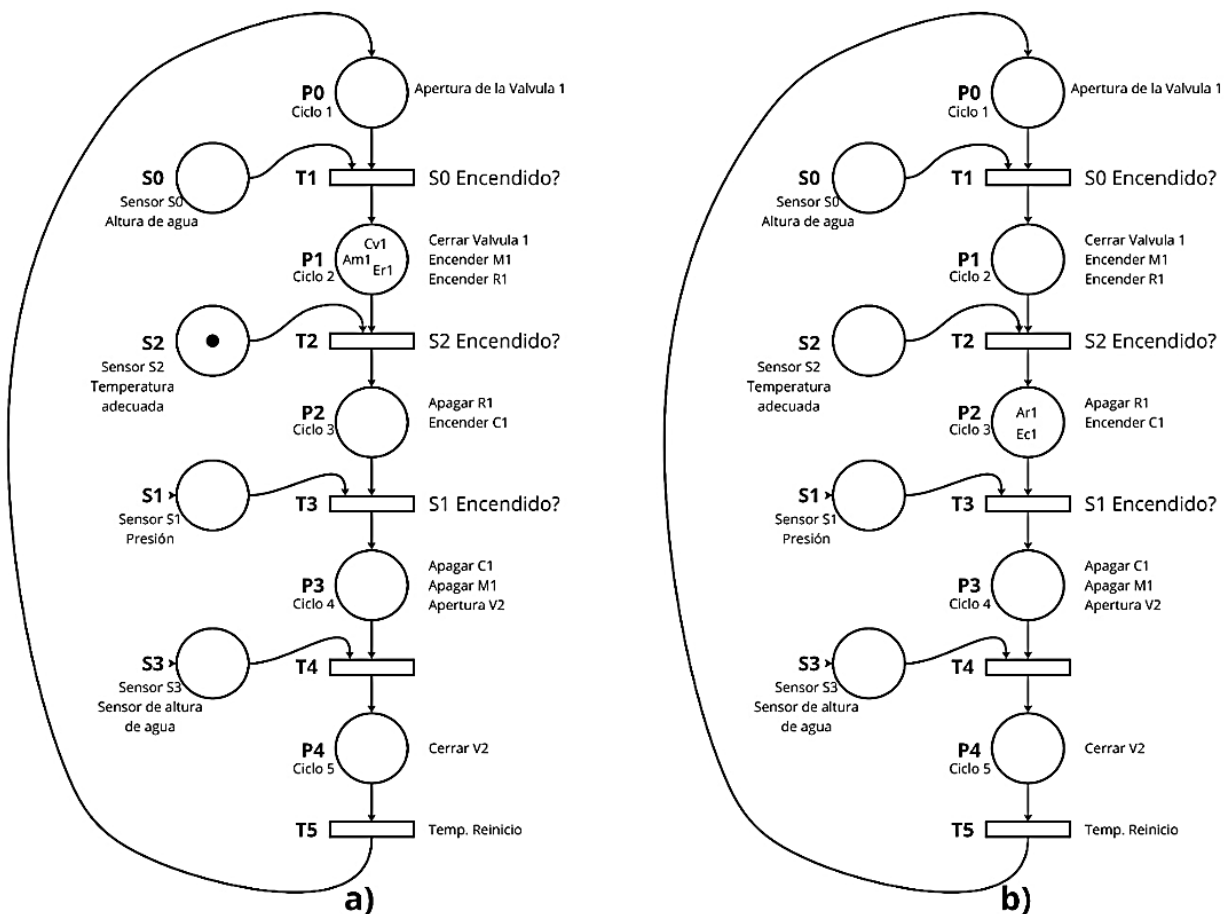


Figura No. 16. Modelo de Red de Petri coloreada reduciendo Lugares, a) Estado sensor S2 y la apertura del lugar P1, b) Evolución, abriendo P1

Para proceder a la última reducción se propone en base al sistema y las funciones anteriores la siguiente función general:

$$f = \begin{cases} f(\langle Av1, S0 \rangle) & = \langle Cv1, Am1, Er1 \rangle \\ f(\langle Cv1, Am1, Er1, S2 \rangle) & = \langle Ar1, Ec1 \rangle \\ f(\langle Ar1, Ec1, S1 \rangle) & = \langle Ac1, Am1, Av2 \rangle \\ f(\langle Ac1, Am1, Av2, S3 \rangle) & = \langle Cv2 \rangle \\ f(\langle Cv2 \rangle) & = \langle Av1 \rangle \end{cases}$$

Ahora para poder usar estas funciones y reducir correctamente es necesario contar el número de elementos y sensores, como se observa en la función anterior, solo se emplea un sensor al tiempo o ninguno, por otro lado, los elementos de control son 5 de forma que se propone el siguiente formato de color:

$$C = \langle Valvula1, Motor, Resistencias, Compresor, Valvula 2, Sensores \rangle$$

Donde:

$$Valvula1 = [Av1, Cv1]$$

$$Motor = [Em1, Am1]$$

$$Resistencias = [Er1, Ar1]$$

$$Compresor = [Ec1, Ac1]$$

$$Valvula1 = [Av2, Cv2]$$

$$Sensores = [S0, S1, S2, S3, SS]$$

Ahora reducimos la función f en base a C y resultan:

$$f = \begin{cases} f(\langle Av1, Am1, Ar1, Ac1, Cv2, S0 \rangle) & = \langle Cv1, Em1, Er1, Ac1, Cv2, S2 \rangle \\ f(\langle Cv1, Em1, Er1, Ac1, Cv2, S2 \rangle) & = \langle Cv1, Em1, Ar1, Ec1, Cv2, S1 \rangle \\ f(\langle Cv1, Em1, Ar1, Ec1, Cv2, S1 \rangle) & = \langle Cv1, Am1, Ar2, Ac1, Av2, S3 \rangle \\ f(\langle Cv1, Am1, Ar2, Ac1, Av2, S3 \rangle) & = \langle Cv1, Am1, Ar2, Ac1, Cv2, SN \rangle \\ f(\langle Cv1, Am1, Ar2, Ac1, Cv2, SN \rangle) & = \langle Av1, Am1, Ar1, Ac1, Cv2, S0 \rangle \end{cases}$$

De esta forma queda un ciclo continuo:

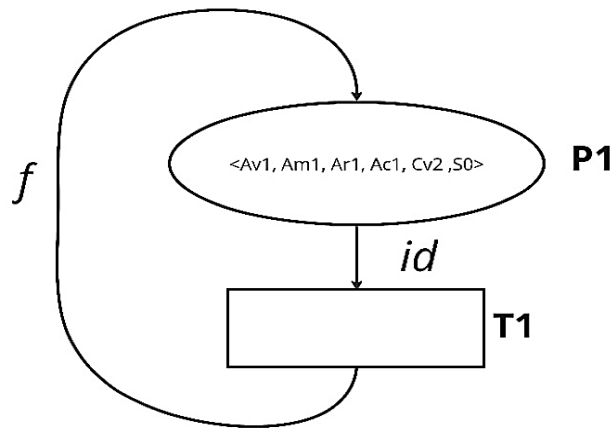


Figura No. 17. Modelo de CPN totalmente coloreado

En la Figura No. 17, se observa la reducción del sistema mediante la función f, sin embargo, como se puede observar esta reducción simplifica los diagramas, pero aumenta el nivel de conocimiento e interpretación del modelo, adicionalmente se observa “id” que representa una variable del set de color creado C.

Capitulo 4. Modelo de Gestión con Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas Avanzadas para la Administración de Sistemas Energéticos (AHCPNESHM)

Los modelos aplicados a las Smart Grid (SG) en relación con las energías, están enmarcados en su mayoría a la generación y la demanda de energía, la carga máxima, las tarifas de consumo de electricidad, a la carga en las horas pico, horas de menor actividad, el comportamiento de los usuarios, la optimización de la energía en la red y su mantenimiento entre muchas otras actividades supervisadas. Todo lo anterior, es un problema complejo que requiere soporte computacional para la generación del modelo del sistema. (Castellanos Contreras & Rodríguez Urrego, 2023)

Estos modelos se han diseñado principalmente en función de la gestión energética, la generación distribuida, balance energético entre la generación y la demanda. (Bordons et al., 2015) Para establecer las bases del modelo, la demanda se determina como una carga que varía hora a hora, con una tendencia de comportamiento en periodos hora a hora. Para propósitos de diseño las características de la demanda son un dato de entrada. En cuanto a las fuentes de generación (FG), se presenta la integración de diferentes fuentes que soportan la demanda con fiabilidad, lo suficientemente flexible para atender la potencia mínima demandada independientemente del comportamiento de la generación.

$$FG = \sum \langle PV, EO, BAT, ELTG, HID \rangle$$

Para desarrollar el diseño del sistema de distribución de energía eléctrica con generación distribuida se tiene en cuenta que las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCR) a utilizar son la Solar fotovoltaica (PV), Eólica (EO), Baterías (BAT), Grupo Electrónico (Moto-generadores con combustibles) (ELTG) y una fuente convencional de energía que es la Hidráulica (HID) (Figura No. 18). La generación por parte de las FNCR es de un tamaño que se puede decir constante y si la demanda supera la generación lo complementaria el sistema de generación hidráulica.

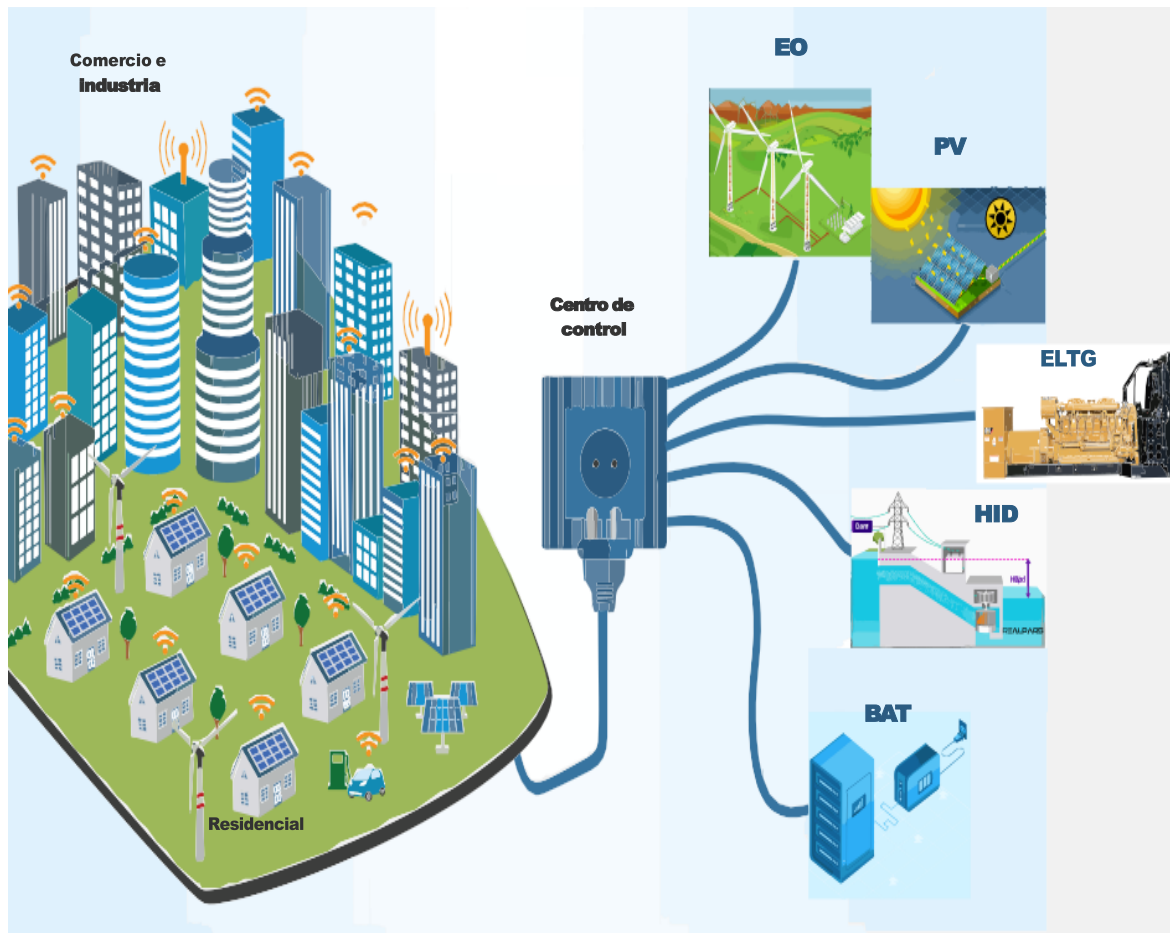


Figura No. 18. Integración de Fuentes de Energía Eléctrica.(Alamy, 2024)

El diseño contempla restricciones en cuanto a no sobrepasar el máximo de potencia generada por las FENCER, la descarga mínima de las baterías y su cumplir su ciclo de trabajo, no sobre revolucionar los elementos móviles y dar prioridades a fuentes de generación unas sobre otras, por ejemplo, según investigaciones en baterías lo más recomendable para tener una larga duración de estas es que cumplan con su ciclo de carga y descarga periódicamente según el fabricante. (Schubert et al., 2023)

En

la

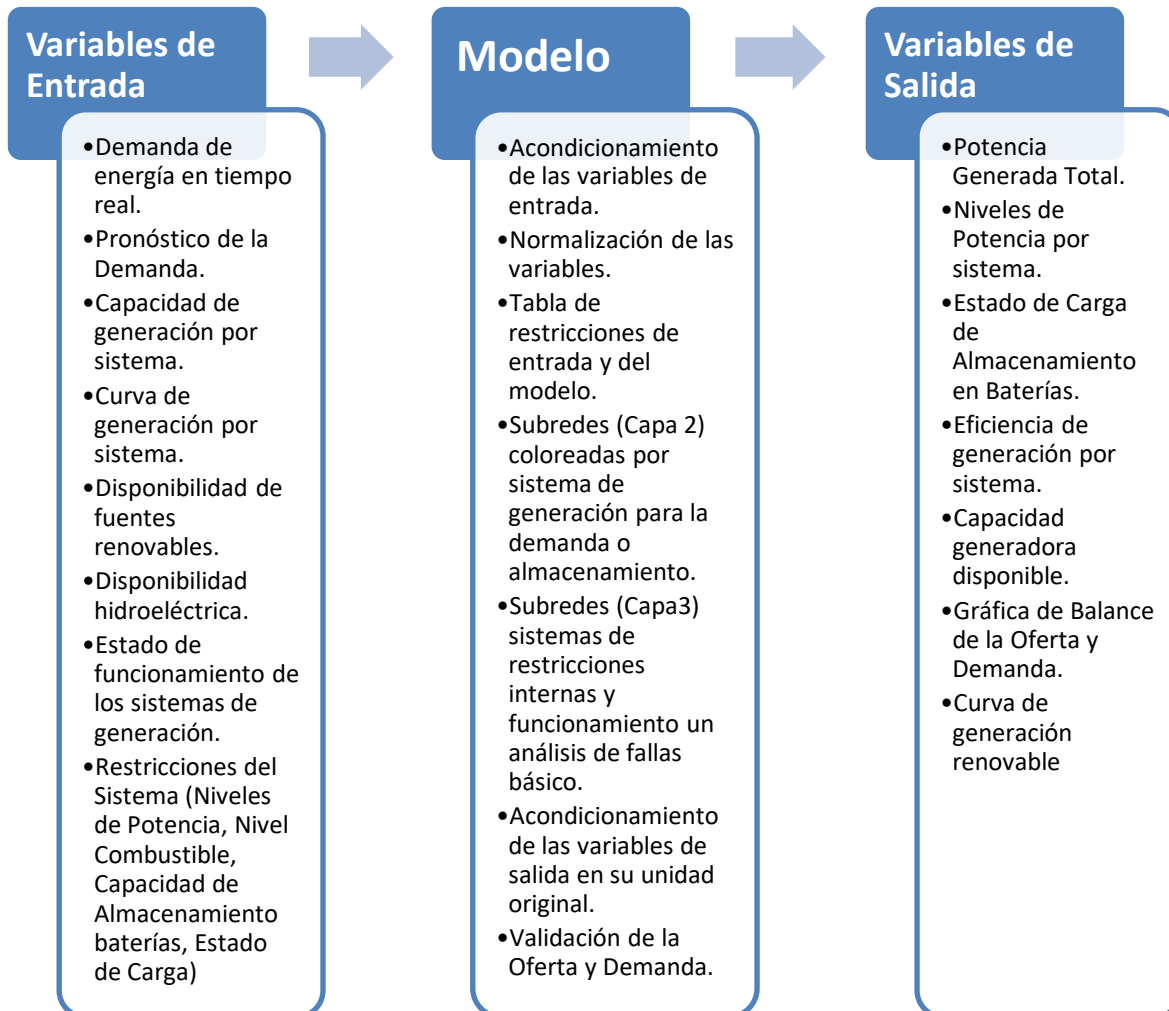


Figura No. 19 se observa un diagrama de las variables que pueden ingresar al modelo y las posibles respuestas en tiempo real. El diseño puede ser también fácilmente extendido para dar solución a variables de entrada como los costos de generación y precio de la energía; las emisiones de carbono y otras variables ambientales, rendimiento, pérdidas y confiabilidad del sistema, Interconexiones con otras redes y flujo de potencia; políticas regulatorias y objetivos de sostenibilidad cargas o plantas de generación. Y puede generar variables de salida como eficiencia operativa y pérdidas en la red, costo de generación y precio de la energía; emisiones de CO₂ y huella ambiental, reserva operativa, disponibilidad y rendimiento de las unidades generadoras; penetración y curva de generación renovable; estabilidad del sistema y eventos de sobrecarga. Entre muchas otras.

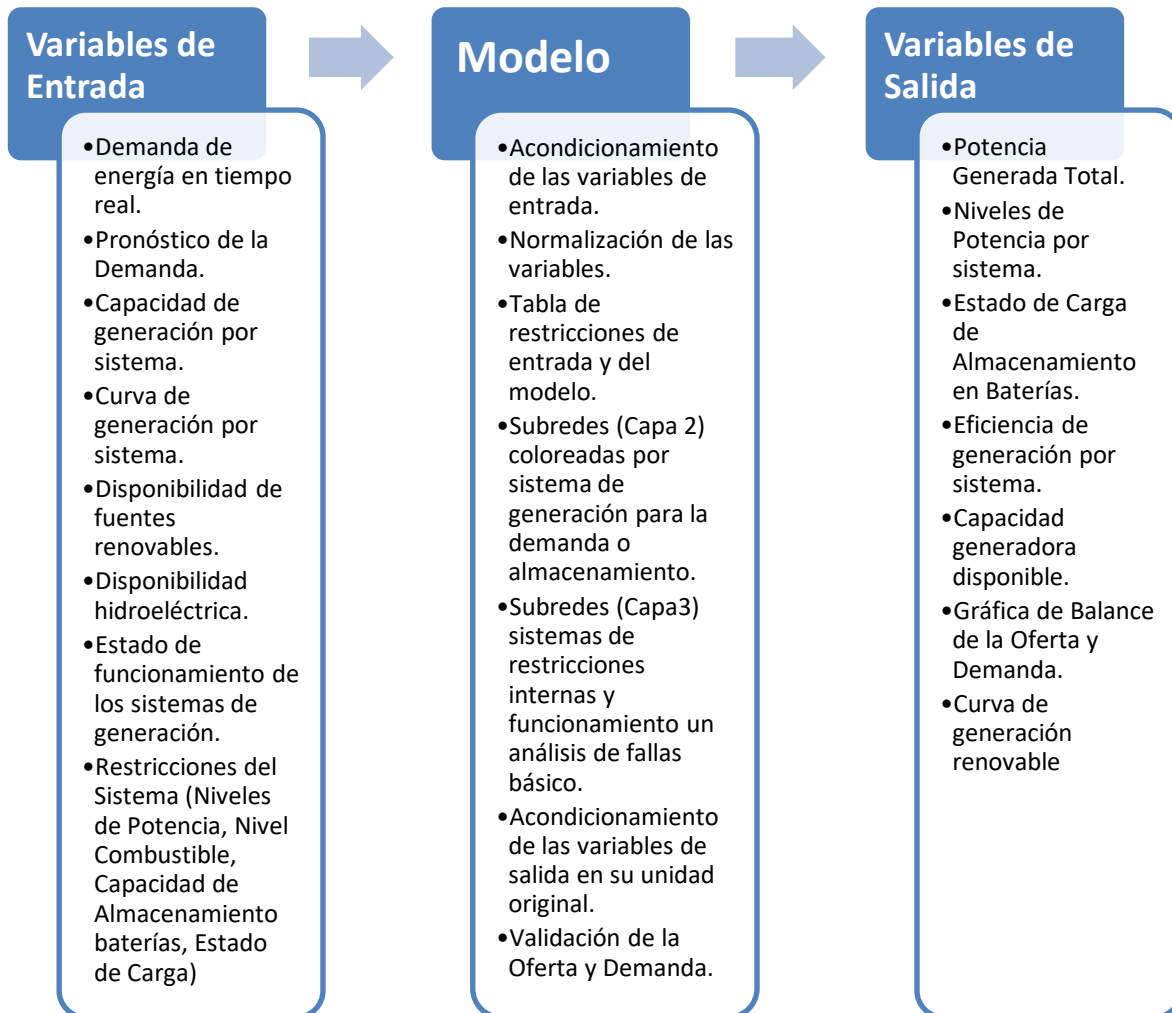


Figura No. 19. Diagrama de flujo de variables de entrada y salida del modelo

4.1. Formalización del Modelo Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas Avanzadas para la Gestión de Sistemas Energéticos (AHCPNESHM).

El objetivo de las Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas con Restricciones aplicadas a sistemas de generación de energía FENCER, es generar un modelo de comportamiento

dinámico a sistemas complejos, de manera que una estructura base sea común para varios subprocesos que se puedan clasificar como eventos discretos.

Estos eventos discretos son asociados a un nodo transición y cada actividad se asociará a un nodo lugar de la red. Así, una transición disparada provoca un cambio en las variables de estado del sistema, y cada lugar de la red encapsula lo que sucede entre dos eventos. De acuerdo con lo anterior, el estado de los sistemas de generación estará determinado por todas las marcas distribuidas en los nodos lugares.

Esto significa que cada evento jerarquizado del sistema, conceptualizado como la finalización de una actividad y principio de otra, se representará como un nodo transición de la AHCPNESH.

Las actividades del sistema, vistas como la generación de energía por cada una de las fuentes, se pueden plantear como subredes de una gran red llamada Generación-Demanda y cada una de ellas se puede interpretar secuencial, se representarán como nodos lugar. En la Figura No. 20, se observa un diagrama de flujo donde se muestra el proceso general del modelo.

En donde los cuadros de color gris oscuro son la columna vertebral de la red principal y cada uno de ellos poseen subredes del tipo AHCPNESH. Los colores denotan que tienen la misma estructura de programación, pero lo diferencia son el conjunto de restricciones.

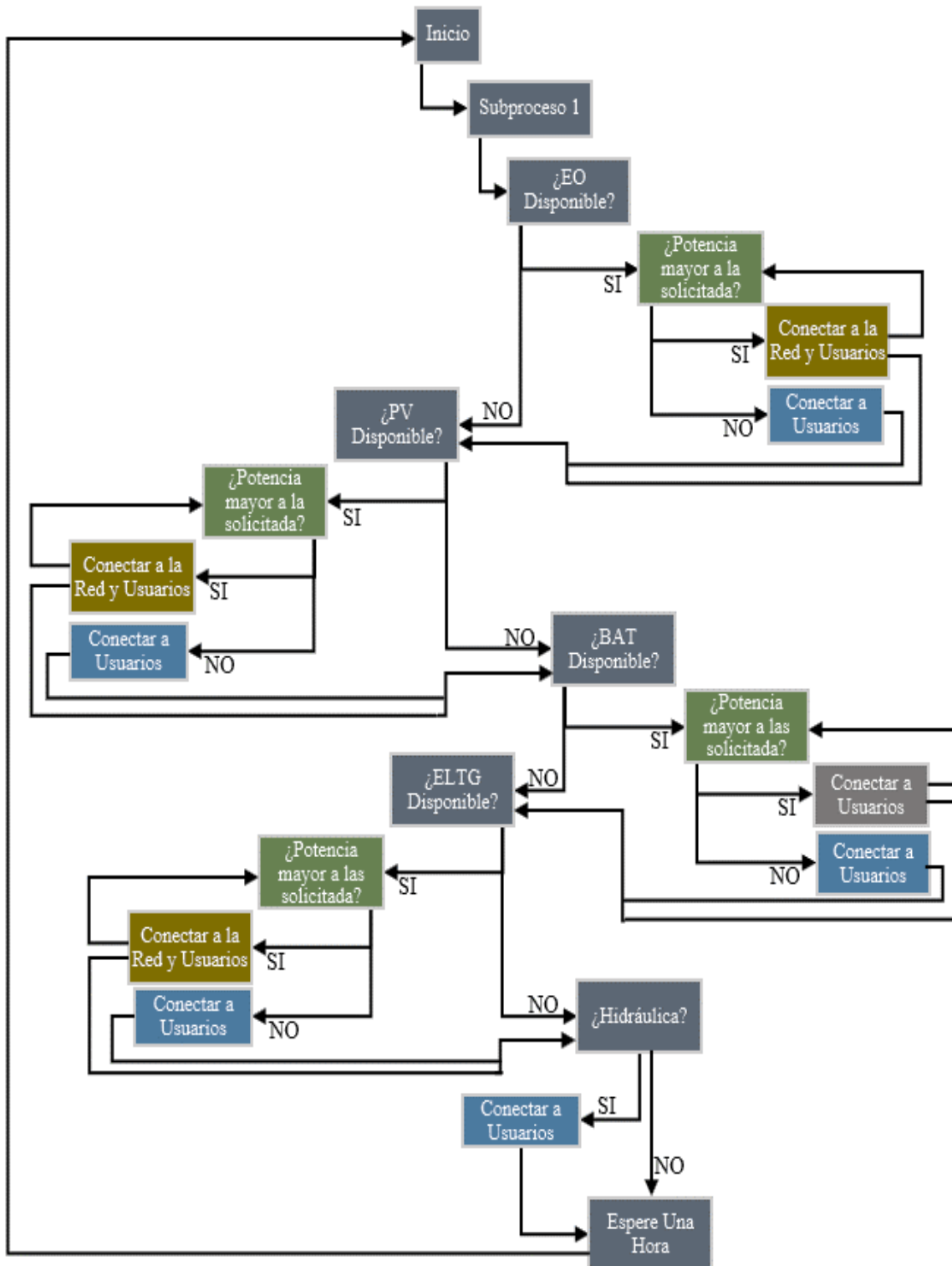


Figura No. 20. Diagrama de flujo de la red general (Capa 1) AHCPNESH. Fuente propia

La idea es representar mediante cada uno de los colores o identificadores de marca, los servicios o requerimientos técnicos asociados a cada sistema de generación de energía FNCR y la generación de energía hidráulica a seleccionar. La *AHCPNESHM* se denota así:

$$AHCPNESHM = [S, P_s, T_s, Pre_s, Post_s, M_0, C_s, PN_{r_s}, Tr_s, PV_{r_s}] \quad (4.1)$$

Donde S es conjunto de Redes o Subredes y los subíndices de cada conjunto está asociada a S , P es un conjunto de lugares, T es un conjunto de transiciones, Pre y $Post$ son las funciones de entrada y salida, un argumento adicional para estas funciones el cual es el color C_k de disparo de la transición T_j . Así $Pre(P_i, T_j / C_k)$ y $Post(P_i, T_j / C_k)$ correspondiendo en el caso general a la combinación lineal de las marcas coloreadas relacionadas al lugar P_i , M_0 es el marcado inicial.

Para la identificación de la red *AHCPNESHM* se establece el conjunto de colores C que este asignado a diferentes identificadores. $C = N \cup FG \cup R$. Donde N , es el subconjunto de marcas que representan el comportamiento normal del sistema asociado a cada subred.

$FG = [FG_1, FG_2, FG_3, \dots, FG_n]$ representa el conjunto de posibles marcas asociadas a los generadores.

$R = \{R_1, R_2, R_3, R_4, \dots, R_m\}$ representa el conjunto de posibles restricciones asociadas al sistema general como al proceso particular.

$PN_r \subset P$ si hay una o más restricciones en el lugar requerido $PN_{r_i} \in P$. Allí se agrupa el conjunto de restricciones, establecidas en una base de datos.

$Tr \subset T$ es el conjunto de las transiciones donde se admiten las funciones de PN_{r_s} y PV_{r_s} .

$PV_r \subset P$ es el lugar de verificación de restricciones. Este lugar se considera de vital importancia dentro de la red o subredes ya que se maneja el cumplimiento de las restricciones las cuales para el ejemplo son solo técnicas, pero pueden ser cualquier tipo (económicas, sociales, medio ambiente, etc.). Adicionalmente, si no se encuentra ninguna verificación se tomará como habilitada.

4.2. Aplicación del modelo Redes de Petri coloreadas jerárquicas avanzadas para la gestión de sistemas energéticos (AHCPNESH).

Desde el inicio del modelo es necesario tener claro las restricciones y prioridades que se tendrán en cuenta en este modelo o futuros modelos escalables. Es de aclarar que para este modelo se acoto a un número de restricciones limitados ya que la cantidad de restricciones depende de las características que se deseen implementar en el modelo; solo se tiene en cuenta las restricciones de carácter técnico. En ciertas investigaciones se determinó que el cumplimiento de las restricciones se puede considerar como detección de fallos propia del sistema. La idea principal es que sobre sistemas concurrentes se anide todos los procesos de restricciones y prioridades para detectar o reconocer y dar su acción utilizando transiciones y lugares específicos. (Caquimbo-Medina & Rodríguez-Urrego, 2018)(Jensen et al., 2007)

Las restricciones para el presente ejercicio se clasifican en restricciones generales (Tabla 2) que son las condiciones del sistema definido por el modelo, la máxima capacidad de generadores permitidos por el sistema, variables ambientales que afectan a todos los sistemas, el tipo de carga por parte de la demanda y variables financieras que para el presente ejercicio no se van a tratar, entre otras. En la Tabla 3. Se relacionan las restricciones particulares por cada tecnología.

TABLA 2. Restricciones Generales del Modelo AHCPNESH

Descripción
<p>La integración y estabilidad de la red están soportados sobre diferentes parámetros; por ejemplo, la demanda, la carga, la frecuencia, equilibrio y balanceo y el tiempo de reacción para el suministro de energía. Este último, a través de la generación Hidráulica pretende darle un soporte permitiendo que siempre aporte un mínimo el 10 % sobre la generación total. (Gauli et al., 2023) Al mantener una generación mínima, puede soportar las fluctuaciones de las FENCER. El sistema hidráulico es la base para soportar la demanda en el modelo.</p>

El grado de importancia en el modelo es responder ante la demanda y al mismo tiempo mantener estable los ciclos de carga y descarga del sistema de generación con baterías y así mantener la vida útil de las mismas. (Schubert et al., 2023) En segundo grado de importancia es consumir en lo posible toda la energía producida por las FENCER.

Tabla 3. Restricciones Particulares del Modelo AHCPNESHM

SISTEMA FOTOVOLTAICO (PV)		
Variable	Nombre	Descripción
$\eta = \frac{P}{G * A} * 100\%$	Eficiencia o Rendimiento	Se define como el cociente entre la potencia eléctrica nominal del módulo que se entrega a la carga (P) y la Irradiancia nominal incidente (G) por el área (A). Esta variable restringe si se puede inyectar energía simultáneamente al sistema de carga de baterías y/o a la Demanda.
PV MAX = IM * VM	Punto de máxima potencia	Es un punto de funcionamiento para el cual la potencia entregada es máxima. El punto de máxima potencia del panel se mide en Vatios (W) o Vatios pico (WP). Esta variable da prioridad al uso de este sistema sobre los demás y se trabaja entre el 10 % al 90 % de PVMAX.
HSP	Horas solar pico	Son las horas de irradiación diarias (o horas de luz) que inciden sobre el sistema haya o no haya sol y cuyo valor puede variar entre 3 a 10 horas diarias dependiendo del lugar geográfico y la época del año. Esta variable restringe el uso de este sistema de generación.
I	Irradiación	Es la magnitud que describe la potencia que incide sobre una superficie por unidad de área. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m ²). La irradiancia se especifica por cada punto de una superficie y, en muchos casos, varía de un punto a otro. Para análisis teóricos se toma la irradiancia hipotética de 1000

		W/m2. Esta variable restringe el uso de este sistema de generación.
SISTEMA EÓLICO (EO)		
Variable	Nombre	Descripción
$P_w = \frac{1}{2} \rho_w * A * V^3$	Velocidad del Viento	La potencia del viento PW puede deducirse a partir de la energía cinética de una masa de aire con densidad ρ_w y velocidad V. En efecto, la energía cinética por unidad de volumen es $EC = \frac{1}{2} * \rho_w * V^2$. Esta restricción está asociada a la velocidad del viento V.
$PEOMAX = IM \cdot VM$	Punto de máxima potencia	Es un punto de funcionamiento para el cual la potencia entregada es máxima. El punto de máxima potencia del generador eólico se mide en Vatios (W). Esta variable da prioridad al uso de este sistema sobre los demás y se trabaja entre el 10 % al 90 % de PEOMAX. Lo anterior es para evitar la sobre revolución del generador.
SISTEMA BATERÍAS (BAT)		
Variable	Nombre	Descripción
EC	Estado de Carga	Esta variable mide el estado de carga de las baterías y tiene la restricción de salir del estado de carga y no entregar su potencia hasta que se supere el 95 % de la carga máxima nominal, evitando la sobrecarga.
ED	Estado de Descarga	Esta variable mide el estado de descarga de las baterías y tiene la restricción de que entre el sistema de carga y entregue energía hasta cuando el nivel esté en un mínimo del 40 % de la carga máxima nominal, evitando las descargas profundas.

MC	Ciclo C-D	Tiempos de carga y descarga controlados para que las baterías prolonguen la vida útil. La restricción consiste en cumplir con los tiempos y mantener una potencia de carga. Todas las características descritas tienen concordancia con las tendencias relativas a realizar un mejor aprovechamiento energético posibilitando mejores condiciones de respaldo, calidad de la energía, continuidad del servicio, e incluso regulación y gestión de la demanda.
SISTEMA ELECTRÓGENO (ELTG)		
Variable	Nombre	Descripción
NC	Nivel de Combustible	Esta variable restringe el uso de este sistema. El nivel mínimo es el 10 % del nivel máximo.
H-OFF-ON	Horas OFF-ON	Horas de apagado y encendido de la planta. Esta variable controla el buen funcionamiento de la planta ya que la salida de potencia entre dos periodos consecutivos puede restringir el correcto funcionamiento debido a sus limitaciones físicas. Se establecen tiempos de funcionamiento tanto apagado como prendidos constantes, pero no iguales, ¡siempre y cuando no estén solicitando su servicio por baja potencia de las demás; en tal caso, funcionaría en régimen nominal.

Para generar los datos de entrada del comportamiento de las variables de restricción fue necesario generar aleatoriamente valores de entrada de los sensores y tiempos de trabajo de los sistemas.

Para ello son utilizadas distribuciones estadísticas las que son capaces de generar muestras aleatorias utilizando los números pseudoaleatorios con los parámetros correspondientes a cada distribución.

Para un mejor y fácil entendimiento de la simulación, la distribución utilizada para generar las muestras aleatorias en este modelo fue la distribución normal, debido a que el programa

CNP Tools incorpora esta distribución entre sus herramientas y solo necesita que se ingrese la media y la varianza del comportamiento de los sistemas. (Jensen & Kristensen, 2009).

4.2.1. Características del modelo (*AHCPNESHM*).

El proceso de integración de sistemas de generación de energía en una Smart Grid que pretende el modelo *AHCPNESHM*, es el siguiente: Inicialmente se debe establecer la máxima capacidad por cada una de las fuentes de generación en este caso; fotovoltaico, Eólico, Carga de Baterías y los niveles de combustible para el grupo electrógeno.

La fuente de generación hidráulica siempre será el respaldo y tendrá una base del 10% constante, debido a que la transición entre las fuentes de generación no quede en vacío. (Lima et al., 2024) Basado en el comportamiento de las fuentes de generación, lo primero que se debe establecer es el comportamiento del sistema de baterías y así determinar el ciclo regular de carga y descarga. Ya que, si no se usan durante un tiempo prolongado, pueden experimentar pérdida de capacidad debido al auto descarga. Un ciclo regular de carga y descarga puede mantener la batería activa y en condiciones óptimas. (Yoo et al., 2013)

En segundo lugar, la fuente de generación fotovoltaica es la menos predecible y depende completamente de la luz solar. Además, la integración con la red eléctrica puede ser complicada debido a la naturaleza intermitente; por ende, su generación estará en función inicialmente en la carga de las baterías y el suministro de energía a la demanda en pico de potencia de los paneles. Hay que tener presente no suministrar energía cuando baje del mínimo preestablecido. (Lu et al., 2020)

La generación eólica en tercer lugar es más estable, aunque depende de las condiciones del viento, es una energía prometedora pero toda vía no se puede considerar energía principal que soporte la Smart Grid; debido a que tiene tiempos largos fuera de servicio y en la mayoría de los casos no constantes. (Amghar et al., 2014)

En cuanto a los sistemas electrógenos, se pensó en función del combustible hidrógeno, pero su funcionamiento está restringido por ciclos debido a las condiciones normales de este tipo de plantas. Por tal motivo, el suministro de energía va a ser por periodos

constantes de tiempo. Aunque este tipo de generación funciona con cualquier combustible, se modela en función del hidrógeno por ende los tiempos de funcionamiento están relacionados con investigaciones de la producción de hidrógeno que actualmente es a partir de combustibles fósiles mediante un proceso llamado reformado de vapor, que emite dióxido de carbono o a partir de fuentes de energía renovable, como la electrólisis del agua, es más limpia pero aún enfrenta desafíos de eficiencia y costo. (Serna et al., 2016)

4.2.2. Subred “Datos Entrada” del modelo (AHCPNESH).

Para describir y entender el funcionamiento de la *AHCPNESH* se sigue el diagrama de flujo de la red general (Figura No. 20); en donde la primera identidad de nombre “Inicio”, tiene una subred (Datos Entrada) que ingresan las variables relacionadas al funcionamiento de las fuentes de generación y las restricciones asociadas al comportamiento de estas. Para el modelo, las variables de ingreso se simulan a partir de una función de distribución normal aleatoria, que periódicamente (para el modelo cada hora), cambian siguiendo una tendencia basada en la información encontrada en la literatura, la cual se introduce en forma de tablas de datos.

En la subred “Datos Entrada” se observa tres entradas que provienen de la Red General (Figura No. 21-Capa1) que es: El Reloj (H), Las restricciones (PN_r) y las variables (PN_v) las cuales ya vienen coloreadas desde la capa General. El porqué de esta subred “Entrada”, es unificar la presentación de las variables para su procesamiento durante todo el modelo y así utilizar subredes coloreadas. En la transición ($T_{1,2}$) se duplica las variables y toman dos caminos diferentes. Las variables que llegan al lugar ($P_{1,5}$) se normalizan, se definen y se restringen lógicamente para que al llegar al lugar ($P_{1,11}$) se definan como la función ($f_{m,n}$), que va a ser las únicas variables que recorren el modelo ($P_{1,13}$). Las variables que entran por el lado del lugar ($P_{1,4}$), se realiza el tratamiento de restringirlas solamente. Se unifican nuevamente en la transición ($T_{1,7}$) se les coloca un identificador para que al finalizar el modelo se puedan comparar y a las variables normalizadas se puedan volver a su valor real. Las declaraciones de los colores, variables, funciones y restricciones. Asociadas a una subred de nombre “Entrada” (Capa 2) que recibe todas las variables, la hora de ingreso y las restricciones, que son cumplimiento de ecuaciones asociadas a un resultado lógico.

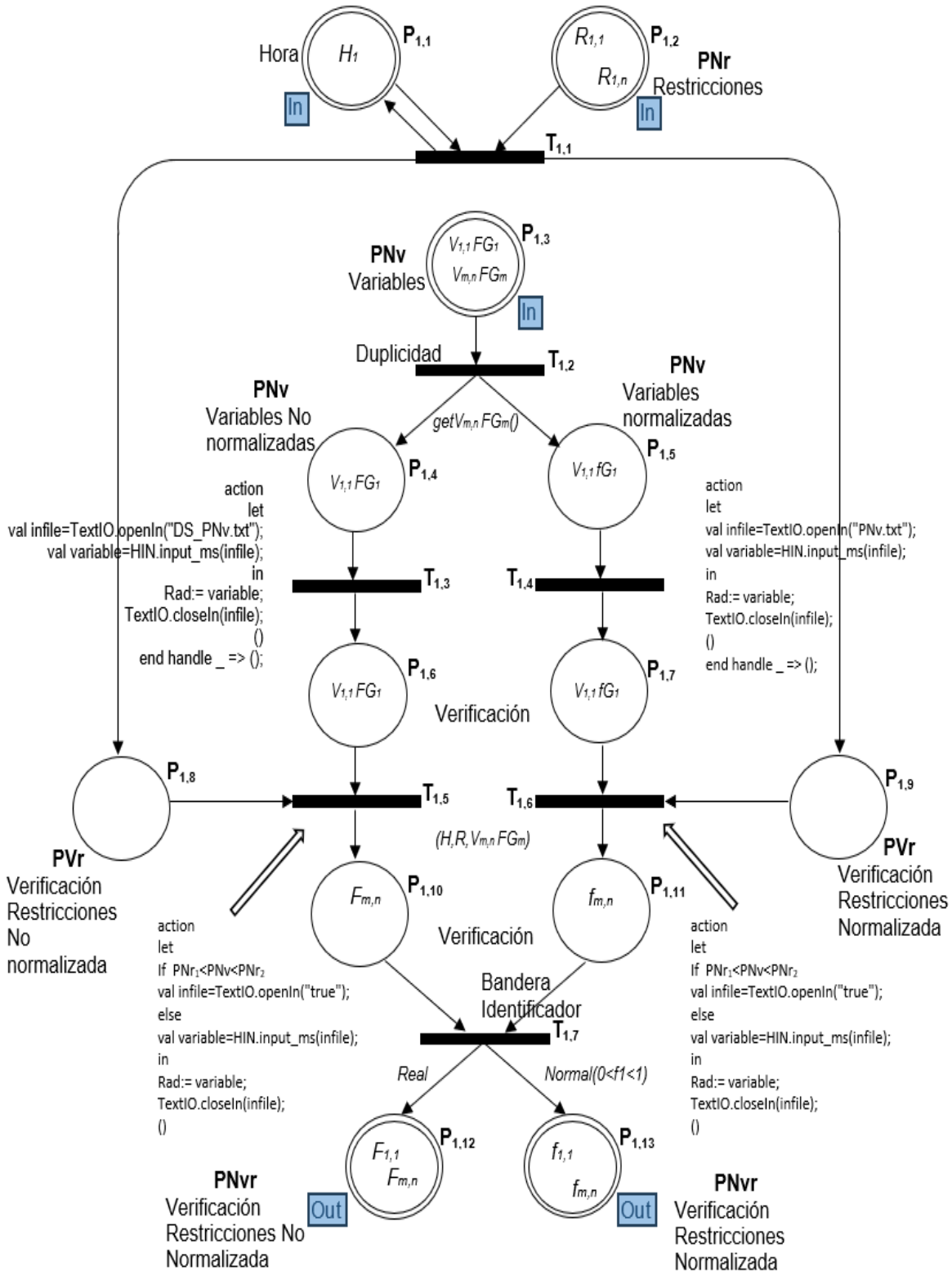


Figura No. 21. Subred “Datos Entrada” (Capa 2) Validación de variables y restricciones. AHCPNESHM

4.2.3. Subred “Subproceso 1” del modelo (AHCPNESHM).

En la Figura 20 (Capa 2) Se observa la transición Subproceso 1 que es la entrada a la subred de iniciación de las restricciones asociadas al funcionamiento de los generadores, las variables normalizadas, estados de potencia, estados de carga y descarga, franja horaria. Consiste en la gestión de los sistemas de generación eléctrica disponibles en el modelo, teniendo como prioridad su disponibilidad y las restricciones (error) en función de su prioridad. El sistema inicia en el lugar “Inicio” y pasa a la capa “CalcBat”, (Baterías en donde se encuentran las restricciones internas y externas) y se ingresa (Medida), calcula o estima el valor de la carga y se actualiza en el lugar “CargaBat”. Además, se actualiza “N_Carga”, donde 0 indica descarga y 1 indica carga. Paralelamente, se activa “Sal1” con un 1 para iniciar el proceso de la siguiente capa “Eólica”. En esta, se determina, dependiendo de la velocidad del viento “VV2”, si es posible usarla como fuente de poder para el sistema. La salida de esta capa indica si hay un error “Error_E” o si está disponible para usarse como fuente “Disp_Eólico” (Cumpliendo restricciones). Al finalizar, se activa “Sal2”, dando paso a la capa “PV” o fotovoltaica, donde, al igual que en la capa eólica, se depende de la radiación solar “RR”. Además, en esta capa se debe priorizar la carga de las baterías. Con la ayuda de “N_Carga” se determina si es necesario cargar las baterías o no. Sus salidas son errores “Error_PV”, disponibilidad para entregar potencia “Disp_PV” o disponibilidad para cargar baterías “Disp_PVCarga”. La siguiente etapa es la de las baterías, la cual se acciona con “Sal3”. Dependiendo de su nivel de carga y si están en modo de carga o descarga, se acciona para entregar potencia o no. Asimismo, se determina si las baterías se cargan con los paneles solares o con la planta hidráulica, registrando la disponibilidad “Disp_Bat” (Cumpliendo restricciones).

Por último, se revisa el funcionamiento del moto-generador que ingresa periódicamente y en caso de falla de la generación hidráulica que siempre tendrá un porcentaje de entrega, la cual se verifica o acciona con “Sal4”. En esta etapa se registra el error “ErrorHidraulica” y la potencia necesaria “MActivo”. Cuando se termina el proceso de esta capa, se finaliza accionando “Salida”. Las declaraciones de los colores, variables, funciones y restricciones. Asociadas a una subred de nombre “Subproceso 1” (Capa 2) que recibe todas las variables,

la hora de ingreso y las restricciones, que son cumplimiento de ecuaciones asociadas a un resultado lógico. Anexo 2

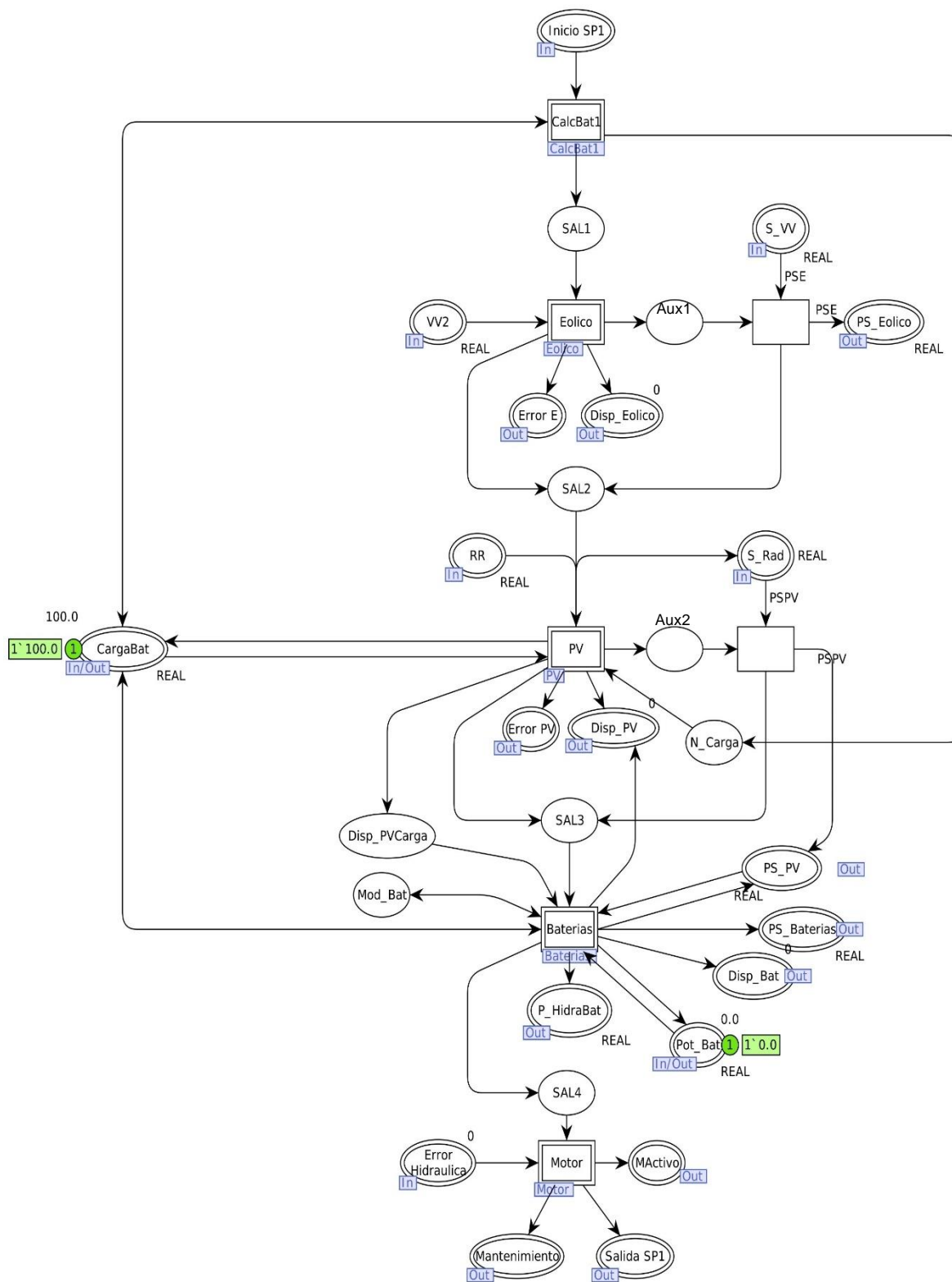


Figura No. 22. Sub-Red Subproceso (Capa 2). Inicialización de las restricciones de funcionamiento de los Generadores

4.2.4. Subred “PV” capa 3 del modelo (AHCPNESH).

Dentro de la subred Subproceso 1 se encuentran otras subredes jerarquizadas en una capa más profunda (capa 3), en donde se explicará la subred PV (sistema fotovoltaico) y su relación con las restricciones de funcionamiento, validación y estado final de utilización de la carga si es para las baterías y/o para la demanda o desconexión (Figura 21 y Figura No. 24)

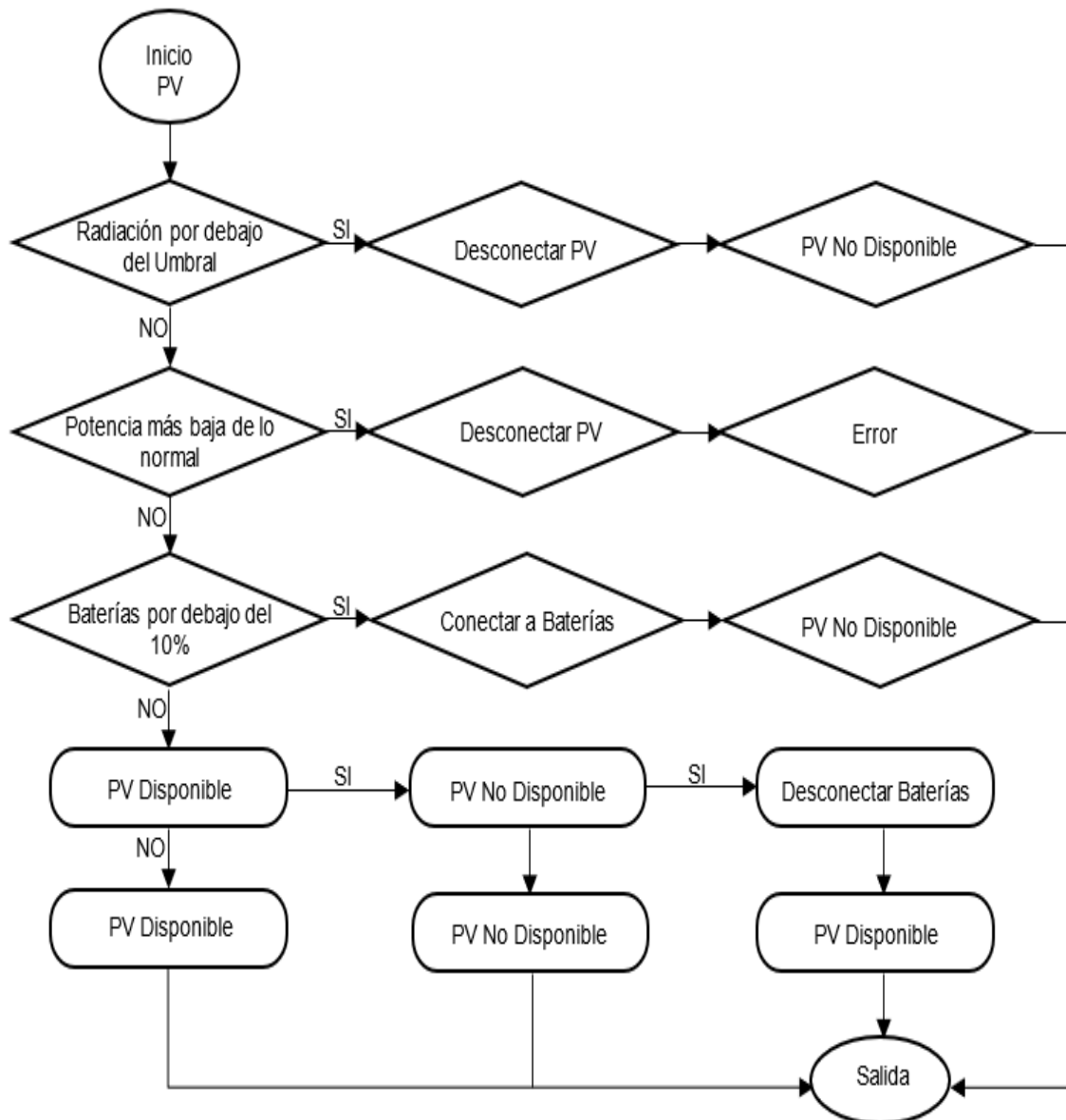


Figura No. 23. Diagrama de flujo Sistema Fotovoltaico (PV) (Capa 3).

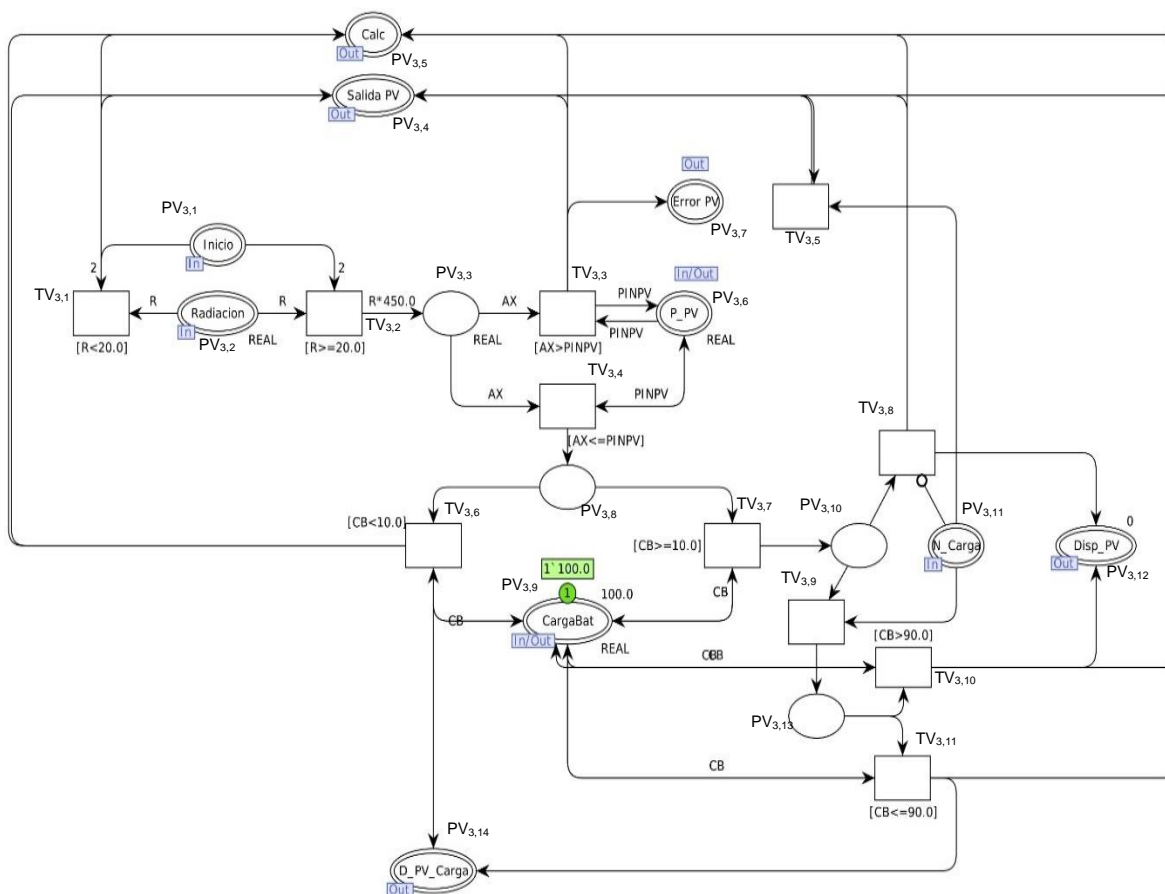


Figura No. 24. Subred (capa 3) Sistema Fotovoltaico (PV). (Tomado del modelo en el software CNPTools)

A continuación, se describe la Subred “PV” capa 3 y su representación matemática. El ingreso a la Subred es por el lugar “Inicio” (También ingresa información por “Radiación”, “P_PV” y “CargaBat”), de tal modo que se inicia el proceso con una marca <fv> en el lugar PV_{3,1}; que habilita la transición TE_{3,1} y TE_{3,2} que corresponde a la validación de la radiación solar y cálculo de la potencia eléctrica generada respectivamente. La marca pasa al lugar PCB_{3,3} y se distribuye a las transiciones TE_{3,3} y TE_{3,4} donde se determina la potencia disponible y sale de la Subred (PV_{3,4} y PV_{3,5}) y la transición TE_{3,4} inicia un proceso de verificación de la carga de las baterías ya que el modelo quedo con la restricción de que el primer proveedor para cargar las baterías es el sistema fotovoltaico y verifica si el sistema fotovoltaico está generando correctamente o presenta error. El estado de carga de las baterías y su verificación se va a tratar en el Capítulo 5, Figura No. 33.

En cuanto a la representación matemática, esta forma por tuplas. La Tabla 4; detalla los elementos presentes en la red, incluyendo los nodos, lugares y transiciones, así como los arcos dirigidos, funciones de color, expresiones de los arcos y restricciones. Cabe destacar que la herramienta CPNTools también incluye una funcionalidad de manejo de errores en situaciones de emergencia.

Tabla 4. Declaraciones de los colores, variables y funciones. Sistema Fotovoltaico

Lugares	P	CalBat, Radiacion2, Salida E, ModoC, PS_PV, Error PV, Salida PV, CargaBat, Disp_PV, D_PV_Carga, RetR, AUX1, AUX2, AUX3, RAD, VPV, INTER1, INTER2, INTER3, INTER4, PCARGA
Transiciones	T	Inicio, RC20, RC20M, CALC1, CALCPOT, CARGA, NDISPU, DISPU, USO, NUSO, CARGA2
Conjunto <i>Pre, Post</i>	<i>Pre</i> <i>Post</i>	(CalcBAT, Inicio), (Radiacion2, Inicio), (Salida E, Inicio), (ModoC, DISPU), (ModoC, NDISPU), (CALCPOT, PS_PV), (RC20, Error PV), (RC20, Salida PV), (USO, Salida PV), (NUSO, Salida PV), (DISPU, Salida PV), (CARGA2, Salida PV), (CargaBat, CARGA), (CARGA, CargaBat), (USO, Disp_PV), (DISPU, Disp_PV), (CARGA2, D_PV_Carga), (NUSO, D_PV_Carga), (Inicio, RetR), (Inicio, AUX1), (AUX1, RC20), (Inicio, AUX2), (AUX2, RC20M), (Inicio, AUX3), (AUX3, CALC1), (CALC1, RAD), (RAD, CALCPOT), (Inicio, VPV), (VPV, RC20), (RC20, INTER1), (INTER1, CARGA), (CARGA, INTER2), (INTER2, CARGA2), (CARGA, INTER3), (INTER3, DISPU, NDISPU), (NDISPUSO, INTER4), (INTER4, USO), (INTER4, NUSO), (CARGA, PCARGA), (PCARGA, USO), (PCARGA, NUSO)
Función de color	C_n	UNIT si $p = \{INTER1, INTER2, INTER3, INTER4\}$ REAL Cualquier otro caso $R > 20,0$ si $t = RC20$
Subconjunto Restricciones	PNr	$R \leq 20,0$ si $t = RC20$ $R > 90,0$ si $t = USO$ $R \leq 90,0$ si $t = NUSO$
Expresiones de los arcos	Tr	$R \cdot 500$ si a $\{(Inicio, V PV), (Inicio, V PV)\}$ <i>fun LPV V</i> si $a =$ <i>fun DCBPV</i> (CALCPOT, <i>if (CB) > (10,0) then 1()</i> $PS_P V$) si $a =$ <i>else empty</i> (CARGA, <i>fun ErrorPV</i> INTER2) si $a =$

		(CARGA, INTER3) sí $a = (RC20, ErrorPV)$
Subconjunto de Verificación	PVr	$1' (100,0)$ si $p=CargaBat$ \emptyset Cualquier otro p

4.2.4.1. Modelo Matemático

Para explicar el modelo matemático (Ecuación (4.1)) de una forma más sencilla, se utiliza como ejemplo la red fotovoltaica; que representa la relación entre lugares (P) y transiciones (T). Inicialmente se determina el conjunto de restricciones en el sistema y se realiza una asignación de los mismos respecto de las marcas coloreadas del tipo $r = [r_1, r_2, \dots, r_i]$.

Cada uno de estos elementos del conjunto de restricciones r , representa un elemento a cumplir asociado a un determinado sistema en este caso al sistema fotovoltaico. Por tanto, caso de que la restricción se cumpla, se garantiza el avance del sistema y la generación de potencia de este o su distribución según sea el caso.

El suceso de restricciones individuales r_i o simultáneos (no necesariamente correlacionados) del tipo $r_i r_k$, vendrá determinado por las condiciones dinámicas establecidas en cada mercado y consiguientemente en cada estado alcanzado por el sistema, y el conjunto de lecturas de señales normalmente no esperadas obtenidas de los sensores.

Cuando el modelo *AHCPNESH* habilita el lugar la subred P_{PV} (Lugar de entrada al sistema fotovoltaico), se habilita una transición de restricciones si cada PNr_i (Conjunto lugar de restricciones) o PVr_i (Conjunto lugar verificación restricciones) en la Tr_i ; sí cumple la condición:

para Tr_i :

$$m(PNr_i) \geq Pre(PNr_i, Tr_i)$$

para Tr_j :

$$[m(PVr_j) \geq Pre(PVr_j, Tr_j)] \wedge [m(PNr_i) \geq Pre(PNr_i, Tr_i)]$$

Lo anterior al cumplir se genera un marcado $M_{0i} = \{M_{0i}, M_{1i}, \dots, M_{qi}\}$; como un subconjunto de marcados alcanzables y a su vez como una combinatoria lineal del conjunto M_0 del modelo, equivalente al conjunto de estados posibles del sistema. El conjunto de marcado M_{0i} ; equivalente al conjunto de las restricciones r_i ; se hace referente al mapa de sensores, en el que a cada marcado $*M_{0i}$, le corresponde una lectura de n sensores.

$$SR(M_{0i}) = sr_1(M_{01}), sr_2(M_{02}), \dots, sr_n(M_{0i}).$$

Hay que recordar que un mismo sensor puede estar relacionado con diferentes restricciones y que diferentes restricciones las puede relacionar un mismo sensor.

A partir de cada uno de los lugares de anidamiento, se traza una trayectoria que partiendo de un lugar de anidamiento PN_{r_i} , que contiene una marca de restricción del tipo r_i ; se produce una activación de la lectura esperada por parte de los sensores para ese marcado r_i , conduciendo finalmente al marcado $M_{0i}(PV_{r_i}(< riq >))$, que evidencia el suceso de la verificación. Dependiendo de la cantidad de los sensores y las restricciones se forman marcas de verificación de combinaciones lineales M'_i ; después del disparo de la transición Tr_{ij} mostrando la trayectoria por donde debe ir la subred PV.

Trayectoria para las restricciones

$$M'_i(PNr_{ij}) = M_i(PNr_{ij}) + Post\left(PVr_{ij}, \frac{Tr_{ij}}{sr_{ij}}\right) - \sum_{i=n}^j Pre\left(PNr_{ij}, \frac{Tr_{ij}}{sr_{ij}}\right); \forall PNr_{ij}$$

Trayectoria para las verificaciones

$$M'_i(PVr_{ij}) = M_i(PVr_{ij}) + \sum_{i,j=1}^m \left[Post\left(PNr_{ij}, \frac{Tr_{ij}}{sr_{ij}}\right) - Pre\left(PVr_{ij}, \frac{Tr_{ij}}{sr_{ij}}\right) \right] \\ + \sum_{i=1}^m \sum_{j=n}^k Post\left(PNr_{ij}, \frac{Tr_{ij}}{sr_{ik}}\right) - Pre\left(PVr_{ij}, \frac{Tr_{ij}}{sr_{ik}}\right); \forall PNr_{ij}$$

La matriz de incidencia, C , muestra la diferencia entre la matriz de incidencia de entrada ($C+$) y la de salida ($C-$), calculada como $C = C+; C-$. A continuación, se muestra el orden previsto para la representación de los lugares P y las transiciones T en la matriz.

Tabla 5. Representación de las transiciones para el modelo matemático

Nombre de la Transición	Representación
Inicio	T1
RC20	T2
RC20M	T3
CALC1	T4
CALCPOT	T5
CARGA	T6
NDISPU	T7
DISPU	T8
USO	T9
NUSO	T10
CARGA2	T11

Tabla 6. Representación de los lugares para el modelo matemático

Nombre del Lugar	Representación
CalBat	P1
Radiacion2	P2
Salida E	P3
ModoC	P4
PS_PV	P5
Error PV	P6
Salida PV	P7
CargaBat	P8
Disp_PV	P9
D_PV_Carga	P10
RetR	P11
AUX1	P12
AUX2	P13
AUX3	P14
RAD	P15
VPV	P16
INTER1	P17
INTER2	P18
INTER3	P19
INTER4	P20
PCARGA	P21

La matriz de incidencia de entrada C^+ del apartado fotovoltaico se puede escribir:

$$C^+ = \begin{bmatrix} & P_1 & P_2 & P_3 & P_4 & P_5 & & P_6 & P_7 & P_8 & P_9 & P_{10} & P_{11} & P_{12} & P_{13} & P_{14} & P_{15} & P_{16} & P_{17} & P_{18} & P_{19} & P_{20} & P_{21} \\ T_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & & 0 & 0 & 0 & 0 & R & R & R & R & 0 & 0 & F5(R) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & & F1(R,PS) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & F5(R) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & & F2(PS) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & & 0 & 0 & CB & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & F4(CB) & F3(CB) & 0 & 0 & CB \\ T_7 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ T_8 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_9 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_{10} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

De forma similar la matriz de incidencia de salida C^- del apartado fotovoltaico se puede escribir como:

$$C^- = \begin{bmatrix} & P_1 & P_2 & P_3 & P_4 & P_5 & P_6 & P_7 & P_8 & P_9 & P_{10} & P_{11} & P_{12} & P_{13} & P_{14} & P_{15} & P_{16} & P_{17} & P_{18} & P_{19} & P_{20} & P_{21} \\ T_1 & 1 & R & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R & 0 & 0 & 0 & PS & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & P & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & CB & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_7 & 0 & 0 & 0 & MC & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ T_8 & 0 & 0 & 0 & MC & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ T_9 & 0 & 1 & 0 & CB \\ T_{10} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & CB \end{bmatrix}$$

donde:

$F1(R, PS)$ es una función de error que corresponde a

$\text{if } (R * 450) > (PS) \text{ then } 1 \text{ else empty.}$

$F2(PS)$ es la función LPPV definida previamente.

$F3(CB)$ es la función DCBPV definida previamente.

$F4(CB)$ es la inversa de la función DCBPV definida previamente.

$F5(R)$ es $R * 500,0$.

MC es modo carga, una entrada que define el estado de carga o descarga de la batería. La diferencia de las dos incidencias se describe como la matriz de incidencia que se denota a continuación:

C=

	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P ₆	P ₇	P ₈	P ₉	P ₁₀	P ₁₁	P ₁₂	P ₁₃	P ₁₄	P ₁₅	P ₁₆	P ₁₇	P ₁₈	P ₁₉	P ₂₀	P ₂₁
T ₁	-1	R	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	R	0	R	0	0	F5(R)	0	0	0	0
T ₂	0	0	0	0	0	F1(R,PS)	0	0	0	0	0	-R	0	0	0	-PS	1	0	0	0	0
T ₃	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	-R	0	0	0	0	0	0	0	0
T ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-R	F5(R)	0	0	0	0	0	0
T ₅	0	0	0	0	F2(PS)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-PS	0	0	0	0	0	0
T ₆	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	F4(CB)	F3(CB)	0	CB
T ₇	0	0	0	-MC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
T ₈	0	0	0	-MC	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
T ₉	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-CB
T ₁₀	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1	-CB

En total hay 4 restricciones que afectan 4 transiciones, por lo que se realiza la siguiente matriz con el objeto de aplicarlas se realiza la siguiente matriz:

C=

	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P ₆	P ₇	P ₈	P ₉	P ₁₀	P ₁₁	P ₁₂	P ₁₃	P ₁₄	P ₁₅	P ₁₆	P ₁₇	P ₁₈	P ₁₉	P ₂₀	P ₂₁
T ₁	-1	R	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	R	R	R	0	0	F5(R)	0	0	0	0
T ₂	0	0	0	0	0	r ₁ · F1(R,PS)	0	0	0	0	0	r ₁ · (-R)	0	0	0	r ₁ · (-PS)	r ₁	0	0	0	0
T ₃	0	0	0	0	0	0	r ₂	0	0	0	0	0	r ₂ · (-R)	0	0	0	0	0	0	0	0
T ₄	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-R	F5(R)	0	0	0	0	0	0
T ₅	0	0	0	0	F2(PS)	0	0	0	0	0	0	0	0	-PS	0	0	0	0	0	0	0
T ₆	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	F4(CB)	F3(CB)	0	CB
T ₇	0	0	0	-MC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0
T ₈	0	0	0	-MC	0	0	r ₃	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
T ₉	0	0	0	0	0	0	r ₄	0	r ₃	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-r ₃	r ₃ · (-CB)
T ₁₀	0	0	0	0	0	0	1	0	0	r ₄	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-r ₄	r ₄ · (-CB)

donde:

r₁ corresponde a la restricción R >20,0

r₂ corresponde a la restricción R ≤ 20,0

r₃ corresponde a la restricción R >90,0

r₄ corresponde a la restricción R ≤90,0

El mercado inicial se puede escribir como:

$$M_0 = [1 \ 0]$$

Finalmente se tiene la ecuación de mercado:

$$M' = C \cdot M$$

Donde M representa el estado anterior y M' el estado actual.

4.2.4.2. Método para el tratamiento de datos

Para la visualización de los resultados y la incorporación de los datos que activan las restricciones, En el software CPNTool se puede crear funciones denominadas “segmento

de código”. Estas funciones se comunican con otros programas por medio de una codificación con CPN ML de forma que se pueda entrar/salir datos a la Red General.

La función “segmento de código” está ligada a un determinado nodo transición, por ejemplo, en la Figura No. 25 la transición “Datos posee tres partes principales: input(), o lista de argumentos; en la que cada argumento debe ser una variable existente en las expresiones de los arcos que entrada al nodo; output() o lista de argumentos de salida, que son variables que aparecen o sustituyen a otras variables en las expresiones de los arcos de salida del nodo; y la función “action” que es la sección del segmento de código donde se declaran las funciones y operaciones de cálculo, la cual se llama función TextIO.openIn(Demanda.txt) pues captura al instante la información en un archivo .txt. Una explicación a profundidad sobre el uso del segmento de código está disponible (Figura No. 26) “*External communications and libraries de CNPTools*”. (Kristensen et al., 2004)

Para la toma de resultados se grafica el comportamiento de cada actividad resultante del comportamiento de la subred. La Figura No. 25 se muestra el resultado de las diferentes potencias suministradas a los usuarios por hora (H, PD1, PUE, PUPV, PUB, PUM, PUH) que son datos capturados por los monitores (funciones de CPNTool).

Esto se logra al instalar una función monitor en cada nodo lugar en que se desee conocer los instantes de tiempo en que cambia el conteo del nodo. El historial (Figura No. 26) es exportado en forma de un archivo de texto que posteriormente se analiza con MS Excel.

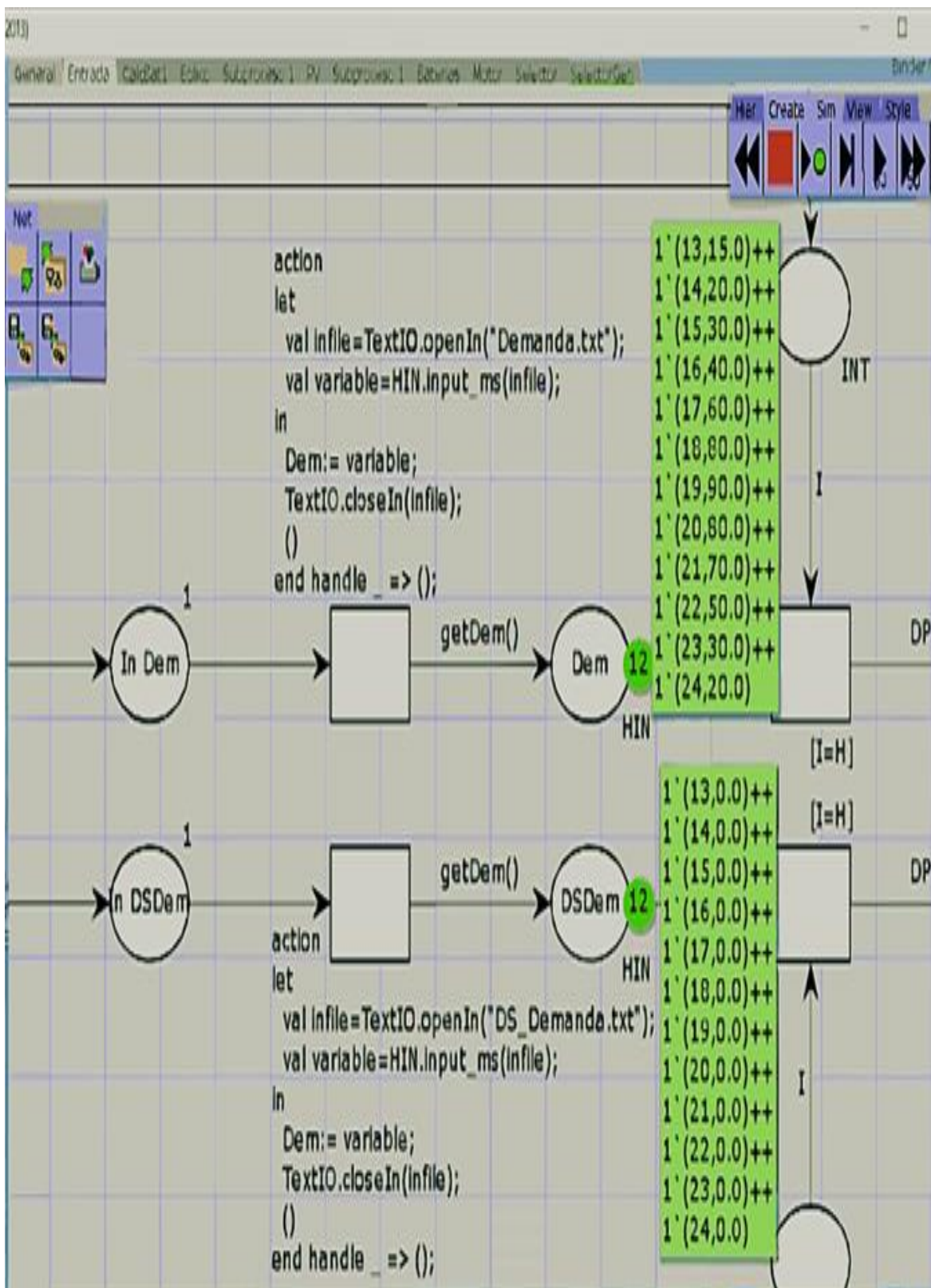


Figura No. 25. Función "Segmento de código" de carga de información

Capítulo 5. Simulación Modelo *AHCPNESHM*.

Se va a suponer que se tiene una integración de diferentes fuentes de generación de energía eléctrica (Eólica, Fotovoltaica, Baterías, Moto generador e Hidráulica) las cuales están intercomunicadas a través de una red de sensores y actuadores inteligentes; registrando la potencia generada entre otras variables (radiación, velocidad del viento, carga, hora, estado, etc.). Y una demanda con un pico máximo de 100 KW, que puede representar una unidad residencial. Este ejemplo se va a representar como una simulación en un periodo de 24 horas y así determinar la gestión de la Smart Grid por parte del modelo *AHCPNESHM*. Para la toma de datos de entrada, se parte de una situación real a partir de proyectos con al menos dos sistemas de generación de energía eléctrica integrados, que actualmente estén funcionando en Colombia. Se observó que el “Proyecto Piloto de Medición Inteligente Multiservicio (EPM-UNE)” (UPME, 2020) ubicado en el valle de aburra, integra la generación Eólica y Fotovoltaica, presentando el comportamiento de la generación eléctrica como una “Smart Grid”. Esta información la gestiona EPM y la filial UNE en el área de telecomunicaciones. (BID et al., 2016). Otro proyecto que actualmente integra tres fuentes de generación de energía eléctrica (Fotovoltaico, Baterías y Moto generador) es el “Proyecto Energético de Puerto Carreño-Vichada” (IPSE, 2024) que genera en total 372 KWp. De este proyecto se tomó comportamientos del sistema de generación por Baterías. Para complementar la información encontrada, se utilizó el sistema de información “SIATA” (<https://siata.gov.co/>); el cual presenta datos meteorológicos de radiación y velocidad del viento de los últimos años. Es de aclarar que la información suministrada al modelo *AHCPNESHM*, parte de la información recopilada de proyectos reales, pero su completitud esta soportada en datos aleatorios ajustados o enmarcados en datos reales. Para la información sobre la radiación solar y la velocidad del viento, los datos se tomaron del sistema de información SIATA y se construyó la radiación promedio y su desviación estándar de los valores presentados en los años 2020 al 2022. (Figura No. 27). En la Figura No. 28, se muestra el promedio y desviación estándar de radiación de los años antes mencionados de forma combinada; con su banda de error donde estarán fluctuando los datos aleatorios que van a ingresar al modelo. En la Figura No. 29 se presenta los mismos datos, pero referentes al viento.

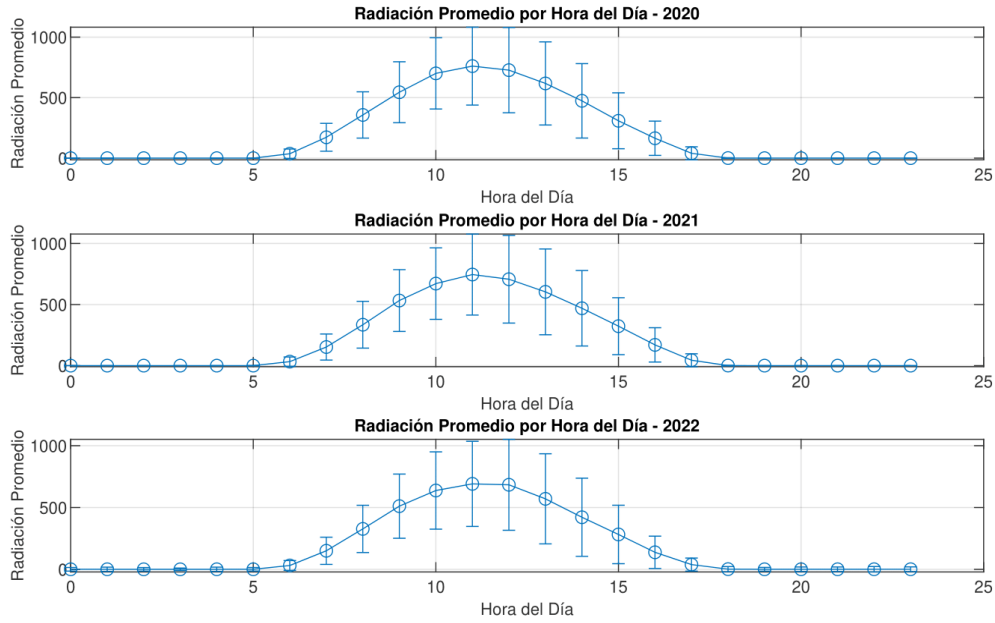


Figura No. 27. Promedio y Desviación Estándar de Radiación solar (W) Hora-día años 2020 al 2022 (SIATA, 2024)

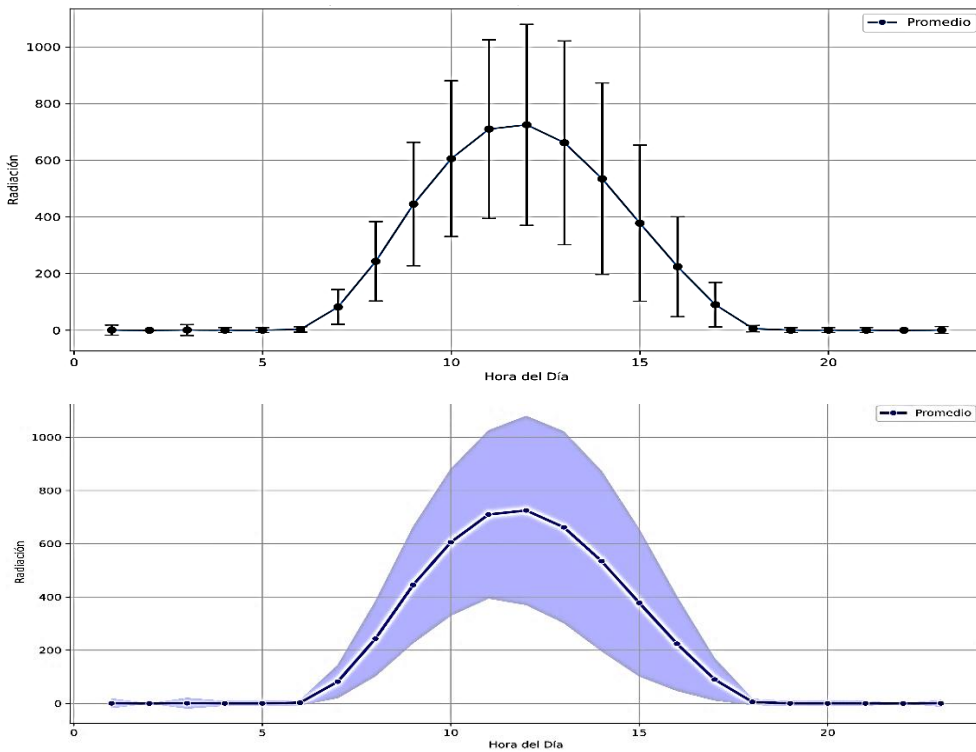


Figura No. 28. Promedio y Desviación Estándar de Radiación solar (a) y Banda de Error (b) combinados años 2020 al 2022 (SIATA, 2024)

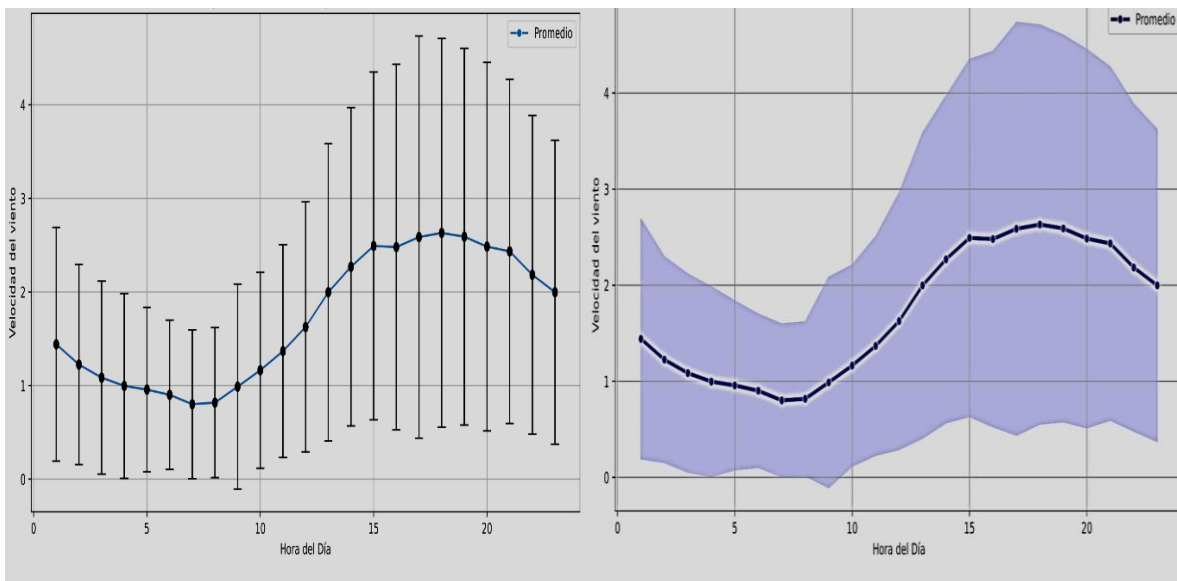
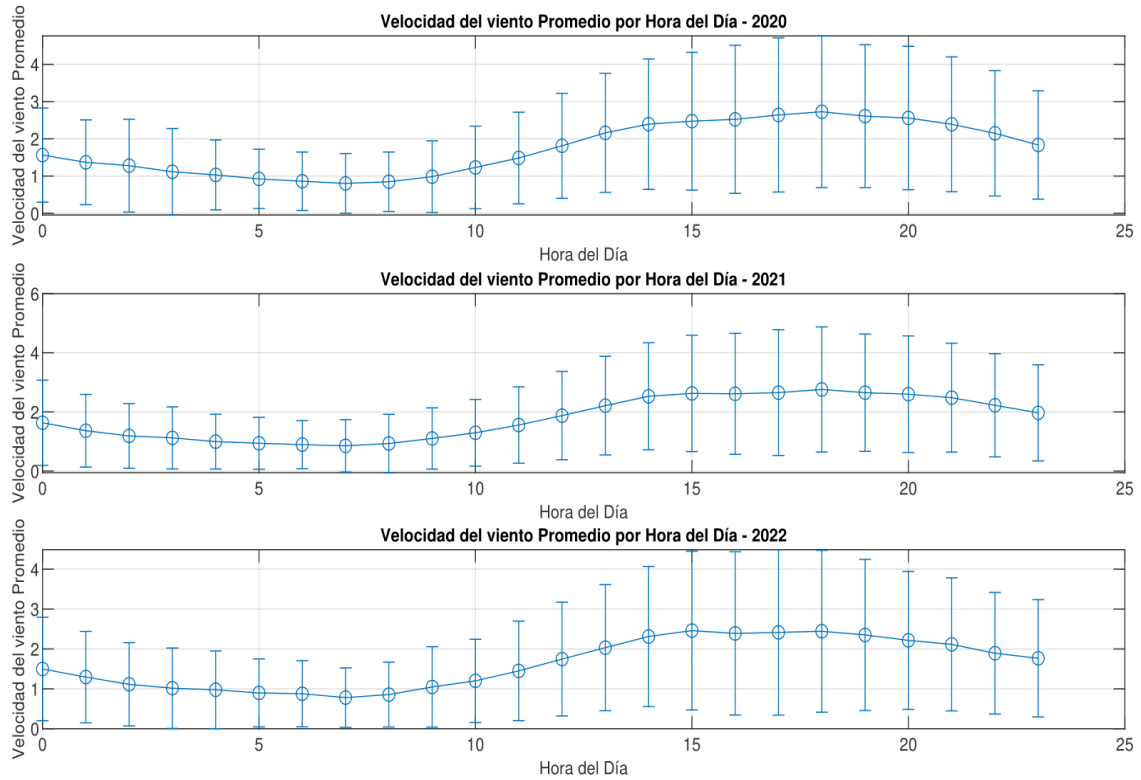


Figura No. 29. Promedio y Desviación Estándar de Velocidad del Viento año a año (2020 al 2022) (a). Combinados (b) y Banda de Error (c) (SIATA, 2024)

A partir de la información anterior se crea la Tabla 7 y estos datos se suministran al modelo como se observa en la Figura No. 25 columna a columna. Cada vez que se corra el modelo,

puede generar diferentes simulaciones debido a la aleatoriedad de la desviación estándar (DS), ya que los datos van a oscilar dentro de esta banda.

Tabla 7. Datos de ingreso base para la simulación modelo *AHCPNESHM*

Hora	Radiación Prom. (W)	Radiación DS (W)	Velocidad Viento Prom. (m/s)	Velocidad Viento DS (m/s)	Demanda Prom. (KW)	Demanda DS (KW)
1	0,000	0,0000	5,089	4,228	10	10
2	0,000	0,0000	4,323	3,745	10	10
3	0,000	0,0000	3,674	3,211	10	10
4	0,000	0,0000	3,254	3,093	10	10
5	0,000	0,0000	2,988	2,964	15	10
6	0,000	0,0000	2,870	2,635	20	10
7	0,277	4,2066	2,704	2,393	30	10
8	83,245	5,5782	2,402	2,386	40	10
9	247,335	139,7814	2,452	2,404	30	10
10	451,836	218,3620	2,964	3,286	20	10
11	612,112	270,4500	3,491	3,141	15	10
12	731,155	309,3720	4,103	3,414	10	10
13	739,681	350,4965	4,878	4,008	15	10
14	675,981	354,4726	5,992	4,766	20	10
15	551,960	335,0180	6,808	5,104	30	10
16	392,834	270,4764	7,475	5,575	40	10
17	241,233	181,9571	7,440	5,860	60	10
18	95,074	79,3191	7,762	6,445	80	10
19	5,385	7,0947	7,895	6,233	90	10
20	0,002	0,0416	7,772	6,037	80	10
21	0,000	0,0000	7,455	5,908	70	10
22	0,000	0,0000	7,302	5,516	50	10
23	0,000	0,0000	6,551	5,109	30	10
24	0,000	0,0000	5,993	4,873	20	10

El proceso del modelo de Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas Avanzadas para la Gestión de Sistemas Energéticos se sintetiza en las siguientes acciones:

Lectura de las variables de entrada (Tabla 7), capacidad máxima de generación por cada sistema dado por el usuario (Para este ejemplo: $P. Eólica_{max} = 50KW$; $P. Fotovoltaica_{max} = 40 KW$; $P. Baterías_{max} = 10 KW$; $P. Motogenerador_{max} = 50 KW$) exceptuando el sistema hidráulico que va a ser el respaldo para satisfacer la demanda y el comportamiento del

La red “Subproceso 1” de color rojo ajusta las restricciones relacionadas con los sistemas de generación y los procesos. La red “Selector” (color verde) se encarga de escoger hacia dónde va la carga (Conectar Usuarios, Carga de Baterías, No Conectar o Aislar). Y la Red “Cambio Hora” administra los periodos de supervisión (color morado). Para este caso se tiene periodos de cada hora, pero se puede ajustar a intervalos más largos o cortos, dependiendo del seguimiento que se desee. Todos los sistemas de generación se supervisan e ingresan cada hora a realizar el recorrido total. En la Red “Entrada” (Figura No. 31) se encuentra la subred “Datos Entrada” que se describe en el numeral 4.2.2. En general esta red se encarga de distribuir la Información ya acondicionada para ingresar a todas las redes concurrentes.

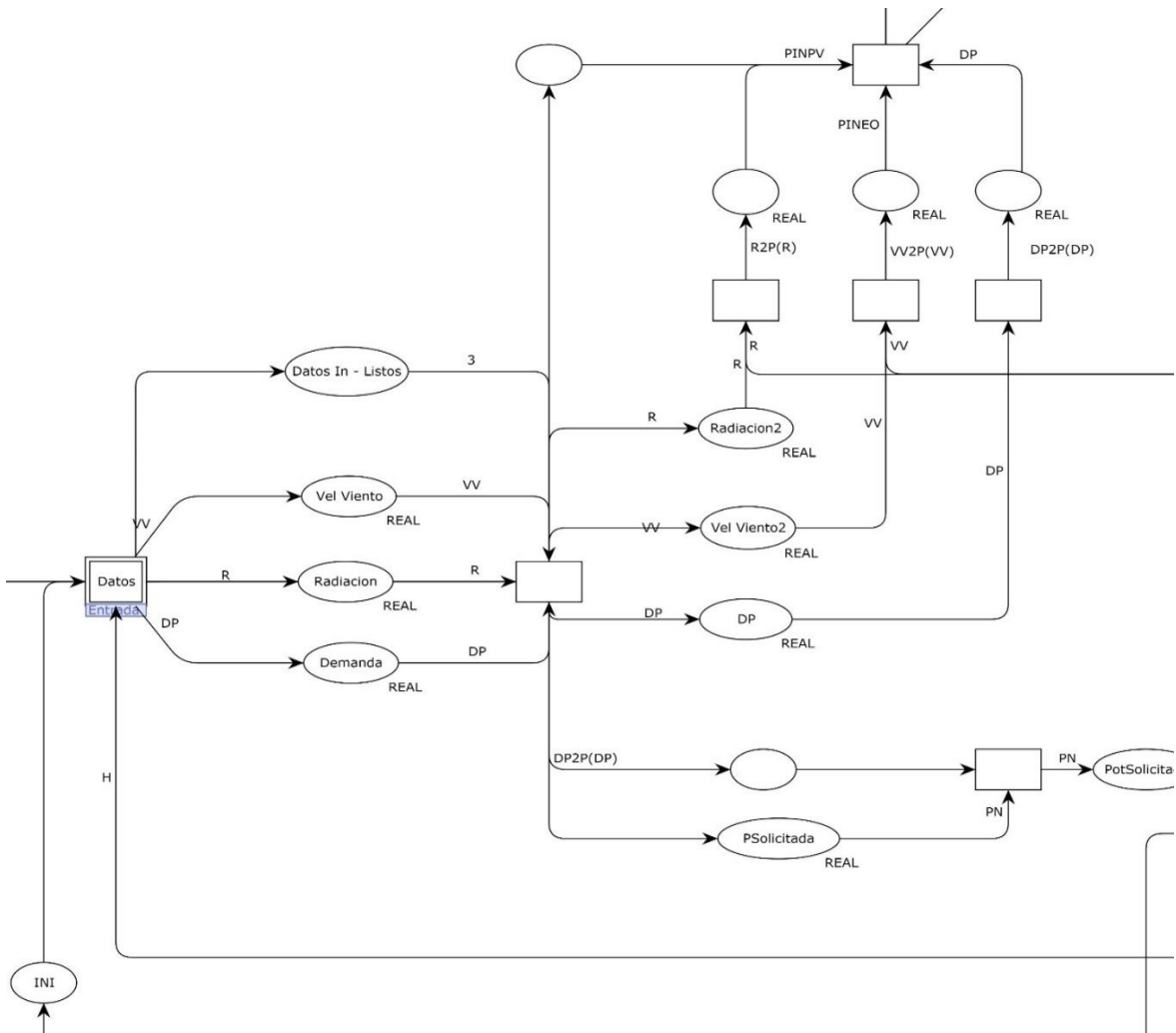


Figura No. 31. Diagrama Red “Entrada” CNPTools

En la Red “Subproceso 1” (Figura No. 32 - Capa 1) se realiza todo el análisis de los datos y las potencias para decidir la distribución de las potencias y fuentes de la Smart Grid. Dentro de esta Red se encuentra la subred “Subproceso 1”, que se describe en el numeral 4.2.3.

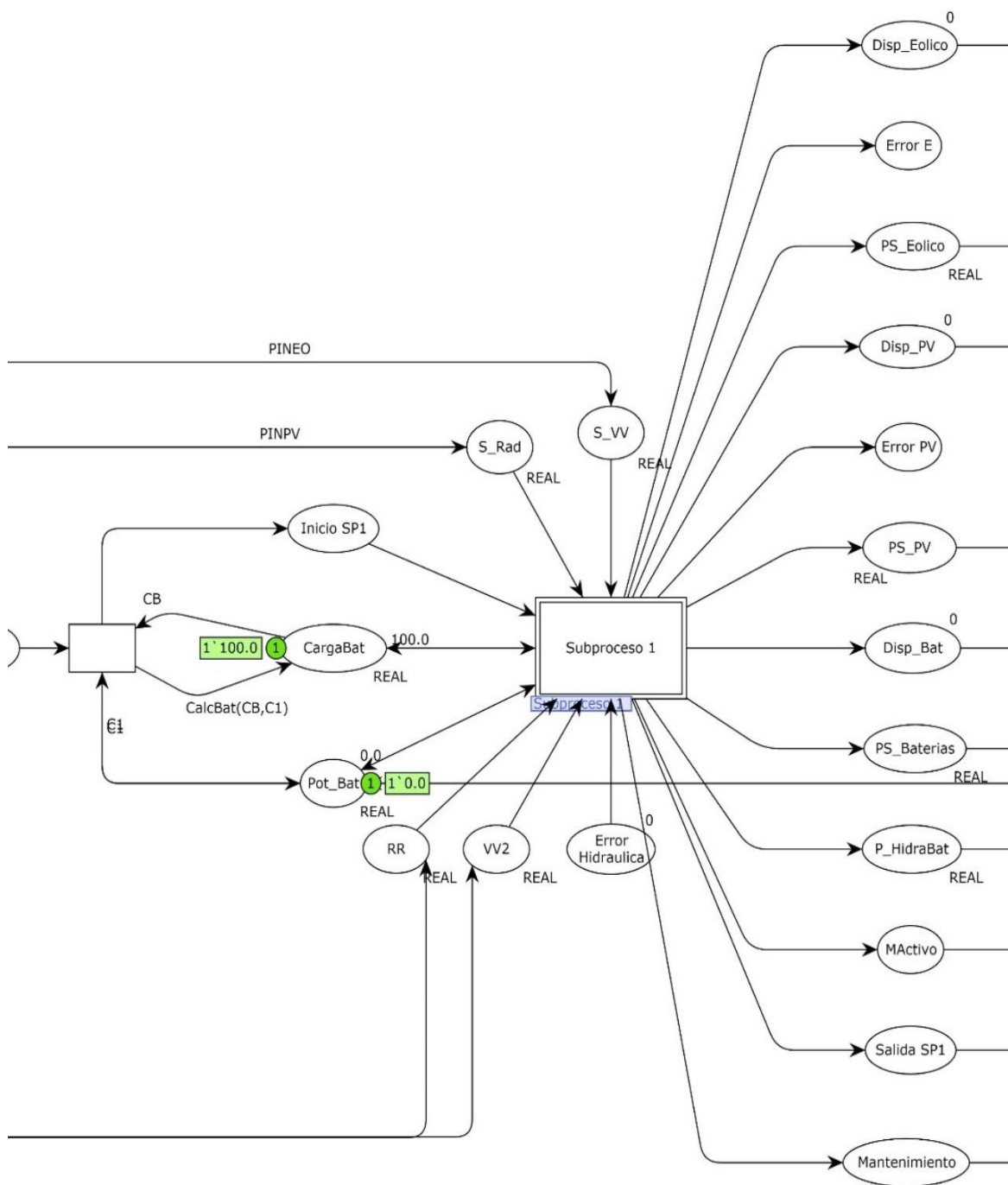


Figura No. 32. Diagrama Red “Subproceso 1” (Capa 1) CNPTools

En esta Subred “Subproceso 1” (Figura 20 - Capa 2), en un nivel más bajo (capa 3) se encuentran una serie de subredes que realizan funciones de gestión. Entre ellas la subred de nombre “CalcBat” (Figura No. 33) que se encarga de calcular los valores de la batería para cada ciclo. Todos los sistemas de generación de energía eléctrica aportan a que las baterías estén cumpliendo ciclos de carga y descarga periódicos y así mantener la vida útil del sistema de Baterías.

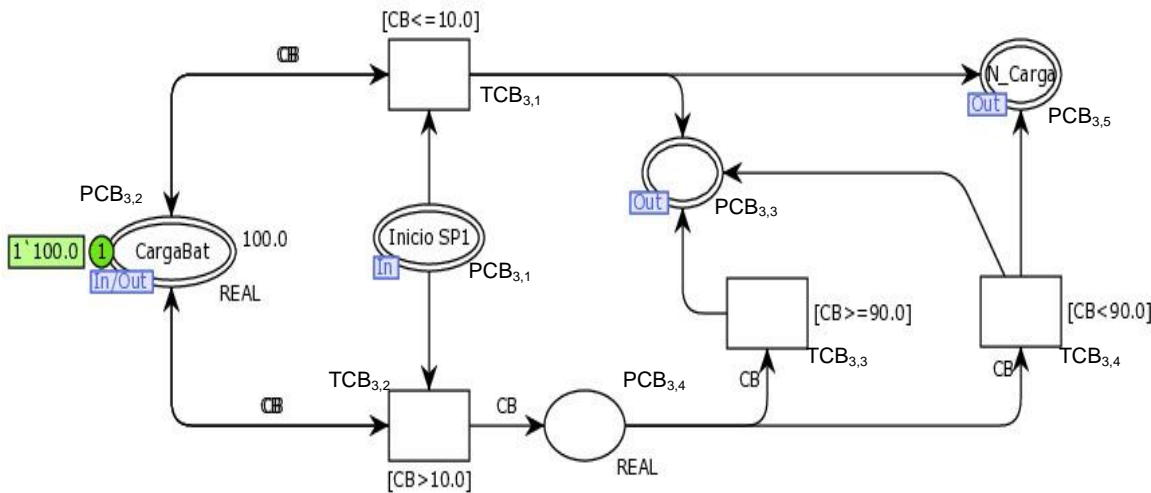


Figura No. 33. Diagrama Subred “CalcBat” (Capa 3) CNPTools

La anterior Subred “CalcBat” tiene dos formas de ingreso de la Subred de más nivel, se inicia normalmente por el lugar “Inicio SP1” (también ingresa información por “CargaBat” para comparación) que es una entrada obligada desde la Subred “Subproceso 1”, de tal modo que se inicia el proceso con una marca <fg> que puede ser de cualquier sistema de generación de energía en el lugar PCB_{3,1}. La marca <fg> en PCB_{3,1} habilita la transición TCB_{3,1} y TCB_{3,2}; que corresponde a la validación de la carga interna de la batería, resultando la marca <fg> en PCB_{3,2}; de cualquiera de las transiciones anteriores descritas.

Esto se realiza para que el lugar PCB_{3,2} que trabaja como salida, en este caso lleve la información del estado de la batería al nivel superior. Al lugar PCB_{3,3} llega la información de la carga que está por debajo del 10% de la transición TCB_{3,1}; siendo simplemente una marca con identificador de cargar. De la transición TCB_{3,2}, pasa al lugar PCB_{3,4}, que convierte el valor normalizado al valor real y se dirige a las transiciones TCB_{3,3} que verifica el identificador si está cargando la batería o se está descargando por el uso, pero está entre

$10 < CB < 90$. y $TCB_{3,4}$ marca con identificador de entrega de carga. El lugar $PCB_{3,5}$, Lleva el número de cargas y descargas.

Continuando con la Subred "Subproceso 1" (

Figura No. 22 - Capa 2), se encuentra una subred de más bajo nivel (Capa 3) de nombre "Eólico" (Figura No. 34), donde se calcula el parámetro de potencia en función de la velocidad del viento, se verifica la disponibilidad de potencia para entregar y detecta si hay error en el aerogenerador en función de sus rpm.

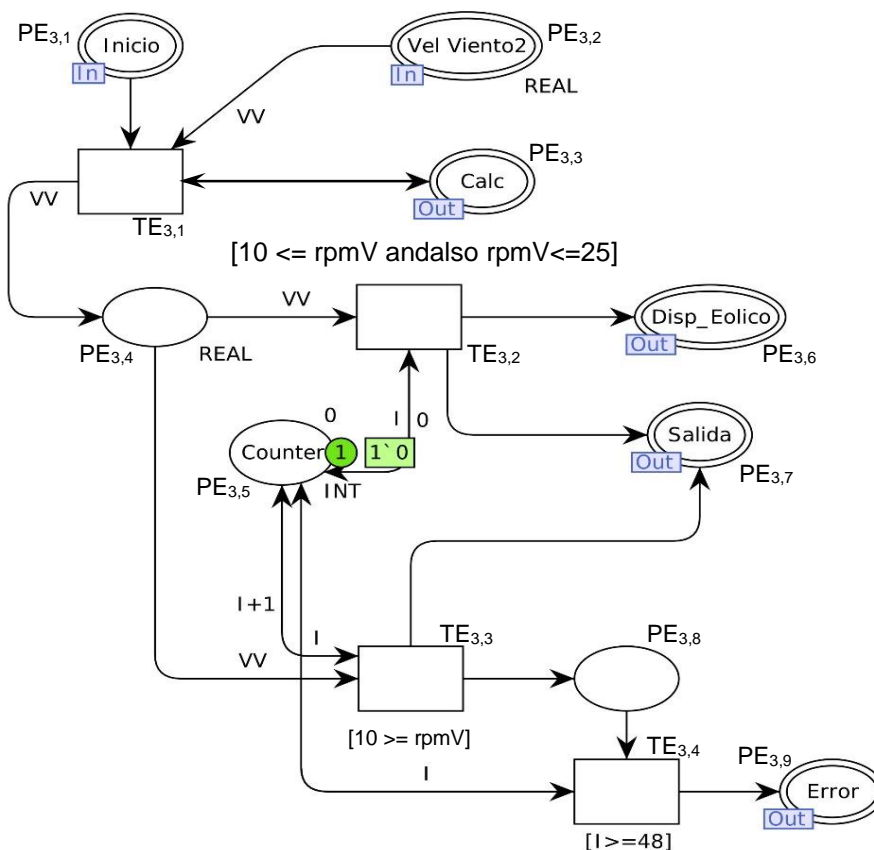


Figura No. 34. Diagrama Subred "Eólico" (Capa 3) CNPTools

El ingreso a la Subred es por el lugar "Inicio" (También ingresa información por "Vel Viento2"), de tal modo que se inicia el proceso con una marca <fe> en el lugar $PE_{3,1}$; que habilita la transición $TE_{3,1}$ que corresponde a la validación de la velocidad del viento, cálculo de las revoluciones por minuto (rpm). La marca pasa al lugar $PCB_{3,4}$ y se distribuye a la transición $TE_{3,2}$ donde se determina la potencia disponible y sale de la Subred ($PE_{3,6}$ y $PE_{3,7}$)

y a la transición $TE_{3,3}$ donde se verifica si las revoluciones están por debajo de 10. Hay un contador (I) que verifica si está por encima de 48 que representa dos días, ya que cada vez que incrementa el contador representa una hora. Cuando sobre pase el contador el 48 determina que hay un error en el aerogenerador. Se reinicia el contador cada vez que determina que hay disponibilidad de potencia.

En cuanto a la Subred “PV” (Potencia Fotovoltaica) su configuración y modelo matemático se desarrolló en el ítem 4.2.4 esta capa se calculan los parámetros de potencia, disponibilidad y errores del sistema fotovoltaico; además de su modelo matemático.

En cuanto a la Subred “Motor” (Figura No. 35) es una base de la Subred “Eólico” y se calculan los parámetros de potencia, disponibilidad y errores del Motor

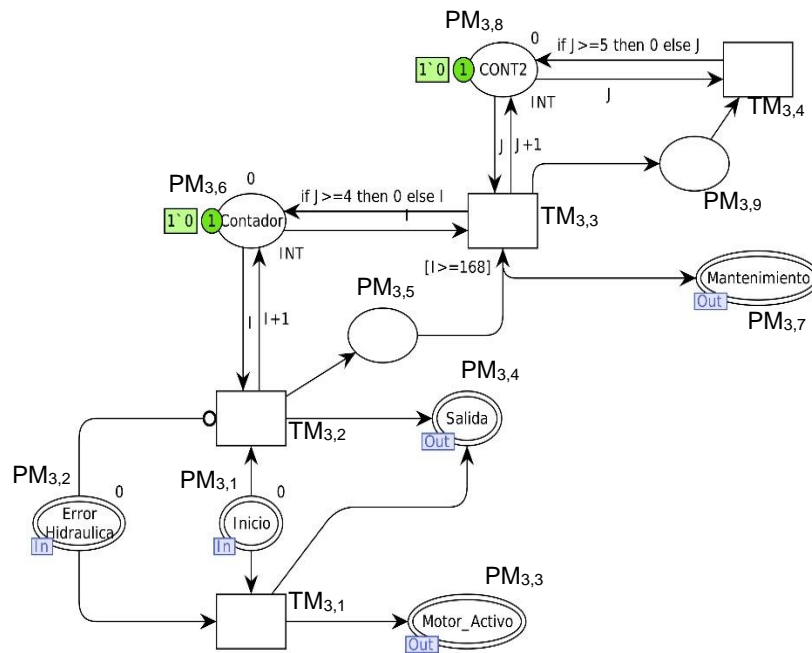


Figura No. 35. Diagrama Subred “Motor” (Capa 3) CNPTools

En esta capa se designa la potencia y se realiza la repartición de esta dependiendo de la potencia disponible y la jerarquía de las fuentes de poder.

Su análisis como el de la mayoría de las subredes, comienza por el lugar “Inicio” (También ingresa información por “Error Hidráulica”), de tal modo que se inicia el proceso con una

marca <fm> en el lugar PM3,1; que habilita la transición TE3,1 y la TE_{3,2} que corresponde a la validación del motor siempre y cuando presente error el sistema hidráulico y al encendido periódico para que no se pegue el motor por falta de funcionamiento respectivamente. Cuando ingresa al TE_{3,2} se activa varios lugares y transiciones auxiliares que llevan un conteo de cuantas veces se encendió y si presenta una avería. El contador PM_{3,6} nos indica cuantas veces entro en error la generación hidráulica y el contador PM_{3,8} nos indica cuantas veces ingreso el moto generador cuando entro en error la hidráulica. Lo anterior se hace para llevar un control y determinar cuándo ingresa a mantenimiento. Se reinician con la salida motor activo.

En la Red “Selector” (Figura No. 36 – Capa 1), se encuentra las salidas de las potencias entregadas por cada generador (PU_EO; PU_PV; PU_BAT; PU_MOT; PU_Hidra) la potencia de la demanda (PD) y la potencia reserva (PR_EO; PR_PV) que se destina a la carga de las baterías.

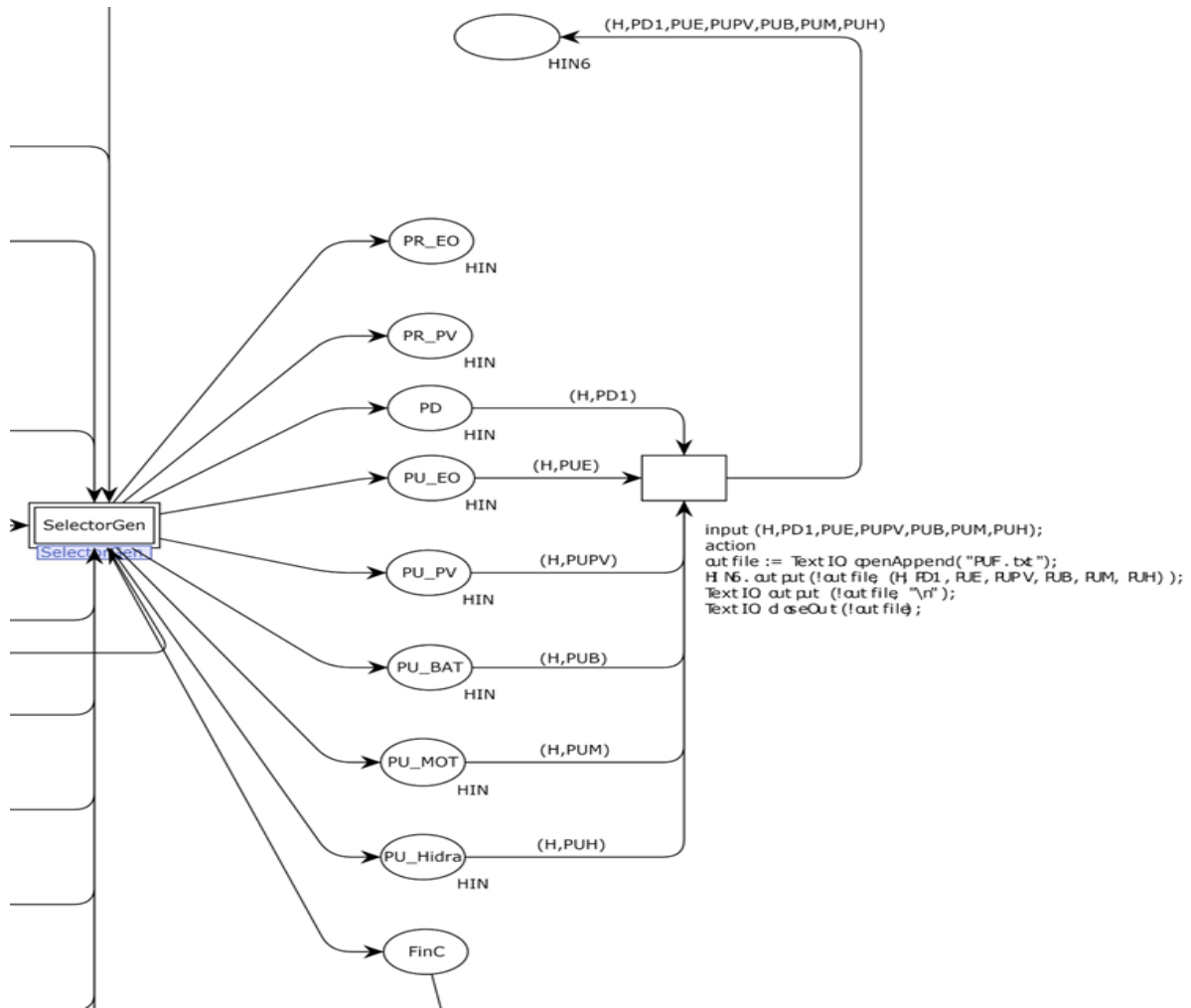


Figura No. 36. Diagrama Red “Selector” (Capa 1) CNPTools

Dentro de la red “Selector” se encuentra la Subred “SelectorGen” (Figura No. 37) en donde se encuentra segmentada el acondicionamiento de la potencia generada. Por ejemplo, dentro del recuadro azul se encuentra la preparación de la potencia entregada por las baterías (Figura No. 38). En donde ingresa la potencia solicitada por la demanda (PotSolicitada), la disponible por las baterías (Disp_Bat), la que solicita a las baterías (PS_Baterías), la que marca en tiempo real las baterías (Pot_Bat) y la que envía las baterías a suplir parte de la demanda (PU_BAT). Así con las demás fuentes de generación.

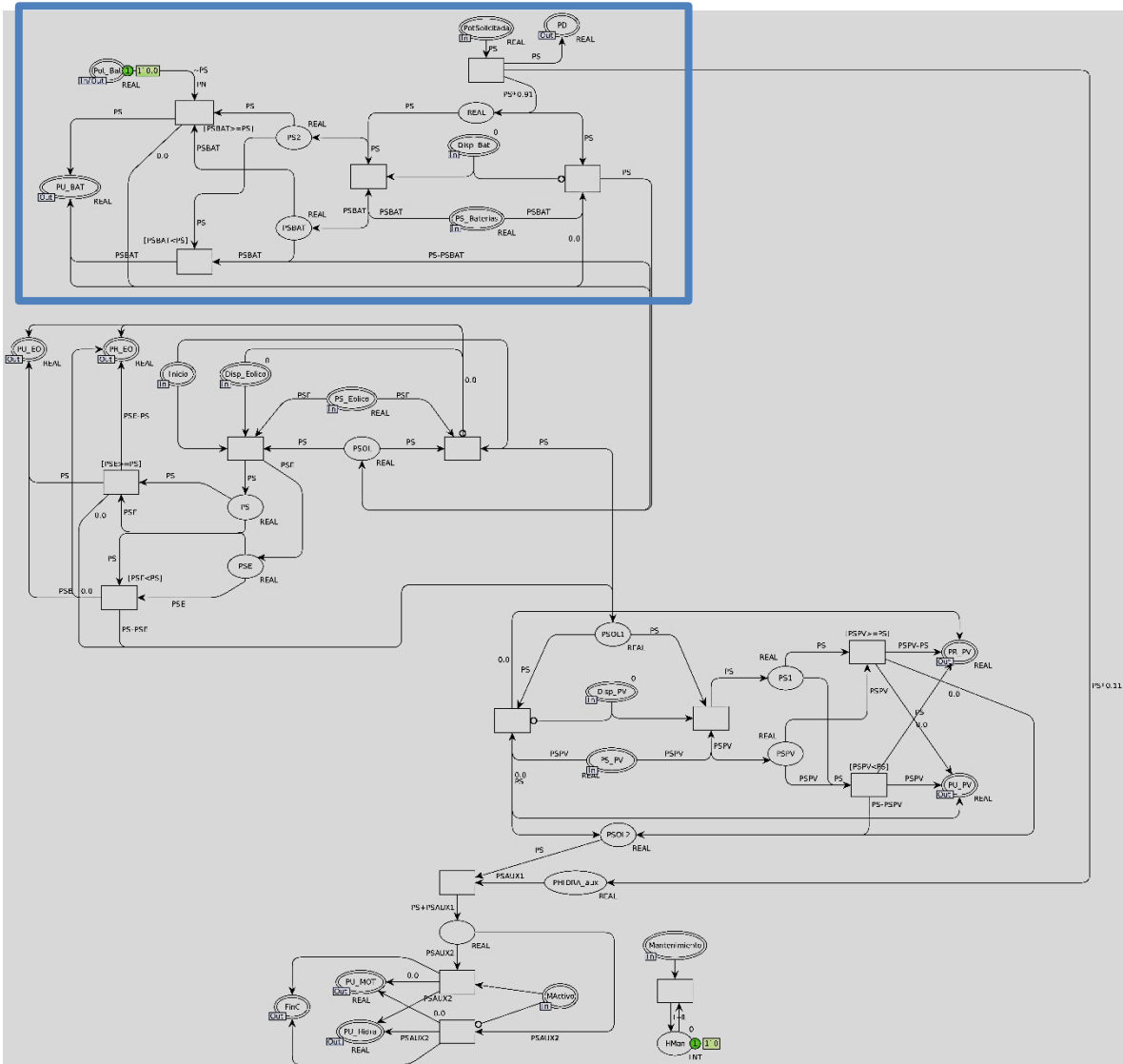


Figura No. 37. Diagrama Subred “SelectorGen” (Capa 2) CNPTools

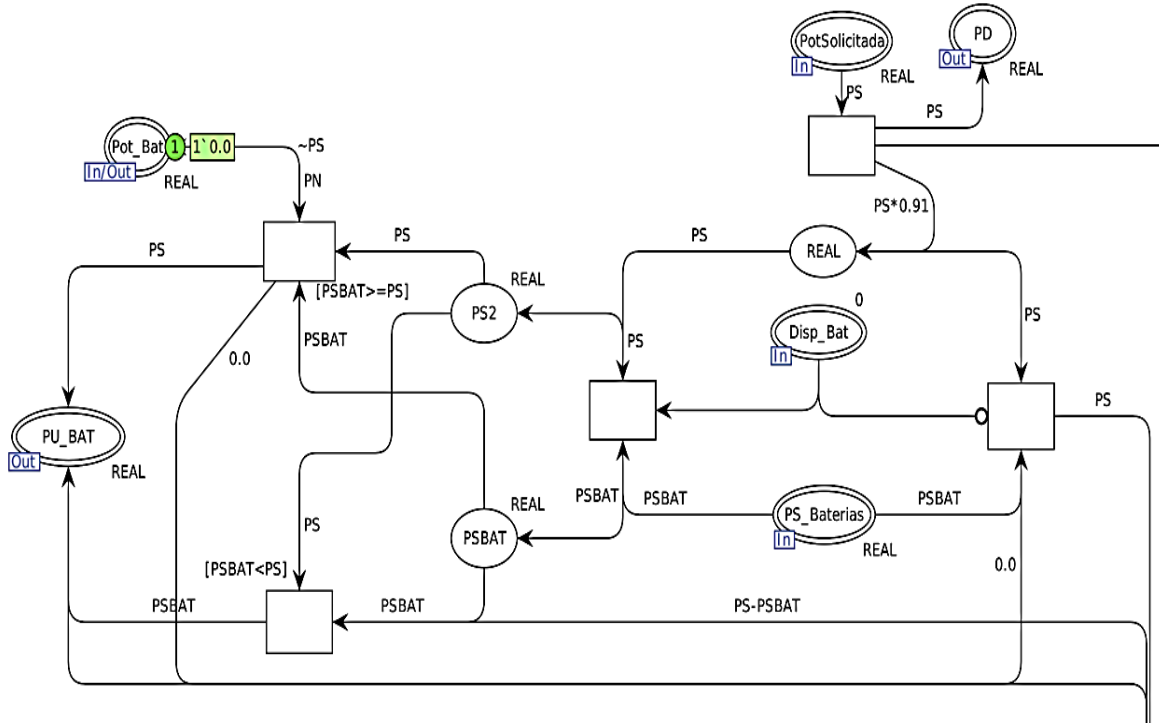


Figura No. 38. Diagrama Subred “SelectorGen” (Capa 2) recuadro azul CNPTools

En la última sección “Cambio Hora” dentro de la red “Subproceso1” se encuentra el “reloj” del modelo, el cual se encuentra establecida hora a hora y se puede modificar. (Figura No. 39) Cuando el contador J llega a ser mayor de 24 se reinicia todo el proceso.

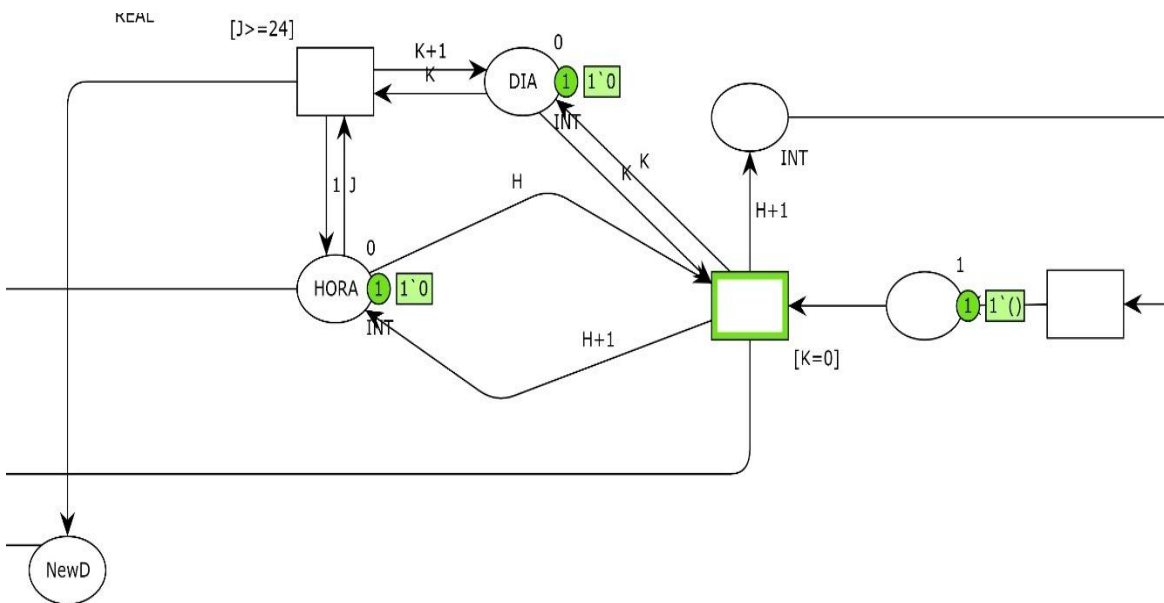


Figura No. 39. Diagrama Red “Cambio Hora” (Capa 1) CNPTools

5.1. Proyección de un Modelo de Negocio basado en el sistema AHCPNESHM

El desarrollo del Modelo de Gestión con Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas Avanzadas para la Administración de Sistemas Energéticos puede dar lugar a un modelo de negocio innovador y valioso en el contexto de la transición energética y la digitalización de las redes eléctricas. En la actualidad los modelos de negocio en sistemas energéticos están relacionados con la economía en la energía, bajo la forma de ahorro de costes, inversiones seguras y periodos aceptables de retorno o pay-back. La generación distribuida ofrece autonomía y capacidad para participar en el proceso de transición energética a los consumidores. Además, la generación distribuida lleva consigo la posibilidad de que se formen “asociaciones” de sistemas o comunidades, ya que permite integrar a los consumidores, suministradores y auto consumidores. En cuanto a los aspectos ecológicos permiten ahorros energéticos, mitigación de emisiones y la posibilidad de fomentar determinadas fuentes energéticas. Todo lo anterior supervisado por políticas estatales.

Por otro lado, los agentes que están interviniendo en los modelos de negocio de sistemas energéticos son los que desde otros sectores energéticos diseñan los sistemas y compiten con los que suministran la electricidad, esto incluye generación, transporte, distribución y comercialización; en función de la reducción de las tasas de electrificación en la población.

5.1.1. Propuesta de Valor

El principal valor de negocio desarrollado por el modelo AHCPNESHM, es el ofrecer una plataforma avanzada de modelado y gestión de redes eléctricas que optimice la integración de energías renovables, con la intervención mínima de los procesos activos; presentando como probables resultados la mejora en la eficiencia operativa, una estabilidad y una seguridad del sistema eléctrico, basado en el análisis de fallas y su auto recuperación. El modelo permite una simulación avanzada y análisis de comportamientos complejos en tiempo real con la posibilidad de incorporar restricciones ya establecidas por los sistemas a simular. Puede presentar una optimización de la operación de sistemas energéticos en entornos con alta penetración de fuentes renovables e intermitentes, que estén o no estén ya en funcionamiento. En el caso de un buen entrenamiento por parte del sistema, puede

ayudar en la toma de decisiones basado en el análisis predictivo y optimización del sistema. Estableciendo un análisis acertado de fallos, el modelo puede concluir la reducción de costos operativos y mejoras en la sostenibilidad mediante una mayor eficiencia en la gestión de recursos energéticos y almacenamiento.

5.1.2. Segmentos de Clientes

A partir de los resultados obtenidos en la Figura No. 40; los operadores de redes eléctricas pueden tomar decisiones en cuanto al control interno, infraestructura y a la estabilidad de sus redes ante la creciente integración de energías renovables y generación distribuida, o futuros proyectos.

Para las compañías que garantizan un alto grado de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, el modelo puede dar una perspectiva en cuanto a la sostenibilidad de los sistemas eléctricos y así poder determinar el precio.

Para los Gobiernos y reguladores interesados en implementar políticas energéticas que mejoren la eficiencia y la sostenibilidad de los sistemas eléctricos; el modelo puede establecer a partir de las restricciones los compromisos que deben tener todos los actores del sistema.

5.1.3. Estructura de Ingresos

Aunque es difícil establecer un valor real de ingreso por el modelo de negocio AHCPNESHM se puede generar ingresos a través del licenciamiento del software AHCPNESHM, ofreciendo diferentes niveles (Limitar las restricciones, Limitar las fuentes de generación, Limitar sus reportes, entre otras) de funcionalidad según las necesidades del cliente. Se puede presentar suscripciones a la plataforma AHCPNESHM, con tarifas mensuales o anuales basadas en la cantidad de datos procesados, el tamaño de la red gestionada, o las funcionalidades adicionales contratadas.

Para la empresa que opere el modelo AHCPNESHM a la par puede presentar las consultorías de operación y personalización del modelo para adaptarse a las necesidades específicas del cliente, simulación de escenarios o desarrollo de funcionalidades avanzadas, y todo

aquello que conlleva el soporte técnico, servicios de mantenimiento, actualizaciones de software, etc.

5.1.4. Estructura de Costos del modelo AHCPNESH

Los costos del modelo como negocio están asociados como cualquier software de desarrollo, los cuales constan de equipos de programación, modelado y mejoras continuas en el sistema para mantenerse actualizado con las necesidades del mercado. Operación de infraestructura en la nube con adquisición de bases de datos en tiempo real y simulaciones avanzadas, la operación de servidores y almacenamiento en la nube. Soporte técnico y mantenimiento por personal especializado. Estrategias de marketing dirigidas a empresas de energía y operadores de redes, así como la participación en ferias y conferencias del sector. Investigación y desarrollo (I+D): Inversión en innovación y desarrollo para mejorar el modelo y adaptarlo a nuevas tecnologías energéticas y normativas del sector. Y todo aquello para ser reconocido a nivel internacional. Una de las principales apuestas son las Alianzas estratégicas con integradores de sistemas, empresas de software de gestión energética y fabricantes de hardware para sistemas energéticos. Entre muchas otras que dependen del alcance de la empresa.

Capítulo 6. Resultados y Conclusiones

La principal interpretación de las gráficas comparativas a partir de las simulaciones aleatorias es que en todas las simulaciones que se realizaron las gráficas revelaban que la potencia generada total cubría en su totalidad la potencia de la demanda; que es la primera razón de integrar las diferentes fuentes de generación. Lo segundo fue la integración por parte del sistema de generación de las baterías a suplir la demanda y presentar la carga y descarga periódica de ellas. Por último, el complemento que representa la generación de la fuente hidráulica para suplir la demanda. Pero hay que tener presente que para realizar un análisis de las fuentes de generación de energía eléctrica renovable versus la demanda requiere entender varios aspectos claves como: el tipo de fuentes de energía renovable, la variabilidad en la generación, la capacidad instalada, el comportamiento de la demanda eléctrica y las estrategias de almacenamiento y gestión de la red. Esta última suplida por el modelo *AHCPNEM*. Dentro de las simulaciones se trató de que las energías renovables como la eólica y la solar siempre fueran intermitentes. Por ejemplo, en la primera gráfica de la Figura No. 40 la energía solar no presentó disponibilidad para la demanda, debido a su rango bajo de radiación solar (afectada por la nubosidad) que solo pudo estar para ayuda de la carga de las baterías. La eólica soportó la carga de las baterías en lo que no podía la solar y suplió también la demanda. Esta intermitencia crea desafíos para cubrir la demanda en momentos en que la generación renovable es baja. Es de aclarar que hay eventos que no se tuvieron en cuenta como los tiempos de transición, las impedancias de las líneas y siempre la demanda presenta una calidad real que las fuentes pueden suplir (No se tuvo en cuenta la demanda reactiva). Con respecto a la capacidad instalada que se refiere a la máxima producción posible de una fuente energética. Se tuvo en cuenta que el factor de capacidad (porcentaje de la capacidad instalada que se usa efectivamente) suele ser menor para las fuentes renovables y en su entrega siempre se tomó como la real. En cuanto a la demanda eléctrica que varía según la hora del día, el día de la semana y la estación del año que para algunos países es bien marcado. Los picos de la demanda se enmarcaron para Colombia que generalmente son mañana, medio día y noche. Y pueden no coincidir con los picos de generación renovable, especialmente para la energía solar; las gráficas mostraron su variación y su suplencia por parte de las fuentes que se encontraban activas.

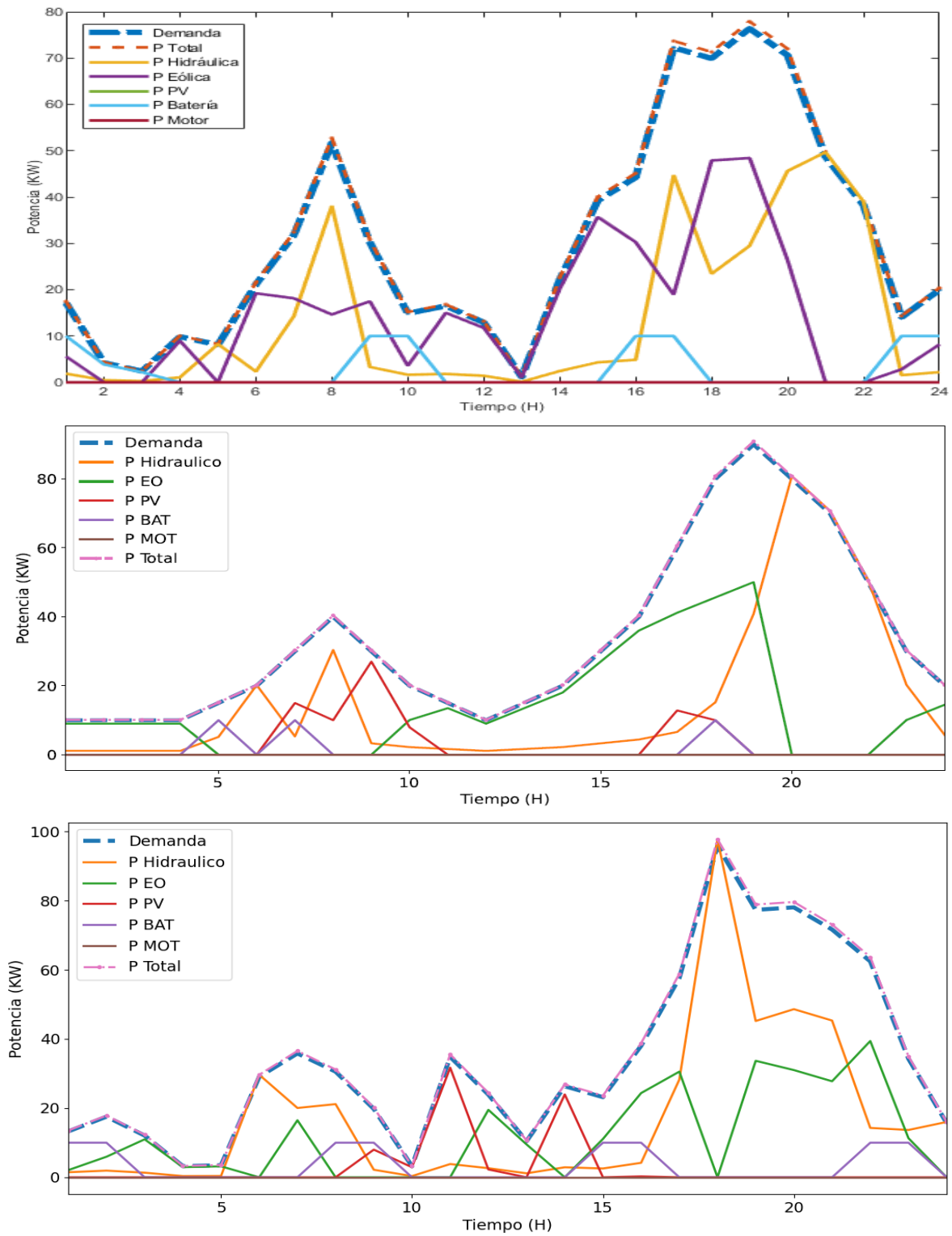


Figura No. 40. Gráfica de las Potencias de las fuentes, Total y la Demanda en CNPTools

El análisis de la figura No. 40 muestra una demanda energética con máximos significativos alrededor de las 8:00 y las 20:00 horas. Este comportamiento es coherente con las tendencias de consumo típicas en Colombia, donde estos picos están relacionados principalmente con las actividades en los hogares durante el inicio de la jornada laboral y las horas nocturnas. En contraste, durante las horas intermedias y nocturnas (de 0:00 a 6:00 y entre las 14:00 y 16:00), la demanda disminuye considerablemente, denominándose a estos periodos como horas valle. Este patrón dinámico de la demanda exige adaptaciones rápidas en el suministro, lo que pone a prueba la flexibilidad y capacidad de respuesta del sistema. En la figura, se observa que la curva de potencia total (P Total, generación) sigue estrechamente la curva de demanda en las tres gráficas analizadas. Esto evidencia que el modelo *AHCPNESHM* (Modelo Avanzado de Gestión con Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas con restricciones) posee una capacidad de ajuste eficiente, asegurando el equilibrio entre generación y consumo. Este ajuste es fundamental para evitar problemas de sobreproducción o déficits energéticos que puedan comprometer la estabilidad del sistema.

La integración de diversas fuentes de generación y almacenamiento permite al sistema adaptarse de manera efectiva a las fluctuaciones de la demanda y las limitaciones inherentes a cada tecnología. Las fuentes renovables, como la eólica y la solar, aunque intermitentes, se complementan con fuentes más constantes, como la hidráulica, y con el respaldo de baterías y motores. Durante las horas de menor demanda, el sistema prioriza el uso de fuentes renovables y el almacenamiento, minimizando la dependencia de motores o fuentes no sostenibles. En las horas pico, todas las fuentes disponibles se integran para satisfacer la demanda de forma eficiente. Adicionalmente, el uso estratégico de fuentes renovables (eólica y solar) y el almacenamiento en baterías contribuye a disminuir la dependencia de fuentes convencionales, reduciendo así la huella de carbono del sistema energético. Esto resalta el enfoque sostenible y respetuoso con el medio ambiente del modelo.

El modelo *AHCPNESHM* demuestra ser una solución bien equilibrada y sostenible, capaz de responder a las demandas energéticas mediante una combinación eficiente de fuentes renovables, almacenamiento en baterías y el respaldo de tecnologías tradicionales como la hidráulica y los motores. Este modelo ejemplifica cómo un sistema de control avanzado

puede integrar múltiples tecnologías limpias y flexibles en un marco energético que responda tanto a las necesidades económicas como a los objetivos ecológicos.

Sin embargo, para fortalecer su desempeño, el modelo *AHCPNESHM* podría evolucionar hacia una mayor capacidad de almacenamiento en tiempo real y la optimización de los sistemas individuales. Estas mejoras potenciarían la eficiencia y la sostenibilidad del sistema, asegurando una gestión aún más robusta y resiliente frente a los retos energéticos futuros.

La presente tesis muestra una serie de estudios, conceptos, modelos y desarrollos que permiten pensar en un modelo de Gestión con Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas Avanzadas para la Administración de Sistemas Energéticos *AHCPNESHM*, como una técnica para la gestión de sistemas energéticos no convencionales en función de la demanda y así analizar la forma de integración y administración del suministro de energía para un sector definido al que podremos llamar Smart Grid. Este trabajo viene soportado por investigaciones, trabajos y publicaciones antecesoras.

La metodología estructural de la tesis se orienta a identificar un sistema de gestión basado en sistemas dinámicos de eventos discretos, los cuales involucran restricciones independientes y asociadas a los procesos; priorizando agentes independientes de forma jerárquica. Todo para gestionar la forma de como tener un sistema energético automatizado y sostenible. Para cumplir con la metodología, la tesis presenta un esbozo desde la introducción, justificación, diagnóstico, formalización y resultado de un modelo que a futuro se podrá implementar. Lo anterior está acompañado por un estado del arte que nos muestra que un modelo de Gestión para la Administración de Sistemas Energéticos no convencionales; va a ser necesario debido al gran auge de las tecnologías que abarcan los sistemas de generación de energía eléctrica y su integración en redes inteligentes. Debido a lo anterior el modelo va a estar soportado en herramientas de desarrollo de redes de Petri, que le dan cualidades y la robustez necesaria para construir una plataforma para verificar la gestión generación demanda en un contexto de las Smart Grid. Y por la trayectoria investigativa que aporta los trabajos realizados por el Grupo "INDEVOS" de la Universidad EAN en el análisis de las Redes de Petri.

El modelo *AHCPNESHM* presentado se puede exponer por medio de dos criterios principalmente. El primero es referente al concepto de la Gestión con Redes de Petri

Coloreadas Jerárquicas Avanzadas para la Administración de Sistemas Energéticos descrito en el Capítulo 4 y su implementación en el Capítulo 5. En donde básicamente se establece una plataforma sobre la cual se pueden implementar diferentes funciones asociadas a los sistemas de generación de energía; independientemente si está asociada a procesos de control, protección, restricciones, variables financieras, entre otras las cuales se pueden “Gestionar” de una manera inteligente, distribuida y coordinada por medio de la interacción de procesos con diferentes funciones y jerarquías. Y el segundo concepto es el modelo *AHCPNESHM* en sí. Este modelo es un desarrollo computacional que a futuro cuando se incorporen las Smart Grid plenamente a los sistemas de generación a escala controlable; va a ser de gran relevancia debido a que es un primer acercamiento a la implementación de sistema de Gestión en un sistema de integración de diferentes generaciones de energía, que intenta mostrar cómo podría funcionar en un Sistema de demanda altamente variable.

El modelo de la Gestión con Redes de Petri Coloreadas Jerárquicas Avanzadas para la Administración de Sistemas Energéticos *AHCPNESHM*; como solución a los problemas de sostenibilidad de suministro de energía ante una demanda variable, es bastante prometedor. Este modelo se basa en gestionar diferentes procesos como agentes independientes, los cuales pueden ser una red de comunicaciones paralela a la red eléctrica, un sistema de control jerárquico que puede ser cambiante. O un sistema de protección basado en restricciones o condiciones que incorpora características complejas creadas por el hombre, la red eléctrica, variables financieras, etc. (flexibilidad, autonomía, iniciativa, confiabilidad, entre otras). El modelo por su versatilidad puede incorporar grandes ideas o conceptos de la ingeniería.

En cuanto a modelo de negocio el sistema *AHCPNESHM*, permite la creación de enfoques disruptivos e innovadores que aporten valor significativo al sector energético. Actualmente, los modelos de negocio predominantes están orientados principalmente a la generación de beneficios económicos. Estos se materializan a través de la reducción de costos, inversiones seguras y períodos de retorno financiero (pay-back) aceptables, elementos que continúan siendo pilares fundamentales en la gestión de los sistemas energéticos. Sin embargo, la evolución del sector plantea nuevas oportunidades, especialmente con la implementación de la generación distribuida. Este enfoque no solo dota a los consumidores

de mayor autonomía, sino que también los convierte en actores activos dentro del proceso de transición energética. Este nuevo rol fomenta la creación de redes colaborativas, permitiendo el surgimiento de asociaciones o comunidades energéticas. Dichas comunidades integran a consumidores, proveedores y autoconsumidores en un ecosistema compartido, en el que se optimizan recursos y se potencian sinergias. Además, este modelo *AHCPNESHM* por ser de fácil escalabilidad, ante la generación distribuida presenta ventajas significativas en términos de sostenibilidad. Por un lado, posibilita un ahorro energético considerable y, por otro, se podría incorporar el módulo de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los objetivos globales de mitigación del cambio climático. Asimismo, impulsa el uso de fuentes de energía renovables, promoviendo un sistema energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

Es de aclarar, que el diseño detallado presenta inconvenientes en cuanto a los resultados que se limitan a presentación por medio de una herramienta gráfica y matemática (*CNPTools*) y que el modelo presenta igualmente limitaciones que impiden elaborar un sistema de mayor complejidad computacional. Su implementación en un sistema real no es posible debido a su complejidad, y aunque parezca sencillo su planteamiento conceptual se construyó un modelo, el cual era uno de los objetivos principales de este trabajo. Para implementar el modelo es fundamental una infraestructura de comunicaciones y la estandarización de los protocolos de comunicación, una sensórica robusta y sobre todo una automatización de las subestaciones con estándares como el IEC 61850 (Sgrwin, 2021) que permita interconectar y comunicar dispositivos eléctricos de cualquier índole y fabricante.

Las redes de Petri, incluso las coloreadas, son bastante flexibles para representar modelos en diferentes estados. Sin embargo, es difícil realizar cálculos medianamente complicados por medio de lugares, transiciones y arcos. Para realizar funciones de computación más elaboradas como las que requiere un sistema sofisticado, se hace necesario el uso de herramientas de programación más poderosas. El software *CPNTools* utilizado para desarrollar el modelo, permite programar por código en las inscripciones de los elementos de las redes de Petri. Sin embargo, el objetivo del proyecto fue utilizar las redes de Petri para desarrollar el modelo.

Para la validación de los resultados del modelo *AHCPNESHM*, se realizó por medio del software "*CNPTools*" y se adaptó la red de Petri Coloreada Jerárquica con Restricciones al

lenguaje Python. (Utama et al., 2022) La forma que presenta la migración a Python es establecer una analogía, para desarrollar los algoritmos y traducir la red de Petri etiquetada a lenguajes de lista de Instrucciones y Texto Estructurado. Se sugiere en general cuatro pasos:

- 1) Definir las variables Booleanas por cada lugar del modelo *AHCPNESHM*
- 2) Establecer un botón de reset (señal de entrada) que asigne los valores a las variables Booleanas: verdadero si y solo si el lugar correspondiente está inicialmente marcado
- 3) Cada transición del modelo se implementa como una instrucción del tipo IF condición THEN acción. Lo anterior es con el propósito de que cada condición, verifique que las variables estén asociadas a los lugares de entrada de la transición y que todas las señales de entrada representadas como símbolos de entrada asociados a la transición. La acción es que a las variables asociadas a los lugares de entrada de la transición se les asigna un valor (falso o verdadero según sea el caso) y que a las variables asociadas a los lugares de salida de la transición se les asigna un valor (verdadero o falso).
- 4) Para cada señal de salida del modelo, la señal se pone en verdadero si y sólo si hay una variable Booleana con valor verdadero asociada a algún lugar del programa etiquetado con el símbolo correspondiente a la señal en cuestión.

Una de las ventajas de trabajar con Python es el seguimiento de la implementación del modelo y la emigración a otros programas de alto nivel como Matlab para la verificación de los resultados. En el anexo 3 se presenta el programa en Python para futuras investigaciones y posibles incorporaciones con sistemas embebidos o tarjetas de control para la gestión del modelo *AHCPNESHM*.

Como trabajo futuro se sugiere continuar con la construcción del modelo. Algunas mejoras que se podrían realizar al modelo son:

- Viabilidad en brindar redundancia a la gestión de los procesos especialmente a los sistemas de comunicaciones y que sea sostenible financieramente.

- Desarrollar un sistema de comunicaciones, por el cual deben circular todos los mensajes entre los diferentes agentes. Este sistema de comunicaciones puede incluir probabilidades de pérdida de mensajes, mensajes de confirmación de recibo, manejo de tiempos de retardo, entre otros.
- Mejorar la función de restricciones e independizarla como un sistema de identificación y aislamiento de fallas.
- Implementar la función de interruptores e incluir los problemas de línea de transmisión.
- Implementar la función de protección que se ajuste a los diferentes tipos que existen en la actualidad.

Capítulo 7. Bibliografía

- Agalgaonkar, Y., & Hammerstrom, D. (1 de June de 2017). Evaluation of Smart Grid Technologies Employed for System Reliability Improvement: Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Experience. *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, 4(2), 24-31.
- Alaguraj, R., & Kathirvel, C. (2024). Edge Computing and IoT-Driven Renewable Energy Integration for Decentralized Smart Grid Optimization. Proceedings of International Conference on Circuit Power and Computing Technologies, ICCPCT 2024, 1775–1780. <https://doi.org/10.1109/ICCPCT61902.2024.10672678>
- Alzate, J. C., Díaz, R. A., Benavides, O. A., & Vera, J. A. (2020). Estimación de la demanda de energía eléctrica de la ciudad de Ibagué, Colombia, por medio de un modelo ARDL Estimation of the electricity demand of the city of Ibagué-Colombia, by means of an ARDL model. <https://doi.org/10.48082/espacios-a20v41n49p10>
- Amin, M., & Wollenberg, B. (September de 2005). Toward a Smart Grid. *IEEE power & energy magazine*, 03(05), 35-41.
- Amghar, B., El Abbassi, I., Mladjao, M. A. M., & Darcherif, A. M. (2014). A new hybrid control method of power electronics converters for wind turbine systems. *WIT Transactions on Information and Communication Technologies*, 60, 677–684. <https://doi.org/10.2495/CTA140831>
- Bai, X., & Trencher, G. (2016). The Role of University Partnerships in Urban Sustainability Experiments: Evidence from Asia. En *Handbook on Sustainability*

Transition and Sustainable Peace (Vol. 10, págs. 630-632). Switzerland,
Switzerland: Springer, Cham.

- Baquero Hernandez, L., Argota Vega, L., Rodriguez Valdes, O., & Ciudad Ricardo, F. (2016). Método para el modelado y prueba de Diagramas de Casos de Uso mediante redes de Petri. *Revista Cubana de Ciencias Informáticas*, 10(2), 138-149.
- Bateman, J., Carpenter, R., & Smith, R. (16 de December de 1980). *United States Patente n° US4240030A*.
- Berthomieu, B., & Diaz, M. (1991). Modeling and Verification of Time Dependent Systems Using Time Petri Nets. *IEEE Transactions on Software Engineering*, 17(3), 259–273. <https://doi.org/10.1109/32.75415>
- BID, UPME, & MME. (2016). Smart Grid Colombia Visión 2030 “Iniciativas de redes inteligentes en Colombia.” https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Smart_Grids_Colombia_Vision_2030/4_Parte4_Anexo7_Proyecto_SmartGrids.pdf
- Bordons, C., García-Torres, F., & Valverde, L. (2015). Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 12(2), 117–132. <https://doi.org/10.1016/J.RIAI.2015.03.001>
- Caquimbo-Medina, L., & Rodríguez-Urrego, L. (2018). Sustainable procurement with Coloured Petri Nets. Application and extension of the proposed model. *Expert Systems with Applications*, 114, 467–478. <https://doi.org/10.1016/J.ESWA.2018.07.043>

- Carstens, H., Xia, X., & Yadavalli, S. (2018). Measurement uncertainty in energy monitoring: Present state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2791-2805.
- Castellanos Contreras, J. U., & Rodríguez Urrego, L. (2023). Technological Developments in Control Models Using Petri Nets for Smart Grids: A Review. *Energies*, 16(8), 3541. <https://doi.org/10.3390/en16083541>
- Castro Mendieta, J. R., & Saad, M. (2018). Pareto Optimization and Fuzzy Logic for Coordinated Voltage Control in Electric Distribution Networks with the presence of Distributed generation. *Toda una Vida. Instituto de Eficiencia Energética y Energías renovables*, (págs. 121-125). Quito, Ecuador.
- Chakraborty, A., & Khargonekar, P. (16 de August de 2013). Introduction to wide-area control of power systems. *IEEE American Control Conference (ACC)*, 58-70.
- Chandrasekaran, T. (2001). Use of Timed Petri Net and Activity Cycle Diagram Methodologies for Modelling Tandem AGVs in FMSs and their Performance Evaluation. *International Journal of Computer Integrated Manufacturing*, 399-408.
- Coelho, V., Cohen, M., Coelho, I., Liu, N., & Guimarães, F. (11 de February de 2017). Multi-agent systems applied for energy systems integration: State-of-the-art applications and trends in microgrids. *Applied Energy*, 187, 820-832.
- Colombia, Congreso de la Republica de. (2014). *POR MEDIO DE LA CUAL SE REGULA LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES AL SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL*. Congreso de la Republica de Colombia.

Bogotá: UPME. Recuperado el 5 de Mayo de 2018, de

http://www.upme.gov.co/normatividad/nacional/2014/ley_1715_2014.pdf

Comisión Europea. (14 de Enero de 2011). *ec.europa.eu*. Obtenido de

ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2010/ES/1-2010-639-ES-F3-1.Pdf:

<http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2010/ES/1-2010-639-ES-F3-1.Pdf>

Comisión Europea. (2020, September 15). Mecanismo de Financiación de Energías

renovables de la Unión europea. [https://eur-lex.europa.eu/legal-](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R1294&from=EN)

[content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R1294&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R1294&from=EN)

CREG. (2016). *Alternativas para la integración de Fuentes no Convencionales de Energía*

Renovable (FNCER) al parque Generador. Bogotá: Comisión Reguladora de

Energía y Gas. Recuperado el 5 de Mayo de 2018, de

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/0a50c6>

[2128ef76c90525809700507ca0/\\$FILE/Documento%20CREG%20-%20161.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/0a50c6)

CREG. (2018). *Regulación de las actividades de autogeneración a pequeña escala y de*

generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá: Comisión

Reguladora de Energía y Gas. Recuperado el 5 de Mayo de 2018, de

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b410>

[35c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b410)

CREG - Concepto 1583 de 2022. (2022). Alejandría - Concepto 1583 de 2022 CREG.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0001583_2

[022.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0001583_2)

- Das, H., Rahman, M., Li, S., & Tan, C. (2020). Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 09-18.
- De Nigris, M., & Coviello, M. (2012). *Smart Grids in Latin America and the Caribbean*. Santiago, Chile: Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC). United Nations.
- Demilia, G., Gaspari, A., & Natale, E. (2018). Measurements for Smart Manufacturing in an Industry 4.0 Scenario A Case-Study on A Mechatronic System. *2018 Workshop on Metrology for Industry 4.0 and IoT*, 22(2), 35-43.
- DiCesare, L. (1994). Scheduling Flexible Manufacturing Systems using Petri Nets and Heuristic Search. *IEEE Transaction on Robotics and Automation*, 123-132.
- DIRECTIVA 2009/28/CE Parlamento Europeo. (2009). *Relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*. PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO. Bruselas: Diario Oficial de la Unión Europea. Recuperado el 11 de Febrero de 2018, de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=ES>
- Emrani, A., & Berrada, A. (2024). A comprehensive review on techno-economic assessment of hybrid energy storage systems integrated with renewable energy. *Journal of Energy Storage*, 84, 111010. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2024.111010>
- Etxegarai, A., Eguia, P., Torres, E., Buigues, G., & Iturregi, A. (1 de May de 2017). Current procedures and practices on grid code compliance verification of renewable power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71, 191-202.

- Fang, X., Misra, S., Xue, G., & Yang, D. (09 de December de 2011). Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, 14(4), 944-980.
- Fereidunian, A., Zamani, M., Sharifi K, A., & Lesani, H. (19 de June de 2011). AAHPNES: A Hierarchical Petri Net Expert System realization of adaptive autonomy in Smart Grid. *IEEE Trondheim PowerTech*, 1-7. doi:10.1109/PTC.2011.6019387
- Fontenot, H., & Dong, B. (2 de August de 2019). Modeling and control of building-integrated microgrids for optimal energy management – A review. *Applied Energy*, 1-21.
- Florin, G., Fraize, C., & Natkin, S. (1991). Stochastic Petri nets: Properties, applications and tools. *Microelectronics Reliability*, 31(4), 669–697.
[https://doi.org/10.1016/0026-2714\(91\)90009-V](https://doi.org/10.1016/0026-2714(91)90009-V)
- Galán, E. M., Foley, T., Junfeng, L., Thornton, K., Sawyer, S., Sander, M., Taylor, R., Kopetz, H., Gsänger, S., Lohani, B., Tulej, P., Dixon, R. K., Frankl, P., Amin, A. Z., Alers, M., Marangoly, A., World Bank, G., Teske, S., Kumar, E., ... Lins, C. (2015). renewables 2015 global status report annual reporting on renewables: ten years of excellence 2015 2 ren 21 steering committee industry associations rainer hinrichs-rahlwes european renewable energies federation (eref) international organisations irene giner-reichl global forum on sustainable energy (gfse) members at large national governments science and academia executive secretary.
- Gómez, V., Hernández, C., & Rivas, E. (6 de October de 2017). Visión General, Características y Funcionalidades de la Red Eléctrica Inteligente (Smart Grid). *Información Tecnológica*, 29(2), 89-102.

- Gong, C., Wang, X., Xu, W., & Tajer, A. (1 de September de 2013). Distributed Real-Time Energy Scheduling in Smart Grid: Stochastic Model and Fast Optimization. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(3), 1476-1489.
- Haidar, A. M., Muttaqi, K., & Sutanto, D. (8 de July de 2015). Smart Grid and its future perspectives in Australia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1375-1389.
- Hanai , M., Kojima, H., Hayakawa, N., Shinoda, K., & Okubo, H. (11 de Decenber de 2013). Integration of asset management and smart grid with intelligent grid management system. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 20(6), 195-202.
- Harney, A. (2009). *Smart Metering Technology Promotes Energy Efficiency for a Greener World*. Analog Devices, Education. Dublin: Analog Dialogue.
- Hashmi, M. (2013). Developing Smart Grid Concepts, Architectures and Techonological Demonstrations Worldwide - A Literature Survey. *International Review of Electrical Engineering IREE*, 8(1), 10.
- Hernandez Hernandez, C., Rodriguez, F., Moreno, J., & Da Costa Mendes, P. (2017). Un enfoque óptimo para la distribución de energía de una micro-red usando Control Predictivo basado en Modelo (MPC) una simulación de un caso de estudio. *Jornadas de Automática 2016*.
- Hoyos, S., Franco, C., & Dyner, I. (2017). Integración de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado eléctrico y su impacto sobre el precio. *Ingeniería y*

- Ciencia*, 13(26), 115-146. Recuperado el 1 de Mayo de 2018, de <http://www.eafit.edu.co/ingciencia>
- IPSE, I. d. (22 de Junio de 2018). *Centro Nacional de Monitoreo*. Obtenido de <http://190.216.196.84/cnm/>
- IPSE. (2024). Central híbrida que impulsará el desarrollo económico y social - IPSE. <https://ipse.gov.co/blog/2024/05/16/239-familias-de-puerto-carreno-vichada-reciben-central-hibrida-que-impulsara-el-desarrollo-economico-y-social/>
- J. L. Pinto de Sá, J. D. (2011). Implementing substations automatic control functions designed with Petri nets on IEC 61850. *IEEE Transactions Power Delivery*, 1119 - 1127.
- Jensen, K. (1997). *Coloured Petri Nets: Basic Concepts, Analysis Methods, and Practical Use* (Vol. 3). Springer-Verlag.
- Jensen, K., & Kristensen, L. M. (2009). Coloured Petri Nets: Modelling and validation of concurrent systems. In *Coloured Petri Nets: Modelling and Validation of Concurrent Systems*. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/B95112>
- Jensen, K., Kristensen, L. M., & Wells, L. (2007). Coloured Petri Nets and CPN Tools for modelling and validation of concurrent systems. *International Journal on Software Tools for Technology Transfer*, 9(3-4), 213-254. <https://doi.org/10.1007/S10009-007-0038-X/METRICS>
- Kan, C. Y., & He, X. (1996). A method for constructing Algebraic Petri nets. *Journal of Systems and Software*, 35(1), 15-27. [https://doi.org/10.1016/0164-1212\(95\)00081-X](https://doi.org/10.1016/0164-1212(95)00081-X)

- Khan, A., Naeem, M., Iqbal, M., Qaisar, S., & Anpalagan, A. (5 de May de 2016). A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 1664-1683.
- Khan, R., Jidin, R., & Pasupuleti, J. (15 de March de 2016). Multi-agent based distributed control architecture for microgrid energy management and optimization. *Energy Conversion and Management*, 112, 288-307.
- Konstas, L. (1995). FMS Scheduling using Petri Net Modeling and a Branch and Bound Search. *Proceedings of the IEEE International Symposium on Assembly and Task Planning*, 141-146.
- Kristensen, L. M., Jorgensen, J. B., & Jensen, K. (2004). Application of Coloured Petri Nets in System Development. In J. Desel, W. Reisig, & G. Rozenberg (Eds.), *Lectures on Concurrency and Petri Nets, Advances in Petri Nets (4th ACPN'03)* (Vol. 3098, pp. 626–685). Springer-Verlag (New York).
- Kulasekera, L., Gopura, R., Hemapala, K., & Perera, N. (2011). A review on multi-agent systems in microgrid applications. *Innovative Smart Grid Technologies*. India.
- Lima, G. M., Belchior, F. N., Villena, J. E. N., Domingos, J. L., Freitas, M. A. V., & Hunt, J. D. (2024). Hybrid electrical energy generation from hydropower, solar photovoltaic and hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 53, 602–612. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2023.12.092>

- Lopez, G., Moreno, J., Amaris, H., & Salazar, F. (15 de March de 2015). Paving the road toward Smart Grids through large-scale advanced metering infrastructures. *Electric Power Systems Research, 120*, 194-205.
- Lu, Q., Zhang, Z., & Lü, S. (2020). Home energy management in smart households: Optimal appliance scheduling model with photovoltaic energy storage system. *Energy Reports, 6*, 2450–2462. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2020.09.001>
- Luo, J., Liu, Z., & Zhou, M. (22 de November de 2018). Robust deadlock control of automated manufacturing systems with multiple unreliable resources. *Information Sciences, 479*, 401-415.
- Mahmud, K., Khan, B., Ravishankar, J., Ahmadi, A., & Siano, P. (2020). An internet of energy framework with distributed energy resources, prosumers and small-scale virtual power plants: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 127*, 28-40.
- Malpathak, S. (2002). Robust Design of Flexible Manufacturing Systems using colored Petri Net and Genetic Algorithm. *Journal of Intelligent Manufacturing, 339-351*.
- Market Observatory for Energy. (2017). *Quartely Report on European Electricity Markets* (Vol. 10). (E. Commission, Ed.) Bruselas, Belgica: DG Energy. Obtenido de https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q1_2017.pdf
- Meydani, A., Shahinzadeh, H., Ramezani, A., Moazzami, M., Nafisi, H., & Askarian-Abyaneh, H. (2024). Comprehensive Review of Artificial Intelligence Applications in Smart Grid Operations. 2024 9th International Conference on Technology and

Energy Management, ICTEM 2024.

<https://doi.org/10.1109/ICTEM60690.2024.10631952>

MinEducacion. (2009). *Formación por ciclos propedéuticos*. Bogotá.

Mohamed, E., & Hawary, E. (05 de February de 2014). The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends. *Electric Power Components and Systems*, 42, 239-250.

Momoh, J. (2017). *Electric Power System Applications of Optimization* (2 ed.). Boca Raton, Florida, Estados Unidos: CRC Press.

Moreno, R., Street, A., Arroyo, J., & Mancarella, P. (10 de July de 2017). Planning low-carbon electricity systems under uncertainty considering operational flexibility and smart grid technologies. *Philosophical Transactions The Royal Society*, 1-29.

Morvaj, B., Lugaric, L., & Krajcar, S. (26 de September de 2011). Demonstrating smart buildings and smart grid features in a smart energy city. *Proceedings IEEE International Youth Conference on Energetics (IYCE)*, 1-8.

Murata, T. (Abril de 1989). Petri Nets: Properties, Analysis and Applications. *Proceedings of the IEEE*, 77(4), 40.

Nozarian, M., & Fereidunian, A. (2020). Smart City as an Smart Energy Hub: A Bibliographic, Analytic and Structural Review. *Iranian Electric Industry Journal of Quality and Productivity*, 9(4), 62–82. <https://doi.org/10.29252/IEIJQP.9.4.62>

P, J. (2001). Solving Resource Contention Problem in FMS using Petri nets and rule-based Approach. *International Journal of Production Research*, 785-808.

Parejo , A., Sanchez-Squella, A., Barraza, R., Yanine, F., Barrueto-Guzman, A., & Leon , C. (12 de May de 2019). Desing and Simulation of an Energy Homeostacticity

- Systems for Electric and Thermal Power Management in a Building with Smart Microgrid. *Energies*, 12(9), 19.
- Pariso, A., Rikos, E., & Glielmo, L. (7 de September de 2014). A Model Predictive Control Approach to Microgrid Operation Optimization. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 22(5).
- Pariso, A., Rikos, E., Tzamalís, G., & Glielmo, L. (20 de February de 2014). Use of model predictive control for experimental microgrid optimization. *Applied Energy*, 115, 37-46.
- Pedrycz, W. (1999). Generalized fuzzy Petri nets as pattern classifiers. *Pattern Recognition Letters*, 20(14), 1489–1498. [https://doi.org/10.1016/S0167-8655\(99\)00073-2](https://doi.org/10.1016/S0167-8655(99)00073-2)
- Perez, S. A. (2002). *Modelado y Control de Sistemas Híbridos con Redes de Petri Difusas y Redes Neuronales*. México: Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional .
- Perez, S., Li, X., & Yu, W. (2002). Adaptive Fuzzy Petri Nets for Supervisory Hybrid Systems Modeling. *15th IFAC World Congress*. Barcelona, España.
- Rashed, R., Fung, A., Mohammadi, F., & Raahemifar, K. (December de 2014). A survey on Advanced Metering Infrastructure. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 63, 473-484.
- REN21, R. E. (2015). *RENEWABLES 2015 GLOBAL STATUS REPORT*. Sudafrica: REN21 Renewables Academy. Recuperado el 226 de Junio de 2018
- Renewable Energy Agency, I. (2023). Renewable Capacity Statistics 2023 Statistiques de Capacité Renouvelable 2023 about irena. www.irena.org

- Rodriguez Urrego, L., Garcia Moreno, E., & Morant Anglada, F. (2011). Aplicación a un proceso químico de la metodología de anidamiento latente para el diagnóstico de fallos. *INGENIUM*, 12(24), 22-32.
- Salazar Pérez, G. S. (2024). Modelo de despacho óptimo de energía eléctrica de corto plazo para la microrred Baltra Santa Cruz considerando restricciones de seguridad.
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25306>
- Schubert, C., Hassen, W. F., Poisl, B., Seitz, S., Schubert, J., Usabiaga, E. O., Gaudo, P. M., & Pettinger, K. H. (2023). Hybrid Energy Storage Systems Based on Redox-Flow Batteries: Recent Developments, Challenges, and Future Perspectives. *Batteries* 2023, Vol. 9, Page 211, 9(4), 211.
<https://doi.org/10.3390/BATTERIES9040211>
- Serna, A., Tadeo, F., & Normey-Rico, J. (2016). Control avanzado basado en ideas de control predictivo para la producción de hidrógeno mediante electrólisis. *XIV Simposio CEA de Ingeniería de Control*. Logroño, España.
- SIATA. (2024, June 15). SIATA - Sistema de Alerta Temprana del valle de Aburrá.
https://siata.gov.co/siata_nuevo/
- Silinto, B. F., van der Laag Yamu, C., Zuidema, C., & Faaij, A. P. C. (2025). Hybrid renewable energy systems for rural electrification in developing countries: A review on energy system models and spatial explicit modelling tools. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 207, 114916.
<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2024.114916>

Silva, M., & Recalde, L. (2004). On fluidification of Petri Nets: from discrete to hybrid and continuous models. *Annual Reviews in Control*, 28(2), 253–266.

<https://doi.org/10.1016/J.ARCONTROL.2004.05.002>

Shakeri, M., Shayestegan, M., Abunima, H., Reza, S., Akhtaruzzaman, M., Alamoud, A., . . . Amin, N. (1 de March de 2017). An intelligent system architecture in home energy management systems (HEMS) for efficient demand response in smart grid. *Energy and Buildings*, 138, 154-164.

Smart, D. (14 de August de 1950). *Great Britain Patente n° 2.677.789*.

Sofana Reka, S., & Dragicevic, T. (2018). Future effectual role of energy delivery: A comprehensive review of Internet of Things and smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, 90-108.

Sovacool, B., & Furszyfer Del Rio, D. (2020). Smart home technologies in Europe: A critical review of concepts, benefits, risks and policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 10-23.

Staff Subcommittee on Rate Desing. (2016). *NARUC MANUAL ON DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES*. Washington: pubs.naruc.org/pub/88954963-0F01-F4D9-FBA3-AC9346B18FB2. Obtenido de <https://www.naruc.org>

Teno, G., Ridao, M. Á., Bordons, C., & Márquez, J. J. (2018). Comparativa de algoritmos de control predictivo distribuido aplicado a microrredes interconectadas. *Actas de las XXXIX Jornadas de Automática*, (págs. 452-459). Bardoiz, España.

Tuballa, M., & Abundo, M. (22 de January de 2016). A review of the development of Smart Grid technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 711-716.

UPME. (2018). *Listado Proyectos FNCER*. Bogotá: UPME.

- UPME. (2024). Informe de Avance Proyectos de Generación. www.upme.gov.co
- Wadi, M., Shobole, A., Elmasry, W., & Kucuk, I. (2024). Load frequency control in smart grids: A review of recent developments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 114013. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2023.114013>
- Waseem, M., & Wang, J. (8 de December de 2017). The research on multi-agent system for microgrid control and optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 1399-1411.
- World Energy Transitions Outlook 2023 1.5° c Pathway Preview. (2023). www.irena.org
- Yanine, F., Sanchez-Squella, A., Barrueto, A., Cordova, F., & Sahoo, S. (2017). Engineering Sustainable Energy Systems: How Reactive and Predictive Homeostatic Control Can Prepare Electric Power Systems for Environmental Challenges. *Procedia Computer Science*, 122, 439-446.
- Yoo, C.-H., Chung, I.-Y., Lee, H.-J., & Hong, S.-S. (2013). Intelligent Control of Battery Energy Storage for Multi-Agent Based Microgrid Energy Management. In *Energies* (Vol. 6, Issue 10). <https://doi.org/10.3390/en6104956>
- Zamani, M., Fereidunian, A., Sharifi K., M., & Lesani and C. Lucas, H. (17 de March de 2010). AAPNES: A Petri Net expert system realization of adaptive autonomy in smart grid. *5th International Symposium on Telecommunications*, 968-973. doi:10.1109/ISTEL.2010.5734162
- Zhang, L., Hu, X., Wang, Z., Ruan, J., Ma, C., Song, Z., . . . Pecht, M. (2020). Hybrid electrochemical energy storage systems: An overview for smart grid and electrified vehicle applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1, 1-8.

Anexos

Anexo 1. Declaraciones de los colores, variables y funciones según lenguaje CPN. "Entrada"

Colores	Funciones
<pre>colset UNIT = unit; colset BOOL = bool; colset INT = int; colset INTINF = intinf; colset TIME = time; colset REAL = real; colset STRING = string; colset HIN=product INT*REAL; colset HIN2=product INT*REAL*REAL; colset HIN3=product INT*REAL*REAL*REAL; colset RR=product REAL*REAL; colset RRR=product REAL*REAL*REAL; colset BBB=product BOOL*BOOL*BOOL; colset BB=product BOOL*BOOL;</pre>	<pre>fun getRad() = (!Rad); fun getVelV() = (!VelV); fun getDem() = (!Dem); fun VV2P(V:REAL)= let val sal = (V*0.001)*50000 in (if sal<0.0 then 0.0 else sal) end; fun R2P(R:REAL)= let val sal = R*500.0 in (if sal<0.0 then 0.0 else sal) end;</pre>
Variables	
<pre>var H,I,J,K:INT; var R,VV,DP,M,V,PS,PN,CB,AX,AX2,C1,C2,PSM, PSH,PD:REAL; var PSE,PSE2,PSPV,PSPV2,PSBAT,PSMOT, PSHD,PSAUX1,PSAUX2:REAL; var PINPV,PINEO:REAL;</pre>	<pre>fun DP2P(DP:REAL)= let val sal = DP*1000.0 in (if sal<0.0 then 0.0 else sal) end; fun LPVV(PS:REAL)= if PS>50000.0 then 50000.0 else if PS<0.0 then 0.0 else PS; fun ErrorPV(R:REAL,PS:REAL)= if (R*450.0)>(PS) then 1'() else empty; fun LPPV(PS:REAL)= if PS>50000.0 then 50000.0 else if PS<0.0 then 0.0 else PS; fun DCBPV(CB:REAL)= if (CB)<=(10.0) then 1'() else empty;</pre>

```

fun CalcBat(CB:REAL,C1:REAL)=
let
val sal = CB+(C1/100.0)
val sal2 = if sal>100.0 then 100.0 else sal;in
if sal2<0.0 then 0.0 else sal2 end;
    
```

Anexo 2. Declaraciones de los colores, variables y funciones según lenguaje CPN.
Subproceso 1.

Lugares	P	Inicio, Sal1, VV2, Aux1, Error E, Disp_Eolico, S_VV, PS_Eolico, Sal2, RR, CargaBat, Aux2, S_Rad, Error_PV, Disp_PV, N_Carga, Sal3, Disp_PVCarga, PS_PV, Mod_Bat, PS_Baterias, P_HifraBat, Pot_Bat, Disp_Bat, Sal4, Error_Hidraulica, MActivo, Mantenimiento, Salida
Transiciones	T	Calcbat, Eolico, AuxT1, PV, AuxT2, Baterias, Motor
Conjunto Pre, Post	Pre, Post	(Inicio, CalcBat), (Calcbat, Sal1), (CalcBat, N_Carga), (CargaBat, CalcBat), (Calcbat, CargaBat), (Sal1, Eolico), (VV2, Eolico), (Eolico, Error_E), (Eolico, Sal2), (Eolico, Disp_Eolico), (Eolico, Aux1), (Aux1, AuxT1), (S_VV, AuxT1), (AuxT1, PS_Eolico), (AuxT1, Sal2), (Sal2, PV), (RR, PV), (CargaBat, PV), (PV, CargaBat), (PV, Error_PV), (PV, Disp_PVCarga), (PV, Sal3), (PV, Disp_PV), (N_Carga, PV), (PV, Aux2), (Aux2, AuxT2), (S_Rad, AuxT2), (AuxT2, Sal3), (AuxT2, PS_PV), (Mod_Bat, Baterias), (Disp_PVCarga, Baterias), (Sal3, Baterias), (PS_PV, Baterias), (Pot_Bat, Baterias), (Baterias, Mod_Bat), (Baterias, PS_PV), (Baterias, PS_Baterias), (Baterias, Disp_Bat), (Baterias, Pot_Bat), (Baterias, Sal4), (Baterias, P_HidraBat), (Sal4, Motor), (Error_Hidraulica, Motor), (Motor, Mantenimiento), (Motor, Salida), (Motor, MActivo)
Función de Color	Cn	$ \begin{cases} REAL & si\ p = \{VV2, S_{VV}, PS_{Eolico}, RR, S_{Rad}, CargaBat, P\} \\ UNIT & PS_{Baterias}, Pot_{Bat}, P_{HidraBat} \\ & Cuaquiera\ otro\ caso \end{cases} $
Subconjunto de Restricciones	PNr	$PNr = \{PN_1, PN_2, PN_3, PN_4\} = \text{Errores}$
Expresiones de los arcos	Tr	$Tr = \{T_1, T_2, T_3, T_4\} = PNr \cup Pre \rightarrow PNr \cup Post$
Subconjunto de Verificación	PVr	$ \begin{cases} 1^{(100,0)} & si\ p = CargaBat \\ 1^{(0,0)} & si\ p = Pot_Bat \\ \emptyset & Cuaquiera\ otro\ caso \end{cases} $

Anexo 3. Simulación Python

Código fuente Simulación Python

```
import pandas as pd
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt

NCH = 24

df = pd.read_csv('Datos.csv', sep = ';')
valores = df.values

#Datos Radiacion
RadProm = valores[:, 1]
RadDs = valores[:, 2]

#Datos Velocidad del viento
VVProm = valores[:, 3]
VVVs = valores[:, 4]

#Datos Demanda de Potencia
DPProm = valores[:, 5]
DPPDs = valores[:, 6]

#Valores iniciales Eolico
CE_Eolico = 0
Error_Eolico = [0] * NCH
Disp_Eolico = [0] * NCH
PR_EO = [0] * NCH
PU_EO = [0] * NCH
P_Eolico = [0] * NCH

# Valores iniciales PV
Error_PV = [0] * NCH
Disp_PV = [0] * NCH
Disp_PV_Carga = [0] * NCH
PR_PV = [0] * NCH
PU_PV = [0] * NCH
PS_PV = [0] * NCH

# Valores iniciales Baterias
Carga_Bat = [100.0] * NCH
Modo_Bat = [0] * NCH # 0: descarga, 1: carga
Pot_Bat = [0] * NCH
N_Carga = [0] * NCH # 0: No necesita carga, 1: Necesita carga
Disp_Bat = [0] * NCH
C_H = [0] * NCH
P_HidraBat = [0] * NCH
PU_BAT = [0] * NCH

# Valores iniciales Motor
Error_H = [0] * NCH
Mant_M = [0] * NCH
Cont1_M = 0
Cont2_M = 0
```

```

Motor_Activo = [0] * NCH
PU_MOT = [0] * NCH

#Valores iniciales Hidraulica
P_Hidra = [0.0] * NCH
P_HidraTotal = [0] * NCH
PU_Hidra = [0] * NCH

# Declaracion de variables
Rad = [0] * NCH
VV = [0] * NCH
DP = [0] * NCH

P_PV = [0] * NCH
P_DP = [0] * NCH
Preq = [0.0] * NCH
PU_total = [0.0] * NCH
P_IN = [0.0] * NCH
P_OUT = [0.0] * NCH

for i in range(0, NCH):

    # INICIO

    #Simula datos estadisticos de radiacion solar
    Rad[i] = np.random.normal(RadProm[i]/10, RadDs[i]/10)
    if Rad[i] < 0:
        Rad[i] = 0

    # Simula datos estadisticos de velocidad del viento
    VV[i] = np.random.normal(VVProm[i], VVDs[i])
    if VV[i] < 0:
        VV[i] = 0

    # Simula datos estadisticos de demanda de potencia
    DP[i] = np.random.normal(DPProm[i], DPDs[i])
    if DP[i] < 0:
        DP[i] = 0

    P_Eolico[i] = (VV[i]*(0.8/90.0)-0.0656)*50000
    P_PV[i] = Rad[i] * 500;
    P_DP[i] = DP[i] * 1000;

    if i == 0:
        Mod_ant = 0
        PotB_ant = 0
        Carga_ant = 100.0
    else:
        Mod_ant = Modo_Bat[i - 1]
        PotB_ant = Pot_Bat[i - 1]
        Carga_ant = Carga_Bat[i - 1]

    Carga_Bat[i] = Carga_ant + PotB_ant / 100

```

```
if Carga_Bat[i] > 100:
    Carga_Bat[i] = 100
if Carga_Bat[i] < 0:
    Carga_Bat[i] = 0

# Subproceso 1

# Baterias 1
if Mod_ant == 0:
    if Carga_Bat[i] <= 10:
        N_Carga[i] = 1
    else:
        N_Carga[i] = 0
else:
    if Carga_Bat[i] < 90:
        N_Carga[i] = 1
    else:
        N_Carga[i] = 0

# Eolico
if (30 <= VV[i]) and (VV[i] <= 120):
    Disp_Eolico[i] = 1
else:
    if VV[i] < 30:
        CE_Eolico = CE_Eolico + 1
        Disp_Eolico[i] = 0
        if CE_Eolico >= 48:
            Error_Eolico[i] = 1
    if VV[i] > 120:
        VV[i] = 120
        Disp_Eolico[i] = 1

#PhotoVoltaico
if Rad[i] < 20:
    Disp_PV[i] = 0
    Disp_PV_Carga[i] = 0
else:
    if (Rad[i]*450) > P_PV[i]:
        Error_PV[i] = 1
        Disp_PV[i] = 0
        Disp_PV_Carga[i] = 0
    else:
        if Carga_Bat[i] <= 10:
            Disp_PV_Carga[i] = 1
            Disp_PV[i] = 0
        else:
            if N_Carga[i] == 1:
                if Carga_Bat[i] > 90:
                    Disp_PV[i] = 1
                    Disp_PV_Carga[i] = 0
                else:
                    Disp_PV[i] = 0
                    Disp_PV_Carga[i] = 1
            else:
                Disp_PV[i] = 1
                Disp_PV_Carga[i] = 0
```

```

PS_PV[i] = P_PV[i]

#Bateria
if Mod_ant == 0:
    if Carga_Bat[i] <= 10:
        if Disp_PV_Carga[i] == 1:
            Modo_Bat[i] = 1
            P_HidraBat[i] = 0
            Disp_Bat[i] = 0
            Pot_Bat[i] = P_PV[i]/2
            PS_PV[i] = 0
            if P_PV[i] > 10000:
                Pot_Bat[i] = 2000
                PS_PV[i] = P_PV[i] - 2000
                Disp_PV[i] = 1
            else:
                Modo_Bat[i] = 1
                Disp_Bat[i] = 0
                Pot_Bat[i] = 2000
                P_HidraBat[i] = 2000
        else:
            Modo_Bat[i] = 0
            Disp_Bat[i] = 1
            Pot_Bat[i] = -5000
            P_HidraBat[i] = 0
    else:
        if Carga_Bat[i] < 90:
            if Disp_PV_Carga[i] == 1:
                Modo_Bat[i] = 1
                Disp_Bat[i] = 0
                Pot_Bat[i] = P_PV[i]/2
                P_HidraBat[i] = 0
                PS_PV[i] = 0
                if P_PV[i] > 10000:
                    Pot_Bat[i] = 2000
                    PS_PV[i] = P_PV[i] - 2000
                    Disp_PV[i] = 1
                else:
                    Modo_Bat[i] = 1
                    Disp_Bat[i] = 0
                    Pot_Bat[i] = 2000
                    P_HidraBat[i] = 2000
            else:
                Modo_Bat[i] = 0
                Disp_Bat[i] = 1
                Pot_Bat[i] = -5000
                P_HidraBat[i] = 0

#Motor
if Error_H[i] == 1:
    Motor_Activo[i] = 1
    Contl_M = 0
else:

```

```

Cont1_M = Cont1_M + 1
if Cont1_M >= 168:
    Mant_M[i] = 1
    Cont2_M = Cont2_M + 1
    Motor_Activo[i] = 1
else:
    Motor_Activo[i] = 0
if Cont2_M == 5:
    Cont2_M = 0
    Motor_Activo[i] = 0
    Cont1_M = 0

#Seleccion
P_result = 0.91 * P_DP[i]
P_Hidra[i] = 0.11 * P_DP[i]
Preq[i] = P_result

if Disp_Bat[i] == 1:
    if (-Pot_Bat[i]) > P_result:
        PU_BAT[i] = P_result
        Pot_Bat[i] = -P_result
        P_result = 0
    else:
        PU_BAT[i] = 10000
        P_result = P_result - 10000
else:
    PU_BAT[i] = 0

if Disp_Eolico[i] == 1:
    if P_Eolico[i] > P_result:
        PR_EO[i] = P_Eolico[i] - P_result
        PU_EO[i] = P_result
        P_result = 0
    else:
        PR_EO[i] = 0
        PU_EO[i] = P_Eolico[i]
        P_result = P_result - P_Eolico[i]
else:
    PR_EO[i] = 0
    PU_EO[i] = 0

if Disp_PV[i] == 1:
    if PS_PV[i] > P_result:
        PR_PV[i] = PS_PV[i] - P_result
        PU_PV[i] = P_result
        P_result = 0
    else:
        PR_PV[i] = 0
        PU_PV[i] = PS_PV[i]
        P_result = P_result - PS_PV[i]
else:
    PR_PV[i] = 0
    PU_PV[i] = 0

if Motor_Activo[i] == 1:
    PU_MOT[i] = P_result + P_Hidra[i]
    
```

```

    PU_Hidra[i] = 0
else:
    PU_MOT[i] = 0
    PU_Hidra[i] = P_result + P_Hidra[i]

    P_HidraTotal[i] = PU_Hidra[i] + P_HidraBat[i]
    PU_total[i] = PU_Hidra[i] + PU_EO[i] + PU_PV[i] + PU_BAT[i] + PU_MOT[i]
    P_IN[i] = P_HidraTotal[i]
    P_OUT[i] = PR_EO[i] + PR_PV[i]

print(i)

fig, ax = plt.subplots()
plt.rcParams['font.size'] = '14'
for label in (ax.get_xticklabels() + ax.get_yticklabels()):
    label.set_fontsize(14)
ax.plot(range(1, NCH+1), [x / 1000.0 for x in P_DP], '--', label =
'Demanda', linewidth = 4)
ax.plot(range(1, NCH+1), [x / 1000.0 for x in PU_Hidra] , label = 'P
Hidraulico', linewidth = 2)
ax.plot(range(1, NCH+1), [x / 1000.0 for x in PU_EO] , label = 'P EO',
linewidth = 2)
ax.plot(range(1, NCH+1), [x / 1000.0 for x in PU_PV] , label = 'P PV',
linewidth = 2)
ax.plot(range(1, NCH+1), [x / 1000.0 for x in PU_BAT] , label = 'P BAT',
linewidth = 2)
ax.plot(range(1, NCH+1), [x / 1000.0 for x in PU_MOT] , label = 'P MOT',
linewidth = 2)
ax.plot(range(1, NCH+1), [x / 1000.0 for x in PU_total] , '-.-', label =
'P Total', linewidth = 2)
ax.legend(loc = 'upper left')
plt.xlabel("Tiempo (H)", fontsize = 14)
plt.ylabel("Potencia (KW)", fontsize = 14)
plt.xlim(1,24)
plt.show()

print(P_Eolico)
print(P_PV)
print(P_DP)
print(Disp_PV_Carga)
print(PU_PV)
print(PU_BAT)
print(Carga_Bat)
print(PR_EO)

```