

CDEC-SIC Ltda

Chile

ESTUDIO DE OPERACIÓN DE LA ZONA NORTE DEL SIC INCORPORACIÓN DE PARQUES EÓLICOS Y SOLARES 2014 - 2017

DISEÑO DE DETALLE: SISTEMA INTEGRAL DE CONTROL
DE TRANSFERENCIAS MAITENCILLO → NOGALES

Proyecto EE-2013-066
Informe Técnico EE-ES-2014-0007
Revisión C



ESTUDIOS ELECTRICOS



Power System Studies & Power Plant Field
Testing and Electrical Commissioning
ISO9001:2008 Certified

9. may. 2014

Este documento EE-ES-2014-0007-RC fue preparado para CDEC-SIC Ltda por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. David Perrone

Departamento de Estudios

perrone@estudios-electricos.com**Ing. Alejandro Musto**

Coordinador de Estudios

musto@estudios-electricos.com**Ing. Fernando Libonati**

Gerente de Producción

libonati@estudios-electricos.comwww.estudios-electricos.com

Este documento contiene 65 páginas y ha sido guardado por última vez el 09/05/2014 por David Perrone, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó	Aprobó
A	11/02/14	Para presentar	DP	AM	FL
B	17/04/14	Contempla observaciones del CDEC-SIC.	DP	AM	FL
C	09/05/14	Contempla observaciones del CDEC-SIC.	DP	AM	FL

Índice

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	4
2 INTRODUCCIÓN.....	5
2.1 Proyectos de generación considerados.....	6
2.2 Topología prevista.....	6
2.3 Automatismos previstos – ERAG/EDAG Guacolda.....	8
3 FILOSOFÍA.....	9
3.1 Generalidades.....	9
3.2 Participación.....	9
3.2.1 Pequeños Generadores – Generación Distribuida.....	9
3.3 Control de Régimen Permanente (CRP).....	10
3.3.1 Funciones.....	10
3.3.2 Operación.....	12
3.4 Control de Contingencia Simple (CCS).....	12
3.4.1 Funciones.....	12
3.4.2 Operación.....	13
4 FUNCIONES.....	14
4.1 Nomenclatura.....	14
4.2 Control de Régimen Permanente (CRP).....	15
4.2.1 Etapas.....	16
4.2.2 Cálculos → Acciones necesarias.....	17
4.2.3 Matrices TRAMOS-INCIDENCIA.....	38
4.3 Control de Contingencia Simple (CCS).....	42
4.3.1 Etapas.....	43
4.3.2 Construcción/actualización matriz CONTROL DE CONTINGENCIA.....	44
4.3.3 Matriz – CONTROL DE CONTINGENCIA.....	45
5 EQUIPAMIENTO.....	54
5.1 Generalidades.....	54
5.2 Celdas de Monitoreo (CM).....	55
5.3 Celda de Generación (CG).....	57
5.4 Celda de Control General (CCG).....	61
5.5 Enlaces de Comunicación.....	63
5.6 Costos y plazos.....	64

1 RESUMEN EJECUTIVO

En el marco del proyecto de operación del SIC NORTE con ERNC con un horizonte 2017, el estudio documentado en el informe EE-ES-2014-0005 propone de forma conceptual los automatismos para:

- Incrementar los límites NORTE → SUR del sistema de transmisión hasta idealmente la capacidad nominal (25° con sol) de cada circuito, valor dependiente de la disponibilidad de generación para reducir en caso de contingencia.
- Controlar las fluctuaciones de potencia de los parques eólicos haciendo un aprovechamiento óptimo de la energía renovable.

El presente informe documenta el diseño de detalle del sistema integral de control de las transferencias del sistema norte, desarrollado a partir de las propuestas conceptuales realizadas previamente y contemplando información actualizada de:

- Proyectos de generación en estado de construcción efectiva (horizonte diciembre 2014).
- Automatismos en desarrollo para incrementar los límites del sistema de transmisión comprendido entre las SSEE MAITENCILLO 220kV y NOGALES 220kV (ERAG/EDAG GUACOLDA).

La filosofía adoptada para incrementar las transferencias y controlar las fluctuaciones de potencia corresponde a la implementación de un automatismo integral que opere de forma continua en condiciones de régimen permanente y que realice acciones específicas de reducción y/o desconexión en condiciones de contingencia (pérdida de uno de los circuitos del sistema de transmisión).

Específicamente se propone que tanto la operación en régimen permanente y de contingencia sea controlada mediante el mismo equipamiento, aplicando rutinas particulares en cada caso, las cuales operarán coherentes entre sí pero no de modo simultáneo.

En cuanto a las características del equipamiento requerido, se encuentra que en términos generales podrían utilizarse las celdas previstas para el ERAG/EDAG GUACOLDA, adicionándose al menos 12 (doce) CELDAS DE GENERACIÓN para contemplar la integración de parques existentes y previstos para diciembre 2014. Estas celdas podrán vincularse vía enlaces satelitales redundantes, de modo similar a lo previsto por el ERAG/EDAG GUACOLDA.

Asimismo deberán implementarse en una CELDA DE CONTROL GENERAL redundante, los algoritmos de limitaciones dinámicas, reducción y desconexión en correspondencia con las rutinas aquí desarrolladas.

2 INTRODUCCIÓN

En el marco del proyecto de operación del SIC NORTE con ERNC con un horizonte 2017, el estudio documentado en el informe EE-ES-2014-0005 propone de forma conceptual los automatismos para:

- Incrementar los límites NORTE → SUR del sistema de transmisión hasta idealmente la capacidad nominal (25° con sol) de cada circuito, valor dependiente de la disponibilidad de generación para reducir en caso de contingencia.
- Controlar las fluctuaciones de potencia de los parques eólicos haciendo un aprovechamiento óptimo de la energía renovable.

El presente informe documenta el diseño de detalle del sistema integral de control de las transferencias del sistema norte, desarrollado a partir de las propuestas conceptuales realizadas previamente y contemplando información actualizada de:

- Proyectos de generación en estado de construcción efectiva.
- Automatismos en desarrollo para incrementar los límites del sistema de transmisión comprendido entre las SSEE MAITENCILLO 220kV y NOGALES 220kV (ERAG/EDAG GUACOLDA).

Debido a la incerteza de los plazos y secuencia particular de los ingresos de los parques a largo plazo, se presenta un diseño detallado para el horizonte diciembre 2014 y de modo complementario se indican las características de los equipos y modificaciones que deberán realizarse con el ingreso de nuevos proyectos futuros.

En función de lo solicitado por el CDEC-SIC, el automatismo propuesto toma como punto de partida (principalmente en lo que respecta a equipamiento) el ERAG/EDAG Troncal Guacolda, desarrollado para la ampliación de los límites MAITENCILLO – NOGALES (informe técnico EE-ES-2013-872)



2.1 Proyectos de generación considerados

Conforme a lo antes mencionado el diseño de detalle contempla los proyectos que se prevén operativos para diciembre 2014. Las tablas 2.1 y 2.2 resumen las centrales renovables actuales y las proyectadas para tal horizonte conforme al resumen de proyectos en construcción efectiva provisto por el CDEC-SIC.

Centrales en Servicio	Empresa	Punto de Conexión	Capacidad Instalada MW
Eólica Canela 1	Endesa	S/E Las Palmas	18,15
Eólica Canela 2	Endesa	S/E Las Palmas	60
Eólica Totoral	Norvind	S/E Las Palmas	46
Eólica Talinay	Eólica Talinay	Tap Talinay Circuito 2 Pan de Azúcar - Las Palmas 220 kV	90
Eólica Punta Colorada	Barrick	S/E Punta Colorada	20
Eólica Monte Redondo	Eólica Monte Redondo	Tap Monte Redondo Circuito 1 Pan de Azúcar - Las Palmas 220 kV	48
Fotovoltaico Salvador*	RTS Energy / Solarts	S/E Salvador MT	2,88
Fotovoltaico Llano de Llampos	Sun Edison	Barra seccionadora en LT 220 kV Cardones - Cerro Negro Norte	100
Fotovoltaico San Andrés	Sun Edison	Barra seccionadora en LT 220 kV Cardones - Carrera Pinto	50

* Siendo un Pequeño Medio de Generación, presenta un tratamiento particular

Tabla 2.1 - Centrales Renovables del SIC NORTE – Actualmente operativas

Proyecto Generación	Empresa	Punto de Conexión	Capacidad Instalada MW	Fecha de Puesta en Servicio
Eólico El Arrayán	El Arrayán	Barra seccionadora en LT 220 kV Las Palmas - Pan de Azúcar C2	115	Abril 2014
Eólico Pacífico y La Cebada	Eolic Partners	S/E Seccionadora circuito 1 Las Palmas - Pan de Azúcar 220 kV	114	1º semestre 2014
Fotovoltaico PV Salvador	Solventus	Tap off en LT 110 kV Diego de Almagro - Salvador	68	1º semestre 2014
Eólico Punta Palmeras	Colbún/Acciona	S/E Las Palmas	66	2º semestre 2014

Tabla 2.2 - Centrales Renovables del SIC NORTE – Proyectos en construcción efectiva

Se aprecia que en la lista de la tabla 2.1 se indica la existencia de un generador de pequeña potencia. Para estos casos se prevé un tratamiento particular el cual se indica en el apartado 3.2.

2.2 Topología prevista

Tomando todos estos proyectos en consideración la topología que resulta de interés para el análisis de detalle se muestra en la figura 2.1.

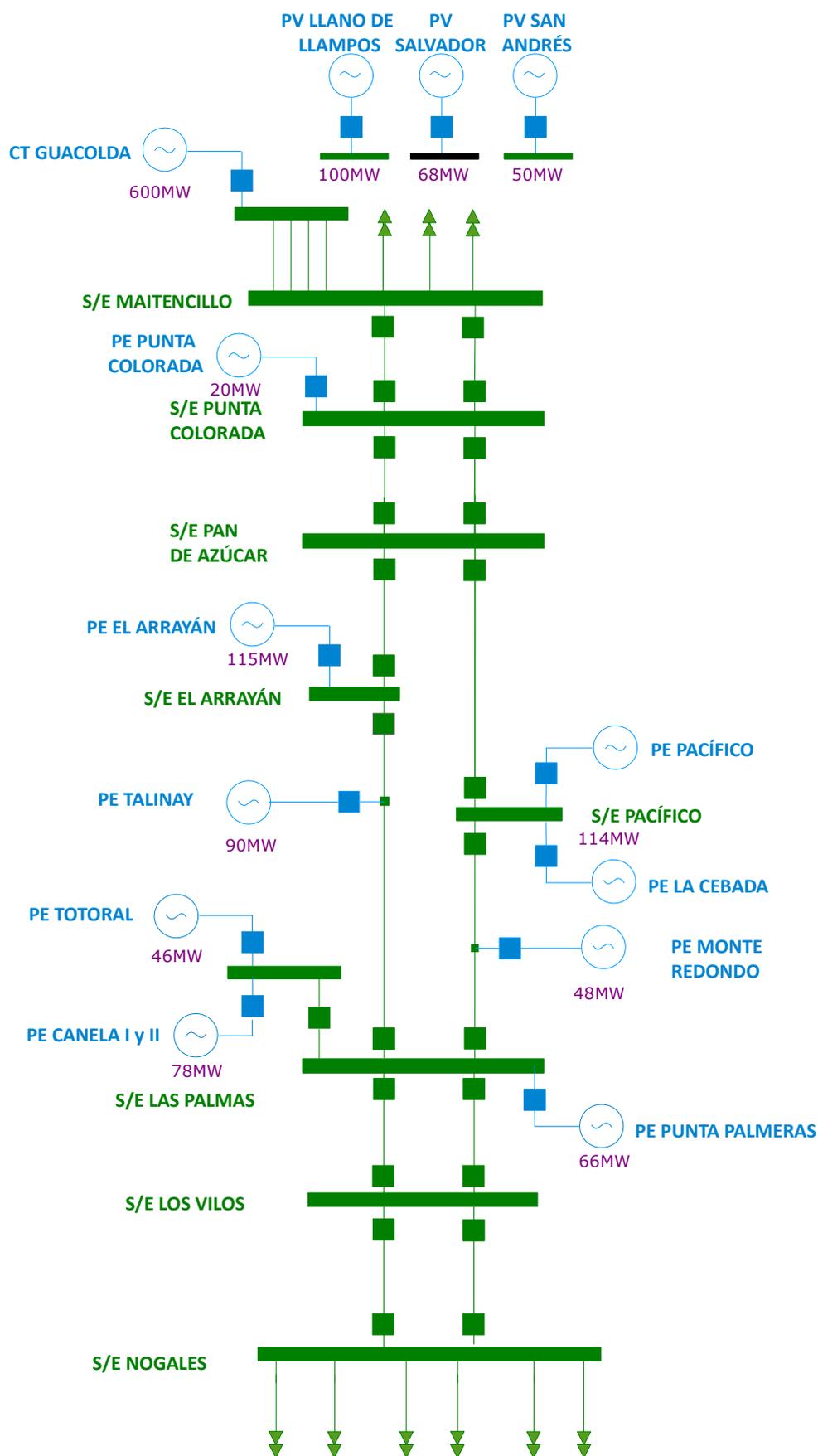


Figura 2.1 - Topología Prevista - DICIEMBRE 2014

2.3 Automatismos previstos – ERAG/EDAG Guacolda

Actualmente el sistema de transmisión de interés cuenta con un automatismo de ERAG/EDAG que opera sobre la central Guacolda ante contingencias y/o sobrecargas (régimen permanente) en las líneas comprendidas entre las SSEE MAITENCILLO y PAN DE AZUCAR 220kV. Este esquema permite incrementar las transferencias hasta idealmente el 100% de la capacidad nominal de cada circuito (25° con sol), resultando en un máximo de 394 MVA.

Alineado con este esquema, se encuentra en construcción un nuevo automatismo de ERAG/EDAG en GUACOLDA que operaría supervisando las líneas de 220kV hasta la S/E NOGALES, es decir en los tramos comprendidos entre las SSEE MAITENCILLO y NOGALES 220kV. Una vez operativo este segundo automatismo, las transferencias PAN DE AZUCAR → NOGALES podrían incrementarse hasta idealmente el 100% de la capacidad nominal de cada circuito (25° con sol), equivalente a 446MVA.

Las siguiente gráfica resume las máximas transferencias admisibles en los distintos tramos, considerando la operación del recurso mencionado. Estos niveles se ajustan considerando sólo la capacidad térmica de las líneas, es decir considerando las modificaciones requeridas en los TTCC (cambio de arrollamiento de medida). Las acciones de RAG o DAG indicadas corresponden a la ocurrencia de una contingencia simple.

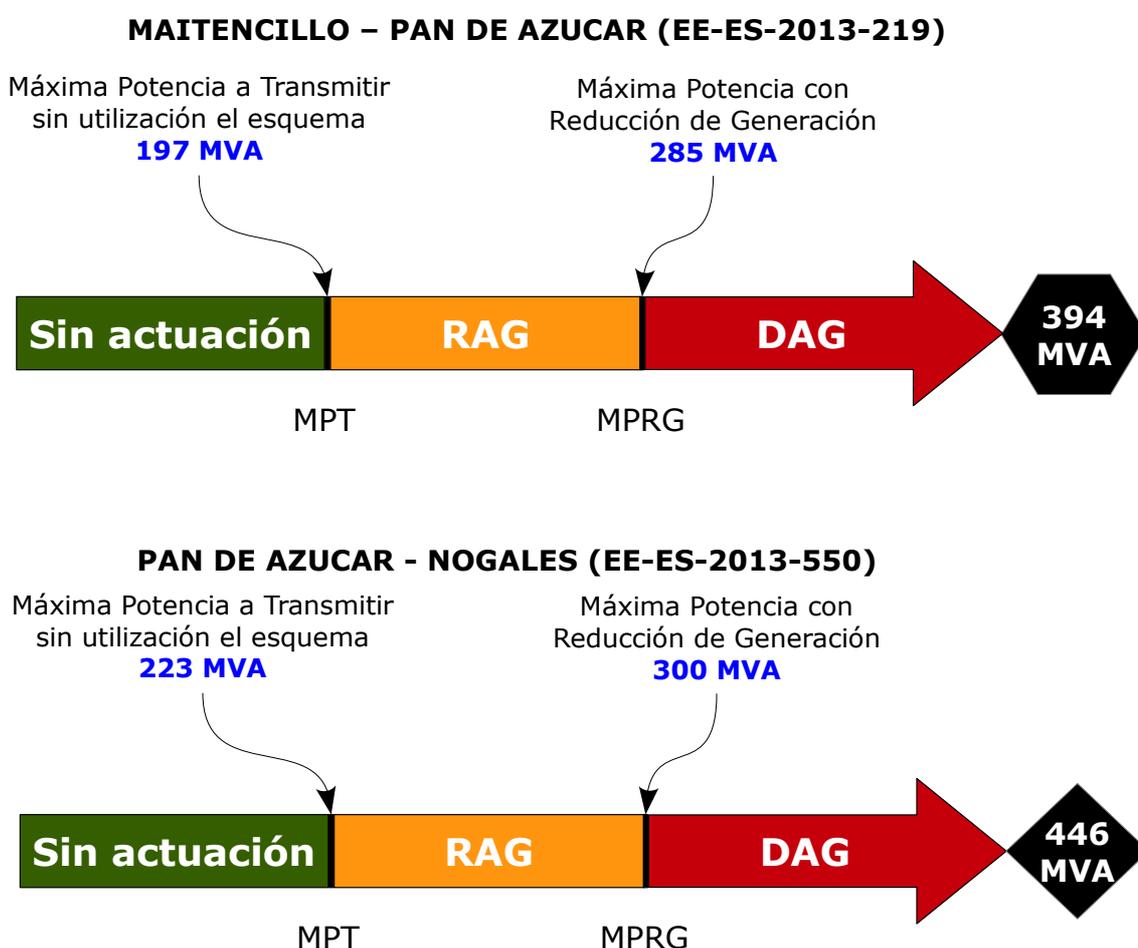


Figura 2.2 - Máximas transferencias admisibles en los distintos tramos con ERAG/EDAG Guacolda

3 FILOSOFÍA

3.1 Generalidades

La filosofía adoptada para incrementar las transferencias y controlar las fluctuaciones de potencia corresponde a la implementación de un automatismo integral que opere de forma continua en condiciones de régimen permanente y que realice acciones específicas de reducción y/o desconexión en condiciones de contingencia.

Específicamente se propone que tanto la operación en régimen permanente y de contingencia sea controlada mediante el mismo equipamiento, aplicando rutinas particulares en cada caso, las cuales operarán coherentes entre sí pero no de modo simultáneo. Mientras la primera rutina -condiciones normales- controlará que no se excedan instante a instante los límites operativos de transferencia, maximizando a la vez el aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, la segunda -condiciones de contingencia- prioriza la seguridad del sistema reduciendo o desconectando generación en base a las sobrecargas previstas.

3.2 Participación

En función de los resultados documentados en el informe EE-ES-2014-0005 se hace evidente la necesidad de implementar un esquema de control integral de transferencias que incluya a todos los parques renovables (eólicos y solares) localizados al norte de Nogales y a la CT Guacolda. Esto implica que los parques existentes y proyectados deberán vincularse al este sistema integral.

3.2.1 Pequeños Generadores – Generación Distribuida

Un caso particular relativo a las fuentes renovables corresponde a los pequeños generadores, donde si bien poseen reducida potencia individual, la sumatoria de proyectos de esta naturaleza podrían afectar la operación del sistema de modo equivalente a un parque como los contemplados.

Inicialmente se propone que los parques menores a 9MW, es decir Pequeños Medios de Generación, no formen parte del esquema. Esto se fundamenta principalmente en que este monto resulta prácticamente contenido dentro de las fluctuaciones normales de las demandas de las distintas áreas de la red norte. No obstante esto, podrá requerirse que los conjuntos de pequeños generadores deban integrar el esquema de control de transferencias cuando sus efectos conjuntos tengan un impacto similar al de un parque convencional.

3.3 Control de Régimen Permanente (CRP)

3.3.1 Funciones

El Control de Régimen Permanente será el encargado de garantizar niveles seguros de transferencias NORTE → SUR ante variaciones o eventos no son directamente medidos o detectados por elementos del esquema. Será su misión:

- Optimizar el aprovechamiento de los parques eólicos estableciendo los límites de máxima inyección de forma dinámica, en base a la capacidad disponible en el sistema de transmisión y el potencial asociado a cada parque.
- Detectar sobrecargas leves o de corta duración en el sistema de transmisión, producidas por eventos externos a los componentes de los cuales se tiene medición (e.g. pérdida de grandes consumos, por fuera de los márgenes de seguridad adoptados) y aplicar las reducciones requeridas. Esta acción implica, en primera instancia limitación de los parques eólicos, en segunda instancia de los parques solares y finalmente reducción en la CT Guacolda (de modo prácticamente similar al recurso previsto e indicado en 2.3).
- Cuando se alcancen niveles de sobrecarga elevados por un determinado tiempo, ejecutar órdenes de reducción rápida y/o desconexión de parques eólicos, solares y finalmente en la CT Guacolda. Esta función contempla condiciones sumamente críticas de pérdidas de consumo y de baja probabilidad de ocurrencia. Esta instancia debe estar coordinada con las etapas de limitación-reducción y las protecciones de los enlaces.

El esquema presentado en la figura 3.1 resume las funciones previstas para el control en régimen permanente en una característica transferencia-tiempo. Esta característica se evalúa en cada tramo o circuito de interés y se adopta la acción que resulte más restrictiva.

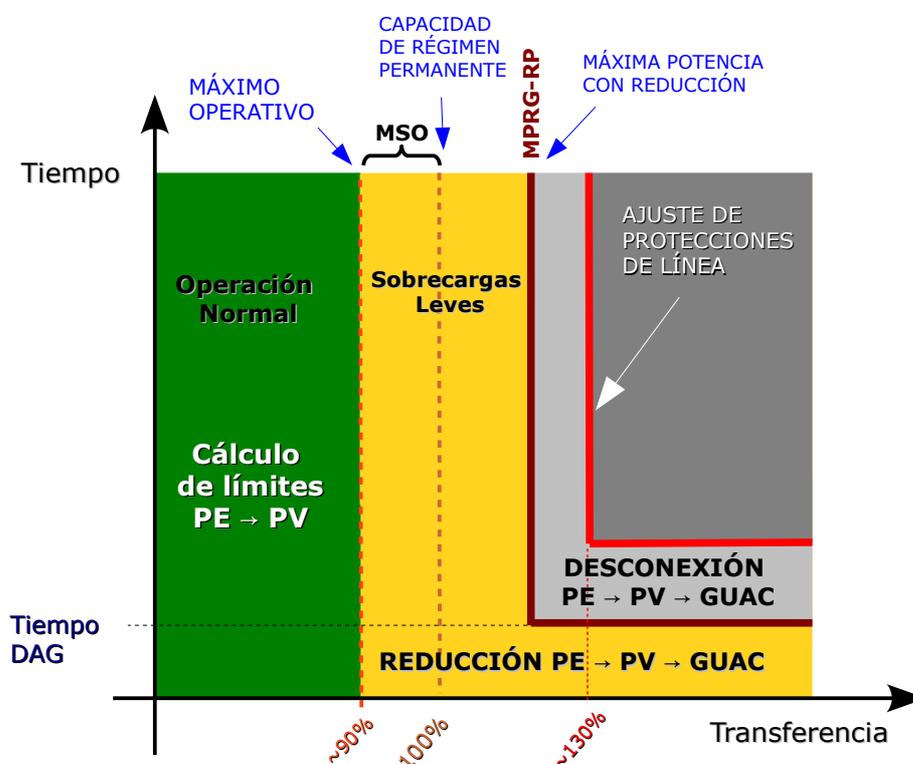
Durante la operación normal (i.e. transferencias menores al máximo operativo) el automatismo calcula la capacidad disponible en el sistema de transmisión y distribuye los límites a los parques para evitar que las fluctuaciones positivas ocasionen sobrecargas. Esta distribución de límites se realiza en base a la potencia disponible en cada parque, es decir la estimación de la potencia que podría estar generando el parque si no se aplicarían limitaciones. En condiciones usuales estos límites sólo se ajustan para los parques eólicos, el ajuste de estos límites en los parques solares sólo se requiere cuando no es posible reducir/limitar parques eólicos "al norte" del enlace en cuestión.

En caso que se exceda el máximo operativo se calculan las limitaciones a implementar sobre los parques a partir del aporte de potencia al sistema. Esta condición de sobrecarga en "régimen permanente" puede ser asociada a la pérdida de un consumo significativo (por fuera de los márgenes operativos previstos) o un aumento no previsto en la generación (generadores no asociados al control de transferencias, tales como los PMG, o con una falla en la aplicación de los límites previstos). Tomando en consideración las características de las fuentes de generación y

siendo que este recurso opera en el marco intrahorario, se propone que en primer instancia se apliquen limitaciones para los parques eólicos y si esto no fuera suficiente (i.e. la potencia a reducir resulta mayor al aporte eólico presente) se apliquen también limitaciones a los parques solares. Por último, si no resulta suficiente la operación sobre eólicos y solares se aplica una reducción sobre la CT Guacolda.

En caso de alcanzarse condiciones mayores a la Máxima Potencia a transferir con Reducción de Generación en Régimen Permanente (MPRG-RP), implica que existe riesgo de actuación de las protecciones y por lo tanto se requieren reducciones rápidas o directamente desconexiones de los parques y/o la CT Guacolda. Puntualmente se indica un tiempo de espera el cual deberá establecerse de forma coordinada entre:

- Los tiempos de detección segura de sobrecarga. Esto para evitar la actuación ante transitorios o sobrecorrientes asociadas a cortocircuitos.
- Tiempos de operación del esquema. Asociado a los enlaces de comunicación y tiempo de operación (desconexión o reducción rápida).
- Retardos de las protecciones asociadas a cada enlace. En cada caso deberá analizarse la necesidad de reajustar las temporizaciones para permitir una operación segura y coordinada.



VALORES PARTICULARES A DETERMINAR EN CADA CASO

Figura 3.1 - Funciones de operación en régimen permanente (sin contingencias en líneas supervisadas)

[Ir al índice](#)

Se destaca que la actuación de la instancia de desconexión corresponde a una situación inusual de grandes desbalances en régimen permanente. Como referencia, uno de los eventos de mayor impacto corresponde a la pérdida total de los transformadores 220/110kV de Diego de Almagro, los cuales para en horizonte de estudio cuentan con una carga de aproximadamente 120MW en condiciones de demanda alta. Partiendo por ejemplo de una condición de carga operativa máxima de 90% en los enlaces MAITENCILLO-PUNTA COLORADA (355MVA), la sobrecarga post-contingencia resultará de 20% para cada circuito.

3.3.2 Operación

La aplicación de límites en operación normal, así como la necesidad de acciones de reducción o desconexión ante sobrecargas producidas ante pérdidas de consumo, debe considerar el control de las transferencias de cada uno de los circuitos del sistema de transmisión comprendido entre las SSEE MAITENCILLO 220kV y NOGALES 220kV.

A partir de las transferencias de cada circuito se deben realizar de forma continua las evaluaciones y las consecuentes limitaciones o acciones de reducción/desconexión. El diseño debe contemplar que los enlaces pueden operar con uno de los dos circuitos abiertos (condición N-1), así como también, condiciones de relevantes desbalances (en los casos donde existen conexiones en Tap-off o seccionamiento de un solo circuito).

Esta función deberá encontrarse operativa permanentemente y debe bloquearse ante la detección de una contingencia (pérdida de alguna línea supervisada). Las instrucciones de rehabilitación o desbloqueo post-contingencia estarán a cargo del CDC.

3.4 Control de Contingencia Simple (CCS)

3.4.1 Funciones

Esta rutina pretende evitar condiciones de sobrecarga post-contingencia, ante la pérdida de una de las líneas asociadas al esquema. Específicamente deberá:

- Evaluar permanentemente las posibles sobrecargas ante la potencial pérdida de algún enlace y/o apertura de un extremo (de importancia en enlaces que cuentan con una conexión en tap-off).
- Pre-calcular las matrices de reducción o desconexión correspondientes a cada enlace (y cada extremo en el caso de conexión tap-off).
- Ante la detección de apertura de uno de los extremos de los circuitos supervisados:
 - Desconectar/Reducir las unidades pre-seleccionadas. La decisión entre desconexión o reducción dependerá de la relación existente entre la sobrecarga prevista y el ajuste de Máxima Potencia con Reducción de Generación (MPRG), asociado al umbral de ajuste de las protecciones.
 - Bloquear el esquema de control de régimen permanente
 - Luego de un tiempo de estabilización, verificar el nivel de carga post-contingencia y aplicar correcciones si fuese necesario.

3.4.2 Operación

De forma permanente esta rutina calcula los montos de generación a reducir en cada parque/central ante la potencial pérdida de un enlace, en función de los niveles de sobrecarga prevista para el tramo que resultará más afectado por la contingencia.

En caso que el nivel de sobrecarga prevista supere el umbral de máxima potencia con reducción de generación, esta rutina indicará que en caso de falla la reducción debe ser realizada mediante reducción rápida o directamente vía desconexión (tiempos coordinados con los retardos previstos en las protecciones).

Generalmente aplicará la prioridad Eólico → Solar → Vapor, salvo en el caso de fallas en el tramo MAITENCILLO – PUNTA COLORADA, donde en el caso de requerirse desconexión de generación la misma debe aplicarse sobre una unidad Guacolda en tiempos reducidos, para asegurar la estabilidad de la red.



4 FUNCIONES

4.1 Nomenclatura

La siguiente tabla presenta una descripción de las variables utilizadas en la lógica de los controles, que permiten un mejor seguimiento:

VARIABLE	DESCRIPCIÓN
j	Identificación de tramo (j=1 -> MAITENCILLO - PUNTA COLORADA)
i	Identificación de central generadora (cualquier tipo)
k	Identificación de la central eólica k
m	Identificación de la central solar fotovoltaica m
G	Identificación Central Guacolda
n	Cantidad total de centrales
Ej	Cantidad total de centrales eólicas al norte del tramo j
Fj	Cantidad total de centrales solares fotovoltaicas al norte del tramo j
PG _i	Potencia Generada por central i
PD _i	Potencia Disponible en la central i
MGD _i	Margen de Generación Disponible por central i
GSNj	Generación Total Solar al Norte del tramo j, ponderado por el Cij
GENj	Generación Total Eólica al Norte del tramo j, ponderado por el Cij
GDTSNj	Generación Disponible Total Solar al Norte del tramo j, ponderado por el Cij
MDGSNj	Margen Disponible de Generación Solar al Norte del tramo j
MDGENj	Margen Disponible de Generación Eólica al Norte del tramo j
Clij	Coeficiente de incidencia central i sobre el tramo j
Txj	Transmisión en el tramo j
LOj	Límite Operativo del tramo j
MTDj	Margen de Transmisión Disponible en el tramo j
MPRG	Máxima Potencia con Reducción de Generación
MPRG-RP	Máxima Potencia con Reducción de Generación, en Régimen Permanente
Mlij	Margen de Inyección de central i en el tramo j
Mli	Margen de Inyección de central i, resultado de la decisión final (DFi)
PLimi	Límite de inyección para la central i
DAG?j	Resultado lógico de temporización tramo j.
DAGij	Lógico. Necesidad de reducción rápida o desconexión de unidad i por tramo j
DAGF	Vector decisión final de desconexión. Contiene la decisión para cada parque.
MA	Margen Adicional. Producto de restricciones más exigentes "al norte"
DF	Vector decisión final. Contiene los márgenes de cada generador.
DT1	Vector decisión temporal 1
DT2	Vector decisión temporal 2

Tabla 4.1 - Nomenclatura

4.2 Control de Régimen Permanente (CRP)

El siguiente diagrama de flujo resume el funcionamiento conceptual general del control de las transferencias en régimen permanente.

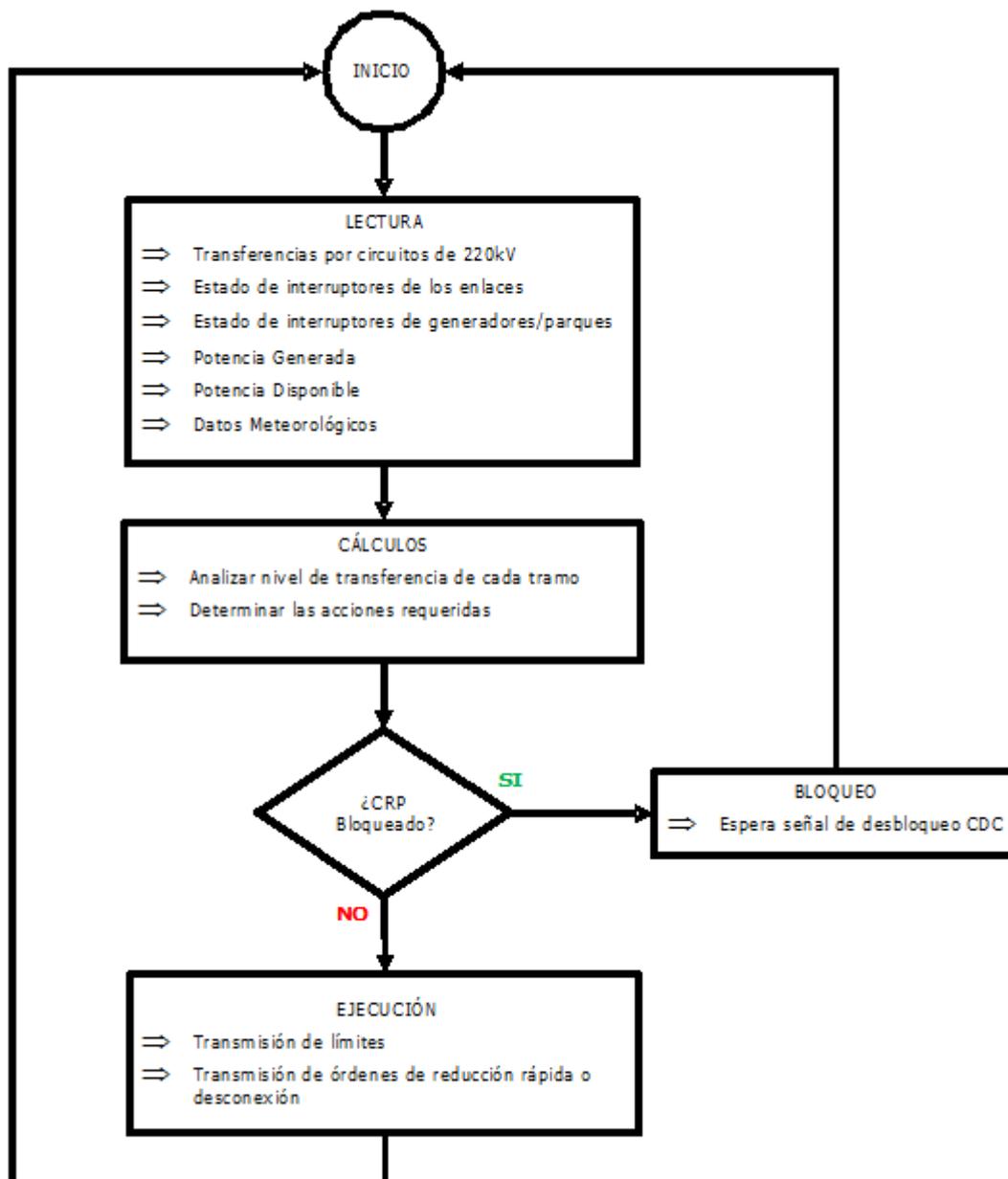


Figura 4.1 - Control de Transferencias en régimen permanente - Diagrama general

4.2.1 Etapas

Etapa 0 - INICIO

Esta etapa corresponde a la condición de inicio del control de régimen permanente y también corresponde a la espera pasiva del esquema ante el bloqueo por actuación del control de contingencias.

Etapa 1 – LECTURA

Esta instancia corresponde a la captura de las mediciones de campo tales como:

- TRANSFERENCIAS EN TODOS LOS TRAMOS DE INTERÉS.
- ESTADO DE TODOS LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS A LAS LÍNEAS DE 220kV.
- ESTADO DE INTERRUPTORES DE UNIDADES GENERADORAS / PARQUES.
- POTENCIA GENERADA POR CADA CENTRAL/PARQUE ASOCIADO.
- POTENCIA DISPONIBLE EN CADA PARQUE EÓLICO y SOLAR*.
- TEMPERATURA E IRRADIACIÓN SOLAR EN DIFERENTES SECCIONES.

*La potencia disponible corresponde a la estimación de potencia que podría generarse si no se presentarían limitaciones. En el caso de los parques eólicos se obtiene a partir de las velocidades de viento medidas y la curva de viento-potencia de cada aerogenerador en servicio. Análogamente se obtiene en el caso de parques solares, mediante la irradiación y las curvas de irradiación-potencia máxima.

Etapa 2 – CÁLCULOS → ACCIONES NECESARIAS

La presente etapa es la que cuenta con mayor complejidad en términos computacionales. Aquí se realizan los cálculos necesarios para definir las acciones requeridas en función del estado de cada uno de los circuitos y las fuentes de generación. Las rutinas particulares de esta etapa se presentan en detalle en el apartado 4.2.2 .

Etapa 3 – EJECUCIÓN

Una vez definidas las acciones requeridas en cada generador/parque se realiza la ejecución. Esto implica la imposición de límites y/o la emisión de acciones de reducción rápida o desconexión según corresponda.

Etapa 4 – a) BLOQUEO

En caso de detectarse la apertura de un enlace, el control de contingencias podrá bloquear esta rutina para poder realizar una aplicación de límites/reducción/desconexión en función de la sobrecarga prevista.

Una vez que se restablezcan condiciones estacionarias luego de la falla (superado un tiempo ajustable), el control de contingencias deja de emitir la señal de bloqueo, y el control de régimen permanente reanudará su operación supeditada a la recepción de una señal de desbloqueo desde el CDC.

Se prevé que este control pueda operar en régimen permanente aún con enlaces indisponibles (estado post-contingencia), en función de las políticas que se apliquen, la DO y el CDC podrán definir valores particulares de transferencia límite para la operación en tal condición.

Etapa 4 – b) DESBLOQUEO

El desbloqueo deberá realizarse a través del Centro de Despacho y Control.

Este conjunto de rutinas se ejecutaran de forma cíclica. Se prevé que ciclo de transmisión de límites resulte del orden de los 5 segundos. Así la aplicación de límites, principalmente en lo que respecta a los parques eólicos, puede aplicarse de forma eficiente considerando potencial eólico prácticamente instantáneo en relación a los tiempos involucrados.

Para el caso de transmisión de acciones de reducción rápida o desconexión pueden requerirse tiempos levemente menores (e.g. 1 segundo), dependiendo de los ajustes de los módulos de sobrecarga de las protecciones de línea.

4.2.2 Cálculos → Acciones necesarias

Tal como se indica la instancia de cálculos y definición de las acciones necesarias presenta una relevante complejidad debido a las múltiples condiciones que pueden presentarse en los tramos supervisados y la generación existente, sumados la necesidad de cumplir con los criterios de prioridad topológicos-tecnológicos indicados en el informe EE-ES-2014-0005 y finalmente con los tiempos de operación requeridos para la operación coordinada con las protecciones de los enlaces.

De forma general esta rutina debe:

- En caso de sobrecarga/s, reducir generación al norte de la/s sobrecarga/s de forma equitativa entre los parques del mismo tipo y de acuerdo a la siguiente prioridad: Parques Eólicos → Parques Solares → CT Guacolda. La equidad se basa en la potencia generada en ese instante, es decir que para una misma tecnología (eólica o solar) e ubicación se reducirá en mayor medida el que genere mayor potencia. En los circuitos desbalanceados, producto de seccionamientos simples o conexiones tipo tap-off, para aplicar la restricción de forma equitativa se aplican también los coeficientes de incidencia de cada parque en tal transferencia. En este caso, a igualdad de potencia generada, se reducirá más al parque que mayor impacto tenga sobre el circuito afectado (más cercano eléctricamente).

Se destaca que ante una reducción de generación, producto de una sobrecarga en determinado/s tramo/s, implica un aumento de la capacidad disponible en los tramos "al sur" de la sobrecarga, por lo tanto la rutina debe prever la factibilidad de incrementar los márgenes de los generadores localizados al sur de la sobrecarga, de modo de hacer un aprovechamiento óptimo de la capacidad existente.

[Ir al índice](#)

- En el caso que exista margen de transmisión disponible, calcular los límites de máxima generación solar y eólica. Cuando la generación solar disponible es menor que el margen de transmisión disponible, primero se ocupará toda la generación solar, y el remanente se complementará con generación eólica. En caso contrario, si la generación solar disponible es mayor o igual al margen de transmisión disponible, se calculará el límite correspondiente a los parques solares fijando en cero el margen a los eólicos. Notar que un margen cero en los eólicos significa que no pueden incrementar su aporte, pero no que el control reduce el aporte de los parques eólicos para incrementar el de los solares.

Para una misma tecnología el margen se calcula de forma equitativa tomando como parámetro la potencia disponible [MW] en ese instante, es decir que para una misma tecnología e ubicación se le dará mayor margen al parque que disponga de mayor potencia disponible. En los circuitos desbalanceados, la aplicación de los márgenes es recíproca al caso de los límites, aquí se le provee mayor margen al parque que menos influye en la transferencia evaluada (más alejando eléctricamente).

El diagrama de la figura 4.2 muestra de forma general (y sólo a modo conceptual) la secuencia prevista para esta rutina. Puede apreciarse que las tareas indicadas a la derecha corresponden a condiciones en donde existe una sobrecarga en alguno de los enlaces, que debe solucionarse de acuerdo a las prioridades establecidas. Si no existen sobrecargas, o estas fueron resueltas correctamente, se ajustan los límites (mayores a su potencia actual) de los parques solares y eólicos no afectados por la sobrecarga (existencia de margen adicional por reducción "al norte"). A posteriori se presenta una metodología que contempla cálculos simples y procedimentales para la resolución del problema planteado, no obstante se indica que tal problemática podría resolverse también mediante métodos numéricos iterativos de minimización, los cuales implicarían la utilización de un equipo procesador (Harward) con especificaciones más exigentes, para poder resolver tales cálculos complejos en los tiempos requeridos.

En paralelo con la rutina presentada operan las rutinas de temporización de sobrecarga de cada enlace, representado por la figura 4.3. La actuación de esta temporización indicará la necesidad de reducción rápida o desconexión para controlar la sobrecarga.



Figura 4.2 - CRP - Cálculos - Concepto general - Prioridades

Temporizador de sobrecargas excesivas

Cada tramo contará con un temporizador de sobrecargas en el cual se cuenta el tiempo que la transferencia actual supera la máxima transferencia con reducción de generación. En caso de alcanzarse el tiempo T_{ESPERA} , se pondrá una marca de requerimiento de DAG en la fila del tramo sobrecargado de matriz de DECISIÓN.

La instancia de Reset del temporizador indica un reconocimiento de la actuación y un reinicio de la medición de carga / tiempo. Una vez normalizada la condición que dio origen a esta actuación (sobrecarga excesiva en magnitud y tiempo), este reinicio se requiere para que el control de régimen permanente vuelva nuevamente a operar mediante reducciones normales y no rápidas o desconexiones (cuando se presenten sobrecargas). Al igual que otras instancias de reinicio, esta tarea estará a cargo del CDC.

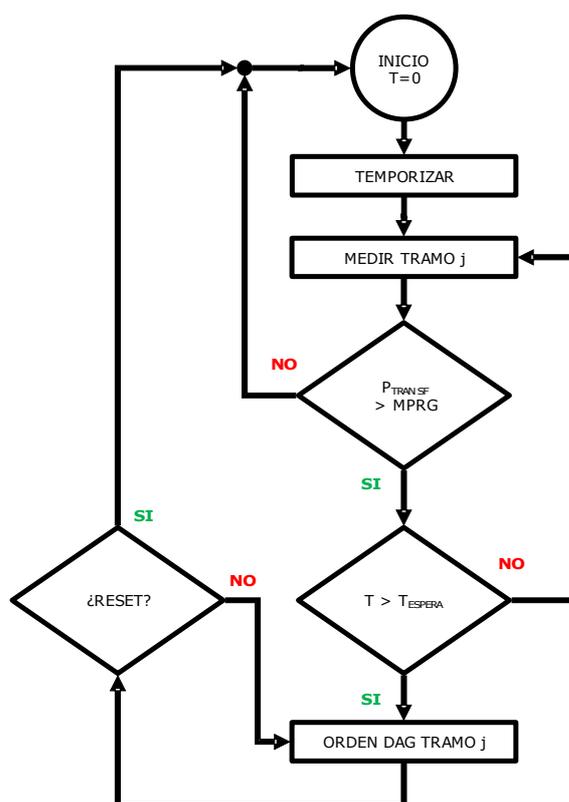


Figura 4.3 - Control de Transferencias en régimen permanente – Temporizador de sobrecargas excesivas – Tramo j

El diagrama de la figura 4.2 brinda un resumen conceptual de los objetivos de la rutina, mas no contempla un detalle específico del modo de resolución de cada bloque contemplando la existencia de múltiples enlaces y generadores distribuidos a lo largo del sistema. Existen diversos métodos o enfoques de programación para solucionar, tal problema de forma integral; no obstante se presenta a continuación una metodología de programación procedimental. Mediante este enfoque pueden apreciarse los conceptos básicos que debe poseer la rutina a implementar.

La rutina propuesta contempla una primer instancia de análisis y toma de decisiones individual de cada tramo (de forma independiente de los restantes tramos) y una segunda instancia de recálculo y decisión final, en donde se obtiene el resultado integral del recurso. La figura 4.4 resume los pasos previstos, los cuales se detallan posteriormente.

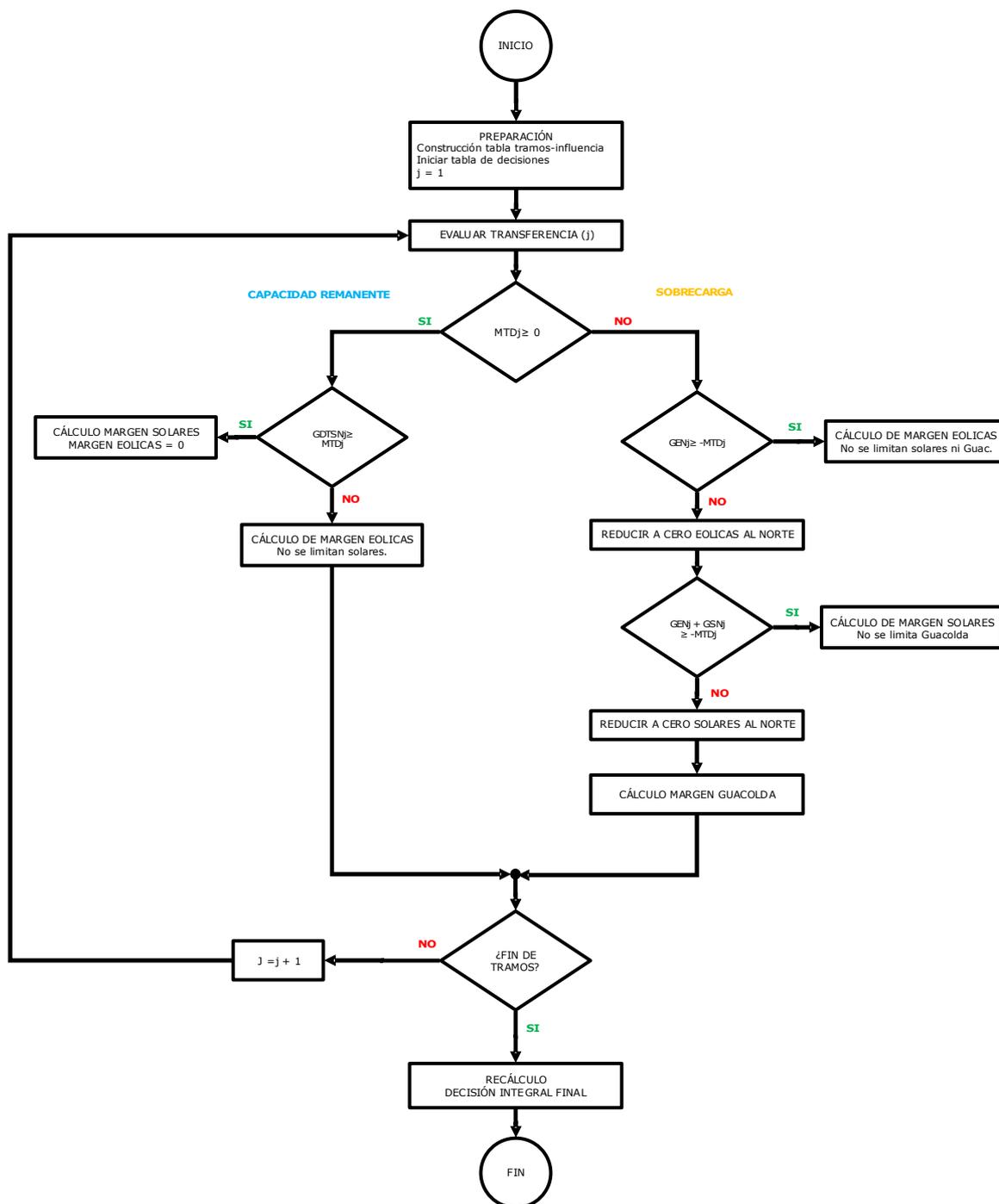


Figura 4.4 - CRP - Cálculos - Rutina propuesta



PREPARACIÓN

De la instancia de medición de las celdas de generación se almacena la información de potencia Generada por central (PG_i), su potencia disponible (PD_i) y se calcula el margen de generación disponible por central (MGD_i). La tabla siguiente muestra un ejemplo de esta matriz de información de generación; por cuestiones de simplificación se condensa la información de determinados parques, no implicando esto una pérdida de generalidad.

MEDICIONES DE CELDAS DE GENERACIÓN - [MW]								
MEDICIÓN ESTADO INICIAL	PV Llan. Salv. San And.	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico y La Cebada	PE Monte Redondo	PE Can. Tot. Y.P. Palm.
Estado (1 = En Servicio)	1	1	1	1	1	1	1	1
Potencia Generada (PG_i)	140	530	9	35	50	81	39	50
Potencia Disponible (PD_i)	150	-	11	50	60	95	48	125
Generación Disponible Individual (MGD_i)	10	-	2	15	10	14	9	75

Tabla 4.2 - Matriz Mediciones de Celdas de Generación

A partir de la información de los estados de los interruptores de las líneas de 220kV, se selecciona la matriz de TRAMOS-INCIDENCIA que corresponda. Estas matrices cuentan con una lista de los tramos y la información necesaria para realizar las evaluaciones de los límites, así como también la influencia que los generadores presentes en la red tienen sobre la carga del enlace en cuestión, de modo general indicado como "generadores al norte" (en 4.2.3 se provee mayor detalle de las mismas).

A partir de esta matriz se inicia la construcción de la tabla o matriz de DECISIÓN.

Esta segunda tabla cuenta con la información requerida para la evaluación y decisión de las acciones a realizar. En esta etapa se calculan y guardan sobre esta segunda matriz:

- Margen de Transmisión Disponible por tramo:

$$MTD_j = LO_j - Tx_j$$

- La generación solar total influyente o "al norte" de cada tramo, obtenida como:

$$GSN_j = \sum_{m=1}^{F_j} PG_m \cdot CI_{mj}$$



[Ir al índice](#)

Notar que el cálculo contempla la ponderación con el coeficiente de incidencia, ya que de esta forma se prevé un ajuste de reducción en base a la participación neta sobre las sobrecargas. Cuando un parque se encuentra "al sur" del enlace, el CI_{mj} resulta nulo.

- La generación eólica total influyente o "al norte" de cada tramo, obtenida como:

$$GEN_j = \sum_{k=1}^{E_j} PG_k \cdot CI_{kj}$$

Notar que el cálculo contempla la ponderación con el coeficiente de incidencia, ya que de esta forma se prevé un ajuste de reducción en base a la participación neta sobre las sobrecargas. Cuando un parque se encuentra "al sur" del enlace, el CI_{kj} resulta nulo. Esto resulta de particular importancia en los tramos con tap-off, donde los coeficientes de incidencia podrían ser distintos de 1.

- Generación Disponible Total Solar "al norte", obtenida como:

$$GDTSN_j = \sum_{m=1}^{F_j} MGD_m \cdot CI_{mj}$$

Este valor cuantifica los efectos de la generación solar disponible al norte, sobre una transferencia particular y se utiliza para determinar si se requiere limitar sólo a los parques eólicos o a los eólicos y solares.

- El margen de generación solar disponible influyente o "al norte" de cada tramo, obtenida como:

$$MDGSN_j = \sum_{m=1}^{F_j} MGD_m \quad \forall CI_{mj} > 0$$

- El margen de generación eólica disponible influyente o "al norte" de cada tramo, obtenida como:

$$MDGEN_j = \sum_{k=1}^{E_j} MGD_k \quad \forall CI_{kj} > 0$$

En estos últimos dos casos se utiliza el factor de participación sólo para determinar si participa en el margen del tramo "j", mas no en la ponderación. El margen disponible contempla como base la potencia total disponible "al norte", con independencia de sus efectos sobre la transferencia. Los efectos sobre las transferencias se contempla luego, en la determinación de los márgenes a asigna a cada parque.

En esta instancia preliminar la matriz de decisión presentaría el siguiente aspecto:

		MATRIZ DE DECISIÓN - ESTADO INICIAL - MEDICIÓN																		
TRAMO		Solar					Eólico				MARGEN - MEDICIÓN - [MW]									
ID	NOMBRE	TX	LO	MTD	DAG?	GSN	GDTSN	MDGSN	GEN	MDGEN	Margen PV Fotovoltaicos DAG	Margen CT Guacolda DAG	Margen PE Punta Colorada DAG	Margen PE El Arrayán DAG	Margen PE Tallinay DAG	Margen PE Pacífico y La Cebada DAG	Margen PE Monte Redondo DAG	Margen PE Canela y Ij, Totoral y Punta Palmeras DAG		
1	Maitencillo - Punta Colorada	320	350	30	0	140	10	10	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-		
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	329	350	21	0	140	10	10	9	2	-	-	-	-	-	-	-	-		
3	Las Palmas - El Arrayán	144,1	200	56	0	70	5	10	84	50	-	-	-	-	-	-	-	-		
4	Las Palmas - Pacífico	189,9	200	10	0	70	5	10	130	50	-	-	-	-	-	-	-	-		
5	Las Palmas - Los Vilos	384	400	16	0	140	10	10	264	125	-	-	-	-	-	-	-	-		
6	Los Vilos - Nogales	354	400	46	0	140	10	10	264	125	-	-	-	-	-	-	-	-		

Tabla 4.3 - MATRIZ DECISIÓN - ESTADO INICIAL

Evaluación – Limitaciones

Una vez calculado el margen de transmisión disponible en un tramo particular (MTD_j) se determina la necesidad de calcular los límites para cada parque ERNC "al norte".

- Caso $MTD_j \geq 0$ (existe capacidad remanente)

Si el MTD_j calculado resulta mayor a cero se evalúa en primer instancia si existe margen disponible en parques solares. Si la capacidad remanente es mayor a la generación solar disponible no se establecen limitaciones a los parques solares y se calculan los correspondientes a los parques eólicos. En caso contrario se fijan en cero los márgenes a los parques eólicos (i.e. no pueden subir potencia) y se calculan los límites en los parques eólicos.

En cada caso se calculan los márgenes de inyección (MI_{ij}) en función de la topología (coeficiente de incidencia $CI_{ij} > 0$), la potencia disponible por central (MGD_i) y los márgenes de generación disponible "al norte".

- Caso $GDTSN_j \geq MTD_j$ (Existe más generación solar disponible que margen de transmisión)

$$MI_{mj} = MTD_j \cdot \frac{MGD_m}{MDGSN_j} \cdot \frac{1}{CI_{mj}}$$

$$MI_{kj} = 0$$

- Caso $GDTSN_j < MTD_j$ (La generación solar disponible es menor al margen de transmisión)

$$MI_{mj} = MGD_m \text{ (sin límite)}$$

$$MI_{kj} = (MTD_j - GDTSN_j) \cdot \frac{MGD_k}{MDGEN_j} \cdot \frac{1}{CI_{kj}}$$



Notar que, en cada caso, se asigna un límite de generación mayor a las que tienen mayor disponibilidad de recurso y menor incidencia sobre el tramo j.

En caso que la generación disponible resulte menor que la capacidad, los límites resultantes serán mayores a la potencia disponible, es decir los parques operarán sin limitaciones. En la instancia de implementación puede fijarse como rango máximo de la variable, la máxima potencia de generación del parque específico.

- Caso $MTD_j < 0$ (existe sobrecarga)

En el caso que el MTD_j calculado resulte menor a cero, se calculan los márgenes en función de la generación individual (i.e. el aporte al sistema). En estos casos el margen resulta negativo. Es decir que el límite a establecer se encontrará por debajo de su aporte actual.

Considerando la necesidad de mantener el orden de prioridades, primero se evalúa toda la generación eólica, si no es suficiente se sigue con la solar y por último la vapor-carbón (Guacolda)

- Caso $GEN_j \geq -MTD_j$

Para el caso que sólo se requiere reducción en los eólicos, el margen de cada parque asociado al tramo se calcula mediante la siguiente expresión. No se aplican restricciones a parques solares o unidades de la CT Guacolda, sólo se fija el margen de los solares al norte en cero, para que los mismos no aumenten su generación (pudiendo agravar la sobrecarga).

$$MI_{kj} = MTD_j \cdot \frac{PG_k \cdot C_{ij}}{GEN_j} \cdot \frac{1}{C_{ij}} = MTD_j \cdot \frac{PG_k}{GEN_j}$$

$$MI_{mj} = 0$$

Se destaca que en la ecuación final los coeficientes de incidencia se encuentran presentes de modo implícito en esta expresión ya que se encuentran dentro de GEN_j . Mediante esta expresión se reducirán más los parques que afecten en mayor medida a la sobrecarga que se pretende reducir.

- Caso $GEN_j < -MTD_j \leq GEN_j + GSN_j$

En caso que la generación eólica al norte no sea suficiente para reducir la sobrecarga, se debe reducir a cero a todas las eólicas "al norte" (es decir, margen igual al opuesto de su aporte de potencia) y calcular los márgenes (negativos) a aplicar a los parques solares de modo análogo al caso previo. No se aplican limitaciones a la CT Guacolda.

$$MI_{kj} = -PG_k$$

$$MI_{mj} = (MTD_j + GEN_j) \cdot \frac{PG_m}{GSN_j}$$

Notar en la expresión de MI_{mj} que la suma $MTD_j + GEN_j$ resulta negativa porque $MTD_j < 0$ y $-MTD_j > GEN_j$.

➤ Caso $GEN_j + GSN_j < -MTD_j$

Si no es posible reducir completamente la sobrecarga operando sobre los parques eólicos y solares, se debe calcular la potencia a reducir en la CT Guacolda, contemplando una reducción a cero de los restantes parques, es decir:

$$MI_{kj} = -PG_k$$

$$MI_{mj} = -PG_m$$

$$MI_{Gj} = MTD_j + GEN_j + GSN_j$$

Notar que el signo de MImG es negativo.

Cada margen individual, calculado individualmente en cada tramo, se guarda en la matriz de DECISIÓN. Luego, a partir de esta información se calculan las decisiones integrales finales a aplicar en cada generador o parque.

En la MATRIZ DECISIÓN se almacena también la necesidad de aplicar desconexiones (DAG). Cada tramo j cuenta con una variable DAG? comandada por los temporizadores de cada uno. Si esta variable toma estado "1" ó "True", esta se retransmite a cada uno de los parques que afectan a la transferencia de este tramo ($CI_{ij} > 0$). Luego en una instancia de decisión final del algoritmo, se determina específicamente que parque debe reducir su potencia de forma rápida o vía desconexión.

Casos ejemplo – Cálculos individuales de cada tramo.

Como referencia a continuación se muestran diversos casos resultantes de la matriz de decisión.

El primer caso corresponde a la condición normal esperada, donde existe capacidad remanente en el sistema de transmisión y se calculan los límites a aplicar en los parques eólicos. Se muestran en colores rojizos los márgenes más exigentes (menores) y en verdes los más leves (mayores). Puede verse en este caso que el tramo más comprometido resulta Las Palmas - Los Vilos, donde los márgenes calculados resultan mínimos. Se destaca que como la generación solar se encuentra al máximo, no se disponen márgenes para los parques solares.

MATRIZ DE DECISIÓN - PASO CERO - CÁLCULO EN TODOS LOS TRAMOS (CADA UNO DE FORMA INDEPENDIENTE)																				
TRAMO					Solar					Eólico		MARGEN - CALCULO - [MW]								
ID	NOMBRE	TX	LO	MTD	DAG?	GSN	GDSN	MDGSN	GEN	MIDGEN	Margen PV Fotovoltaicos DAG	Margen CT Guacolda DAG	Margen PE Punta Colorada DAG	Margen PE El Arrayán DAG	Margen PE Tallinay DAG	Margen PE Pacífico y La Cebada DAG	Margen PE Monte Redondo DAG	Margen PE Canela y Ij, Totoral y Punta Palmeras DAG	DAG	
1	Maitencillo - Punta Colorada	330	350	20	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	339	350	11	0	150	0	0	9	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	149	200	51	0	75	0	0	84	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	195	200	5	0	75	0	0	130	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Las Palmas - Los Vilos	394	400	6	0	150	0	0	264	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Los Vilos - Nogales	364	400	36	0	150	0	0	264	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.4 - MATRIZ DECISIÓN – CALCULO DE TODOS LOS TRAMOS (INDEP.) – Ejemplo condición normal.



[Ir al índice](#)

El segundo ejemplo corresponde a una condición presente posterior a la pérdida de un consumo mediano (20MW respecto al caso previo) al norte de MAITENCILLO. En este caso se presentan diversas sobrecargas, las cuales pueden ser solucionadas vía la reducción en parques eólicos.

MATRIZ DE DECISIÓN - PASO CERO - CÁLCULO EN TODOS LOS TRAMOS (CADA UNO DE FORMA INDEPENDIENTE)																				
TRAMO		Solar				Eólico				MARGEN - CALCULO - [MW]										
ID	NOMBRE	TX	LO	MTD	DAG?	G5N	GDT5N	MDG5N	GEN	MIDGEN	Margen PV Fotovoltaicos DAG	Margen CT Guacolda DAG	Margen PE Punta Colorada DAG	Margen PE El Arrayán DAG	Margen PE Talinay DAG	Margen PE Pacífico y La Cebada DAG	Margen PE Monte Redondo DAG	Margen PE Canela I y II, Totoral y Punta Palmeras DAG		
1	Maitencillo - Punta Colorada	350	350	0	0	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	359	350	-9	0	150	0	0	9	2	0	0	0	0	0	-9	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	159	200	41	0	75	0	0	84	50	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	205	200	-5	0	75	0	0	130	50	0	0	0	0	0	0	-1	0	-2	0
5	Las Palmas - Los Vilos	414	400	-14	0	150	0	0	264	125	0	0	0	0	0	0	-2	0	-3	0
6	Los Vilos - Nogales	384	400	16	0	150	0	0	264	125	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0

Tabla 4.5 - MATRIZ DECISIÓN - CALCULO DE TODOS LOS TRAMOS (INDEP.) - Ejemplo pérdida de consumo mediano.

El tercer ejemplo corresponde a una condición presente posterior a la pérdida de un consumo mayor (70MW respecto al primer caso) al norte de MAITENCILLO. En este caso se presentan mayores sobrecargas, las cuales requieren una reducción de parques solares y eólicos.

MATRIZ DE DECISIÓN - PASO CERO - CÁLCULO EN TODOS LOS TRAMOS (CADA UNO DE FORMA INDEPENDIENTE)																				
TRAMO		Solar				Eólico				MARGEN - CALCULO - [MW]										
ID	NOMBRE	TX	LO	MTD	DAG?	G5N	GDT5N	MDG5N	GEN	MIDGEN	Margen PV Fotovoltaicos DAG	Margen CT Guacolda DAG	Margen PE Punta Colorada DAG	Margen PE El Arrayán DAG	Margen PE Talinay DAG	Margen PE Pacífico y La Cebada DAG	Margen PE Monte Redondo DAG	Margen PE Canela I y II, Totoral y Punta Palmeras DAG		
1	Maitencillo - Punta Colorada	400	350	-50	0	150	0	0	0	0	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	409	350	-59	0	150	0	0	9	2	-50	0	0	0	0	-9	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	184	200	16	0	75	0	0	84	50	0	0	0	0	1	0	6	0	4	0
4	Las Palmas - Pacífico	230	200	-30	0	75	0	0	130	50	0	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-12
5	Las Palmas - Los Vilos	464	400	-64	0	150	0	0	264	125	0	0	0	0	0	0	-8	0	-12	0
6	Los Vilos - Nogales	434	400	-34	0	150	0	0	264	125	0	0	0	0	0	-1	0	-5	0	-6

Tabla 4.6 - MATRIZ DECISIÓN - CALCULO DE TODOS LOS TRAMOS (INDEP.) - Ejemplo pérdida de consumo grande.

El cuarto ejemplo corresponde a un caso extremo (prácticamente irreal) de desbalance de régimen permanente producto de una pérdida mayor de demanda (200MW respecto al primer caso). Para esta condición, se requiere reducción de potencia en la CT Guacolda.

MATRIZ DE DECISIÓN - PASO CERO - CÁLCULO EN TODOS LOS TRAMOS (CADA UNO DE FORMA INDEPENDIENTE)																				
TRAMO		Solar				Eólico				MARGEN - CALCULO - [MW]										
ID	NOMBRE	TX	LO	MTD	DAG?	G5N	GDT5N	MDG5N	GEN	MIDGEN	Margen PV Fotovoltaicos DAG	Margen CT Guacolda DAG	Margen PE Punta Colorada DAG	Margen PE El Arrayán DAG	Margen PE Talinay DAG	Margen PE Pacífico y La Cebada DAG	Margen PE Monte Redondo DAG	Margen PE Canela I y II, Totoral y Punta Palmeras DAG		
1	Maitencillo - Punta Colorada	530	350	-180	0	150	0	0	0	0	-150	0	-30	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	539	350	-189	0	150	0	0	9	2	-150	0	-30	0	0	-9	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	259	200	-59	0	75	0	0	84	50	0	0	0	0	-6	0	-25	0	-35	0
4	Las Palmas - Pacífico	305	200	-105	0	75	0	0	130	50	0	0	0	0	-7	0	-28	0	-40	0
5	Las Palmas - Los Vilos	614	400	-214	0	150	0	0	264	125	0	0	0	0	-7	0	-28	0	-41	0
6	Los Vilos - Nogales	584	400	-184	0	150	0	0	264	125	0	0	0	0	-6	0	-24	0	-35	0

Tabla 4.7 - MATRIZ DECISIÓN - CALCULOS - Ejemplo pérdida extrema de consumo.



[Ir al índice](#)

Finalmente se presenta un último caso de baja probabilidad de ocurrencia, en donde se cuenta con margen en algunos enlaces e incluso con capacidad remanente en parques fotovoltaicos y se presenta una reducción significativa de carga en la zona de Pan de Azúcar.

MATRIZ DE DECISIÓN - PASO CERO - CÁLCULO EN TODOS LOS TRAMOS (CADA UNO DE FORMA INDEPENDIENTE)																			
TRAMO					Solar			Eólico		MARGEN - CALCULO - [MW]									
ID	NOMBRE	TX	LO	MTD	DAG?	GSN	GDTSN	MDGSN	GEN	MDGEN	Margen PV Fotovoltaicos	Margen CT Guacolda	Margen PE Punta Colorada	Margen PE El Arrayán	Margen PE Tallinay	Margen PE Pacífico y La Cebada	Margen PE Monte Redondo	Margen PE Canela I y Totoral y Punta Palmeras	
											DAG	DAG	DAG	DAG	DAG	DAG	DAG	DAG	
1	Maitencillo - Punta Colorada	330	350	20	0	150	30	30	0	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	339	350	11	0	150	30	30	9	2	11	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	159	200	41	0	75	15	30	84	50	30	0	0	0	1	0	4	0	3
4	Las Palmas - Pacífico	205	200	-5	0	75	15	30	130	50	0	0	0	0	0	-1	0	-2	0
5	Las Palmas - Los Vilos	414	400	-14	0	150	30	30	264	125	0	0	0	0	0	-2	0	-3	0
6	Los Vilos - Nogales	384	400	16	0	150	30	30	264	125	16	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.8 - MATRIZ DECISIÓN - CÁLCULOS - Ejemplo pérdida de consumo en Pan de Azúcar y Potencia Solar disponible.

Recálculo – Definición de límites

Alcanzada esta instancia, la matriz de DECISIÓN cuenta con los márgenes/límites a aplicar en cada parque, el monto a reducir en Guacolda en función de los niveles de cargas de cada enlace y la necesidad de aplicar desconexiones debido a que se presentan sobrecargas excesivas en determinado/s tramo/s.

En esta etapa se analizan estos valores y se determinan los límites que finalmente deben ser implementados en cada parque, el monto final a reducir en Guacolda y la necesidad de aplicar desconexión o reducción rápida en determinados parques o unidades.

De forma simple, los márgenes a aplicar corresponden al mínimo margen calculado por cada uno de los enlaces. Así, tomando los resultados del primer ejemplo (tabla 4.4) se aplicarían en todos los parques los límites calculados por el tramo 5 – Las Palmas – Los Vilos.

Sin embargo, las múltiples condiciones de operación del sistema, requieren de la existencia de una instancia de recálculo para contemplar restricciones de diversas índoles en los parques. La principal razón que motiva esta instancia se presenta debido a que limitaciones más exigentes al norte, respecto de las previstas en los enlaces del sur, dan lugar a una capacidad o margen adicional en las líneas del sur, que puede ser aprovechado por los parques existentes en tal zona. La no utilización de una instancia de recálculo deriva en la posible aplicación excesiva de límites, pudiendo incluso aplicarse limitaciones equivalentes a dos veces la sobrecarga presente.

La necesidad de esta rutina se observa claramente en el tercer caso ejemplo (tabla 4.6). En este caso se observa que al menos deben reducirse 50 MW al norte de Maitencillo y 64 MW al norte de Los Vilos y que debido a las prioridades previstas y la topología de la red, los primeros 50MW se aplican a los solares mientras que los 64MW se aplican sólo a los eólicos. Para este caso, la instancia de recálculo debe corregir las reducciones requeridas en los parques eólicos al norte

de los Vilos, contemplando la reducción de 50MW en los parques solares. Así, para este caso simple, la potencia a reducir con parques eólicos debe ser 14MW (64MW – 50MW), similar a los resultados mostrados en el caso 2 (Tabla 4.5).

De forma general la rutina de recálculo tiene la siguiente secuencia:

- En primera instancia los márgenes se ajustan de acuerdo al primer tramo.
- Luego se compara cada tramo de acuerdo a una secuencia NORTE → SUR y se adopta el margen más restrictivo (menor). Respecto a la implementación de limitaciones, en el análisis del tramo *j*, para cada generador/parque se presentan básicamente dos casos:
 - El margen resultante de los tramos anteriores (al norte) son más exigentes (menores) que los previstos en el tramo presente. En este caso se mantiene el margen calculado por los tramos del norte y se puede calcular un “margen adicional” resultante de la diferencia entre lo previsto para el tramo *j* y lo que finalmente se ajuste. Esta diferencia es equivalente a una fracción de capacidad reservada para ese generador en el tramo *j* pero que no es utilizada porque presenta restricciones más al norte.
 - En caso que los límites calculados en el tramo *j* sean más restrictivos (menores) que los anteriores, se realizará un re-cálculo utilizando el “margen adicional”, es decir el margen proveniente de la capacidad no utilizada por parques que se encuentran restringidos al norte y luego se adopta el límite más restrictivo entre las instancias anteriores y el re-calculado.

De esta forma, mediante la utilización del “margen adicional” se pueden determinar márgenes integrales, coherentes y óptimos, donde los generadores que resultan restringidos “al norte” ceden la capacidad no utilizada en un tramo al sur a los parques que presentan mayores restricciones.

Un aspecto particular se presenta durante las evaluaciones de los tramos desbalanceados 3 y 4 (circuitos 1 y 2 del enlace PAN DE AZUCAR – LAS PALMAS), los cuales son paralelos. En estos casos no es posible determinar de forma unívoca y directa un margen adicional en el tramo 4 por restricciones en el tramo 3 ya que existen interdependencias en las transferencias de cada enlace. La determinación de una condición de repartición óptima en todos los casos requiere algoritmos de mayor complejidad a lo presentado, no justificado para un esquema de estas características.

Así para estos tramos se prevé un análisis particular en donde se compare (y recalculen si es necesario) en primer instancia cada uno de estos (3 y 4) con la instancia de decisión resultante de la evaluación de los tramos 1 y 2, y finalmente se adopten los márgenes más restrictivos (ver figura 4.6).

[Ir al índice](#)

En la figura 4.5 se representa esquemáticamente una metodología de re-cálculo. En primera instancia se recorren todos los generadores comparando lo previsto en el vector decisión final (DF) (correspondiente a los resultados de los tramos localizados más al norte) con los márgenes previstos en el tramo j . Si lo previsto en el vector DF para el generador i (DF_i) es menor a lo previsto en el tramo j (MI_{ij}), implica que ese generador no va a ocupar toda la capacidad asignada en el tramo j y por lo tanto existe un margen adicional (MA).

Una vez recorridos todos los generadores y obtenido el margen adicional total del tramo j , se realiza una nueva recorrida. Aquí, se vuelve a hacer la comparación y en el caso que el margen del tramo j resulte más restrictivo que lo previsto por los tramos anteriores (vector DF), se realiza un recálculo de tal margen tomando de la capacidad no utilizada por otras unidades (MA). Así el nuevo margen se calcula considerando que el margen de transmisión disponible resulta $MTD_j + MA$ (en lugar de MTD_j) y aplicando criterios análogos a los presentados anteriormente. Es decir, se analiza el signo de $MTD_j + MA$ y se aplican las fórmulas que correspondan; reducción (signo negativo) o establecimiento de límites (signo positivo).

Puede verse de la figura 4.6 que el tratamiento de los tramos 3 y 4 es independiente entre ellos, se compara primero 3 con DF luego 4 con DF y luego se adoptan las condiciones más restrictivas. Notar que para estos casos se utilizan dos vectores temporales DT1 y DT2 los cuales son equivalentes a DF y se utilizan para almacenar los resultados de los tramos 3 y 4 de forma independiente.

En la figura 4.7 se resume la rutina de transado de la señal de disparo. En este caso se utiliza un vector que contiene la decisión final de necesidad de desconexión en cada parque i ($DAGF_i$) y se utiliza la información resultante de la evaluación de cada tramo (DAG_{ij}). Esta información se muestra en la matriz de decisión.

Así se recorre cada tramo y generador, y se aplica la marca de necesidad de DAG si existe requerimientos de desconexión en un tramo en el cual el mismo participa ($DAG_{ij} = True$) y la decisión final (DF) indica que tal parque debe bajar.



Figura 4.5 - Recálculo y selección de márgenes - General

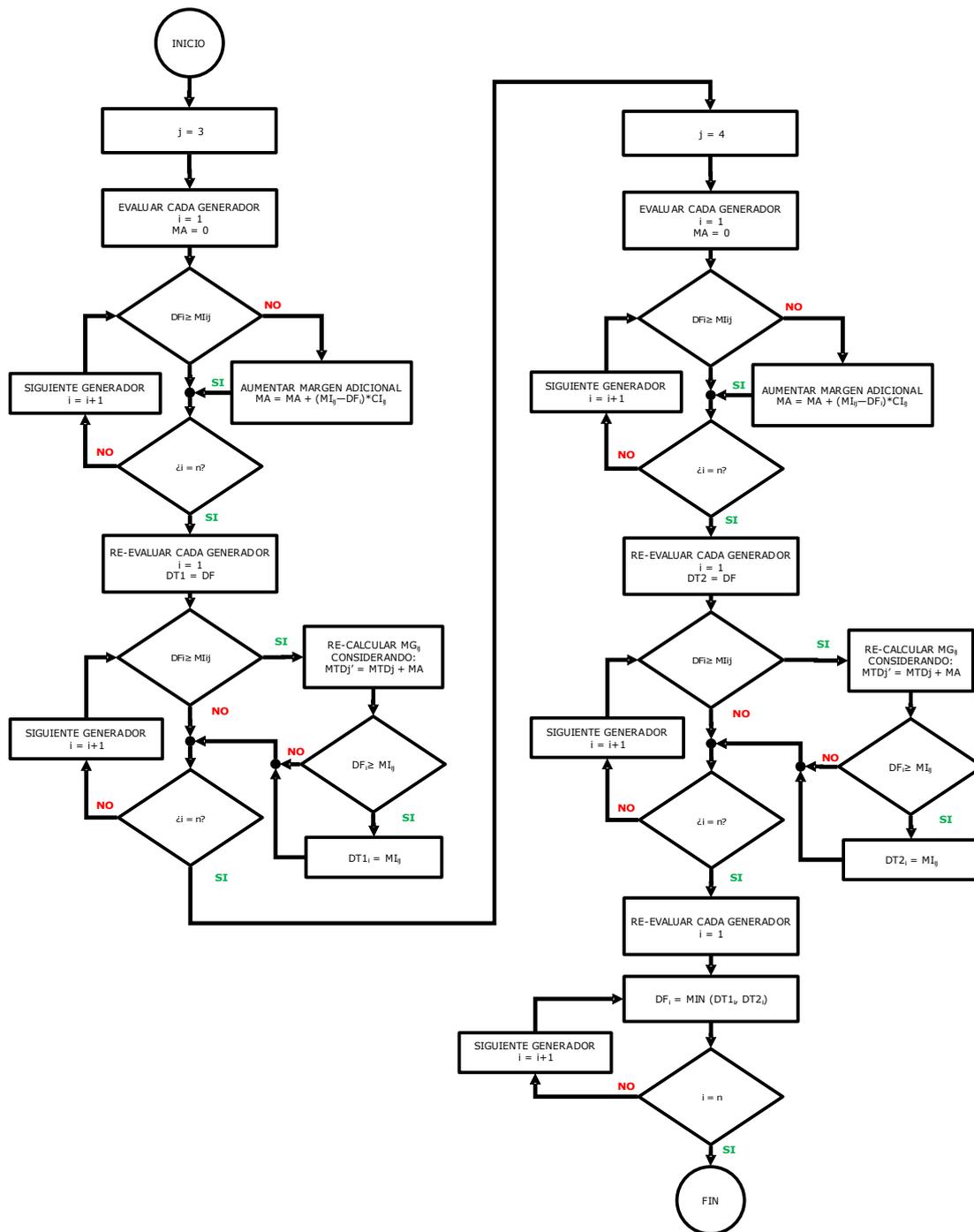


Figura 4.6 - Recálculo y selección de márgenes - Tramos 3 y 4

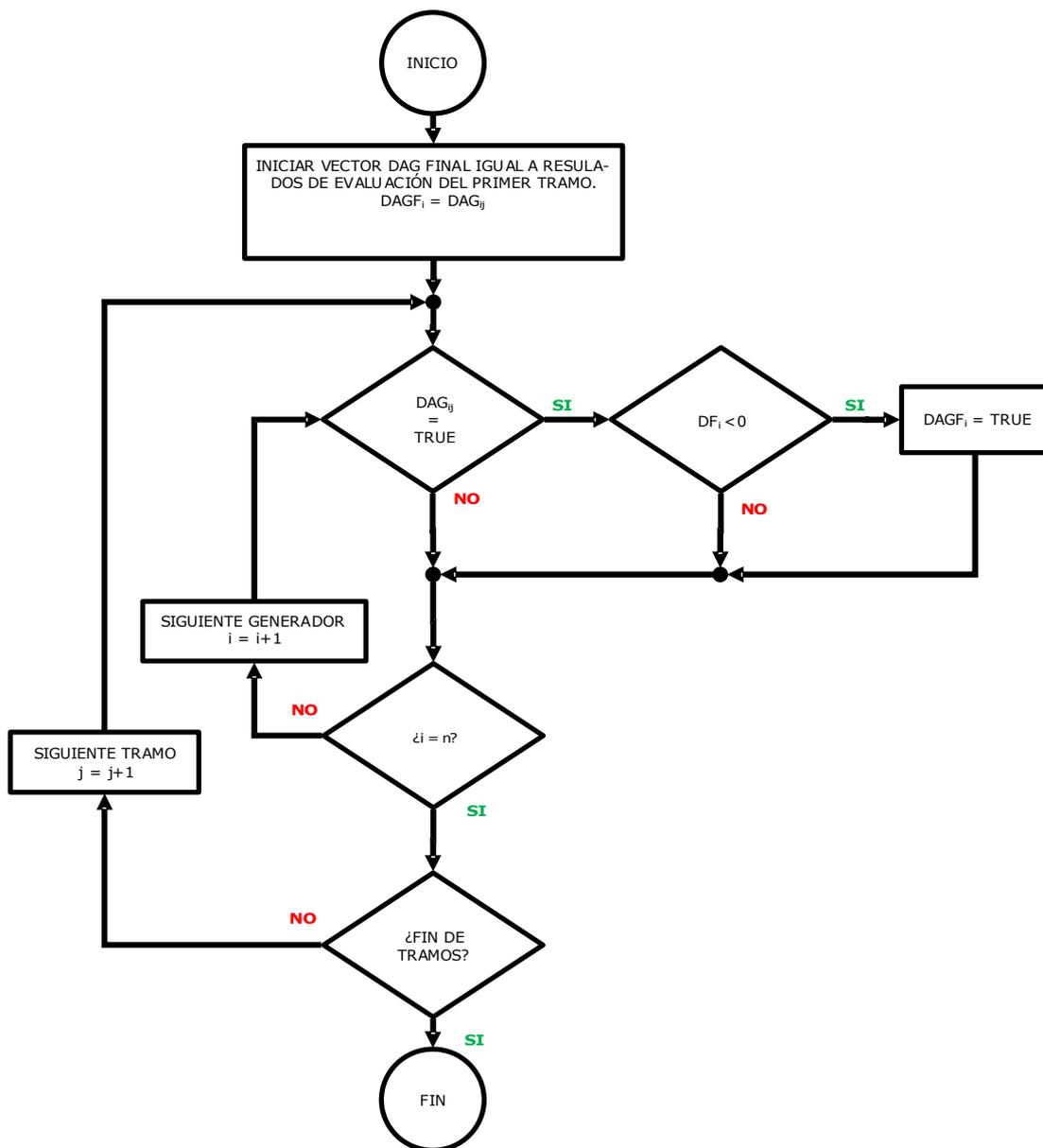


Figura 4.7 - Selección de Unidades que requieren desconexión.

Ejemplo Recálculo y decisión

Para facilitar la interpretación de esta etapa se plantea la aplicación práctica mediante un ejemplo. Notar que el ejemplo corresponde a una condición no habitual, donde se presenta una sobrecarga producto de la pérdida de un consumo relativamente grande.

- ➔ En el primer paso la instancia de decisión resulta equivalente al primer tramo de interés. En este caso se presenta una sobrecarga en el primer tramo requiriéndose la reducción de las fuentes fotovoltaicas por un monto de 50MW.

MATRIZ DE DECISIÓN - PASO UNO - CÁLCULO TRAMO 1																						
TRAMO						Solar				Eólico				MARGEN - CALCULO - [MW]								
ID	NOMBRE	Transferencia	Capacidad operativa	Espacio Disponible	DAG?	GTSN	GDTSN	GTEN	GD TEN	Margen PV Fotovoltaicos DAG	Margen CT Guacolda DAG	Margen PE Punta Colorada DAG	Margen PE El Arrayán DAG	Margen PE Tallinay DAG	Margen PE Pacífico y La Cebada DAG	Margen PE Monte Redondo DAG	Margen PE Canela I y II, Totoral y Punta Palmeras DAG					
1	Maitencillo - Punta Colorada	400	350	-50	0	150	0	0	0	-50	0	0	0	0	0	0	0	0				
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	409	350	-59	0	150	0	9	2	-50	0	0	0	-9	0	0	0	0				
3	Las Palmas - El Arrayán	184,1	200	15,88	0	75	0	84,12	50	0	0	0	0	1	0	6	0	4				
4	Las Palmas - Pacífico	229,9	200	-29,9	0	75	0	129,9	50	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-12				
5	Las Palmas - Los Vilos	464	400	-64	0	150	0	264	125	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-12				
6	Los Vilos - Nogales	434	400	-34	0	150	0	264	125	0	0	0	0	-1	0	-5	0	-6				
DECISIÓN PASO 1										-50	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4.9 - RECÁLCULO Y DECISIÓN – PRIMER TRAMO

- ➔ En el segundo paso se compara la decisión previa con los resultados del primer caso, encontrándose que los segundos son más restrictivos en todos los casos y por lo tanto no existe Margen Adicional. La decisión hasta este momento implica reducir 50MW los parques fotovoltaicos y 9MW el parque eólico Punta Colorada (reducción completa).

MATRIZ DE DECISIÓN - PASO DOS - CÁLCULO TRAMO 2																							
TRAMO						Solar				Eólico				MARGEN - CALCULO - [MW]									
ID	NOMBRE	Transferencia	Capacidad operativa	Espacio Disponible	DAG?	GTSN	GDTSN	GTEN	GD TEN	Margen PV Fotovoltaicos DAG	Margen CT Guacolda DAG	Margen PE Punta Colorada DAG	Margen PE El Arrayán DAG	Margen PE Tallinay DAG	Margen PE Pacífico y La Cebada DAG	Margen PE Monte Redondo DAG	Margen PE Canela I y II, Totoral y Punta Palmeras DAG						
1	Maitencillo - Punta Colorada	400	350	-50	0	150	0	0	0	-50	0	0	0	-	-	-	-	-					
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	409	350	-59	0	150	0	9	2	-50	0	0	0	-9	0	-	-	-					
3	Las Palmas - El Arrayán	184	200	16	0	75	0	84	50	0	0	0	0	1	0	6	0	4					
4	Las Palmas - Pacífico	230	200	-30	0	75	0	130	50	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-19					
5	Las Palmas - Los Vilos	464	400	-64	0	150	0	264	125	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-12					
6	Los Vilos - Nogales	434	400	-34	0	150	0	264	125	0	0	0	0	-1	0	-5	0	-6					
DECISIÓN PASO 2										-50	0	0	0	-9	0	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4.10 - RECÁLCULO Y DECISIÓN – SEGUNDO TRAMO

- ➔ Llegando al tercer se requiere un cálculo independiente entre el tramo 3 y "decisión" y el 4 con "decisión", dando lugar a dos instancias temporales (1 y 2) y una posterior comparación entre los mismos. Asimismo siendo que los tramos 3 y 4 no prevén restricciones para los fotovoltaicos y las previstas para punta colorada resultan menores a las ya impuestas, se cuenta con un margen adicional, obtenido como la diferencia entre lo

[Ir al índice](#)

previsto y lo definitivo (asociado a restricciones superiores), corregido por los factores de incidencia que resultan 0,5 en ambos casos debido a que se trata de tramos individuales.

De esta forma en las instancias Temporal 1 y 2 se muestra la condición más restrictiva, considerando los recálculos asociados al margen adicional. Finalmente se adopta la condición temporal más restrictiva (i.e. tramo más restrictivo).

Puede verse por ejemplo que el PE Talinay no deberá reducir su potencia en -12 como se previa sino a -1, esto es debido a que la sobrecarga será mayormente aliviada con la reducción necesaria en los parques fotovoltaicos y el parque Punta Colorada. Asimismo puede verse que el tramo 3 presenta una capacidad disponible que permitiría que los parques Pacífico, La Cebada y Monte Redondo podrían operar sin límites (Margen mayor a la potencia disponible), sin embargo las restricciones del tramo 4 indican la necesidad de una reducción de potencia.

MATRIZ DE DECISIÓN - PASO TRES - CÁLCULO TRAMO 3 Y 4																							
TRAMO						Solar				Eólico				MARGEN - CALCULO - [MW]									
ID	NOMBRE	Transferencia	Capacidad operativa	Espacio Disponible	DAG?	GTSN		GDTSN	GTEN	GD TEN	Margen PV Fotovoltaicos DAG	Margen CT Guacolda DAG	Margen PE Punta Colorada DAG	Margen PEEI Arrayán DAG	Margen PE Talinay DAG	Margen PE Pacífico y La Cebada DAG	Margen PE Monte Redondo DAG	Margen PE Canela y Ll. Totoraly Punta Palmeras DAG	Margen Adicional				
1	Maitencillo - Punta Colorada	400	350	-50	0	150		0	0	0	-50	0	0	0	-9	0	-	-	-	-			
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	409	350	-59	0	150		0	9	2	-50	0	0	0	-9	0	-	-	-	-			
3	Las Palmas - El Arrayán	184	200	16	0	75		0	84	50	0	0	0	0	1	0	6	0	4	0	44		
4	Las Palmas - Pacífico	230	200	-30	0	75		0	130	50	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-12	0	-19		
5	Las Palmas - Los Vilos	464	400	-64	0	150		0	264	125	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-12	0	-20		
6	Los Vilos - Nogales	434	400	-34	0	150		0	264	125	0	0	0	0	-1	0	-5	0	-6	0	-10		
	Temporal 1 (T3)	-	-	-	-	-		-	-	-	-50	0	0	0	-9	0	19	0	11	0	129		
	Temporal 2 (T4)	-	-	-	-	-		-	-	-	-50	0	0	0	-9	0	0	0	-1	0	-1		
	DECISIÓN PASO 3	-	-	-	-	-		-	-	-	-50	0	0	0	-9	0	0	0	-1	0	-1		

Tabla 4.11 - RECÁLCULO Y DECISIÓN – TERCER Y CUARTO TRAMO

➔ Luego, el quinto tramo se compara con la instancia de decisión previa y se realiza una nueva determinación de márgenes. Nuevamente como existen en la instancia de decisión previa limitaciones más exigentes que la prevista, se calcula un margen adicional y se realiza una nueva estimación de límites (mostrándose aquí como instancia temporal). Estos se comparan con los previstos por los tramos anteriores y se adopta la condición más exigente. Se destaca en la figura siguiente en color naranja los casos que permanecen de acuerdo al vector DF previo y los valores que se toman a partir del tramo 5, luego de aplicado el recálculo.



[Ir al índice](#)

TRAMO		MATRIZ DE DECISIÓN - PASO CUATRO - CÁLCULO TRAMO 5																								
ID	NOMBRE	Transferencia	Capacidad operativa	Espacio Disponible	DAG?	Solar				Eólico				MARGEN - CALCULO - [MW]												
						GTSN	GDTSN	GTEN	GDTEN	Margen PV Fotovoltaicos DAG	Margen CT Guacolda DAG	Margen PE Punta Colorada DAG	Margen PE El Arrayán DAG	Margen PE Talinay DAG	Margen PE Pacifico y La Cebada DAG	Margen PE Monte Redondo DAG	Margen PE Canela y Ii, Totoral y Punta Palmeras DAG	Margen Adicional								
1	Maitencillo - Punta Colorada	400	350	-50	0	150		0	0	0	-50	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	409	350	-59	0	150		0	9	2	-50	0	0	0	-9	0	-	-	-	-	-	-	-	-		
3	Las Palmas - El Arrayán	184	200	16	0	75		0	84	50	0	0	0	0	1	0	6	0	44	0	36	0	-	-	-	
4	Las Palmas - Pacifico	230	200	-30	0	75		0	130	50	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-12	0	-19	0	-9	0	-	
5	Las Palmas - Los Vilos	464	400	-64	0	150		0	264	125	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-12	0	-20	0	-9	0	-12	0
6	Los Vilos - Nogales	434	400	-34	0	150		0	264	125	0	0	0	0	-1	0	-5	0	-6	0	-10	0	-5	0	-6	0
Instancia Temporal		-	-	-	0	-	-	-	-	-	-50	0	0	0	-9	0	-1	0	-1	0	-2	0	-1	0	-1	0
DECISIÓN 4		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-50	0	0	0	-9	0	-1	0	-1	0	-2	0	-1	0	-1	0

Tabla 4.12 - RECÁLCULO Y DECISIÓN – QUINTO TRAMO

➔ Finalmente, en el sexto tramo se realiza una evaluación similar a la anterior. En este caso se encuentra que luego del recálculo no se requieren acciones más restrictivas que las aplicadas en la instancia previa, lo cual resulta en un margen adicional que no se reparte a nuevos generadores (debido que no existen generadores intermedios). Naturalmente puede verse que margen adicional final (marcado en color verde), resulta equivalente a los montos de carga asociados al nodo Los Vilos.

TRAMO		MATRIZ DE DECISIÓN - QUINTO PASO - CÁLCULO TRAMO 6																								
ID	NOMBRE	Transferencia	Capacidad operativa	Espacio Disponible	DAG?	Solar				Eólico				MARGEN - CALCULO - [MW]												
						GTSN	GDTSN	GTEN	GDTEN	Margen PV Fotovoltaicos DAG	Margen CT Guacolda DAG	Margen PE Punta Colorada DAG	Margen PE El Arrayán DAG	Margen PE Talinay DAG	Margen PE Pacifico y La Cebada DAG	Margen PE Monte Redondo DAG	Margen PE Canela y Ii, Totoral y Punta Palmeras DAG	Margen Adicional								
1	Maitencillo - Punta Colorada	400	350	-50	0	150		200	0	0	-50	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	409	350	-59	0	150		200	9	2	-50	0	0	0	-9	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3	Las Palmas - El Arrayán	184	200	16	0	75		100	84	50	0	0	0	0	1	0	6	0	4	0	44	0	36	0	-	-
4	Las Palmas - Pacifico	230	200	-30	0	75		100	130	50	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-12	0	-19	0	-9	0	-	-
5	Las Palmas - Los Vilos	464	400	-64	0	150		200	264	125	0	0	0	0	-2	0	-8	0	-12	0	-20	0	-9	0	-12	0
6	Los Vilos - Nogales	434	400	-34	0	150		200	264	125	0	0	0	0	-1	0	-5	0	-6	0	-10	0	-5	0	-6	0
Instancia Temporal		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-50	0	0	0	-9	0	3	0	2	0	3	0	2	0	14	0
DECISIÓN FINAL		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-50	0	0	0	-9	0	-1	0	-1	0	-2	0	-1	0	-1	0

Tabla 4.13 - RECÁLCULO Y DECISIÓN – SEXTO TRAMO

Decisión Final

Alcanzada esta instancia se cuenta con los márgenes o limitaciones a aplicar a las fuentes renovables y la potencia a reducir en la CT Guacolda. Asimismo, se conoce en esta instancia si se requiere una reducción rápida de algún parque o desconexión de alguna unidad.

En esta instancia se calcula el nuevo límite a imponer a cada parque eólico o solar (si es requerido), considerando el nivel de generación medido (PG_i) y el margen de inyección calculado (MI_i), leído del vector Decisión Final ($MI_i = DFi$), es decir:

$$PLim_i = PG_i + MI_i$$

En el caso que se requiera reducción el margen resulta negativo, en otro caso opera como techo para acotar los aportes intrahorarios.

Para el caso particular de la CT Guacolda el monto a reducir sería directamente el valor MI calculado. No obstante se propone adicionar una segunda instancia de decisión, que permita contemplar los mínimos técnicos y evitar la desconexión en los casos que no resulta estrictamente necesario para evitar la actuación de protecciones.

Específicamente se propone que, en este caso de régimen permanente, no se emita la señal de desconexión (aún cuando la instancia previa de la rutina así lo indique) si el monto de reducción requerido resulta menor al margen de seguridad operativo (MSO). De esta forma la condición posterior a la actuación implicará que el sistema se establezca como máximo igual a la capacidad nominal de la línea y no por debajo del límite operativo. Como referencia del estudio EE-ES-2014-0005 se obtienen niveles de MSO próximos a 40MW para la condición de 4 unidades Guacolda E/S.

En caso que el algoritmo indique reducir Guacolda y estas se encuentren operando al mínimo técnico, se propone que se ejecute una acción de desconexión, siempre que el monto de reducción requerido resulte mayor al margen de seguridad operativo (MSO). Caso contrario, no se realiza ninguna acción de desconexión y se envía una alarma. Notar que esta es una condición extremadamente inusual ya que en los escenarios previstos no podrían alcanzarse este tipo de situaciones ya que se operaría previamente sobre los parques renovables.

Finalmente el esquema deberá contemplar que:

- En caso de operar con tres unidades, la desconexión de una unidad no active el EDACxCE actualmente implementado (para condiciones de altas transferencias SUR → NORTE). Esto podrá realizarse mediante la emisión de una señal de bloqueo a tal esquema.
- Luego de una contingencia, deben quedar operativas al menos dos unidades Guacolda, quedando el sistema en una condición de alerta ya que una segunda falla, en estas condiciones, resulta sumamente riesgosa para la red norte.

4.2.3 Matrices TRAMOS-INCIDENCIA

Estas tablas establecen la secuencia y modo de evaluación de las cargas por los enlaces, así como también la influencia que los generadores presentes en la red tienen sobre la carga del enlace en cuestión. Estas matrices son las utilizadas para las evaluaciones de régimen permanente tanto en condiciones de red N como de contingencia. Entendiéndose como contingencia la operación con algún/os extremos de línea abiertos.

A continuación se presentan las tablas de la Incidencia que tiene cada central generadora en los tramos de mayor interés para el análisis. Específicamente estos son los mínimos tramos requeridos para la toma de decisiones en régimen permanente para el período de estudio (DIC 2014).

En primer lugar se muestra el caso de operación normal del sistema (RED N), y luego los casos con contingencias simples comprendidas entre las SS/EE Maitencillo y Las Palmas. La extrapolación a otros casos, como la indisponibilidad de más de un tramo o la adición de nuevos enlaces (futuros), resulta directa, debido al elevado grado de flexibilidad que permite esta metodología.

La capacidad de cada tramo, dependerá de si se trata de un simple o doble circuito (1 o 2 respectivamente). Externamente se obtendrá la capacidad por circuito y mediante esta matriz (determinada en función de los estados de los interruptores) se calcula la capacidad de cada enlace. Esto no quita que puedan asignarse valores independientes de capacidad operativa para condiciones de régimen permanente o de contingencia, dependiendo de las políticas de operación aplicadas por el CDC.

En función de la incidencia de las centrales a la carga NORTE → SUR, el análisis se puede dividir en tres partes.

La primera, hace referencia a los tramos donde las centrales tienen una incidencia total sobre el circuito analizado, con lo cual toman el valor 1 indicando que el 100% de lo generado por la central en cuestión influirá en su totalidad en el tramo analizado.

Por el contrario, el valor 0 indica que no tiene incidencia alguna la central con el tramo. Este puede ser el caso en el que las centrales se encuentran al sur del tramo analizado. Otro ejemplo de este caso, es aquel en donde la central no tiene una influencia sobre tal tramo debido a las contingencias propuestas (por ejemplo la Central Guacolda con el tramo Las Palmas – Pacífico con la contingencia en la línea Pan de Azúcar – Pacífico).

Por último se encuentran las influencias de los generadores que se encuentran en los tramos comprendidos entre las SS/EE Pan de Azúcar – Las Palmas. Debido a la disposición “tap-off” y seccionamientos simples, los circuitos dejan de ser simétricos y aparecen los factores de incidencias que se encuentran entre 0 y 1. Estos son obtenidos mediante el método de superposición considerando la impedancia de los circuitos. Así por ejemplo, la Central Talinay

tiene un 85% de incidencia sobre el tramo Las Palmas – El Arrayán (extremo Las Palmas), y el restante 15% sobre el tramo Las Palmas – Pacífico.

El otro factor de incidencia utilizado es el “-1”, este indica que no puede ser analizado porque el circuito se encuentra fuera de servicio debido a la falla. En este caso, simplemente se sigue con el siguiente tramo.

En las tablas se destaca en color **Amarillo** los valores que se modifican respecto al caso base, siendo la condición de operación normal del sistema.

TRAMO			INCIDENCIA - CASO 2014 - RED N												
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,74	0,85	0,1	0,1	0,08	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,26	0,15	0,9	0,9	0,92	0	0	0
5	Las Palmas - Los Vilos	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.14 - Incidencia Centrales Condición normal de operación – RED N.

TRAMO			INCIDENCIA - 2014 - RED N-1 (MAIT-PCOL)												
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,74	0,85	0,1	0,1	0,08	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,26	0,15	0,9	0,9	0,92	0	0	0
5	Las Palmas - Los Vilos	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.15 - Incidencia Centrales – Red N-1 Maitencillo – Punta Colorada.

TRAMO			INCIDENCIA - 2014 - RED N-1 (PCOL-PAZ)												
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,74	0,85	0,1	0,1	0,08	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,26	0,15	0,9	0,9	0,92	0	0	0
5	Las Palmas - Los Vilos	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.16 - Incidencia Centrales – Red N-1 Punta Colorada – Pan de Azúcar.



[Ir al índice](#)

TRAMO			INCIDENCIA - 2014 - RED N-1 (PAZ-ARR)												
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
5	Las Palmas - Los Vilos	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.17 - Incidencia Centrales – Red N-1 Pan de Azúcar – El Arrayán.

TRAMO			INCIDENCIA - 2014 - RED N-1 (PAZ-PAC)												
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
5	Las Palmas - Los Vilos	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.18 - Incidencia Centrales – Red N-1 Pan de Azúcar – Pacífico.

TRAMO			INCIDENCIA - 2014 - RED N-1 (LAPL-ARR, apertura sólo extremo LPAL)												
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
4	Las Palmas - Pacífico	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
5	Las Palmas - Los Vilos	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.19 - Incidencia Centrales – Red N-1 Apertura extremo Las Palmas, línea Las Palmas – El Arrayán.

TRAMO			INCIDENCIA - 2014 - RED N-1 (LAPL-ARR, apertura sólo extremo ARR)												
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
4	Las Palmas - Pacífico	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	0	0
5	Las Palmas - Los Vilos	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.20 - Incidencia Centrales – Red N-1 Apertura extremo El Arrayán, línea Las Palmas – El Arrayán.



[Ir al índice](#)

TRAMO		INCIDENCIA - 2014 - RED N-1 (LAPL-PAC, apertura sólo extremo LAPL)													
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
5	Las Palmas - Los Vilos	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.21 - Incidencia Centrales – Red N-1 Apertura extremo Las Palmas, línea Las Palmas – Pacífico.

TRAMO		INCIDENCIA - 2014 - RED N-1 (LAPL-PAC, apertura sólo extremo PAC)													
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
5	Las Palmas - Los Vilos	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.22 - Incidencia Centrales – Red N-1 Apertura extremo Pacífico, línea Las Palmas – Pacífico.

TRAMO		INCIDENCIA - 2014 - RED N-1 (LPAL-LVIL)													
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,74	0,85	0,1	0,1	0,08	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,26	0,15	0,9	0,9	0,92	0	0	0
5	Las Palmas - Los Vilos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.23 - Incidencia Centrales – Contingencia Las Palmas – Los Vilos.

TRAMO		INCIDENCIA - 2014 - RED N-1 (LVIL-NOG)													
ID	NOMBRE	CAPACIDAD	PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Canela I y II	PE Totoral	PE Punta Palmeras
1	Maitencillo - Punta Colorada	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Punta Colorada - Pan de Azúcar	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Las Palmas - El Arrayán	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,74	0,85	0,1	0,1	0,08	0	0	0
4	Las Palmas - Pacífico	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,26	0,15	0,9	0,9	0,92	0	0	0
5	Las Palmas - Los Vilos	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	Los Vilos - Nogales	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 4.24 - Incidencia Centrales – Contingencia línea Los Vilos – Nogales.

4.3 Control de Contingencia Simple (CCS)

La figura 4.8 muestra el diagrama representativo de la secuencia general correspondiente al control de contingencias simples.

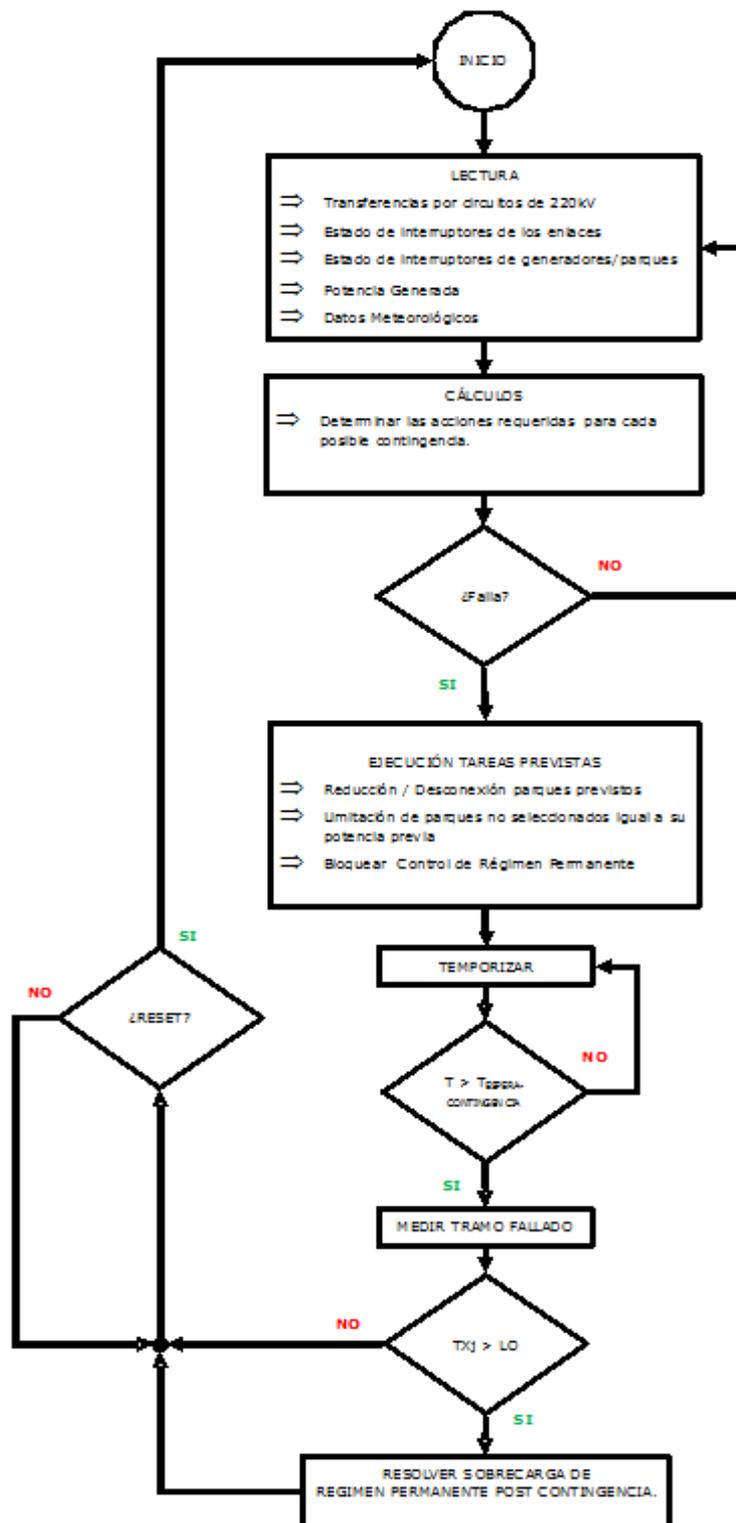


Figura 4.8 - Control de Transferencias en régimen permanente - Diagrama general

4.3.1 Etapas

Etapa 1 – LECTURA

Esta instancia es similar a la de régimen permanente y corresponde a la captura de las mediciones de campo tales como:

- TRANSFERENCIAS EN TODOS LOS TRAMOS DE INTERÉS.
- ESTADO DE TODOS LOS INTERRUPTORES ASOCIADOS A LAS LÍNEAS DE 220kV.
- ESTADO DE INTERRUPTORES DE UNIDADES GENERADORAS / PARQUES.
- POTENCIA GENERADA POR CADA CENTRAL/PARQUE ASOCIADO.
- TEMPERATURA E IRRADIACIÓN SOLAR EN DIFERENTES SECCIONES.

Etapa 2 – CÁLCULOS

En esta etapa se determinan las acciones que permitirían resolver cada una de las contingencias posibles en el sistema de transmisión supervisado. La decisión se basa en la sobrecarga prevista ante la pérdida de cada enlace y las acciones a tomar consideran las prioridades topológicas y tecnológicas. Las rutinas particulares de esta etapa se presentan en detalle en el apartado 4.3.2.

Etapa 3 – EJECUCIÓN

En caso de detección de falla se seleccionan las decisiones pre-calculadas para la contingencia particular. Estas tareas implicarán reducción o desconexión (reducción rápida) de los parques afectados y/o determinada unidad de la CT Guacolda

Para los parques que no sean afectados directamente por la contingencia (i.e. que no se les emita una orden de reducción particular) se propone fijar transitoriamente el límite equivalente al nivel de aporte registrado previo a la detección de la falla (i.e. Margen = 0). De esta forma se pretende asegurar que no existan excursiones positivas de potencia que puedan provocar una sobrecarga de los circuitos sanos durante la etapa de normalización de las transferencias.

Asimismo, en esta instancia se emite una orden de bloqueo al esquema de régimen permanente para evitar un solapamiento de las operaciones.

Etapa 3 – VERIFICACIÓN POST-CONTINGENCIA

Luego de ejecutadas las ordenes y pasado el transitorio post-falla se prevé una instancia de verificación de la transferencia de régimen permanente post-contingencia que verifique la operación de control de contingencia y ejecute ordenes adicionales en caso que sea necesario. La operación de este módulo es totalmente idéntica a la de régimen permanente antes presentado, aunque sólo se ejecuta una vez y luego pasa a estado stand-by, a la espera de la re-habilitación por parte del CDC. Se propone que el retardo $T_{\text{ESPERA-CONTINGENCIA}}$ sea del orden de los 30 segundos para permitir el restablecimiento de condiciones de régimen permanente.

4.3.2 Construcción/actualización matriz CONTROL DE CONTINGENCIA

Estas tablas contienen la información de las acciones a realizar para cada una de las contingencias que puedan presentarse. En el apartado 4.3.3 se presenta el detalle de esta matriz para la topología prevista para diciembre 2014.

Cada fila de la tabla en cuestión se asocia a una contingencia particular, la cual cuenta con una evaluación de sobrecarga prevista y una preselección de las unidades que permitirían evacuar la sobrecarga prevista. Esta preselección cuenta con un grado de prioridad que en términos generales es equivalente a la de régimen permanente, con excepción del caso MAITENCILLO – PUNTA COLORADA, donde se prioriza la operación sobre Guacolda por razones de estabilidad.

De modo similar al esquema de régimen permanente se evalúa para cada potencial falla y nivel previsto de sobrecarga los montos a reducir en parques eólicos, solares y la CT Guacolda así como también si tal reducción implica reducción o desconexión (reducción rápida)

Se destaca que si bien en este documento se muestran los casos de apertura en ambos extremos partiendo de una condición de red N, la adición de nuevas contingencias resulta directa, vía el agregado de filas en la matriz representada en la tabla 4.33. Según se encuentre conveniente/necesario pueden adicionarse contingencias equivalentes a la apertura de un extremo, o la apertura de un enlace encontrándose la red en determinada condición N-k previa.

4.3.3 Matriz – CONTROL DE CONTINGENCIA

Falla Maitencillo – Punta Colorada

Falla	Tramo afectado	Condición de actuación del esquema	Corriente Total a descargar	Parques asignados												
				PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Totoral	PE Canela I y II	PE Punta Palmeras
Maitencillo – Punta Colorada C1	Maitencillo – Punta Colorada C2	$I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada) C1}}$ $+ I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada) C2}}$ $> I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada) C1}}$ $+ I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada) C2}}$ $- I_{\text{admisible}}$	✓ (2)	✓ (2)	✓ (2)	✓ (1)	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Maitencillo – Punta Colorada C2	Maitencillo – Punta Colorada C1	$I_{\text{maitencillo (paño Punta Colorada) C2}}$ $+ I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada) C1}}$ $> I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{maitencillo (paño Punta Colorada) C2}}$ $+ I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada) C1}}$ $- I_{\text{admisible}}$	✓ (2)	✓ (2)	✓ (2)	✓ (1)	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Tabla 4.25 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Maitencillo – Punta Colorada.

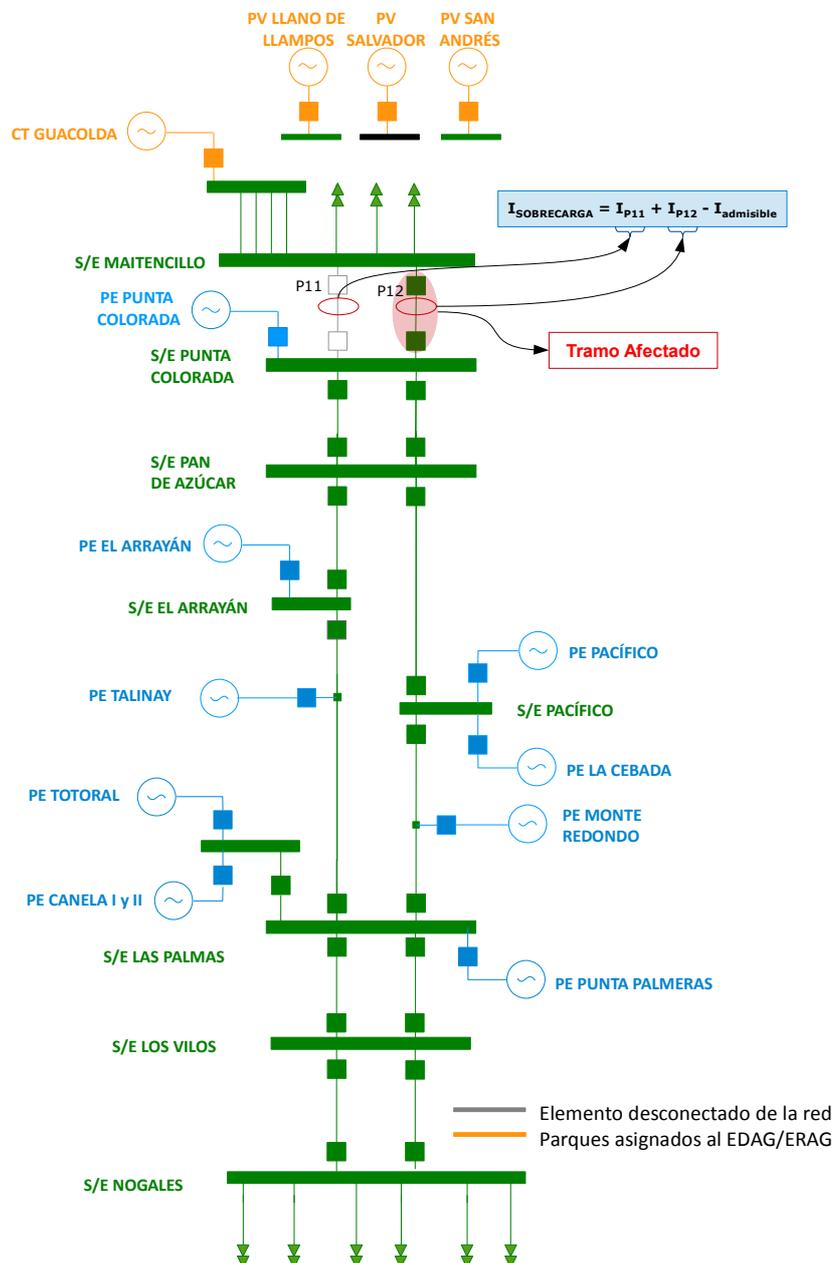


Figura 4.9 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Maitencillo – Punta Colorada.

Falla Punta Colorada – Pan de Azúcar

Falla	Tramo afectado	Condición de actuación del esquema	Corriente Total a descargar	Parques asignados												
				PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Totoral	PE Camela I y II	PE Punta Palmeras
Punta Colorada – Pan de Azúcar C1	Punta Colorada – Pan de Azúcar C2	$I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar) C1}} + I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar) C2}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar) C1}} + I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar) C2}} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	X	X	X	X	X	X	X	X
Punta Colorada – Pan de Azúcar C2	Punta Colorada – Pan de Azúcar C1	$I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar) C2}} + I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar) C1}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar) C2}} + I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar) C1}} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	X	X	X	X	X	X	X	X

Tabla 4.26 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Punta Colorada – Pan de Azúcar.

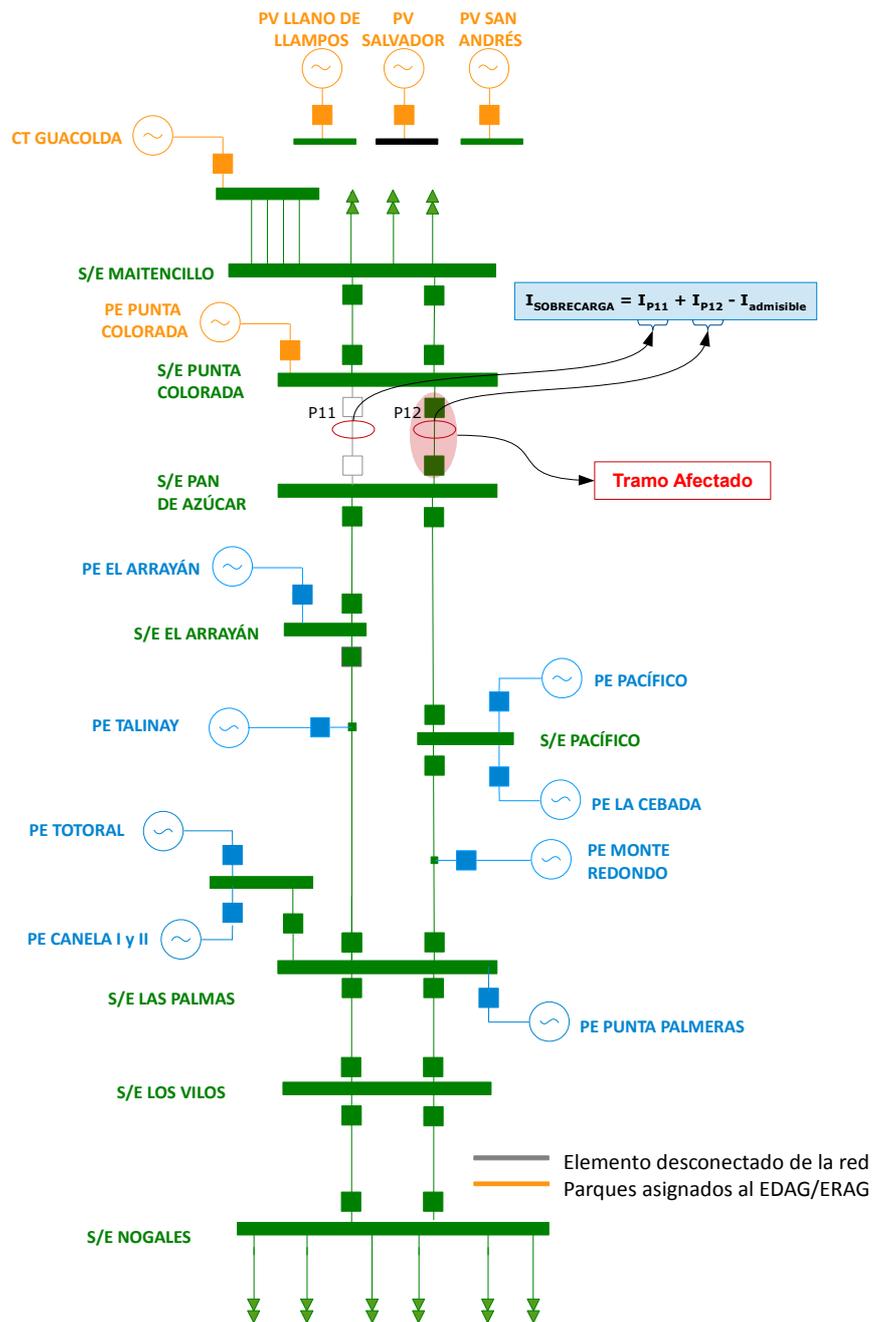


Figura 4.10 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Punta Colorada – Pan de Azúcar.

Falla Pan de Azúcar – El Arrayán

Falla	Tramo afectado	Condición de actuación del esquema	Corriente Total a descargar	Parques asignados												
				PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Totoral	PE Canela I y II	PE Punta Palmeras
Pan de Azúcar – El Arrayán	Pacífico - Las Palmas	$I_{\text{Pan de Azúcar (El Arrayán)}} + I_{\text{Las Palmas (Pacífico)}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Pan de Azúcar (El Arrayán)}} + I_{\text{Las Palmas (Pacífico)}} - I_{\text{admisible}}$	✓ (2)	✓ (2)	✓ (2)	✓ (3)	✓ (1)	X	X	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	X	X	X

Tabla 4.27 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Pan de Azúcar – El Arrayán.

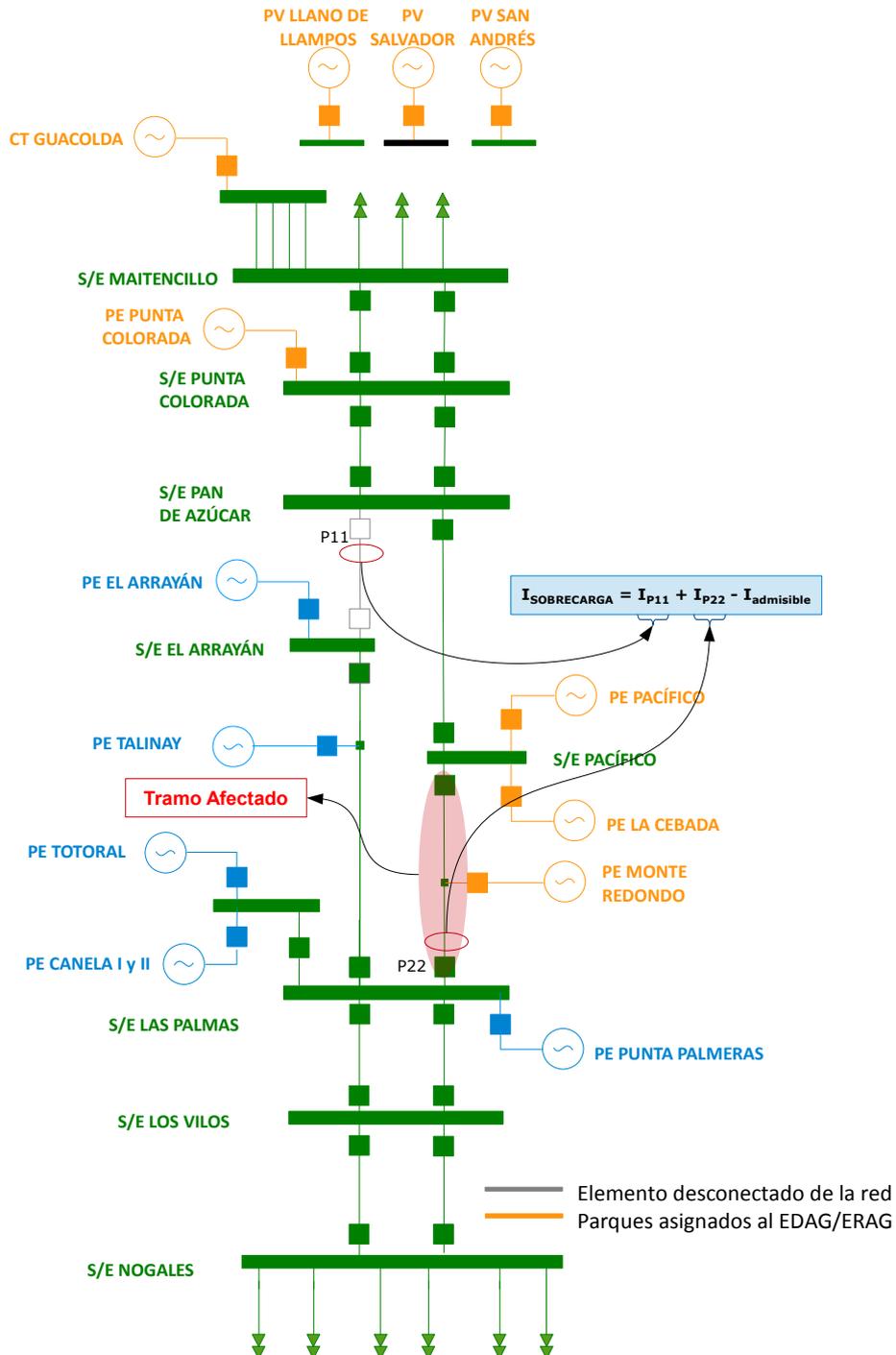


Figura 4.11 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Pan de Azúcar – El Arrayán.

Falla El Arrayán – Las Palmas

Falla	Tramo afectado	Condición de actuación del esquema	Corriente Total a descargar	Parques asignados												
				PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Totoral	PE Canela I y II	PE Punta Palmeras
El Arrayán – Las Palmas	Pacífico – Las Palmas	$I_{\text{El Arrayán (paño Las Palmas)}}$ $+ I_{\text{Las Palmas (Pacífico)}}$ $> I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{El Arrayán (paño Las Palmas)}}$ $+ I_{\text{Las Palmas (Pacífico)}}$ $- I_{\text{admisible}}$	✓ (2)	✓ (2)	✓ (2)	✓ (3)	✓ (1)	✓ (1)	X	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	X	X	X

Tabla 4.28 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo El Arrayán – Las Palmas.

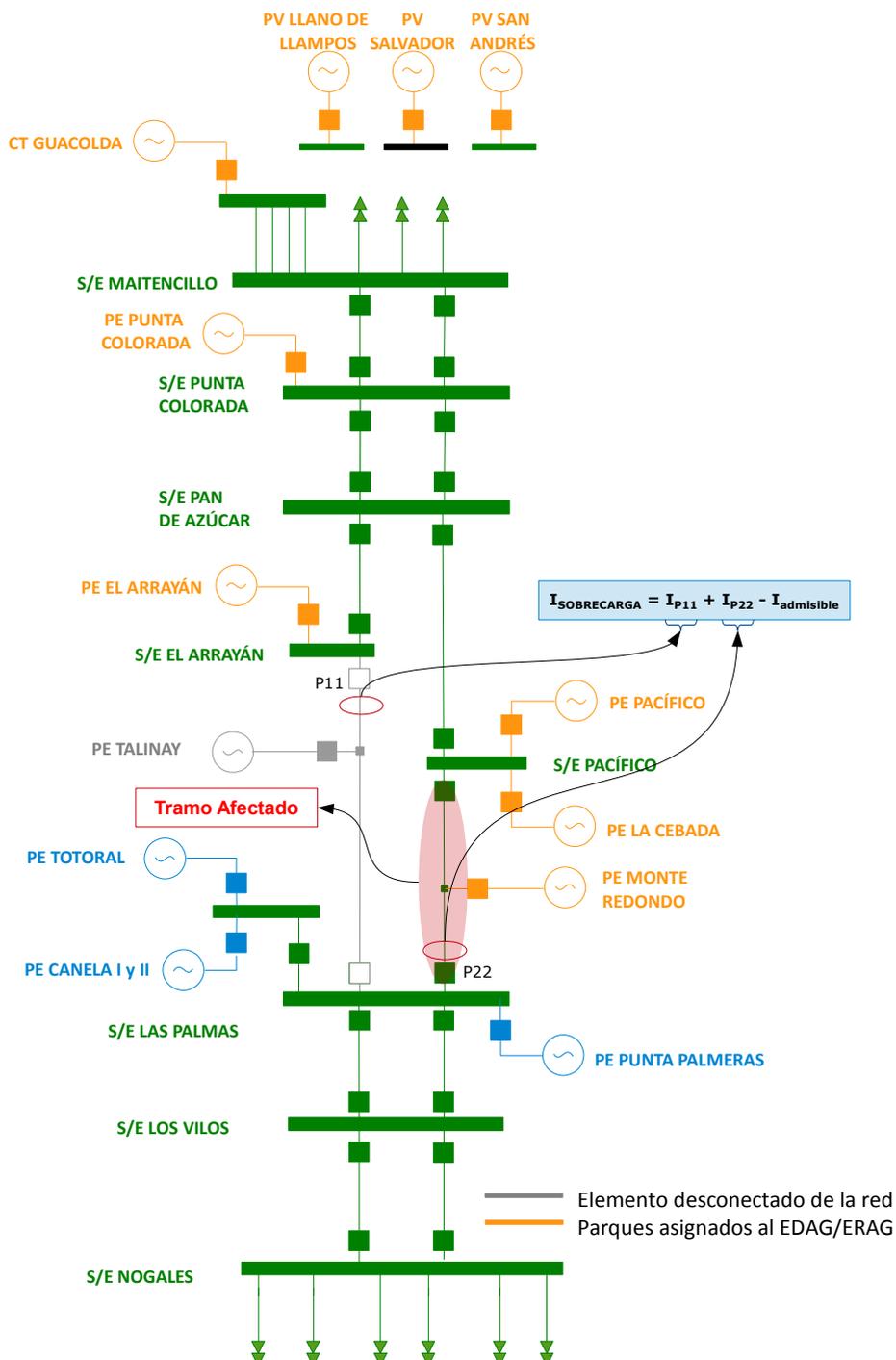


Figura 4.12 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo El Arrayán – Las Palmas.

Falla Pan de Azúcar - Pacífico

Falla	Tramo afectado	Condición de actuación del esquema	Corriente Total a descargar	Parques asignados												
				PV Llano de Liampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Totoral	PE Canela I y II	PE Punta Palmeras
Pan de Azúcar - Pacífico	El Arrayán - Las Palmas	$I_{\text{Las Palmas (paño El Arrayán)}}$ $+ I_{\text{pan de Azúcar (Pacífico)}}$ $> I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Las Palmas (paño El Arrayán)}}$ $+ I_{\text{pan de Azúcar (Pacífico)}}$ $- I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	✓ ①	✓ ①	X	X	X	X	X	X

Tabla 4.29 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Pan de Azúcar - Pacífico.

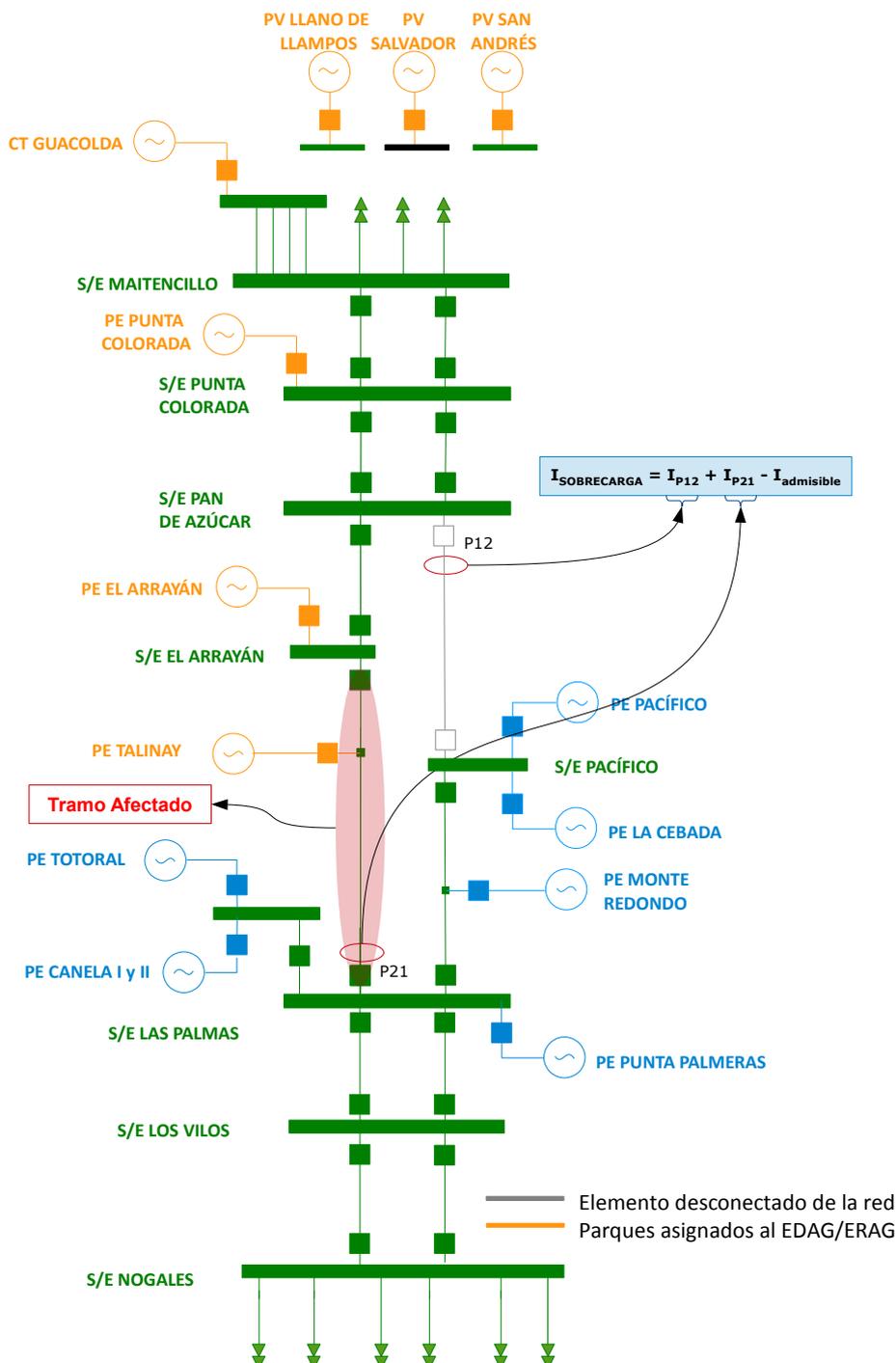


Figura 4.13 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Pan de Azúcar - Pacífico.

Falla Pacífico – Las Palmas.

Falla	Tramo afectado	Condición de actuación del esquema	Corriente Total a descargar	Parques asignados												
				PV Llano de Liampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Totoral	PE Canela I y II	PE Punta Palmeras
Pacífico – Las Palmas	El Arrayán - Las Palmas	$I_{\text{pacífico (paño Las Palmas)}}$ $+ I_{\text{Las Palmas (paño El Arrayán)}}$ $> I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{pacífico (paño Las Palmas)}}$ $+ I_{\text{Las Palmas (paño El Arrayán)}}$ $- I_{\text{admisible}}$	✓ (2)	✓ (2)	✓ (2)	✓ (3)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	X	X	X	X

Tabla 4.30 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Pacífico – Las Palmas.

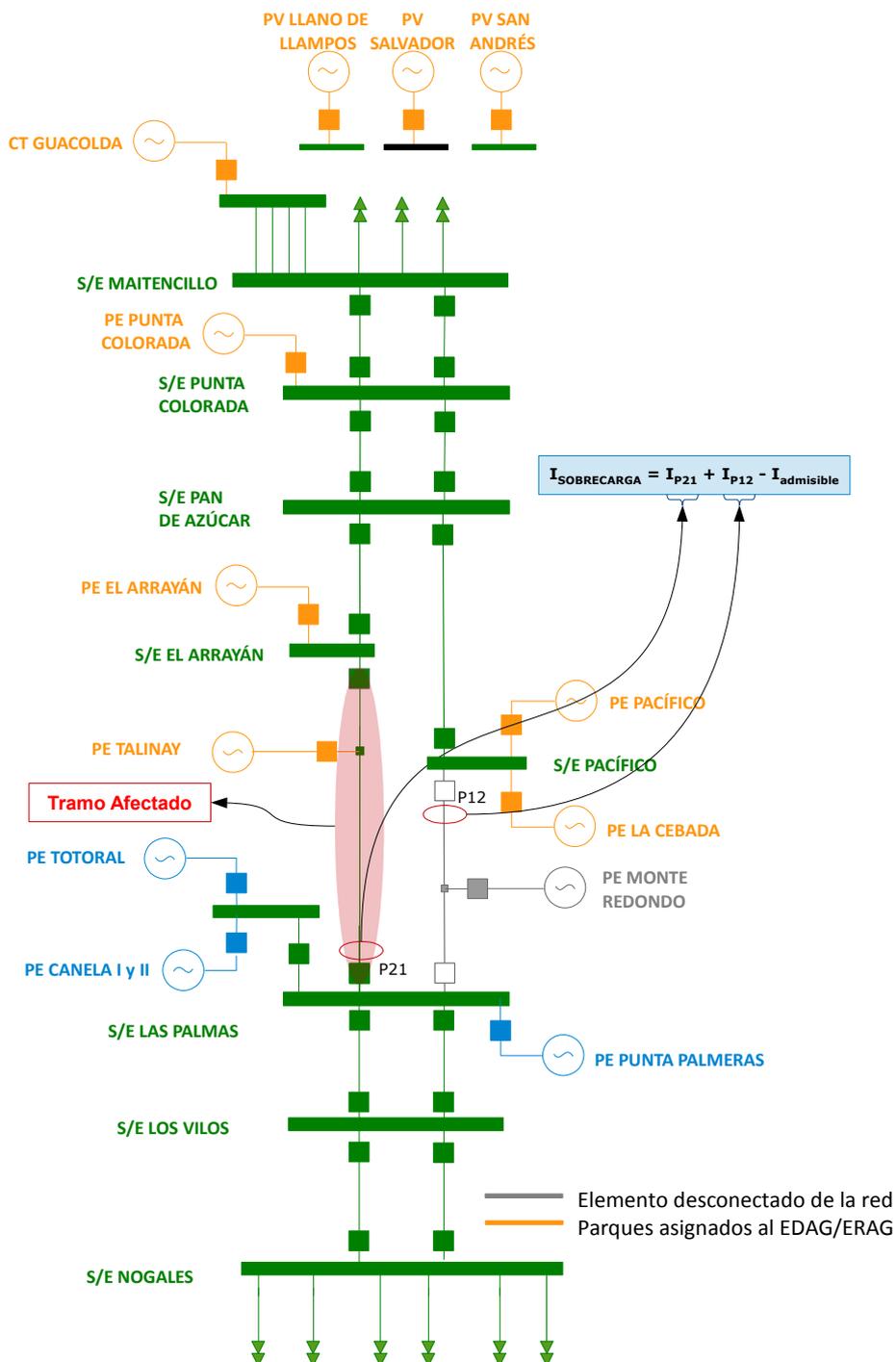


Figura 4.14 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Pacífico – Las Palmas.

Falla Las Palmas – Los Vilos

Falla	Tramo afectado	Condición de actuación del esquema	Corriente Total a descargar	Parques asignados												
				PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Totoral	PE Camela I y II	PE Punta Palmeras
Las Palmas – Los Vilos C1	Las Palmas – Los Vilos C2	$I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos) C1}} + I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos) C2}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos) C1}} + I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos) C2}} - I_{\text{admisible}}$	✓ (2)	✓ (2)	✓ (2)	✓ (3)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)
Las Palmas – Los Vilos C2	Las Palmas – Los Vilos C1	$I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos) C2}} + I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos) C1}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos) C2}} + I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos) C1}} - I_{\text{admisible}}$	✓ (2)	✓ (2)	✓ (2)	✓ (3)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)	✓ (1)

Tabla 4.31 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Las Palmas – Los Vilos.

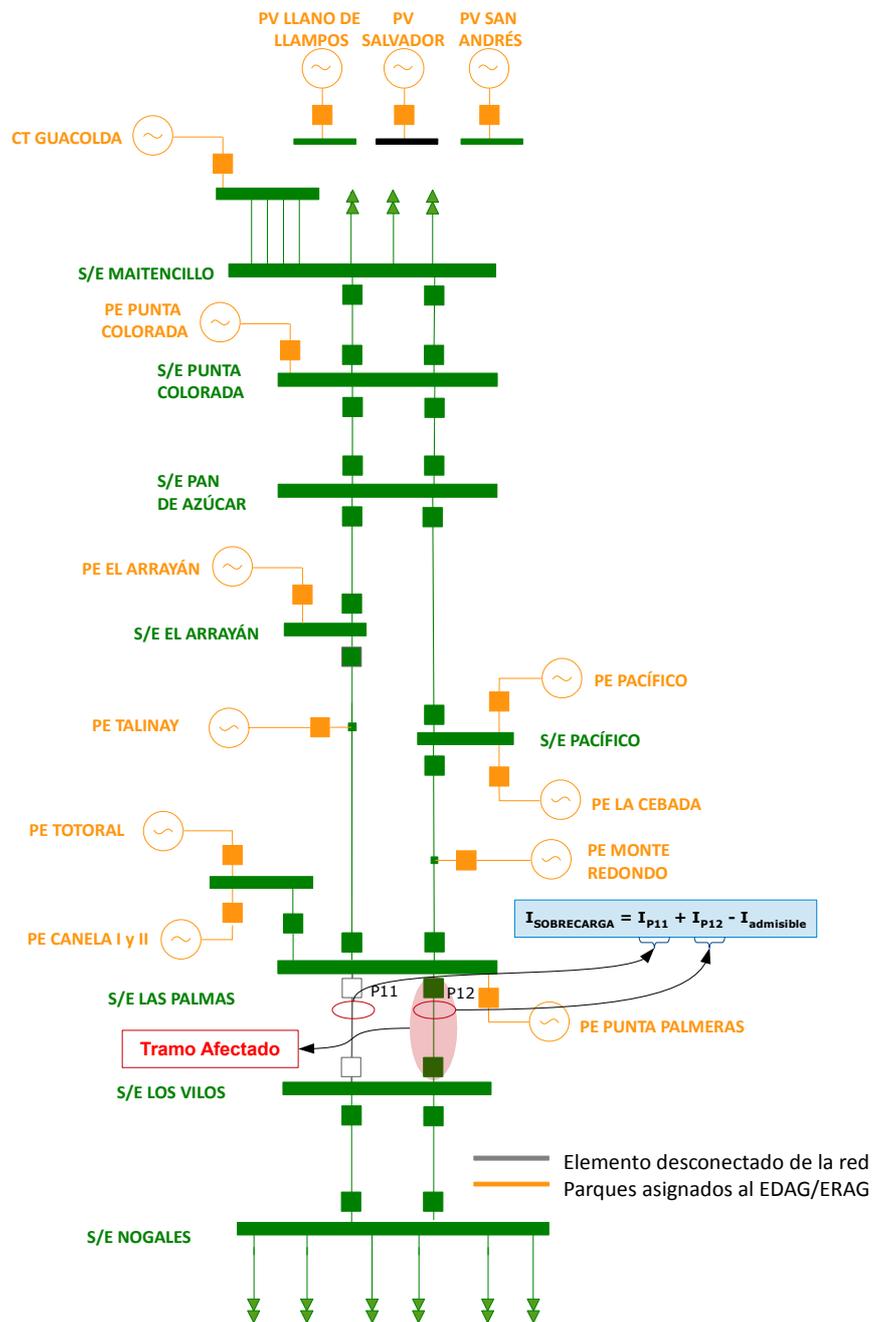


Figura 4.15 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Las Palmas – Los Vilos.

Falla Los Vilos – Nogales

Falla	Tramo afectado	Condición de actuación del esquema	Corriente Total a descargar	Parques asignados												
				PV Llano de Llampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Totoral	PE Camela I y II	PE Punta Palmeras
Los Vilos – Nogales C1	Los Vilos – Nogales C2	$I_{\text{Los Vilos (Nogales) C1}} + I_{\text{Los Vilos (Nogales) C2}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Los Vilos (Nogales) C1}} + I_{\text{Los Vilos (Nogales) C2}} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①
Los Vilos – Nogales C2	Los Vilos – Nogales C1	$I_{\text{Los Vilos (Nogales) C2}} + I_{\text{Los Vilos (Nogales) C1}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Los Vilos (Nogales) C2}} + I_{\text{Los Vilos (Nogales) C1}} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①

Tabla 4.32 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Los Vilos – Nogales.

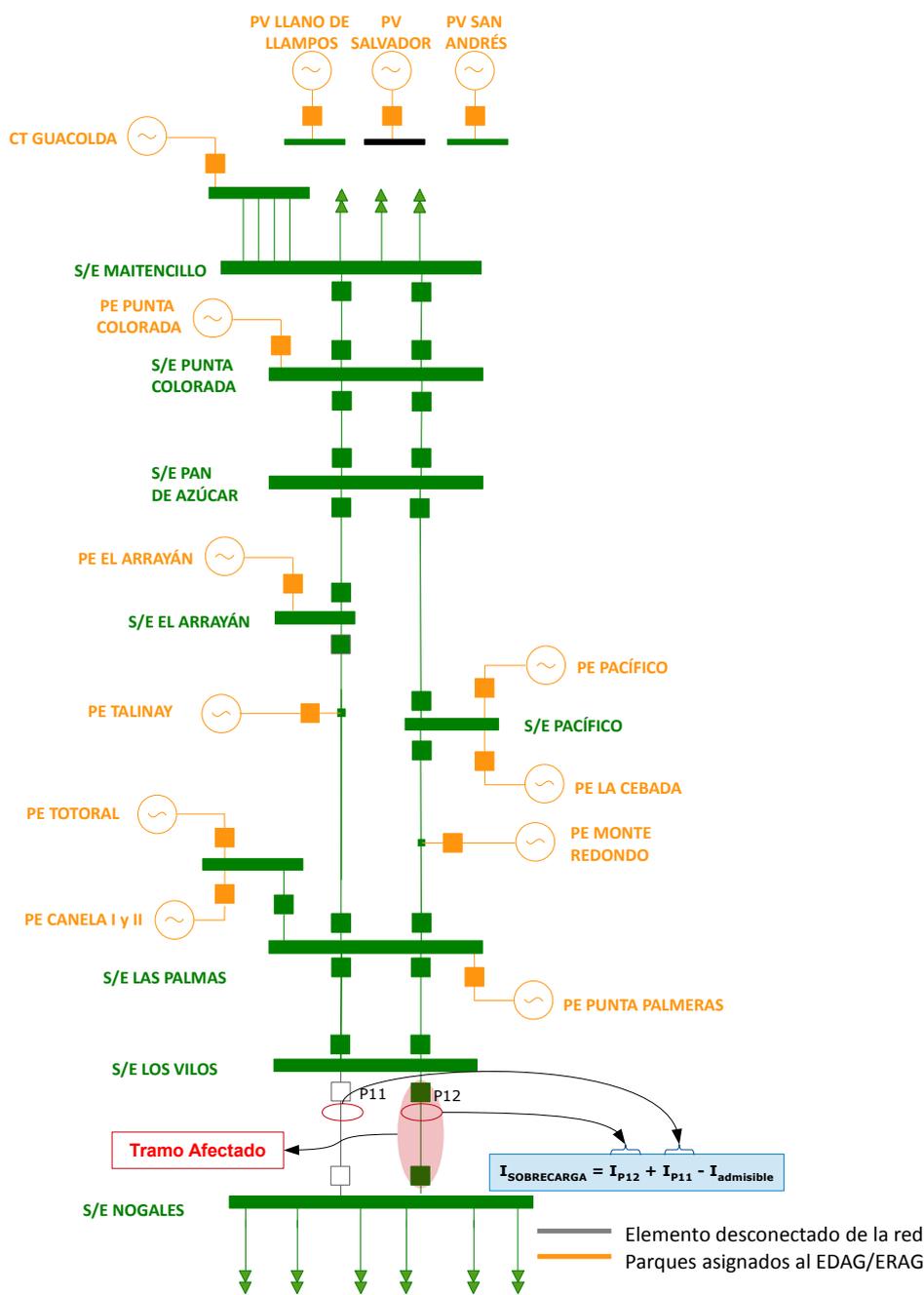


Figura 4.16 - Actuación del ERAG/EDAG ante falla en tramo Los Vilos – Nogales.



Resumen

En la siguiente tabla se presentan la actuación de cada central en el automatismo considerando todas las contingencias simples entre las SS/EE Maitencillo y Nogales.

En todos los casos se considera un flujo en sentido Norte → Sur.

En términos generales, la prioridad de participación de las centrales en la actuación del automatismo, es Parques Eólicos → Parques Fotovoltaico → CT Guacolda, salvo casos especiales. Es por ello que se presenta en la tabla los números que indican el orden de prioridad que tiene cada central.

Falla	Tramo afectado	Condición de actuación del esquema	Corriente Total a descargar	Parques asignados													
				PV Llano de Liampos	PV Salvador	PV San Andrés	CT Guacolda	PE Punta Colorada	PE El Arrayán	PE Talinay	PE Pacífico	PE La Cebada	PE Monte Redondo	PE Totoral	PE Camela I y II	PE Punta Palmeras	
Maitencillo – Punta Colorada C1	Maitencillo – Punta Colorada C2	$I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada)}}^{C1} + I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada)}}^{C2} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada)}}^{C1} + I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada)}}^{C2} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ①	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Maitencillo – Punta Colorada C2	Maitencillo – Punta Colorada C1	$I_{\text{maitencillo (paño Punta Colorada)}}^{C2} + I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada)}}^{C1} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{maitencillo (paño Punta Colorada)}}^{C2} + I_{\text{Maitencillo (paño Punta Colorada)}}^{C1} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ①	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Punta Colorada – Pan de Azúcar C1	Punta Colorada – Pan de Azúcar C2	$I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar)}}^{C1} + I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar)}}^{C2} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar)}}^{C1} + I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar)}}^{C2} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Punta Colorada – Pan de Azúcar C2	Punta Colorada – Pan de Azúcar C1	$I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar)}}^{C2} + I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar)}}^{C1} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar)}}^{C2} + I_{\text{Punta Colorada (paño Pan de Azúcar)}}^{C1} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Pan de Azúcar – El Arrayán	Pacífico – Las Palmas	$I_{\text{Pan de Azúcar (El Arrayán)}} + I_{\text{Las Palmas (Pacífico)}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Pan de Azúcar (El Arrayán)}} + I_{\text{Las Palmas (Pacífico)}} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	X	X	✓ ①	✓ ①	✓ ①	X	X	X	X
El Arrayán – Las Palmas	Pacífico – Las Palmas	$I_{\text{El Arrayán (paño Las Palmas)}} + I_{\text{Las Palmas (Pacífico)}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{El Arrayán (paño Las Palmas)}} + I_{\text{Las Palmas (Pacífico)}} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	✓ ①	X	✓ ①	✓ ①	✓ ①	X	X	X	X
Pan de Azúcar – Pacífico	El Arrayán – Las Palmas	$I_{\text{Las Palmas (paño El Arrayán)}} + I_{\text{Pan de Azúcar (Pacífico)}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Las Palmas (paño El Arrayán)}} + I_{\text{Pan de Azúcar (Pacífico)}} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	✓ ①	✓ ①	X	X	X	X	X	X	X
Pacífico – Las Palmas	El Arrayán – Las Palmas	$I_{\text{Pacífico (paño Las Palmas)}} + I_{\text{Las Palmas (paño El Arrayán)}} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Pacífico (paño Las Palmas)}} + I_{\text{Las Palmas (paño El Arrayán)}} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	X	X	X	X
Las Palmas – Los Vilos C1	Las Palmas – Los Vilos C2	$I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos)}}^{C1} + I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos)}}^{C2} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos)}}^{C1} + I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos)}}^{C2} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①
Las Palmas – Los Vilos C2	Las Palmas – Los Vilos C1	$I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos)}}^{C2} + I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos)}}^{C1} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos)}}^{C2} + I_{\text{Las Palmas (paño Los Vilos)}}^{C1} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①
Los Vilos – Nogales C1	Los Vilos – Nogales C2	$I_{\text{Los Vilos (Nogales)}}^{C1} + I_{\text{Los Vilos (Nogales)}}^{C2} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Los Vilos (Nogales)}}^{C1} + I_{\text{Los Vilos (Nogales)}}^{C2} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①
Los Vilos – Nogales C2	Los Vilos – Nogales C1	$I_{\text{Los Vilos (Nogales)}}^{C2} + I_{\text{Los Vilos (Nogales)}}^{C1} > I_{\text{admisible}}$	$I_{\text{Los Vilos (Nogales)}}^{C2} + I_{\text{Los Vilos (Nogales)}}^{C1} - I_{\text{admisible}}$	✓ ②	✓ ②	✓ ②	✓ ③	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①	✓ ①
Centrales Fotovoltaicas Centrales Térmicas Parques Eólicos		① ② ③ Orden de prioridad															

Tabla 4.33 - Actuación del ERAG/EDAG ante las diversas fallas analizadas.

5 EQUIPAMIENTO

5.1 Generalidades

En el presente capítulo se indican las características mínimas con las que deberá contar el equipamiento que conforme el automatismo propuesto. Tal como se indica previamente, se toma como punto de partida los aspectos de diseño y principalmente el equipamiento previsto para el EDAG/ERAG Troncal Guacolda.

En términos generales la implementación de este sistema integral de control y protección se plantea como un sistema compuesto por tres tipos de celdas:

- **Celda de Monitoreo:** Cuya función es adquirir señales y transmitirlas hacia la "Celda de Control General".
- **Celda de Generación:** Cuya función es adquirir señales de las centrales y transmitirlas hacia la "Celda de Control General" y, en conversación con el SCADA de cada planta, limitar/reducir/desconectar unidades generadoras.
- **Celda de Control General:** Cuya función es concentrar todas las señales monitoreadas del esquema, procesarlas para determinar las acciones requeridas y finalmente enviar las ordenes a cada "Celda de Generación".

A continuación se presenta un mayor detalle de cada una de estas.

5.2 Celdas de Monitoreo (CM)

Funciones

Deben registrar transferencias por las líneas, detectar la pérdida de uno de los tramos y registren temperatura ambiente e irradiación solar para calcular la capacidad térmica de los conductores. Para relizar estas tareas debe contener:

- Medición Corriente
- Medición Tensión
- Transductor Potencia Activa/Reactiva
- Medición Temperatura
- Estado interruptores
- Comunicación y sincronización Satelital
- Backup energía (UPS/baterías)
- CPU/alimentación Redundante
- RTU

Localización – Celdas Requeridas

A priori estas celdas deberán instalarse en las distintas subestaciones existentes entre MAITENCILLO y NOGALES.

El ERAG/EDAG Guacolda prevé la instalación de celdas de este tipo en las siguientes subestaciones:

- MAITENCILLO 220kV
- PUNTA COLORADA 220kV (sólo temperatura e irradiación solar)
- PAN DE AZUCAR 220kV
- LAS PALMAS 220kV
- LOS VILOS 220kV
- ARRAYÁN 220kV
- PACÍFICO 220kV

Para maximizar la seguridad de operación e incrementar la flexibilidad, contemplando futuras ampliaciones (e.g. S/E DOMEYKO 220kV) se recomienda que la celda de la S/E PUNTA COLORADA se acondicione para contar con las mismas funciones que sus pares. Es decir que cuente con medición de las transferencias y estados de los interruptores.

Por último, en la medida que pueda asegurarse la detección de apertura de un circuito por mínima corriente, es posible prescindir de la celda de monitoreo en la S/E NOGALES 220kV.

En función de lo antes indicado la siguiente figura muestra las celdas de monitoreo previstas por el ERAG/EDAG Guacolda y las mínimas adicionales requeridas para el horizonte 2014.

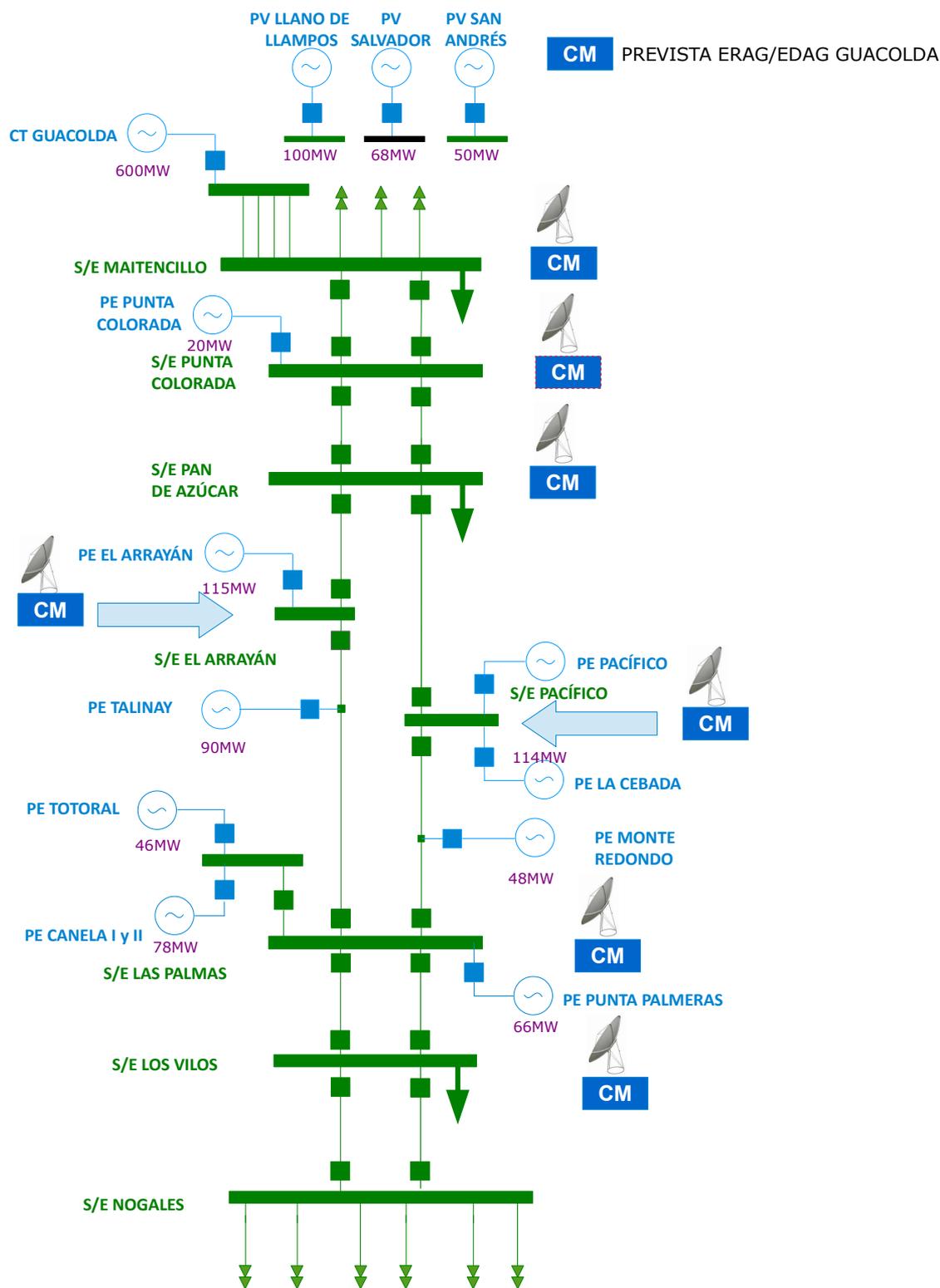


Figura 5.1 - Celdas de Monitoreo

5.3 Celda de Generación (CG)

Funciones

Básicamente tomarán información de la potencia generada y emitirán órdenes de control. Dependiendo del tipo de generador deberán contemplar aspectos particulares:

- Parques Eólicos y Solares
 - Estas celdas deberán vincularse con el sistema de control general del parque para capturar la potencia generada total, capturar la potencia disponible (estimación de la potencia generada por el parque sin aplicación de límites) y el estado del interruptor general del parque.
 - Se comunicarán con el Control General vía enlaces satelitales para la transmisión de los datos capturados y la recepción de ordenes (límites y señal de reducción rápida o desconexión)
 - Esta celda le indicará al control del parque el límite asignado al mismo (variable analógica). El cual podrá ser mayor, igual o menor al aporte presentado (dependiendo de la disponibilidad de espacio en la red). Este valor a transmitir dependerá de la información recibida desde el control general. Debe preverse que esta celda pueda establecer en modo de rampa los valores analógicos de salida (límites), con distintas características a la subida y a la bajada. Específicamente debe contemplarse que la salida se modifique prácticamente en forma instantánea durante la bajada (necesidad de reducir el aporte) y en forma de rampa a la subida (existe capacidad disponible).
 - Asimismo esta celda le indicará al control del parque la necesidad de reducción rápida o desconexión (variable digital), que junto con el límite establecido indicarán el monto a reducir.
- Central Guacolda

Las funciones requeridas ya son previstas en el esquema existente.

Localización – Celdas Requeridas

Para lograr la aplicación del esquema se requiere que las nuevas plantas de generación renovable integren el esquema vía la instalación de celdas de generación. En principio se propone la instalación de una celda por parque generador, siendo factible que dos parques compartan una misma celda (e.g. Pacífico y La Cebada) siempre que esto no restrinja las funcionalidades previstas.

Específicamente, para el horizonte diciembre 2014 se deben contar con celdas de generación en:

- PE CANELA I y II
- PE TOTORAL
- PE MONTE REDONDO
- PE EL ARRAYÁN
- PE TALINAY
- PE PACÍFICO
- PE LA CEBADA
- PE PUNTA PALMERAS
- PE PUNTA COLORADA
- PV LLANO DE LLAMPOS
- PV SALVADOR
- PV SAN ANDRÉS

En la figura 5.2 se muestran las celdas requeridas en cada parque mientras que las figuras 5.3 y 5.4 representan esquemáticamente la interacción entre las celdas propuestas y los controles de los parques.

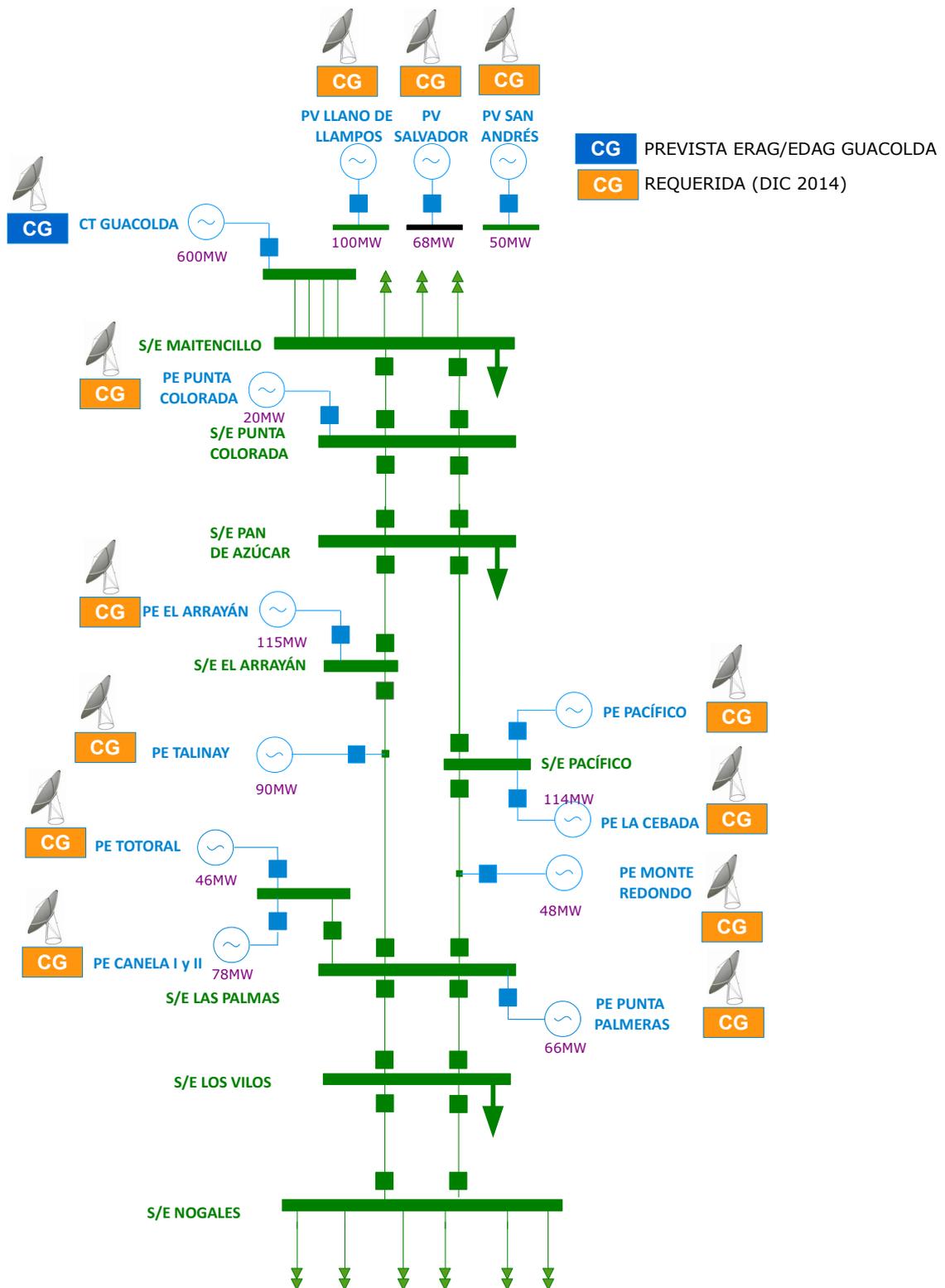


Figura 5.2 - Celdas de Generación

Nota: En las instancias finales de desarrollo del presente proyecto se han definido los nombres a utilizar en las S/E seccionadoras de los tramos Las Palmas - Pan de Azúcar. La S/E indicada como **"S/E El Arrayán"** corresponde a la actual **"S/E Don Goyo"** mientras que la indicada como **"S/E Pacífico"** corresponde a **"S/E La Cebada"**. Se ha mantenido la nomenclatura original, utilizada en el desarrollo de todo el proyecto, para evitar confusiones o incoherencias entre documentos.

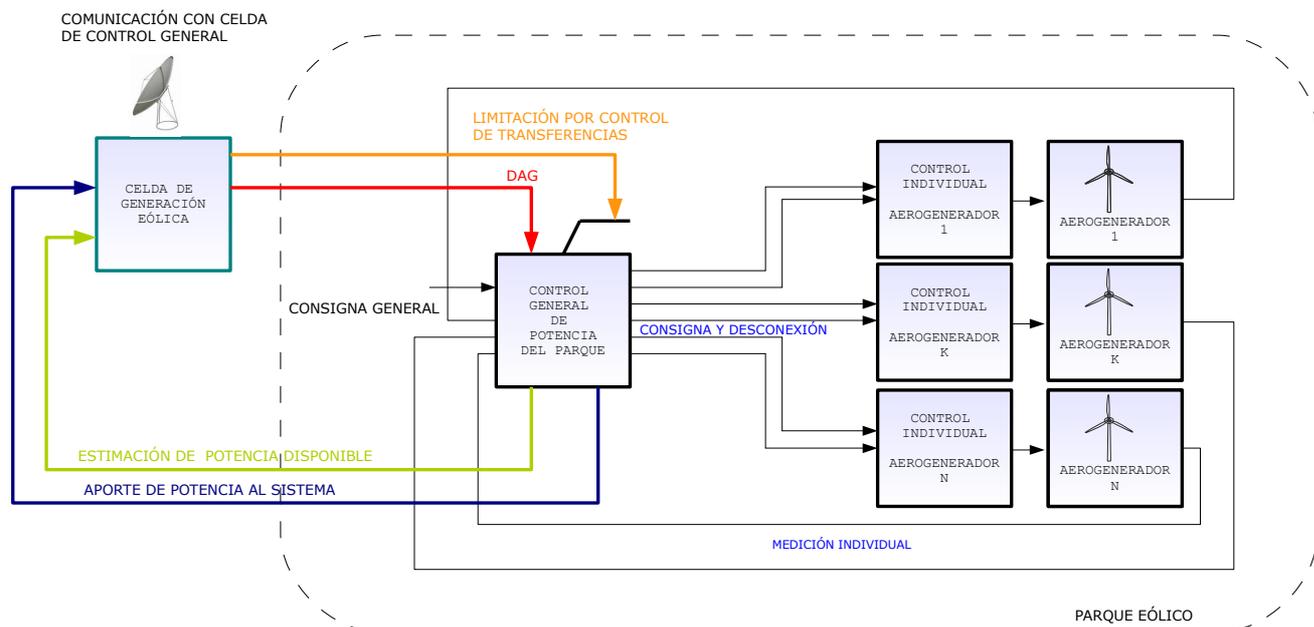


Figura 5.3 - Celdas de Generación – Parque Eólico

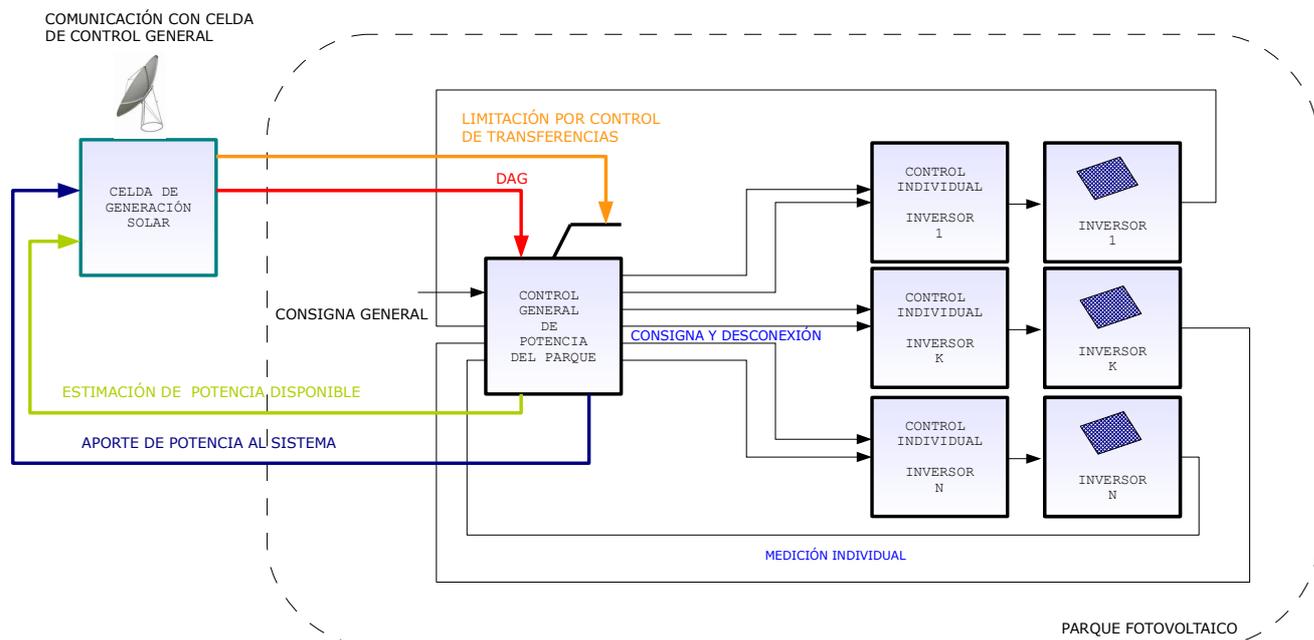


Figura 5.4 - Celdas de Generación – Parque Fotovoltaico

5.4 Celda de Control General (CCG)

Esta celda es la encargada de la recolección de la información desde las celdas de generación y de monitoreo, toma de decisiones y emisión de las órdenes a las celdas de generación. Esta celda contará con las rutinas antes detalladas.

Si bien no se prevé una localización específica para esta unidad, considerando la actual implementación y principalmente la necesidad de contar con una actuación rápida sobre Guacolda ante la pérdida de uno de los enlaces MAITENCILLO – PUNTA COLORADA 220kV, se propone que la misma se encuentre en la CT Guacolda.

Dada la criticidad de este recurso de control, ya que debe operar en forma permanente y en condiciones de altas exigencias al sistema de transmisión, esta unidad debe ser redundante y contemplando que su par pueda asumir todas las funciones previstas para el control principal.

Esta segunda unidad de control (redundante) puede preverse en una distinta localización que la primaria (e.g. Santiago), de modo de aumentar la confiabilidad a fallas de modo común tales como terremotos, tsunamis, etc. En este caso debe contarse con un enlace de alta velocidad y confiabilidad entre Guacolda y el controlador redundante.

La siguiente figura representa esquemáticamente las vinculaciones del control general con las restantes celdas previstas en el esquema y el tipo de enlace mínimo requerido.

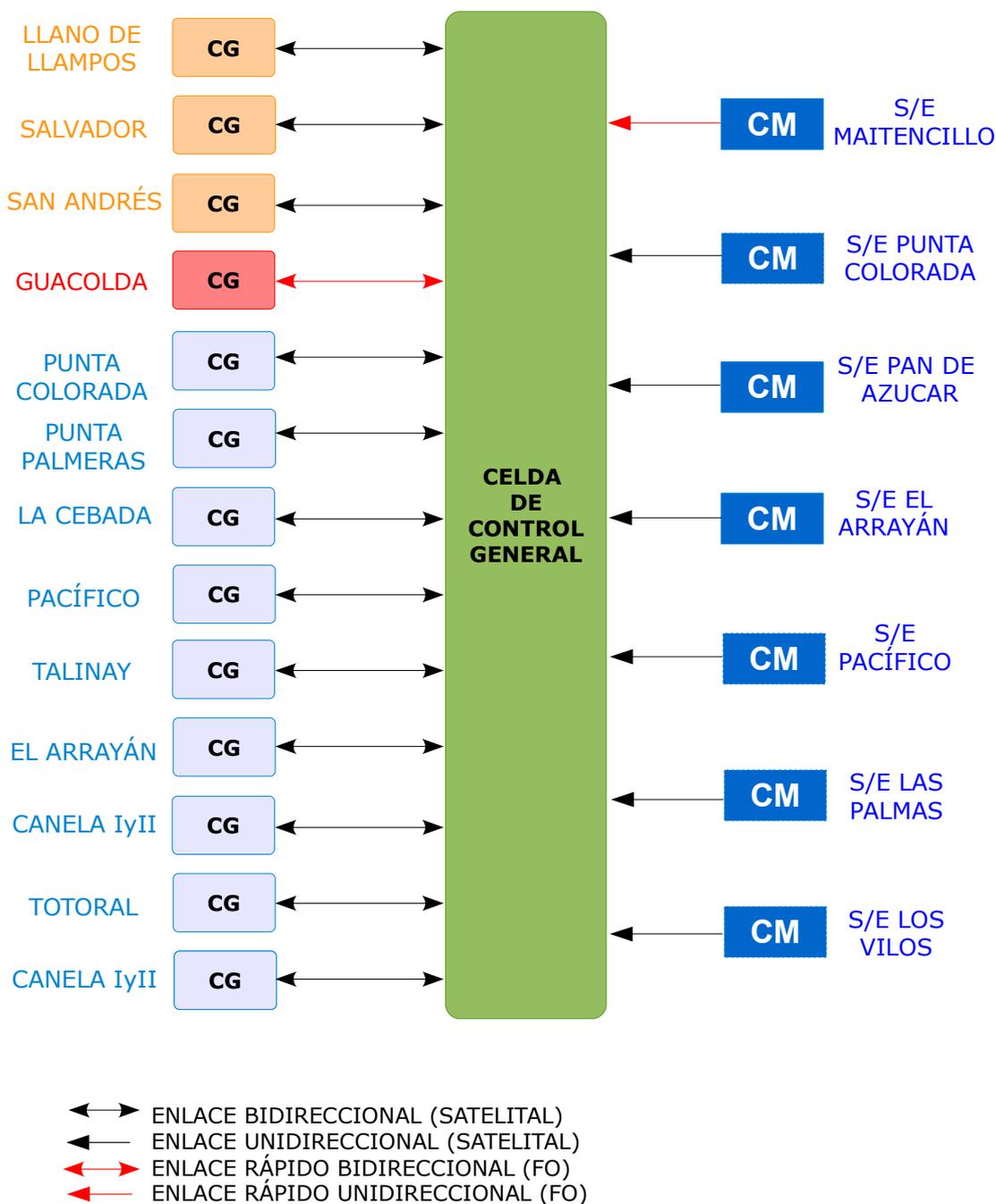


Figura 5.5 - Celdas de Control General - Enlaces

5.5 Enlaces de Comunicación

Para la mayoría de los casos se encuentra que la comunicación entre las celdas de monitoreo y generación con la celda de control puede realizarse mediante enlaces del tipo satelital, similares a los previstos para el ERAG/EDAG Guacolda. Esto debido a que los tiempos involucrados no resultan un parámetro crítico.

Para el caso particular de la vinculación entre las celdas MONITOREO MAITENCILLO – CONTROL GENERAL – GENERACIÓN GUACOLDA, se encuentra la necesidad de asegurar tiempos mínimos de actuación ante la pérdida de uno de los circuitos MAITENCILLO – PUNTA COLORADA y por lo tanto debe utilizarse un enlace de fibra óptica (existente).

Siendo que el presente recurso opera permanentemente en tiempo real y en condiciones exigentes para el sistema de transmisión debe considerarse la redundancia de sus vínculos de comunicación. Se recomienda, al menos en una segunda instancia, la utilización de otra tecnología de comunicación (distinta a la satelital), para minimizar los riesgos e impacto de fallas a modo común (e.g. tormentas solares), como pueden ser enlaces de Micro Ondas y/o Fibra Óptica, en los tramos que resulte conveniente.



5.6 Costos y plazos

A partir de las características indicadas se indica a continuación una estimación de los costos asociados a cada componente adicional requerido.

Los costos indicados tienen un margen de $\pm 20\%$. Los costos de los enlaces son promedios, los cuales pueden reducirse en función de la cantidad de enlaces contratados. Respecto a las celdas los costos pueden reducirse en el caso que parques cercanos utilicen la misma celda de generación.

El plazo de entrega de las celdas es de 6 a 8 meses, incluyendo montaje en terreno.

Notar que se indican (sombreado celeste) los costos de actualización del controlador para contemplar la adición de nuevas celdas futuras.

CELDAS DE MONITOREO / GENERACIÓN		
Detalle	Costo	
Equipo	UF 3.000	
Pruebas FAT	UF 980	
Equipo de Comunicación Satelital	UF 140	
TOTAL POR CELDA	UF 4.120	
CONTROL GENERAL		
Detalle	Costo	
Equipo Redundante + Ingeniería de software	UF 7.000	
Ingeniería por agregado de nuevas celdas	UF 1.600	
Pruebas SAT (cada vez que se modifique la ingeniería del controlador)	UF 1.200	
ENLACE DE COMUNICACIÓN		
Arriendo anual por enlace	UF 420	
RESUMEN IMPLEMENTACIÓN - DICIEMBRE 2014		
	Cantidad	Costo
Celdas Monitoreo/Generación	12	UF 49.440
Control General	1	UF 7.000
Enlaces de Comunicación (4 años)	12	UF 20.160
TOTAL (DICIEMBRE 2014)		UF 76.600

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco