

# Planificación Eléctrica de Redes de Distribución Inteligentes con DERs y Nuevas Tecnologías

PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

## Módulo 2: Planificación Eléctrica (PE)

## Contenido Módulo 2

1. Aspectos Metodológicos de la Planificación Eléctrica (PE) con NTs y DERs
2. Etapas y Procesos de la PE
3. Planificación Física de Redes
4. La PE Económica – El Proceso de Selección



# 1. Aspectos Metodológicos de la Planificación Eléctrica (PE) con NTs y DERs

## Pregunta disparadora:

### ¿Qué cambia en la Planificación Eléctrica (PE) con NTs y DERs?

Los flujos bidireccionales que la incorporación de DERs de oferta inicialmente Generación Distribuida (GD) y las NTs en las redes, resultan un desafío para la PE

1. La demanda máxima en un punto no refleja la situación y “tráfico” en el subsistema aguas abajo
2. Para poder operar y planificar se requiere contar con información de quiénes conectan oferta y demanda de DERs y las curvas de carga esperada de esas tecnologías, o en su caso prestaciones
3. Para ello se requiere conocer, adecuadamente la capacidad de las redes (hosting capacity)
4. Qué demanda está conectada y cómo son sus curvas de carga



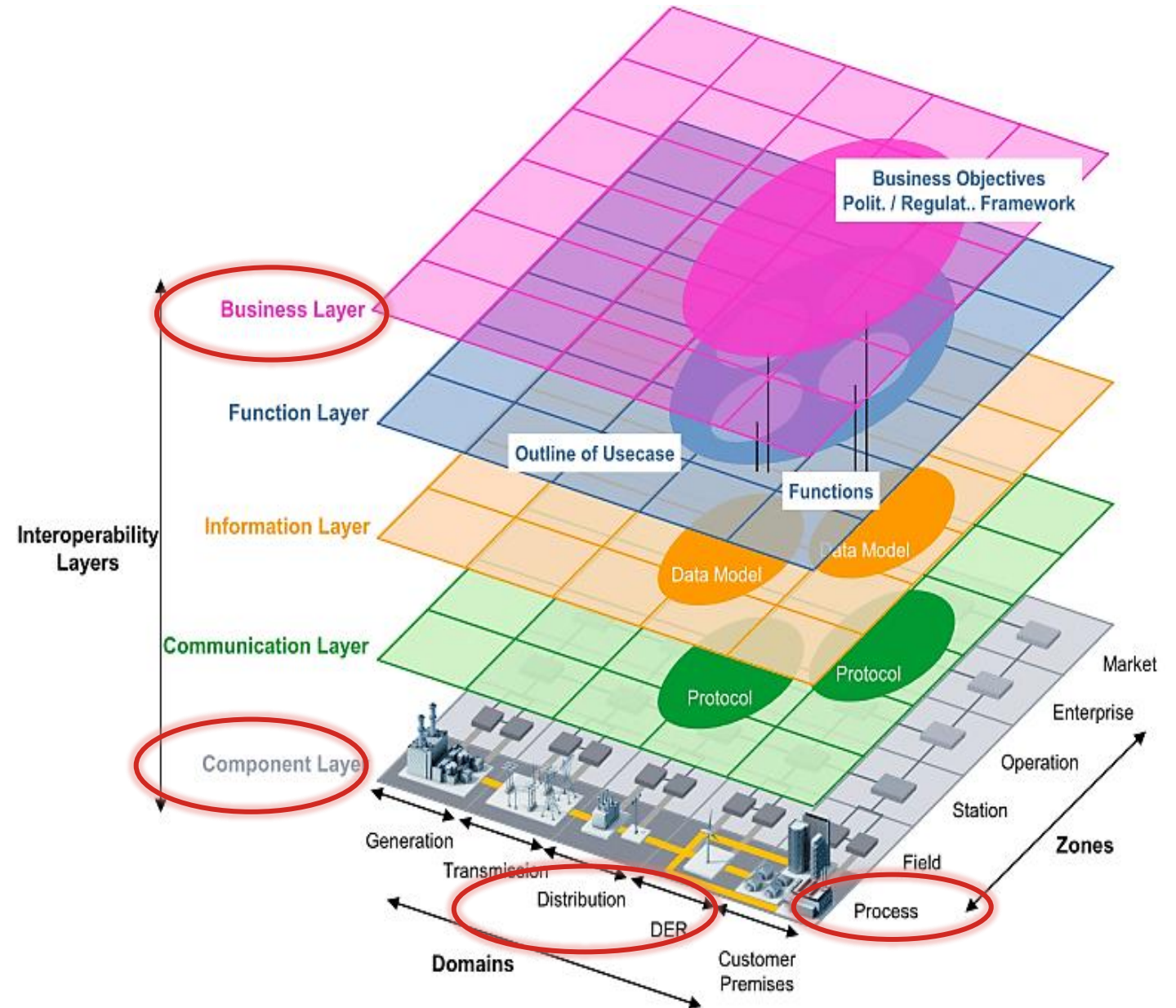
Las instalaciones eléctricas pueden pasar a tener flujos bidireccionales.  
Se requiere conocer alternativas, impactos y rediseñar los procedimientos de la Planificación Eléctrica.



## Rediseño de la planificación

En la “Hoja de Ruta hacia las Smart Grids”, la planificación eléctrica se centra en:

- Dominios del sistema de Distribución y DERs
- **Zona de Procesos (principales equipos y componentes del sistema eléctrico)**
- Como el proceso impacta en la Capa de Componentes y Empresarial (visión EDEs, modelos de negocios, servicios, gestión-procesos internos; así como leyes, lineamientos, regulaciones, etc.),
- La PE también impacta bidireccionalmente en esas capas



## El Contexto que impacta en la PE

Elementos que impactan:

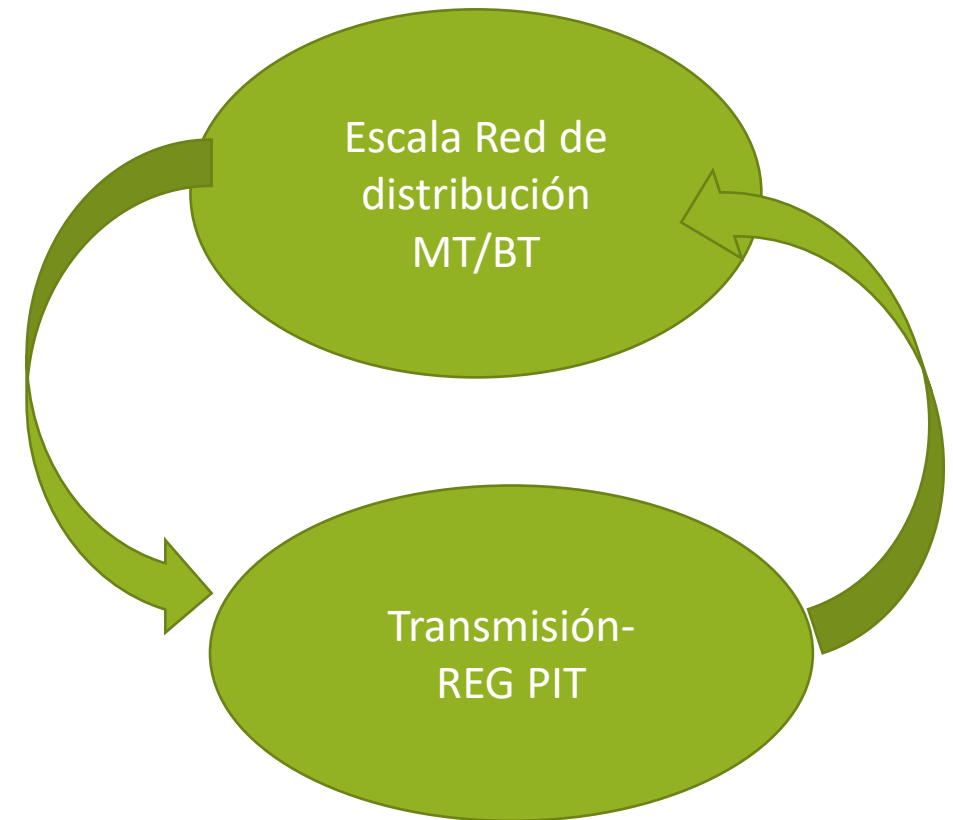
1.- Regulación eléctrica:

Directamente:

1. pautas de procesos,
2. metodologías de proyecciones de demanda,
3. calidad de servicio (y sanciones),
4. reemplazos tecnológicos obligatorios, etc.

Indirectamente:

1. regulación de acceso y remuneración de GD y otros DERS.
2. Regulación de las actividades de las EDEs y segmentación por sectores: Al Público – SER
3. Definición de actividades reguladas : segmentación operación de redes de comercialización



## El Contexto que impacta en la PE:

Además del contexto prestacional “eléctrico”, otras regulaciones y el contexto impacta en las decisiones de las EDEs:

- Regulación de seguridad pública y del espacio público
- Políticas socio-económicas: cobertura – expansión en SER
- Política ambiental: valorización de CO2 evitado, objetivos de descarbonización, normativa de Evaluación y mitigación de Impactos, etc.
- Política de transporte: electromovilidad
- Política y planes de Comunicaciones: penetración de cobertura- protocolos y definición de estándares (interoperabilidad) y regulación
- Normatividad de acceso, disponibilidad de información y seguridad de la misma (y ciberseguridad)

## El contexto externo se suma al interno (condiciones prestacionales) en procesos de PE

Hoy se planifica a partir de demanda Máxima,

Se irá a migrar a un proceso que conlleve estado de situación de todas las instalaciones (no solo Distribución Primaria) y de modo **estático**, planificación regular única cuya periodicidad está determinada como obligatoria por el regulador , a

procesos, de constante intercambio de información entre los procesos operativos y de planificación, y evaluación de corto plazo, a los que denominaremos **dinámicos donde:**

**Las soluciones de abastecimiento puede ser** inversiones de terceros.

La EDE tiene un proceso de PE desde las instalaciones donde hay cambios y hacia aguas arriba.

Donde la información empiece a fluir bidireccionalmente.

Donde, según el Libro Blanco la EDE en el largo plazo sea un usuario de la plataforma de información y no el responsable de la misma



Esto significa pasar de la PE por Demanda Máxima a la PE por Curvas de Carga



## Foro 1 de Planificación Eléctrica con Nuevas Tecnologías y DERs

**¿Cuál de los aspectos de la regulación eléctrica consideran Uds. que es el principal a considerar por la PE? ¿Por qué?**

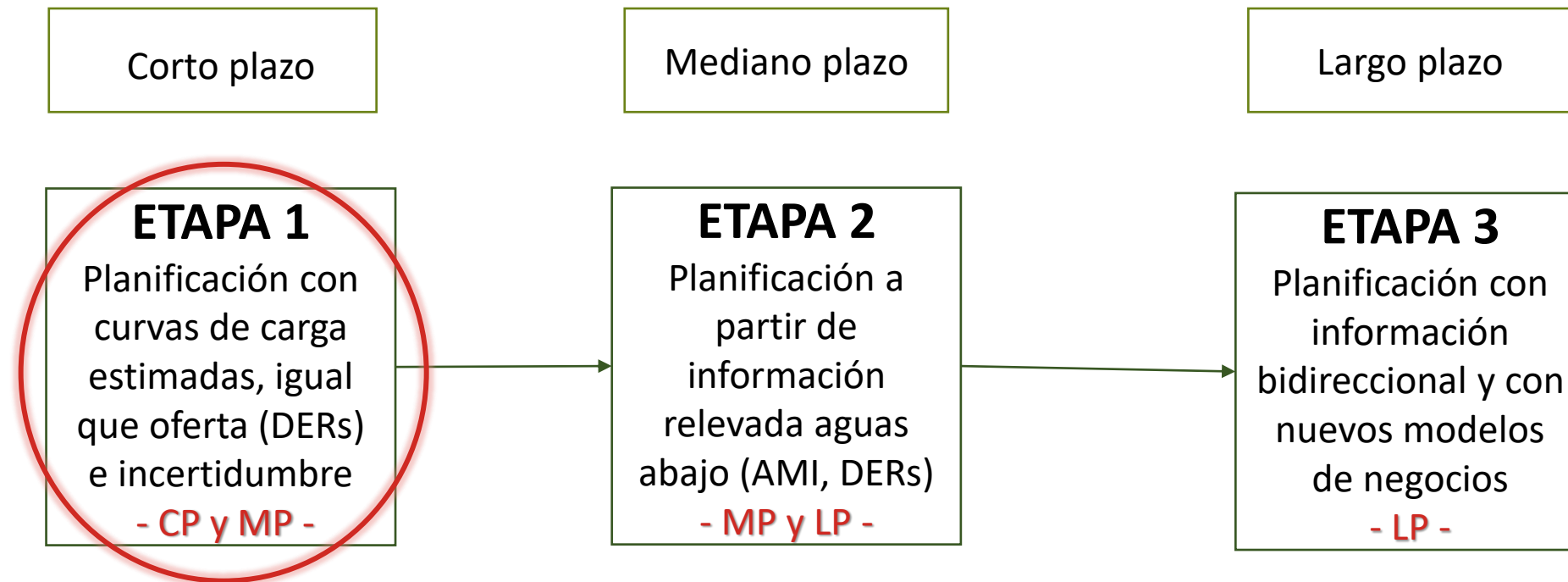


PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

## 2. Etapas y Procesos de la PE

# Etapas

Todo cambio de paradigma requiere implementación etapabilizada, en especial si se requieren incorporaciones tecnológicas, de procesos y de mentalidad de los sujetos actuantes.



## Etapa 1

Determinación de demanda (demanda máx.) y proyección

Determinación de inversiones, priorización

Plan de inversiones

Determinación de efecto económico

**OBJETIVO:** PLANIFICACIÓN CON CURVA DE CARGA, OFERTA e INCERTIDUMBRE

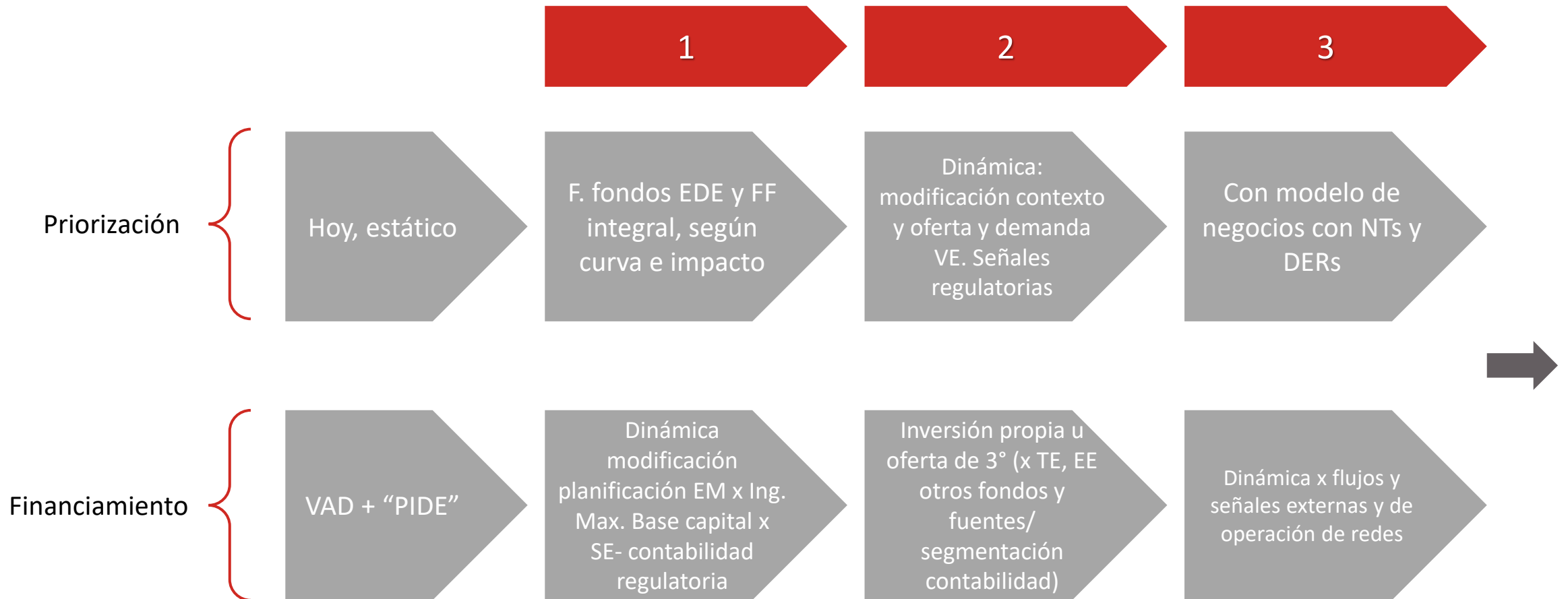


# Etapas de la planificación

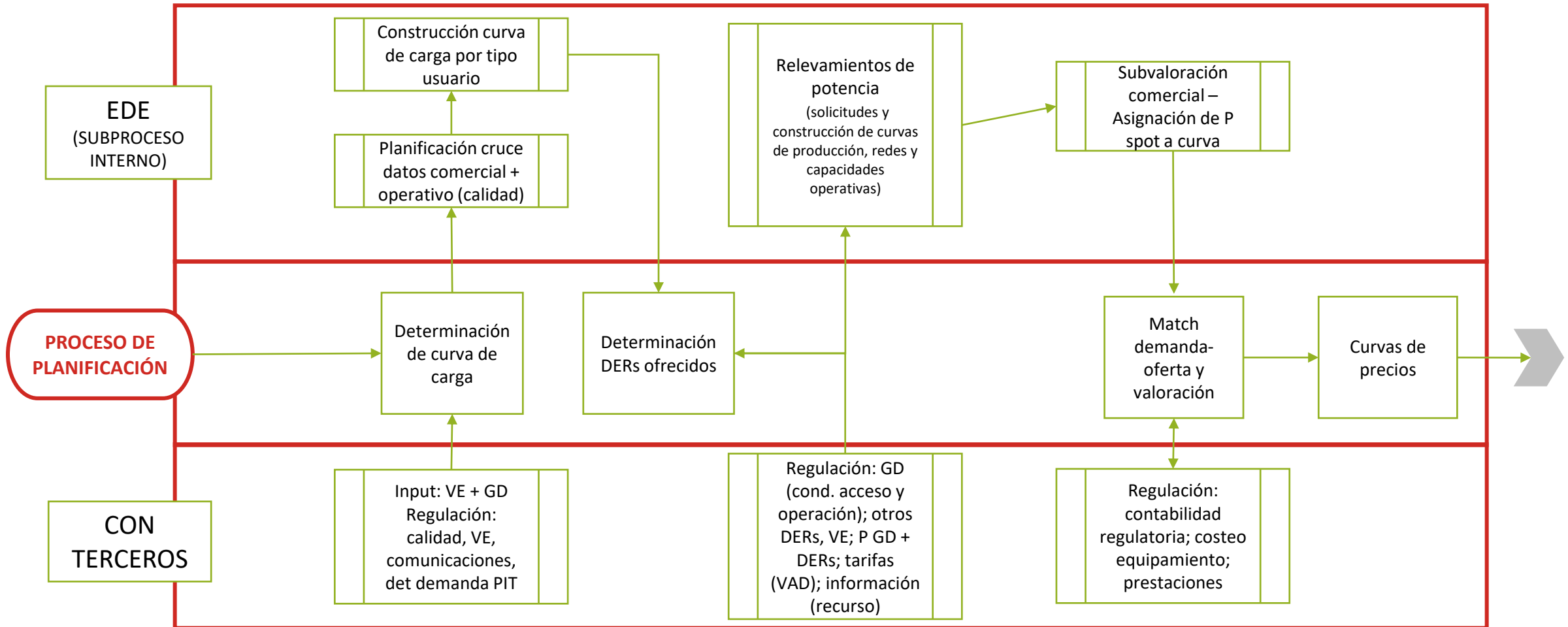




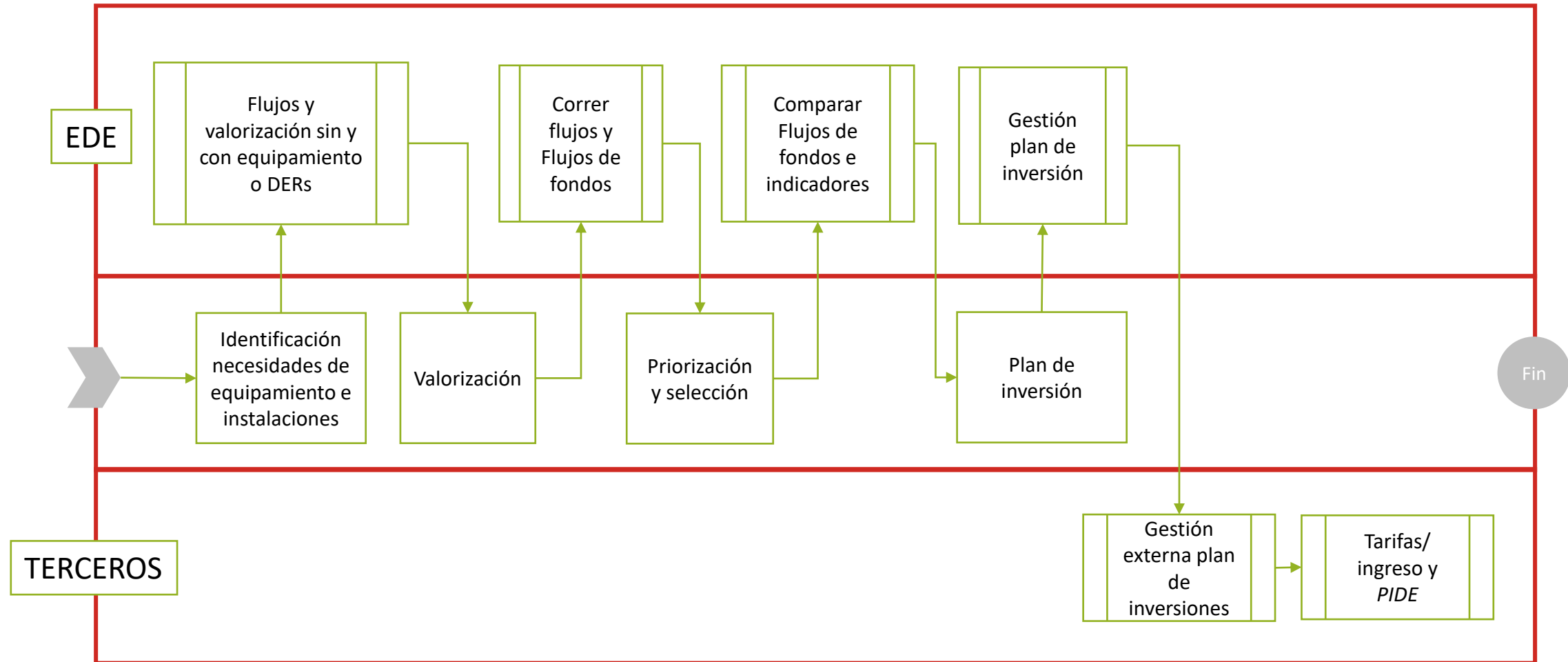
# Etapa de financiamiento de inversiones / negocio



# Metodología propuesta Proceso Etapa 1 (1/2)



# Metodología propuesta Proceso Etapa 1 (2/2)



## Foro 2 de Planificación Eléctrica con Nuevas Tecnologías y DERs

Recursos humanos para el cambio.

En su oportunidad identificó aspectos de interés para la PE.

**¿Cuán preparado está su área para atender este cambio?**

**¿Cómo se imagina la secuencia de los recursos humanos a su cargo para afrontar el cambio exitosamente?**



Liste qué aspectos entiende importantes reforzar en su área para transitar el cambio

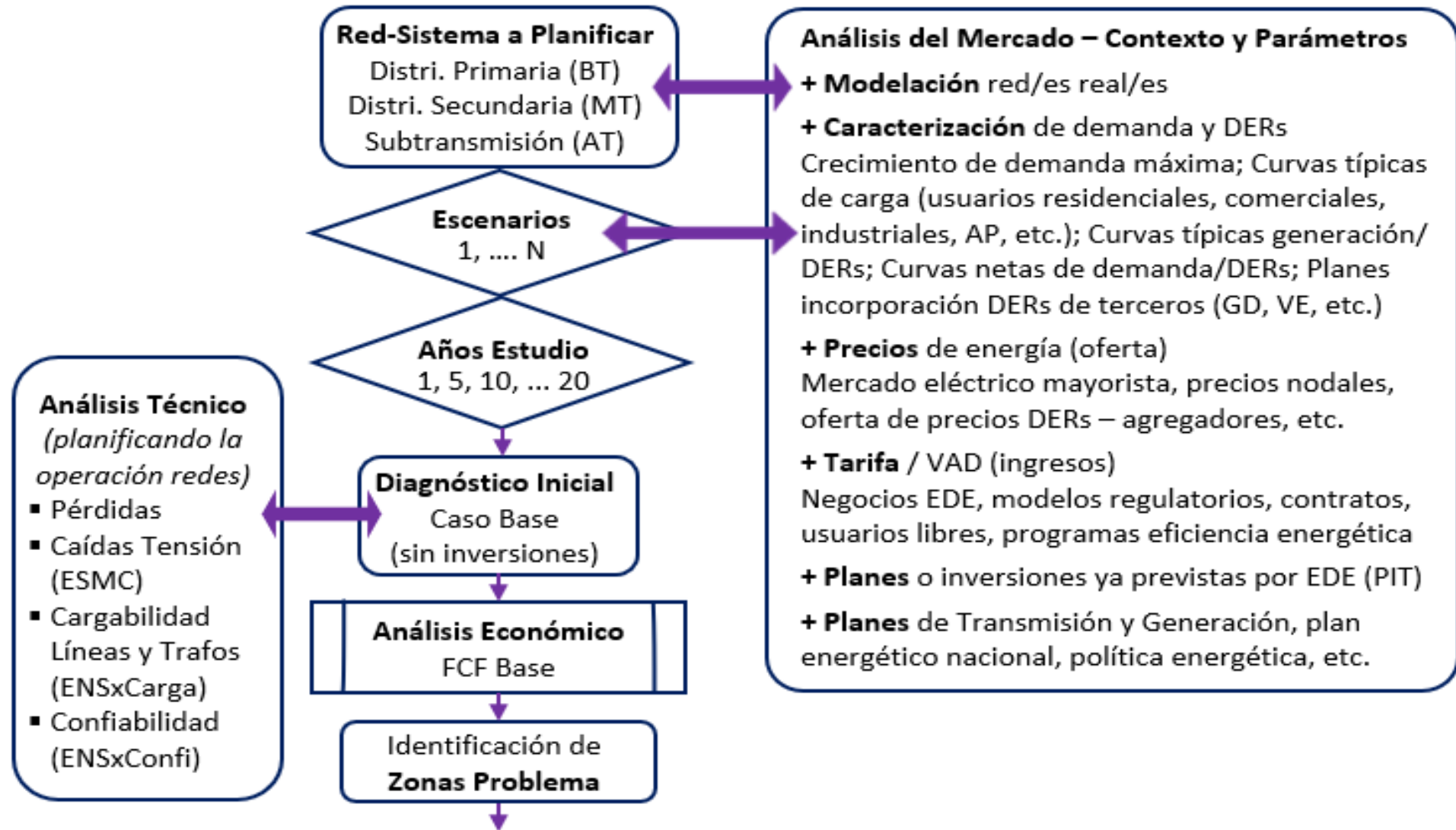


PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

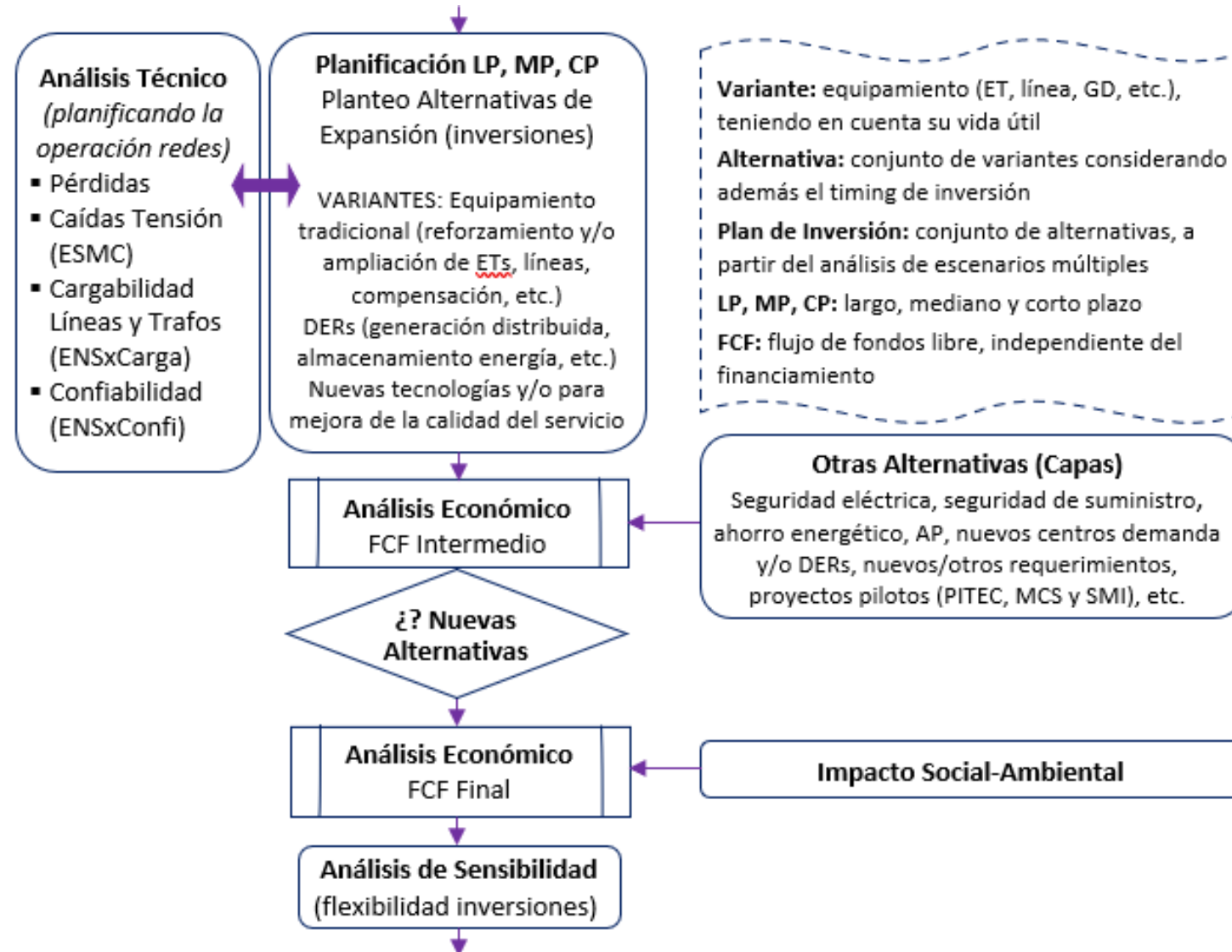
### 3. Planificación Física de Redes



# Paso I: Diagnóstico Inicial



## Paso II: Análisis de Alternativas de Expansión



# Planificación de Escenarios Múltiples de CP/MP y LP

Con los REDs la carga es variable e incierta, **además de bidireccional (cuentan stocks de terceros).**

Diferentes niveles de tráfico en un mismo área obliga a la gestión de Corto Plazo

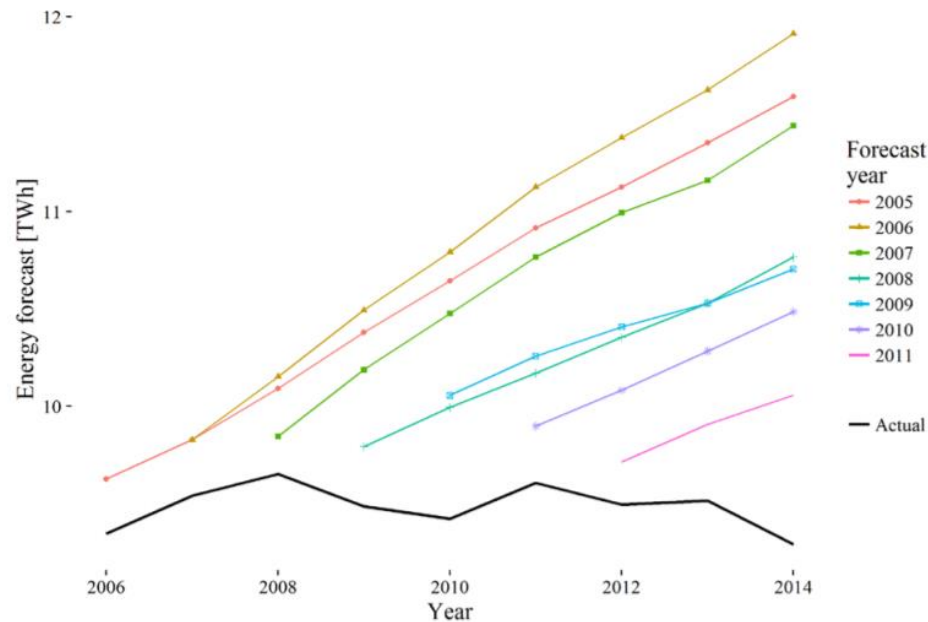
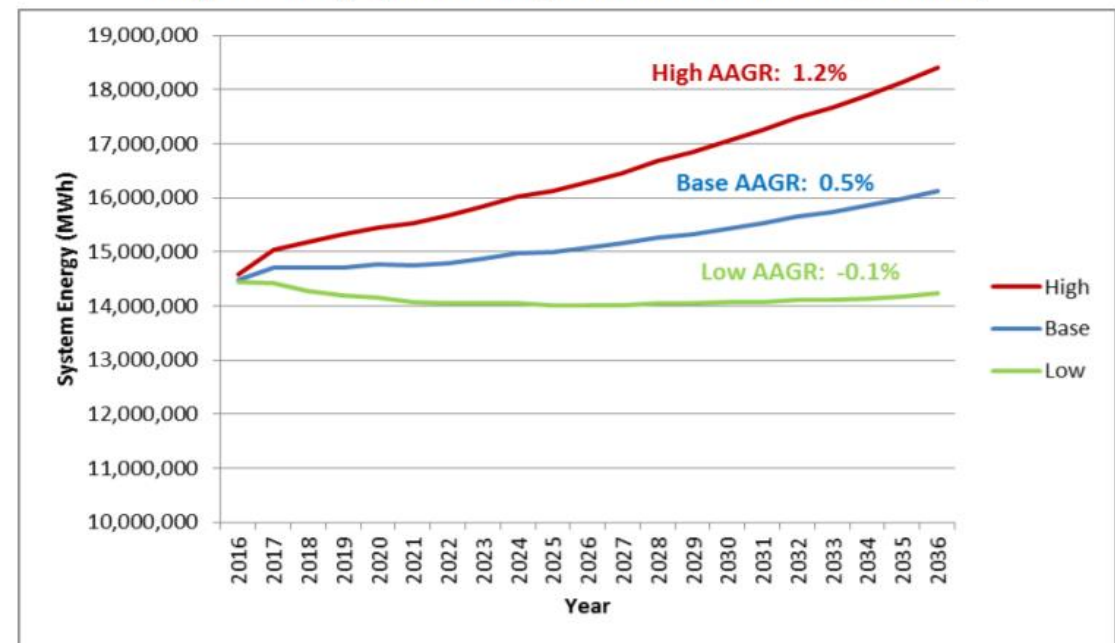


Figure 4 Intermediate energy consumption forecasts for Avista 2005-2011.

Load Forecasting in Electric Utility Integrated Resource Planning, LBNL, 2016

Figure 4.5 – Base, High and Low System Energy Forecasts (Excluding Future DSM Program Savings\*) with Average Annual Growth Rates (“AAGR”)



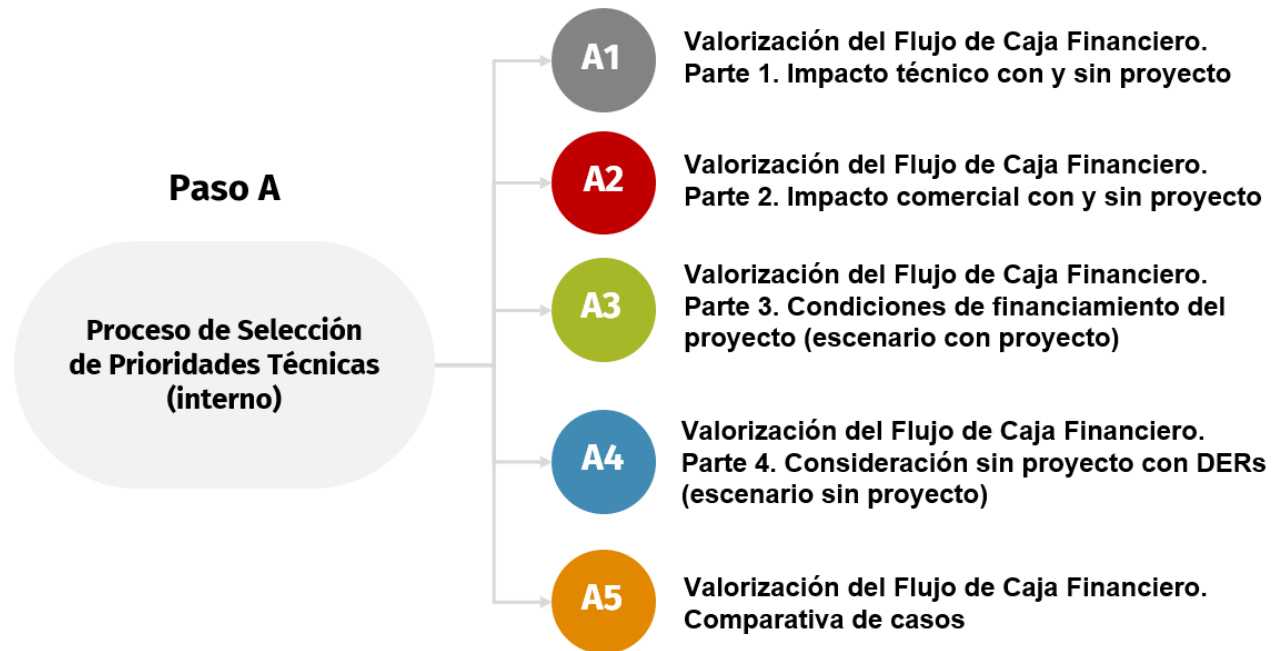
\*Future DSM program savings as selected by the Capacity Expansion Model in this IRP are not included in these forecasts.



PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

## 4. La PE Económica – El Proceso de Selección

# Esquema de Evaluación Económica





# Información técnica proveniente de la PE

<b>Cálculo de Energía Suministrada con Mala Calidad (ESMC) y Energía No Suministrada (ENS), para casos y años seleccionados [MWh]</b>
<b>ESMC</b>
<b>ENS Líneas</b>
<b>ENS Transformadores</b>
<b>Pérdidas Técnicas</b>
<b>Energía Total [MWh]</b>
<b>Bloque 1 (19:00 – 20:00 Hs)</b>
<b>Bloque 2 (11:00 – 12:00 Hs)</b>
<b>Bloque 3 (18:00 – 19:00; 20:00 – 23:00 Hs)</b>
<b>Bloque 4 (08:00 - 11:00; 12:00 – 18:00 Hs)</b>
<b>Bloque 5 (23:00 – 08:00 Hs)</b>

## Contexto externo: Las EDEs cómo impacta (1/2)


### Operan redes:

- ✓ En un espacio público que está sujeto a regulación
  - limitaciones: servidumbres/ franjas de seguridad
  - soterramientos
  - otros condicionamientos: regulación cultural/ hídrica
  - otros servicios
- ✓ En un contexto ambiental
  - Evaluación de Impacto, seguridad pública, instalaciones
- ✓ En un contexto socio- económico
  - Densidad de demanda, características de las expansiones
  - Tipología de demandas y requerimientos

Impacta en PE, costos de gestión e ingresos de EDEs

## Contexto externo: Las EDEs (2/2)

Los costos operativos e instalaciones están condicionados por:

- características de las instalaciones y
- demanda: curvas/caracterización de demanda  (tarifas)

A ello se agrega:

- dimensión tecnológica (instalaciones)
- Comunicaciones
- procesos de acceso y análisis de información
- nuevos usos de la electricidad (electromovilidad)
- nueva ofertas y la regulación

## Paso 4.2 Valorización de Egresos

### Erogaciones

Directas

Indirectas

permisos administrativos  
gestión ambiental  
gestión de seguridad pública

socio-económico

otras



Normas ambientales

# Emisiones CO2

Emisiones de CO2 / Generación. [Ton CO2/MWh]				
	Año Móvil (mensual)	feb-22	feb-21	feb-20
MM ton CO2	3.57	3.44	2.84	3.09
Generación Total [GWh]	11952	11022	10956	11246
<b>Ton CO2/MWh</b>	<b>0.30</b>	<b>0.31</b>	<b>0.26</b>	<b>0.27</b>
Generación Térmica [GWh]	7573	7171	6680	6981
<b>Ton CO2/MWh TER</b>	<b>0.47</b>	<b>0.48</b>	<b>0.43</b>	<b>0.44</b>

Factor de emisión térmico de CO2 por tipo de combustible				
Ton CO2/MWh TER x comb	Año Móvil (mensual)	feb-22	feb-21	feb-20
GAS NATURAL	0.42	0.42	0.41	0.43
GAS OIL	0.60	0.59	0.59	0.73
FUEL OIL	0.80	0.80	0.76	0.82
CARBON	1.21	1.20	1.19	1.20
<b>TERMICA TOTAL</b>	<b>0.47</b>	<b>0.48</b>	<b>0.43</b>	<b>0.44</b>

El control de emisiones es preponderante en la toma de decisiones



## Paso 4.1 Valorización de Ingresos y Egresos

### Ingresos totales económicos

capacidad adicional VAD potencia

VAD por energía

por ENS evitada

por limitación sanciones (SAIDI/SAIFI/CAIDI)

Resultado: Flujo de fondos de la obra con costos evitados totales salvo los económico, sociales

Atención la EDE no capta hoy CO2 evitado. De ello se desprende que habrá dos FF:

1.- Interno: ¡la EDE solo valoriza lo que efectivamente puede incorporar como **ingreso regulado!**

2.- Otro integral: con todos los parámetros ambientales y sociales (\*)



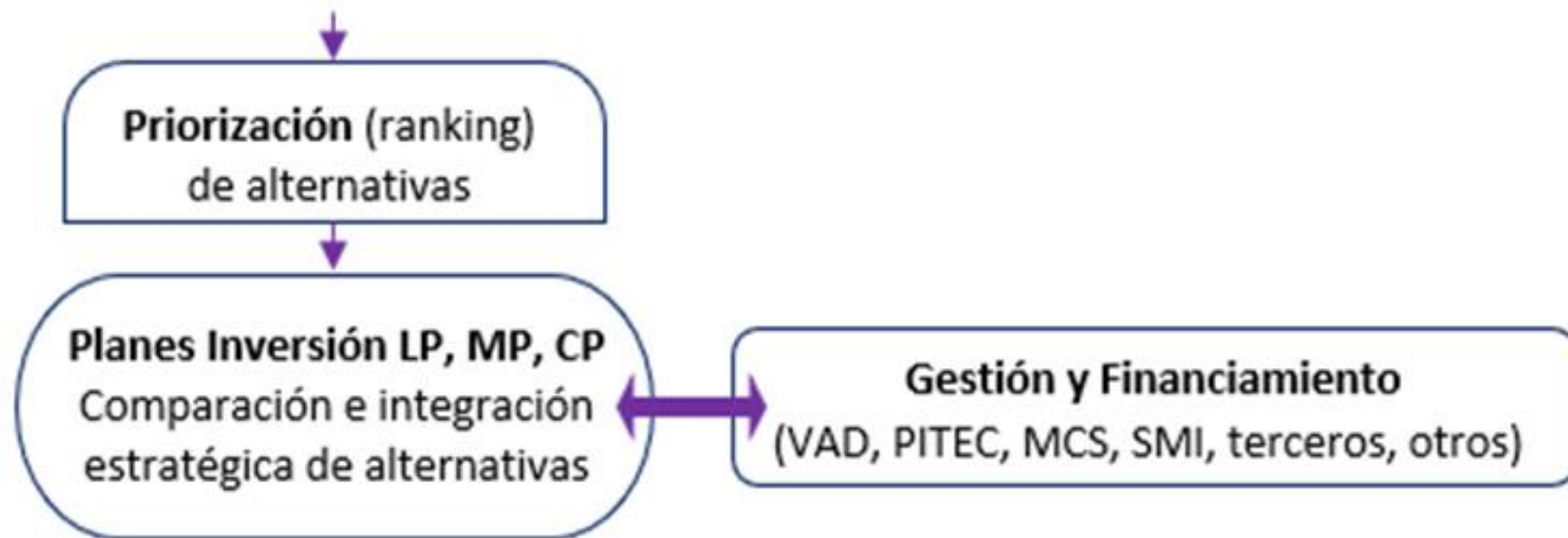
**Atención:** Al valorizar egresos no duplicar con “ingresos evitados”







## Paso III. Priorización y selección de proyectos



Ranking	Información						Análisis				Resultado
Proyecto (*)	Descripción	VPN	TIR	Inversión	Ingreso	Egreso	a.-Relación ingreso /egreso (**)	b.-Relación tipo de activo (***)	c.-LCOvad del proyecto/VAD medio	d.- Ponderación subjetiva (****)	(a+b+c+d)
1	x						#jDIV/0!				
2	y						#jDIV/0!				
3	z						#jDIV/0!				
4	xx						#jDIV/0!				
5	yy						#jDIV/0!				
6	zz						#jDIV/0!				
...	...						#jDIV/0!				

(\*) Podría tratarse de dos alternativas de un mismo proyecto, el que rankea mejor desplaza y elimina al otro

(**) Ponderación Activo	
Capacidad transformación	0.9 - 1
Capacidad de redes	0.7-0.8
NT aporta capacidad	0.6-0.7
NT SAIDI/SAIFI	0.4-0.5
DERS despachables (x)	0.5-0.7
Ders no despachables	0.25-0.4

#### RED BAJO ESTUDIO

Red Eléctrica:

IEEE\_13N\_Simplificado\_nuevo.xls

Explorar

Directorio de Trabajo:

C:\OpenPRED\IEEE\_13N\_Simplificado\_nuevo\

#### ELEMENTOS DE PLANIFICACIÓN

Generar  
Perfiles Cargas

Definir  
DERs

Definir Límites  
Admisibles

Parámetros  
Adicionales Caso Base

#### GESTIÓN DE CASOS

Caso de Análisis

Caso2\_Máx2022\_30

Nuevo  
Caso

Editar  
Caso

Clonar  
Caso

Eliminar  
Caso

Cálculo  
FP Instantáneo

Cálculo  
Confiabilidad

Cálculo  
Hosting Capacity

Comando  
OpenDSS

#### FUNCIONES DE PLANIFICACIÓN

Función

Planificación

Ejecutar

La Red IEEE\_13N\_Simplificado\_nuevo ha sido cargada con éxito ...

La Red permitió realizar un flujo de potencia exitoso y está lista para ser estudiada.

Por favor antes de continuar observe valores y parámetros adicionales para el Caso Base

El cálculo de Flujo de Potencia para el caso: Caso\_Base fue realizado, logrando los siguientes resultados:

Cant. Barras = 14 - Demanda Máx. [MW] = 3,60005 - Pérdidas Tot. [MW] = 0,134919 - Tensión Máx. [Pu] = 1,0147 - Tensión Mín. [Pu] = 0,89888

El cálculo de Flujo de Potencia para el caso: Caso0\_Máx2022\_30 fue realizado, logrando los siguientes resultados:

Cant. Barras = 14 - Demanda Máx. [MW] = 3,5932 - Pérdidas Tot. [MW] = 0,134918 - Tensión Máx. [Pu] = 1,0147 - Tensión Mín. [Pu] = 0,89889

#### RED BAJO ESTUDIO:

Examinar el equipo y seleccionar la red a estudiar en formato .xls/.ods (exportado desde DigSilent). Esto creará en la misma ubicación (si no existe) un directorio para esa red denominado Caso\_Base, donde la aplicación colocará los archivos necesario para realizar cálculos y funciones, así como resultados obtenidos.

#### ELEMENTOS DE PLANIFICACIÓN:

Crea elementos o parámetros a utilizar en la planificación a largo plazo. Perfiles de carga a asociar a estas en al generacion de casos. Generar perfiles a usar en planificación, que permitira calculos de flujo de 24 Hs en cada año. Esto creará en la carpeta de la red estudiada, archivos .csv con los perfiles a utilizar. Límites admisibles de variación de tensión, margen de reserva de líneas y transformadores. Generadores renovables a insertar en nodos.

#### GESTIÓN DE CASOS DE ANÁLISIS:

Crear los casos necesarios para analizar escenarios diferentes a partir del Caso\_Base. Esto creará en la misma ubicación, directorios para cada caso donde la aplicación colocará los archivos necesarios para realizar cálculos y funciones, así como resultados obtenidos. Pueden también seleccionarse, editarse, clonarse o borrarse caso existentes. Calcular flujo de potencia básico con cargas en su valor nominal. Definir límites de variación de tensión y sobrecarga admisible en líneas de transmisión.

#### FUNCIONES DE PLANIFICACIÓN:

Permite el calculo y evaluación de análisis específicos relacionados a la planificación en Redes Eléctricas de Distribución, considerando NTs. Se pueden ejecutar diferentes funciones técnicas y metodológicas como Evaluación de confiabilidad, Hosting Capacity, Planificación de expansión, Administrativas, otras

#### REGISTRO DE TRABAJO Y RESUMEN DE RESULTADOS:

Permite observar un registro de las operaciones realizadas y resultados resumidos de los cálculos o funciones ejecutadas



# OpenPRED: Función Planificación – Análisis Técnico

**RED BAJO ESTUDIO**
**PLANIFICACIÓN A LARGO PLAZO**

*Red Eléctrica:*  Volver

Años de Planificación	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-----------------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

**Análisis Técnico**

*Selección de caso por año a considerar en la planificación, y cálculo de confiabilidad a utilizar*

Caso	<input checked="" type="checkbox"/> Filtrado por Año	Caso2_Máx2022_30																				
Calculo de Confiabilidad																						
SAIDI																						
SAIFI																						
ENS Confiabilidad																						

*Cálculo de Energía Suministrada con Mala Calidad (ESMC) y Energía No Sumnistrada (ENS), para casos y años seleccionados [MW/Hs]*

Calcular FP 24Hs

ESMC	0,367693																					
ENS Líneas	69,03525																					
ENS Transformadores	0,241575																					
Pérdidas Técnicas	0,942665																					

Energía Total [MW/Hs]	0,040706	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bloque 1 (19:00 – 20:00 Hs)	0,002402																					
Bloque 2 (11:00 – 12:00 Hs)	0,000434																					
Bloque 3 (18:00 – 19:00; 20:00 – 23:00 Hs)	0,011986																					
Bloque 4 (08:00 - 11:00; 12:00 – 18:00 Hs)	0,013925																					
Bloque 5 (23:00 – 08:00 Hs)	0,01196																					

Generación DERs [MW/Hs]	2,1743	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bloque 1 (19:00 – 20:00 Hs)	0,0795																					
Bloque 2 (11:00 – 12:00 Hs)	0,2632																					
Bloque 3 (18:00 – 19:00; 20:00 – 23:00 Hs)	0																					
Bloque 4 (08:00 - 11:00; 12:00 – 18:00 Hs)	1,7677																					
Bloque 5 (23:00 – 08:00 Hs)	0,0639																					

.....

Cálculo Técnico/Económico de la planificación a largo plazo.

.....

RED BAJO ESTUDIO:  
Red bajo estudio sobre la que se esta trabajando.

.....

AÑOS DE PLANIFICACIÓN

.....

ANÁLISIS TÉCNICO:

El bloque permite realizar el análisis técnico de la planificación considerando los casos de estudio creados para cada año a utilizar y los diferentes cálculos de confiabilidad realizados.

Seleccione el caso de la lista de casos existentes y uno de los cálculo de confiabilidad ya realizados para cada caso. En esta selección un filtro voluntario puede ser aplicado para solo observar en la lista los casos asociados al año de planificación correspondiente.

Los valores de energía no suministrada (ENS) por confiabilidad, SAIDI y SAIFI serán referenciados inmediatamente después de terminada la selección.

Los valores de Energía Suministrada en condiciones de Mala Calidad (ESCM), ENS por superación de los márgenes de reserva en líneas y transformadores, como así también valores de pérdidas técnicas, se completarán una vez seleccionados los casos para los diferentes años a y realizados los cálculos de flujo de potencia correspondientes.

Estos cálculos se lograrán en base a resultados de flujo de potencia horario, en periodos de 24 Horas y considerando los perfiles de las evolución temporal asociados a las potencias de las cargas. De igual manera cada caso involucrado será considerado para el año correspondiente, con los generadores renovables y capacidad de líneas y transformadores que se impulsieron al momento de crear o editar el caso.

Los valores de energía activa, resultados de los cálculos de flujos de potencia diarios, son presentados en valores totales para cada caso seleccionado. De igual forma se muestran estos valores agrupados en cinco diferentes Bloques horarios, según bandas referenciadas en la definición de cada bloque.

Estas energías consideran el total de la demanda de la red en el punto de suministro, incluyendo pérdidas técnicas y la influencia de los aportes eventualmente realizados por la generación distribuida instalada en cada nodo de la red.

Por su parte la energía aportada por los generadores renovables y otros componentes DERs instalados en la red, es presentada de forma particular, en valores totales aportados y agrupados en los mismos cinco Bloques horarios anteriores.

.....



# OpenPRED: Función Planificación – Análisis de Flujo de Fondos

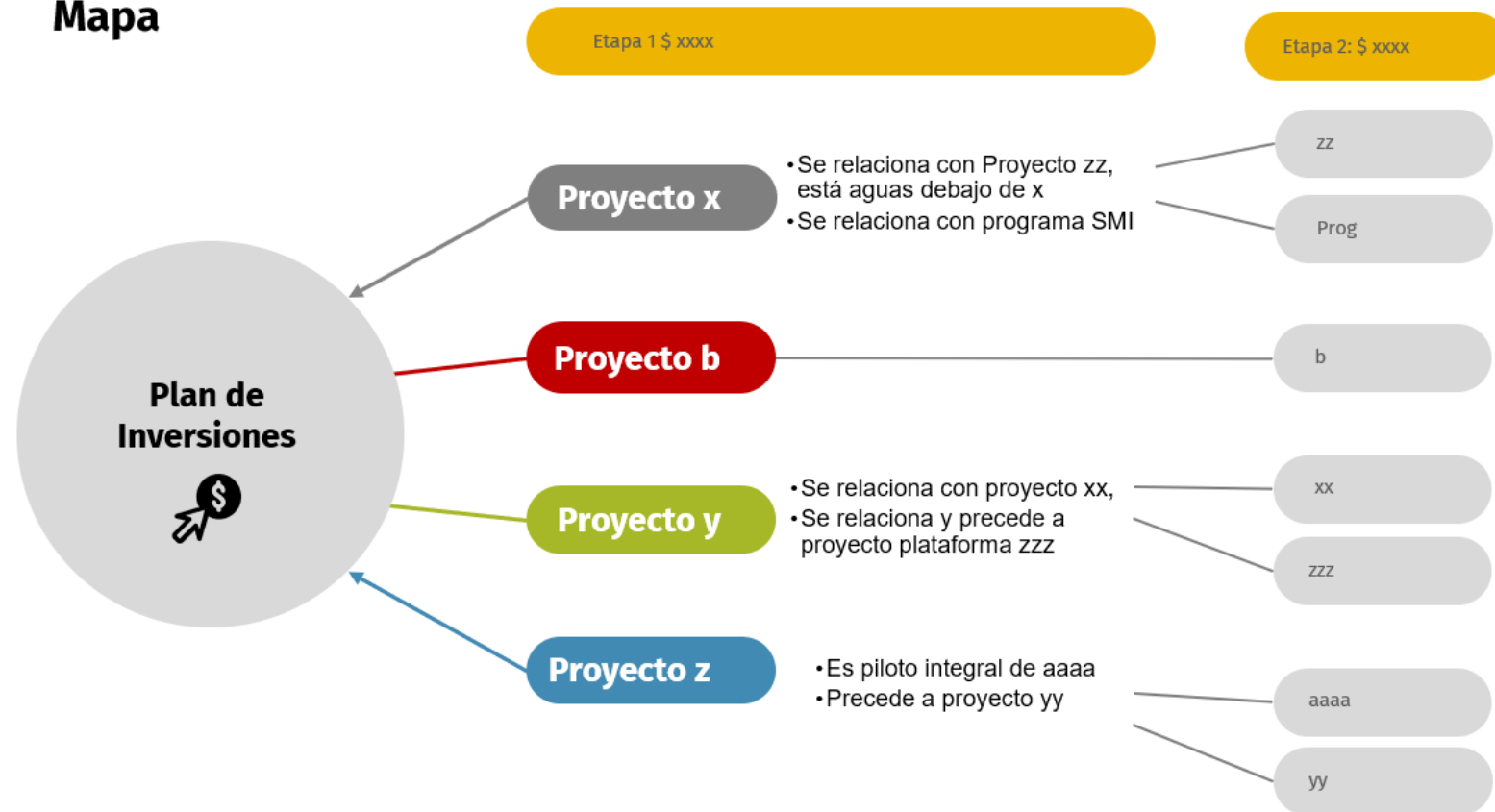
## Análisis de flujo de fondos

Determinación de Ingresos																					
VAD (clientes regulados)																					
Contratos (usuarios libres)																					
Otro/s negocio/s																					
Determinación de Costos [\$/kW]																					
Costo Energía Pérdidas																					
Costo de ENS																					
Costo de ESMC																					
Otro/s negocio/s																					
O&M incrementales (inversiones)																					
Pérdidas ingresos GD autoconsumo																					
Indirectos (permisos, gestión, etc.)																					
- Amortizaciones (inversiones)																					
= UTILIDAD antes de impuestos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Impuesto (30%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= UTILIDAD NETA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Amortizaciones (inversiones)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- INVERSIONES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforzamiento y/o ampliación líneas																					
Reforzamiento y/o ampliación ETs																					
Compensación (mejora calidad)																					
NTs y/o mejora confiabilidad																					
DERs (GD propia, almacenamiento energía)																					
+ Valor Residual Inversiones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reforzamiento y/o ampliación líneas																					
Reforzamiento y/o ampliación ETs																					
Compensación (mejora calidad)																					
NTs y/o mejora confiabilidad																					
DERs (GD propia, almacenamiento energía)																					
FCF (flujo de fondos libre)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VAN (12%)	0																				

**ANÁLISIS ECONÓMICO (FLUJO DE FONDOS):**  
 El bloque permite realizar un análisis económico asociado a la planificación realizada y considerando los casos de estudio para cada año.

# El mapa de inversiones

## Mapa



## Foro 4:

¿Cada cuánto repaso la planificación?

¿Cómo la EDE asegura su remuneración por el back up de la red = reserva?

¿Cómo decidir el reemplazo de fósiles?

¿Cómo y cuándo entra la Interoperabilidad?

# Gracias por su atención

**INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (IEE)  
UNSJ – CONICET  
ARGENTINA**



**Distribución  
eléctrica  
en el Perú**

