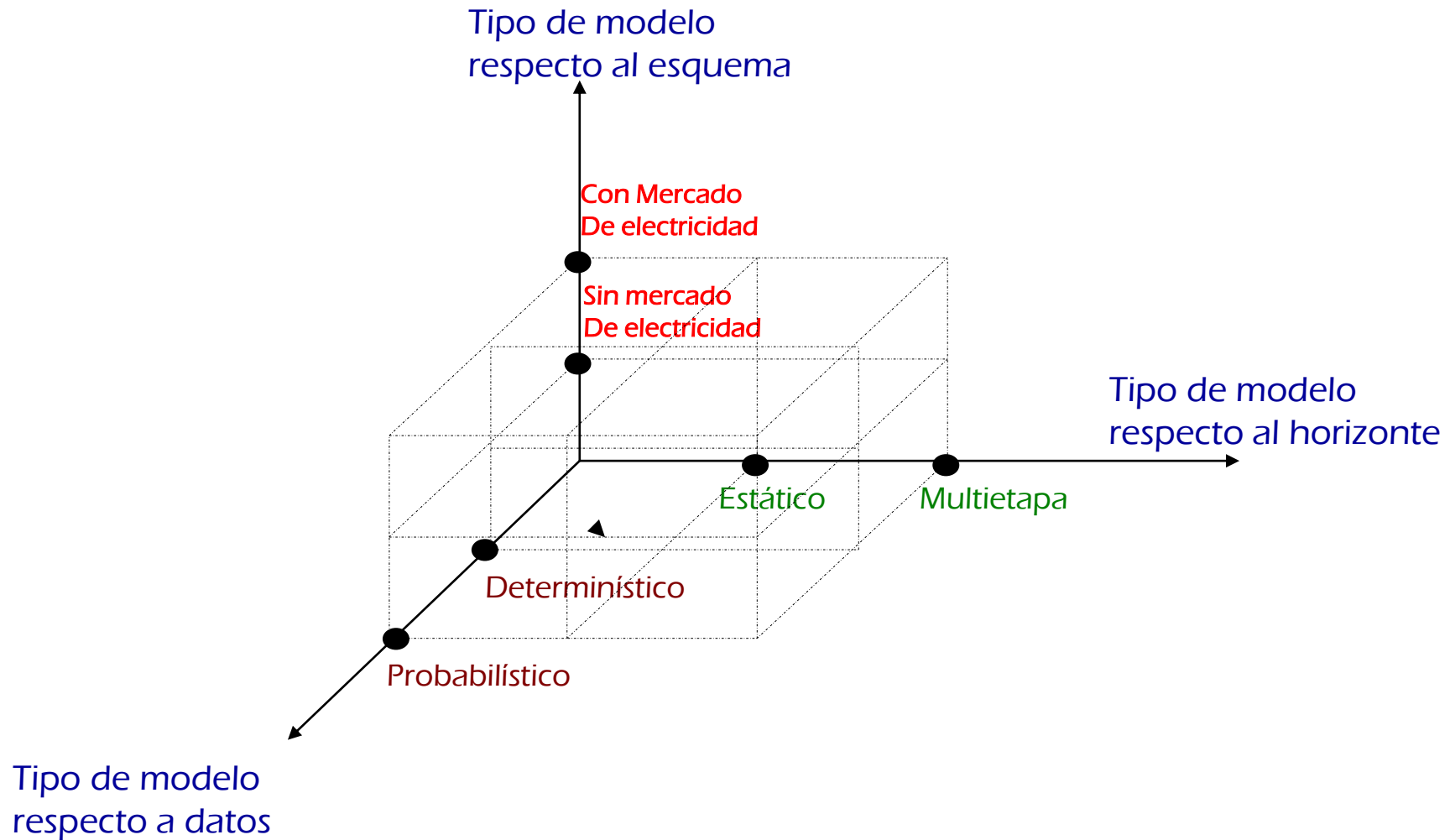
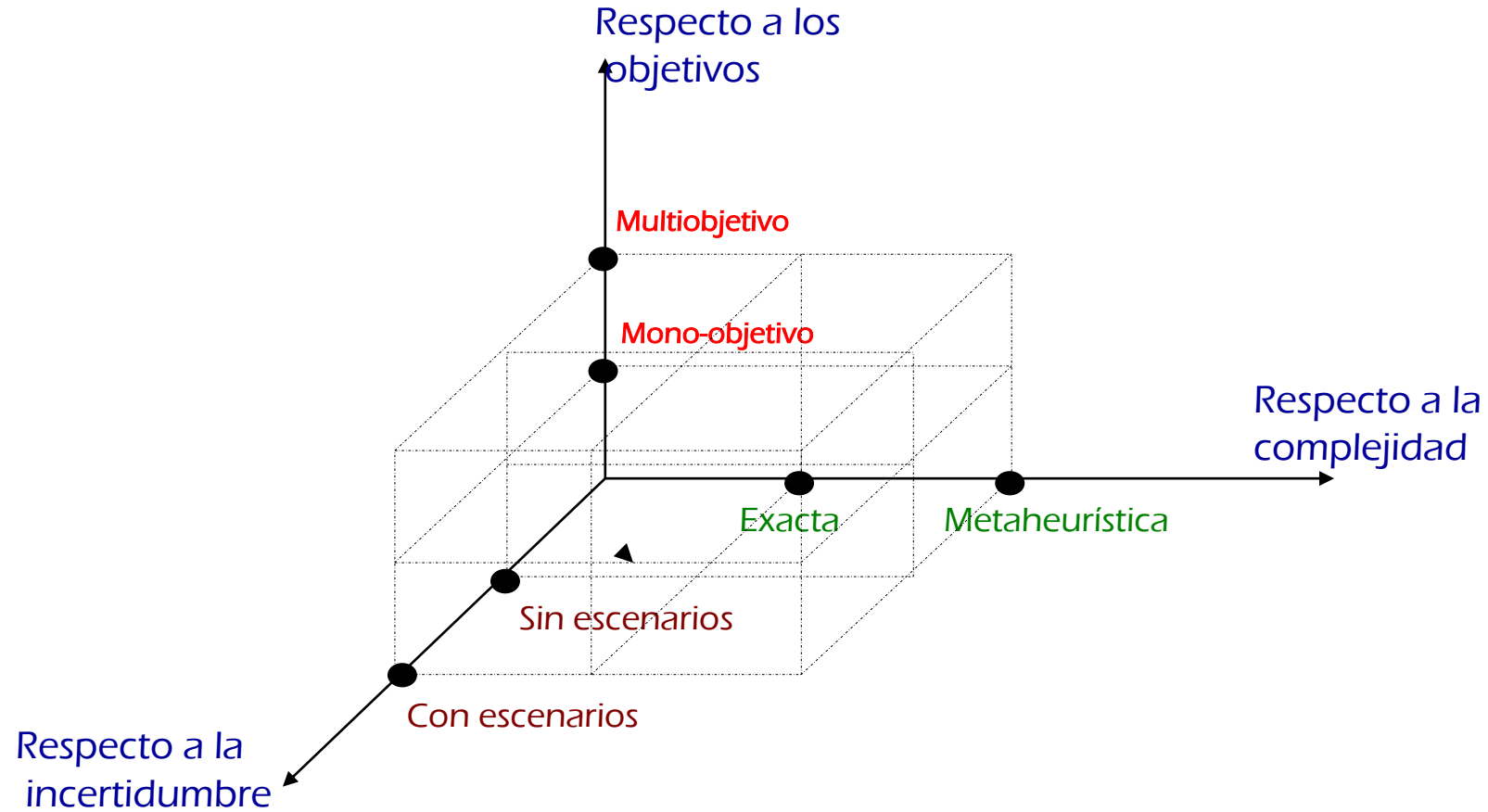




# Variabilidad de los enfoques respecto al modelo matemático:



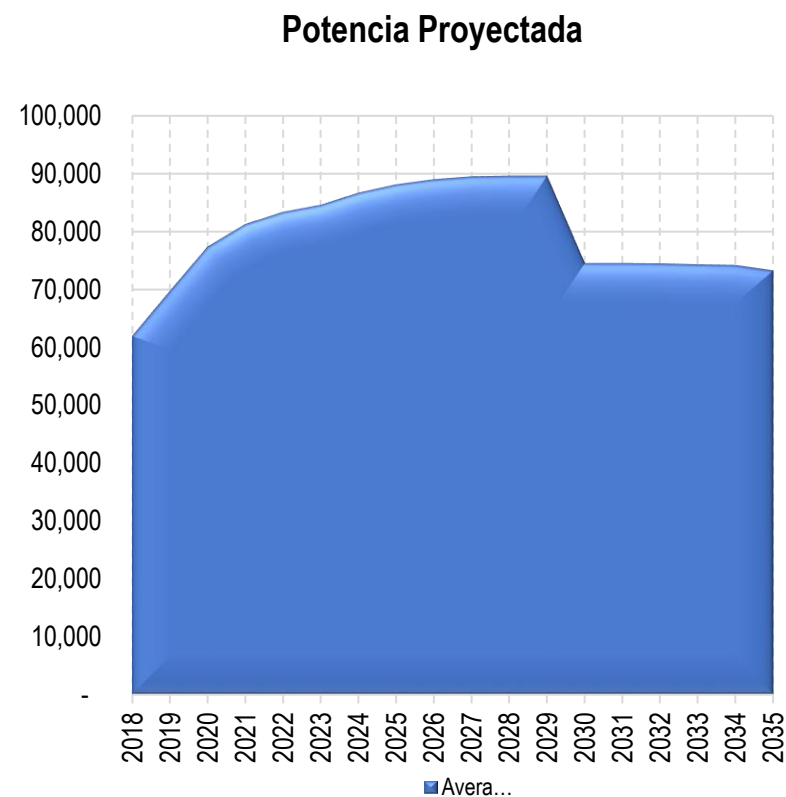
# Variabilidad de los enfoques respecto a la metodología de solución:



# Enlaces adicionales

- <https://github.com/Electa-Git/FlexPlan.jl>
- <https://github.com/MahdiMehrtash/Global-TEP>
- <https://github.com/IIT-EnergySystemModels/openTEPES>
- <https://oats.readthedocs.io/en/latest/intro.html>

- Demanda Total



- Demanda Especifica

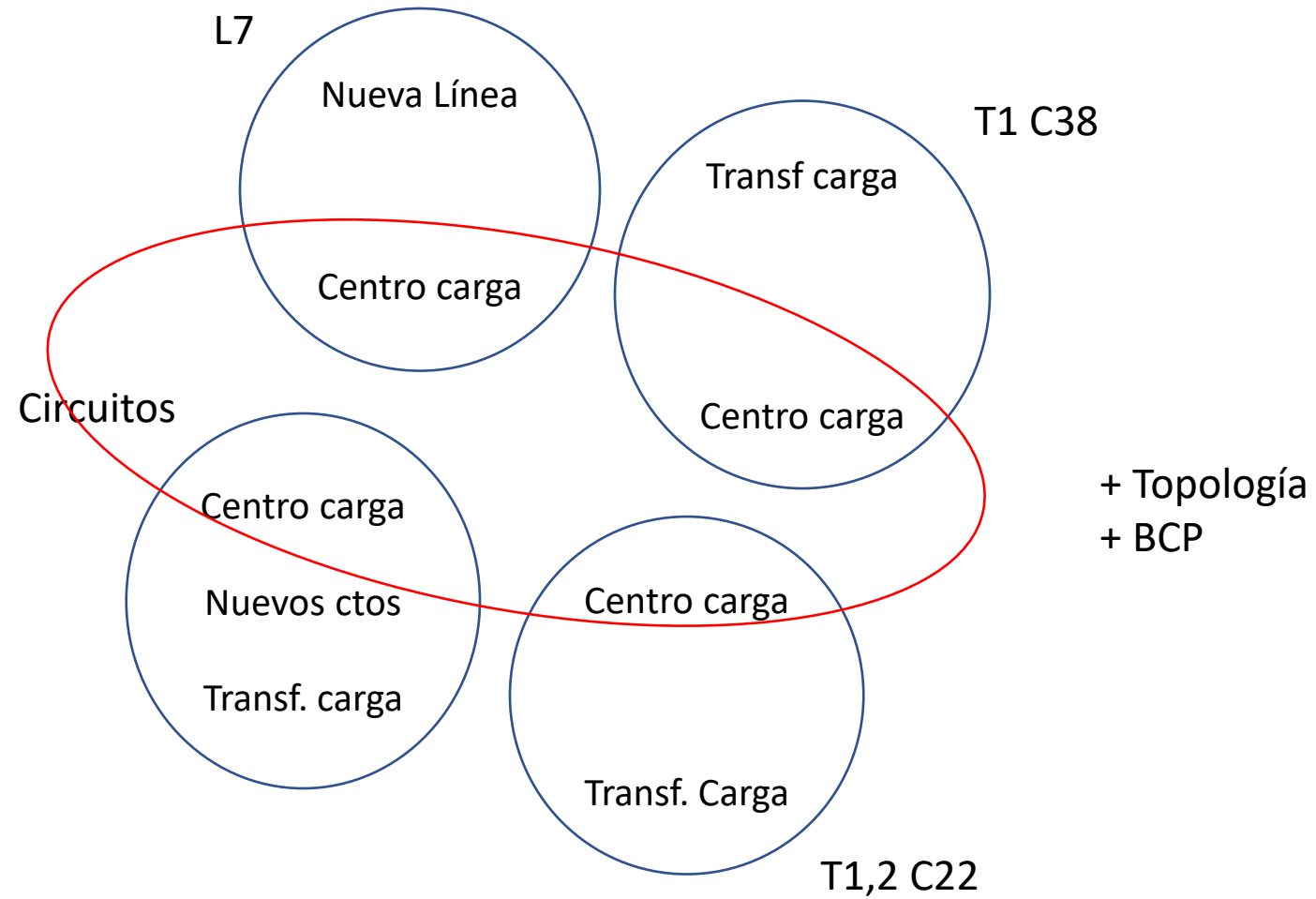
**Tabla 3 Proyección demanda PIAS**

Año	Average of PA3 [MW]	Average of PA5 [MW]	Average of P33 [MW]
2018	5.53	1.60	8.00
2019	6.86	13.18	8.45
2020	7.89	14.98	9.05
2021	8.29	15.82	9.36
2022	8.40	16.18	9.68
2023	8.58	16.36	9.92
2024	8.89	16.64	10.19
2025	9.06	16.77	10.32

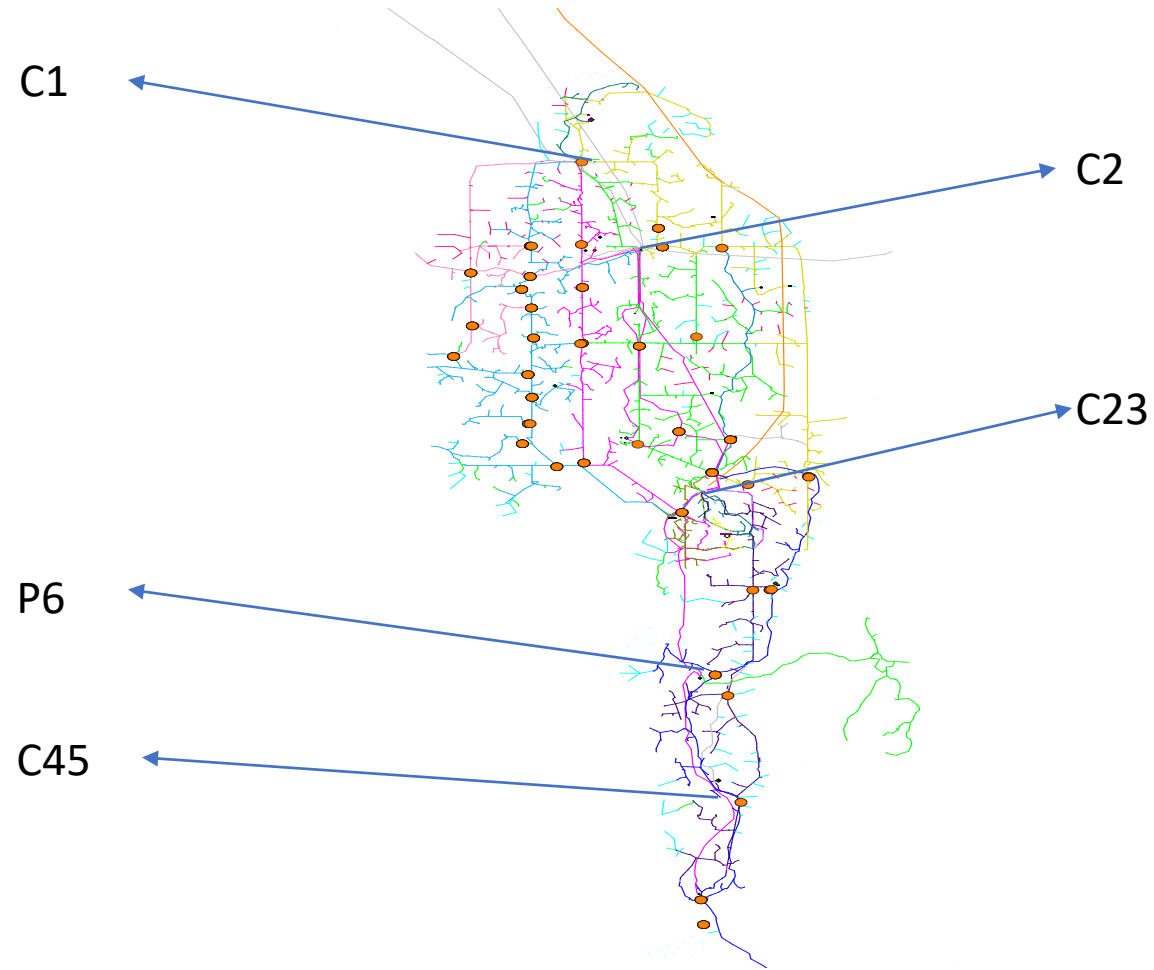
# CASO BASE 2022

- Aumento de cargas de acuerdo a la proyección de demanda por inyección y pozos.
- Se conserva la red actual y la inyección del sistema de autogeneración (red sin expansiones)
- Con lo anterior se presentan sobrecargas y bajas tensiones en los siguientes elementos.

# PROPUESTAS



# ALTERNATIVAS A EVALUAR



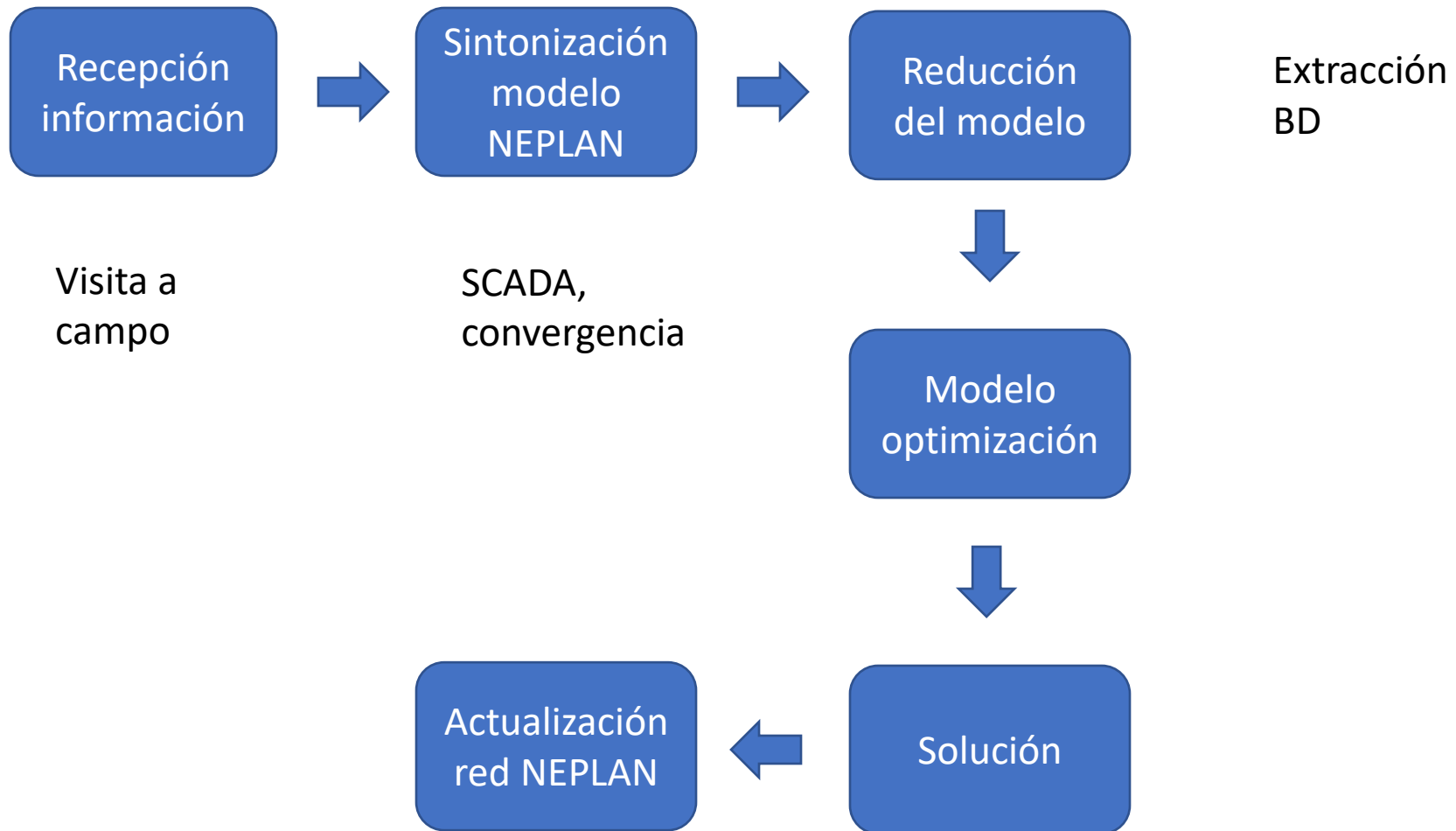


# COSTOS ALTERNATIVAS

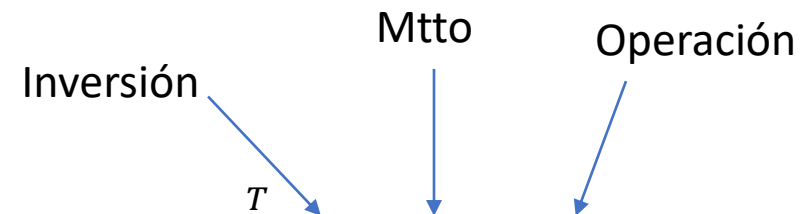
- Ubicación banco capacitores

UC	Potencia banco [kVAr]	Valor instalado [\$ Dic 2017]
N2EQ4	150	10,061,000
N2EQ5	300	19,187,000
N2EQ6	450	28,312,000
N2EQ7	600	37,437,000
N2EQ8	900	55,688,000

# METODOLOGÍA



# MODELO OPTIMIZACIÓN



Inversión                      Mtto                      Operación

$$\min \sum_{t=1}^T CI_t + CM_t + CO_t$$

s. t.

$$f(V_t, \theta_t, Z_t, P_t, Q_t) = 0$$
$$\underline{X}_t \leq h(X_t) \leq \overline{X}_t$$
$$Y_t \in \{0,1\}$$

# MODELO OPTIMIZACIÓN

- El modelo anterior arroja las inversiones requeridas año a año
- Entrega los costos de la solución
- Adicionalmente al minimizar las pérdidas entrega la solución de menores pérdidas
- No solo entrega las inversiones sino también el estado de los interruptores y seccionadores del campo (Topología óptima) año a año
- No se tienen en cuenta contingencias

# MODELO OPTIMIZACIÓN

- Solución sin contingencias

Año	S/E [M\$]	TR [M\$]	BC [M\$]	Líneas [M\$]	Total [M\$]
2019	0	0	419.063	0	419.063
2020	0	0	139.688	0	139.688
2021	5334.374	1456.955	130.562	107.304	7029.195
2022	5964.374	1456.955	84.000	69.360	7574.689
Total (VP)	6917.588	1790.990	658.561	110.211	9477.350

Año	S/E	Capacidad [MVA]
3 (2021)	P6	15
4 (2022)	C23	15

# MODELO OPTIMIZACIÓN

- Para incluir las contingencias se usa un factor  $\alpha$  de reducción de la capacidad de transformación de las subestaciones actuales y nuevas.
- Esto se traduce en restringir el despacho operativo para lograr mayor capacidad de reserva
- Se usaron los siguientes valores
  - 100 %
  - 75 %
  - 50 %

# MODELO OPTIMIZACIÓN

- Para cada  $\alpha$  se simularon las contingencias de las salidas de los transformadores de las subestaciones existentes y propuestas.
- En caso de que no se presenten problemas para ningún caso se da como aceptada la solución
- Para el caso  $\alpha=75\%$  no se presenta violación de restricciones ante contingencias, por tal motivo se considera esta como la SOLUCIÓN del problema.

# SOLUCIÓN PROPUESTA

Año	S/E [M\$]	TR [M\$]	BC [M\$]	Líneas [M\$]	Total [M\$]
2019	0	0	399.877	0	399.877
2020	7224.374	1456.955	130.562	8.160	8820.051
2021	11298.748	2913.910	84.000	212.568	14509.226
2022	0	0	55.688	0	55.688
TOTAL (VPN)	12891.775	3017.610	585.672	145.937	16640.994

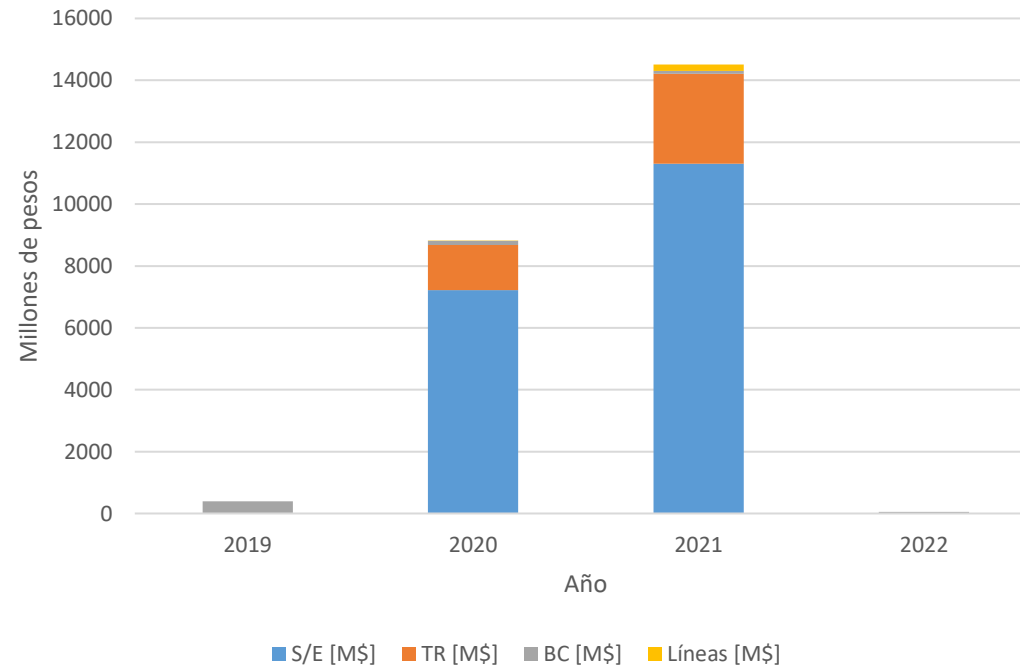
Año 1		Año 2		Año 3		Año 4	
Nodo	kVAr	Nodo	kVAr	Nodo	kVAr	Nodo	kVAr
Nodo1	900	Nodo 076-07	900	Nodo 086	450	Nodo 076-05-2	900
Nodo2	600	Nodo 074-04	600	Nodo 070-08	900		
Nodo3	900	Nodo 088-01	600				
Nodo4	900						
Nodo5	900						
Nodo6	900						

Año	S/E	Capacidad [MVA]
3 (2021)	P6	15
3 (2021)	C23	15
2 (2020)	C45	15



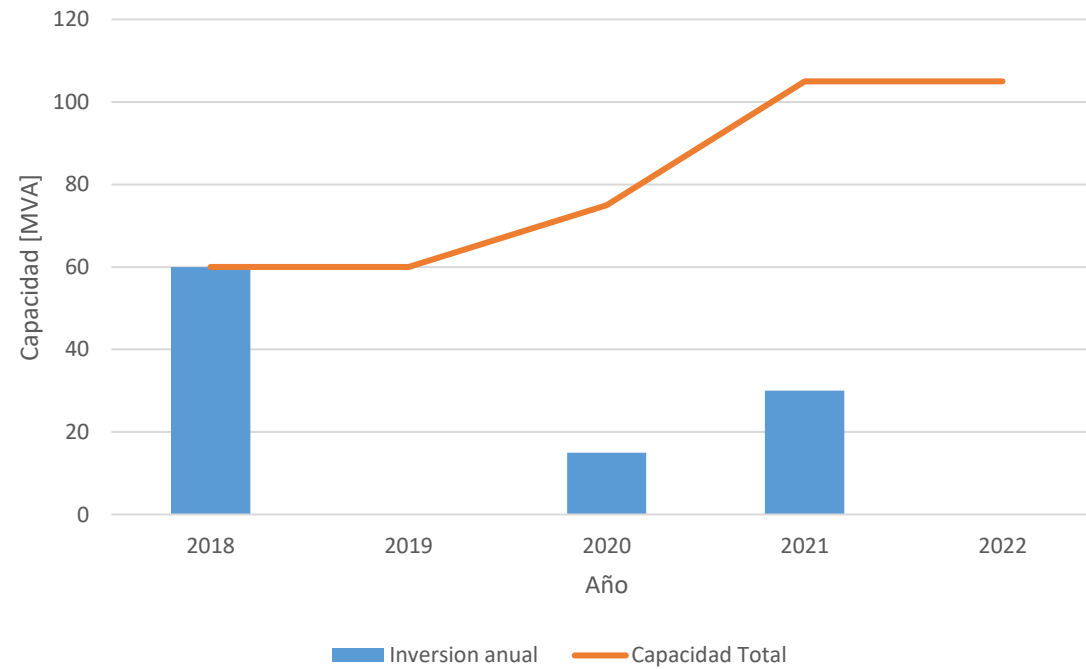
# SOLUCIÓN PROPUESTA

## Inversión Anual



# SOLUCIÓN PROPUESTA

## Capacidad de Transformación



# SOLUCIÓN PROPUESTA

## Compensación Reactiva

