

OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

**ELECTRICITY & GAS
SUPPLY CHAIN OPTIMIZATION**

Versión
Actualizada:

Fecha
Documento:
10/03/2018



OPCHAIN-E&G

IS A COMMERCIAL OPTIMIZATION SOFTWARE PRODUCED BY DECISIONWARE

OPTEX Mathematical Modeling System - Chief Scientist DecisionWare International Corp. (OPTEX MMS 374838-456059)

OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

ELECTRICITY & GAS

SUPPLY CHAIN OPTIMIZATION



Powered by

Think the mathematical model and  will make the software for you

Aceptar

Usuario

Clave

Cambiar Clave

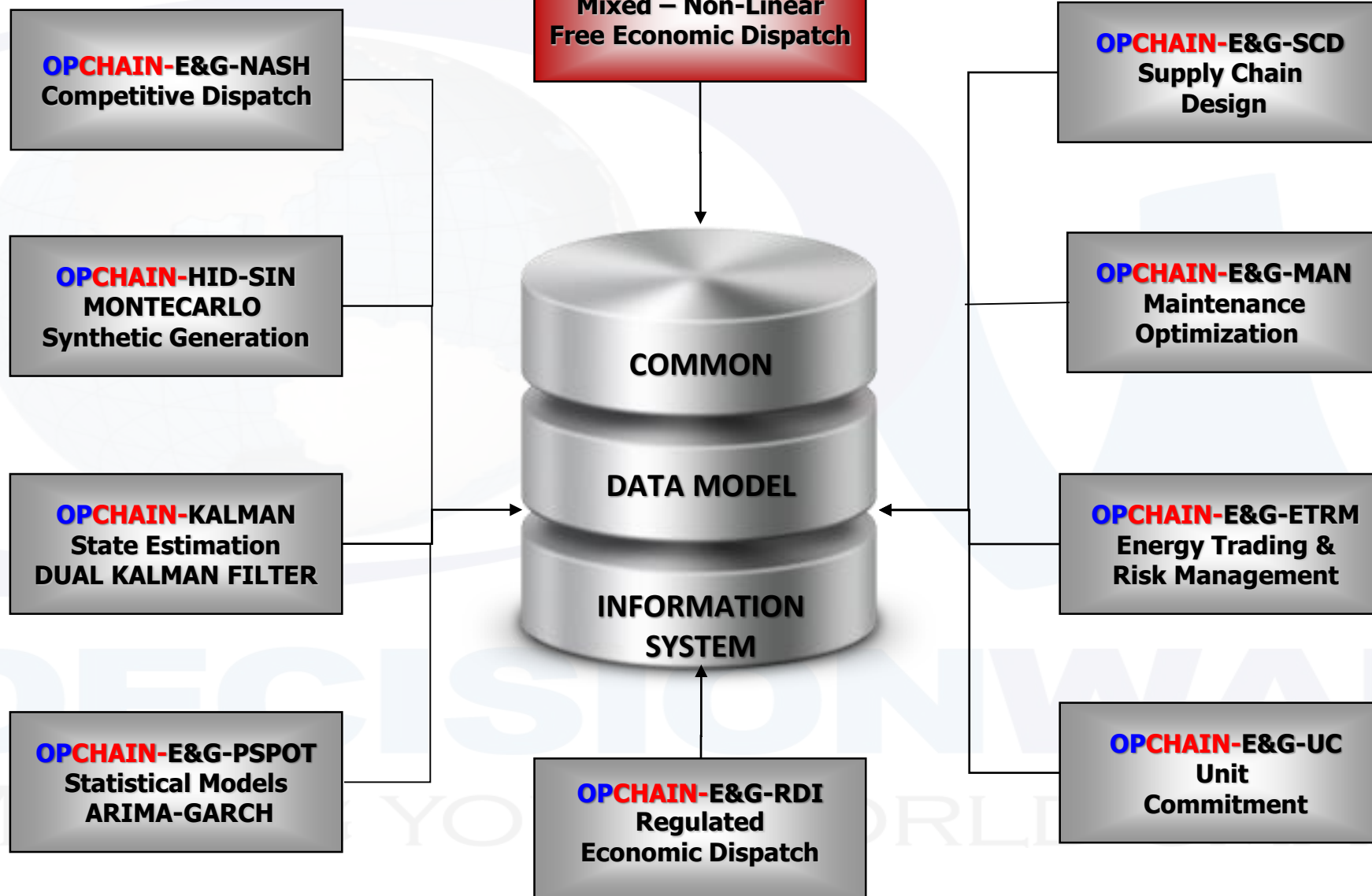
Nueva Clave

Cancelar

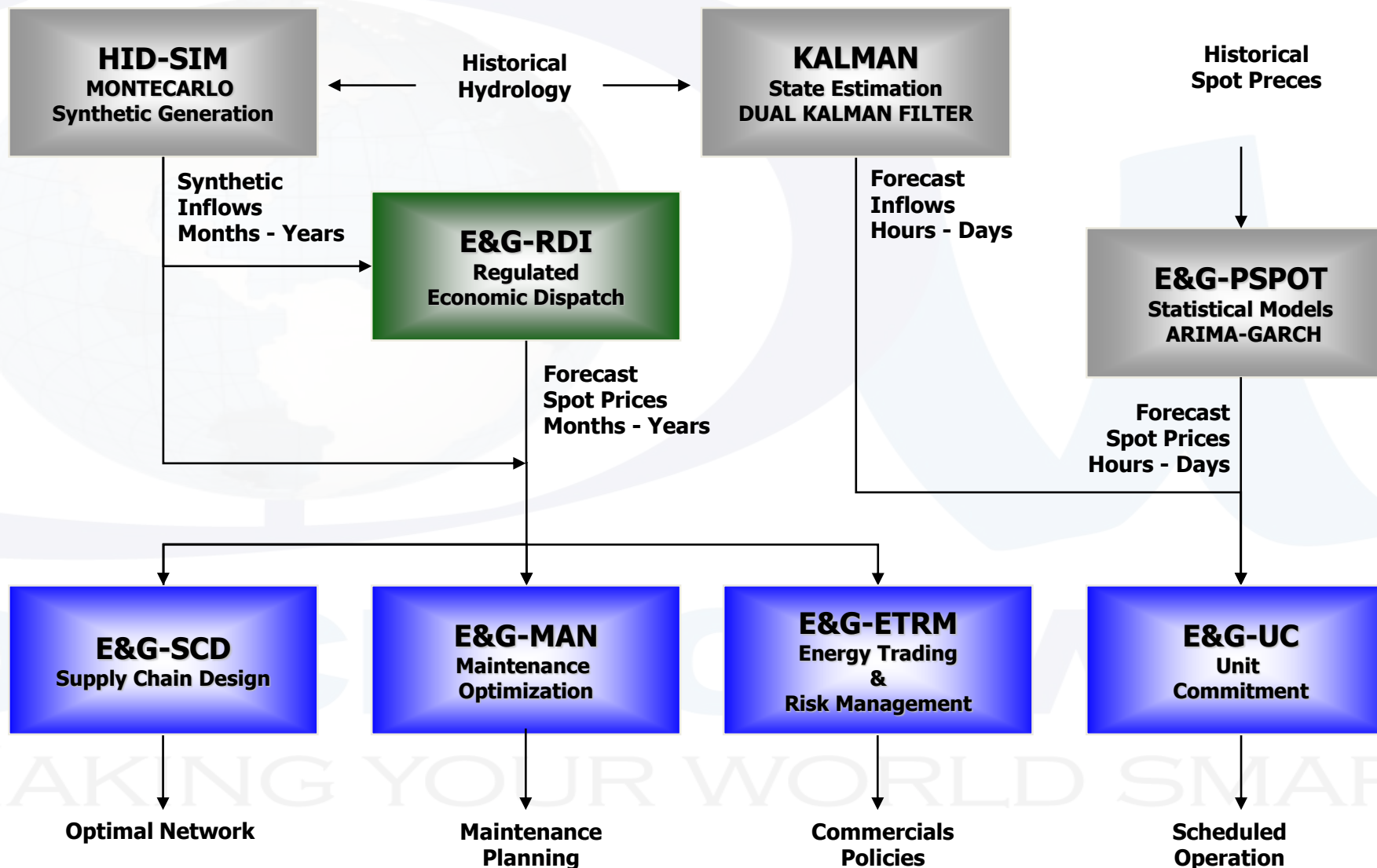
OPCHAIN-E&G - MATHEMATICAL MODELS

Model	Description
OPCHAIN-E&G	The central model OPCHAIN-E&G corresponds to the clearance system generating plants which can be used by two types of agents for multiple purposes. Generically this model has been called OPCHAIN-E&G (Hydro-Thermal Simulation-Gas) and based on the same multiple models are built for specific purposes. The theoretical support of this model OPCHAIN-E&G gives rise to three variations of the model according to the economic concepts that support modeling.
EDI	Economic (minimum cost): delivery of plants conventional office minimizes the cost of operation of the interconnected system
RDI	Economic Regulated: Delivery of plants that minimizes the cost of operation of the interconnected system and includes representatives of regulatory aspects of the electricity market being simulated.
NASH	Cournot-Nash equilibrium: Delivery of plants oriented to the simulation of competitive electricity markets with agents that have the ability to influence their decisions on transactions occurring in the market.
UC	Unit Commitment associated with operational planning (short term) decisions related to delivery plants on a daily basis. Respect all non-linear constraints that are part of the delivery.
FIN	Integrated simulation of economic dispatch plus financial modeling (ALM). Oriented to use in valuation of electric assets.
STRATEGIC PLANIFICATION	
SCD	Associated with strategic planning (long-term) decisions related to designing the supply chain, in relation to capacity of reservoir, transfers, power plants and other elements of an electrical system.
TACTICAL PLANIFICATION	
ETRM	Energy Trading and Risk Management
MAN	Oriented policy making preventive maintenance of multiple central generation plants. It can be applied to all plants in a region or a national grid.
OPERATIVE PLANIFICATION	
UC	Unit Commitment associated with operational planning (short term) decisions related to office plants on a daily basis.
HID-SIM	Synthetic generation of water intake based on a model of Fiering-Matalas type.
KALMAN	Projected short-term hydrological contributions via a Dual Kalman Filter Dual
PSPOT	Projected electricity prices short-term competitive markets through ARMAX-GARCH models

OPCHAIN-E&G



OPCHAIN-E&G MODELS CONNECTIVITY



OPCHAIN-E&G

IS A COMMERCIAL OPTIMIZATION SOFTWARE

DEVELOPED USING MMS

OPTEX Mathematical Modeling System - Chief Scientist DecisionWare International Corp. (OPTEX MMS 374838-456059)

OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

ELECTRICITY & GAS

SUPPLY CHAIN OPTIMIZATION



Powered by

Think the mathematical model and  will make the software for you

Aceptar

Usuario

Clave

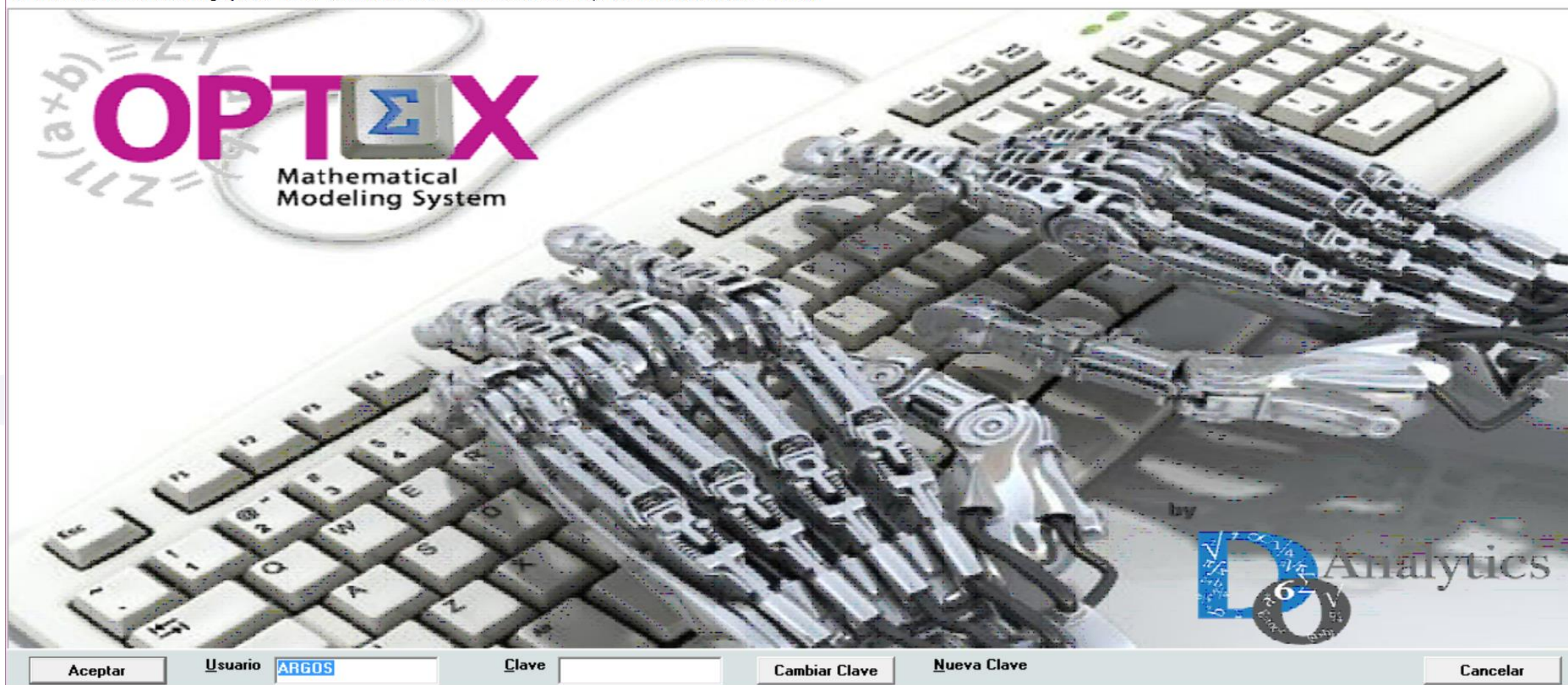
Cambiar Clave

Nueva Clave

Cancelar

OPTEX MATHEMATICAL MODELING SYSTEM IS A COMMERCIAL OPTIMIZATION TECHNOLOGY PRODUCED BY **DO** ANALYTICS (A SPIN OFF COMPANY OF **DECISIONWARE**)

OPTEX Mathematical Modeling System - Chief Scientist DecisionWare International Corp. (OPTEX MMS 374838-456059)



The image shows a login screen for the OPTEX Mathematical Modeling System. The background features a close-up of a computer keyboard with a robotic hand typing. In the top left, the OPTEX logo is displayed in pink and blue, with the text "Mathematical Modeling System" below it. In the bottom right, the DO Analytics logo is visible. At the bottom, there is a login form with the following elements:

- A button labeled "Aceptar".
- A label "Usuario" followed by a text input field containing the text "ARGOS".
- A label "Clave" followed by an empty text input field.
- A button labeled "Cambiar Clave".
- A label "Nueva Clave" followed by an empty text input field.
- A button labeled "Cancelar".

THE FIRST AUTOMATIC GENERATOR OF LARGE SCALE OPTIMIZATION MODELS

ALGEBRAIC MODEL

$$\frac{x^2 - y^2}{\sqrt{z}} = 2 \sqrt{\frac{(x^a - y^b)(3z + 2x - y^2)}{a^2 + b^2}}$$

$$\sqrt{\frac{a^2 + \frac{1}{2}b^2}{y^2}} \cdot \frac{z^2}{a^2} = \frac{(a^2 + b^2 + x^2 + y^2)(x^2 - b^2)}{\sqrt{3x - 2y^2 - z^2}}$$

$$\sqrt[3]{\frac{(2xy)^2(3ab + 3x)^3}{x^2 y^2}} = \frac{5x^2 + 3y^2 - a^2 - b^2}{z^2 a^2 b^2}$$



FILLING TABLES

MODEL IN MS-WORD

PARÁMETROS				
Parámetro	Descripción	Unidad	Tabla Referencia	Campo
CTMI _{td}	Costo de inversión de referencia mínimo si se instala un biodigestor con tecnología td	\$	MAE_TBD	CTMI
CIFA _{td,lv}	Costo de inversión asociado al tramo tr si se instala un biodigestor con tecnología td	\$	TBD_TCI	CIFA
FCTD _{ud,td}	Factor de ajuste de costos de inversión para la tecnología td en el sitio ud		UIDB_TBD	FCTD
CIMI _{ud,td}	Costo de inversión de referencia mínimo si se instala un biodigestor con tecnología td en el sitio ud . Se calcula con base en la siguiente fórmula: $CIMI_{ud,td} = FCTD_{ud,td} \times CTMI_{td}$	\$		
CTVB _{ud,td,lv}	Pendiente del tramo tr para el costo de inversión variable de un biodigestor con tecnología td en el sitio ud . Se calcula con base en la siguiente fórmula: $CTVB_{ud,td,lv} = \frac{FCTD_{ud,td} \times (CIFA_{td,lv+1} - CIFA_{td,lv})}{(CALT_{td,lv+1} - CALT_{td,lv})}$	\$/m ² -día		
CAMI _{td}	Capacidad de procesamiento mínima de un biodigestor con tecnología td	m ² -día	MAE_TBD	CAMI
CALT _{td,lv}	Capacidad de procesamiento asociada al tramo tr para un biodigestor con tecnología td	m ² -día	TBD_TCI	CALT



LOAD EXCEL



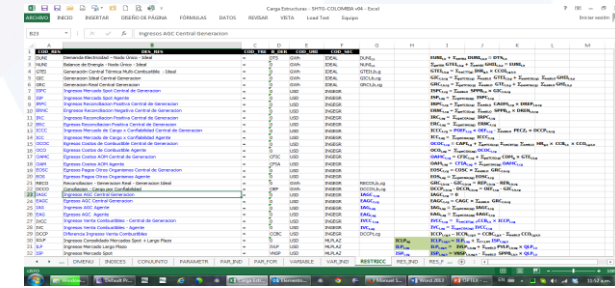
LOAD OPTEX



```

formula.csv - Notepad
File Edit Format View Help
["CIMIud,td", "CIMIud,td = FCTDud,td x CTMItd"
"CTVBud,td,tr", "CTVBud,td,tr = FCTDud,td x (CIFAtd,tr+1 - CIFAtd,tr) / (CALTtd,tr+1 - CALTtd,tr)"
"PBIrud,bm", "PBIrud,bm = Sqr(IGRE(rn) - PBIgr,bm + SmuIMRE(rn) - PBIImu,bm"
"DIRSrn,ud", "DIRSrn,ud = FKMS x (DI2Xrn,ud + DI2Yrn,ud)X"
"CTBirn,ud,mt", "CTBirn,ud,mt = DIRSrn,ud x FLTEst x FACRrn x FACSud "
"PGBUud,td,bm", "PGBUud,td,bm = PGDTdt,bm x FGDUud,td"
"PBUIud,td,bm", "PBUIud,td,bm = PDTdt,bm x FDUud,td"
"CPBIud,td,bm", "CPBIud,td,bm = CPUDtd,bm x FDUud,td"
"DIRSrn,ud", "DIRSrn,ud = FKMS x (DI2Xrn,ud + DI2Yrn,ud)X"
"DI2Xrn,ud", "DI2Xrn,ud = (CORXrn - COSXrn)2"
"DI2Yrn,ud", "DI2Yrn,ud = (CORYrn - COSYrn)2"
    
```

.CSV FILES



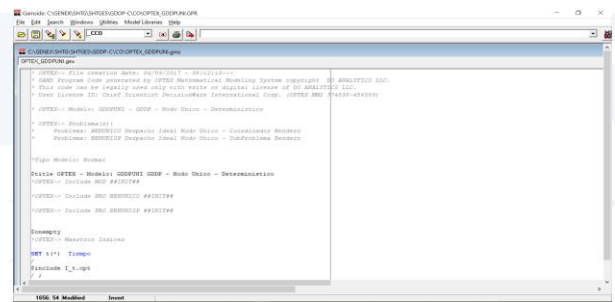
MODEL IN EXCEL



CODE GENERATION INCLUDING LARGE SCALE METHODOLOGIES



OPTIMIZATION TECHNOLOGY



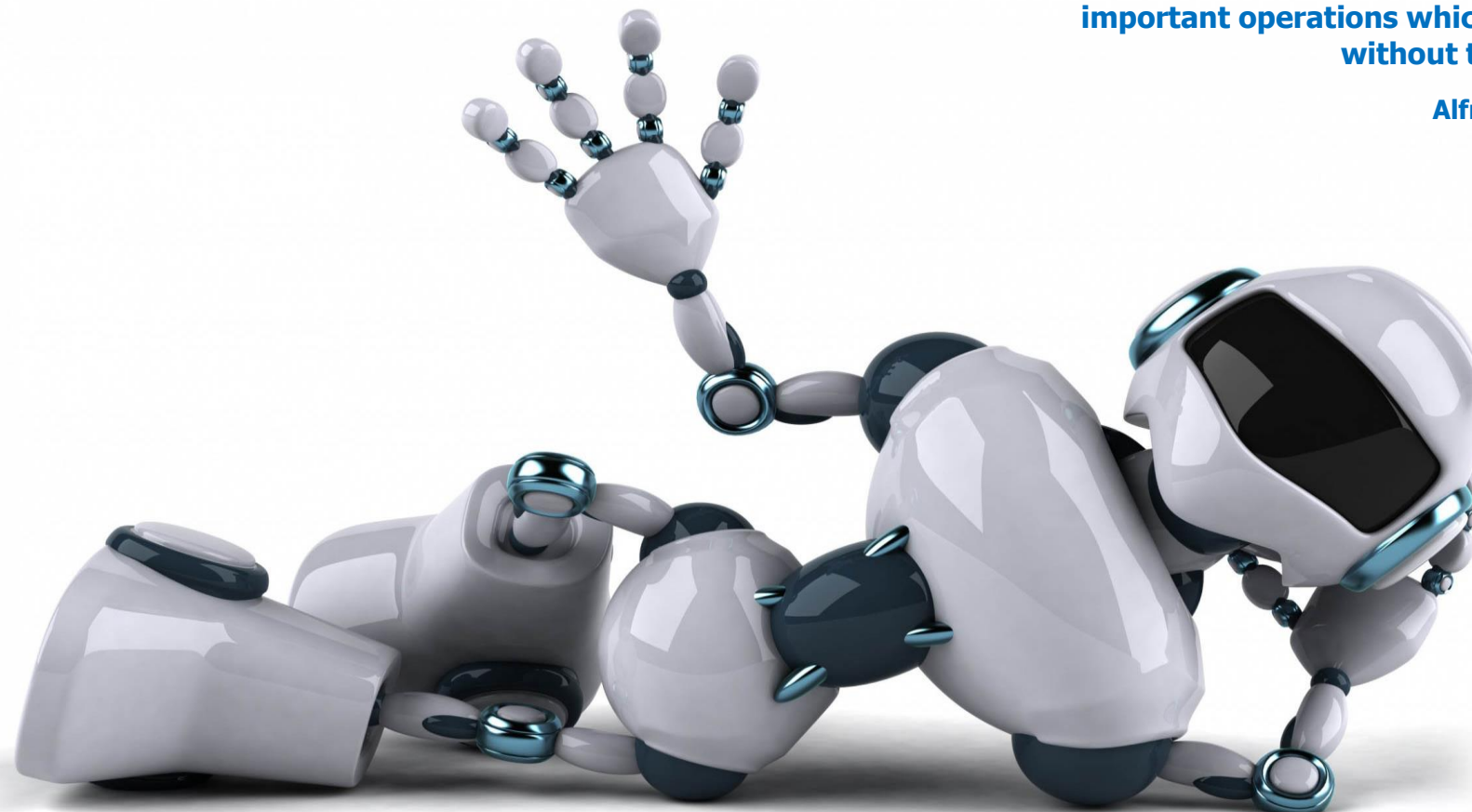
MODEL IN A COMPUTER LANGUAGE



THE FIRST AUTOMATIC GENERATOR OF LARGE SCALE OPTIMIZATION MODELS

**"Civilization advances by extending the number of
important operations which we can perform
without thinking of them".**

Alfred North Whitehead



OPCHAIN-E&G

MAKES USE OF

G-SDDP MATHEMATICAL METHODOLOGIES & G-SDDP OPTIMIZATION TECHNOLOGIES

OPTEX Mathematical Modeling System - Chief Scientist DecisionWare International Corp. (OPTEX MMS 374838-456059)

OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

ELECTRICITY & GAS

SUPPLY CHAIN OPTIMIZATION



Powered by

Think the mathematical model and  will make the software for you

Aceptar

Usuario

Clave

Cambiar Clave

Nueva Clave

Cancelar

G-SDDP GENERALIZED STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING

APLICACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO:

- **DESPACHO ECONÓMICO MIXTO NO-LINEAL**
 - **“UNIT COMMITMENT”**
- **EXPANSIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS**
- **CONTROL DE RIESGOS FÍSICOS Y FINANCIEROS**

Mixed Non-Linear Economic Dispatch Using G-SDDP with Unified Benders Cuts

Jesus Velásquez-Bermúdez, Eng. D.
 Chief Scientist, DecisionWare - DO Analytics LLC
jesus.velasquez@decisionware.net

Submitted to 2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference

Abstract - This paper presents the computational implementation of the Generalized Dual Dynamic Programming (**GDDP**), whose theory was developed by J. M. Velasquez (2002), and its use in electric sector applications. The **GDDP** is based on the chained application Benders Partition Theory (**BT**) (Benders, 1962) applied to the solution of multi-period dynamic problems using the Dynamic Programming (**DP**) and the Discrete Control Theory (**DCT**) approaches. In the implementation is used the concept of Unified Benders Cuts (**UBC**) (Velasquez, 2018a). Applications to the Economic Dispatch problem are presented using Generalized Stochastic Dual Dynamic Programming (**G-SDDP**), the stochastic version of **GDDP**.

Key words: Benders Decomposition, Nested Benders, Dynamic Programming, Dual Dynamic Programming, Discrete Control Theory, Unified Benders Cuts, Mixed Non-Linear Economic Dispatch.

Method	Order	Dual Bound	Primal Bound	Time Solution (secs)	Times FULL	Times GDDP-UBC-T
FULL			1866850.066	0.078	1.00	
GDDP-UBC	T	1866850.066	1866963.730	1.651	21.17	1.00
GDDP-UBC	D	1866850.066	1866963.730	1.970	25.26	1.19
GDDP-UBC	A	1866850.066	1866963.730	2.006	25.72	1.22
GDDP-DBC		1866850.066	1866906.898	2.775	35.58	1.68
DDP		1866850.066	1866885.648	12.696	162.77	7.69
GDDP-DDP		1866850.066	1866982.674	42.912	550.15	25.99

Model	Scenarios	GAP	Solution Time (secs)	Times FULL	Times G-SDDP	GAMS Options
FULL	10		0.402	1.00		
G-SDDP		0.00000	4.297	10.69	1.00	SLINK
SDDP		0.00011	458.00	1139.30	106.59	SLINK+GUSS
G-SDDP-DDP		0.00000	25.172	62.61	5.85	SLINK+GUSS
FULL	20		0.606	1.00		
G-SDDP		0.00000	7.005	11.56	1.00	SLINK
SDDP		0.00017	687.00	1133.66	98.07	SLINK+GUSS
G-SDDP-DDP		0.00000	53.092	87.607	7.58	SLINK+GUSS

G-SDDP: GENERALIZED - STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING

IS A LARGE SCALE OPTIMIZATION METHODOLOGY

DEVELOPED BY DECISIONWARE AND IMPLEMENTED IN OPT Σ X BY DO ANALYTICS

PARALLEL OPTIMIZATION

$$CX := \{ \min z = \sum_{h=1,H} \sum_{t=1,T} \omega_h (c_{t,h}^T x_t + \Omega_{t,h}) \mid$$

$$A_t x_{t,h} = e_{t,h} \quad \forall t=1,T \quad \forall h=1,H \quad t=1,T$$

$$\Omega_{t,h} + (\pi^k)^T E_{t-1} x_{t-1} + (\pi^k)^T A_t x_{t,h} \geq \theta_{t,h}^k \quad \forall t=1,T \quad \forall h=1,H \quad \forall k=1,ISP \}$$

$$X = \{ x_{1,h}^m, x_{2,h}^m, \dots, x_{T,H}^m \}$$

$$Q_{t,h}^A = \Omega_{t,h}(x_{t-1,h}, x_{t,h})$$

$$O(t) = f(\Delta z)$$

$$LB = z$$

OPTIMIZATION DATA BASE

Coordinator:
 $x_{t,h}^m, LB$
Sub-Problem
 $\pi^k, \Delta z_{t,h}, u^k$
 LU

m = m + 1

k = k + 1

$$\Delta z_{t,h} = Q_{t,h}^B - Q_{t,h}^A$$

$$Q_{t,h}^B = d^T u^*$$

$$\{ \min z = d^T u \mid$$

$$B u = b_{t,h} - E x_{t-1,h} - A x_{t,h}$$

$$G u = g_{t,h}$$

$$u \in \mathbb{R}^+ \}$$

$$\{ \min z = d^T u \mid$$

$$B u = b_{t,h} - E x_{t-1,h} - A x_{t,h}$$

$$G u = g_{t,h}$$

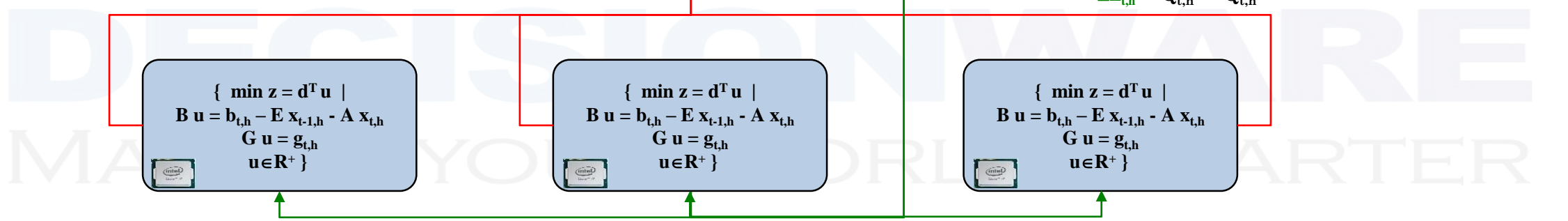
$$u \in \mathbb{R}^+ \}$$

$$\{ \min z = d^T u \mid$$

$$B u = b_{t,h} - E x_{t-1,h} - A x_{t,h}$$

$$G u = g_{t,h}$$

$$u \in \mathbb{R}^+ \}$$



G-SDDP: GENERALIZED - STOCHASTIC DUAL DYNAMIC PROGRAMMING

IS A LARGE SCALE OPTIMIZATION METHODOLOGY

DEVELOPED BY **DECISIONWARE** AND IMPLEMENTED IN **OPTX** BY **DO ANALYTICS**

PARALLEL OPTIMIZATION

$$CX := \{ \min z = \sum_{h=1,H} \sum_{t=1,T} \omega_h (c_{t,h}^T x_t + \Omega_{t,h}) \mid$$

$$A_t x_{t,h} = e_{t,h} \quad \forall t=1,T \quad \forall h=1,H \quad t=1,T$$

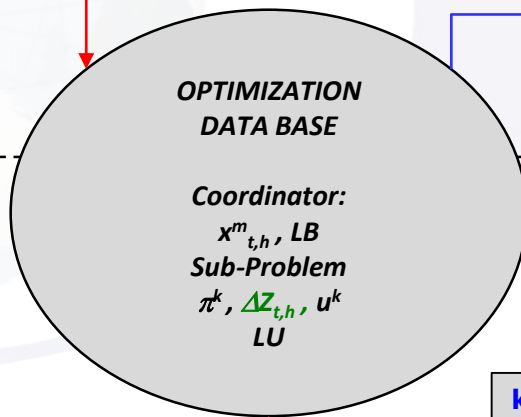
$$\Omega_{t,h} + (\pi^k)^T E_{t-1} x_{t-1} + (\pi^k)^T A_t x_{t,h} \geq \theta_{t,h}^k \quad \forall t=1,T \quad \forall h=1,H \quad \forall k=1,ISP \}$$

$$X = \{ x_{1,h}^m, x_{2,h}^m, \dots, x_{T,H}^m \}$$

$$Q_{t,h}^A = \Omega_{t,h}(x_{t-1,h}, x_{t,h})$$

$$O(t) = f(\Delta z)$$

$$LB = z$$



$m = m + 1$

$k = k + 1$

$$\Delta z_{t,h} = Q_{t,h}^B - Q_{t,h}^A$$

$$Q_{t,h}^B = d^T u^*$$

$$\{ \min z = d^T u \mid$$

$$B u = b_{t,h} - E x_{t-1,h} - A x_{t,h}$$

$$G u = g_{t,h}$$

$$u \in \mathbb{R}^+ \}$$

$$\{ \min z = d^T u \mid$$

$$B u = b_{t,h} - E x_{t-1,h} - A x_{t,h}$$

$$G u = g_{t,h}$$

$$u \in \mathbb{R}^+ \}$$

$$\{ \min z = d^T u \mid$$

$$B u = b_{t,h} - E x_{t-1,h} - A x_{t,h}$$

$$G u = g_{t,h}$$

$$u \in \mathbb{R}^+ \}$$

G-SDDP APPLICATIONS IN ELECTRIC SECTOR: ECONOMIC DISPATCH & UNIT COMMITMENT

The **Generalized Dual Dynamic Programming Theory (GDDP)**, an extension of the approach known as Dual Dynamic Programming (DDP). The **GDDP** is oriented to speed up the solution of complex problems using asynchronous parallel optimization approaches.

The controlled experiments, using a simple dynamic economic electric dispatch linear model, show that the **GDDP** may be 7 to 8 times faster than **DDP**.

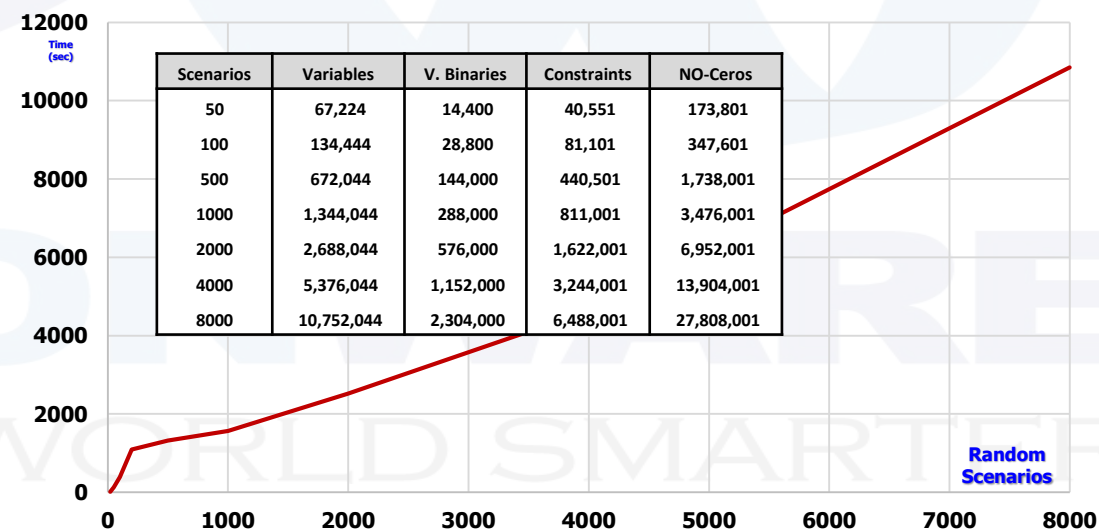
The **GDDP** can solve MIP, NLP and MINLP problems, that can't be solved using **DDP**. The experiment show that **GDDP** can solve discrete deterministic unit commitment models, having a linear relation between the solution time and the amount of periods.

The stochastic optimization experiments, using **G-SDDP**, shows that the solution time of the mathematical problems is a "linear" function of the number of scenarios. **G-SDDP** has solved MIP stochastic problems with more that two million of binary variables in less than four hours in a PC (without parallelization).

DETERMINISTIC UNIT COMMITMENT
LINEAR RELATION: SOLUTION TIME VS. COMPLEXITY

Model	Periods	GAP	Solution Time(secs)	V. Continuas	V. Binarias
FULL	24	0.00000	0.373	576	288
GDDP-ST-CI		0.00000	1.277		
GDDP-S1-O-CI		0.00000	1.947		
FULL	48	0.00000	0.896	2214	384
GDDP-ST-CI		0.00000	4.673		
GDDP-S1-O-CI		0.00000	5.424		
FULL	96	0.00000	1.309	4225	1152
GDDP-ST-CI		0.00002	17.546		
GDDP-S1-O-CI		0.00000	13.126		
FULL	192	0.00000	27.466	9217	1536
GDDP-ST-CI		0.00002	44.582		
GDDP-S1-O-CI		0.00000	16.540		
FULL	384	0.00060	1001.147	18433	3072
GDDP-ST-CI		0.00007	75.094		
GDDP-S1-O-CI		0.00000	33.032		
FULL	768	0.00020	1003.005	36865	6144
GDDP-ST-CI		0.00008	185.228		
GDDP-S1-O-CI		0.00000	130.555		

STOCHASTIC UNIT COMMITMENT
LINEAR RELATION: SOLUTION TIME VS. COMPLEXITY



DDP vs. GDDP

FULL PROBLEM	BENDERS MASTER	BENDERS SUBPROBLEM	DDP	GDDP
LP	LP	LP	YES	YES
MIP	MIP	LP	NO	YES
NLP	NLP	LP	NO	YES
MINLP	MINLP	LP	NO	YES

GDDP is more robust than **DDP**

DETERMINISTIC ECONOMIC DISPATCH LINEAR MODEL

Complexity:
Real Variables: 1057
Constraints: 337
Elements no-Cero: 2245

Model	Order	Cota Dual	Cota Real	GAP (%)	T. Solution (secs)	Times FULL	Times GDDP-UBC
FULL			1866850.066	0.0000	0.078	1.00	
GDDP-UBC-O-CI	TEM	1866850.066	1866963.730	0.0061	1.651	21.17	1.00
GDDP-UBC-O-CI	DEM	1866850.066	1866963.730	0.0061	1.970	25.26	1.19
GDDP-UBC-O-CI	CUB	1866850.066	1866963.730	0.0001	2.006	25.72	1.22
GDDP-ST-CI	TEM	1866850.066	1866906.898	0.0030	2.775	35.58	1.68
DDP	TEM	1866850.066	1866885.648	0.0019	12.696	162.77	7.69
GDDP-ST-DDP	TEM	1866850.066	1866982.674	0.0071	42.912	550.15	25.99

The experiments show that

GDDP with **UNIFIED CUTS** is 8 times faster than **DDP**
GDDP with **DECOUPLED CUTS** is 4.5 times faster than **DDP**

STOCHASTIC ECONOMIC DISPATCH LINEAR MODEL

Model	Scenarios	GAP	T. Solution (secs)	Times FULL	Times G-SDDP-UBC-O	Algorithm CO	Algorithm SP	GAMS
FULL	10		0.402	1.00				
G-SDDP-UBC-O-CI		0.00000	4.297	10.69	1.00	Default	Dual Simplex	SLINK
SDDP		0.00011	458.00	1139.30	106.59	Default	NA	SLINK+GUSS
G-SDDP-UBC-O-DDP		0.00000	25.172	62.61	5.85	Default	Dual Simplex	SLINK+GUSS
FULL	20		0.606	1.00				
G-SDDP-UBC-O-CI		0.00000	7.005	11.56	1.00	Default	Dual Simplex	SLINK
SDDP		0.00017	687.00	1133.66	98.07	Default	NA	SLINK+GUSS
G-SDDP-UBC-O-DDP		0.00000	53.092	87.607	7.58	Default	Dual Simplex	SLINK+GUSS

The experiments show that

G-SDDP with UNIFIED CUTS and Integrated Coordinator is 100 times faster than **SDDP**

G-SDDP with UNIFIED CUTS and SDDP Coordinator is 15 times faster than **SDDP**

OPCHAIN-E&G

END USER

**MATHEMATICAL MODELER
OPTIMIZATION TECHNOLOGY**

OPTIMIZATION METHODOLOGIES

DECISIONWARE
MAKING YOUR WORLD SMARTER

OPCHAIN-E&G

END USER

MATHEMATICAL MODELER
OPTIMIZATION TECHNOLOGY

OPTIMIZATION METHODOLOGIES



FINAL OPTIMIZATION TECHNOLOGY

TRANSPARENCY:
ACCESS TO SOURCE CODE

**THE MATHEMATICAL MODELER CAN CHANGE,
DELETE OR CREATE EQUATIONS OF THE
MODELS, AND
CAN CREATE NEW MODELS.**

OPCHAIN-E&G

END USER

MATHEMATICAL MODELER
OPTIMIZATION TECHNOLOGY



OPTIMIZATION METHODOLOGIES

INTEGRATED

LARGE SCALE:

BENDERS THEORY
GBD, DDP, GDDP, SDDP, G-SDDP

LAGRANGEAN RELAXATION
CROSS DECOMPOSITION



FINAL OPTIMIZATION TECHNOLOGY

TRANSPARENCY:
ACCESS TO SOURCE CODE

THE MATHEMATICAL MODELER CAN CHANGE,
DELETE OR CREATE EQUATIONS OF THE
MODELS, AND
CAN CREATE NEW MODELS.

OPCHAIN-E&G

END USER

OPEN COMMON DATA MODEL:

CONNECTIVITY WITH "ALL" SQL DATABASES

CONNECTIVITY WITH "ALL" BI VIEWERS
(DEVELOPED BY THE USER)

OPTIMIZATION METHODOLOGIES

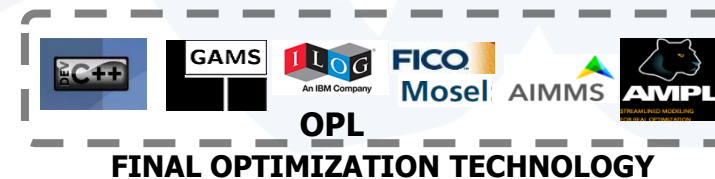
INTEGRATED

LARGE SCALE:

BENDERS THEORY
GBD, DDP, GDDP, SDDP, G-SDDP

LAGRANGEAN RELAXATION
CROSS DECOMPOSITION

MATHEMATICAL MODELER OPTIMIZATION TECHNOLOGY



TRANSPARENCY:
ACCESS TO SOURCE CODE

THE MATHEMATICAL MODELER CAN CHANGE,
DELETE OR CREATE EQUATIONS OF THE
MODELS, AND
CAN CREATE NEW MODELS.

OPCHAIN-E&G

OPCHAIN-E&G has been developed (since 1995) to support processes of decision-making of the agents involved in the markets of electricity and/or natural gas.

OPCHAIN-E&G is composed of a set of optimization models that describe the process of supply/demand of electricity and natural gas; from this point of view determines the point of partial market balance of electricity-gas under conditions of economic efficiency.

OPCHAIN-E&G was the starting point of the models:

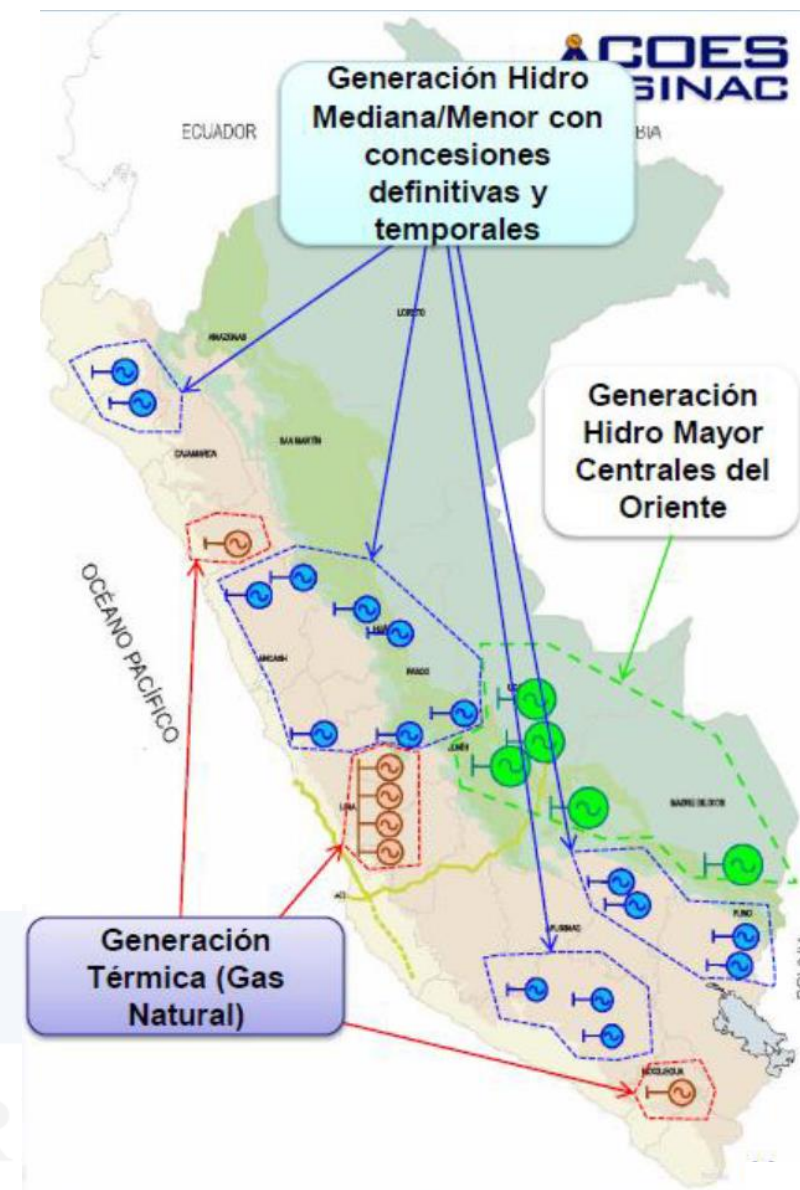
- **MODSEI** provided by **DW** to Superintendence of Services Publics of Colombia (**SSPD**)
- **MODPLAN** provided by **DW** to **COES-SINAC**, Peruvian ISO (Independent System Operator)

OPCHAIN-E&G was developed using  **Mathematical Modeling System.**

In October of 2013, **COES-SINAC**, Committee for Economic Operation of the National Electricity Interconnected System of Peru (Peruvian Independent System Operator –**ISO**–), selected **DW** to develop the project "**NEW SIMULATION MODEL OF THE ECONOMIC DISPATCH OPERATION FOR THE NATIONAL PLAN OF TRANSMISSION**", which includes multiple mathematical optimization models to support the expansion of the transmission electricity network of the Republic of Peru.

The project includes simulation models of simultaneous optimum dispatch of electricity and natural gas systems and the evaluation of multiple expansion uncertainty scenarios, in order to build pareto curves that support the selection of a robust expansion plan.

The model developed is called by **COES-SINAC** as **MODPLAN**, and it is the official model used for this purpose in Perú.





Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios
República de Colombia

The **SUPERINTENDENCE OF PUBLIC DOMESTIC SERVICES OF COLOMBIA (SSPD)** hired DW in 2007 and in 2010 to implement a system of models to simulate joint operation of the electricity market and the gas market in Colombia.

The Decision Support Systems include following models:

- Joint dispatch electricity & gas systems. The gas transport system, the production and handling of liquefied gas by liquefaction and regasification.
- To track electricity market in Colombia based on a Nash-Cournot equilibrium model that simulates dominant generators (price makers) that maximize its revenue and followers generators (price takers).

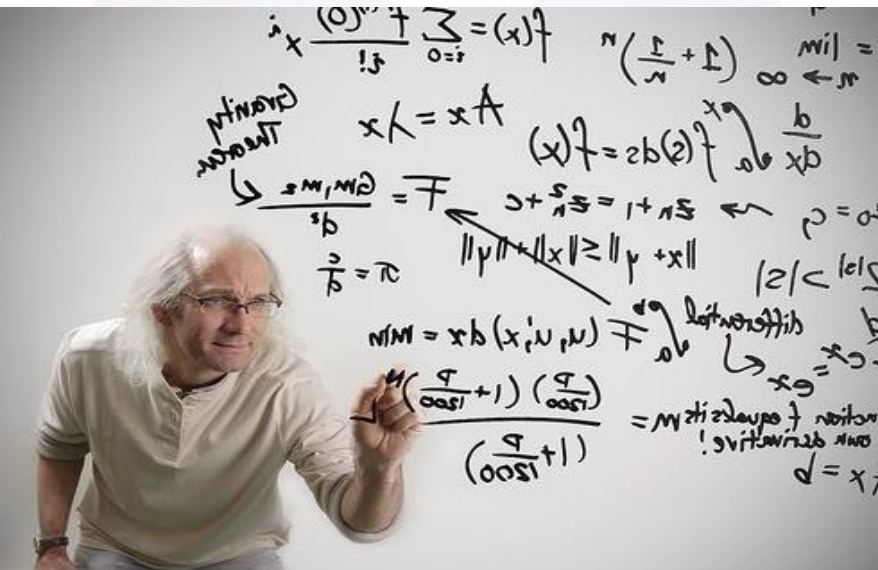


OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

MATHEMATICAL METHODOLOGIES



OPCHAIN-E&G

**ALL MODELS ARE BASED ON
NON-ANTICIPATIVE STOCHASTIC OPTIMIZATION METHODOLOGIES
AND INCLUDE RISK MANAGEMENT MODELING**

OPTEX Mathematical Modeling System - Chief Scientist DecisionWare International Corp. (OPTEX MMS 374838-456059)

OPCHAIN-E&G OPTIMIZING THE VALUE CHAIN **ELECTRICITY & GAS** **SUPPLY CHAIN OPTIMIZATION**



Powered by

Think the mathematical model and  will make the software for you

Aceptar

Usuario

E&G

Clave

Cambiar Clave

Nueva Clave

Cancelar

(AVAILABLE IN SPANISH & ENGLISH)

OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA NO-ANTICIPATIVA

- **Solución vía Optimización Estocástica No-Anticipativa:**
 - **Integrada**
 - **Técnicas de Partición y de Descomposición**
 - **Teoría de Benders**
 - **SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming**
 - **G-SDDP: Generalized Stochastic Dual Dynamic Programming**
 - **Relajación Lagrangeana**
 - **Cross Decomposition**

- **Optimización Paralela**

DECISIONWARE

MAKING YOUR WORLD SMARTER

OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

CRITERIOS DE DECISIÓN

- **Criterios de Decisión (Funciones Objetivo):**
 - **Valor Esperado**
 - **Mean-Variance**
 - **Maximo Arrepentimiento**
 - **Value-at-Risk (VaR)**
 - **Valor Esperado con VaR restringido**

DECISIONWARE

MAKING YOUR WORLD SMARTER

OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

DIMENSIONES DE INCERTIDUMBRE

MANEJO DE MÚLTIPLES DIMENSIONES DE INCERTIDUMBRE CONFIGURABLES POR EL USUARIO

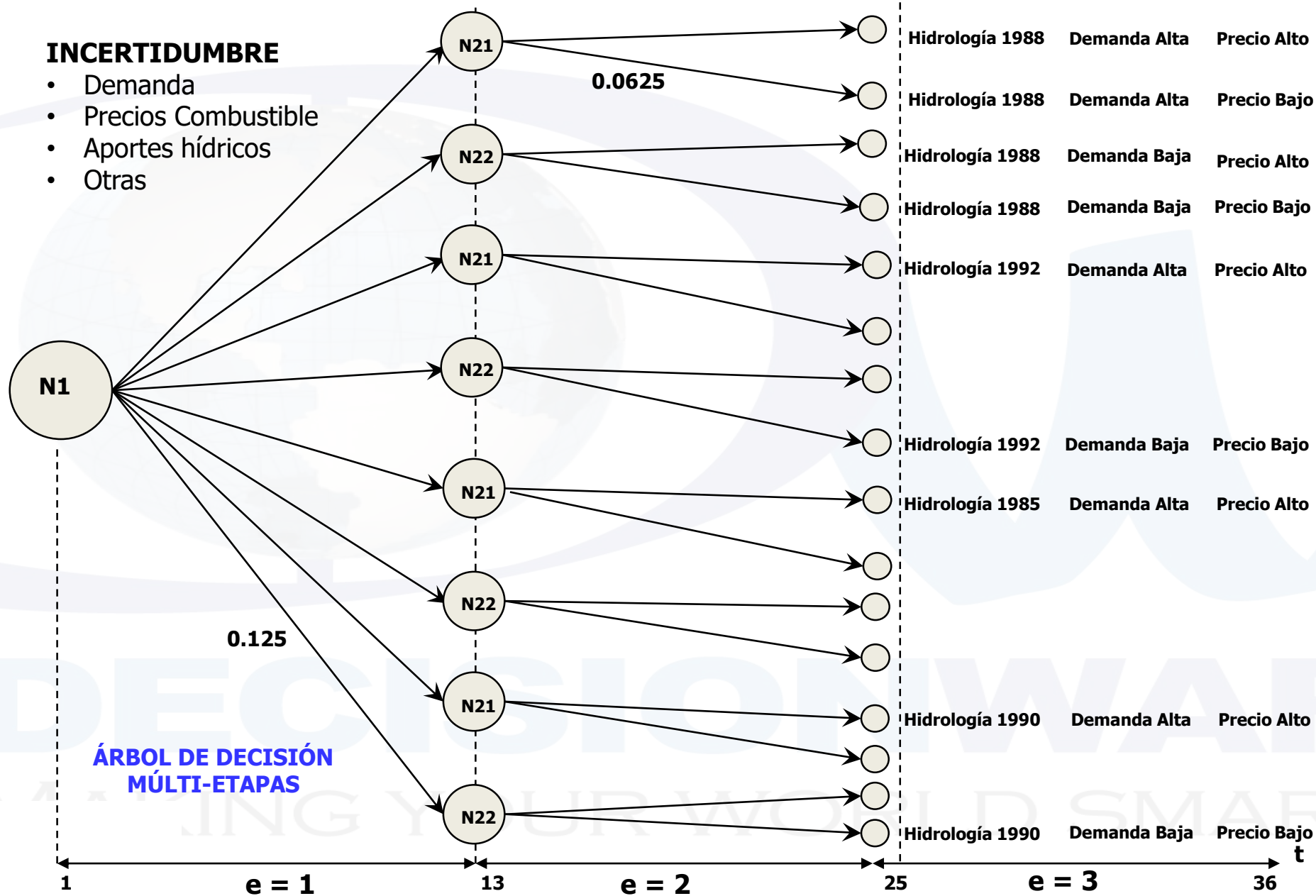
- **Ejemplos de Dimensiones de Incertidumbre:**
 - **Demanda**
 - **Parámetros Hidro-climáticos**
 - **Demanda - Hidrología**
 - **Precio Combustibles**
 - **Plan de Expansión**
 - **Costo de Infraestructura**
 - **Eventos Socio-Políticos**
 - **Eventos Catastróficos**
 - **...**

DECISIONWARE

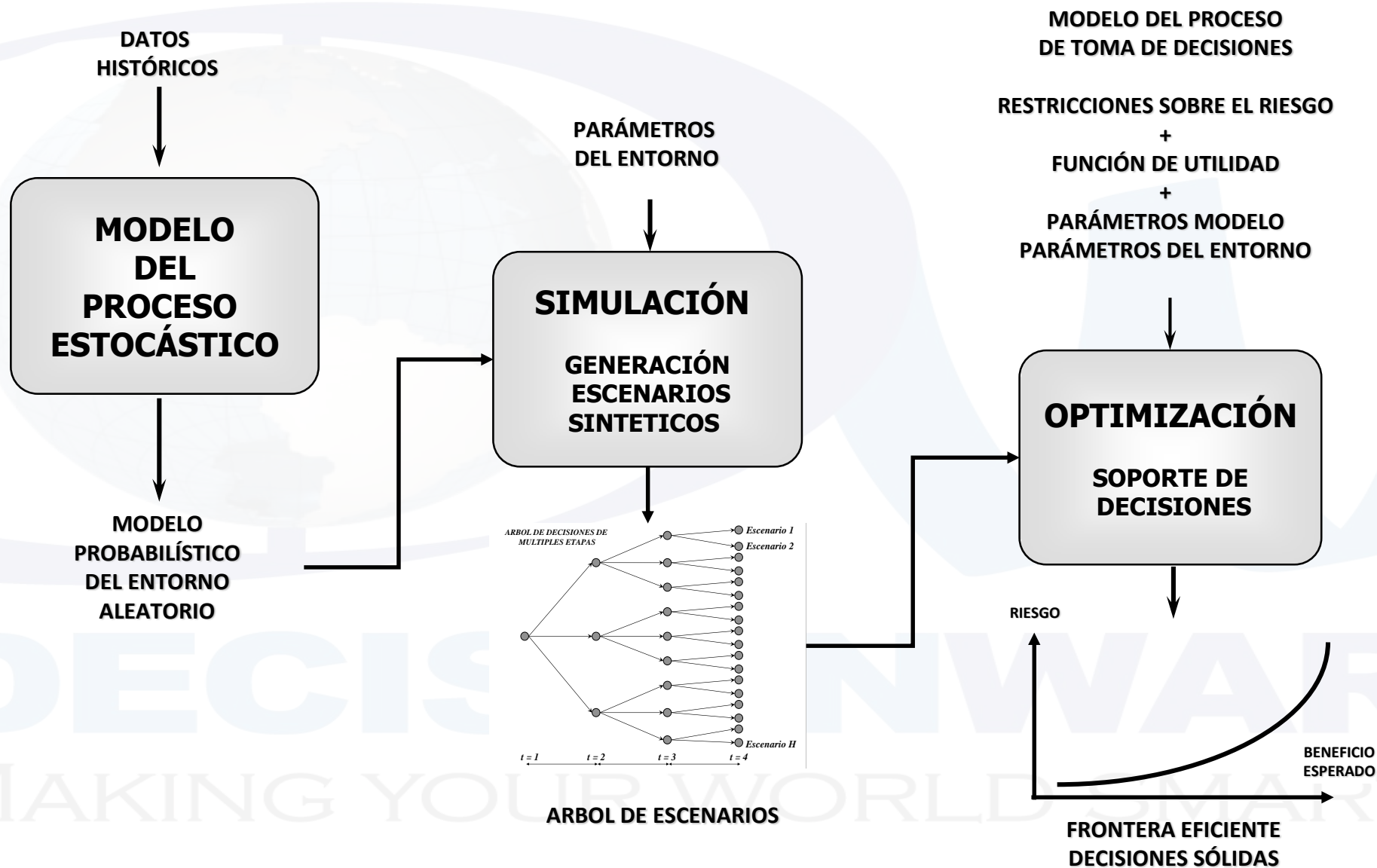
MAKING YOUR WORLD SMARTER

INCERTIDUMBRE

- Demanda
- Precios Combustible
- Aportes hídricos
- Otras



OPCHAIN – OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA MULTIETAPA NO-ANTICIPATIVA



OPCHAIN-E&G

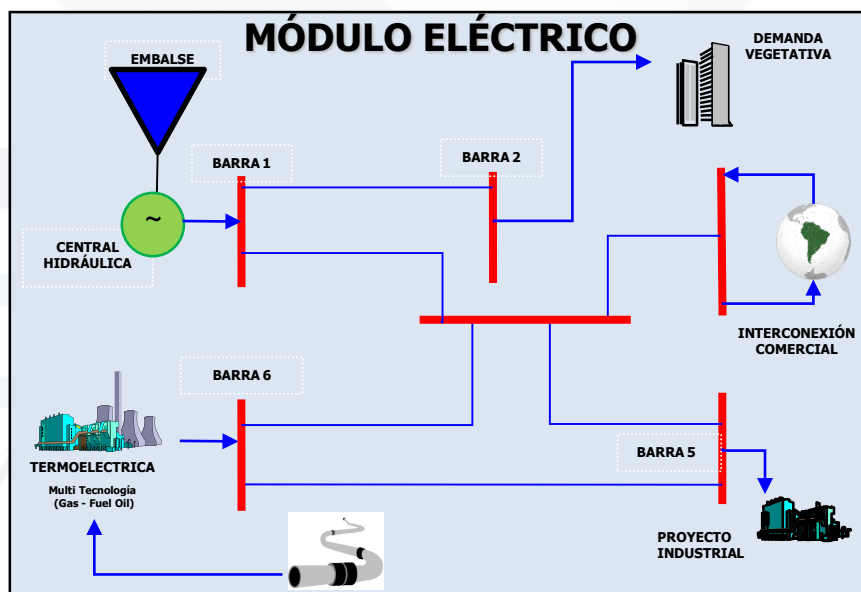
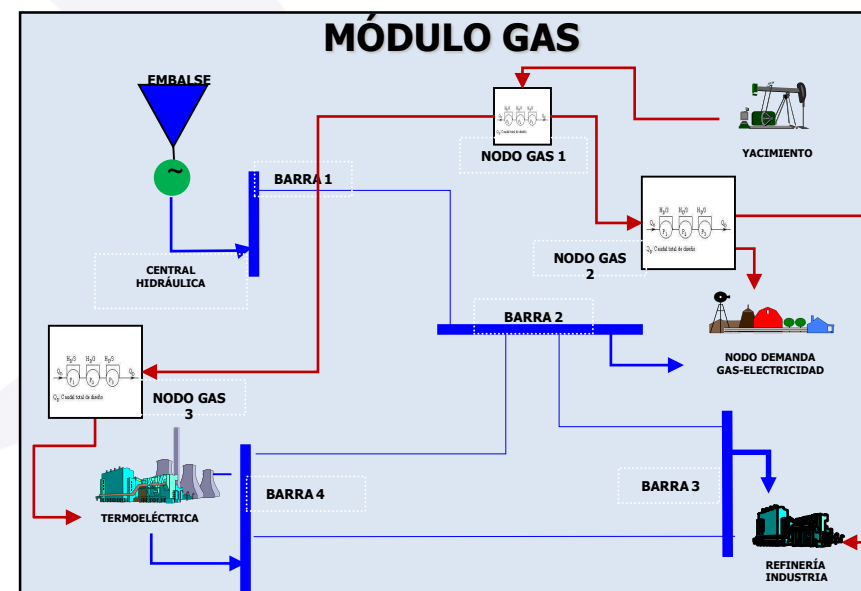
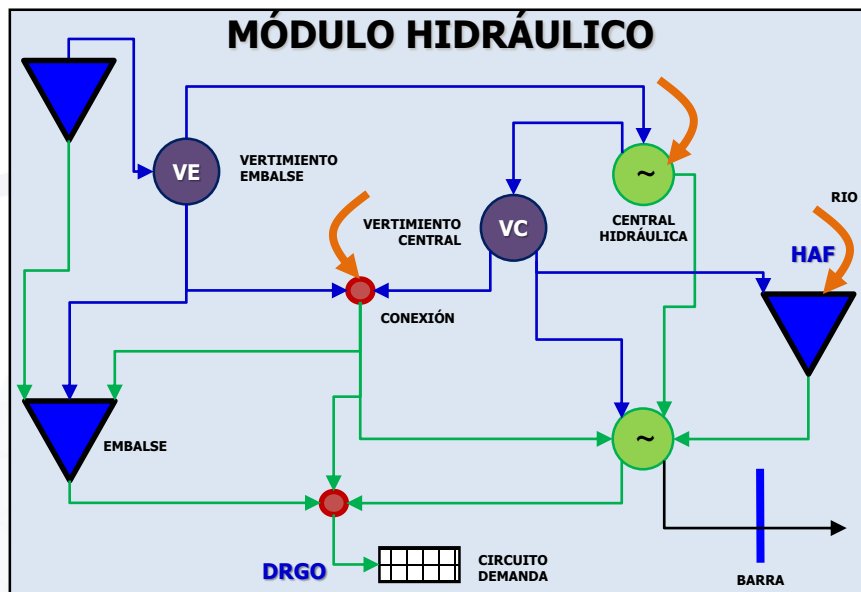
OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

PHYSICAL MODELING



MÓDULOS OPCHAIN-E&G



ONWARE
WORLD SMARTER

MODELO HIDRÁULICO

$$\text{Min } \Psi = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_T} \Psi_{(i,t)}$$

s.a.

$$\Psi_{(i,t)} = \frac{c_{(i,t)}}{2} \cdot P_{(i,t)}^2 + e_{(i,t)} \cdot P_{(i,t)}$$

$$V_{(j,t+1)} = V_{(j,t)} + \tau \cdot (A_{(j,t)} - Q_{(j,t)} - S_{(j,t)})$$

$$P_{(j,t)} = \rho_{(j)} \cdot Q_{(j,t)}$$

N

MODELO ELÉCTRICO

$$\text{Min } \Psi = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_T} \Psi_{(i,t)}$$

s.a.

$$\Psi_{(i,t)} = \frac{c_{(i,t)}}{2} \cdot P_{(i,t)}^2 + e_{(i,t)} \cdot P_{(i,t)}$$

$$V_{(j,t+1)} = V_{(j,t)} + \tau \cdot (A_{(j,t)} - Q_{(j,t)} - S_{(j,t)})$$

$$P_{(j,t)} = \rho_{(j)} \cdot Q_{(j,t)}$$

N

MODELOS OPCHAIN-E&G

MODELO GAS

$$\text{Min } \Psi = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_T} \Psi_{(i,t)}$$

s.a.

$$\Psi_{(i,t)} = \frac{c_{(i,t)}}{2} \cdot P_{(i,t)}^2 + e_{(i,t)} \cdot P_{(i,t)}$$

$$V_{(j,t+1)} = V_{(j,t)} + \tau \cdot (A_{(j,t)} - Q_{(j,t)} - S_{(j,t)})$$

$$P_{(j,t)} = \rho_{(j)} \cdot Q_{(j,t)}$$

N

OPTEX CONSIDERES THAT A **MP** (MATHEMATICAL PROGRAMING) STORED IN AN INFORMATION SYSTEM IS STANDARD; THEN IT IS POSSIBLE TO JOIN TWO **MP** PROBLEMS TO OBTAIN A NEW **MP** MODEL.

$$\begin{aligned} \text{Min } \Psi &= \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_t} \Psi_{(i,t)} \\ \text{s.a.} \\ \Psi_{(i,t)} &= \frac{c_{(i,t)}}{2} \cdot P_{(i,t)}^2 + e_{(i,t)} \cdot P_{(i,t)} \\ &\text{HYDRAULIC} \\ V_{(j,t+1)} &= V_{(j,t)} + \tau \cdot (A_{(j,t)} - Q_{(j,t)} - S_{(j,t)}) \\ P_{(j,t)} &= \rho_{(j)} \cdot Q_{(j,t)} \end{aligned}$$

+

$$\begin{aligned} \text{Min } \Psi &= \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_t} \Psi_{(i,t)} \\ \text{s.a.} \\ \Psi_{(i,t)} &= \frac{c_{(i,t)}}{2} \cdot P_{(i,t)}^2 + e_{(i,t)} \cdot P_{(i,t)} \\ &\text{ELECTRICITY} \\ V_{(j,t+1)} &= V_{(j,t)} + \tau \cdot (A_{(j,t)} - Q_{(j,t)} - S_{(j,t)}) \\ P_{(j,t)} &= \rho_{(j)} \cdot Q_{(j,t)} \end{aligned}$$

=

+

$$\begin{aligned} \text{Min } \Psi &= \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_t} \Psi_{(i,t)} \\ \text{s.a.} \\ \Psi_{(i,t)} &= \frac{c_{(i,t)}}{2} \cdot P_{(i,t)}^2 + e_{(i,t)} \cdot P_{(i,t)} \\ &\text{GAS} \\ V_{(j,t+1)} &= V_{(j,t)} + \tau \cdot (A_{(j,t)} - Q_{(j,t)} - S_{(j,t)}) \\ P_{(j,t)} &= \rho_{(j)} \cdot Q_{(j,t)} \end{aligned}$$

$$\text{Min } \Psi = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_t} \Psi_{(i,t)}$$

OPCHAIN-E&G

s.a.

$$\Psi_{(i,t)} = \frac{c_{(i,t)}}{2} \cdot P_{(i,t)}^2 + e_{(i,t)} \cdot P_{(i,t)}$$

HYDRAULIC

&

$$V_{(j,t+1)} = V_{(j,t)} + \tau \cdot (A_{(j,t)} - Q_{(j,t)} - S_{(j,t)})$$

ELECTRICITY

&

$$P_{(j,t)} = \rho_{(j)} \cdot Q_{(j,t)}$$

GAS

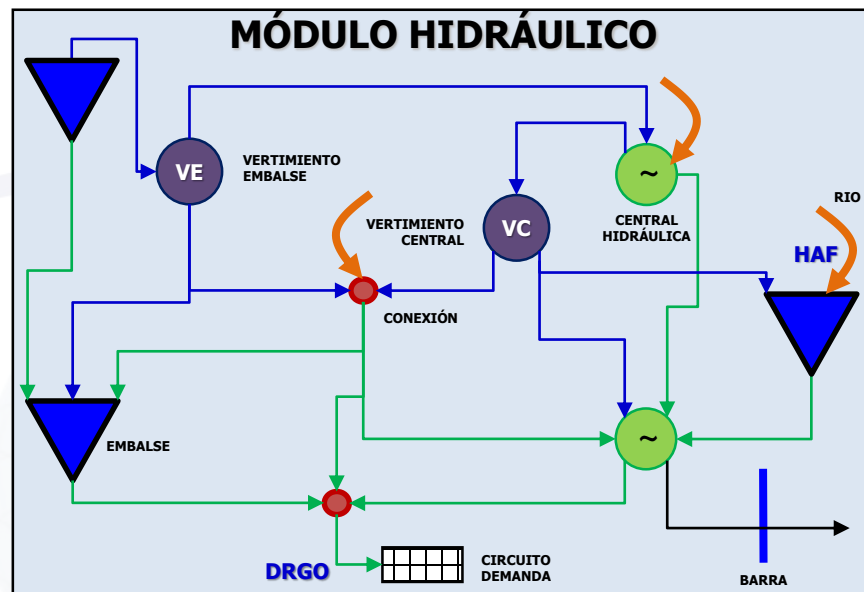
OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

PHYSICAL MODELING – HYDRO SYSTEM





DECISIONWARE
MAKING YOUR WORLD SMARTER

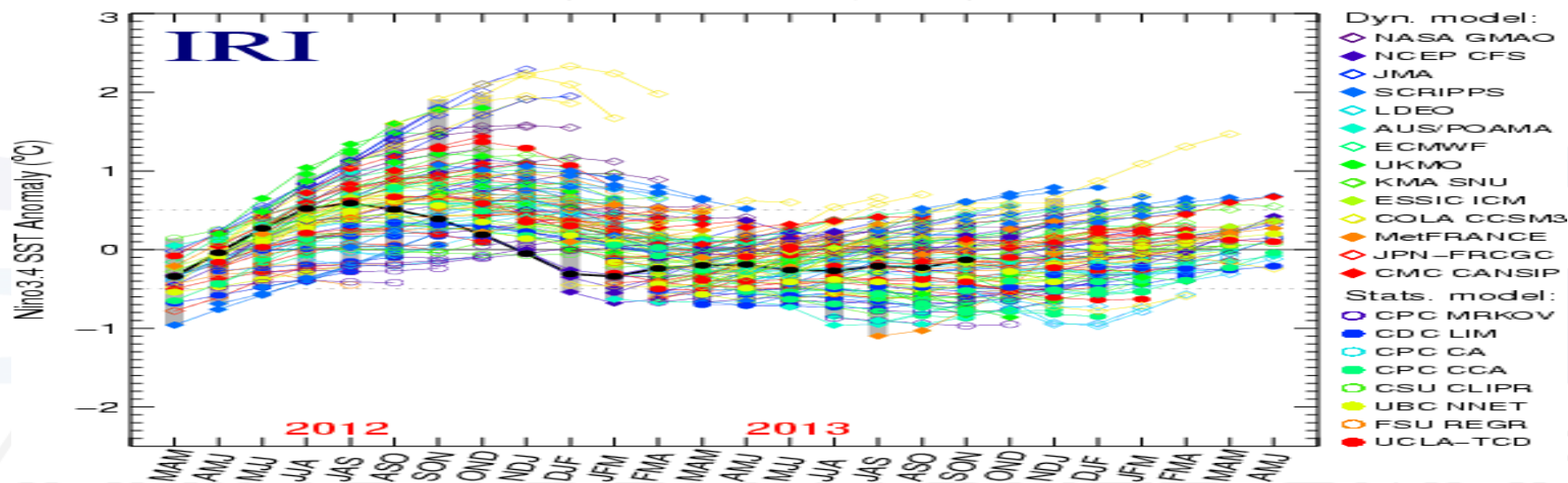
OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

FORECAST OF RENEWABLE ENERGY SOURCES

ENSO Predictions from Mar 12 to Dec 13



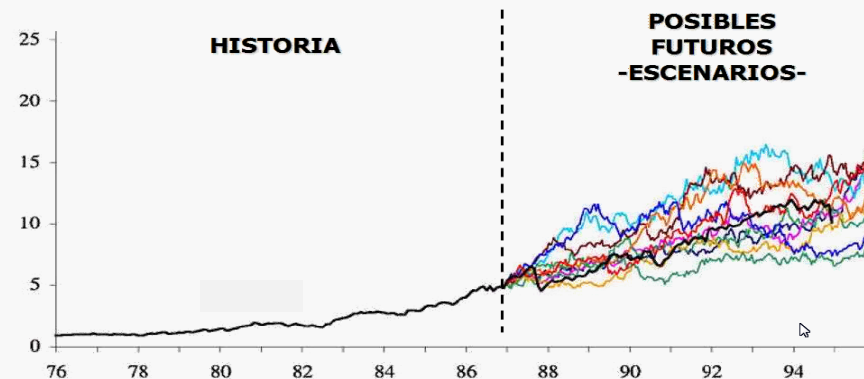
MODELAMIENTO HIDRO-CLIMATICO

HID-HIS
HIDROLOGÍA HISTÓRICA

PROCESAMIENTO
DE DATOS



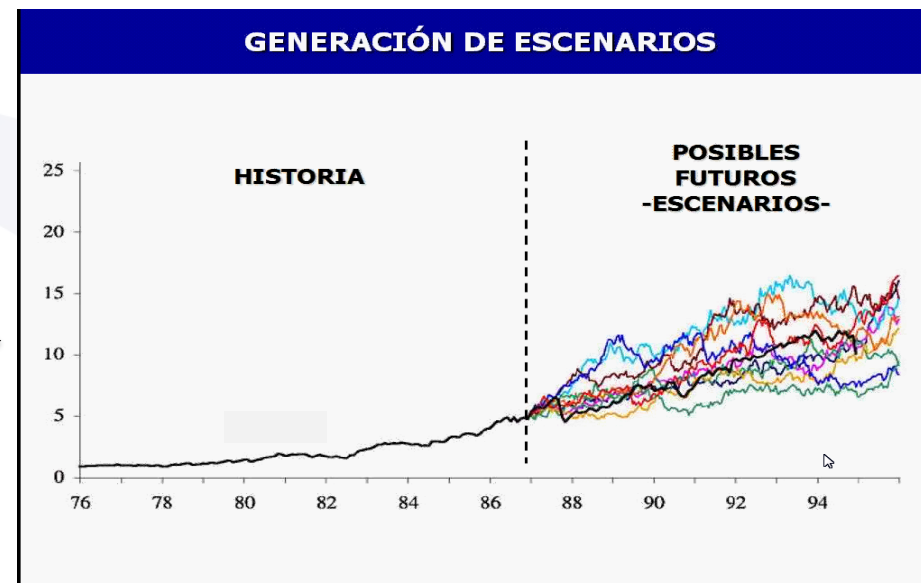
GENERACIÓN DE ESCENARIOS



MODELAMIENTO HIDRO-CLIMATICO

HID-HIS
HIDROLOGÍA HISTÓRICA

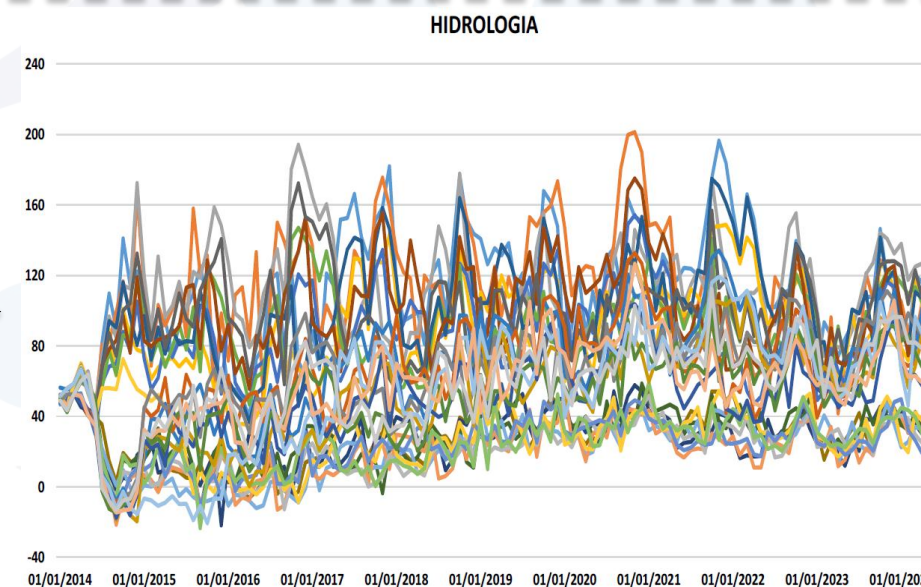
PROCESAMIENTO
DE DATOS



GENERACIÓN SINTÉTICA SERIES HISTÓRICAS

HID-HIS
HIDROLOGÍA HISTÓRICA

MATALAS
GENERADOR SINTÉTICO
TEORÍA MATALAS



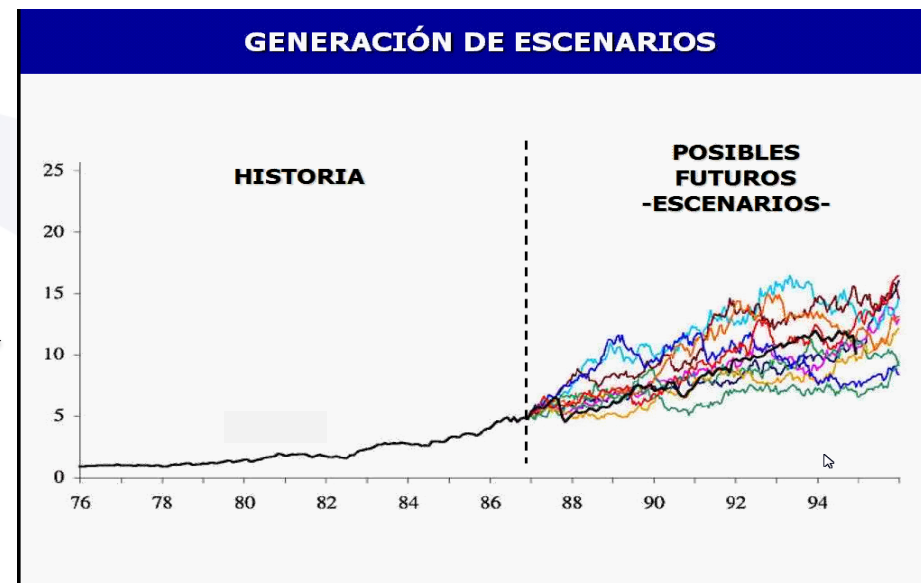
MAKING YOUR

RE
TER

MODELAMIENTO HIDRO-CLIMATICO

HID-HIS
HIDROLOGÍA HISTÓRICA

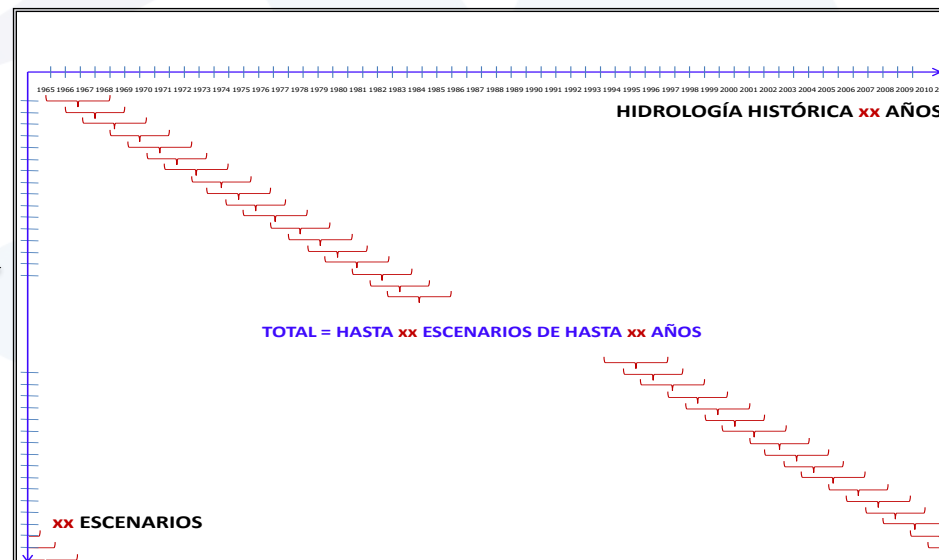
PROCESAMIENTO
DE DATOS



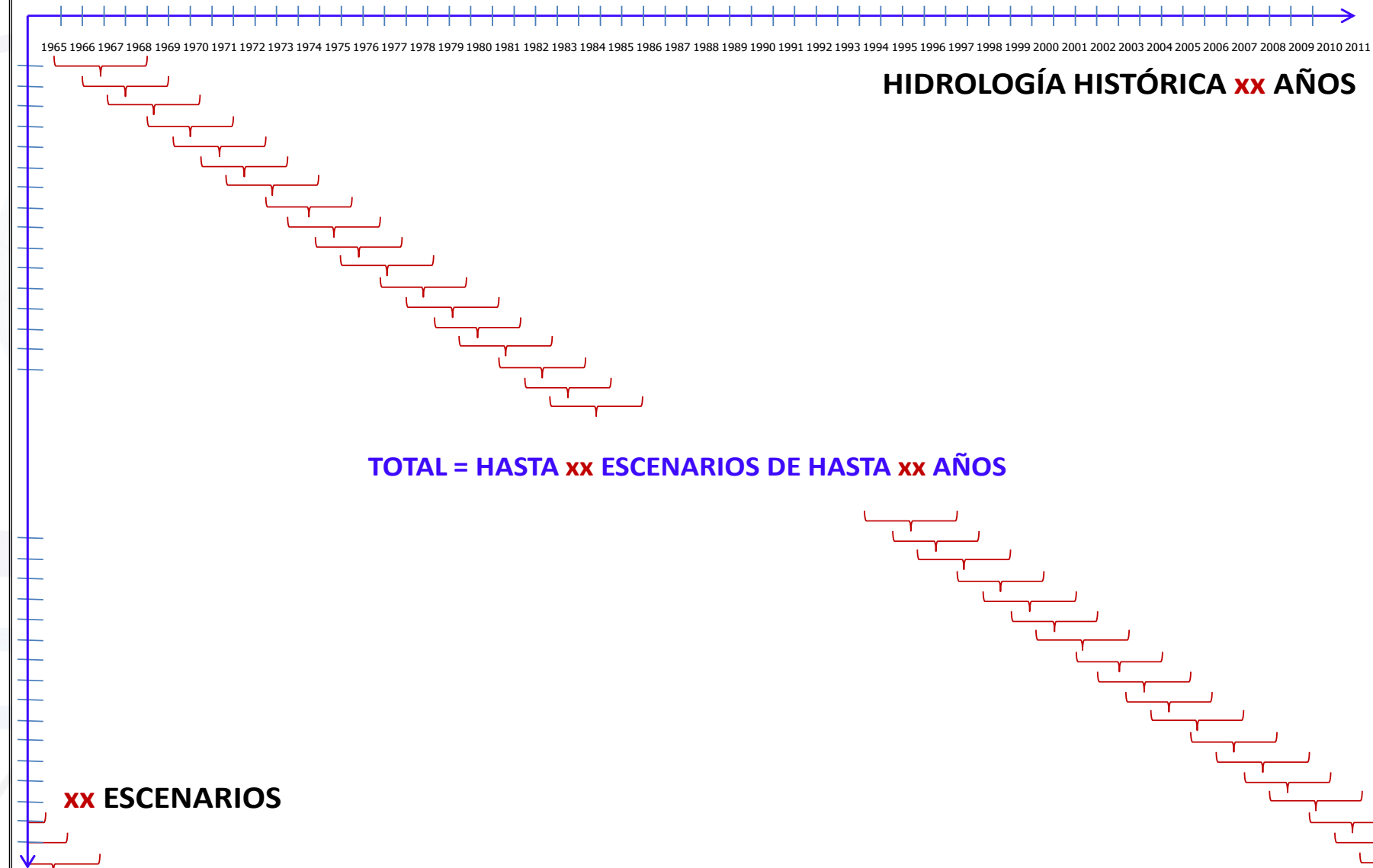
GENERACIÓN SINTÉTICA SERIES HISTÓRICAS

HID-HIS
HIDROLOGÍA HISTÓRICA

GENERADOR SINTÉTICO
A PARTIR DE MEZCLA DE
SERIES HISTÓRICAS



GENERADOR SINTÉTICO A PARTIR DE MEZCLA DE SERIES HISTÓRICAS



PROYECCIÓN DEL FENÓMENO ENOS

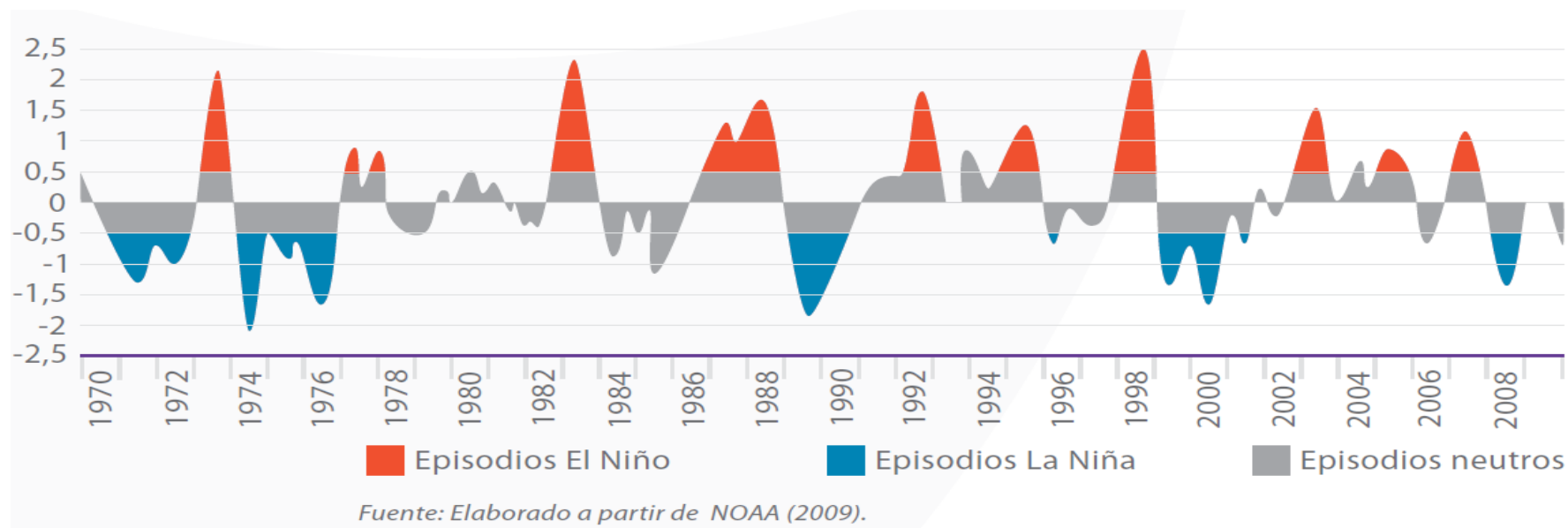
Los eventos **ENOS** (en inglés **ENSO El Niño Southern Oscillation**) han demostrado ser determinantes de los aportes hídricos en las cuencas americanas y por ende determinantes del precio spot (los que se calculan como una función de los costos marginales de atender la demanda) de la energía eléctrica en los mercados eléctricos. Por dicha razón se toma como referente para determinar las condiciones hidrológicas que afectarán al **SIN** en el corto plazo y en el largo plazo para poder correlacionar dichas condiciones con variables del mercado eléctrico.

Se denomina El Niño la presencia de aguas anormalmente cálidas (más de 0.5°C por encima de lo normal) en la Costa Pacífica de Sudamérica por un período mayor a tres meses consecutivos. Actualmente es considerado como un fenómeno ocasional, irregular, aperiódico y de grandes repercusiones socioeconómicas en el mundo. Se presenta con variada intensidad, siendo los episodios de 1982-1983 y 1997-1998 los de más impacto en el siglo XX.

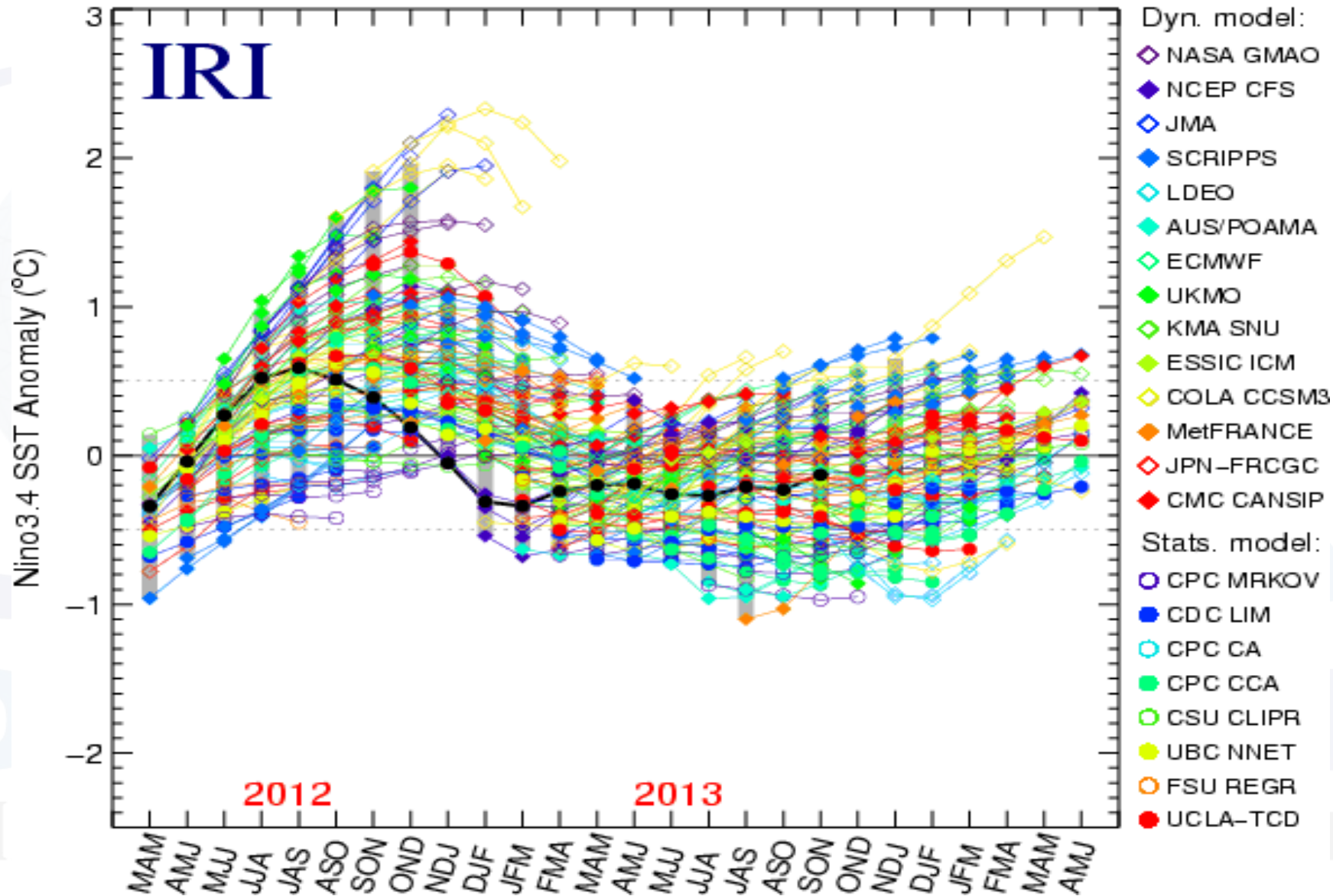
En otras ocasiones ocurre el fenómeno opuesto. Los vientos alisios del sur se intensifican frente a las costas sudamericanas y provocan un mayor afloramiento de aguas frías, las cuales cubren la superficie del Pacífico desde Suramérica hasta un poco más allá del centro del océano. Por sus características contrarias a El Niño, este fenómeno es conocido como La Niña. Se destacan los episodios de 1988-1989, 1998-2000 y 2010-2011 por su intensidad, duración y efecto climático.

PROYECCIÓN DEL FENÓMENO ENOS

El indicador del proceso **ENOS** más comúnmente utilizado es el denominado NINO 3.4 index (120-170W, 5S-5N). La siguiente gráfica presenta los eventos ocurridos en el período 1970-2008



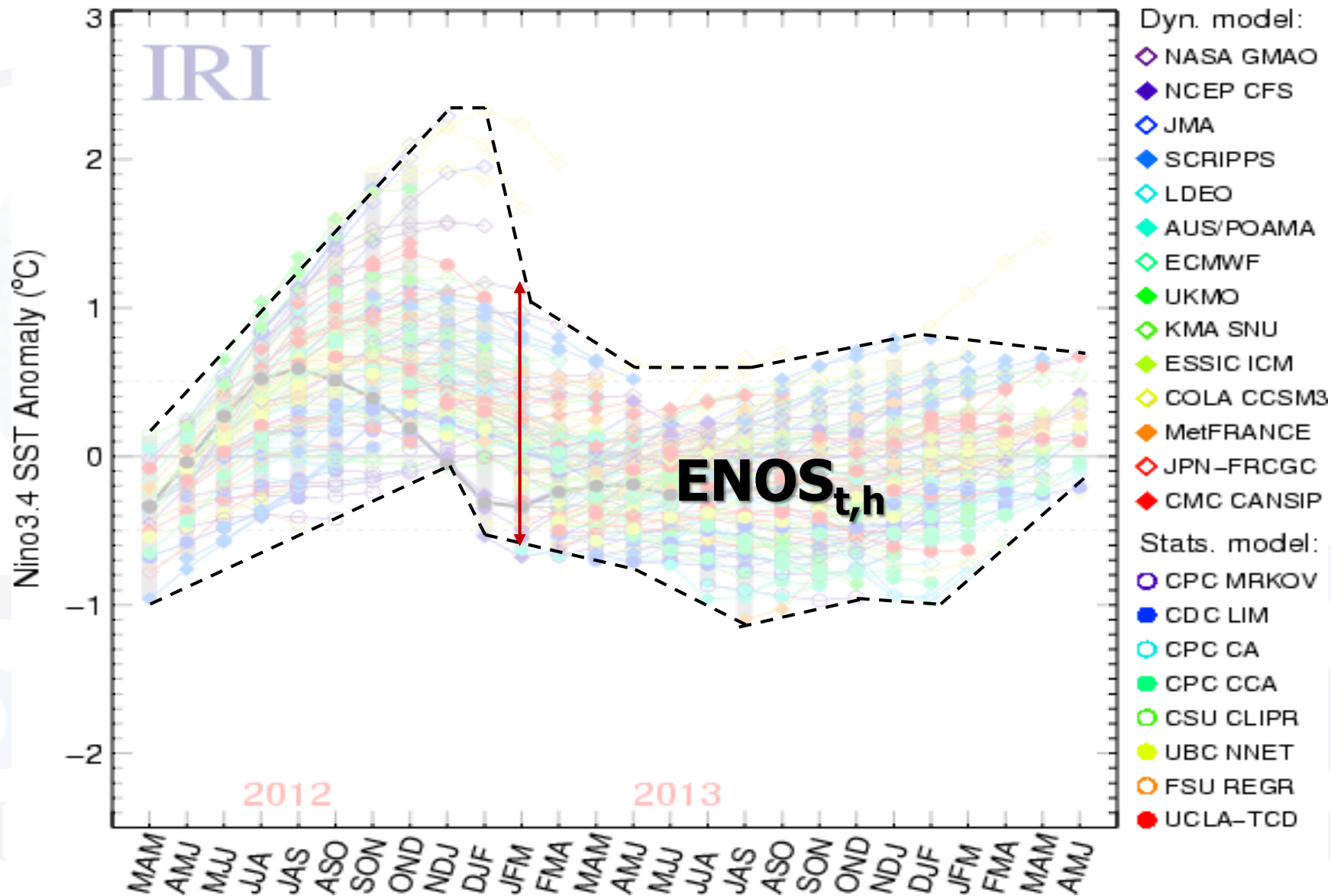
ENSO Predictions from Mar 12 to Dec 13



D
M

RE
RTER

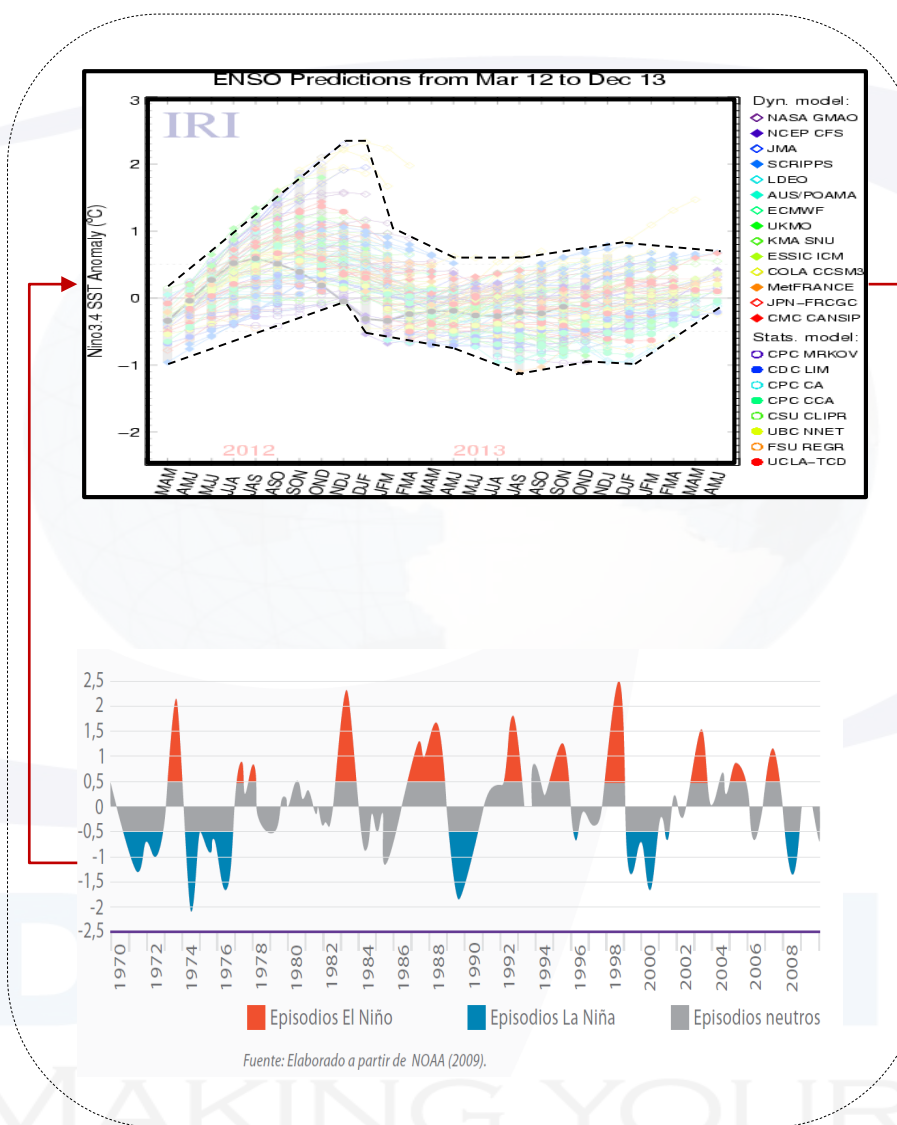
ENSO Predictions from Mar 12 to Dec 13



D
M

RE
RTER

GENERACIÓN SINTÉTICA DE VARIABLES



$ENOS_{t,h}$

$E-HIS_{t,p}$
 $Q-HIS_{t,p}$

Minimizar $\sum_{h=1,H} \sum_{t=1,T} \epsilon^2_{t,h}$

$$ENOS_{t,h} = \alpha + \sum_{t=1,T} \sum_{p=1,P} \beta_{p,h} E-HIS_{t,p} + \epsilon_{t,h}$$

$$\sum_{p=1,P} \beta_{p,h} = 1$$

$$\beta_{p,h} \geq 0$$

$$E-SIN_{t,h} = \sum_{p=1,P} \beta_{p,h} E-HIS_{t,p}$$

$$Q-SIN_{t,i,h} = \sum_{p=1,P} \beta_{p,h} Q-HIS_{t,p,i}$$

MODELO GENERACIÓN MEZCLA SERIES HISTÓRICAS

$E-SIN_{t,h}$
 $Q-SIN_{t,h}$

MODELO MATEMÁTICO OPERACIÓN

$$Min \Psi = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_t} \Psi_{(t,i)}$$

s.a.

$$\Psi_{(t,i)} = \frac{c_{(t,i)}}{2} \cdot P_{(t,i)}^2 + e_{(t,i)} \cdot P_{(t,i)}$$

$$V_{(t,i+1)} = V_{(t,i)} + \tau \cdot (A_{(t,i)} - Q_{(t,i)} - S_{(t,i)})$$

$$P_{(t,i)} = \rho_{(t,i)} \cdot Q_{(t,i)}$$

GAMS

$GEN_{t,h}$
 $PSPOT_{t,h}$

PROYECCIÓN DE LAS SERIES DE APORTES HÍDRICOS (UN MODELO DE EJEMPLO)

1. PROYECCIÓN DE SERIES SINTÉTICAS ENOS ($ENOS_{t,h}$) CARACTERIZADAS A PARTIR DE LOS RESULTADOS IRI POR MEDIO DE UN MODELO PROBABILÍSTICO OBTENIDO A PARTIR DE LAS PROYECCIÓN DEL IRI.
2. PROYECCION DE LA SERIE SINTETICA DEL ENOS ($E-SIN_{t,h}$) CON BASE EN UNA COMBINACIÓN LINEAL CONVEXA DE SERIES HISTÓRICAS DEL ÍNDICE ENOS.
3. LOS FACTORES DE PONDERACIÓN ($\beta_{p,h}$) SE DETERMINAN CON BASE LA MINIMIZACIÓN SUMA DE ERRORES ($\varepsilon^2_{t,h}$) AL CUADRADO ($\varepsilon^2_{t,h}$) DE LA SERIE ENOS PREDICHA A PARTIR DE LAS SERIES HISTÓRICAS ENOS ($E-HIS_{t,p}$).
4. PROYECCIÓN DE LAS SERIES SINTÉTICAS DE APORTES HÍDRICOS ($Q-SIN_{t,i,h}$) CON BASE EN LOS FACTORES DE PONDERACIÓN APLICADOS

Minimizar $\sum_{h=1,H} \sum_{t=1,T} \varepsilon^2_{t,h}$

$$ENOS_{t,h} = \alpha + \sum_{t=1,T} \sum_{p=1,P} \beta_{p,h} E-HIS_{t,p} + \varepsilon_{t,h}$$

$$\sum_{p=1,P} \beta_{p,h} = 1$$

$$\beta_{p,h} \geq 0$$

$$E-SIN_{t,h} = \sum_{p=1,P} \beta_{p,h} E-HIS_{t,p}$$

$$Q-SIN_{t,i,h} = \sum_{p=1,P} \beta_{p,h} Q-HIS_{t,p,i}$$

INDICES:

t	período
h	Serie Sintética
p	Año Inicio Serie Histórica
i	Afluente

OPCHAIN-E&G

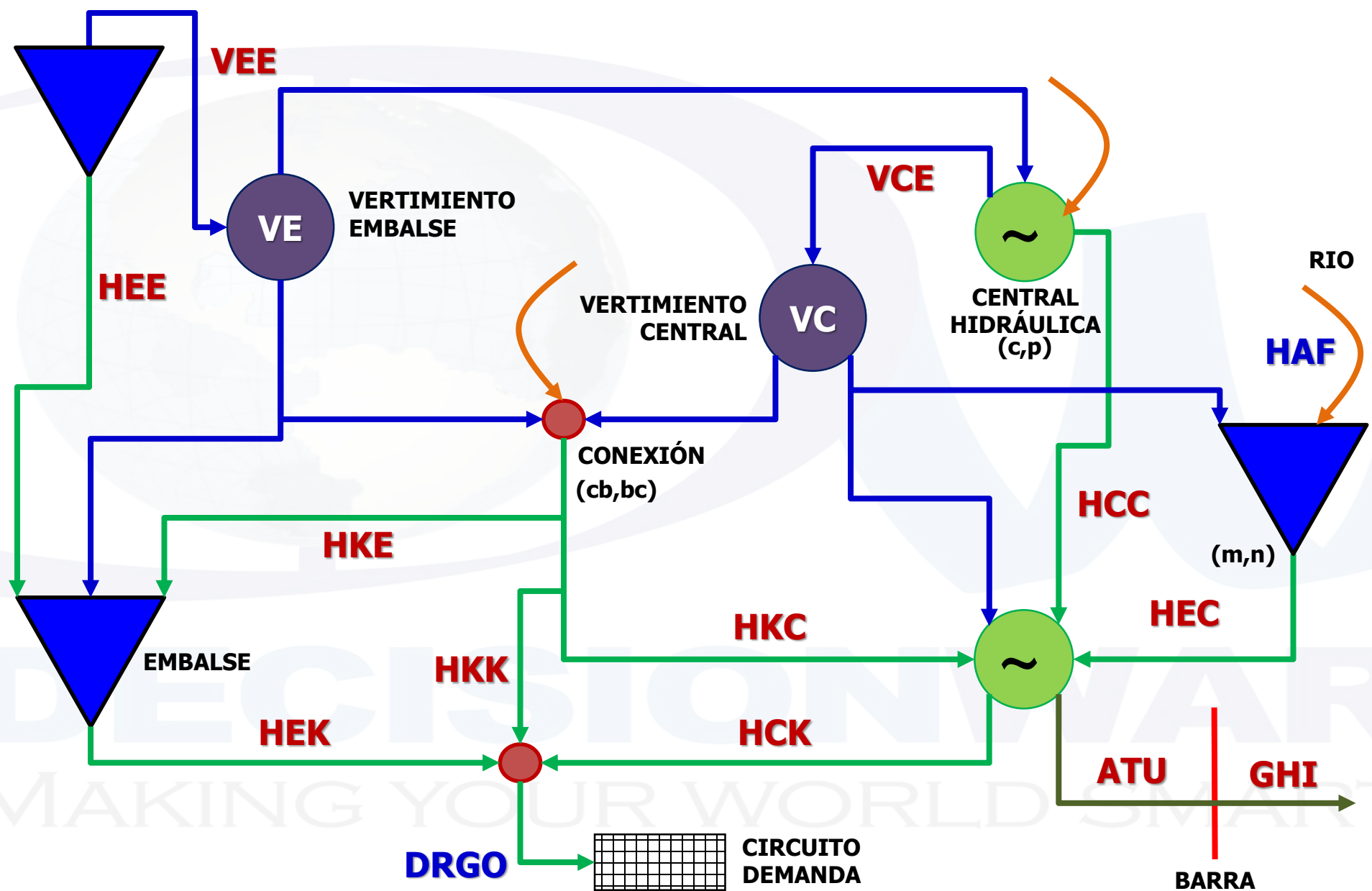
OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

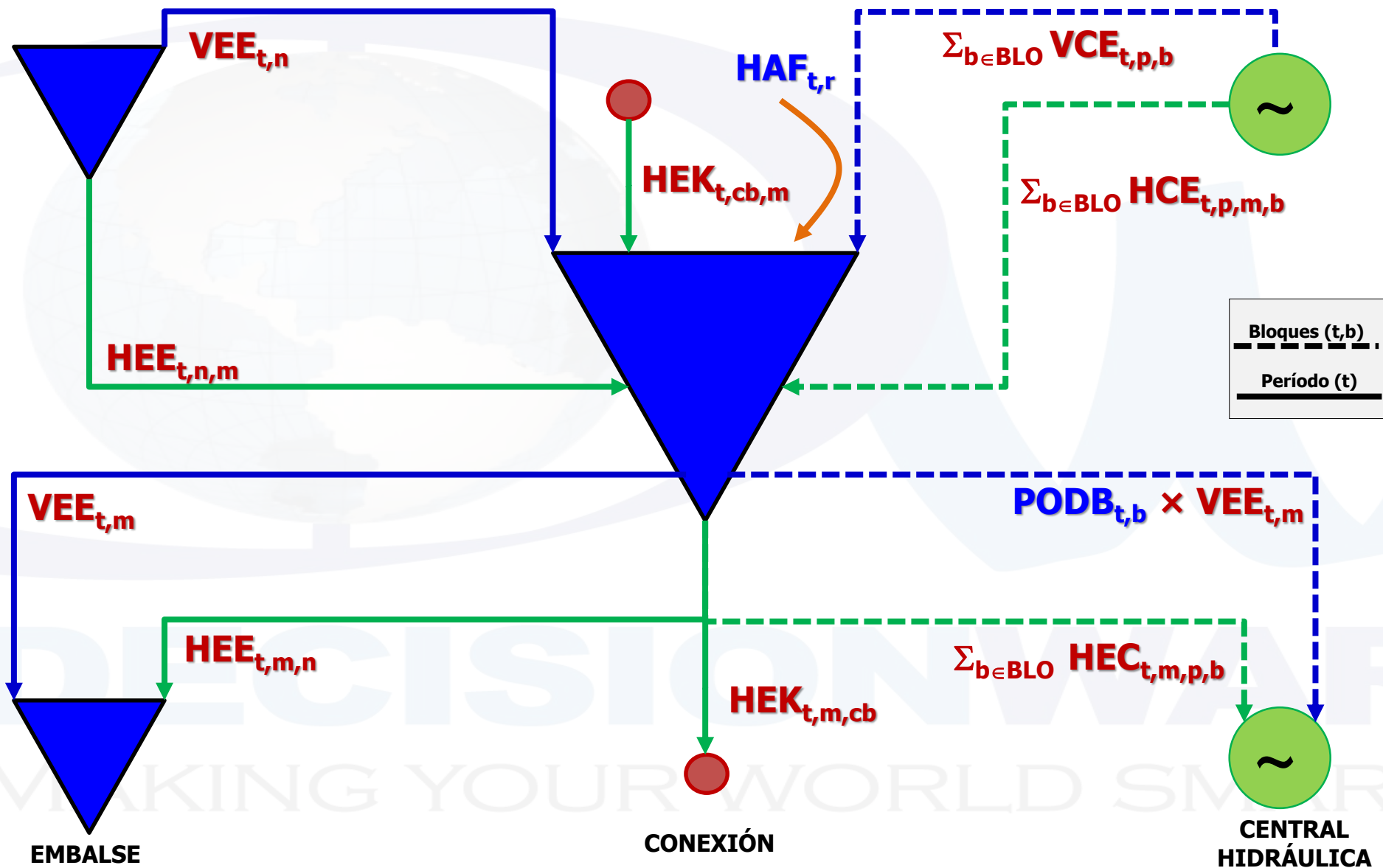
PHYSICAL MODELING – HYDRO SYSTEM



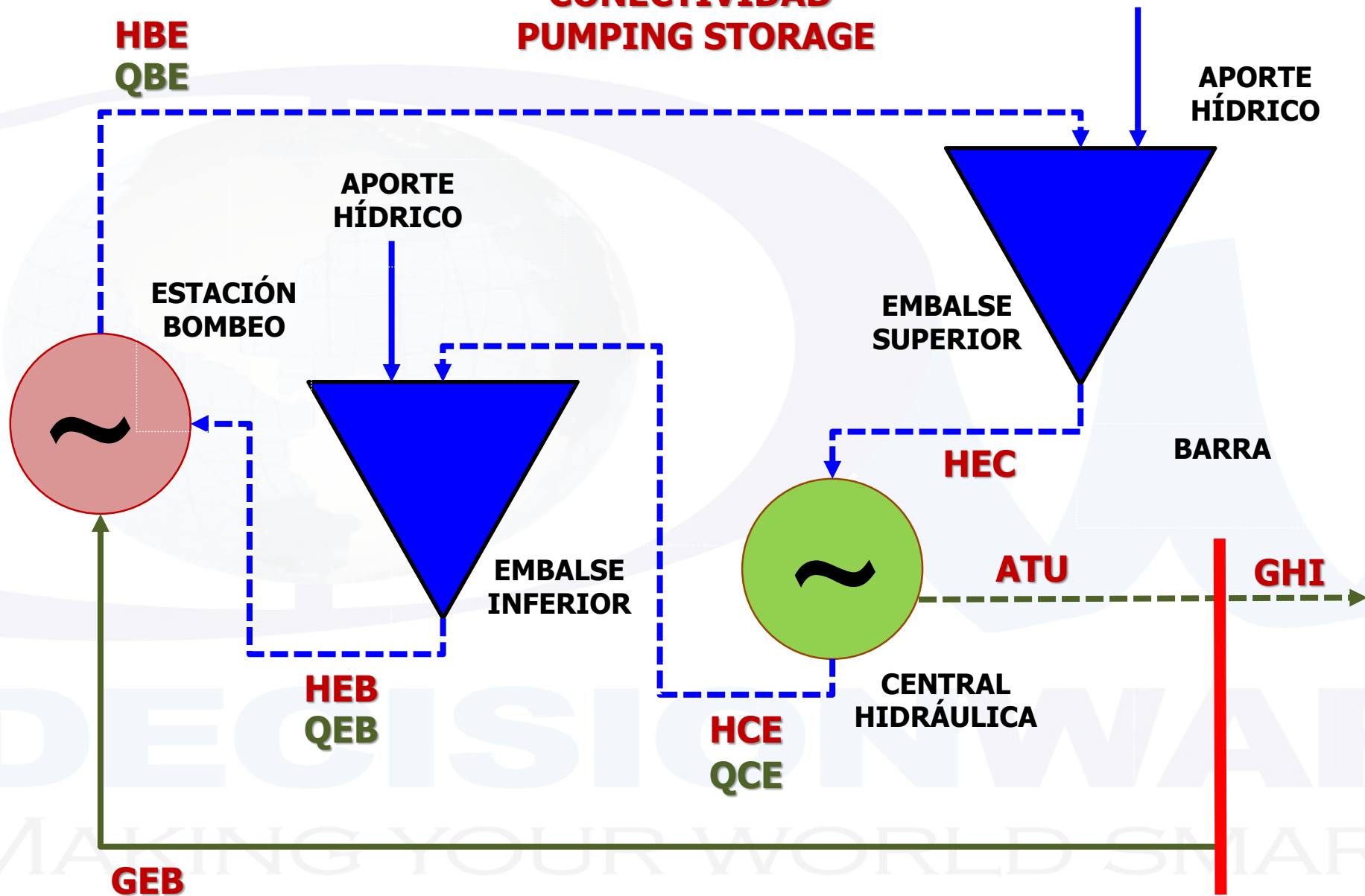
SISTEMA HIDRÁULICO



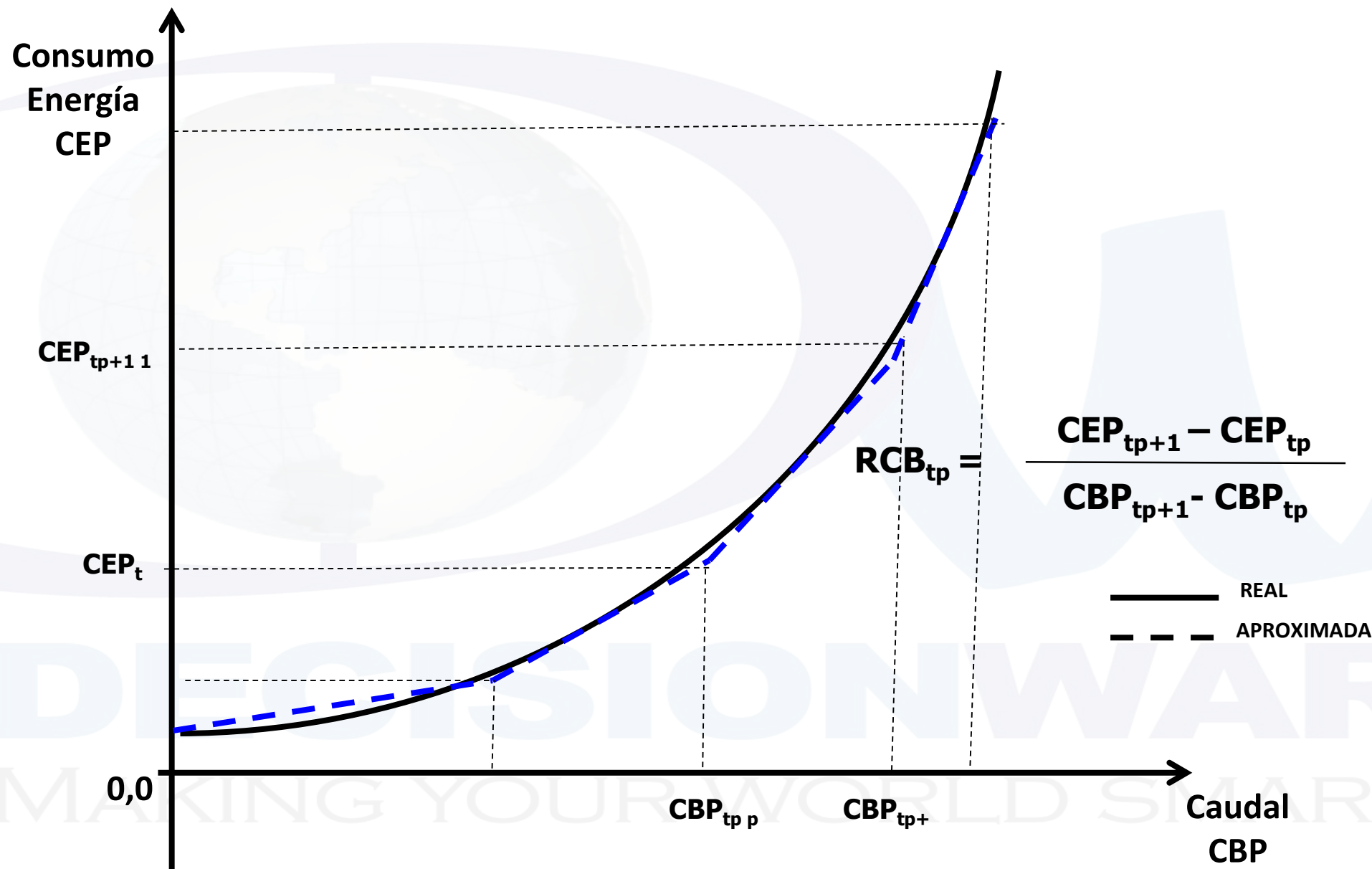
EMBALSES BALANCE POR PERÍODO



CONECTIVIDAD PUMPING STORAGE



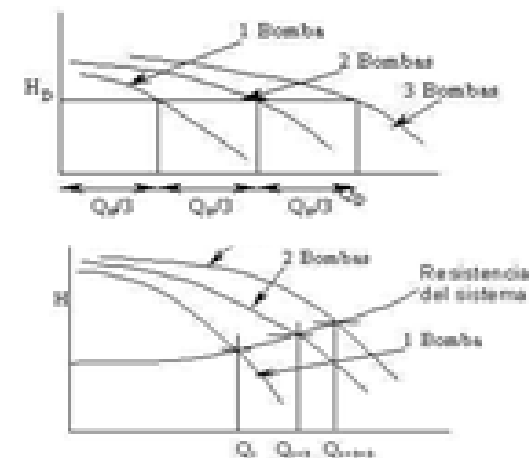
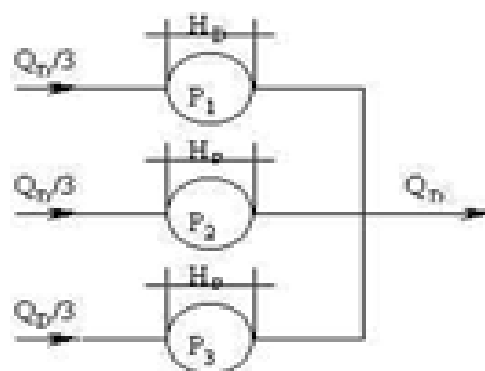
APROXIMACIÓN CURVA DE ENERGÍA vs CAUDAL



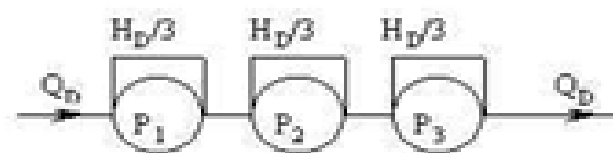
OPERACIÓN DETALLADA DE PLANTAS DE BOMBEO

PATRONES DE BOMBEO CONFIGURACION BOMBEO

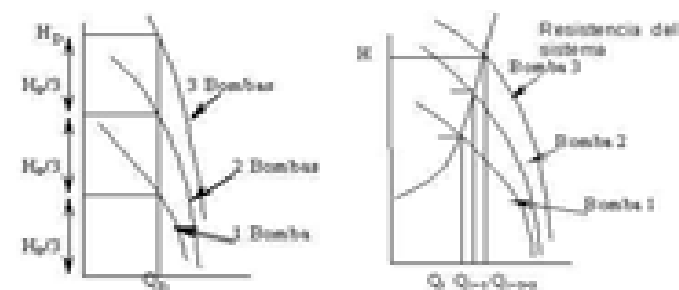
EN PARALELO



EN SERIE

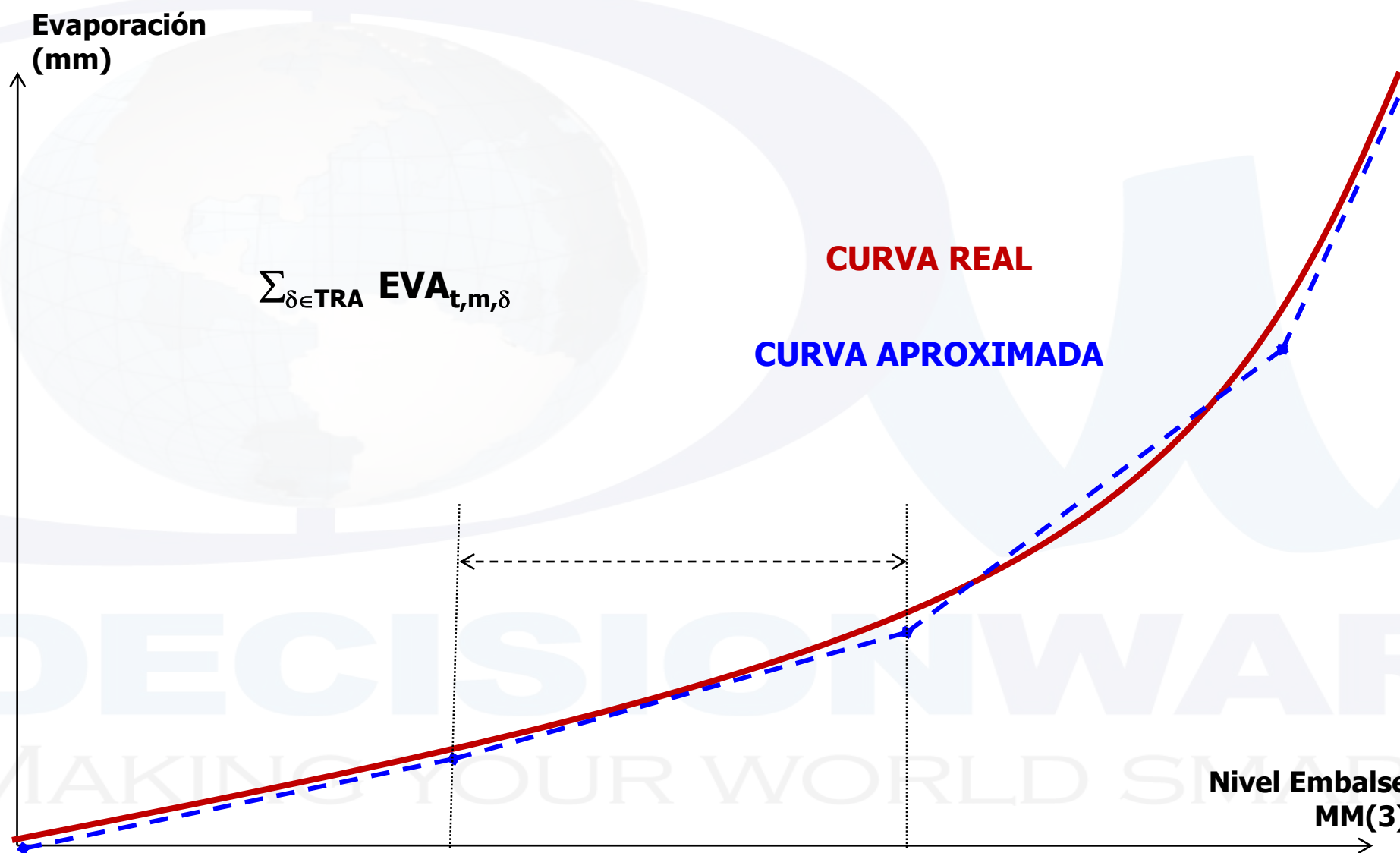


Q_D : Caudal total de diseño



RE
RTER

CURVA DE EVAPORACIÓN = FUNCIÓN (VOLUMEN DEL EMBALSE)



CURVA DE HIDRO-GENERACIÓN "EXACTA"

POSIBLES ENFOQUES

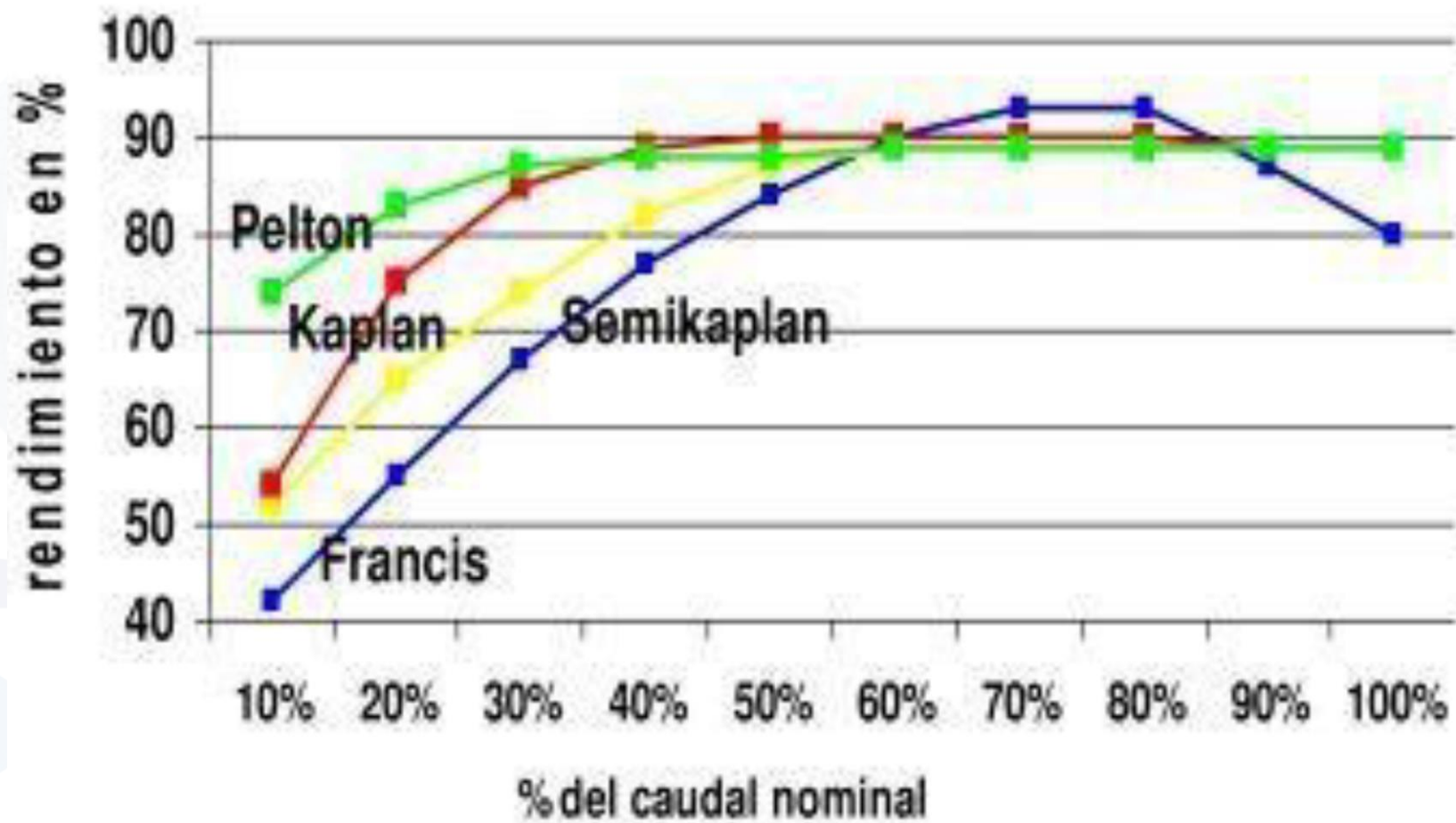
**MODELAJE BINARIO
(EMBALSE PARTICIONADO)**

**APROXIMACIÓN FUNCIONES NO-LINEALES
(MODELO POLINOMIAL)**



CONVEX HULL

CURVA DE HIDRO-GENERACIÓN "EXACTA"

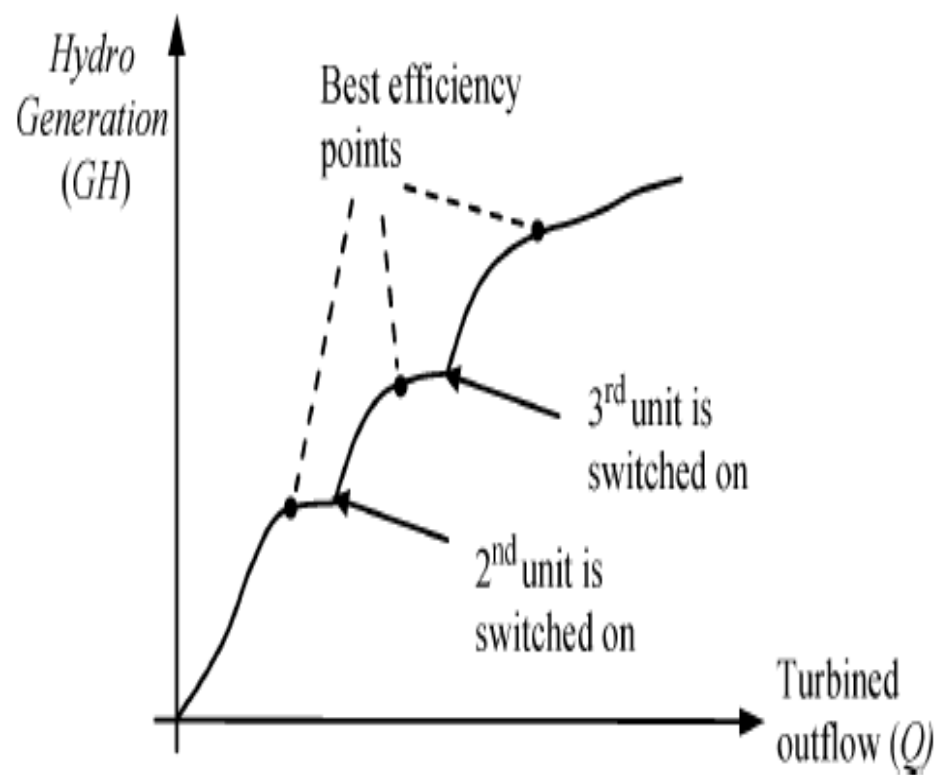
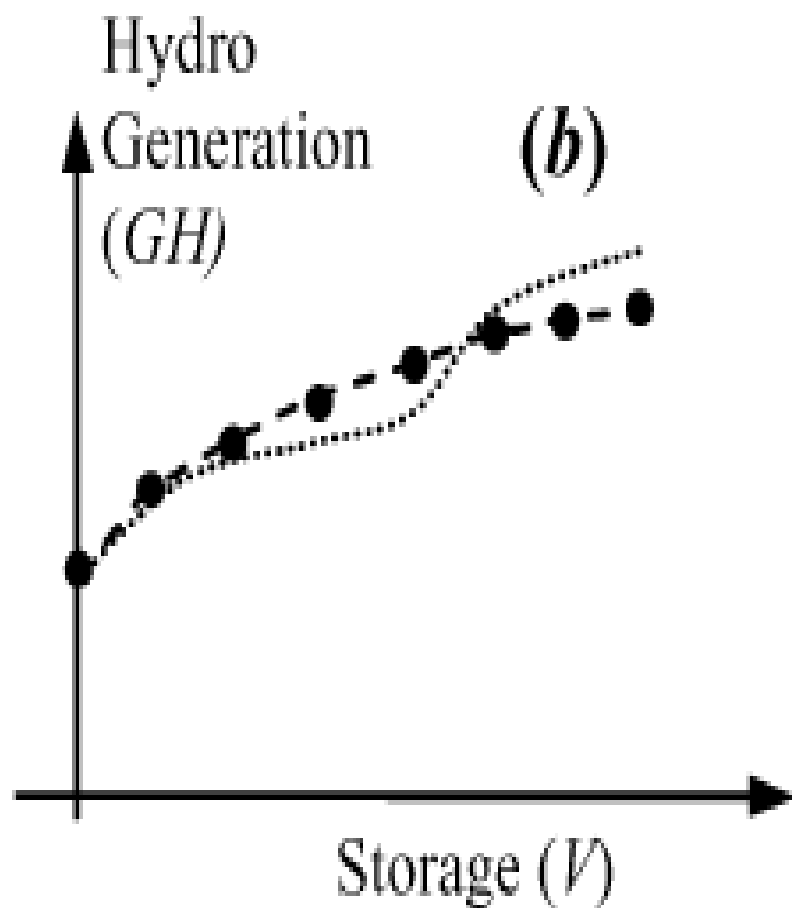


D

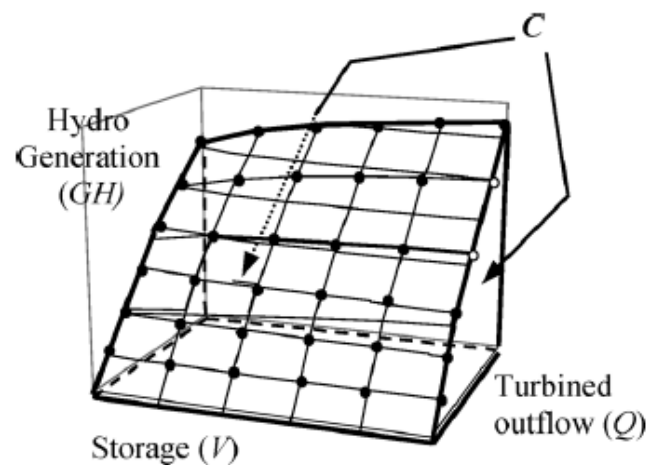
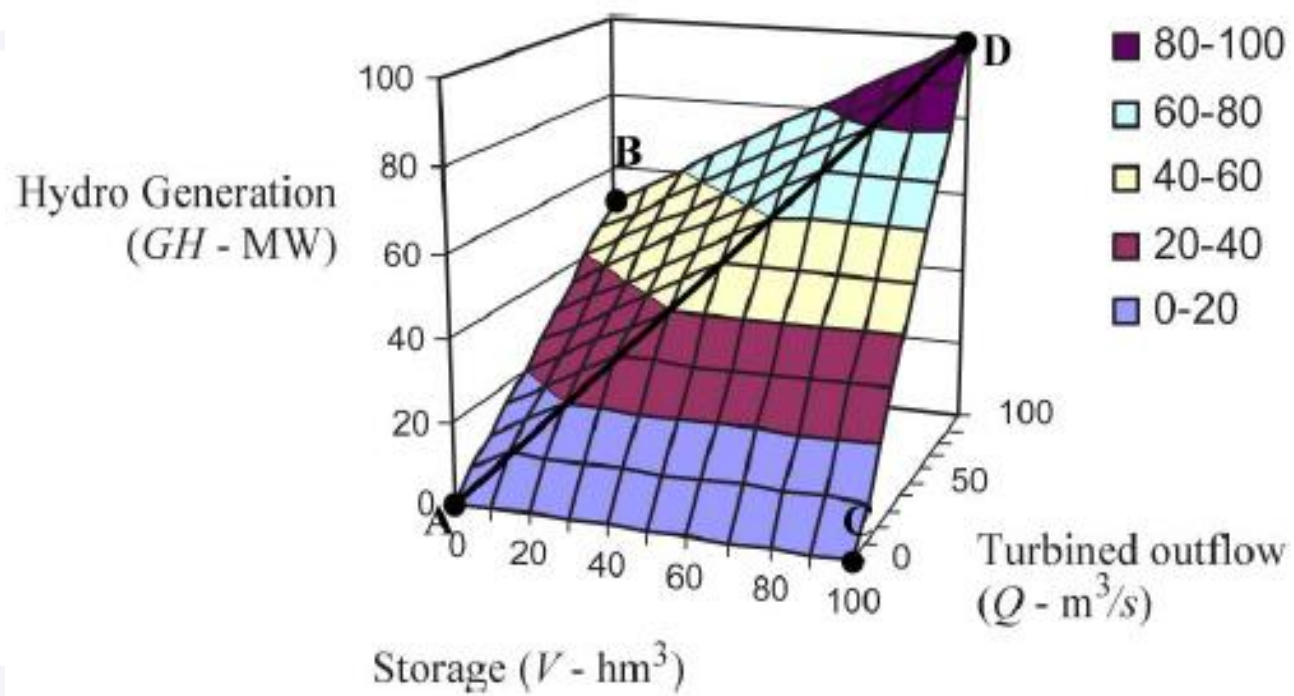
RE

MAKING YOUR WORLD SMARTER

CURVA DE HIDRO-GENERACIÓN "EXACTA"



CURVA DE HIDRO-GENERACIÓN "EXACTA"



CURVA DE HIDRO-GENERACIÓN "EXACTA"

La superficie formada por la unión de hiperplanos puede ser o no convexa, si es convexa el "convex hull" será igual al conjunto de hiperplanos que componen la superficie, si no lo es debe determinar, para ello existen algoritmos eficientes disponibles libremente en <http://www.qhull.org>, en adelante el "convex hull" será referido como $\mathbf{GH}^C(\mathbf{V}^n, \mathbf{Q}^k)$.

$\mathbf{GH}^C(\mathbf{V}^n, \mathbf{Q}^k)$ limita la mayor cantidad de generación hidráulica que se puede obtener para un punto $(\mathbf{V}^n, \mathbf{Q}^k)$ pudiéndose aproximar en cualquier período la generación hidráulica $\mathbf{GH}_t(\mathbf{V}_t, \mathbf{Q}_t)$ en una cuadrícula de la malla por medio de una combinación lineal convexa de los valores de $\mathbf{GH}^C(\mathbf{V}^n, \mathbf{Q}^k)$ en los puntos extremos de la cuadrícula, matemáticamente esto se expresa como

$$\mathbf{GH}(\mathbf{V}_t, \mathbf{Q}_t) = \mathbf{GH}_t = \sum_{n=1, N} \sum_{k=1, K} \theta_{t, n, k} \mathbf{GH}^C(\mathbf{V}^n, \mathbf{Q}^k)$$

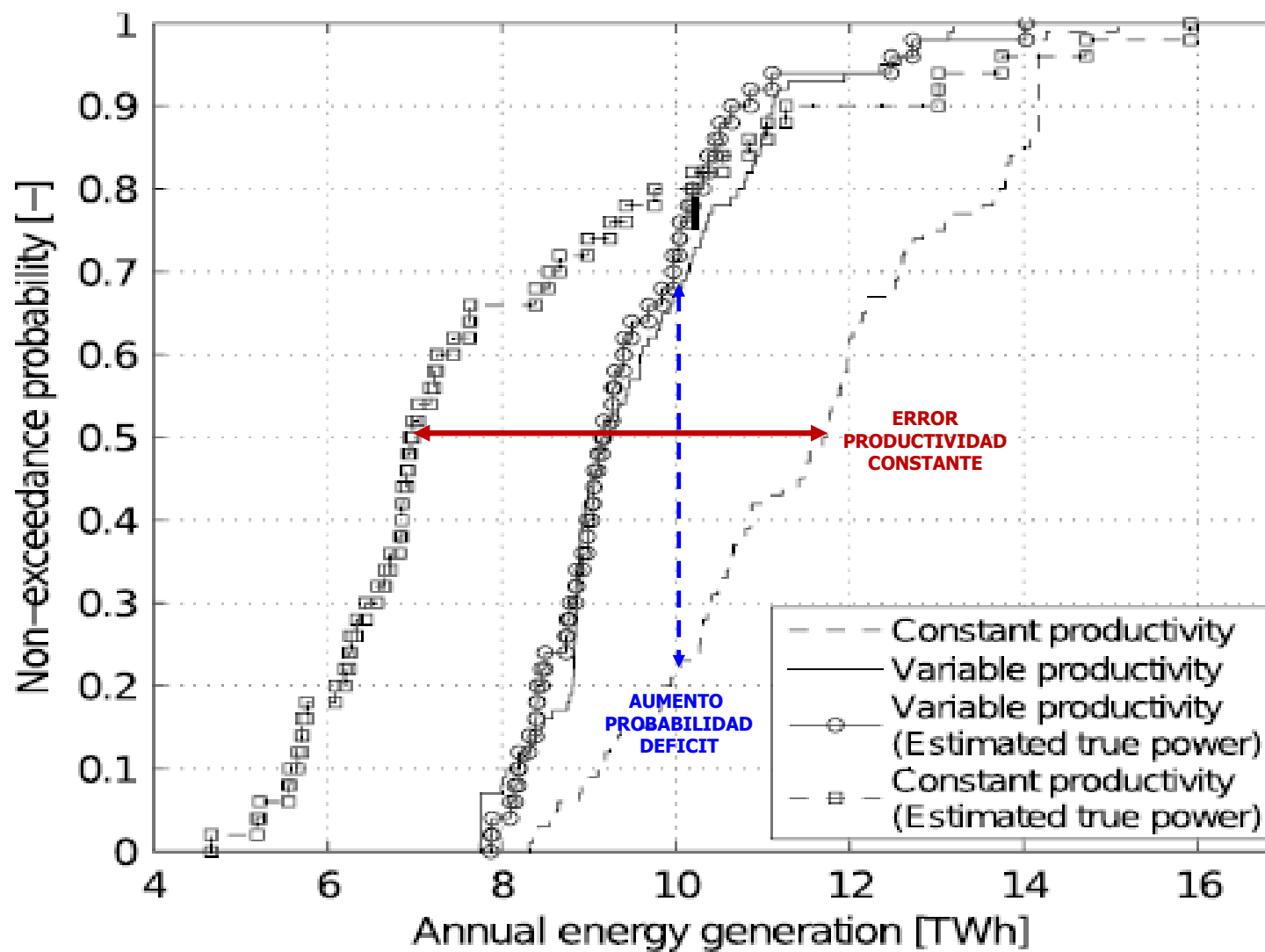
$$\sum_{n=1, N} \sum_{k=1, K} \theta_{t, n, k} = 1$$

$$\mathbf{V}_t = \sum_{n=1, N} \sum_{k=1, K} \theta_{t, n, k} \mathbf{V}^n$$

$$\mathbf{Q}_t = \sum_{n=1, N} \sum_{k=1, K} \theta_{t, n, k} \mathbf{Q}^k$$

$$\mathbf{V}_t = \mathbf{V}_{t-1} - \mathbf{Q}_t + \mathbf{I}_t - \mathbf{S}_t$$

donde $\theta_{t, n, k}$ corresponde a los multiplicadores que expresan las variables como una combinación convexa, \mathbf{N} corresponde al número de puntos tomados para discretizar el almacenamiento, \mathbf{K} el número de puntos para el caudal, \mathbf{I}_t al aporte hídrico al embalse durante el período y \mathbf{S}_t la pérdida agua por desbordamiento y/o evaporación. A mayor cantidad de puntos mayor precisión y mayor tiempo de cómputo.



CURVA DE HIDRO-GENERACIÓN "EXACTA"

En resumen, las no-linealidades inherentes a la función hidro-generación pueden aproximarse por trozos funciones lineales, que conforman un "convex hull", manteniendo el modelo lineal.

Esta representación, más precisa, resulta en problemas de optimización más complejos y aumenta el tiempo de computación.

Pero considerando que el efecto del modelaje de la cabeza hidráulica cambia las políticas de manejo de los embalses que afectan no sólo a la producción de energía, sino también a la disponibilidad de agua en todo el sistema, el costo adicional se justifica.

Adicionalmente, el perfil del riesgo del sistema cambia, aparentando ser menos riesgoso cuando se simula con una línea de energía constante.

Los resultados demuestran que considerar variable la productividad de las plantas de energía hidroeléctrica es de suma importancia, ya que al ignorarlo se introduce un sesgo grave en el manejo del sistema.

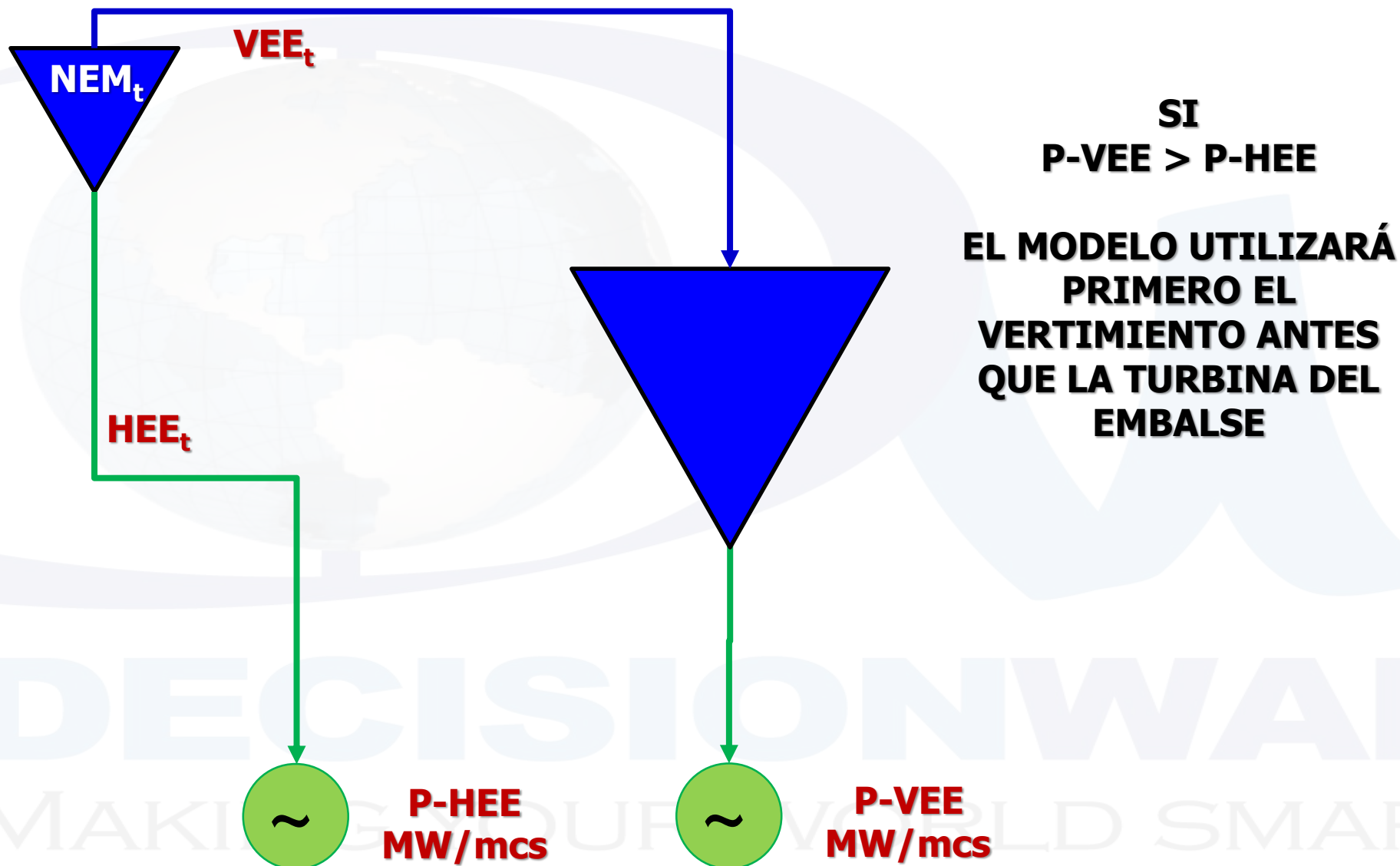
MODELAMIENTO VERTIMIENTOS

Es bastante común que los **vertimientos** y los **caudales mínimos** sean manejados por medio de restricciones blandas, **que implican penalizaciones subjetivas en la función objetivo.**

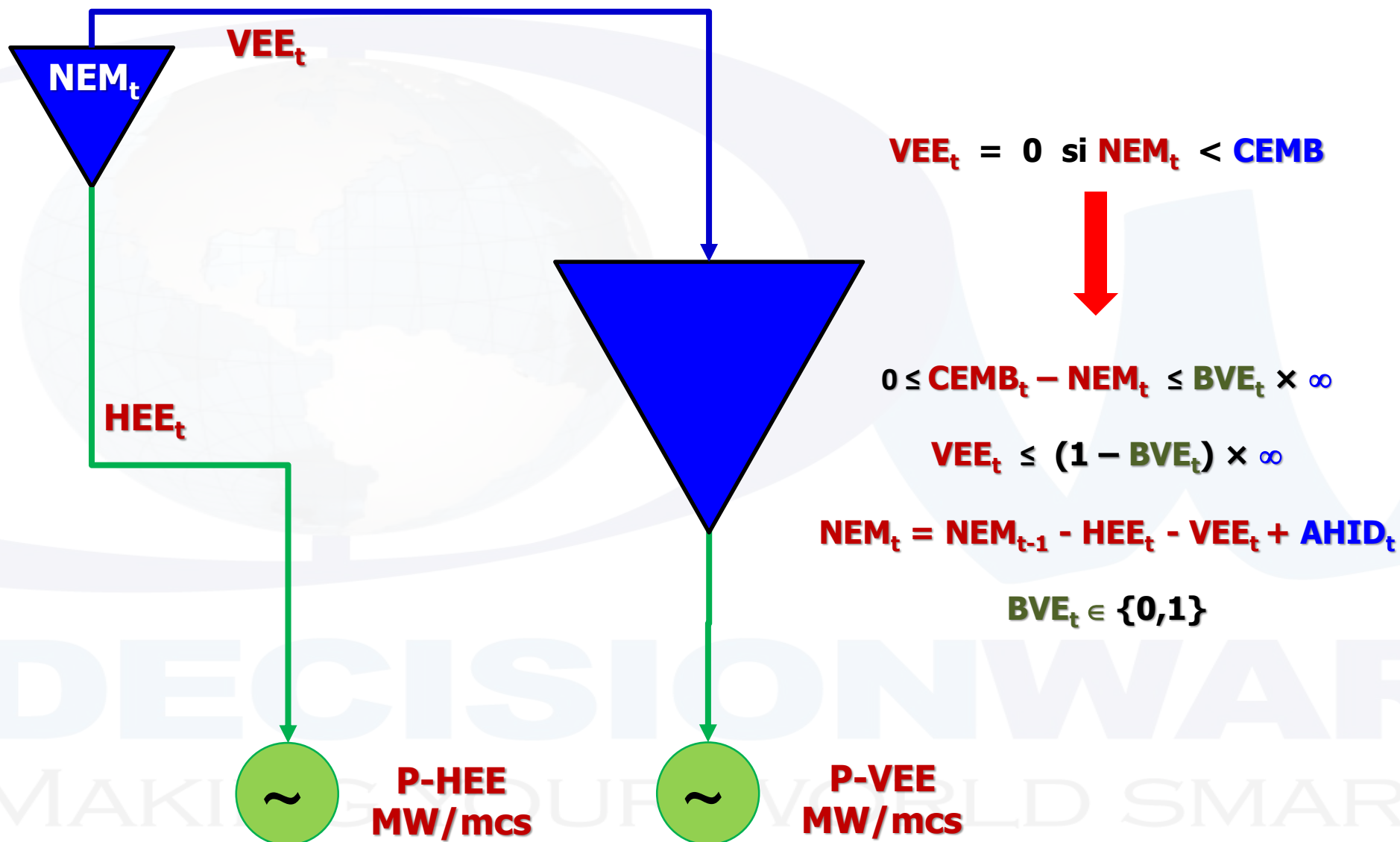
Los problemas derivados de las penalizaciones se concentran en el hecho de que son artificios matemáticos para controlar la representatividad de la solución física de problema, variables primales, que termina alterando la representatividad de la solución económica, variables duales (multiplicadores de Lagrange o variables duales o costos/beneficios de oportunidad).

Lo anterior puede llevar a decisiones equivocadas, cuando las variables económicas, son utilizadas para estimar el precio del mercado spot de los energéticos, principalmente la variable dual asociada a la ecuación de demanda que se considera un "proxy" del precio spot de la electricidad.

MODELAMIENTO VERTIMIENTOS



MODELAMIENTO VERTIMIENTOS



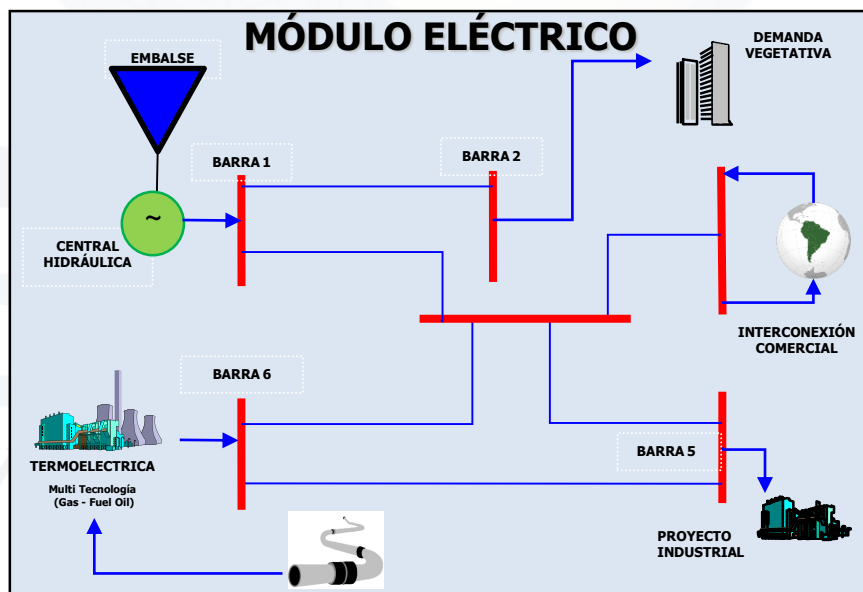
OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

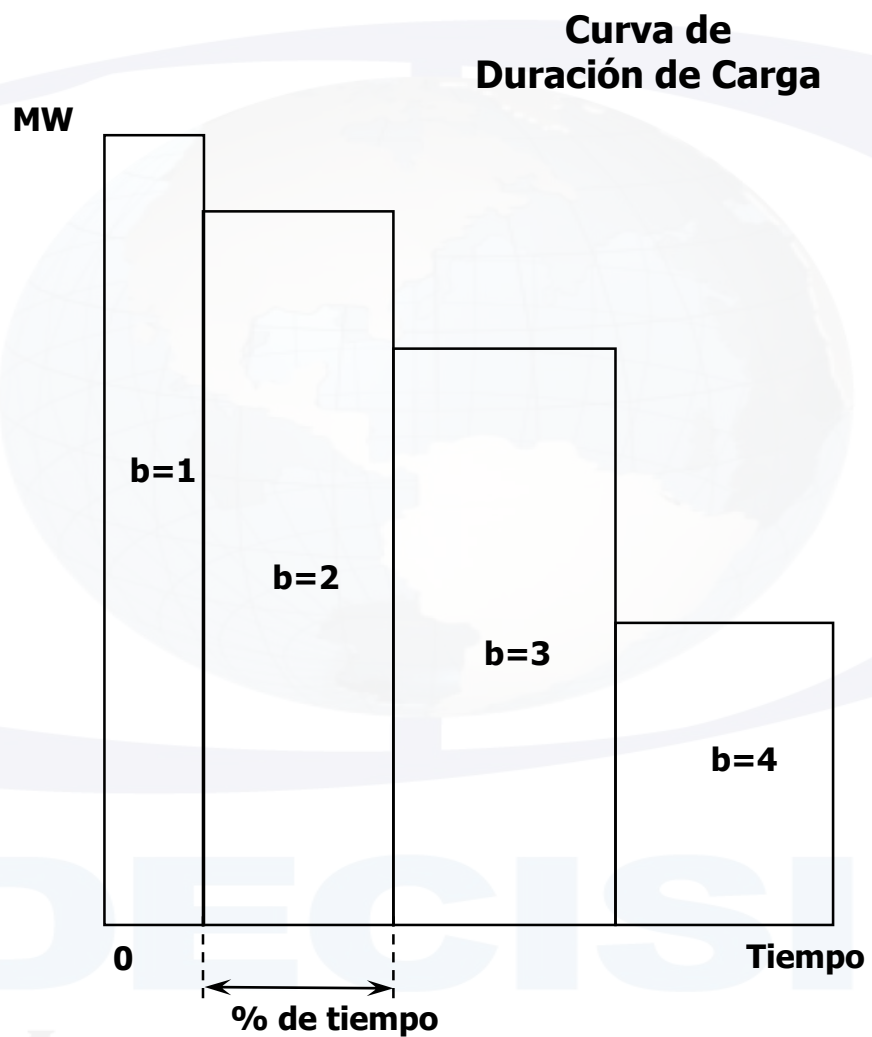
PHYSICAL MODELING – ELECTRIC SYSTEM



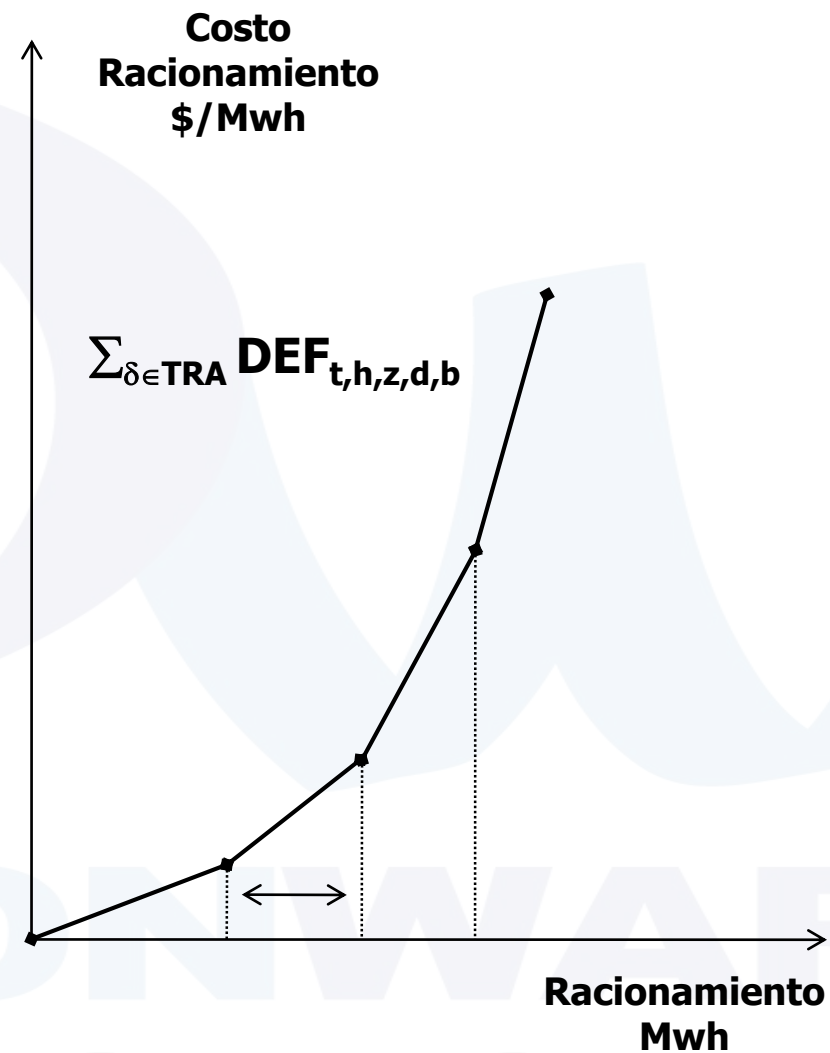


ONWARE
WORLD SMARTER

MODELAMIENTO DE LA DEMANDA



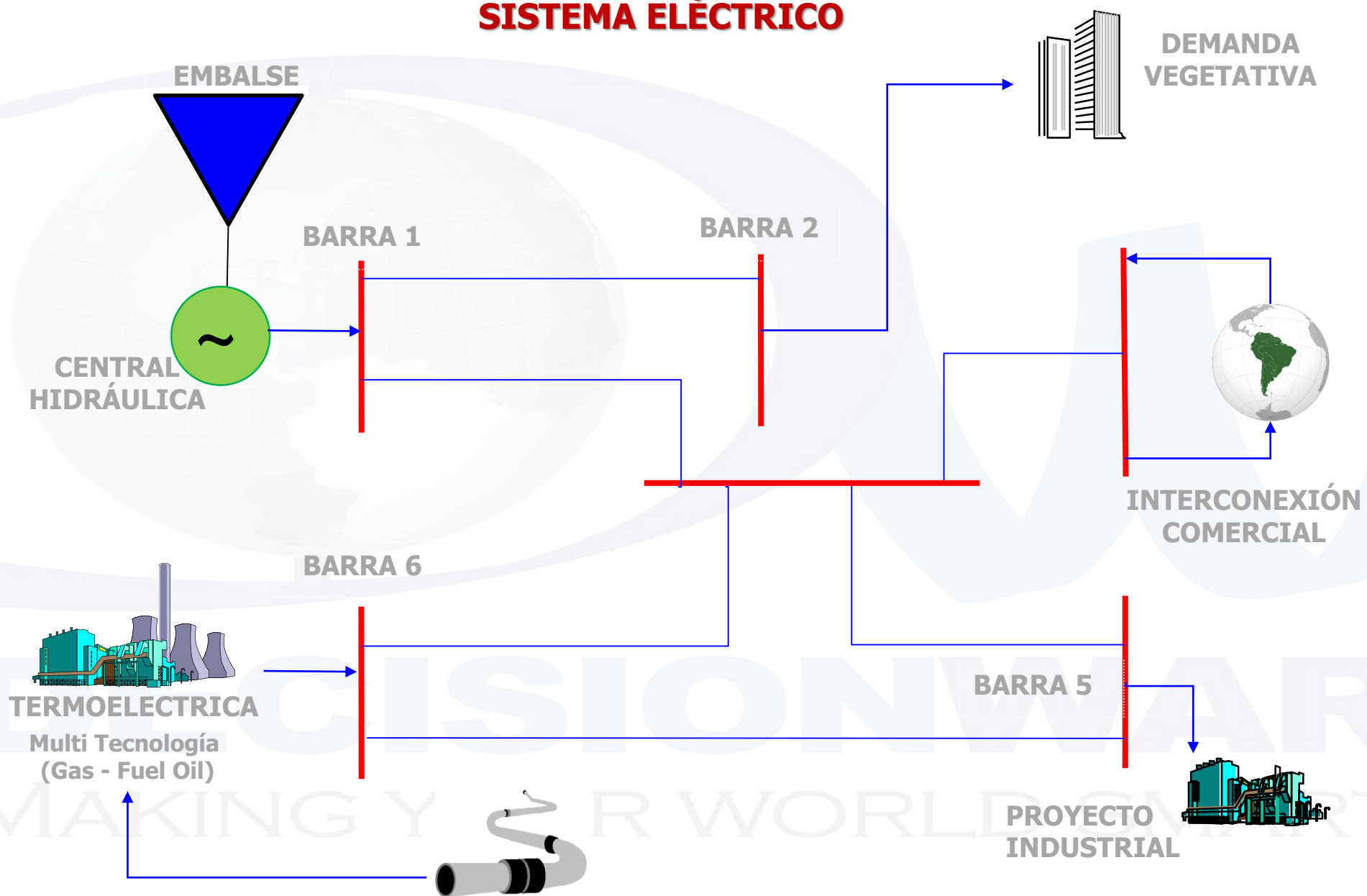
DEMANDA



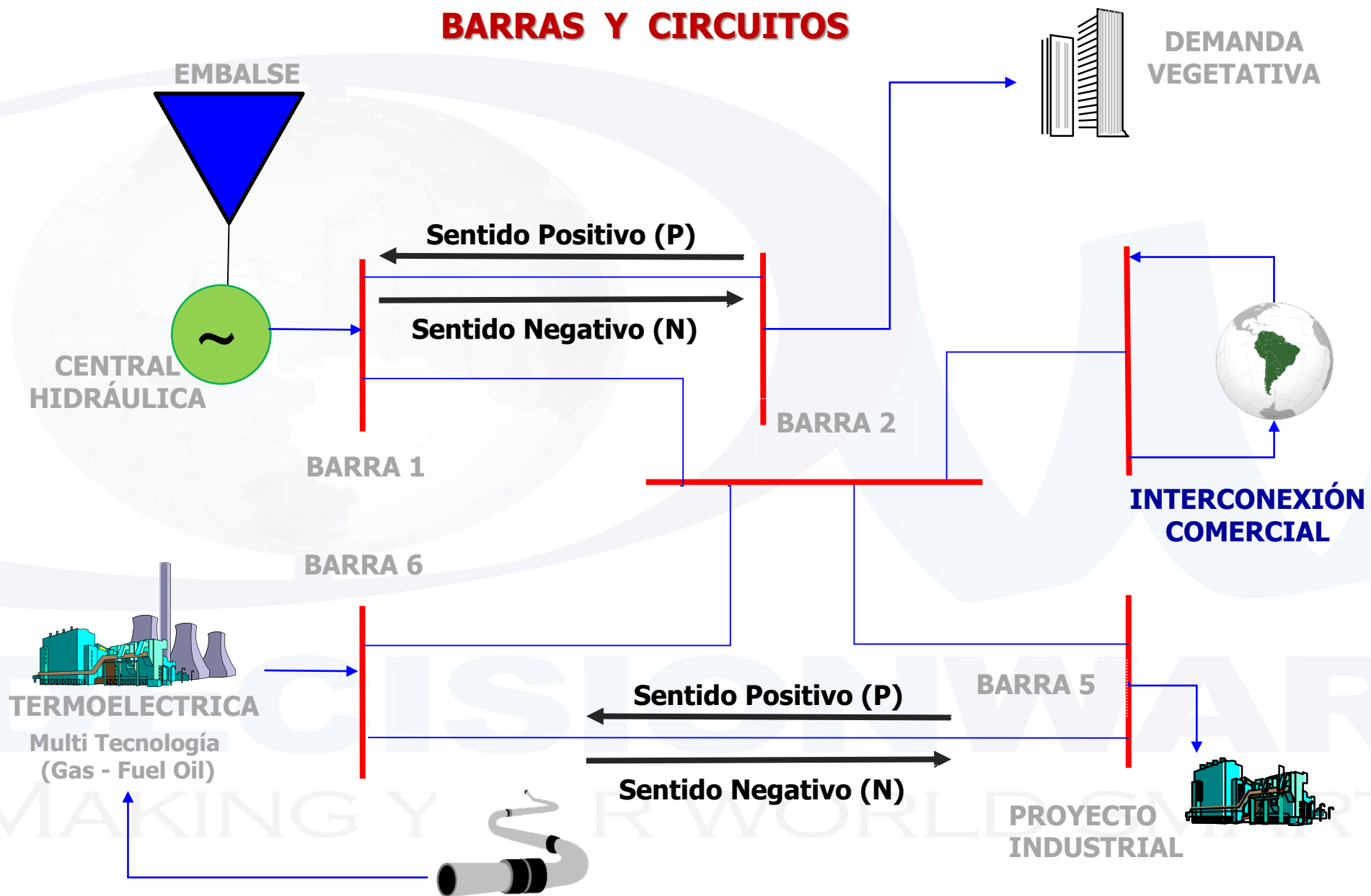
COSTO DÉFICIT

DECISIONWARE
MAKING YOUR WORLD SMARTER

SISTEMA ELÉCTRICO



SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO BARRAS Y CIRCUITOS



MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

ALTERNATIVAS

FLUJO: SISTEMA DE TRANSPORTE
PÉRDIDAS: FUNCIÓN DE PÉRDIDAS LINEALIZADA

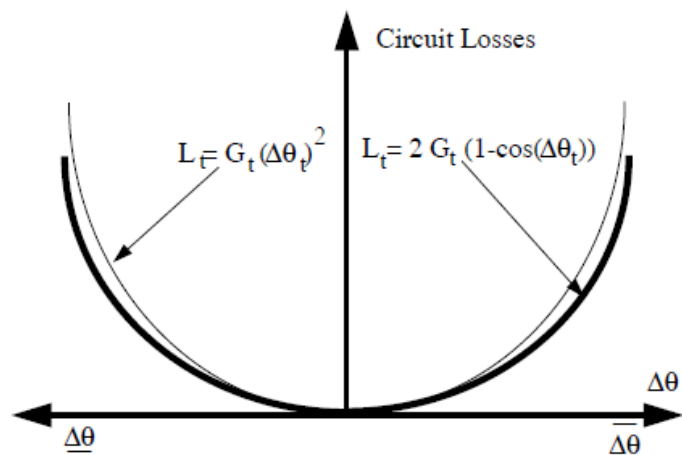
FLUJO: SEGUNDA LEY DE KIRCHHOFF
PÉRDIDAS: FUNCIÓN DE PÉRDIDAS LINEALIZADA

FLUJO: SEGUNDA LEY DE KIRCHHOFF
PÉRDIDAS: APROXIMACIÓN LINEAL DE LA APROXIMACIÓN COSENOIDAL

DECISIONWARE

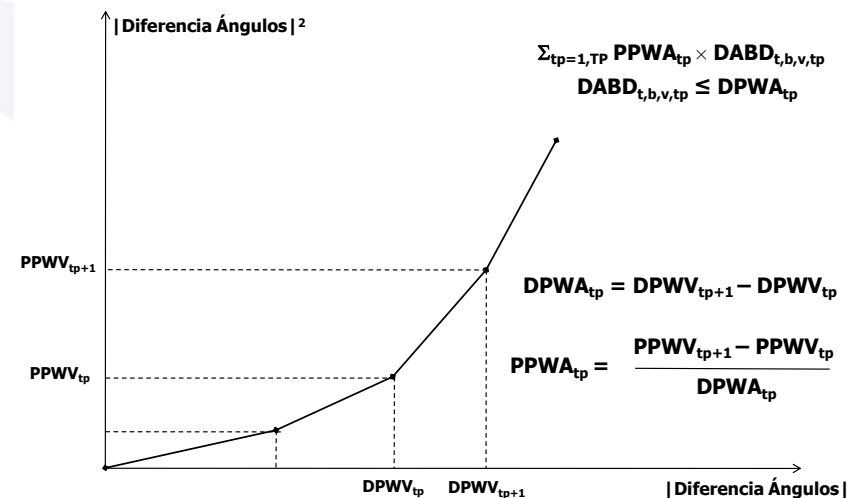
MAKING YOUR WORLD SMARTER

PÉRDIDAS ÓHMICAS

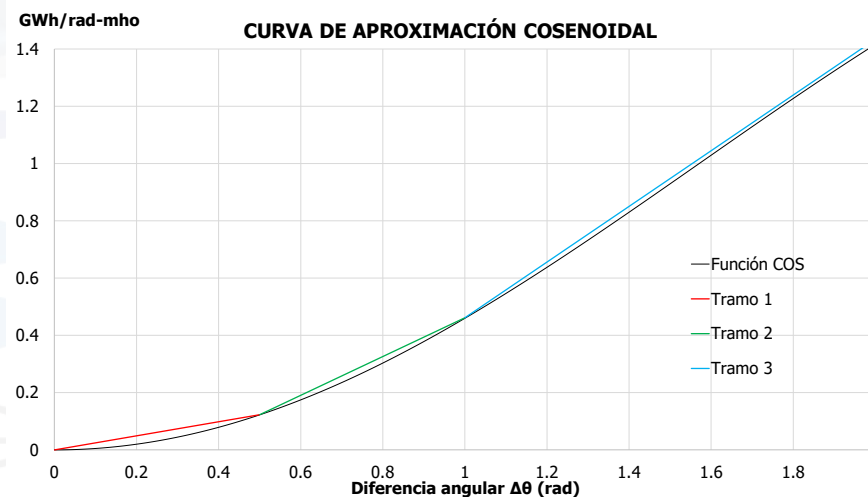


Metodología: Aproximación Cuadrática

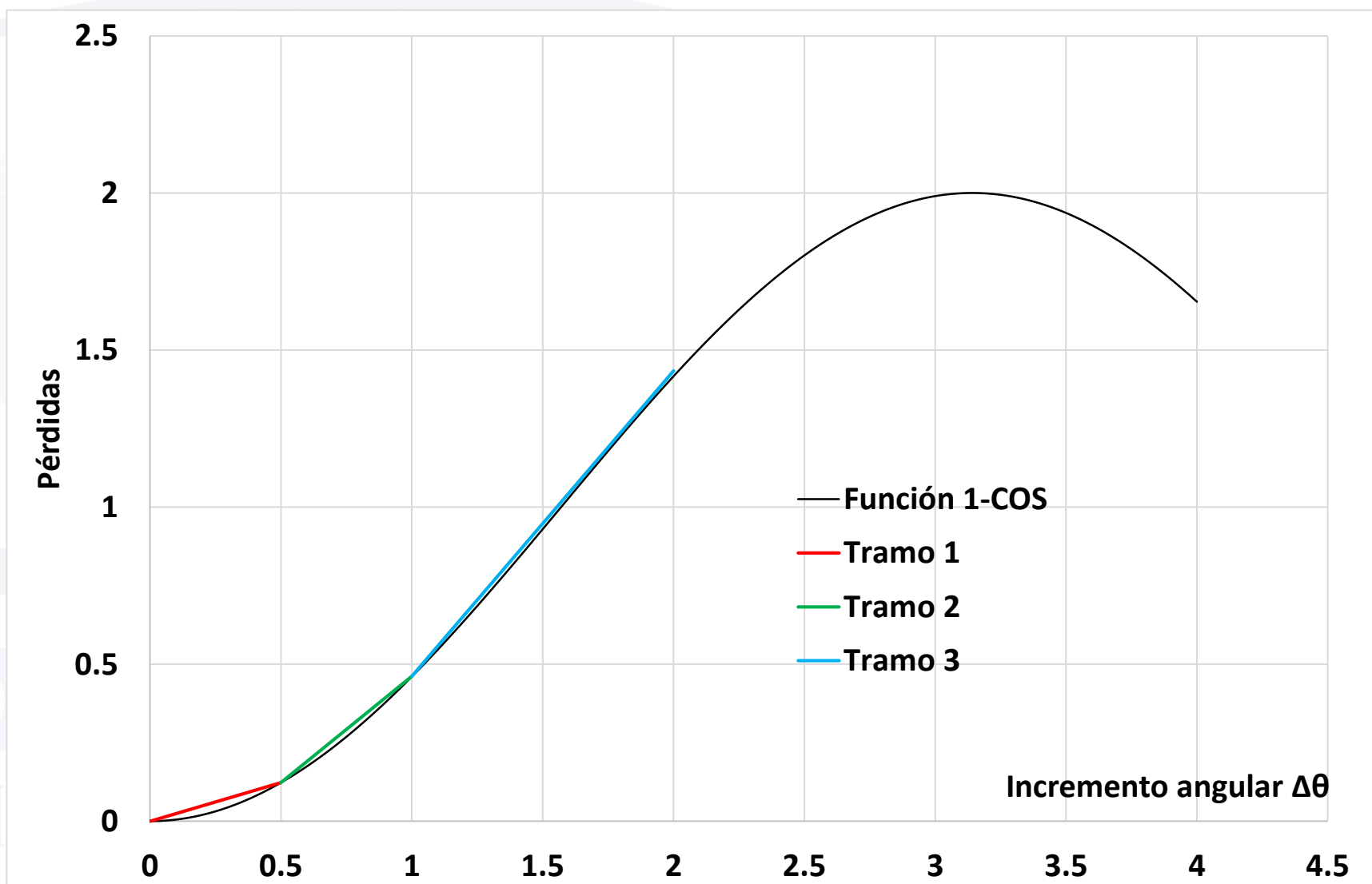
CURVA DIFERENCIA ÁNGULOS AL CUADRADO



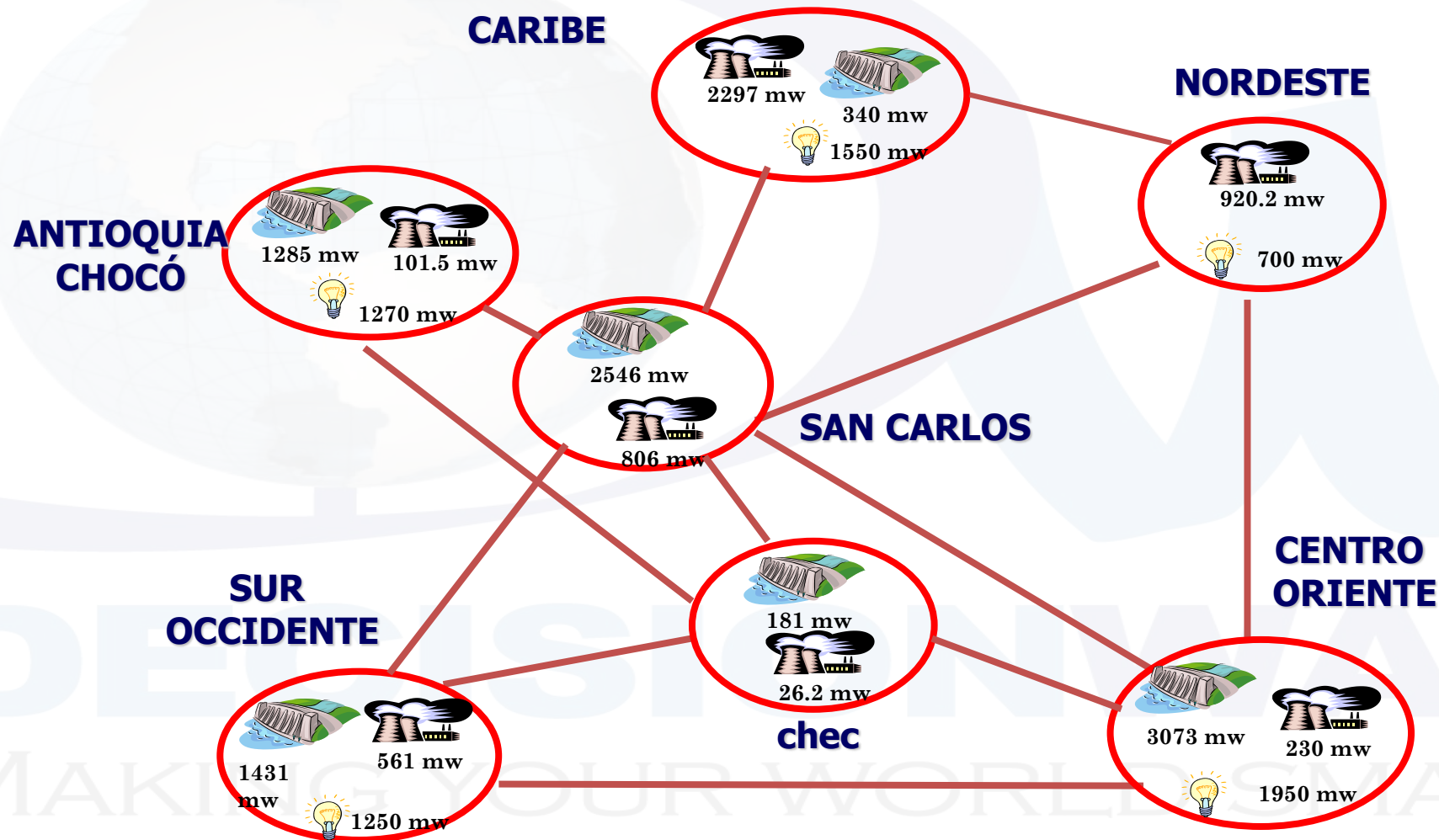
CURVA APROXIMADA



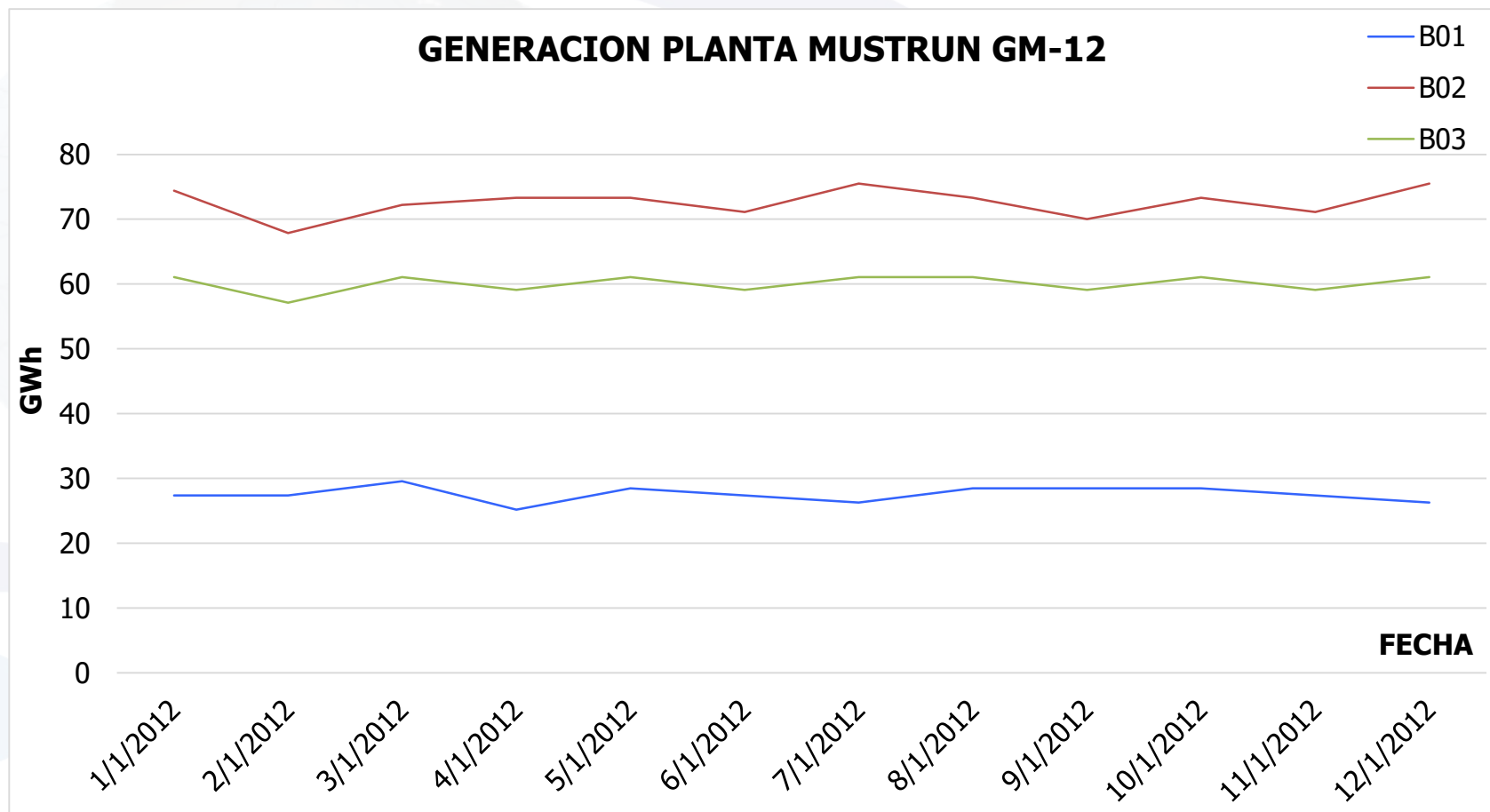
APROXIMACIÓN HASTA 2 RAD CON 3 TRAMOS



SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO VÍA AREAS OPERATIVAS



CENTRALES TIPO MUST RUN (CARBÓN - NUCLEAR)



CENTRALES TIPO MUST RUN (CARBÓN - NUCLEAR)

ARRANQUE PARADA DE PLANTAS
ARRANQUE POR PERÍODO

$$BAR_{t,p} \times GMIN_{t,p} \leq GTE_{t,p} \leq BAR_{t,p} \times GMAX_{t,p}$$

$BAR_t \in \{0,1\} \rightarrow$ Arranque Planta Térmica

COSTO:

$$CVGT_{t,p} \times GTE_{t,p} + CARR_p \times BAR_{t,p}$$

CENTRALES TIPO MUST RUN (CARBÓN - NUCLEAR)

ARRANQUE PARADA DE PLANTAS OPERACIÓN CONTINUA

$$EST_{t,p} \times GMIN_{t,p} \leq GTE_{t,p} \leq EST_{t,p} \times GMAX_{t,p}$$

$$EST_{t,p} - EST_{t-1,p} \leq BAR_{t,p}$$

$BAR_t \in \{0,1\}$ → Arranque Planta Térmica

$EST_{t,p} \in \{0,1\}$ → Estado Planta Térmica (off, on)

COSTO:

$$CVGT_{t,p} \times GTE_{t,p} + CARR_p \times BAR_{t,p}$$

CENTRALES TIPO MUST RUN (CARBÓN - NUCLEAR)

ARRANQUE PARADA DE PLANTAS
OPERACIÓN CONTINUA

$$EST_{t,p} - EST_{t-1,p} \leq BAR_{t,p}$$

$EST_{t,p}$	-	$EST_{t-1,p}$	\leq	$BAR_{t,p}$
1	-	0	\geq	1
0	-	0	\geq	0
1	-	1	\geq	0
0	-	1	\geq	0

COSTO:

$$CVGT_{t,p} \times GTE_{t,p} + CARR_p \times BAR_{t,p}$$

FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES



FILO DE AGUA

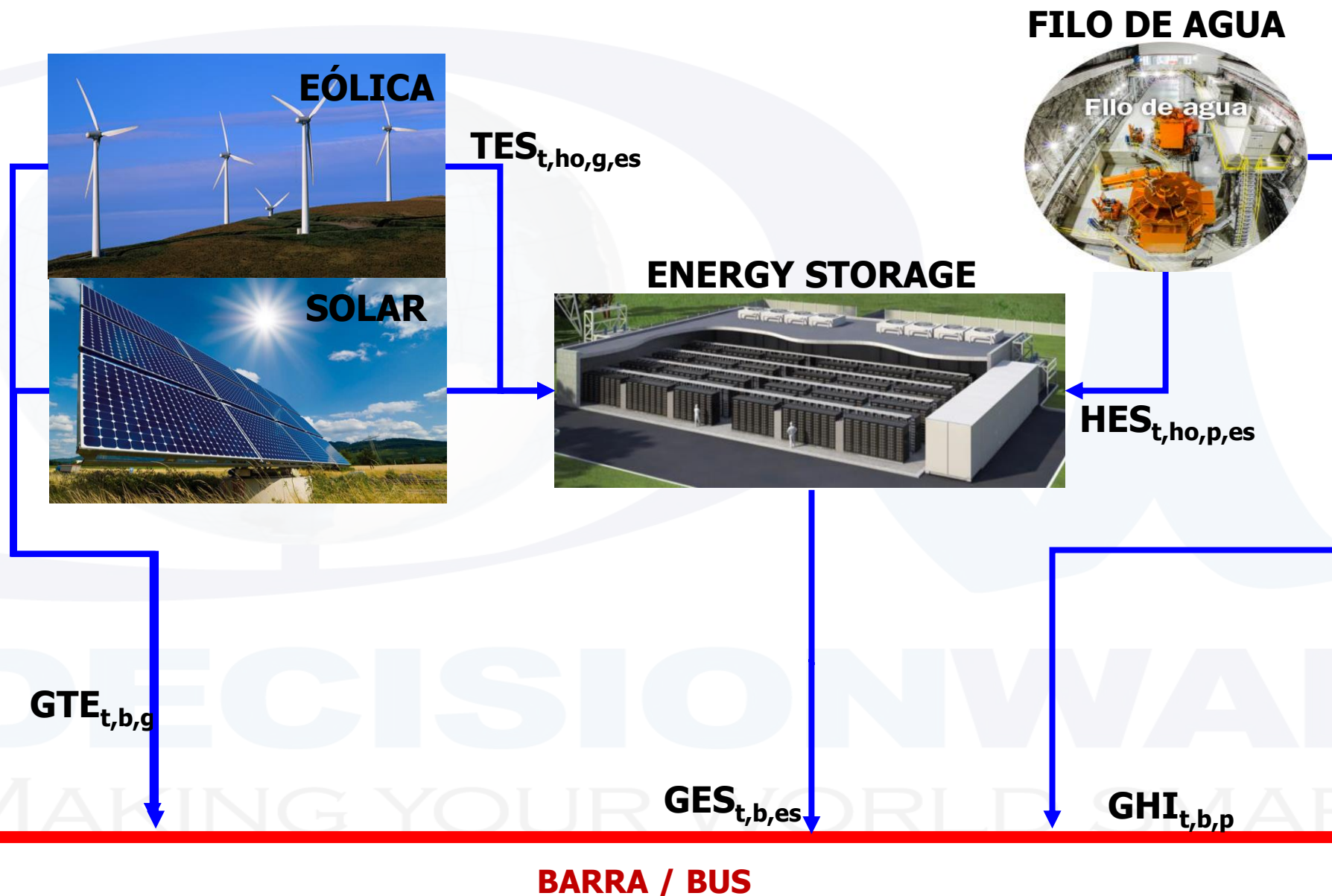


$GTE_{t,b,g}$

$GHI_{t,b,p}$

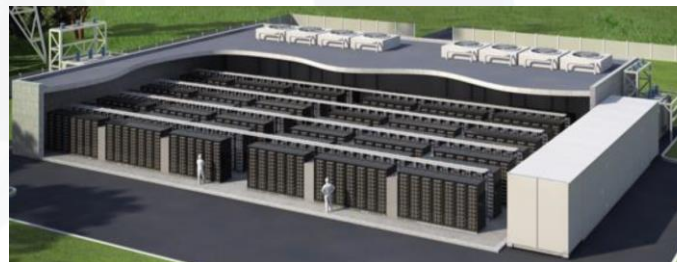
BARRA / BUS

FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES



FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

ENERGY STORAGE



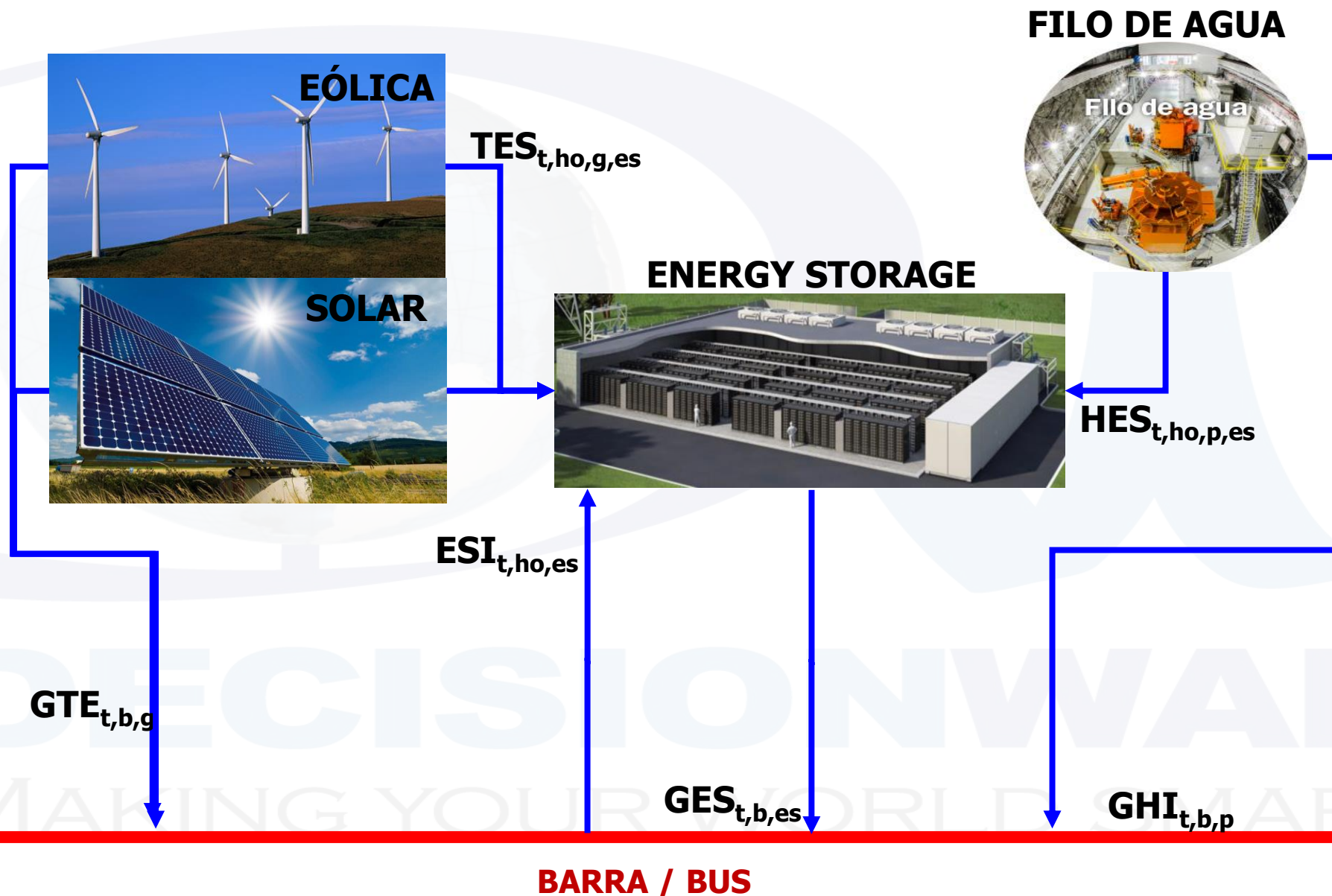
$ESI_{t,ho,es}$

$GES_{t,b,es}$

BARRA / BUS

DECISIONWARE
MAKING YOUR WORLD SMARTER

FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

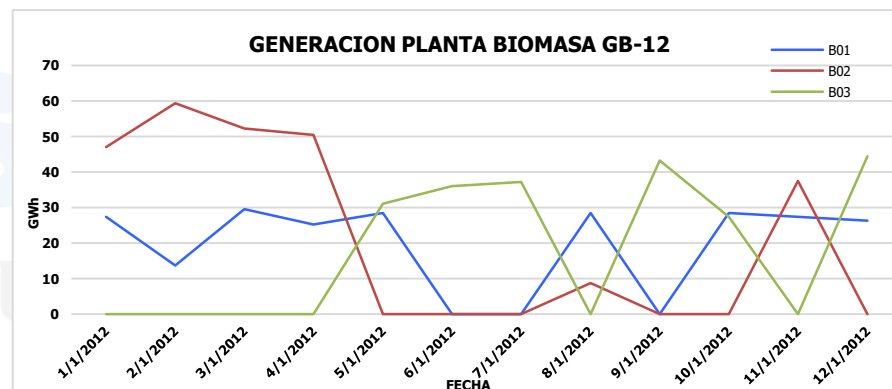
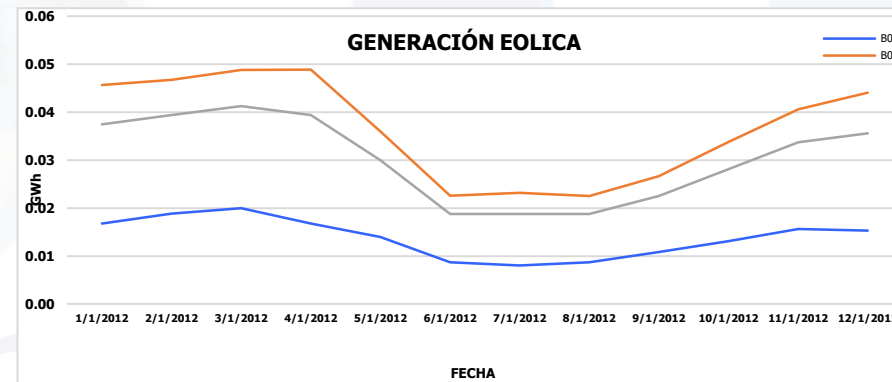
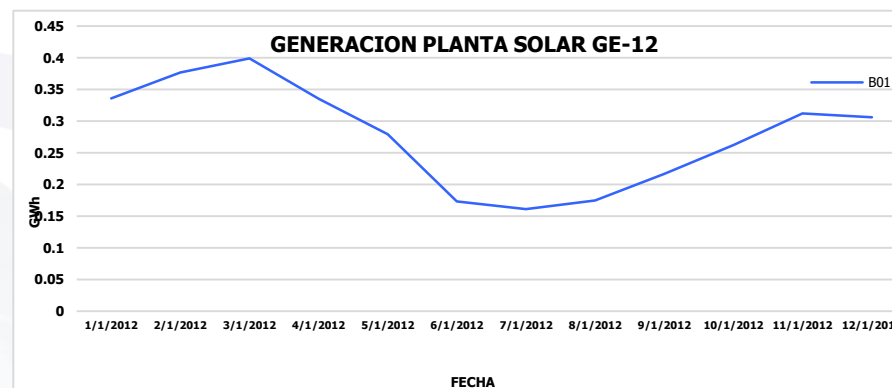


CENTRALES: SOLARES, EOLICAS, BIOMASA

Fecha:	Cod_Cte:	Cod_Bce:	Gsol:
01/01/2012	GS-12	B01	20.0
01/02/2012	GS-12	B01	21.0
01/03/2012	GS-12	B01	22.0
01/04/2012	GS-12	B01	21.0
01/05/2012	GS-12	B01	16.0
01/06/2012	GS-12	B01	10.0
01/07/2012	GS-12	B01	10.0
01/08/2012	GS-12	B01	10.0
01/09/2012	GS-12	B01	12.0
01/10/2012	GS-12	B01	15.0
01/11/2012	GS-12	B01	18.0
01/12/2012	GS-12	B01	19.0

Fecha:	Cod_Cte:	Mweo:
01/01/2012	GE-12	100.0
01/02/2012	GE-12	105.0
01/03/2012	GE-12	110.0
01/04/2012	GE-12	105.0
01/05/2012	GE-12	80.0
01/06/2012	GE-12	50.0
01/07/2012	GE-12	50.0
01/08/2012	GE-12	50.0
01/09/2012	GE-12	60.0
01/10/2012	GE-12	75.0
01/11/2012	GE-12	90.0
01/12/2012	GE-12	95.0

Fecha:	Cod_Cte:	Mwbi:
01/01/2012	GB-12	100.0
01/02/2012	GB-12	105.0
01/03/2012	GB-12	110.0
01/04/2012	GB-12	105.0
01/05/2012	GB-12	80.0
01/06/2012	GB-12	50.0
01/07/2012	GB-12	50.0
01/08/2012	GB-12	50.0
01/09/2012	GB-12	60.0
01/10/2012	GB-12	75.0
01/11/2012	GB-12	90.0
01/12/2012	GB-12	95.0



CENTRALES EOLICAS

2.2.1 A brief introduction to the aerodynamics of wind turbines

Wind turbine power production depends on interaction between the wind turbine rotor and the wind. The mean power output is determined by the mean wind speed, thus only steady-state aerodynamics have been considered to be important in this project and turbulence has been ignored. The first aerodynamic analyses of wind turbines were carried out by Betz [40] and Glauert [41] in the late 1920s and early 1930s. Power available in the wind is given by:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A V_{wind}^3 \quad (2.1)$$

In the above equation, ρ is air density, A is area swept by blades, and V_{wind} is wind speed. Betz proved that the maximum power extractable by an ideal turbine rotor with infinite blades from wind under ideal conditions is 59.26% (0.5926 times) of the power available in the wind. This limit is known as the Betz limit. In practice, wind turbines are limited to two or three blades due to a combination of structural and economic considerations, and hence, the amount of power they can extract is closer to about 50% (0.5 times) of the available power. The ratio of extractable power to available power is expressed as the rotor power coefficient C_p . The extractable power can thus be written as:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} C_p \rho A V_{wind}^3 \quad (2.2)$$

CENTRALES EOLICAS

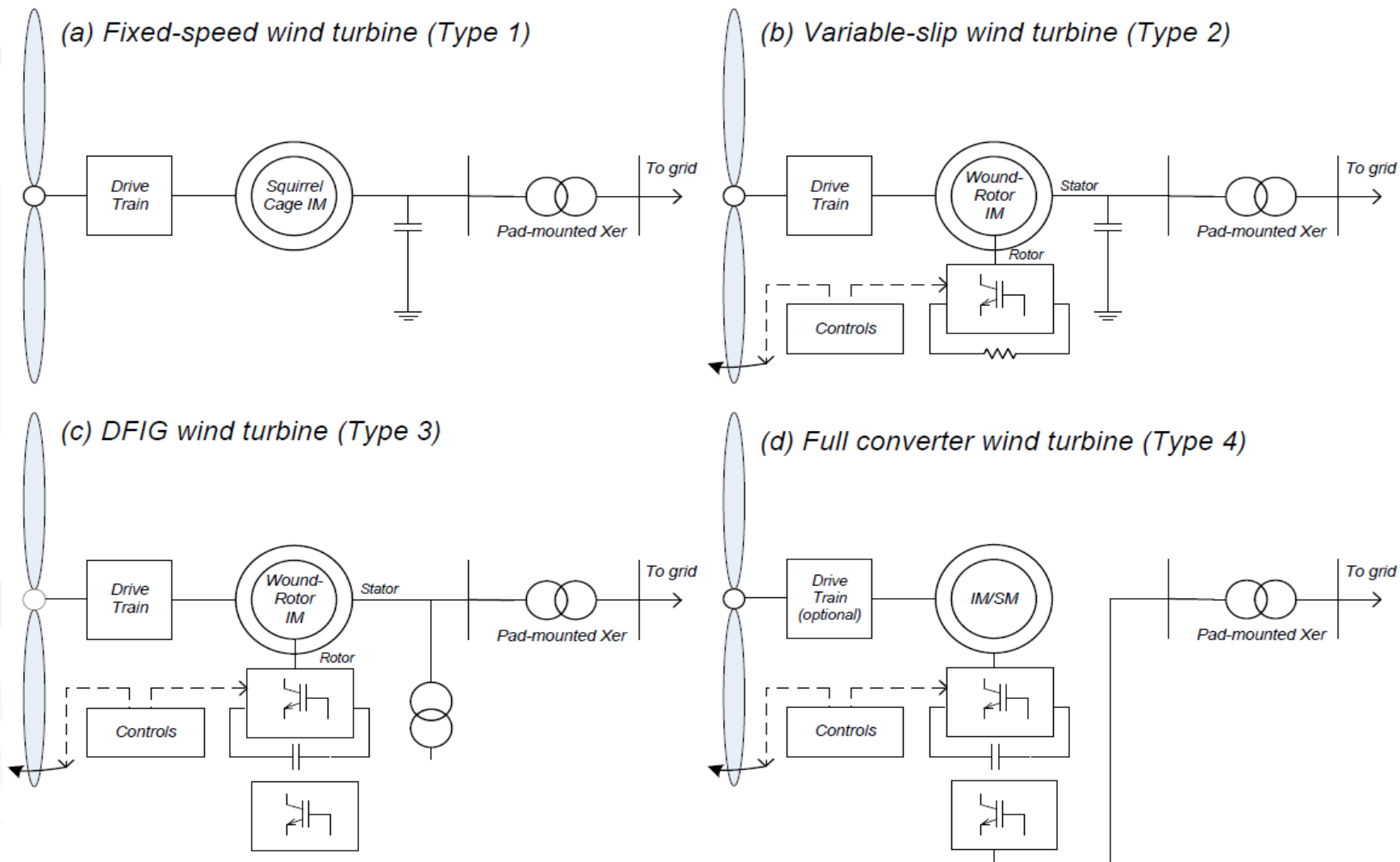
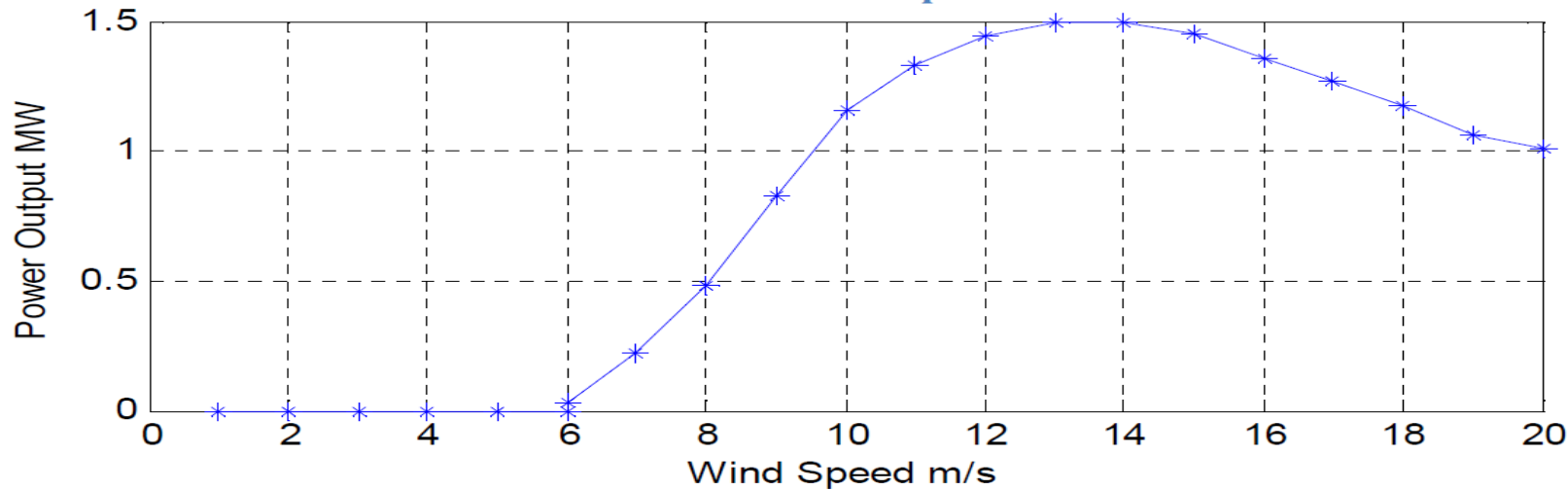


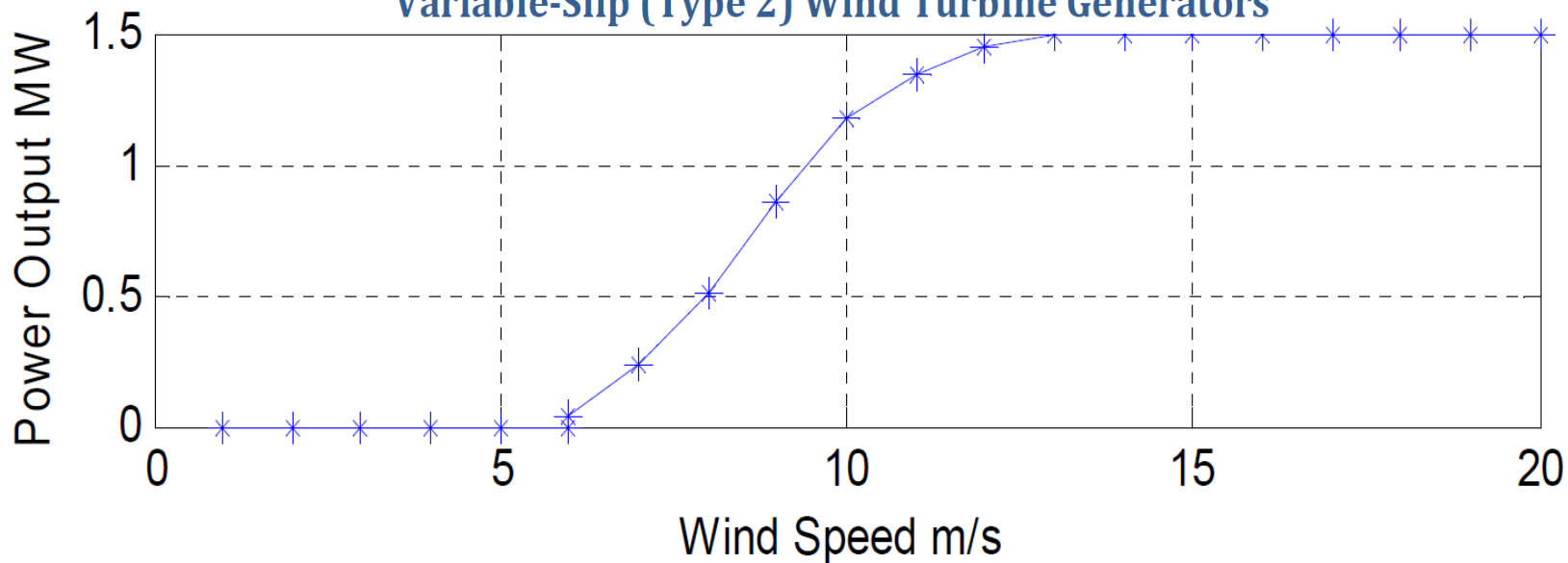
Figure 1.2: Dominant wind turbine technologies.

CENTRALES EOLICAS

Power Curve for Fixed-Speed Model

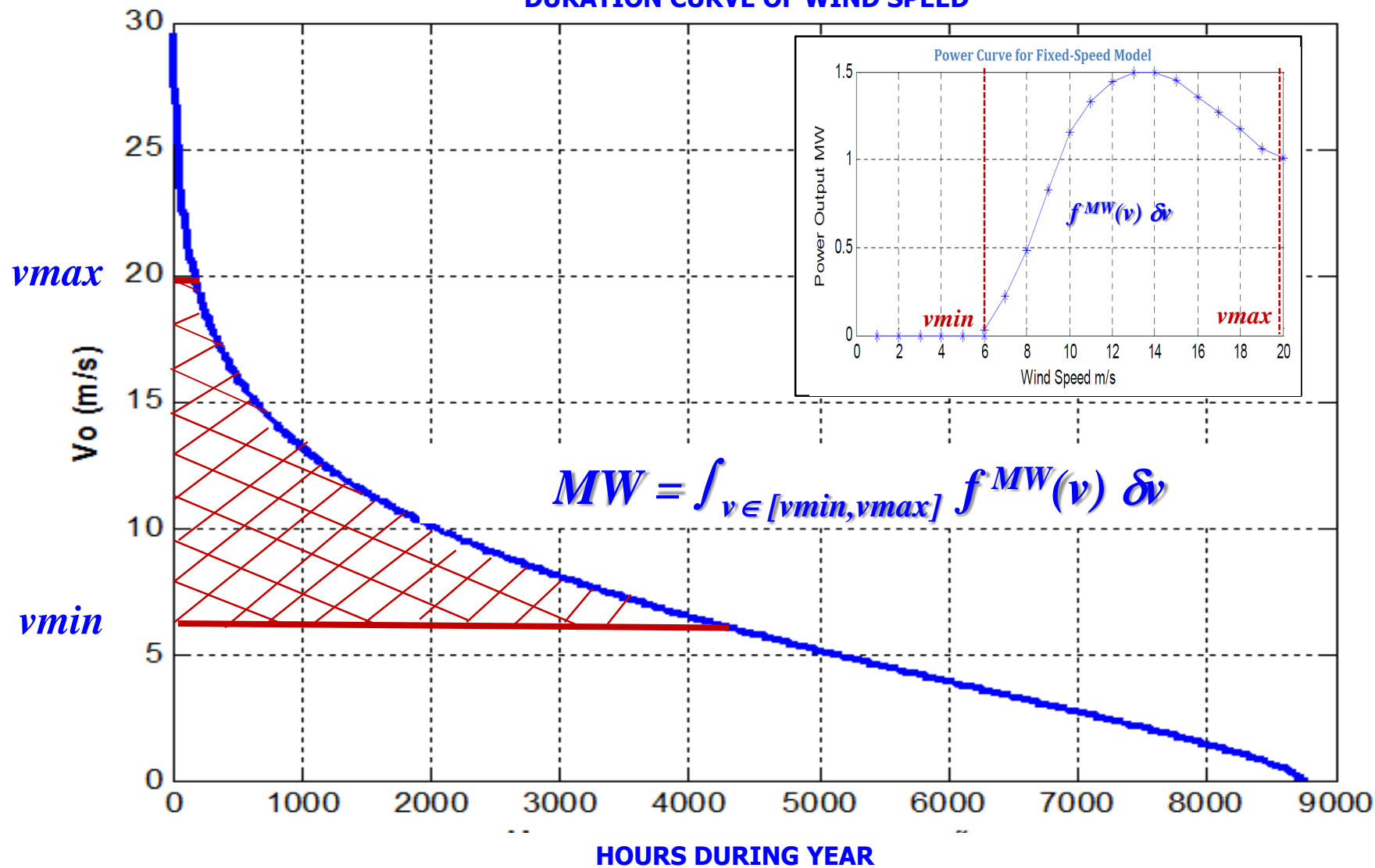


Variable-Slip (Type 2) Wind Turbine Generators



WIND POWER FORECASTING

DURATION CURVE OF WIND SPEED

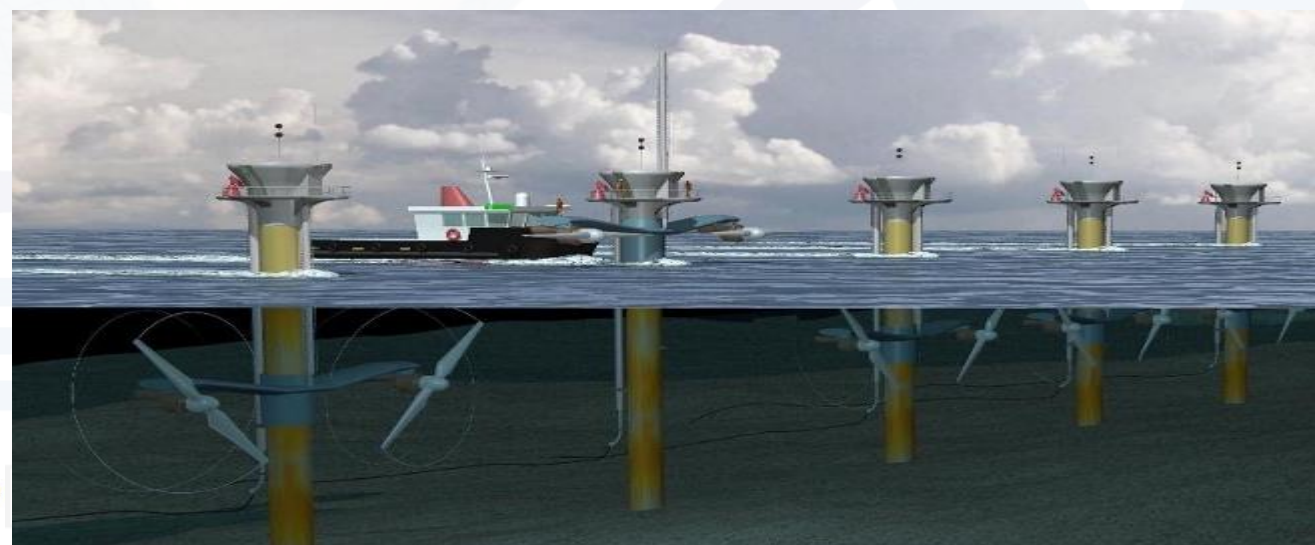
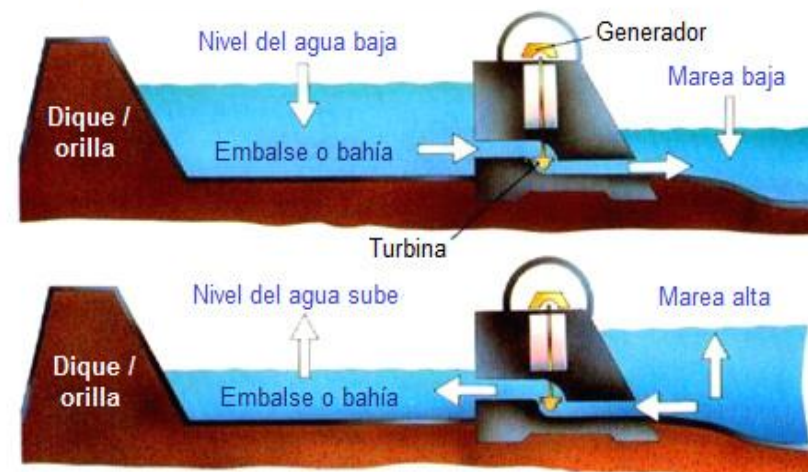
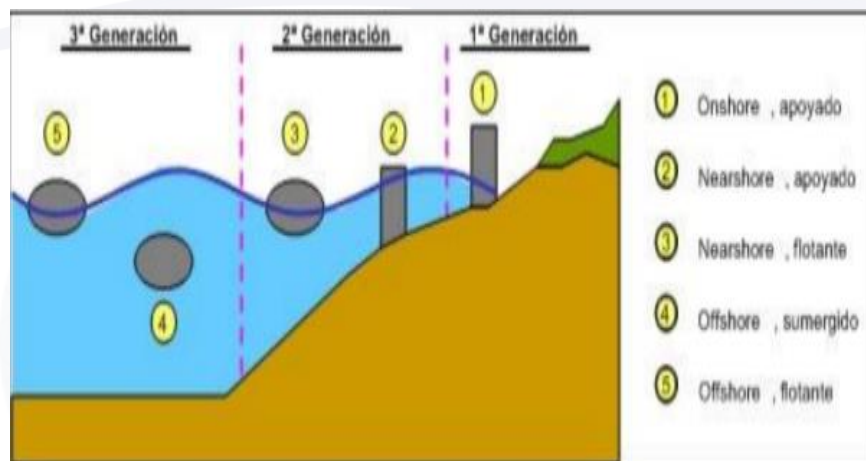


RE
TER

OTRAS FUENTES DE ENERGÍA: **GEOTÉRMICA**

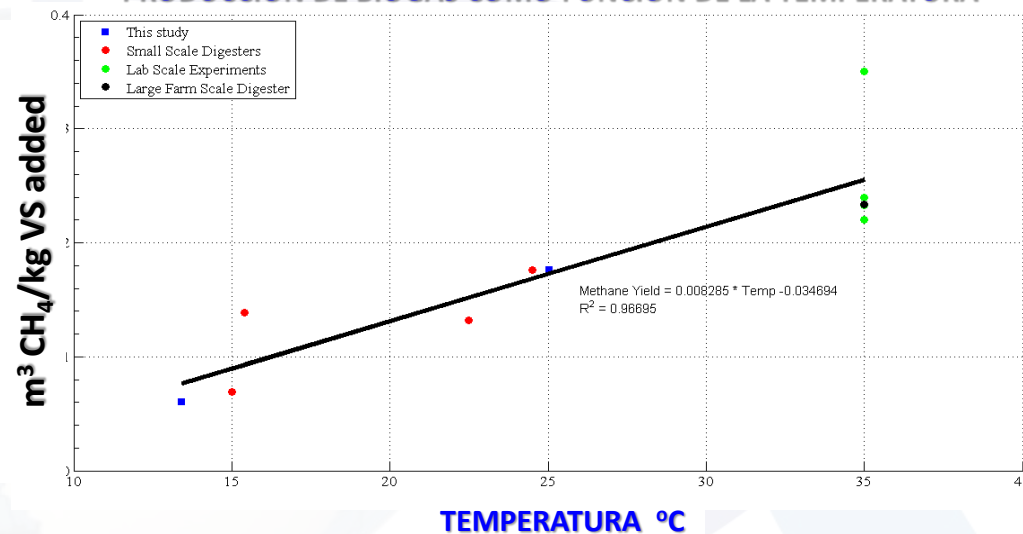


OTRAS FUENTES DE ENERGÍA: MARÍTIMA (WAVE POWER)

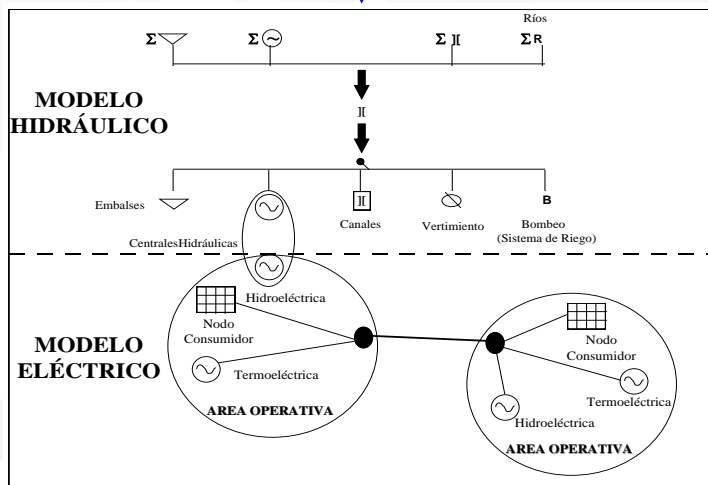


OTRAS FUENTES DE ENERGÍA: BIOMASA

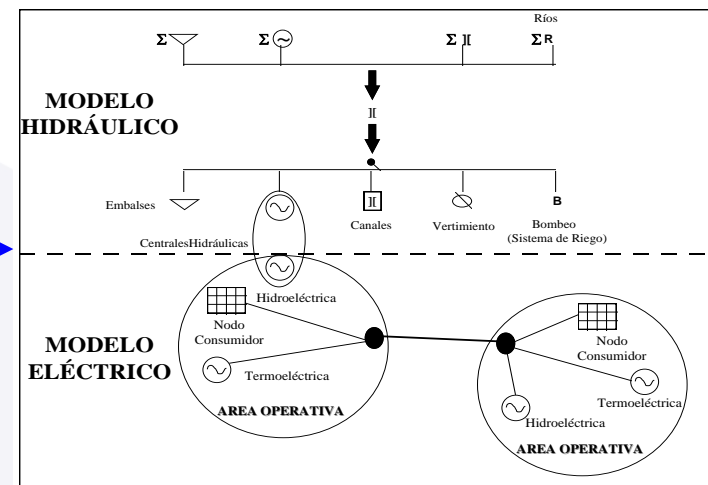
PRODUCCIÓN DE BIOGÁS COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA



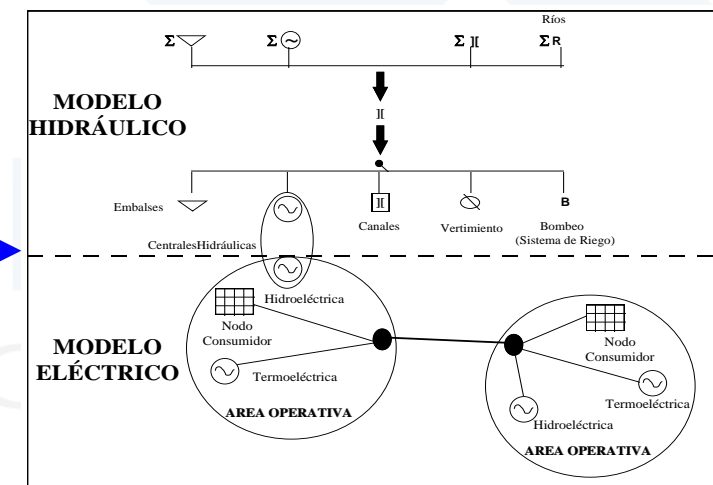
INTERCONEXIÓN ELECTRICA MULTIRREGIÓN (COORDINADA)



COLOMBIA



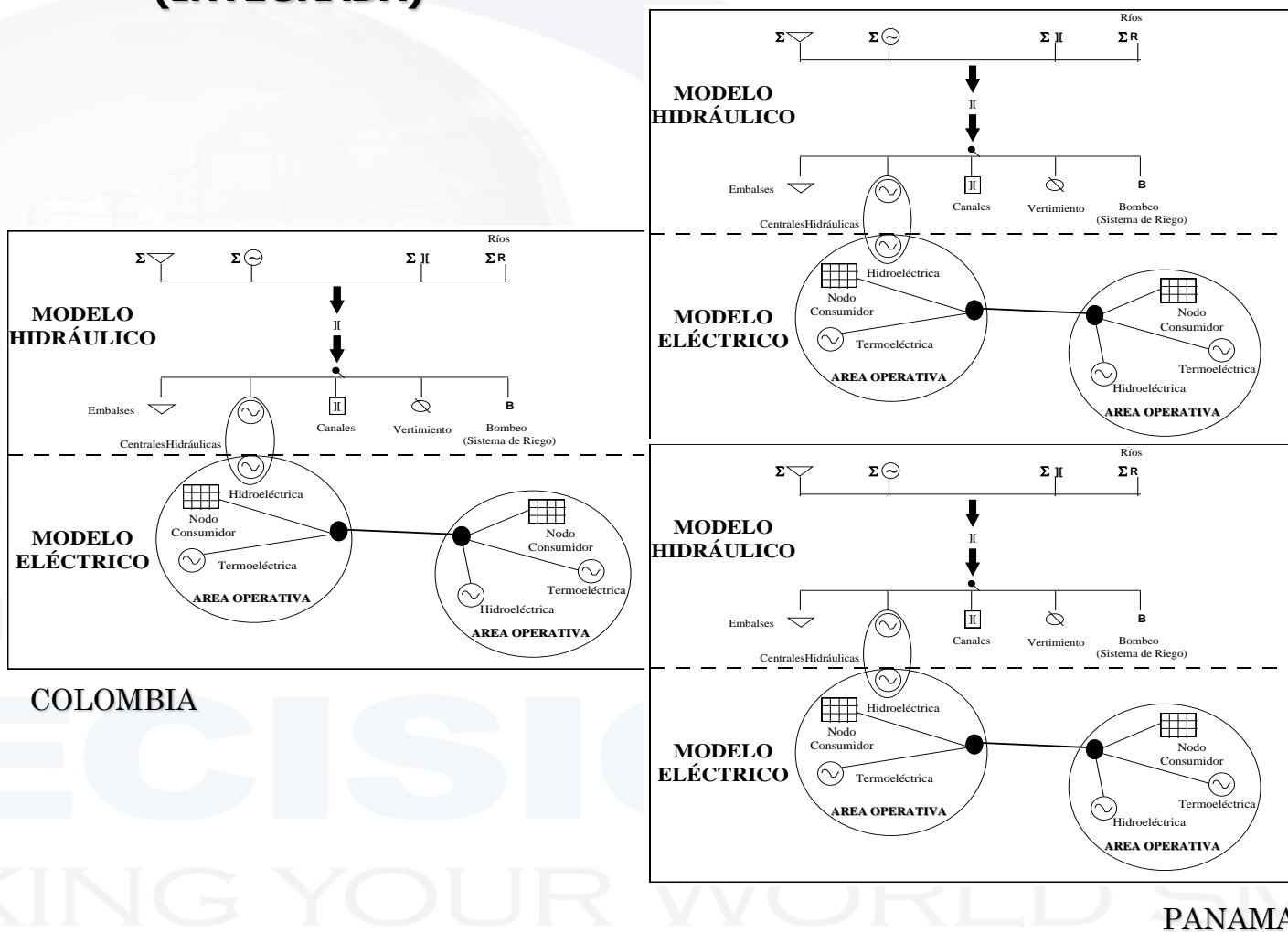
ECUADOR



PANAMA

DECISIONWARE
MAKING YOUR WORLD SMARTER

INTERCONEXIÓN ELECTRICA MULTIRREGIÓN (INTEGRADA)



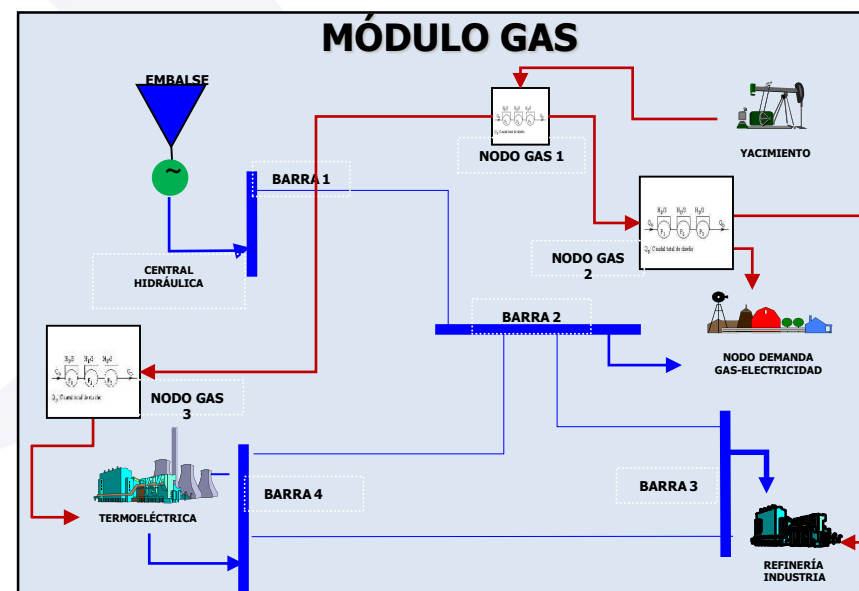
OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

PHYSICAL MODELING – NATURAL GAS SYSTEM





DECISIONWARE
MAKING YOUR WORLD SMARTER

OPCHAIN-GAS

OPTIMIZING NATURAL GAS SUPPLY CHAIN

OPCHAIN-GAS corresponde a un conjunto de modelos matemáticos orientados a soportar de las decisiones de los diferentes agentes que participan en la cadena de abastecimiento de gas natural, a nivel de la planificación sectorial y del negocio de generación de gas natural:

DEMANDA DE GAS NATURAL SECTORIZADA

- Residencial, Industrial, Vehicular, Plantas Térmicas
- Aéreas Operativas

MANEJO DE GAS LICUADO

- Estaciones de Bombeo (Compresión)
- Plantas de Licuefacción
- Plantas de Regasificación

TRANSPORTE DE GAS

- Sistema de Gasoductos
- Restricciones de Presión

DESPACHO ÓPTIMO INTEGRADO DE LOS SISTEMAS DE ELECTRICIDAD Y DE GAS NATURAL

- Determina el punto de equilibrio parcial de los mercados de electricidad y de gas natural bajo condiciones competencia perfecta.
- Analizar el impacto de los contratos “take or pay” de gas en el despacho de electricidad.
- Determinar costos marginales en los dos mercados y su impacto en otros mercados como los del gas vehicular y el gas industrial.
- Análisis del impacto del diseño de un sistema en el otro sistema
- Análisis del impacto de externalidades que se generan en un mercado como consecuencia de acciones en el otro mercado.
- Análisis del comportamiento de los agentes en ambos mercados

DESPACHO ÓPTIMO INTEGRADO DE LOS SISTEMAS DE ELECTRICIDAD Y DE GAS NATURAL

- Sistema de transporte de gas por medio de una red que interconecta yacimientos, plantas térmicas y nodos consumidores de gas vehicular, gas industrial y gas residencial, diferenciados por los segmentos consumidores;
- Manejo dual de combustibles en plantas térmicas
- Demanda de gas considerando dos tipos: la exclusiva del gas y la optimizable que puede abastecerse con electricidad y/o con gas, como puede ser la generación de calor.
- Demanda ubicada en nodos consumidores de gas vehicular, gas industrial y gas residencial, diferenciados por los segmentos consumidores.
- Modelaje agregado del sistema de transporte de gas con base en un sistema de transporte y límites en capacidad
- Modelaje detallado del sistema de transporte de gas que permita visualizar efectos de la infraestructura en el despacho del gas

SECTORES DEMANDA GAS

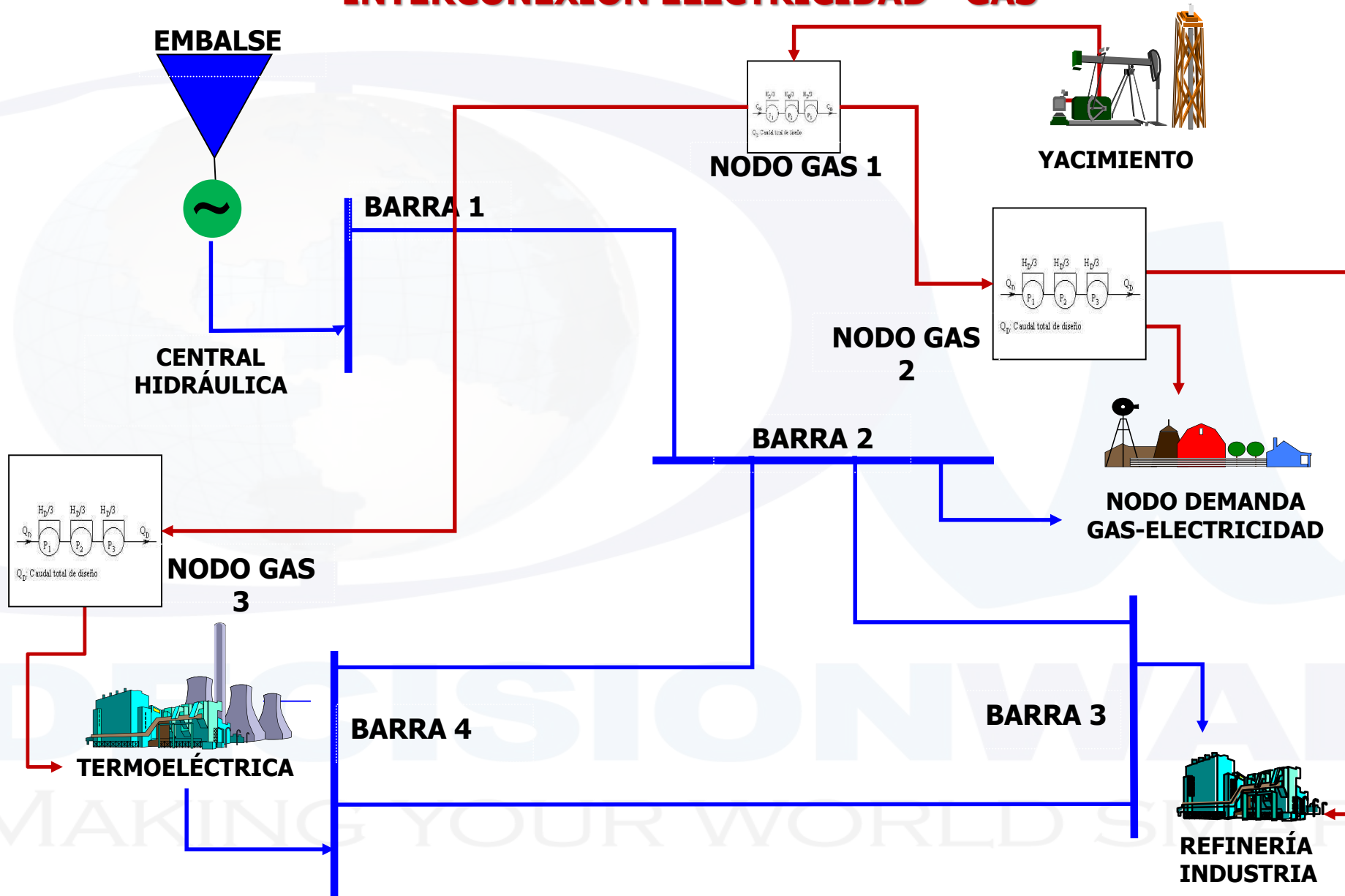


Vehicular
Plantas Térmicas
Industrial
Comercial
Domestico

DECISIONWARE

MAKING YOUR WORLD SMARTER

INTERCONEXIÓN ELECTRICIDAD - GAS



CADENA DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

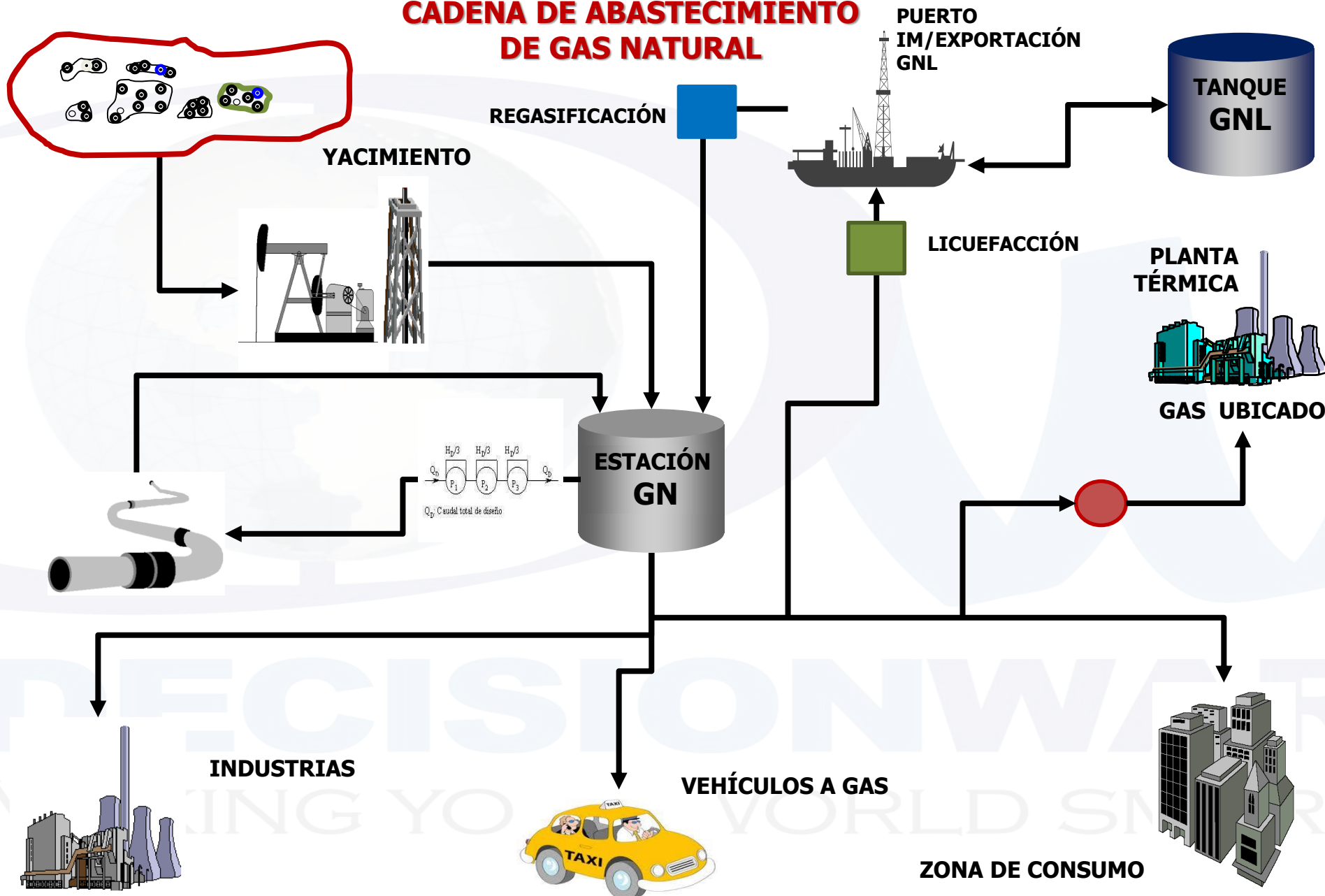
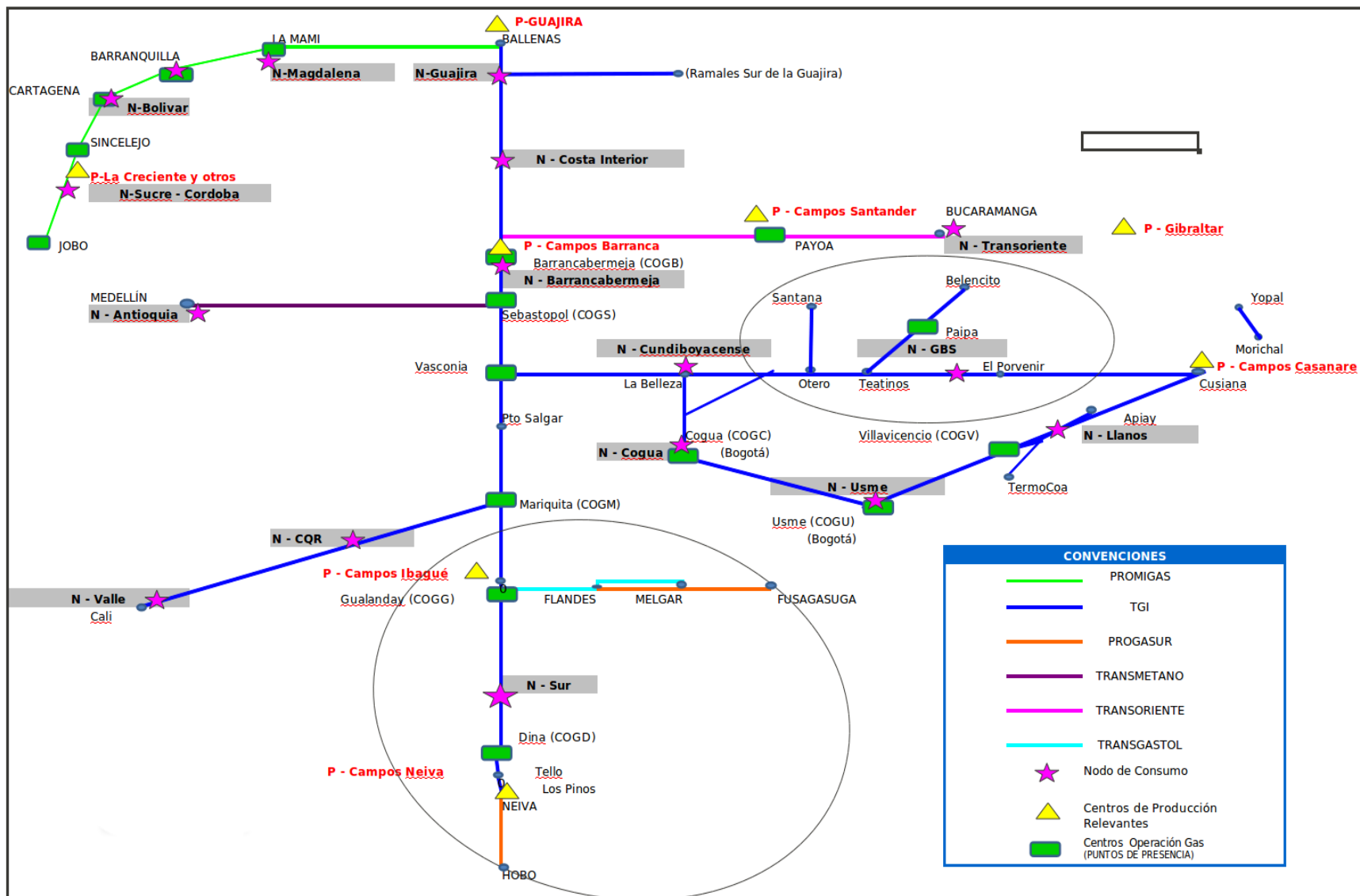


DIAGRAMA DE FLUJO DE GAS ENTRE NODOS



OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

RISK MANAGEMENT



MANEJO DE RIESGOS FINANCIEROS/ECONÓMICOS/FÍSICOS

El manejo del riesgo por medio de modelos neutrales al riesgo que optimizan el valor esperado de la función de rendimiento (mínimo costo) **sin incluir explícitamente las metodologías matemáticas utilizadas para manejo de riesgos en modelos de optimización estocástica** llevan al sistema a posición vulnerables propias de las decisiones que ignoran los riesgos de cualquier tipo.

Lo que conlleva a que el riesgo se maneje por medio de artificios matemáticos cuyo objetivo es racionalizar el uso de los recursos (el hídrico principalmente) bajo condiciones de escases, por ejemplo

Curvas de Mínimos Operativos, o de Aversión al Riesgo, o Niveles de Alerta.

OPCHAIN-E&G permite el manejo de los diferentes tipos de riesgo utilizando formulaciones basadas en aproximaciones empíricas/subjetivas, como las mencionadas, o incluyendo ecuaciones "exactas" (probabilísticas) para controlar los diferentes tipos de riesgos: los financieros y los de escasez del recursos naturales.

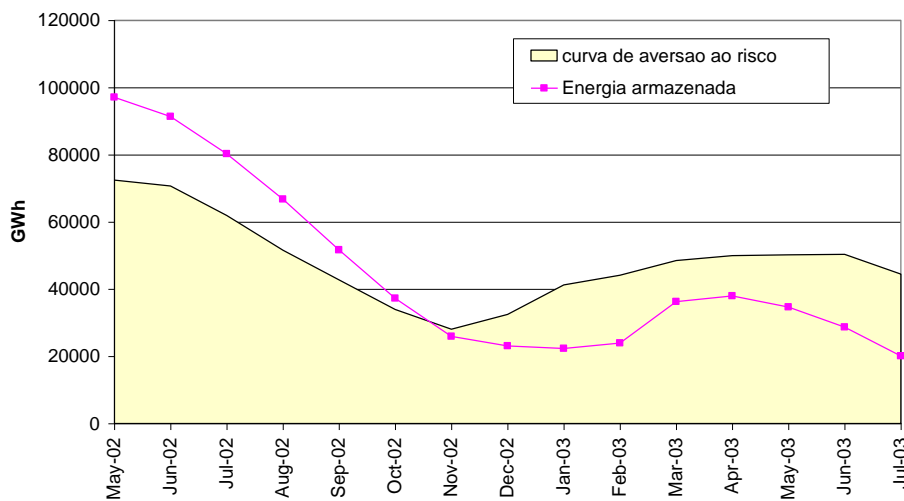
MÍNIMOS OPERATIVOS, CURVAS DE AVERSIÓN AL RIESGO NIVELES DE ALERTA

Las curvas de mínimos operativos, o curvas de aversión al riesgo, o niveles de alerta, son un concepto propio de ciertas reglamentaciones y de formulaciones matemáticas para tratar de evitar que un embalse, o una red de embalses, opere por debajo de un determinado nivel; esto debido a se considera que dicho hecho podría producir déficit de energía en el futuro que el modelo matemático no sería capaz de “controlar” sin incluir dicha restricción.

Convencionalmente, se introducen restricciones “**blandas**” que penalizan la función de costos cuando un embalse opere por debajo del mínimo operativo, ...

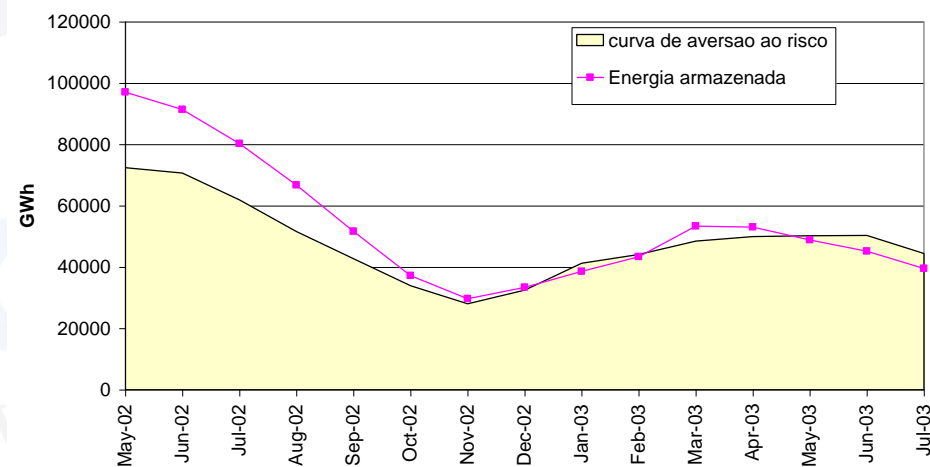
Esta aproximación conlleva serias distorsiones ya que no representa lo que se persigue con la introducción las penalizaciones.

Evolución del almacenamiento sin la CAR



RESTRICCIONES DE SEGURIDAD OPERATIVA

Evolución esperada con la penalización



FORMULACIÓN CONVENCIONAL

$VMI_{t,h,m}$ – PENALIZACIÓN DE LA VIOLACIÓN DEL MÍNIMO

“mínimo operativo” \leq nivel final + violación “mínimo operativo”

$$MOP_{t,m} \leq NF_{t,h,m} + VMI_{t,h,m}$$

$$\forall t=1,T \quad \forall m \in EMB$$

donde:

t	período de planificación
m	Embalse
h	Condición/escenario aleatorio
EMB	Conjunto de embalses con “mínimos operativos”
HDR	Conjunto de condiciones aleatorias
$MOP_{t,m}$	Mínimo operativo para el embalse m
$NF_{t,h,m}$	Nivel final del embalse m
$VMI_{t,h,m}$	Violación del mínimo operativo en el embalse m , que se penaliza en la función objetivo

FORMULACIÓN CONVENCIONAL

$VMI_{t,h,m}$ – PENALIZACIÓN DE LA VIOLACIÓN DEL MÍNIMO

“mínimo operativo” \leq nivel final + violación “mínimo operativo”

$$MOP_{t,m} \leq NF_{t,h,m} + VMI_{t,h,m}$$

$$\forall t=1,T \quad \forall m \in EMB$$

Implica la posibilidad de múltiple penalización si el embalse viola el mínimo operativo en un período y no lo puede recuperar en el siguiente

Especialmente problemática

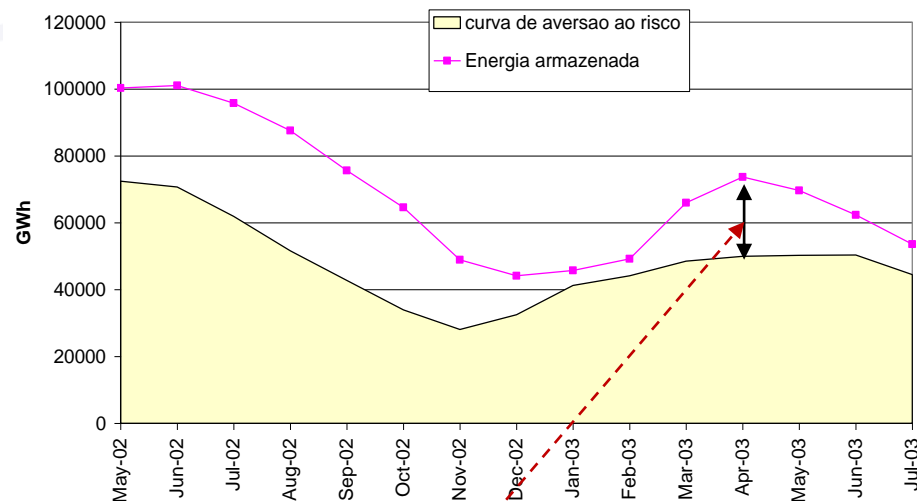
En la época en que el mínimo operativo está subiendo

Cuando la longitud del período tiende a cero

DECISIONWARE

MAKING YOUR WORLD SMARTER

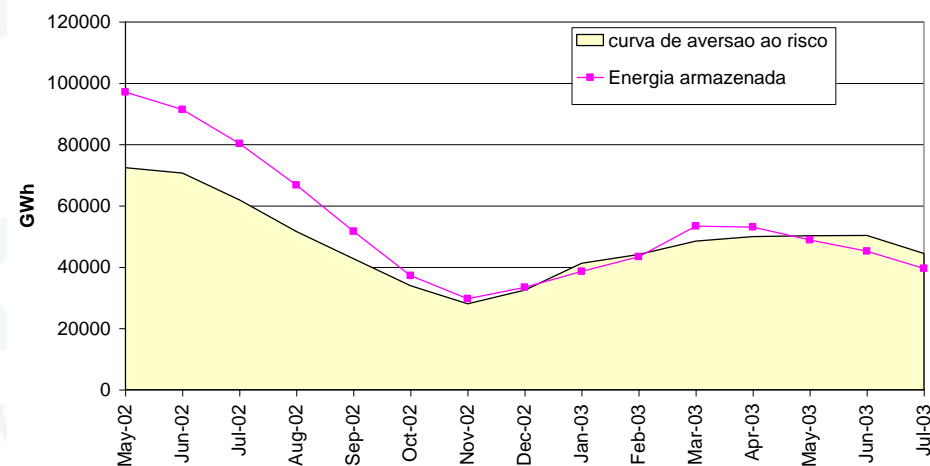
Evolución **observada** con la penalización



RESTRICCIONES DE SEGURIDAD OPERATIVA

$$MOP_{t,m} \leq NF_{t,h,m} + VMI_{t,h,m}$$

Evolución **esperada** con la penalización

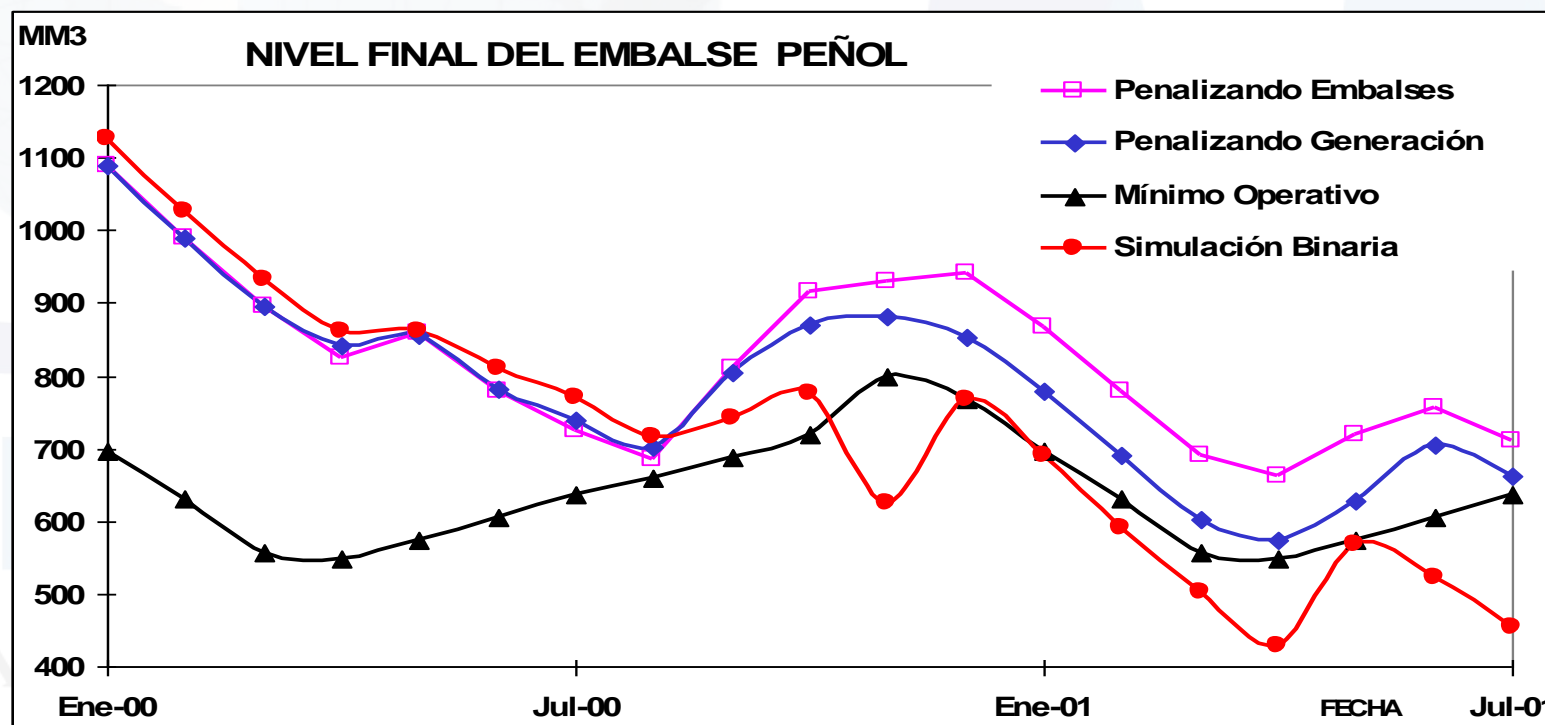


**POSIBLE SOBRE-COSTO EN LA OPERACIÓN
DERIVADO DEL
MODELAMIENTO MATEMÁTICO,**

**UN MODELAJE ALTERNATIVO
NO PRODUCE ESTE SOBRECOSTO**

OPCHAIN-E&G – CURVAS DE ALERTA MODELAMIENTO - ALTERNATIVAS

MODELAJE	Costo Operación Millones USD	SOBRE-COSTO %
■ DW0 Modelaje Exacto -Binario-	124.72	0
■ DW1 Penalización Generación	135.92	8.98
■ VMI Penalización Violación del Mínimo	137.64	10.36



MANEJO DE RIESGOS FINANCIEROS/ECONÓMICOS/FÍSICOS

El manejo del riesgo por medio de modelos neutrales al riesgo que optimizan el valor esperado de la función de rendimiento (mínimo costo)

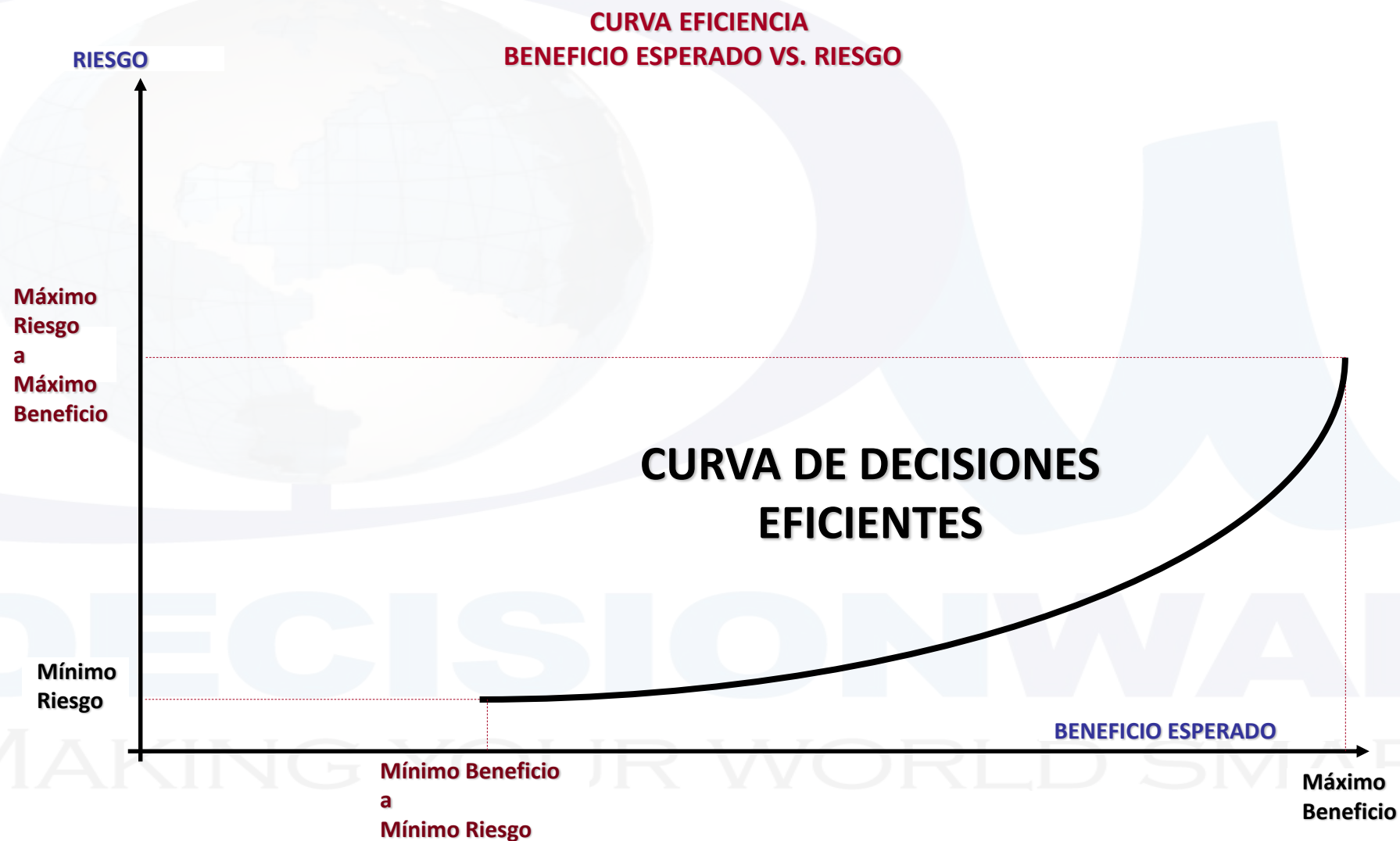
sin incluir explícitamente las metodologías matemáticas utilizadas para manejo de riesgos en modelos de optimización estocástica

llevan al sistema a posiciones vulnerables propias de las decisiones que ignoran los riesgos de cualquier tipo. Las manipulaciones de la operación para incluir estos conceptos, pueden empeorar la situación, encareciendo significativamente el costo de la operación.

Las versiones estocásticas de los modelos deben incluir los elementos matemáticos formales, que son necesarios para modelar el control de riesgo de cualquier variable aleatoria involucrada en el modelo.

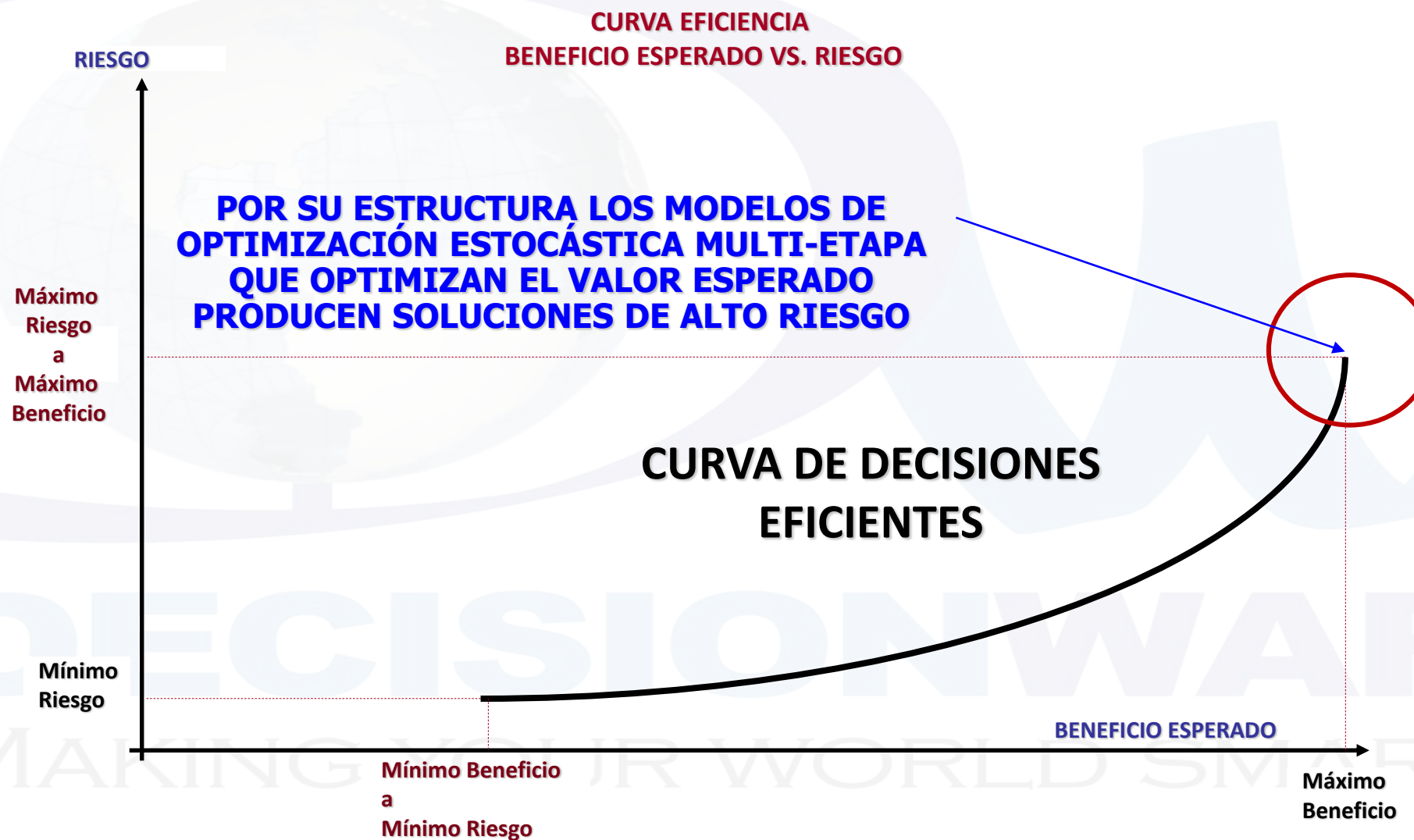
OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

CRITERIOS DE DECISIÓN



OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

CRITERIOS DE DECISIÓN



VALUE-At-RISK & CONDITIONAL VALUE-At-RISK

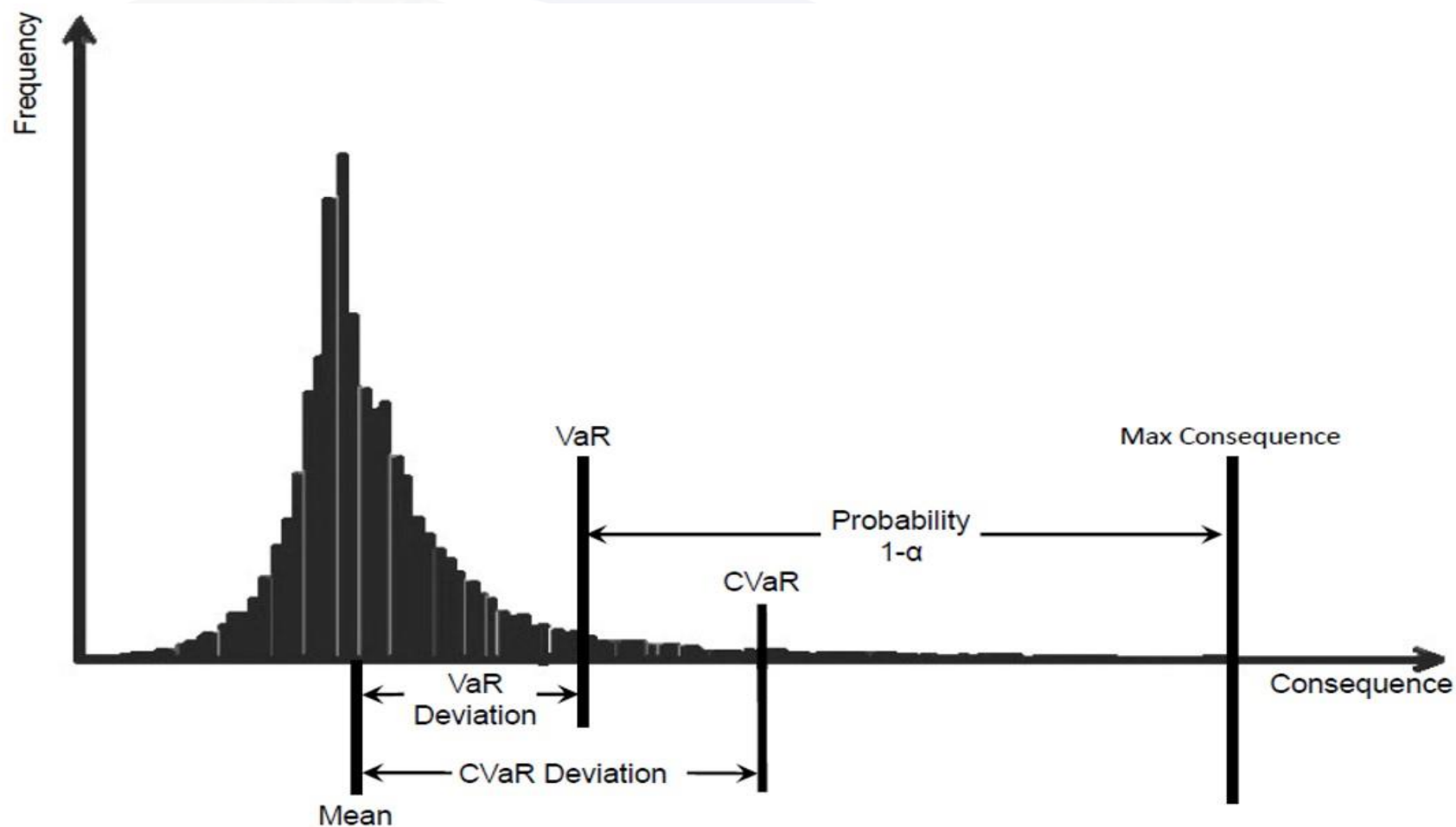


Figure 1: VaR and CVaR Deviations [Source: Sarykalin et al (2008)]

CONDITIONAL VALUE – AT – RISK DISTRIBUCIONES EMPÍRICAS

Si se considera **Y** como perteneciente a un universo discreto de escenarios equiprobables, el **C-VaR** puede escribirse como

$$\phi_{\beta}(\mathbf{X}) = \alpha_{\beta}(\mathbf{X}) + (1-\beta)^{-1} \sum_{h=1, E} \max[0, f(\mathbf{X} | Y_h) - \alpha_{\beta}(\mathbf{X})] / NE$$

donde **Y_h** representa el valor de las variables aleatorias correspondientes al escenario **h**.

$$\phi_{\beta}(\mathbf{X}) = \alpha_{\beta}(\mathbf{X}) + (1-\beta)^{-1} \sum_{h=1, E} \max[0, f(\mathbf{X} | Y_h) - \alpha_{\beta}(\mathbf{X})] / NE$$

se puede calcular con base en el siguiente conjunto de ecuaciones lineales

$$\phi_{\beta}(\mathbf{X}) = \alpha_{\beta}(\mathbf{X}) + (1-\beta)^{-1} \sum_{h=1, E} w_h / NE$$

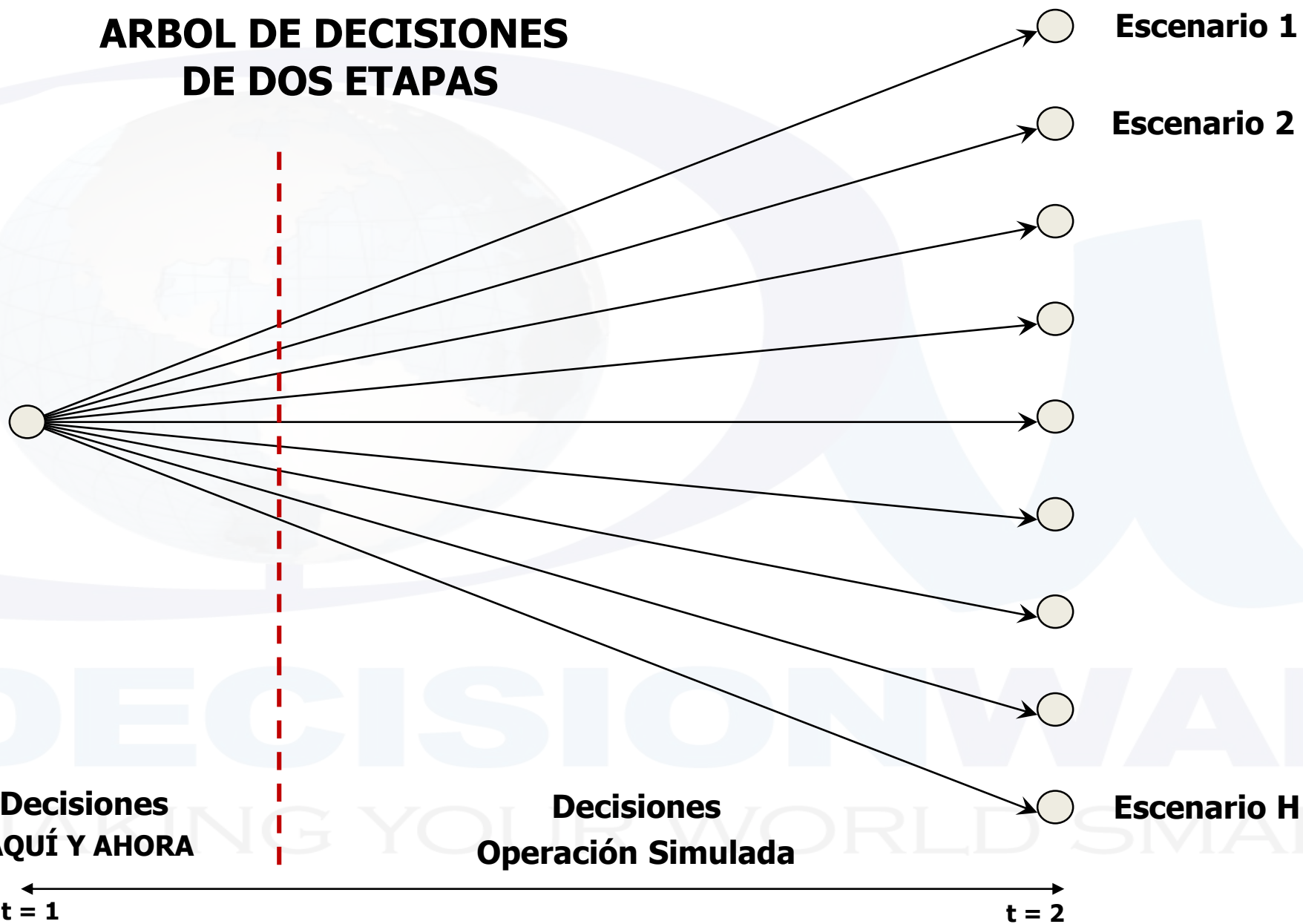
$$w_h \geq f(\mathbf{X} | Y_h) - \alpha_{\beta}(\mathbf{X})$$

$$w_h \geq 0$$

donde **w_h** representa el exceso de pérdida sobre el **VaR** ($\alpha_{\beta}(\mathbf{X})$) cuando ocurre el escenario **h**.

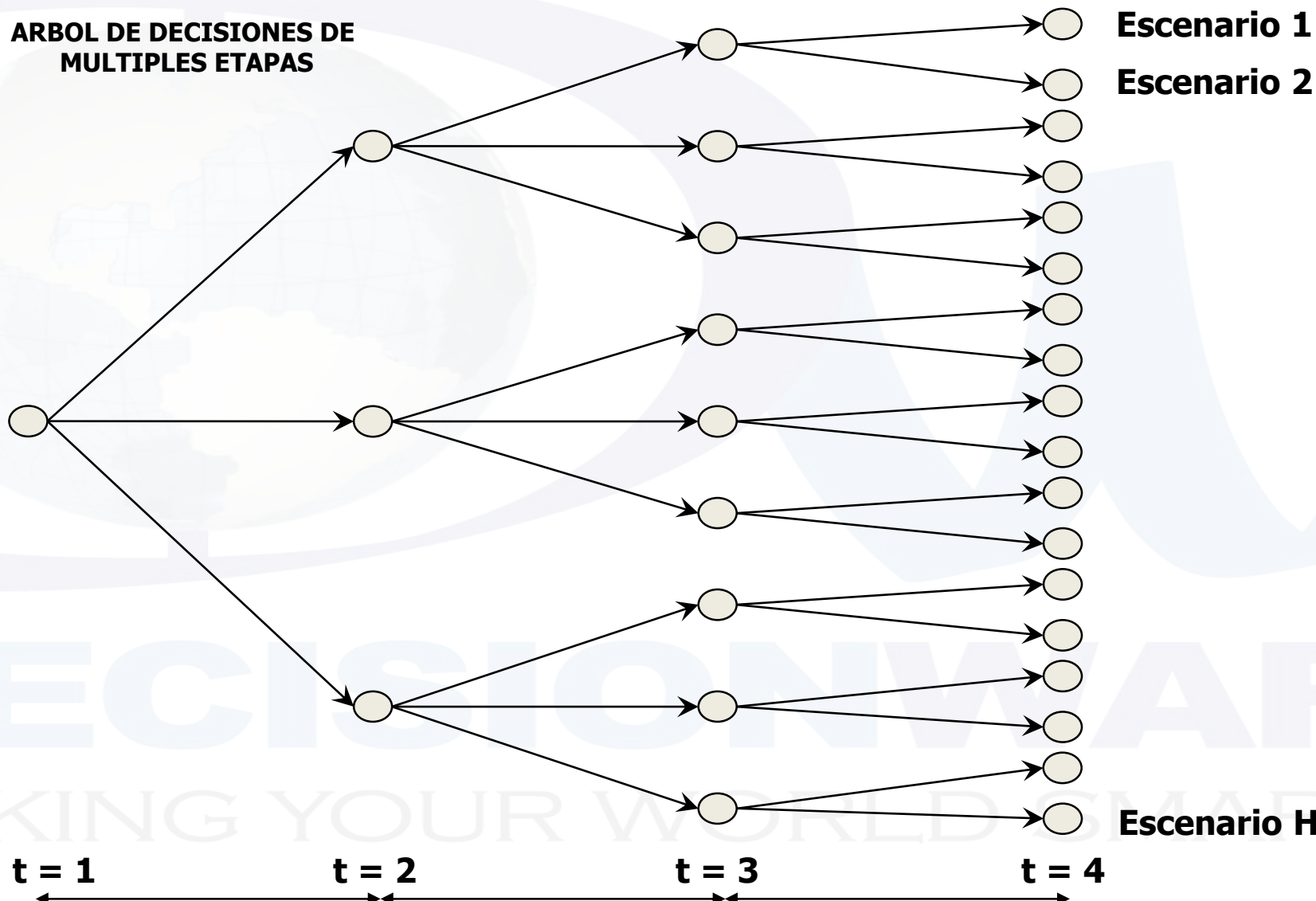
Estas ecuaciones son utilizadas para introducir el **CVaR** en los modelos de optimización estocástica con base en escenarios.

ARBOL DE DECISIONES DE DOS ETAPAS



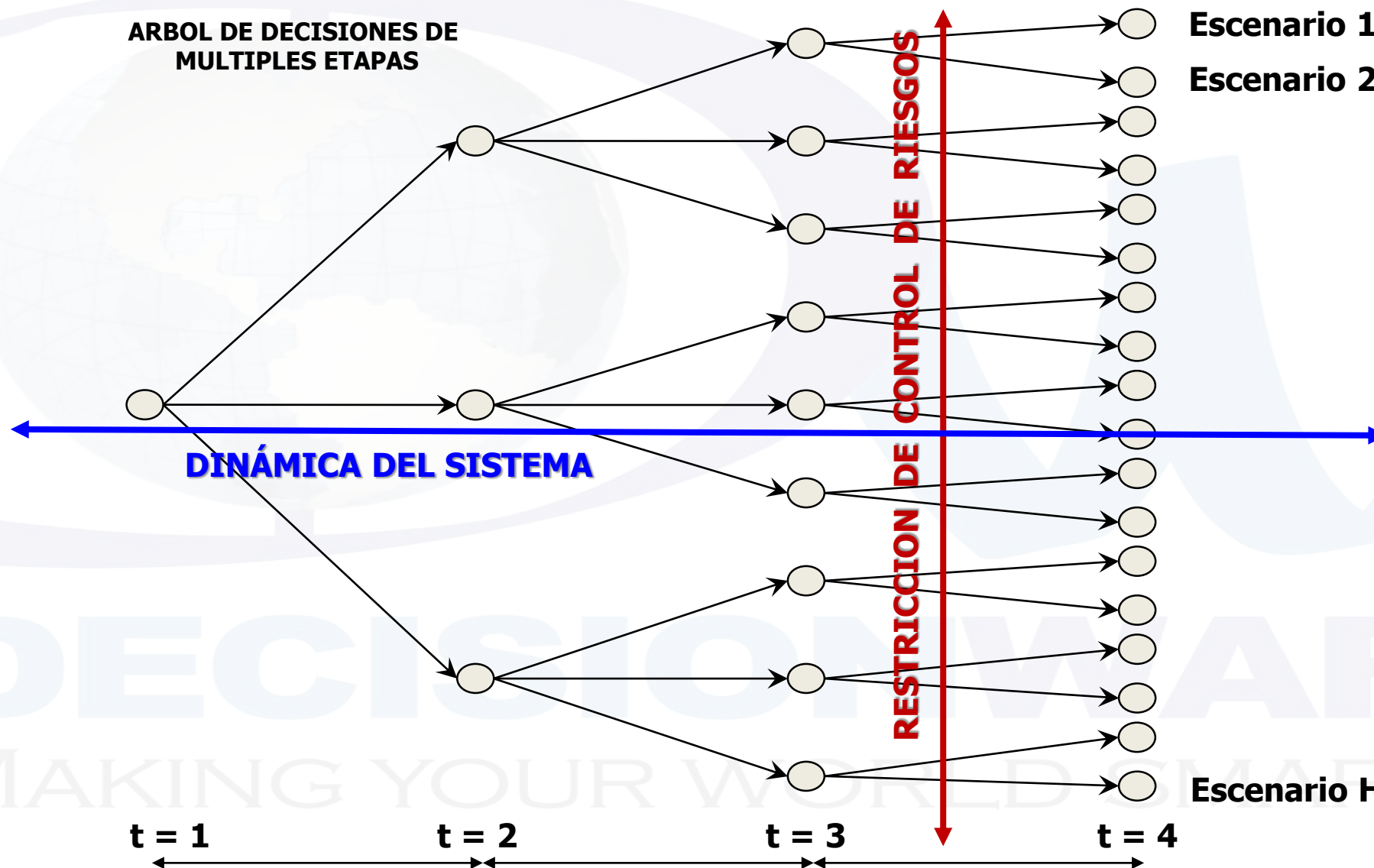
OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA NO-ANTICIPATIVA



OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

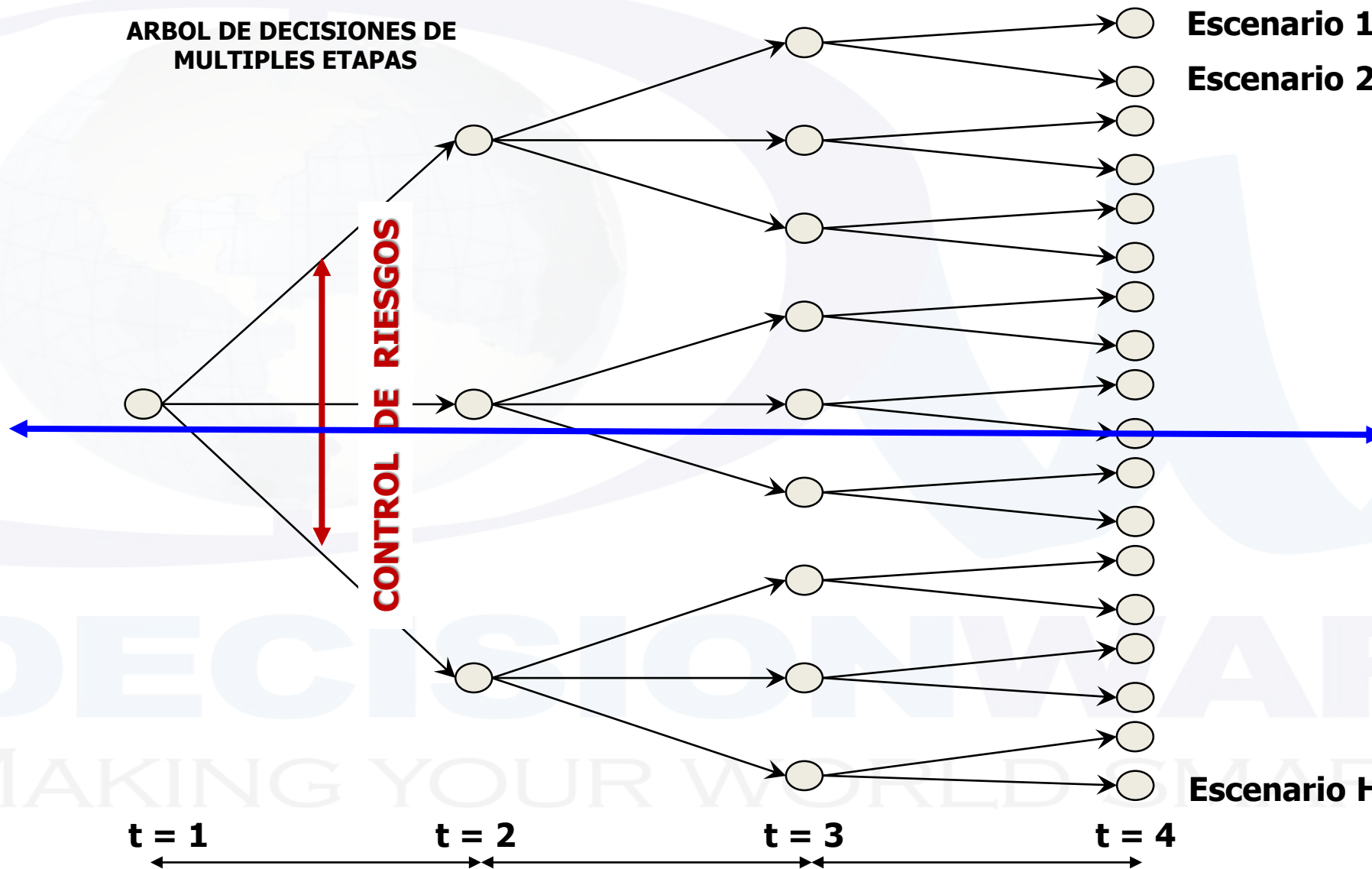
OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA NO-ANTICIPATIVA



OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

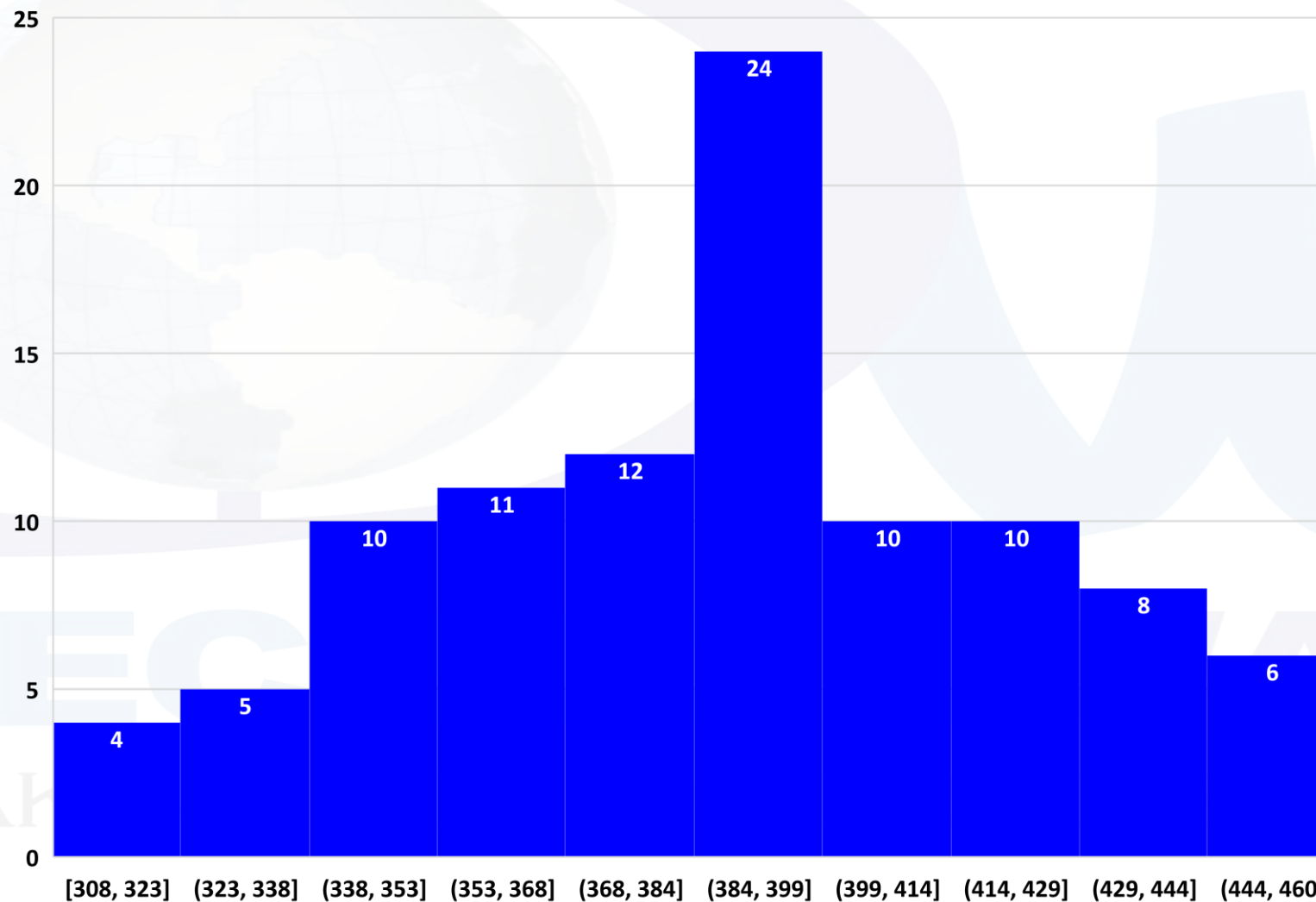
OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA NO-ANTICIPATIVA

ARBOL DE DECISIONES DE
MÚLTIPLES ETAPAS



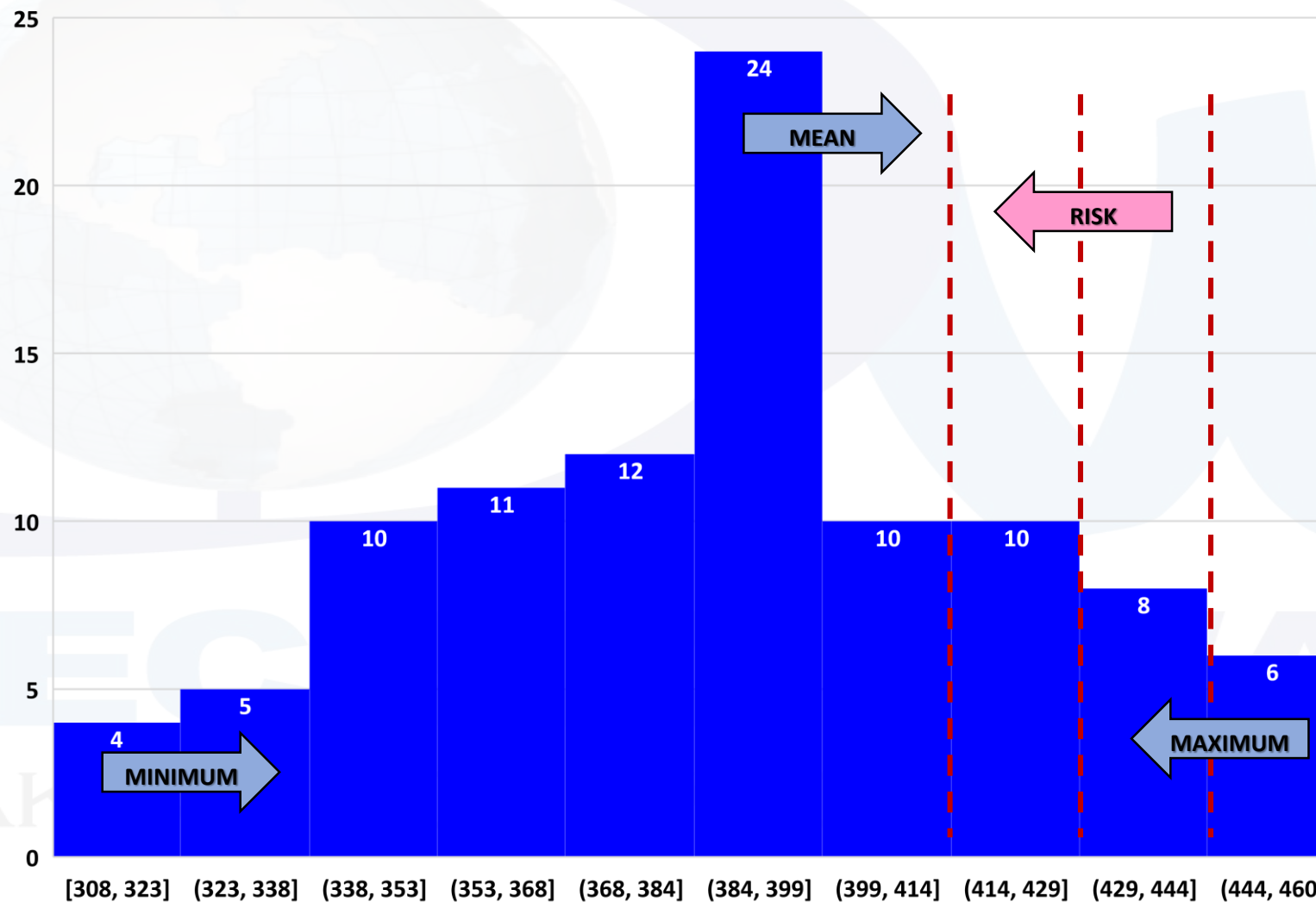
OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

Mean	Deviation	Maximun	Minimun	Range
387.094	35.742	459.503	307.566	151.938



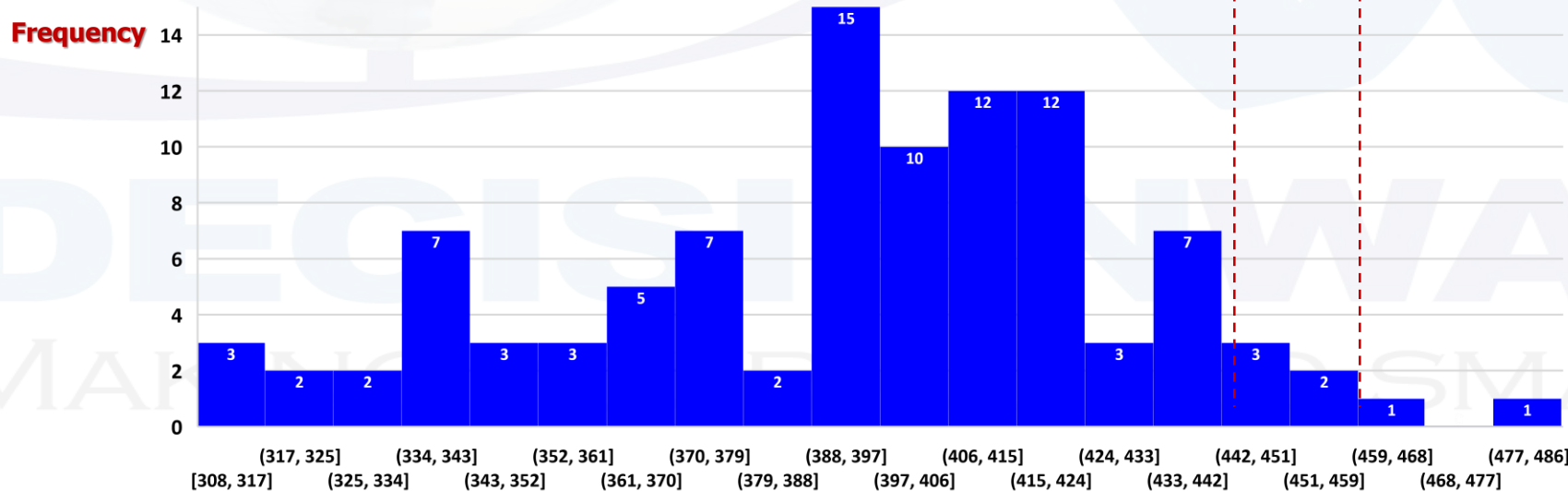
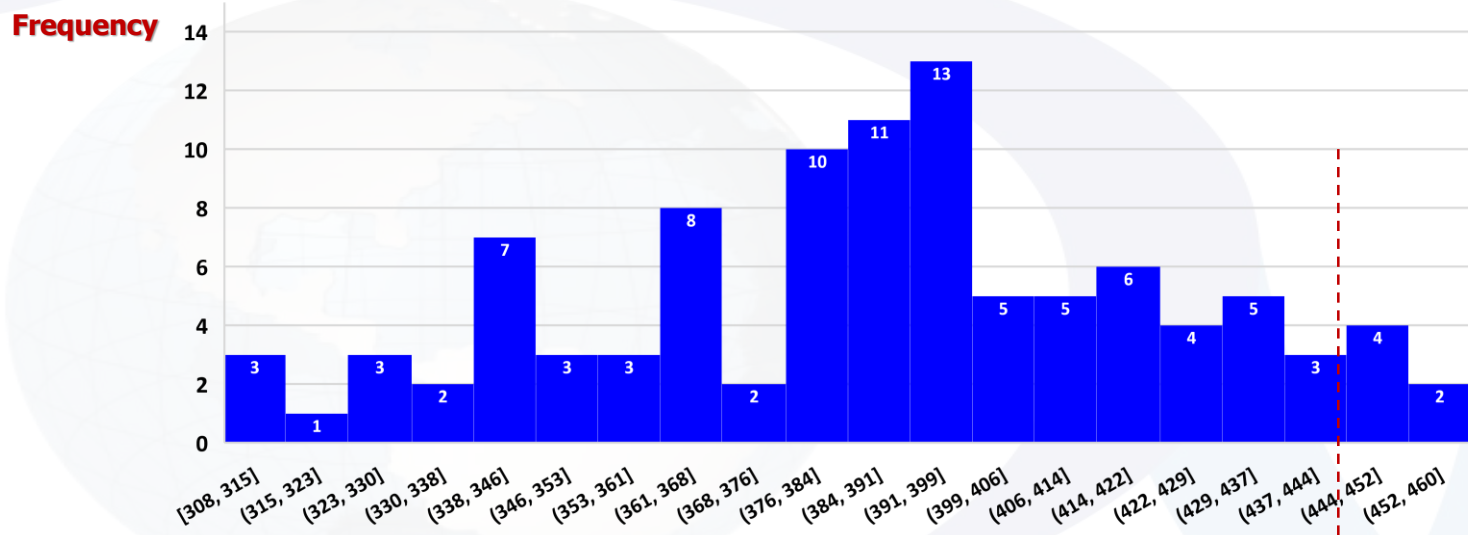
OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

Mean	Deviation	Maximun	Minimun	Range
387.094	35.742	459.503	307.566	151.938



OPCHAIN-E&G - RISK MANAGEMENT

Scenarios	Mean	Deviation	Maximun	Minimun	Range	CVaR Limit	Probability	VaR	CVaR
100	387.09	35.74	459.50	307.57	151.94				
100	392.84	36.89	486.29	307.57	178.72	444	0.05	442.94	444



OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

REGULATORY MODELING

0010 - 17/12/93CONDICIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA Y POTENCIA A GRANDES CONSUMIDORES

- A1 *Definiciones fundamentales:- Gran consumidor: es aquel que estando conectado a niveles superiores a 1 KV y cuya demanda máxima mensual, medida en el sitio individual de entrega, excede un determinado nivel mínimo de consumo de energía, que inicialmente se define igual a 2MW (Artículo 2)- Comercializador: compra energía para venderla a los grandes consumidores, a las empresas de distribución y/o a los grupos de consumidores con tarifa regulada- Generador: es un productor de energía y potencia que la vende a terceros (comercializadores) en el mercado de corto y largo plazo. Se definen tres tipos de generadores. Actuales: los que pertenecen al sistema Interconectado. Independientes: que utilizan el sistema Interconectado para su generación propia y para comercializar energía. cogeneradores: que producen en forma combinada electricidad y calor para uso industrial y venden energía y potencia a terceros-Mercado de corto plazo: sistema de intercambios hora a hora valorados al costo marginal de corto plazo- Mercado de largo plazo: sistema de contratos bilaterales a plazos superiores a un (1) mes.*
- A2 *Caracteriza detalladamente a los grandes consumidores industriales y comerciales.*
- A3 *Limita los contratos bilaterales a una duración no mayor de dos (2) años.*
- A7 *Define el tratamiento tarifario para los usuarios que no son grandes consumidores, el cual se registrará por la junta nacional de tarifas*

$$\text{Min } \sum_t \sum_j \sum_h CT_t(GT_{jth})$$

sujeto a:

$$GD_{zth} - \sum_{u \in TN(z)} LD_{uzth} = 0$$

$$GD_{zth} + GHA_{zth} + DEF_{zth} = DEM_{zth}$$

$$EN_{uth} - \sum_{j \in L1(u)} GTE_{juth} - \sum_{v \in L2(u)} LL_{vuth} = 0$$

REGLAMENTACIÓN Y MODELOS MATEMÁTICOS

- 0010 - 17/12/93CONDICIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA Y POTENCIA A GRANDES CONSUMIDORES
- **A1** Definiciones fundamentales:- Gran consumidor: es aquel que estando conectado a niveles superiores a 1 KV y cuya demanda máxima mensual, medida en el sitio individual de entrega, excede un determinado nivel mínimo de consumo de energía, que inicialmente se define igual a 2MW (Artículo 2)- Comercializador: compra energía para venderla a los grandes consumidores, a las empresas de distribución y/o a los grupos de consumidores con tarifa regulada- Generador: es un productor de energía y potencia que la vende a terceros (comercializadores) en el mercado de corto y largo plazo. Se definen tres tipos de generadores. Actuales: los que pertenecen al sistema Interconectado. Independientes: que utilizan el sistema Interconectado para su generación propia y para comercializar energía. cogeneradores: que producen en forma combinada electricidad y calor para uso industrial y venden energía y potencia a terceros-Mercado de corto plazo: sistema de intercambios hora a hora valorados al costo marginal de corto plazo- Mercado de largo plazo: sistema de contratos bilaterales a plazos superiores a un (1) mes.
- **A2** Caracteriza detalladamente a los grandes consumidores industriales y comerciales.
- **A3** Limita los contratos bilaterales a una duración no mayor de dos (2) años.
- **A7** Define el tratamiento tarifario para los usuarios que no son grandes consumidores, el cual se registrará por la junta nacional de tarifas



$$\text{Min } \sum_t \sum_j \sum_h CT_t(GT_{jth})$$

sujeto a:

$$GD_{zth} - \sum_{u \in TN(z)} LD_{uzth} = 0$$

$$GD_{zth} + GHA_{zth} + DEF_{zth} = DEM_{zth}$$

$$EN_{uth} - \sum_{j \in L1(u)} GTE_{juth} - \sum_{v \in L2(u)} LL_{vuth} = 0$$

OPCHAIN-E&G permite incorporar restricciones propias de cada mercado y/o de cada sistema eléctrico regional.

DESPACHO A MÍNIMO COSTO CON RESTRICCIONES DE MERCADO

**MODELO
DESPACHO
ECONOMICO
-FÍSICO-**



**NIVELES DE ACTIVIDAD
DE LA INFRAESTRUCTURA**

**ENERGÍA
GENERADA**

**MODELO DE DESPACHO
ECONOMICO TRADICIONAL**

DECISIONWARE

MAKING YOUR WORLD SMARTER

DESPACHO A MÍNIMO COSTO CON RESTRICCIONES DE MERCADO

**MODELO
DESPACHO
ECONOMICO
-FÍSICO-**



**NIVELES DE ACTIVIDAD
DE LA INFRAESTRUCTURA**

**ENERGÍA
GENERADA**

**MODELO DE DESPACHO
ECONOMICO TRADICIONAL**

Minimizar $f(x)$

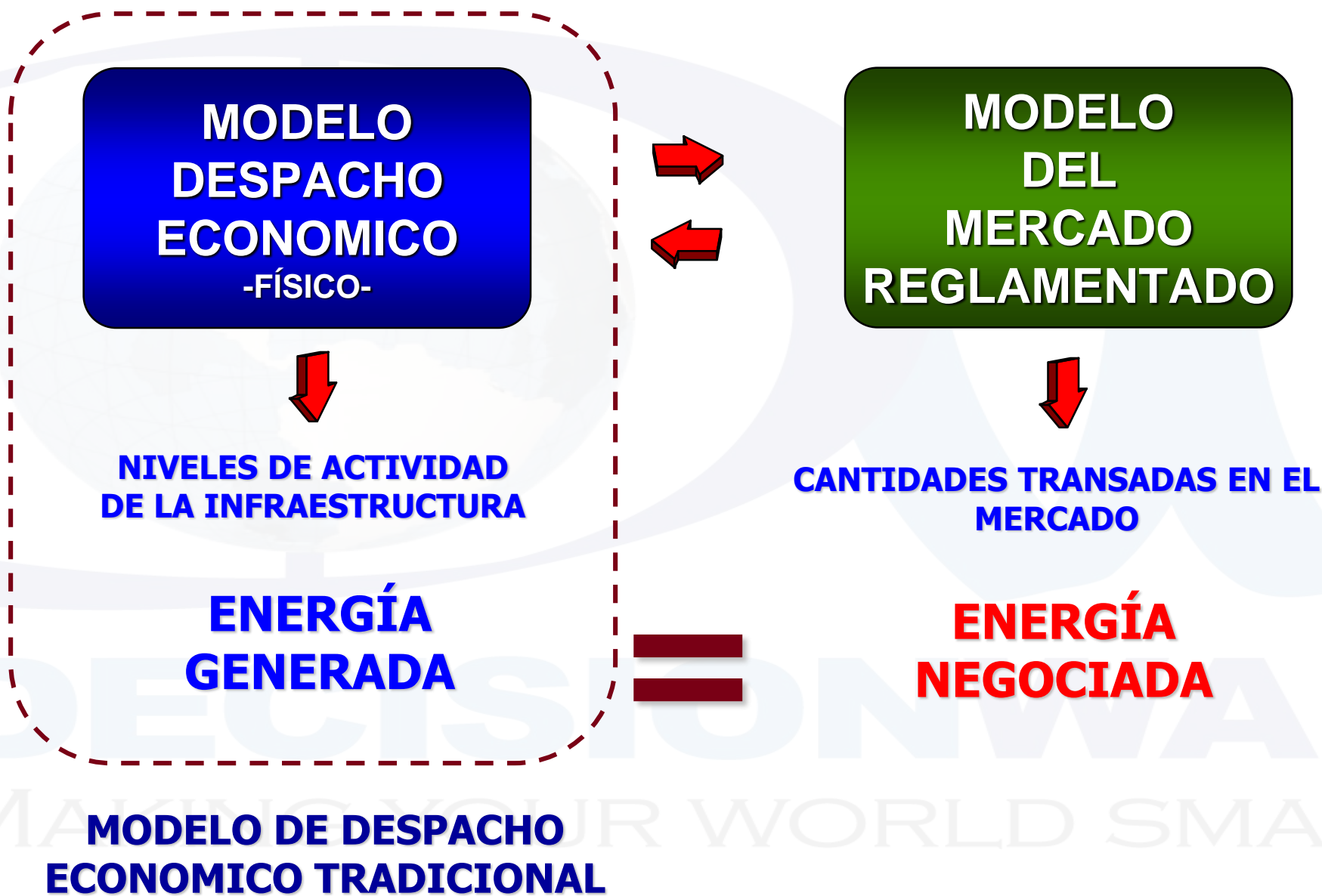
sujeto a

$$G(x) = b$$

$$x \in R$$

*x variables de
despacho*

DESPACHO A MÍNIMO COSTO CON RESTRICCIONES DE MERCADO



DESPACHO A MÍNIMO COSTO CON RESTRICCIONES DE MERCADO

MODELO
DESPACHO
ECONOMICO
-FÍSICO-

MODELO
DEL
MERCADO
REGLAMENTADO

Minimizar $f(x,y)$

sujeto a

$$G(x) = b_d$$

$$F(x,y) = b_m$$

$$x \in R_d$$

$$y \in R_m$$

*x variables de
despacho*

y variables de mercado

DESPACHO A MÍNIMO COSTO CON RESTRICCIONES DE MERCADO

**MODELO
DESPACHO
ECONOMICO
-FÍSICO-**

**MODELO
DEL
MERCADO
REGLAMENTADO**

Minimizar $f(x,y)$

sujeto a

$$G(x) = b_d$$

$$F(x,y) = b_m$$

$$x \in R_d$$

$$y \in R_m$$

*x variables de despacho
y variables de mercado*

CASO COLOMBIA

- **DESPACHO IDEAL**
- **PRECIO DE LA ESCASEZ**
- **CONTRATOS SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD**
- **CONTRATOS SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE**
 - **CARGO POR CONFIABILIDAD**
 - **OPCIONES DE ENERGÍA FIRME**
- **ARRANQUE/PARADA DE PLANTAS**

OPCHAIN-E&G-NASH

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

NASH-COURNOT EQUILIBRIUM MODELING



MS(Π , DGS, GA)

sujeto a:

SPOT MARKET

$$VF_{t+1,m} = VF_{t,m} + \sum_{p \in CA(m)} GT_{t,p} - \sum_{n \in EB(m)} WC_{t,m,n} - WS_{t,m} + Q_{t,m}$$

$$\sum_{p \in CAO(e)} GT_{t,p} - \sum_{u \in LI(e)} EL_u TL_{t,u} - \sum_{u \in LO(e)} TL_{t,u} + \sum_{z \in NC(e)} ER_{t,z}$$

$$\sum_{u \in LI(e)} EL_u TL_{t,u} \leq CI_{t,e}$$

$$\sum_{u \in LO(e)} TL_{t,u} \leq CX_{t,e}$$

$$DFS_t + DFR_t = \sum_p DF_{t,z}$$

$$VF_{t,m} \leq CE_{t,m}, WC_{t,m,n} \leq CC_{t,m,n}, TL_{t,u} \leq CL_{t,u}, GT_{t,p} \leq CG_{t,p}, GI_{t,p} \leq DGS_{t,p}$$

GENERATOR 1 OFFER

SPOT PRICE

GENERATOR N OFFER

NAP_a(λ):

Maximizar

GENERATOR 1

sujeto a:

$$ET_{t,a}(\lambda_t) = \sum_{p \in GP(a)} GA_{t,p} + ES_{t,a} + EN_{t,a}$$

$$GT_{t,p} = G_{t,p} + DGS_{t,p}$$

$$VF_{t+1,m} = VF_{t,m} + \sum_{p \in CA(m)} GT_{t,p} - \sum_{n \in EB(m)} WC_{t,m,n} - WS_{t,m} + Q_{t,m}$$

$$\sum_{n \in EA(m)} WC_{t,n,m} - \sum_{n \in EB(m)} WC_{t,m,n} - WS_{t,m} + Q_{t,m}$$

$$GT_{t,p} \leq CG_{t,p}$$

$$VF_{t,m} \leq CE_{t,m}$$

$$WC_{t,m,n} \leq CC_{t,m,n}$$

NAP_a(λ):

Maximizar

GENERATOR N

sujeto a:

$$ET_{t,a}(\lambda_t) = \sum_{p \in GP(a)} GA_{t,p} + ES_{t,a} + EN_{t,a}$$

$$GT_{t,p} = G_{t,p} + DGS_{t,p}$$

$$VF_{t+1,m} = VF_{t,m} + \sum_{p \in CA(m)} GT_{t,p} - \sum_{n \in EB(m)} WC_{t,m,n} - WS_{t,m} + Q_{t,m}$$

$$\sum_{n \in EA(m)} WC_{t,n,m} - \sum_{n \in EB(m)} WC_{t,m,n} - WS_{t,m} + Q_{t,m}$$

$$GT_{t,p} \leq CG_{t,p}$$

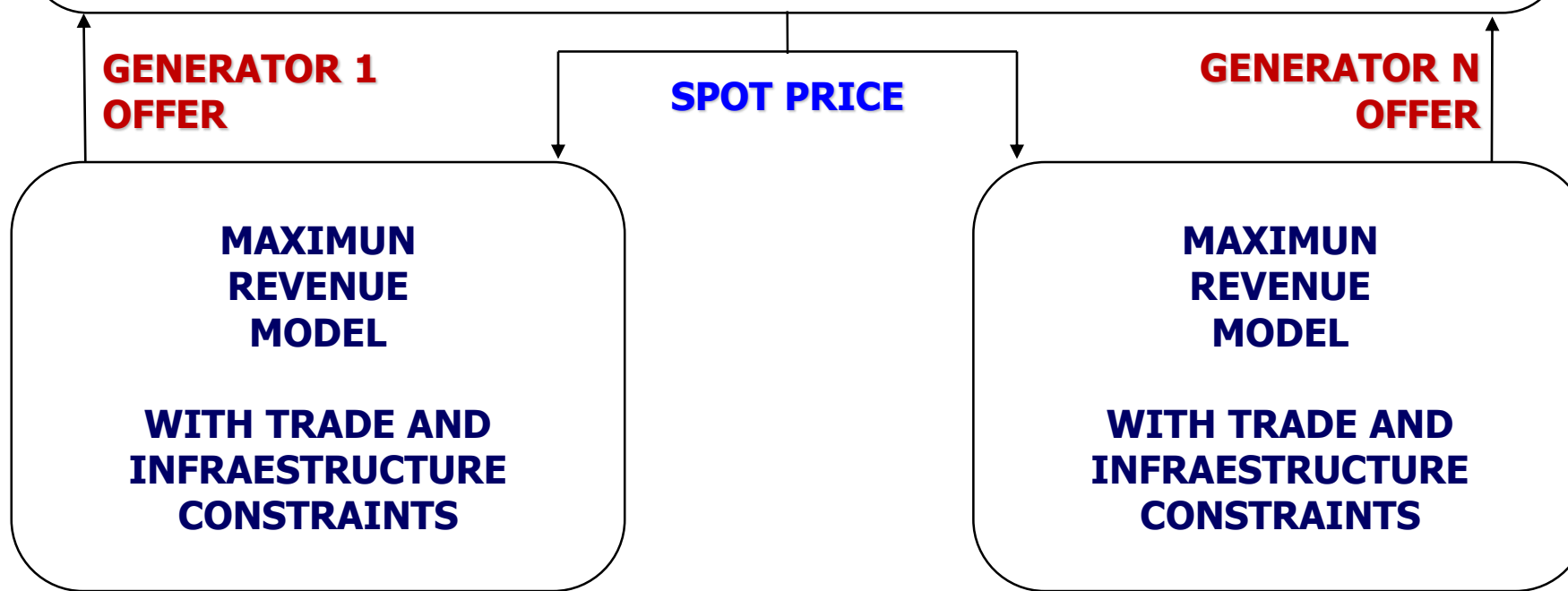
$$VF_{t,m} \leq CE_{t,m}$$

$$WC_{t,m,n} \leq CC_{t,m,n}$$

RE
TER

MINIMUM DISPATCH MODEL

WITH PHYSICAL AND TRADE CONSTRAINTS



MS(Π , DGS, GA)

sujeito a:

ECONOMIC DISPATCH
-PHYSICAL-

$$VF_{t+1,m} = VF_{t,m} + \sum_{p \in CA(m)} GT_{t,p} - \sum_{p \in CB(m)} GT_{t,p} + \sum_{n \in EA(m)} WC_{t,n,m} - \sum_{n \in EB(m)} WC_{t,n,m} - WS_{t,m} + Q_{t,m}$$

$$\sum_{p \in CAO(e)} GT_{t,p} + \sum_{u \in LI(e)} EL_u TL_{t,u} \leq CI_{t,e}$$

$$\sum_{u \in LO(e)} TL_{t,u} \leq CA_{t,e}$$

$$GO_{t,f} \leq \sum_{p \in RP(f)} GT_{t,p}$$

TRADE INTEGRATED MODEL
-COMMERCIAL-

$$VF_{t,m} \leq CE_{t,m}, WC_{t,m,n} \leq CC_{t,m,n}, TL_{t,u} \leq CL_{t,u}, GT_{t,n} \leq CG_{t,n}, GI_{t,n} \leq DGS_{t,n}$$

$\Pi = \{\pi_{1,1}, \pi_{2,1}, \dots, \pi_{T,1}\}$
 $DGS = \{DGS_{1,1}, DGS_{2,1}, \dots, DGS_{T,1}\}$
 $GA = \{GA_{1,1}, GA_{2,1}, \dots, GA_{T,1}\}$

$\Lambda = \{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_T\}$

$\Pi = \{\pi_{1,1}, \pi_{2,1}, \dots, \pi_{T,1}\}$
 $DGS = \{DGS_{1,1}, DGS_{2,1}, \dots, DGS_{T,1}\}$
 $GA = \{GA_{1,1}, GA_{2,1}, \dots, GA_{T,1}\}$

NA(Π , Λ):

REVENUE GENERATOR 1

sujeito a:

$$ET_{t,a} = \sum_{i=1, T} \lambda_i \sum_{p \in GP(g)} GS_{t,p} + IEO_{t,a}(\lambda_i) - \lambda_i ES_{t,a} - \sum_{p \in CP(a)} CV_{t,p} GT_{t,p} - PN_t EN_{t,a}$$

$$GT_{t,p} = GA_{t,p} + DGS_{t,p}$$

$$VF_{t+1,m} = VF_{t,m} + \sum_{p \in CA(m)} GT_{t,p} - \sum_{p \in CB(m)} GT_{t,p} + \sum_{n \in EA(m)} WC_{t,n,m} - \sum_{n \in EB(m)} WC_{t,n,m} - WS_{t,m} + Q_{t,m}$$

$$GT_{t,p} \leq CG_{t,p}$$

$$VF_{t,m} \leq CE_{t,m}$$

$$WC_{t,m,n} \leq CC_{t,m,n}$$

NA(Π , Λ):

REVENUE GENERATOR N

sujeito a:

$$ET_{t,a} = \sum_{i=1, T} \lambda_i \sum_{p \in GP(g)} GS_{t,p} + IEO_{t,a}(\lambda_i) - \lambda_i ES_{t,a} - \sum_{p \in CP(a)} CV_{t,p} GT_{t,p} - PN_t EN_{t,a}$$

$$GT_{t,p} = GA_{t,p} + DGS_{t,p}$$

$$VF_{t+1,m} = VF_{t,m} + \sum_{p \in CA(m)} GT_{t,p} - \sum_{p \in CB(m)} GT_{t,p} + \sum_{n \in EA(m)} WC_{t,n,m} - \sum_{n \in EB(m)} WC_{t,n,m} - WS_{t,m} + Q_{t,m}$$

$$GT_{t,p} \leq CG_{t,p}$$

$$VF_{t,m} \leq CE_{t,m}$$

$$WC_{t,m,n} \leq CC_{t,m,n}$$

RE
TER

OPCHAIN-SGO

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

SMART GRIDS OPTIMIZATION



SMART GRIDS - MICROGRIDS



R&D+i PROJECT

OPCHAIN-SGO

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

SMART GRIDS OPTIMIZATION



is looking for:

**ANGEL INVESTORS
CAPITAL PARTNERS
STRATEGIC PARTNERS
TECHNOLOGICAL PARTNERS**



OPCHAIN-SGO

IS A COMMERCIAL OPTIMIZATION SOFTWARE PRODUCED BY DECISIONWARE

OPTEX Mathematical Modeling System - Chief Scientist DecisionWare International Corp. (OPTEX MMS 374838-456059)

OPCHAIN-SGO

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

ELECTRICITY & GAS

SMART GRIDS OPTIMIZATION



Powered by

Think the mathematical model and  will make the software for you

Aceptar

Usuario

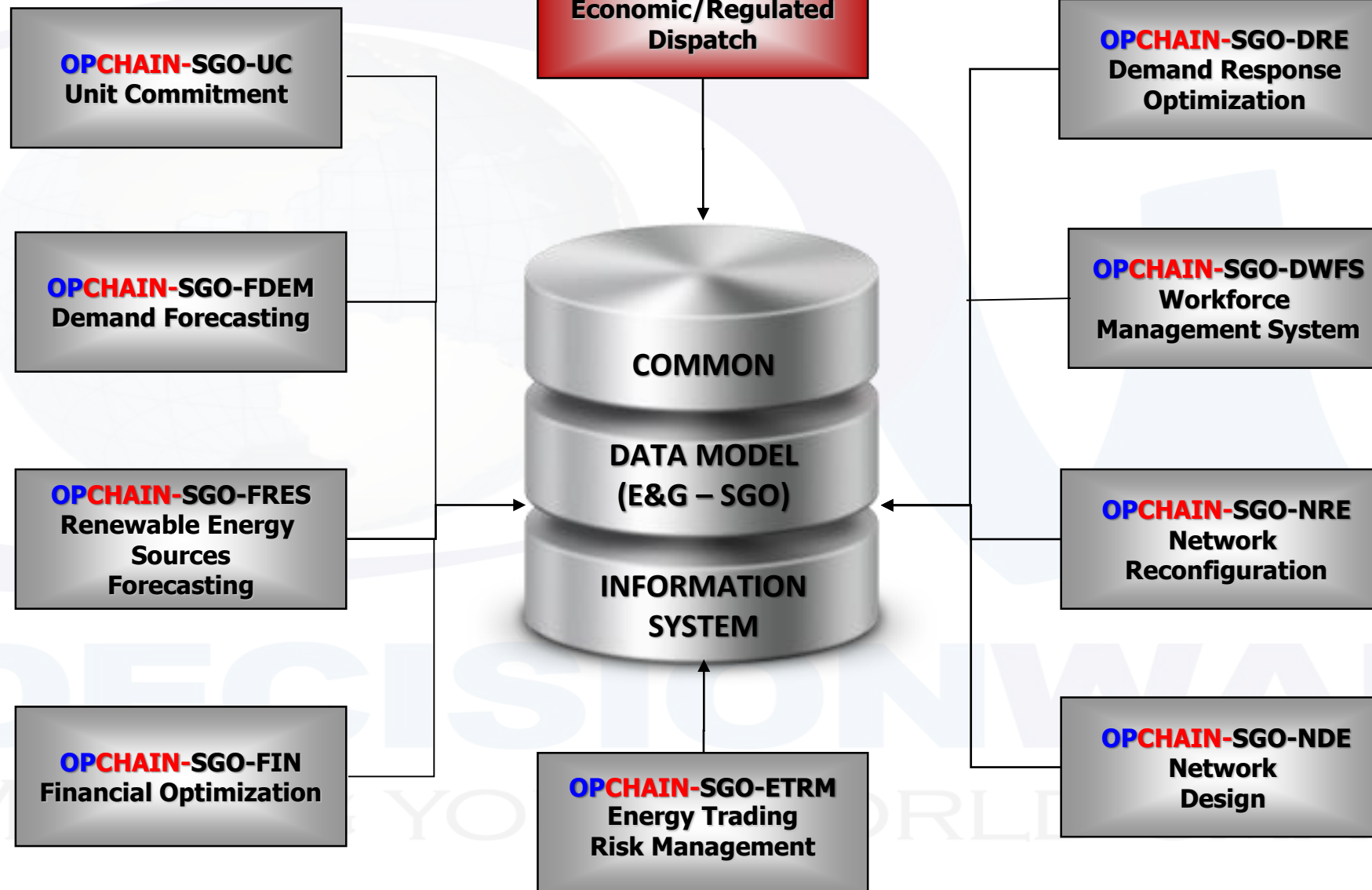
Clave

Cambiar Clave

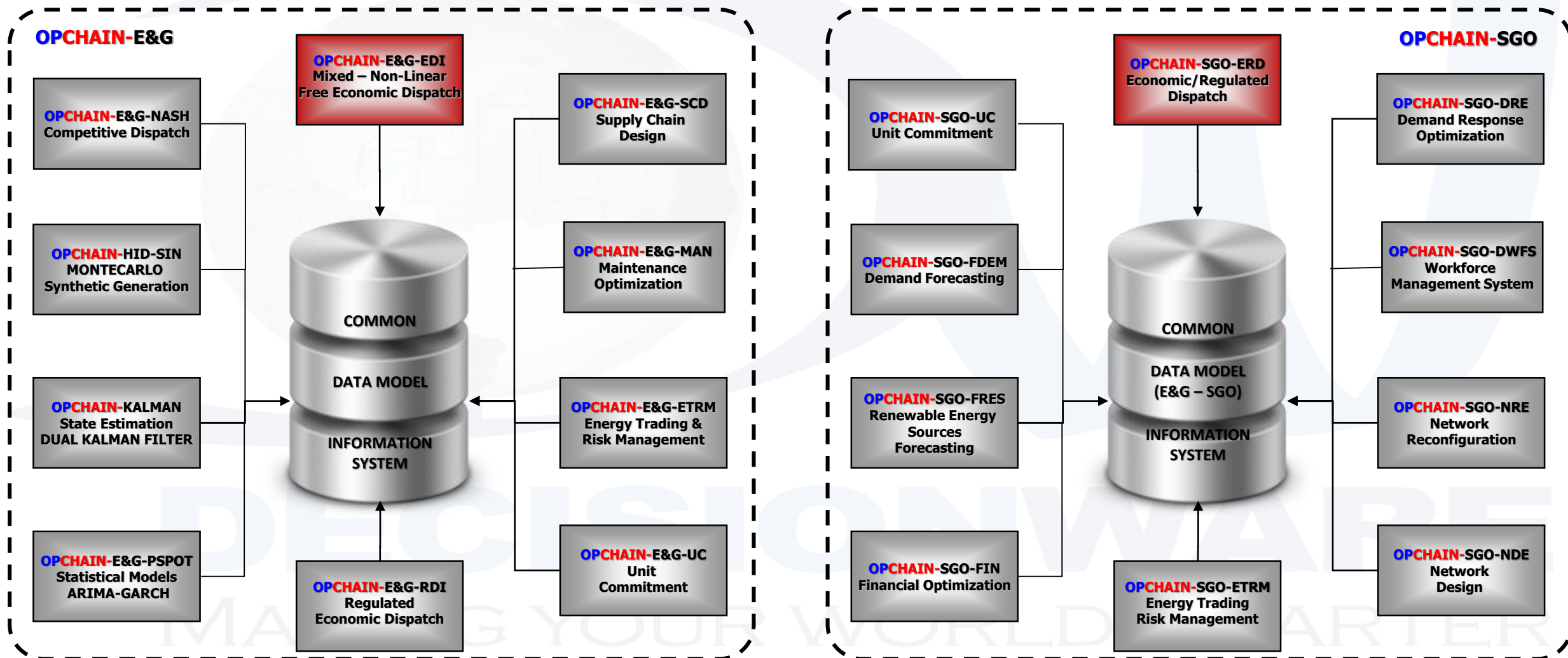
Nueva Clave

Cancelar

OPCHAIN-SGO

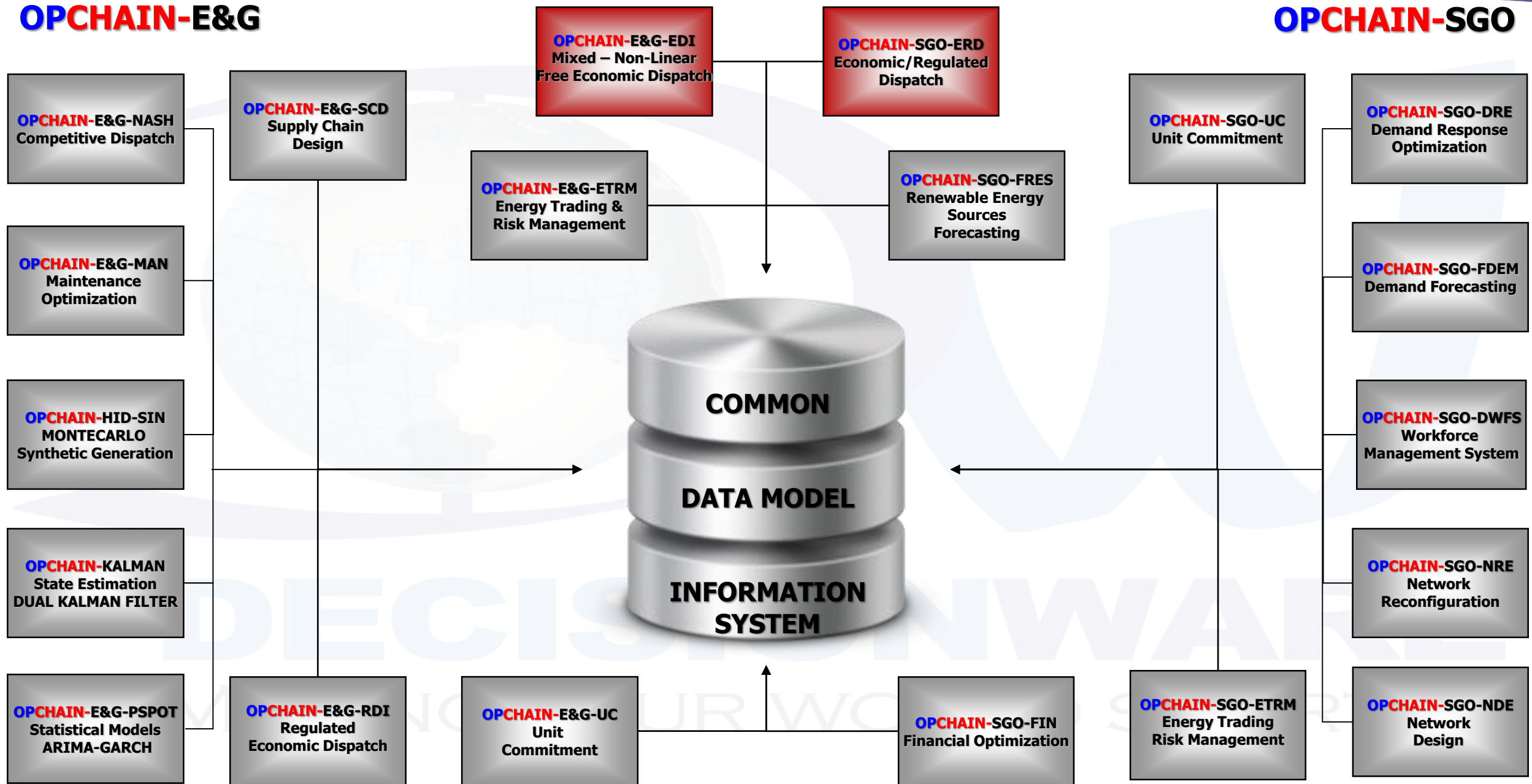


OPCHAIN-E&G - OPCHAIN-SGO INTEGRATION



OPCHAIN-E&G

OPCHAIN-SGO



OPCHAIN-E&G-FIN

**OPTIMIZING THE VALUE CHAIN
ENERGY SYSTEMS OPTIMIZATION
AND
FINANCIAL ANALYSIS**



OPCHAIN-E&G-ALM

IS A COMMERCIAL OPTIMIZATION SOFTWARE PRODUCED BY DECISIONWARE

OPTEX Mathematical Modeling System - Chief Scientist DecisionWare International Corp. (OPTEX MMS 374838-456059)



OPCHAIN-E&G-ALM

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

ENERGY SYSTEMS OPTIMIZATION & ASSETS & LIABILITIES MANAGEMENT



Powered by

Think the mathematical model and  will make the software for you

Aceptar

Usuario

Clave

Cambiar Clave

Nueva Clave

Cancelar

MAKING YOUR WORLD SMARTER

(AVAILABLE IN SPANISH & ENGLISH)

OPCHAIN-E&G-FIN

**OPTIMIZING THE VALUE CHAIN
ENERGY SYSTEMS OPTIMIZATION
AND
FINANCIAL ANALYSIS**

OPCHAIN-E&G-FIN corresponde a un modelo matemático financiero orientado a integrarse con los módulos de planificación del sistema **ESO** (**E**nergy **S**ystem **O**ptimization):

- **OPCHAIN-EPE** (**E**nergy **P**roject **E**valuation)

ALM
Simulación
Financiera

GENERACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

La conexión de los modelos financieros con los modelos matemáticos de **OPCHAIN E&G** dan como mínima ganancia la generación automática de estados financieros bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) ya que reducen el tiempo y el esfuerzo de los planificadores para realizar los informes financieros y su posterior análisis de riesgos.

Los resultados a generar son:

- Estado de Resultados (pérdidas y ganancias), en función del gasto
- Flujo de efectivo, método indirecto
- Estado de la situación financiera (balance)



JUNTA DIRECTIVA

ALM
Assets & Liabilities
Management

DECISIONES
FINANCIERAS

ESTADO RESULTADOS

Miliones de pesos	Notas	31 de diciembre del 2013	30 de Junio del 2013
Ingresos operacionales	22	2.298.884	1.978.737
Costo de ventas	23	775.916	685.070
Utilidad bruta		1.522.968	1.293.667
Gastos operacionales	24		
Operacionales de administración		191.307	196.975
Operacionales de ventas		585.821	527.838
Total gastos operacionales		777.128	724.813
Utilidad operacional		745.840	568.854
Ingresos no operacionales	25	73.290	130.282
Egresos no operacionales	26	164.913	219.280
Método de participación	25 y 26	432.545	447.771
Utilidad antes de impuestos		1.086.782	927.827
Provisión impuesto de renta	15	221.273	178.411
Impuesto de renta diferido neto	15	18.156	(13.844)
Utilidad neta del ejercicio		847.333	763.060

BALANCE ACTIVOS Y PASIVOS

Miliones de pesos	Notas	31 de diciembre del 2013	30 de junio del 2013
ACTIVO			
CORRIENTE			
Disponible	4	83.842	39.125
Deudores	5	1.521.034	1.361.716
Inventarios	6	196.142	166.719
Diferidos	7	994	3.245
Total corriente		1.802.012	1.570.804
NO CORRIENTE			
Inversiones	9	2.624.979	2.274.467
Deudores	5	96.633	96.299
Propiedades, planta y equipo	10	1.231.203	1.239.207
Intangibles	11	762.878	834.320
Diferidos	7	111.018	122.118
Otros activos	8	112	112
Total no corriente		4.826.823	4.565.523
Valorizaciones	8-9-10	2.255.098	2.267.069
TOTAL DEL ACTIVO		8.883.933	8.404.396
CUENTAS DE ORDEN	21	10.552.769	10.458.230
PASIVO Y PATRIMONIO			
CORRIENTE			
Obligaciones financieras	12	232.932	1.709
Proveedores	13	277.495	203.320
Cuentas por pagar	14	527.056	588.967
Impuestos gravámenes y tasas	15	575.193	378.501
Obligaciones laborales	16	20.450	16.702
Pasivos estimados y provisiones	17	82.498	116.306
Otros pasivos		93.361	61.527

FLUJO DE EFECTIVO

Miliones de pesos	31 de diciembre del 2013	30 de Junio del 2013
Flujos de efectivo originado en actividades de operación		
Utilidad (pérdida) neta	847.332	763.060
Ajuste a los resultados:		
Ajuste por diferencia en cambio	(205)	(7.630)
Amortizaciones	117.930	94.731
Depreciaciones	105.908	107.848
Efecto neto aplicación método de participación	(432.545)	(447.771)
Pensiones de jubilación y contingencias	(13.783)	(13.987)
Provisión de activos fijos	228	-
Recuperación pensiones de jubilación y contingencias	-	715
Provisión de inventarios	-	659
Provisión de deudores	913	900
Cobertura de deuda no realizada	(2.916)	(3.296)
Ajuste periodos anteriores	14	1.851
Provisión para impuesto sobre la renta	239.428	164.567
Pérdida/(utilidad) en venta de propiedades planta y equipo	17.929	(63.475)
Utilidad operacional antes de cambios en el capital de trabajo	869.676	597.770
(Aumento) disminución en deudores	(159.200)	19.238
(Aumento) disminución en inventarios	(29.424)	19.709
(Aumento) disminución en activos diferidos	2.250	(1.729)
(Aumento) disminución en impuestos diferidos	(10.557)	35.425
Aumento (disminución) en proveedores	74.175	(37.191)
Aumento (disminución) en cuentas por pagar	(68.660)	76.504
Aumento (disminución) en impuestos, gravámenes y tasas	(24.581)	(246.211)
Aumento (disminución) en obligaciones laborales	3.748	(5.061)
Aumento (disminución) en pasivos estimados y provisiones	(33.808)	45.131
Aumento (disminución) en pasivos diferidos	7.503	1.510
Aumento (disminución) en otros pasivos	31.833	(6.851)
Incremento neto de efectivo en el período	70.444	627.242



SISTEMA PRODUCTIVO



JUNTA DIRECTIVA

HIPÓTESIS
PRODUCCIÓN & VENTAS

ALM
Assets & Liabilities
Management

DECISIONES FINANCIERAS

ESTADO RESULTADOS

Miliones de pesos	Notas	31 de diciembre del 2013	30 de Junio del 2013
Ingresos operacionales	22	2.298.884	1.978.737
Costo de ventas	23	775.916	685.070
Utilidad bruta		1.522.968	1.293.667
Gastos operacionales	24		
Operacionales de administración		191.307	196.975
Operacionales de ventas		585.821	527.838
Total gastos operacionales		777.128	724.813
Utilidad operacional		745.840	568.854
Ingresos no operacionales	25	73.290	130.282
Egresos no operacionales	26	164.913	219.280
Método de participación	25 y 26	432.545	447.771
Utilidad antes de impuestos		1.086.782	927.827
Provisión impuesto de renta	15	221.273	178.411
Impuesto de renta diferido neto	15	18.156	(13.844)
Utilidad neta del ejercicio		847.333	763.060

BALANCE ACTIVOS Y PASIVOS

Miliones de pesos	Notas	31 de diciembre del 2013	30 de junio del 2013
ACTIVO			
CORRIENTE			
Disponible	4	83.842	39.125
Deudores	5	1.521.034	1.361.716
Inventarios	6	196.142	166.719
Diferidos	7	994	3.245
Total corriente		1.802.012	1.570.804
NO CORRIENTE			
Inversiones	9	2.624.979	2.274.467
Deudores	5	96.633	96.299
Propiedades, planta y equipo	10	1.231.203	1.239.207
Intangibles	11	762.878	834.320
Diferidos	7	111.018	122.118
Otros activos	8	112	112
Total no corriente		4.826.823	4.565.523
Valorizaciones	8-9-10	2.255.090	2.267.069
TOTAL DEL ACTIVO		8.883.933	8.404.396
CUENTAS DE ORDEN	21	10.552.769	10.458.230
PASIVO Y PATRIMONIO			
CORRIENTE			
Obligaciones financieras	12	232.932	1.709
Proveedores	13	277.495	203.320
Cuentas por pagar	14	527.056	588.967
Impuestos gravámenes y tasas	15	575.193	378.501
Obligaciones laborales	16	20.450	16.702
Pasivos estimados y provisiones	17	82.498	116.306
Otros pasivos		93.361	61.527

FLUJO DE EFECTIVO

Miliones de pesos	31 de diciembre del 2013	30 de Junio del 2013
Flujos de efectivo originado en actividades de operación		
Utilidad (pérdida) neta	847.332	763.060
Ajuste a los resultados:		
Ajuste por diferencia en cambio	(205)	(7.630)
Amortizaciones	117.930	94.731
Depreciaciones	105.908	107.846
Efecto neto aplicación método de participación	(432.545)	(447.771)
Pensiones de jubilación y contingencias	(13.763)	(13.967)
Provisión de activos tipo	228	-
Recuperación pensiones de jubilación y contingencias	(10.597)	-
Provisión de inventarios	-	715
Provisión de deudores	913	900
Cobertura de deuda no realizada	(2.916)	(3.296)
Ajuste periodos anteriores	14	1.851
Provisión para impuesto sobre la renta	239.428	164.567
Pérdida/(utilidad) en venta de propiedades planta y equipo	17.929	(63.475)
Utilidad operacional antes de cambios en el capital de trabajo	869.676	597.770
(Aumento) disminución en deudores	(159.200)	19.238
(Aumento) disminución en inventarios	(29.424)	19.709
(Aumento) disminución en activos diferidos	2.250	(1.723)
(Aumento) disminución en impuestos diferidos	(10.557)	35.425
Aumento (disminución) en proveedores	74.175	(37.191)
Aumento (disminución) en cuentas por pagar	(68.660)	76.594
Aumento (disminución) en impuestos, gravámenes y tasas	(24.581)	(246.211)
Aumento (disminución) en obligaciones laborales	3.748	(5.061)
Aumento (disminución) en pasivos estimados y provisiones	(33.808)	45.131
Aumento (disminución) en pasivos diferidos	7.503	1.510
Aumento (disminución) en otros pasivos	31.833	(6.851)
Incremento neto de efectivo en dólares mil millones	70.444	647.242

E&G
Despacho Sistema
Sistema
Eléctrico-Gas

SISTEMA PRODUCTIVO



JUNTA DIRECTIVA

ALM
Assets & Liabilities
Management

DECISIONES
PRODUCCIÓN & VENTAS

DECISIONES
FINANCIERAS

ESTADO RESULTADOS

Miliones de pesos	Notas	31 de diciembre del 2013	30 de Junio del 2013
Ingresos operacionales	22	2.298.884	1.978.737
Costo de ventas	23	775.916	685.070
Utilidad bruta		1.522.968	1.293.667
Gastos operacionales	24		
Operacionales de administración		191.307	196.975
Operacionales de ventas		585.821	527.838
Total gastos operacionales		777.128	724.813
Utilidad operacional		745.840	568.854
Ingresos no operacionales	25	73.290	130.282
Egresos no operacionales	26	164.913	219.280
Método de participación	25 y 26	432.545	447.771
Utilidad antes de impuestos		1.086.782	927.827
Provisión impuesto de renta	15	221.273	178.411
Impuesto de renta diferido neto	15	18.156	(13.844)
Utilidad neta del ejercicio		847.333	763.060

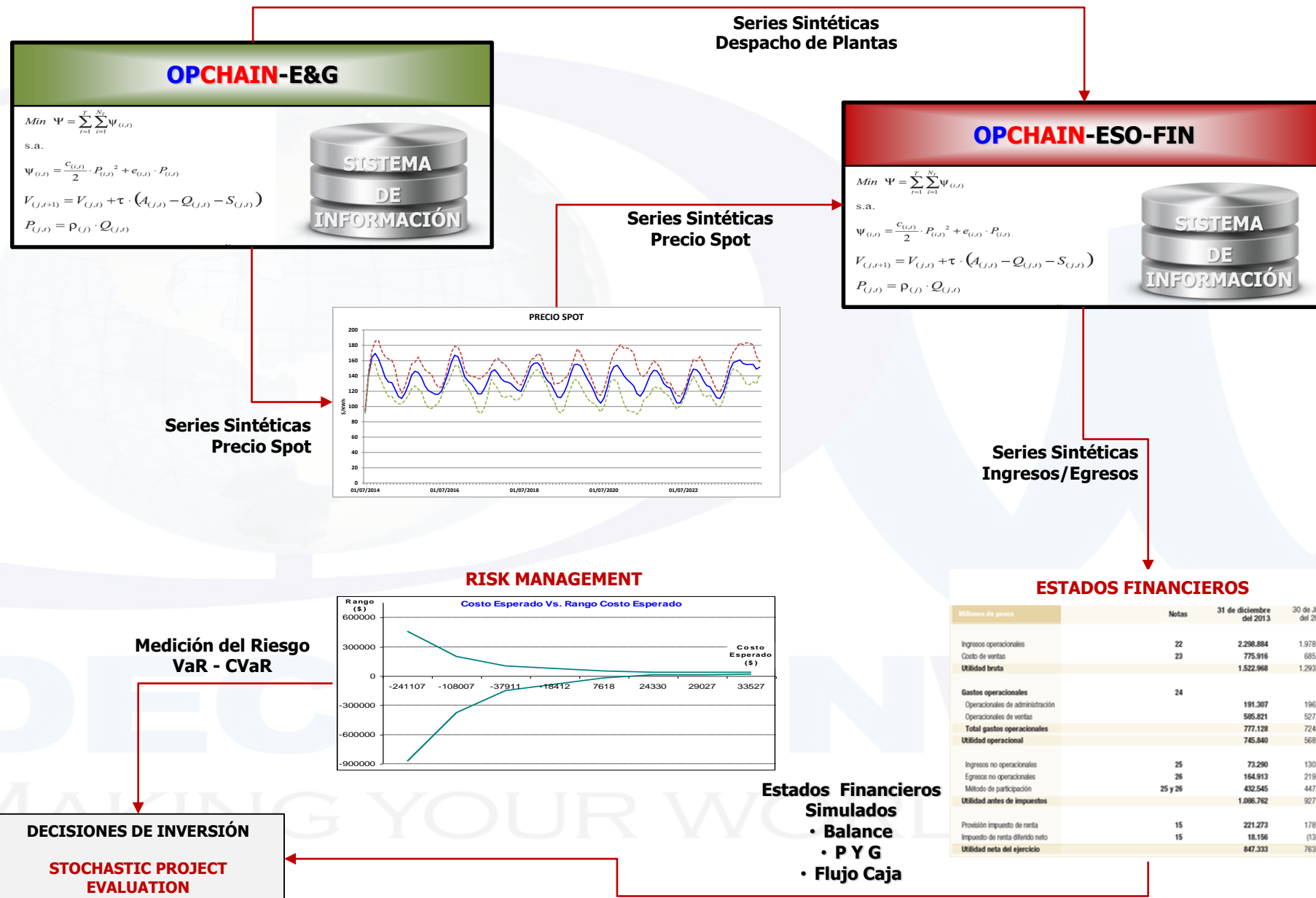
BALANCE ACTIVOS Y PASIVOS

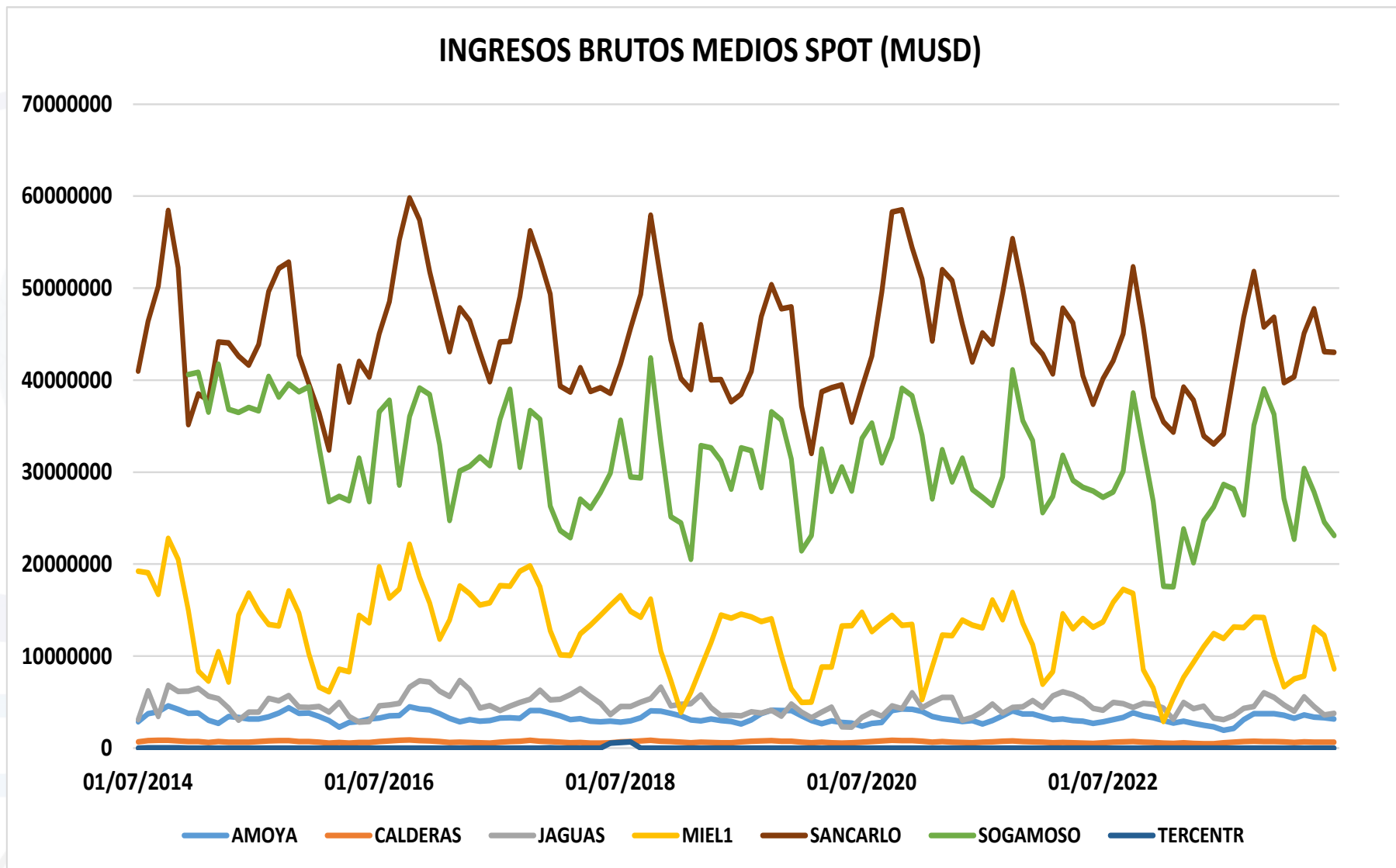
Miliones de pesos	Notas	31 de diciembre del 2013	30 de junio del 2013
ACTIVO			
CORRIENTE			
Disponible	4	83.842	39.125
Deudores	5	1.521.034	1.361.716
Inventarios	6	196.142	166.719
Diferidos	7	994	3.245
Total corriente		1.802.012	1.570.804
NO CORRIENTE			
Inversiones	9	2.624.979	2.274.467
Deudores	5	86.633	96.299
Propiedades, planta y equipo	10	1.231.203	1.239.207
Intangibles	11	762.878	834.320
Diferidos	7	111.018	122.118
Otros activos	8	112	112
Total no corriente		4.826.823	4.565.523
Valorizaciones	8-9-10	2.255.098	2.267.069
TOTAL DEL ACTIVO		8.883.933	8.404.396
CUENTAS DE ORDEN	21	10.552.769	10.458.230
PASIVO Y PATRIMONIO			
CORRIENTE			
Obligaciones financieras	12	232.932	1.709
Proveedores	13	277.495	203.320
Cuentas por pagar	14	527.056	588.967
Impuestos gravámenes y tasas	15	575.193	378.501
Obligaciones laborales	16	20.450	16.702
Pasivos estimados y provisiones	17	82.498	116.306
Otros pasivos		93.361	61.527

FLUJO DE EFECTIVO

Miliones de pesos	31 de diciembre del 2013	30 de Junio del 2013
Flujos de efectivo originado en actividades de operación		
Utilidad (pérdida) neta	847.332	763.060
Ajuste a los resultados:		
Ajuste por diferencia en cambio	(205)	(7.630)
Amortizaciones	117.930	94.731
Depreciaciones	105.908	107.848
Efecto neto aplicación método de participación	(432.545)	(447.771)
Pensiones de jubilación y contingencias	(13.763)	(13.967)
Provisión de activos fijos	228	-
Recuperación pensiones de jubilación y contingencias	-	715
Provisión de inventarios	-	659
Provisión de deudores	913	900
Cobertura de deuda no realizada	(2.916)	(3.296)
Ajuste periodos anteriores	14	1.851
Provisión para impuesto sobre la renta	239.428	164.567
Pérdida/(utilidad) en venta de propiedades planta y equipo	17.929	(63.475)
Utilidad operacional antes de cambios en el capital de trabajo	869.676	597.770
(Aumento) disminución en deudores	(159.200)	19.238
(Aumento) disminución en inventarios	(29.424)	19.709
(Aumento) disminución en activos diferidos	2.250	(1.729)
(Aumento) disminución en impuestos diferidos	(10.557)	35.425
Aumento (disminución) en proveedores	74.175	(37.191)
Aumento (disminución) en cuentas por pagar	(68.660)	76.594
Aumento (disminución) en impuestos, gravámenes y tasas	(24.581)	(246.211)
Aumento (disminución) en obligaciones laborales	3.748	(5.061)
Aumento (disminución) en pasivos estimados y provisiones	(33.808)	45.131
Aumento (disminución) en pasivos diferidos	7.503	1.510
Aumento (disminución) en otros pasivos	31.833	(6.851)
Incremento neto de efectivo en dólares mil millones	70.444	647.242

CONCEPTUALIZACIÓN DEL PROCESO EVALUACIÓN DE PROYECTOS – COORDINADA





FLUJO DE INGRESOS/EGRESOS OPERACIONALES – MERCADEO LARGO PLAZO (MUSD)															
Año	INGRESOS (VENTAS)					EGRESOS (COSTOS)								NETO	
	SPOT	RECONCILIACIÓN	OEFs	LARGO PLAZO	TOTAL	GAS	SPOT	AOM	AGC	F99	CERE	CONX	ASIC CND		TOTAL
01/01/2014	72.61	0	12.46	38.82	123.89		42.83	1.17	1.15	2.52	16.25	9.91	0.18	74.02	49.88
01/02/2014	73.02	0	12.42	38.14	123.58		47.85	1.04	1.10	2.23	14.36	9.91	0.18	76.66	46.92
01/03/2014	87.44	0	12.56	38.74	138.74		53.10	1.14	1.27	2.44	15.75	9.91	0.18	83.78	54.96
01/04/2014	91.69	0	12.54	38.44	142.67		51.48	1.22	1.34	2.62	16.88	9.91	0.18	83.63	59.04
01/05/2014	82.53	0	12.57	49.03	144.13		59.00	1.22	1.26	2.63	16.96	9.91	0.18	91.16	52.97
01/06/2014	58.80	0	12.56	49.28	120.63		51.75	0.99	0.95	2.14	13.79	9.91	0.18	79.71	40.92
01/07/2014	66.86	0.003	12.57	49.34	128.76	4.67	52.78	1.02	0.39	14.96	14.96	9.91	0.18	98.86	29.90
01/08/2014	76.25	0.000	12.57	49.40	138.22		62.48	1.12	0.53	16.91	16.91	9.91	0.18	108.05	30.17
01/09/2014	75.13	0.005	12.57	47.85	135.55		64.96	1.22	0.62	18.57	18.57	9.91	0.18	114.02	21.53
01/10/2014	93.54	0.007	12.57	48.09	154.20		64.66	1.23	0.66	19.57	19.57	9.91	0.18	115.77	38.43
01/11/2014	83.96	0.033	12.57	47.66	144.16		60.28	1.22	0.61	19.60	19.60	9.91	0.18	111.40	32.75
01/12/2014	101.40	0.009	12.38	43.67	157.45		47.64	1.56	0.63	24.99	24.99	13.00	0.23	113.03	44.42
01/01/2015	98.72	0.000	12.56	42.73	154.01		45.85	1.48	0.62	23.72	23.72	13.00	0.23	108.63	45.39
01/02/2015	90.92	0	12.56	42.25	145.72		44.80	1.48	0.61	23.65	23.65	13.00	0.23	107.41	38.31
01/03/2015	105.13	0	12.56	42.73	160.42		46.81	1.65	0.70	26.41	26.41	13.00	0.23	115.21	45.21
.
01/02/2022	85.68	0	29.95	0.00	115.62		0.00	1.44	0.54	23.09	23.09	0.00	0.16	48.31	67.31
01/03/2022	104.16	0	32.26	0.00	136.43		0.00	1.76	0.64	28.19	28.19	0.00	0.16	58.95	77.48
01/04/2022	97.69	0	29.62	0.00	127.31		0.00	1.84	0.63	29.42	29.42	0.00	0.16	61.47	65.85
01/05/2022	91.66	0	31.20	0.00	122.86		0.00	1.86	0.55	29.78	29.78	0.00	0.16	62.13	60.73
01/06/2022	85.97	0	30.64	0.00	116.61		0.00	1.69	0.50	27.12	27.12	0.00	0.16	56.59	60.03
01/07/2022	88.67	0	32.19	0.00	120.85		0.00	1.80	0.59	28.89	28.89	0.00	0.16	60.33	60.52
01/08/2022	94.53	0	32.61	0.00	127.14		0.00	1.78	0.66	28.51	28.51	0.00	0.16	59.62	67.52
01/09/2022	101.25	0	32.53	0.00	133.78		0.00	1.89	0.79	30.33	30.33	0.00	0.16	63.50	70.27
01/10/2022	116.71	0	33.47	0.00	150.19		0.00	1.90	0.81	30.38	30.38	0.00	0.16	63.63	86.56
01/11/2022	95.79	0	32.48	0.00	128.27		0.00	1.39	0.55	22.22	22.22	0.00	0.16	46.53	81.74
01/12/2022	80.22	0	32.52	0.00	112.74		0.00	1.14	0.40	18.19	18.19	0.00	0.15	38.07	74.67
01/01/2023	63.82	0	31.53	0.00	95.34		0.00	1.15	0.35	18.40	18.40	0.00	0.15	38.45	56.89
01/02/2023	63.65	0	30.01	0.00	93.66		0.00	1.32	0.41	21.12	21.12	0.00	0.15	44.11	49.55
01/03/2023	79.20	0	30.64	0.00	109.84		0.00	1.64	0.52	26.22	26.22	0.00	0.15	54.75	55.09
01/04/2023	74.74	0	30.19	0.00	104.93		0.00	1.73	0.47	27.72	27.72	0.00	0.15	57.79	47.14
01/05/2023	77.22	0	31.88	0.00	109.09		0.00	1.81	0.45	28.97	28.97	0.00	0.15	60.34	48.75
01/06/2023	77.76	0	31.04	0.00	108.80		0.00	1.55	0.40	24.88	24.88	0.00	0.15	51.86	56.94
01/07/2023	80.33	0	32.26	0.00	112.58		0.00	1.58	0.49	25.35	25.35	0.00	0.15	52.93	59.65
01/08/2023	88.32	0	33.03	0.00	121.35		0.00	1.58	0.60	25.32	25.32	0.00	0.15	52.97	68.37
01/09/2023	93.42	0	32.65	0.00	126.06		0.00	1.82	0.81	29.17	29.17	0.00	0.15	61.12	64.94
01/10/2023	110.17	0	33.34	0.00	143.50		0.00	1.70	0.77	27.18	27.18	0.00	0.15	56.99	86.51
01/11/2023	109.45	0	32.35	0.00	141.79		0.00	1.66	0.72	26.61	26.61	0.00	0.15	55.74	86.05
01/12/2023	103.02	0	32.99	0.00	136.01		0.00	1.47	0.60	23.54	23.54	0.00	0.14	49.29	86.72
01/01/2024	82.41	0	32.06	0.00	114.48		0.00	1.23	0.48	19.74	19.74	0.00	0.14	41.33	73.14
01/02/2024	78.41	0	28.94	0.00	107.35		0.00	1.31	0.49	21.00	21.00	0.00	0.14	43.94	63.41
01/03/2024	93.17	0	31.66	0.00	124.82		0.00	1.54	0.61	24.68	24.68	0.00	0.14	51.65	73.17
01/04/2024	97.27	0	31.38	0.00	128.65		0.00	1.70	0.65	27.23	27.23	0.00	0.14	56.94	71.71
01/05/2024	87.46	0	32.80	0.00	120.26		0.00	1.57	0.58	25.16	25.16	0.00	0.14	52.62	67.64
01/06/2024	82.29	0	31.69	0.00	113.97		0.00	1.53	0.58	24.45	24.45	0.00	0.14	51.15	62.83
TOTAL	11936	1.49	3298	1764	16999	4.67	2005	197	83	3064	3144	745	23	9270	7729

FIN
Simulación
Financiera

OPTIMIZACIÓN DE DECISIONES FINANCIERAS

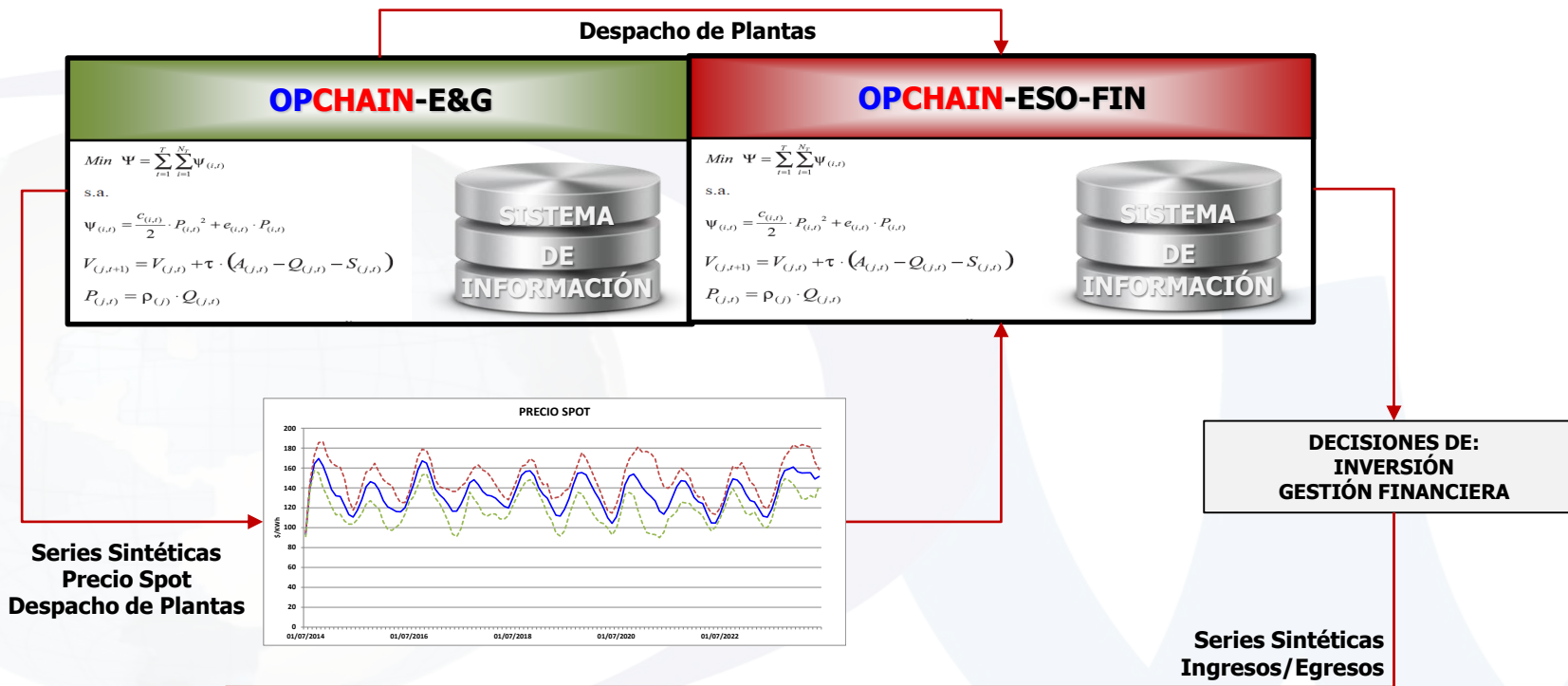
Como mejora sustancial al proceso de toma de decisiones, la vinculación del modelo financiero con los modelos de ESO: "Energy Systems Optimization" permite:

- Optimizar:
 - Manejo fiscal (dividendos, repatraciones de capital, pago/pre-pago de pasivos, ...)
 - Estructura de capital
 - Precios de transferencia

- Realizar:
 - Análisis de riesgos financiero corporativo

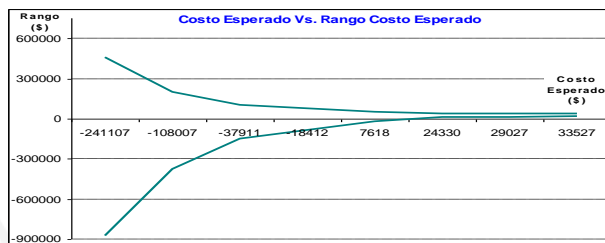
de forma tal de obtener decisiones "sólidas" que protejan a la organización ante eventuales eventos inesperados.

CONCEPTUALIZACIÓN DEL PROCESO EVALUACIÓN DE PROYECTOS – INTEGRADA



**Medición del Riesgo
VaR - CVaR**

RISK MANAGEMENT



Estados Financieros Simulados

- Balance
- P Y G
- Flujo Caja

ESTADOS FINANCIEROS

Miliones de pesos	Notas	31 de diciembre del 2013	30 de Junio del 2013
Ingresos operacionales	22	2.298.884	1.978.737
Costo de ventas	23	775.916	685.070
Utilidad bruta		1.522.968	1.293.667
Gastos operacionales	24		
Operacionales de administración		191.307	196.975
Operacionales de ventas		585.821	527.838
Total gastos operacionales		777.128	724.813
Utilidad operacional		745.840	568.854
Ingresos no operacionales	25	73.290	130.282
Egresos no operacionales	26	164.913	219.280
Método de participación	25 y 26	432.545	447.771
Utilidad antes de impuestos		1.086.762	927.627
Provisión impuesto de renta	15	221.273	178.411
Impuesto de renta diferido neto	15	18.156	(13.846)
Utilidad neta del ejercicio		847.333	763.060

OPCHAIN-E&G-MAN

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

MANTENIMIENTO DE ACTIVOS INDUSTRIALES



POLÍTICAS ÓPTIMAS DE MANTENIMIENTO

Objetivos:

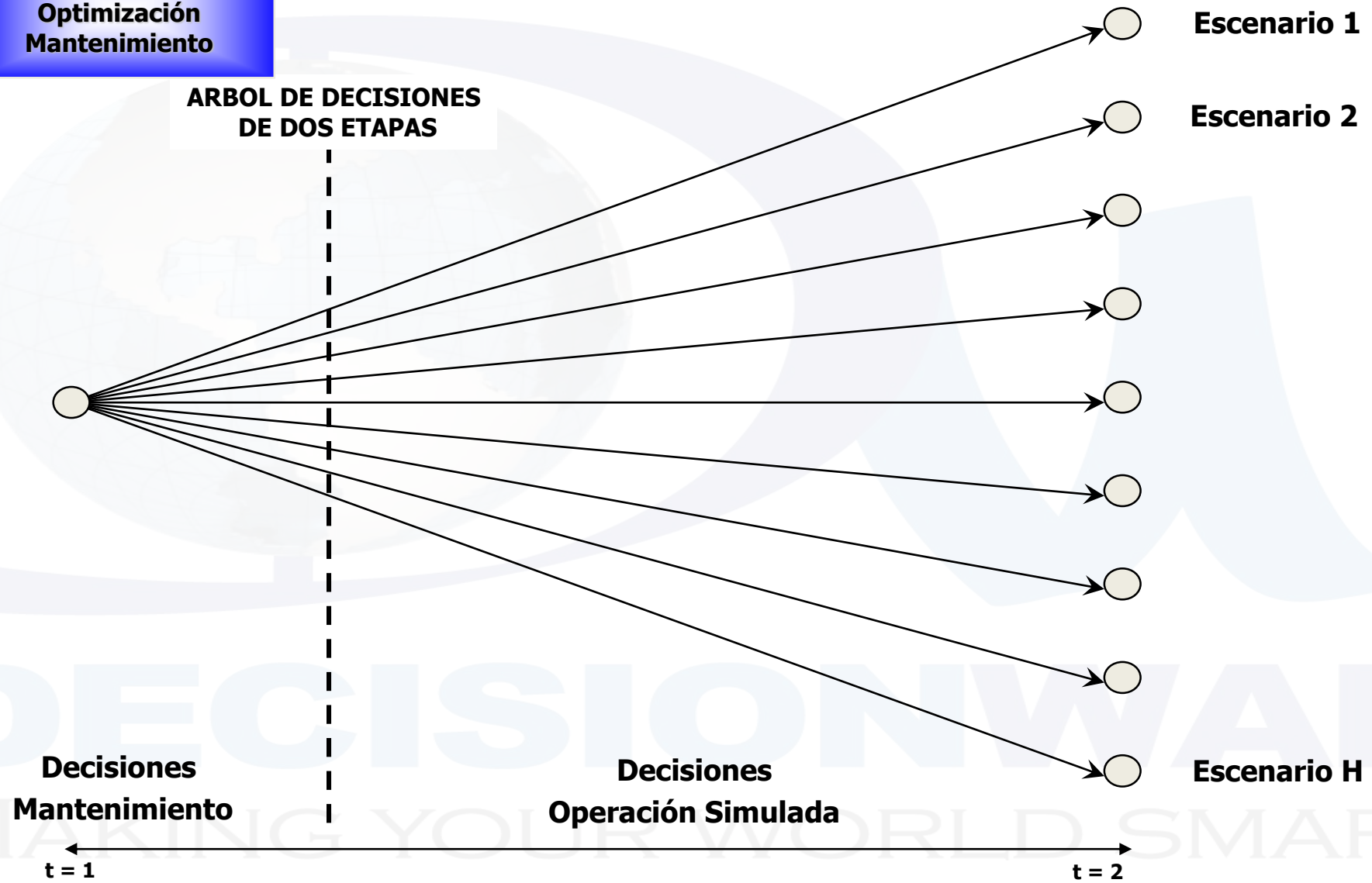
- Optimizar uso de los recursos del mantenimiento
- Minimizar impacto del mantenimiento.
- Decisiones sobre fechas para realización de mantenimientos (meses, semanas, días)
- Minimizar costos.
- Maximizar beneficios económicos

Dimensión de tiempo de Operación:

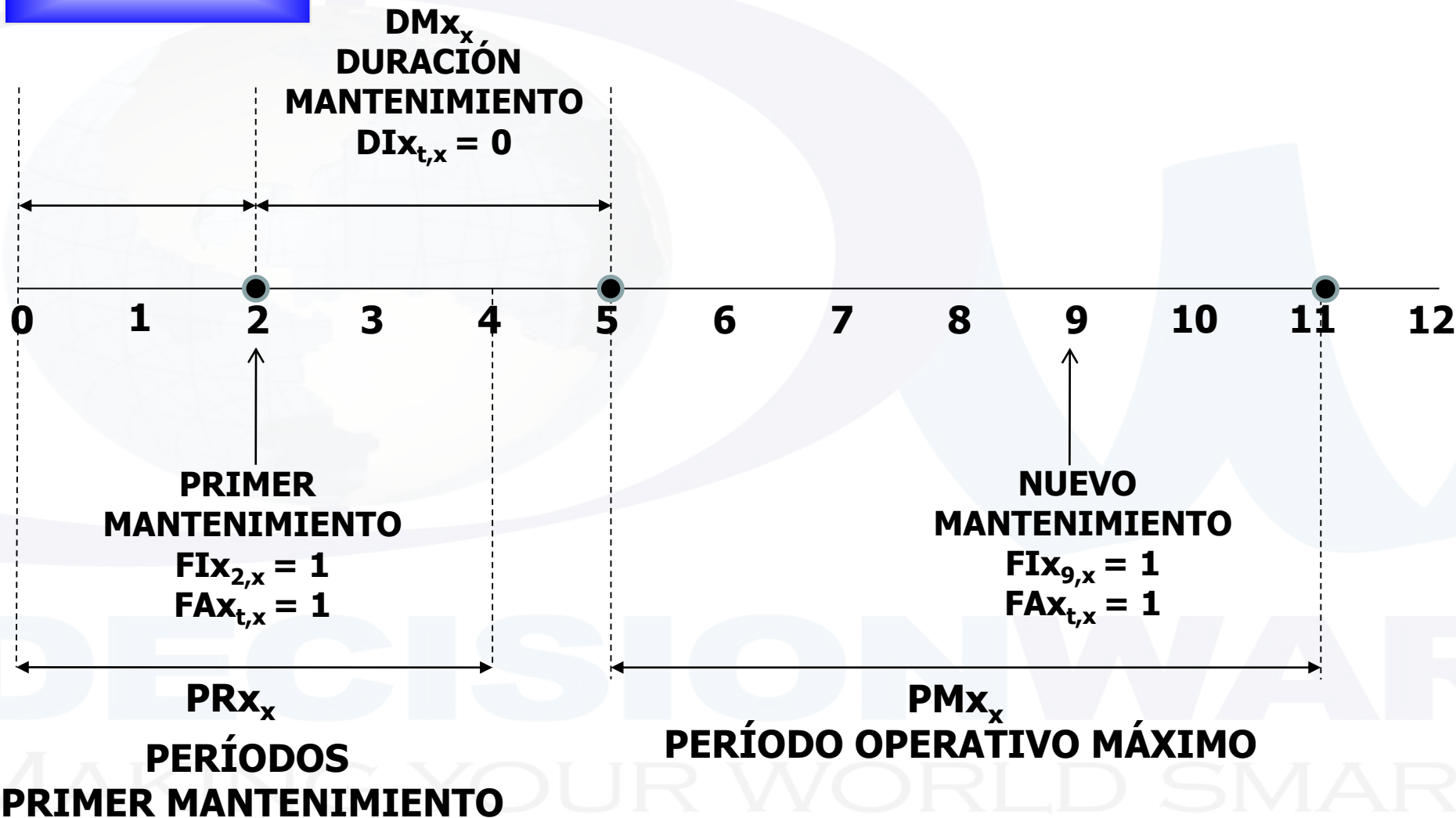
- Tiempo (días)
- Generación (MWh)

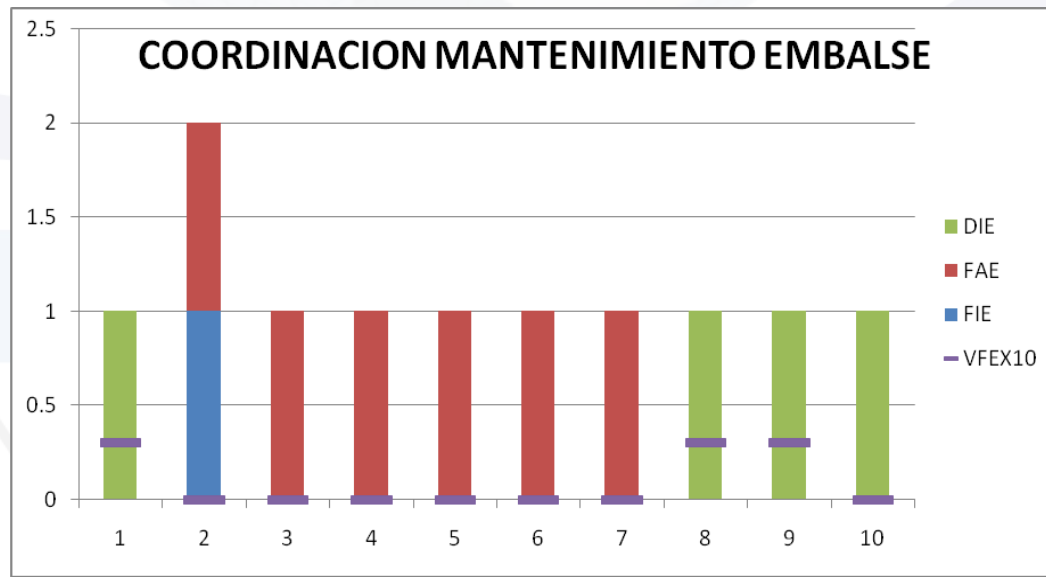
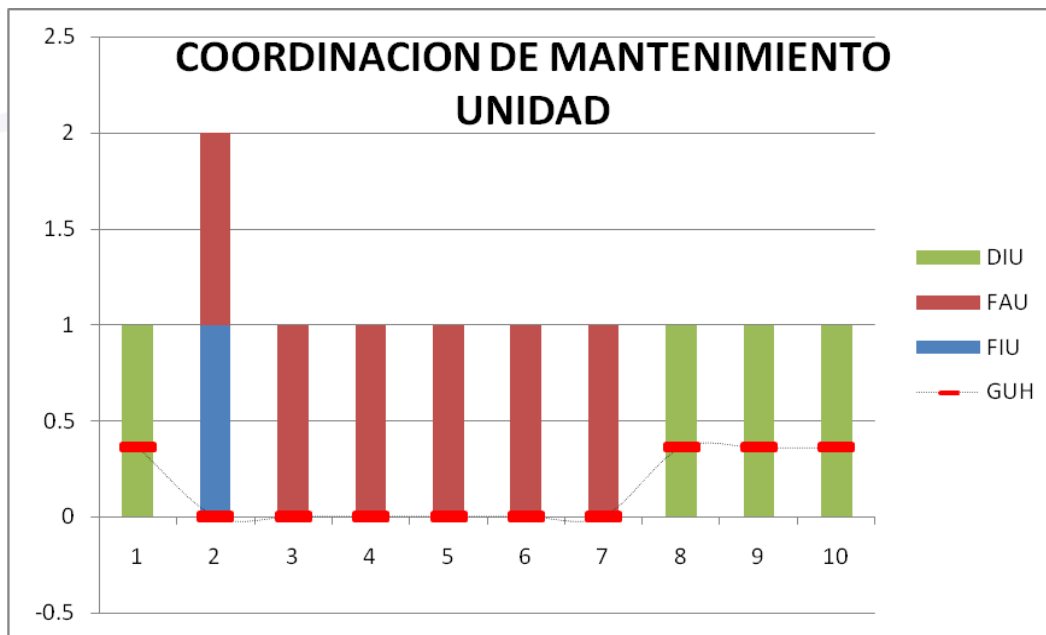
OPT-MAN
Optimización
Mantenimiento

**ARBOL DE DECISIONES
DE DOS ETAPAS**



OPT-MAN
Optimización
Mantenimiento





Déficit Obligación de Energía Firme

FECHA	COD_CHI	COD_BCE	VALOR	COSTO_OB J
02/01/2009	CESMERAL	B01	0	13730
02/02/2009	CESMERAL	B01	0.013409	13730
02/03/2009	CESMERAL	B01	0.013409	13730
02/04/2009	CESMERAL	B01	0.013409	13730
02/05/2009	CESMERAL	B01	0.013409	13730
02/06/2009	CESMERAL	B01	0.013409	13730
02/07/2009	CESMERAL	B01	0.013409	13730
02/08/2009	CESMERAL	B01	0	13730
02/09/2009	CESMERAL	B01	0	13730
02/10/2009	CESMERAL	B01	0	13730
02/01/2009	INSULA	B01	0	13730
02/02/2009	INSULA	B01	0	13730
02/03/2009	INSULA	B01	0	13730
02/04/2009	INSULA	B01	0	13730
02/05/2009	INSULA	B01	0	13730
02/06/2009	INSULA	B01	0	13730

GENERACIÓN POR PLANTA

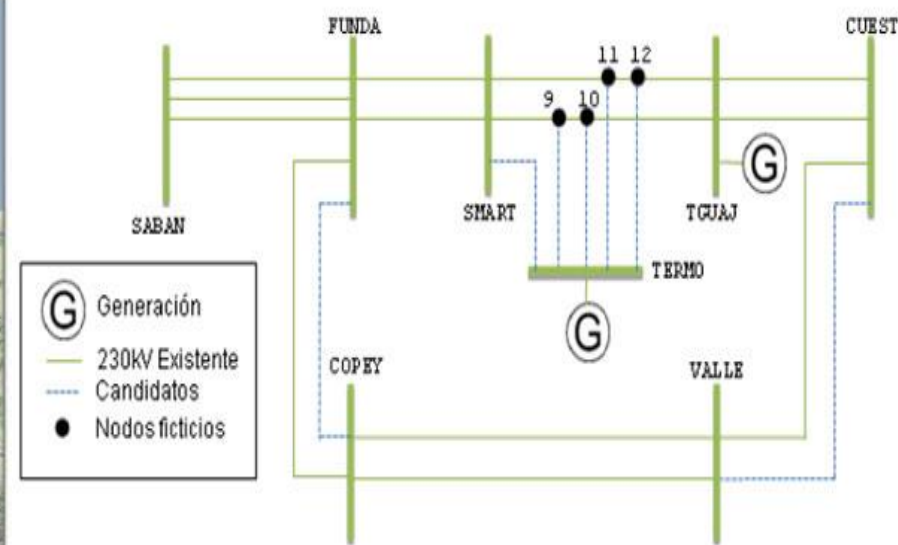
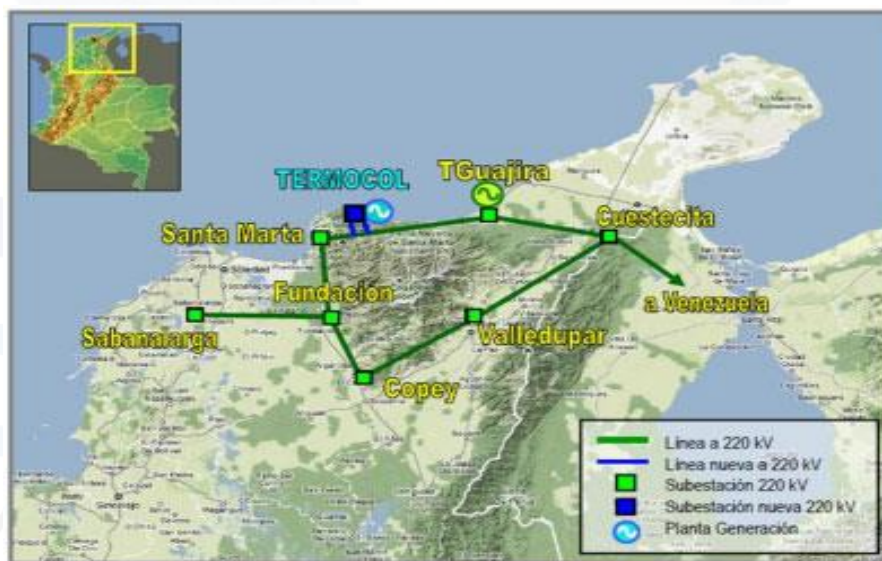
DIAS	SAN FRANCISCO	ESMERALDA	INSULA
1	0.305464	0.644679	0.262903
2	0.853414	0	0.262903
3	0.840178	0	0.262903
4	0.840178	0	0.262903
5	0.840178	0	0.262903
6	0.840178	0	0.262903
7	0.840178	0	0.262903
8	0.826942	0.56158	0.262903
9	0.840178	0.573014	0.262903
10	2.353487	0.584448	0.262903

OPCHAIN-E&G-SCD

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

DISEÑO DE REDES DE SUMINISTRO DE ENERGIA



EXPANSIÓN INFRAESTRUCTURA INDUSTRIAL

Determinar decisiones óptimas con respecto a las inversiones a realizar en expansión de infraestructura energética

- Diseño óptimo de expansión sobre un sistema de potencia, ubicación, capacidad instalada, cambios de tecnología.
- Modelaje de decisión de expansión teniendo en cuenta inversión de proyectos

PROYECTOS DE INVERSIÓN

- Los proyectos de expansión de infraestructura brindan la posibilidad de aumentar capacidad de la infraestructura ya instalada (por medio de ampliaciones o de modernizaciones de la infraestructura actual) o de crear nueva capacidad por medio de nuevas instalaciones. La ubicación “óptima” de la infraestructura y la asignación de recursos estará relacionada con decisiones orientadas a minimizar costos y/o a maximizar beneficios, con el objetivo global de maximizar la utilidad social por cada peso invertido.
- El modelaje de proyectos de inversión considera los siguientes tipos:
 - Instalación de capacidad adicional
 - Desinstalación de infraestructura
 - Modernización de infraestructura

EXPANSIÓN INFRAESTRUCTURA INDUSTRIAL

- INO_{t,i}** Variable binaria que será igual a **1** si la instalación **i** **entra** en operación durante el período **t**
- OPE_{t,i}** Variable binaria que será igual a **1** si la instalación **i** **esta** en operación durante el período **t**
- ACT_{t,i}** Variable que representa el nivel de actividad durante el periodo **t**.
- CAPA_i** Capacidad de operación de la instalación **i**.

$$\sum_{t=1,T} BE_{t,i} \leq 1$$

$$OPE_{t,i} = \sum_{q=1,t} INO_{q,i}$$

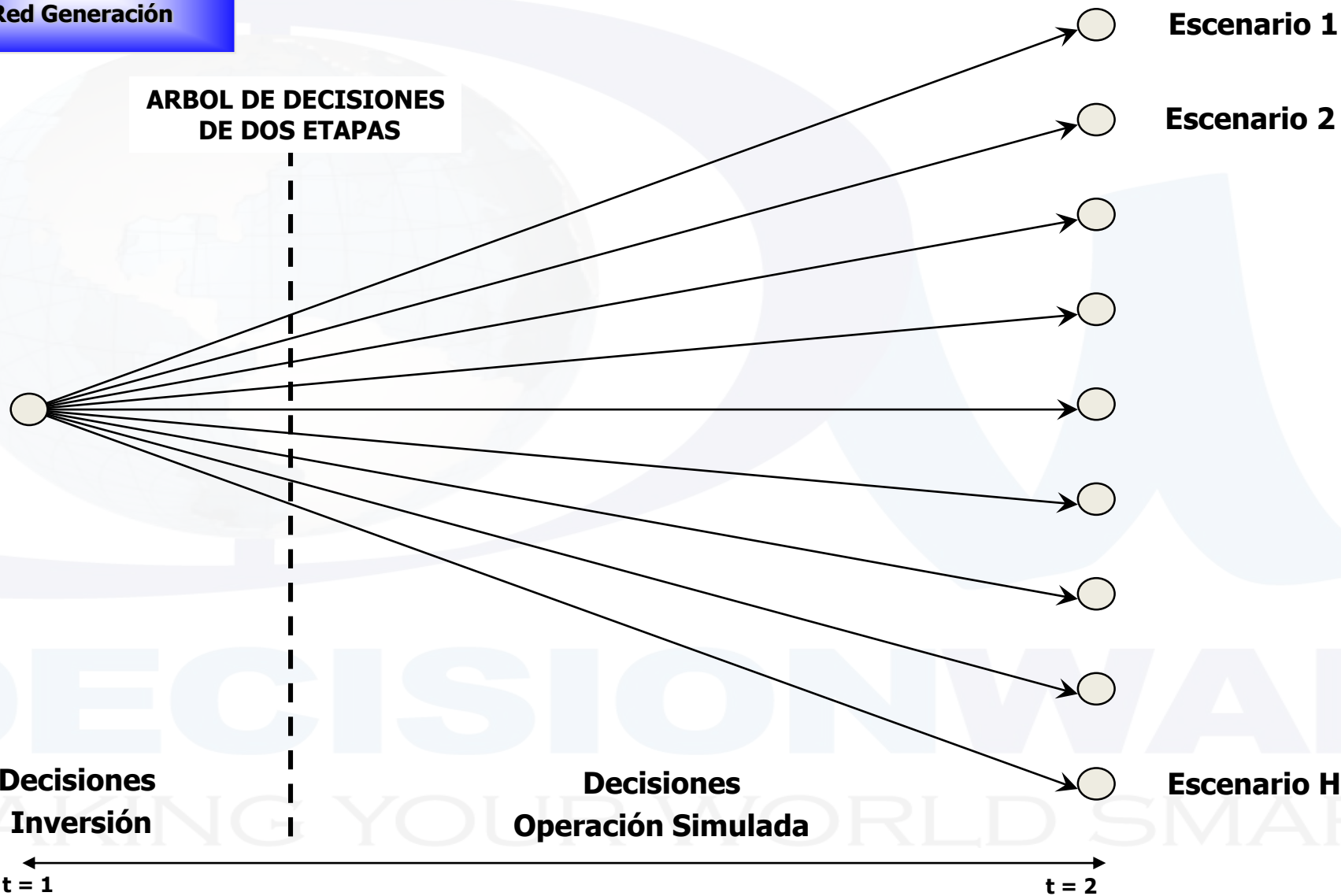
$$ACT_i \leq CAP_i \times OPE_{t,i}$$

Costo de inversión basado en el costo anual equivalentes **CAQ_i** esto es:

$$\sum_{t=1,T} CAQ_i \times OPE_{t,i}$$

OPT-PES
Optimización Diseño
Red Generación

EXPANSIÓN INFRAESTRUCTURA INDUSTRIAL

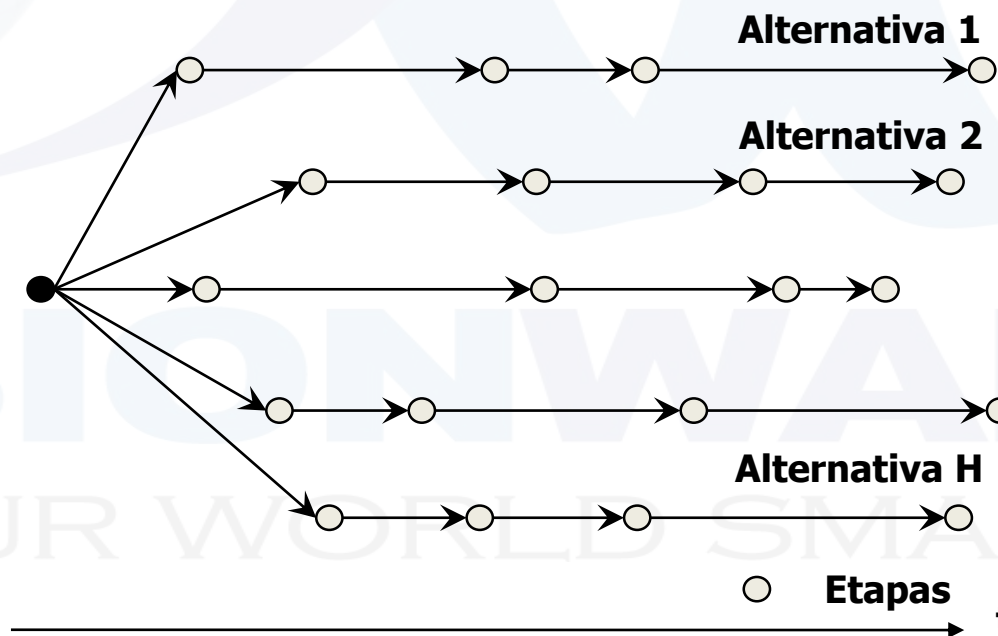


OPT-PES
Optimización Diseño
Red Generación

PROYECTOS

- Suma de Obras de Infraestructura
- Desarrollo por alternativas y etapas

EMBALSES
+
PLANTAS HIDRÁULICAS
+
CANALES
+
PLANTAS TERMICAS
+
LINEAS DE TRASMISION
+
TRAMOS GASDUCTOS
+
YACIMIENTOS





PROYECTO

ALTERNATIVA



ETAPA



VOLUMEN MINIMO



TURBINA 1



TURBINA 2 y 3

DECISIONWARE
MAKING YOUR WORLD SMARTER

OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

Electricity & Gas Supply Chain Optimization

OPTIMIZATION TECHNOLOGIES



OPCHAIN-E&G

IS A COMMERCIAL OPTIMIZATION SOFTWARE

DEVELOPED USING MMS

OPTEX Mathematical Modeling System - Chief Scientist DecisionWare International Corp. (OPTEX MMS 374838-456059)

OPCHAIN-E&G

OPTIMIZING THE VALUE CHAIN

ELECTRICITY & GAS

SUPPLY CHAIN OPTIMIZATION



Powered by

Think the mathematical model and  will make the software for you

Aceptar

Usuario

Clave

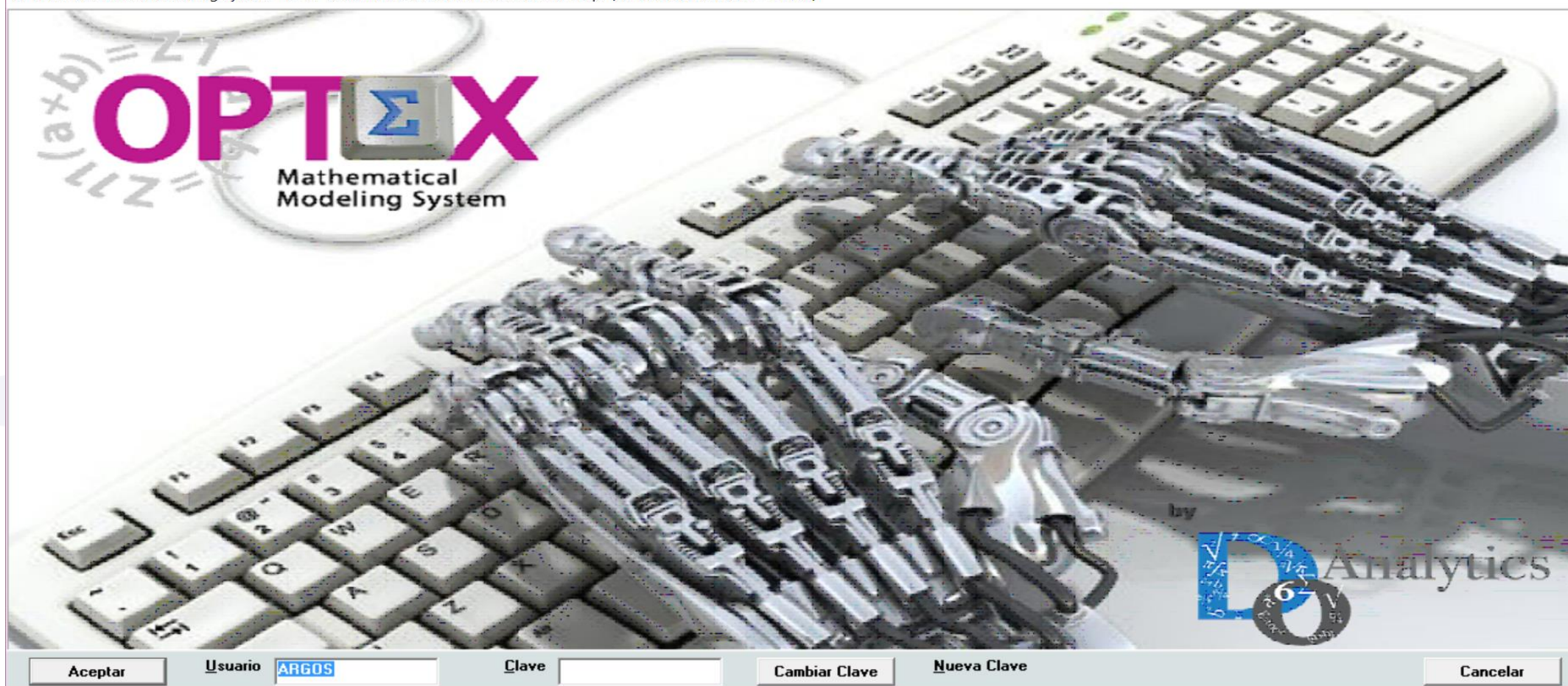
Cambiar Clave

Nueva Clave

Cancelar

OPTEX MATHEMATICAL MODELING SYSTEM IS A COMMERCIAL OPTIMIZATION TECHNOLOGY PRODUCED BY **DO** ANALYTICS (A SPIN OFF COMPANY OF **DECISIONWARE**)

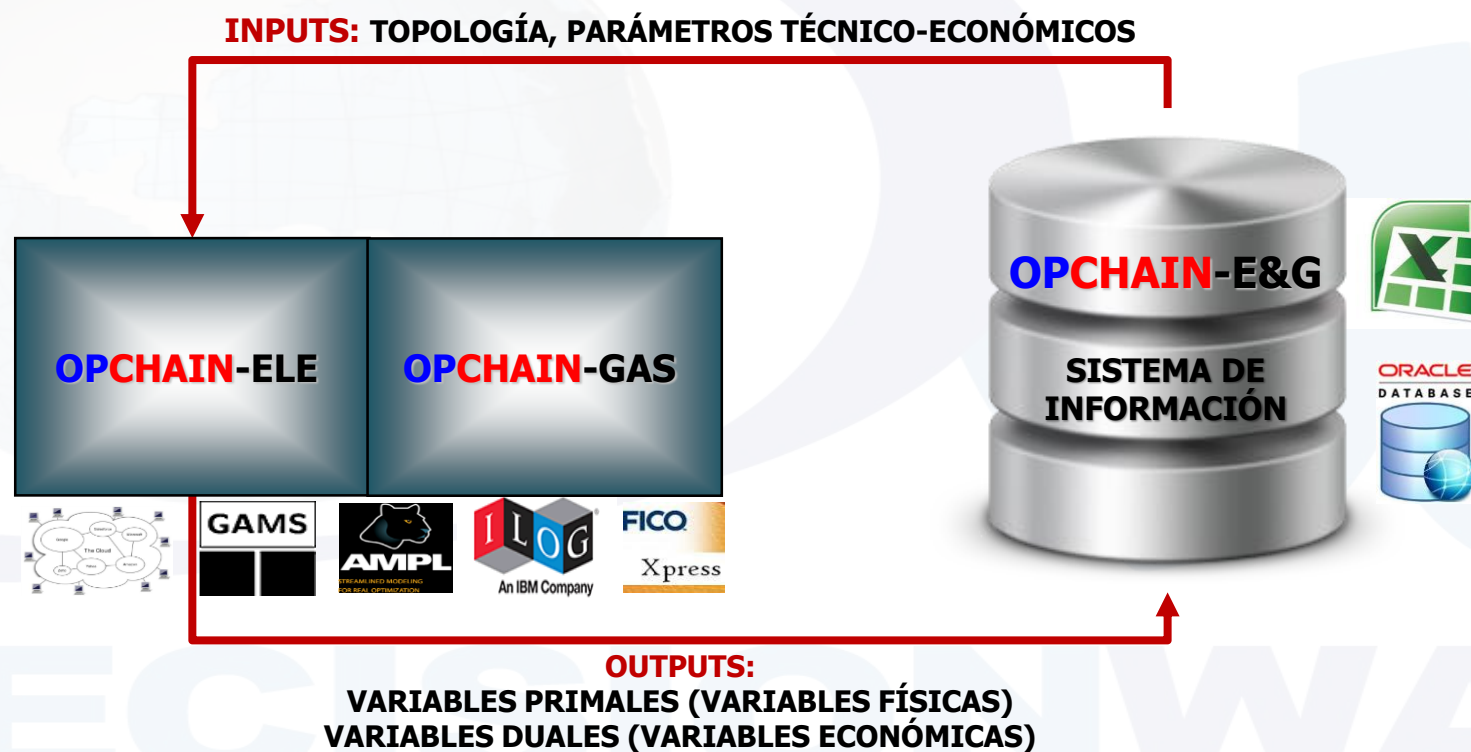
OPTEX Mathematical Modeling System - Chief Scientist DecisionWare International Corp. (OPTEX MMS 374838-456059)



The image shows a login screen for the OPTEX Mathematical Modeling System. The background features a close-up of a computer keyboard with a robotic hand typing. In the top left, the OPTEX logo is displayed in pink and blue, with the text "Mathematical Modeling System" below it. In the bottom right, the DO Analytics logo is visible. At the bottom, there is a login form with the following elements:

- A button labeled "Aceptar".
- A label "Usuario" followed by a text input field containing the text "ARGOS".
- A label "Clave" followed by an empty text input field.
- A button labeled "Cambiar Clave".
- A label "Nueva Clave" followed by an empty text input field.
- A button labeled "Cancelar".

OPCHAIN-E&G ARQUITECTURA



IDE gamside: D:\Dropbox\GENEX\COES\SHGTGES-EXP\MODPLA\PE\OPTEX_MODPLAN.gpr - [d:\Dropbox\GENEX\COES\SHGTGES-EXP\MODPLA\PE\OPTEX_MODPLAN.gms]

IDE File Edit Search Windows Utilities Model Libraries Help

ICDA

OPTEX_MODPLAN.gms

```

*OPTEX-> Restriccion: Consumo Combustible por Nodo
R_CCNS[t,ns]$( C__TTT(t) and C_NTE(ns) )..
+ SUM([C_BLO[b] ,C_CTN[ns,g] ,C_CBT[g,k] ],P_IPCA[k] * V_CCO[t,b,g,k]$(C__TTT(t) and C_BLO(b) and C_TMCR(g) and C_CBT(g,k) ) )
- SUM([C_DGT[sd] ],V_VCL[t,ns,sd]$(C__TTT(t) and C_NTD(ns) and C_DTN(ns,sd) ) ) =l= 0 ;

*OPTEX-> Restriccion: Conservación Materia Entrada Central Hidráulica con Pondaje
R_CCP[t,p]$( C__TTT(t) and C_HCP(p) )..
+ SUM([C_BLO[b] ],V_ATU[t,p,b]$(C__TTT(t) and C_HID(p) and C_BLO(b) ) )
+ SUM([C_BLO[b] ],V_VCE[t,p,b]$(C__TTT(t) and C_HID(p) and C_BLO(b) ) )
- SUM([C_BLO[b] ,C_CAC[p,c] ],P_ECCC[p,c] * V_HCC[t,c,p,b]$(C__TTT(t) and C_CAC(p,c) and C_HID(p) and C_BLO(b) ) )
- SUM([C_EVC[p,m] ],P_ECVE[m] * V_VEE[t,m]$(C__TTT(t) and C_EMB(m) ) )
- SUM([C_BLO[b] ,C_KAC[p,cb] ],P_ECKC[cb,p] * V_HKC[t,cb,p,b]$(C__TTT(t) and C_KAN(cb) and C_AKC(cb,p) and C_BLO(b) ) )
- SUM([C_BLO[b] ,C_EAC[p,m] ],P_ECEC[m,p] * V_HEC[t,p,m,b]$(C__TTT(t) and C_HID(p) and C_EAC(p,m) and C_BLO(b) ) ) =e= P_HAT[t,p]

*OPTEX-> Restriccion: Conservación Materia Salida Central Hidráulica
R_CGS[t,p,b]$( C__TTT(t) and C_CEC(p) and C_BLO(b) )..
+ SUM([C_EBC[p,m] ],V_HCE[t,p,m,b]$(C__TTT(t) and C_HID(p) and C_EBC(p,m) and C_BLO(b) ) )
+ SUM([C_CBC[p,c] ],V_HCC[t,p,c,b]$(C__TTT(t) and C_HID(p) and C_CBC(p,c) and C_BLO(b) ) )
+ SUM([C_CAK[p,cb] ],V_HCK[t,p,cb,b]$(C__TTT(t) and C_HID(p) and C_CAK(p,cb) and C_BLO(b) ) )
- V_ATU[t,p,b]$(C__TTT(t) and C_HID(p) and C_BLO(b) ) =e= 0 ;

*OPTEX-> Restriccion: Continuidad Energía Barras - 1ra Ley Kirchhoff perdidas Direccionadas
R_CNDF[t,z,b]$( C__TTT(t) and C_BAR(z) and C_BLO(b) )..
+ SUM([C_TBA[z,g] ],V_GTE[t,g,b]$(C__TTT(t) and C_TER(g) and C_BLO(b) ) )
+ SUM([C_HBA[z,p] ],V_GHI[t,p,b]$(C__TTT(t) and C_HID(p) and C_BLO(b) ) )
+ SUM([C_CBB[z,f] ],V_TCC[t,b,f]$(C__TTT(t) and C_BLO(b) and C_CIR(f) ) )
- SUM([C_CB2[z,f] ],V_TCC[t,b,f]$(C__TTT(t) and C_BLO(b) and C_CIR(f) ) )
- V_ENR[t,z,b]$(C__TTT(t) and C_BAD(z) and C_BLO(b) )
- SUM([C_CB2[z,f] ],V_PED[t,b,f]$(C__TTT(t) and C_BLO(b) and C_CIR(f) ) )
- V_EIC[t,b,z]$(C__TTT(t) and C_BLO(b) and C_BIC(z) )
+ V_IIC[t,b,z]$(C__TTT(t) and C_BLO(b) and C_BIC(z) ) =e= 0 ;

```

OPCHAIN-E&G
GAMS PROGRAM
GENERATED BY OPTEX

Gamside: C:\GENEX\SHTG\SHTGES\GDDP-C\CO\OPTEX_GDDPUNI.GPR - [c:\GENEX\SHTG\SHTGES\GDDP-C\CO\OPTEX_GDDPUNI.gms]

File Edit Search Windows Utilities Model Libraries Help

RSPH_ {a} [Icons: Save, Print, Run]

OPTEX_GDDPUNI.gms

```
* OPTEX-> File creation date: 02/10/2017 - 10:59:05-->
* GAMS Program Code generated by OPTEX Mathematical Modeling System copyright DO ANALYTICS LLC.
* This code can be legally used only with write or digital license of DO ANALYTICS LLC.
* User License ID: Chief Scientist DecisionWare International Corp. (OPTEX MMS 374838-456059)

* OPTEX-> Modelo: GDDPUNI - GDDP - Nodo Unico - Deterministico

* OPTEX-> Problema(s):
*   Problema: BENUNICO Despacho Ideal Nodo Unico - Coordinador Benders
*   Problema: BENUNISP Despacho Ideal Nodo Unico - SubProblema Benders

*Tipo Modelo: Normal

$title OPTEX - Modelo: GDDPUNI GDDP - Nodo Unico - Deterministico
*OPTEX-> Include MOD ##INIT##

*OPTEX-> Include PRO BENUNICO ##INIT##

*OPTEX-> Include PRO BENUNISP ##INIT##

$onempty
*OPTEX-> Maestros Indices

SET t(*) Tiempo
/
$include I_t.opt
/ ;
* SET C__TTT(t) Periodos Modelo

SET C__TTT(t) Periodos Modelo
```

**OPCHAIN-E&G
GAMS PROGRAM
GENERATED BY OPTEX**

USING

**G-SDDP
GENERALIZED STOCHASTIC DUAL
DYNAMIC PROGRAMMING**

ILOG OPL Development Studio IDE

Archivo Editar Navegar Ejecutar Ventana Ayuda

Proyectos OPL Depurar

Vehicle Routing Problem (Vehicle Routing Problem)

- Configuraciones de ejecución
- Vehicle Routing Problem.mod
- Vehicle Routing Problem OPTEX.mod
- Vehicle Routing Problem.ops
- Vehicle Routing Problem.dat
- VRP.mdb

```

1// OPTEX-> Fecha de creacion del archivo: 29/01/2009 - 06:13:17
2
3// Programa IBM ILOG OPL generado por OPTEX Mathematical Modeling System propiedad
4// Solo puede ser utilizado legalmente bajo licenciamiento escrito de DecisionWare
5
6
7
8// OPTEX-> Modelo
9//     Modelo: VRP Ruteo Vehiculos (VRP)
10// OPTEX-> Problema
11//     Problema: VRP Ruteo Vehiculos (VRP)
12
13
14// OPTEX-> Conjuntos Maestros
15(string) master_v = ...; // Vehículo
16(string) master_c = ...; // Destino (c)
17(string) master_k = ...; // Destino (k)
18(string) master_z = ...; // Zonas
19
20// OPTEX-> Conjuntos
21// v -> VAZ() - Vehículos asignados Zona
22tuple Iset_VAZ ( string v; );
23(Iset_VAZ) Iiset_VAZ = ...;
24(string) set_VAZ = { v | <v> in Iiset_VAZ };
25
26// c -> CLD() - Nodos ( Clientes + Origen)
27tuple Iset_CLD ( string c; );
28(Iset_CLD) Iiset_CLD = ...;
29(string) set_CLD = { c | <c> in Iiset_CLD };
30
31// k -> KCD(c) - Cliente c <-> Cliente + Origen
32tuple Iset_KCD ( string c; string k; );
33(Iset_KCD) Iiset_KCD = ...;

```

Esquema

usando CPLEX

Datos (58)

- Dpar_CUVE
- Dpar_DIST
- Ipar_CUVE
- Ipar_DIST
- Iiset_AZD
- Iiset_AZK
- Iiset_AZV
- Iiset_CKL
- Iiset_CLD
- Iiset_CLI
- Iiset_DAO
- Iiset_DAZ
- Iiset_DEK
- Iiset_DEO
- Iiset_DKO
- Iiset_KAZ
- Iiset_KCD
- Iiset_KCL
- Iiset_KDE
- Iiset_KLD
- Iiset_KLI
- Iiset_NOK
- Iiset_NOR
- Iiset_VAZ
- Iiset_VCL
- Iiset_VDE
- Iiset_VEH
- Iiset_ZAG
- master_c
- master_k

Examinador d Variables Puntos de int

Nombre	Valor
Datos	
Variables de decisión	
Expresiones de decisión	
Restricciones	
Postprocesando datos	

Propiedades Valor

Problemas Registro de guiones Soluciones Conflictos Relajaciones Registro del motor Estadísticas Perfilador

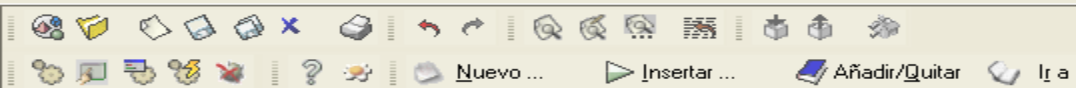
0 errores, 0 avisos, 0 informaciones

Descripción Recurso Vía de acceso Ubicación

OPCHAIN-E&G
IBM ILOG OPL PROGRAM
GENERATED BY OPTEX

Dev-C++ 4.9.9.2

Archivo Edición Buscar Ver Proyecto Ejecutar Depurar Herramientas CVS Ventana Ayuda



Proyecto Clases Depurar

- [-] Date : struct
- [-] FILE_RAM : struct
- [-] ItemMaestro : struct
- [-] OMP : struct
- [-] SetCondition : struct
- [-] sNameField : struct
- [-] ValueRead : struct
- [-] itoa0 (int iMes): char*
- [-] NewFecha (char *Fecha): char*
- [-] OldFecha (char *Fecha): char*
- [-] LoadFile2Parameter (struct FILE_P
- [-] fdp_triangular (double p0, double p
- [-] FX_ABS (double Value): double
- [-] FX_CD1 (double Value): double
- [-] FX_INV (double Value): double
- [-] FX_LOG (double Value): double
- [-] FX_NEG (double Value): double
- [-] FX_POS (double Value): double
- [-] FX_SQR (double Value): double
- [-] FXP_DIAS (int t): double
- [-] FXP_HORAS (int t): double
- [-] FXP_MINS (int t): double
- [-] FXP_PREM (int t): double
- [-] FXP_SECS (int t): double
- [-] FXP_SECS1000 (int t): double
- [-] PAR_CEB (int i7,int i4,int i1): double
- [-] PAR_CEH (int i2,int i1): double
- [-] PAR_CET (int i8,int i1): double
- [-] PAR_CGB (int i2): double
- [-] PAR_CGH (int i2,int i4,int i1): double
- [-] PAR_CGT (int i8,int i4,int i1): double
- [-] PAR_CIB (int i7,int i4,int i1): double
- [-] PAR_CMB (int i3,int i8,int i4,int i1): d

```
[*] OPTEX_Model_MODSEIAOP_Main.c
1 // OPTEX-> Fecha de creacion del archivo: 09/10/2008 - 08:52:06
2
3 // Programa generado por OPTEX Mathematical Modeling System propiedad de DecisionWare Ltda.
4 // Solo puede ser utilizado legalmente bajo licenciamiento por escrito de DecisionWare Ltda.
5
6 //OPTEX-> Modelo
7 //      Modelo: MODSEIAOP MODSEI Areas Operativas
8 //      Problema: MODSEIAOP MODSEI Areas Operativas
9
10 //OPTEX - Includes
11 #include <stdio.h>
12 #include <stdlib.h>
13 #include <time.h>
14 #include <string.h>
15 #include "glpk.h"
16 #include "lp_lib.h"
17 #include "CoinMP.h"
18 #include <ctype.h>
19 #include <ilcplex/cplex.h>
20 // #include "xprs.h"
21 // #include "symphony.h"
22
23
24 CPXENVptr env;
25 int status;
26
27 int MaxRegs=80000, nStacks=100;
28 int onCOIN=0, onCPLEX=0, onXPRESS=0, onGLPK=0;
29 int nInd_t;
30
31 char *itoa0(int iMes);
32 struct tm tmFecha(char *sFecha);
33 int FXP_DiasPeriodo(char *FechaFin,char *FechaIni);
34 int TimeProcess(time_t tIni);
35 time_t tIni;
36 char *NewTime(time_t tIni,char *Fecha);
```

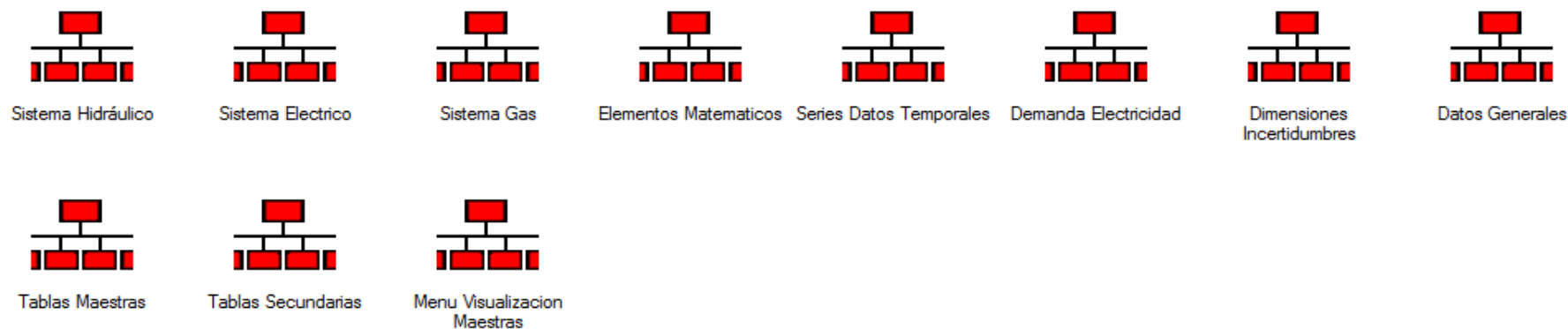
OPCHAIN-E&G
C PROGRAM
GENERATED BY OPTEX

Compilador Recursos Resultado de la compilación Depurar Ver Resultados

35: 9 Modificar Insertar Líneas del Archivo: 8990



- Sistema Información COES-SINAC
 - Sistema Hidráulico
 - Cuencas/Cadenas
 - Embalses
 - Centrales Hidráulicas
 - Punto Conexión
 - Ríos
 - Demandas Externas
 - Trayectorias
 - Convex Hull Hidro-Generación
 - Conectividad Hidráulica
 - Sistema Electrico
 - Países / Regiones
 - Sistema Gas
 - Nodos Gas
 - Demanda -> Nodo Gas
 - Tipo Gas Natural
 - Combustibles Ubicados
 - Centrales Térmicas & RER
 - Sectores Demanda Gas
 - Rutas Gas
 - Tramo Gasoducto Real
 - Tramos Direccionado Gasoducto
 - Tipo Nodo Gas
 - Tipo Vehículo
 - Tramos Déficit Gas
 - Elementos Matematicos
 - Series Datos Temporales
 - Demanda Electricidad
 - Dimensiones Incertidumbres





- Administrador GENEX - MODSEI
- SIMM - Modelos Matemáticos
- MODSEI-Infomación Permanente
 - Sistema Hidroelectrico
 - Embalses
 - Centrales Hidráulicas
 - Ríos
 - Hidrologías
 - Cadena Hidráulica
 - Mínimos Operativos Superior
 - Sistema Térmico
 - Plantas Térmicas
 - Combustibles Ubicados
 - Tipo de Combustibles
 - Menú Sistema Series de Tiempo
 - Sistema Series de Tiempo
 - Maestro Entidades -Series de
 - Maestro Variables -Series de
 - Sistema Interconexión
 - Areas Operativas
 - Circuitos Sistema Interconexión
 - Barras Sistema Interconexión
 - Circuitos Sistema Interconexión
 - Líneas Inteconexión Areas C
 - Grupos Generación Segurida
 - Sistema Demanda

OPCION	ELEMENTO	TIPO	KEY	CODIGO
Area Operativa de Gas	Window	S	1	S:AROPGA
Tramo de Gasoducto	Window	S	2	S:TRGASD
Yacimiento de Gas	Window	S	3	S:YACIMI
Nodos Consumidores Gas	Window	S	4	S:NODCSG
Demnada Mensual Gas	Window	S	5	S:DEMGAS



MODSEI - Embalses

Archivo Edición Ver Análisis Ventana Ayuda



Código	Descripción	Cade
GUAVIO	Guavio	
HIDRONAN	Hidronacion	
MIEL1	Miel	
MIRAFLORES	Miraflores	
MUNA	Muña	
NEUSA	Neusa	
PAUTE	Paute - EC	
PENOL	Penol	
PLAYAS	Playas	
PORCE	Porce	
PORCE3	Porce 3	
PRADO	Prado	

EMBALSES

C.Hidráulica	Embalse
PORCE2	PORCE

**EMBALSE
->
CENTRAL
HIDRÁULICA**

Embalse	Fecha	CAI
PORCE	01/02/2008	96.2

**EMBALSE
CAPACIDAD
EMBALSE**

Embalse	Fecha	Volumen Util Mm3	Esc.Expansión
PORCE	01/01/2001	183.00	

**EMBALSE
EXPANSIÓN**

Código	Descripción	Diagra
--------	-------------	--------

Embalse	C.Hidráulica
PORCE	RIOGRAN1
PORCE	TASAJERA

**CENTRAL
HIDRÁULICA
->
EMBALSE**

Explorar Resultados

Ver Tablas

Cancelar

- W_HEC | Agua Embalse -> C. Hidráulica
- W_HEE | Agua Embalse (m) -> Embalse (n)
- W_HEK | Agua Embalse -> Canal Bocatoma
- W_HKC | Agua Canal Bocatoma -> C. Hidráulica
- W_HKE | Agua Canal Bocatoma -> Embalse
- W_PYA | Producción Yacimiento Nodo
- W_SQE | Agua Saliendo Embalse
- W_TVTC | Volumen Transportado al Cliente (total m
- W_VAT | Volumen Reservas
- W_VCE | Vertimiento Central Hidráulica
- W_VDG | Volumen Sistema de Ductos Tipo Gas
- W_VEE | Vertimiento Embalse
- W_VFE | Volumen Final Embalse
- W_VRU | Volumen de Producto en la Ruta
- W_VSD | Transporte Sistema Ductos
- W_VTA | Volumen Tipo Gas Almacenado
- W_VTC | Volumen Transportado al Cliente**
- RR_CCP | Conservación Materia Entrada Central Hid
- RR_CGS | Conservación Materia Salida Central Hid
- RR_COE | Conservación Materia Embalses
- RR_CSP | Conservación Materia Entrada Central Hid
- RR_CTOP | Consumo Combustible Térmica "Take o
- RR_DUN | Demanda Electricidad Sistema Intercone
- RR_EQE | Entrada Agua Embalses

FECHA	COD_CBT	COD_NOD	COD_DGS	COD_EPR	COD_EDM	COD_E...	VALOR
01/01/2011	GBALLENA	ANTIOQUI	DGCOM	DOE	UPMEA	1980	32.5325000
01/01/2011	GBALLENA	ANTIOQUI	DGDOM	DOE	UPMEA	1980	292.792500
01/01/2011	GBALLENA	ANTIOQUI	DGIND	DOE	UPMEA	1980	585.585000
01/01/2011	GBALLENA	ANTIOQUI	DGTER	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	ANTIOQUI	DGVEH	DOE	UPMEA	1980	175.748965
01/01/2011	GBALLENA	ATLANTIC	DGCOM	DOE	UPMEA	1980	55.0550000
01/01/2011	GBALLENA	ATLANTIC	DGDOM	DOE	UPMEA	1980	377.877500
01/01/2011	GBALLENA	ATLANTIC	DGIND	DOE	UPMEA	1980	1326.32500
01/01/2011	GBALLENA	ATLANTIC	DGTER	DOE	UPMEA	1980	7668.02300
01/01/2011	GBALLENA	ATLANTIC	DGVEH	DOE	UPMEA	1980	335.335000
01/01/2011	GBALLENA	BOLIVAR	DGCOM	DOE	UPMEA	1980	30.0300000
01/01/2011	GBALLENA	BOLIVAR	DGDOM	DOE	UPMEA	1980	197.697500
01/01/2011	GBALLENA	BOLIVAR	DGIND	DOE	UPMEA	1980	1078.57750
01/01/2011	GBALLENA	BOLIVAR	DGPTR	DOE	UPMEA	1980	270.270000
01/01/2011	GBALLENA	BOLIVAR	DGREF	DOE	UPMEA	1980	1679.17750
01/01/2011	GBALLENA	BOLIVAR	DGTER	DOE	UPMEA	1980	49.7891990
01/01/2011	GBALLENA	BOLIVAR	DGVEH	DOE	UPMEA	1980	152.652500
01/01/2011	GBALLENA	COGUA	DGCOM	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	COGUA	DGDOM	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	COGUA	DGIND	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	COGUA	DGPTR	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	COGUA	DGTER	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	COGUA	DGVEH	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	CORDSUC	DGCOM	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	CORDSUC	DGDOM	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	CORDSUC	DGIND	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	CORDSUC	DGTER	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	CORDSUC	DGVEH	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	COSTAINT	DGCOM	DOE	UPMEA	1980	25.0250000
01/01/2011	GBALLENA	COSTAINT	DGDOM	DOE	UPMEA	1980	92.5925000
01/01/2011	GBALLENA	COSTAINT	DGIND	DOE	UPMEA	1980	382.882500
01/01/2011	GBALLENA	COSTAINT	DGTER	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	COSTAINT	DGVEH	DOE	UPMEA	1980	37.5375000
01/01/2011	GBALLENA	CQR	DGCOM	DOE	UPMEA	1980	0.0000000
01/01/2011	GBALLENA	CQR	DGDOM	DOE	UPMEA	1980	239.313343
01/01/2011	GBALLENA	CQR	DGIND	DOE	UPMEA	1980	0.0000000

CONECTIVIDAD SISTEMAS DE INFORMACIÓN

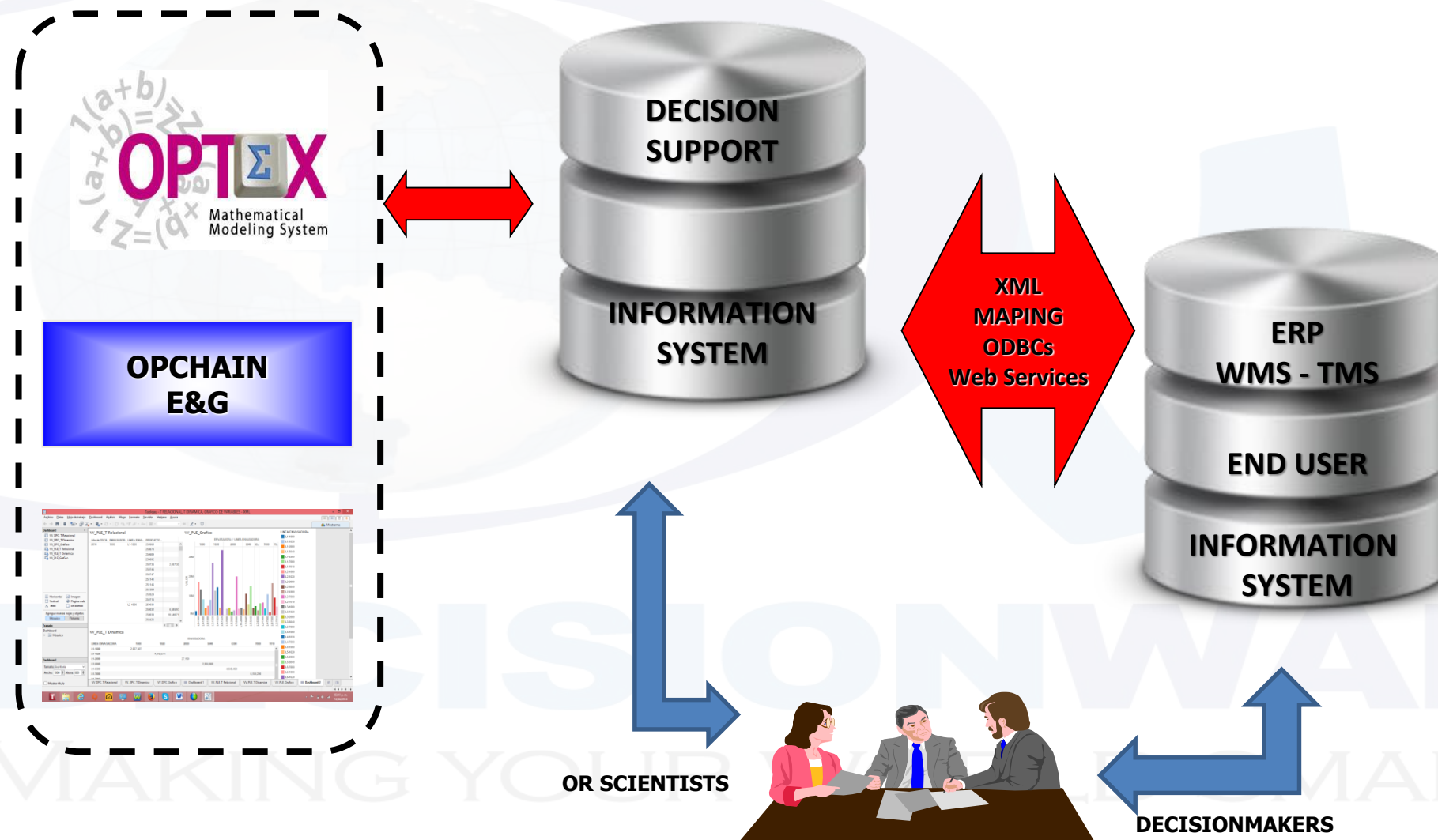


OR SCIENTISTS

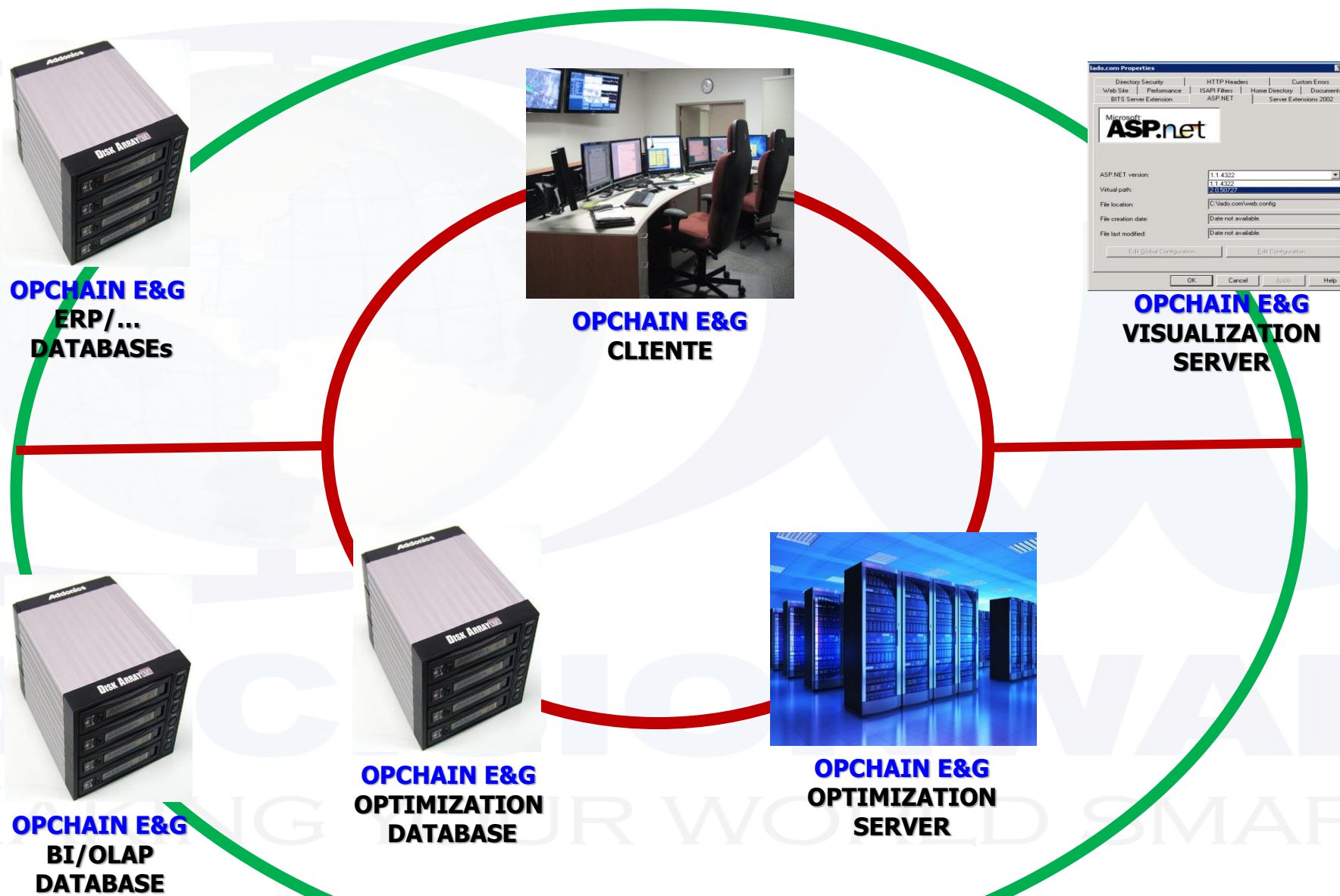


DECISIONWARE
MAKING YOUR WORLD SMARTER

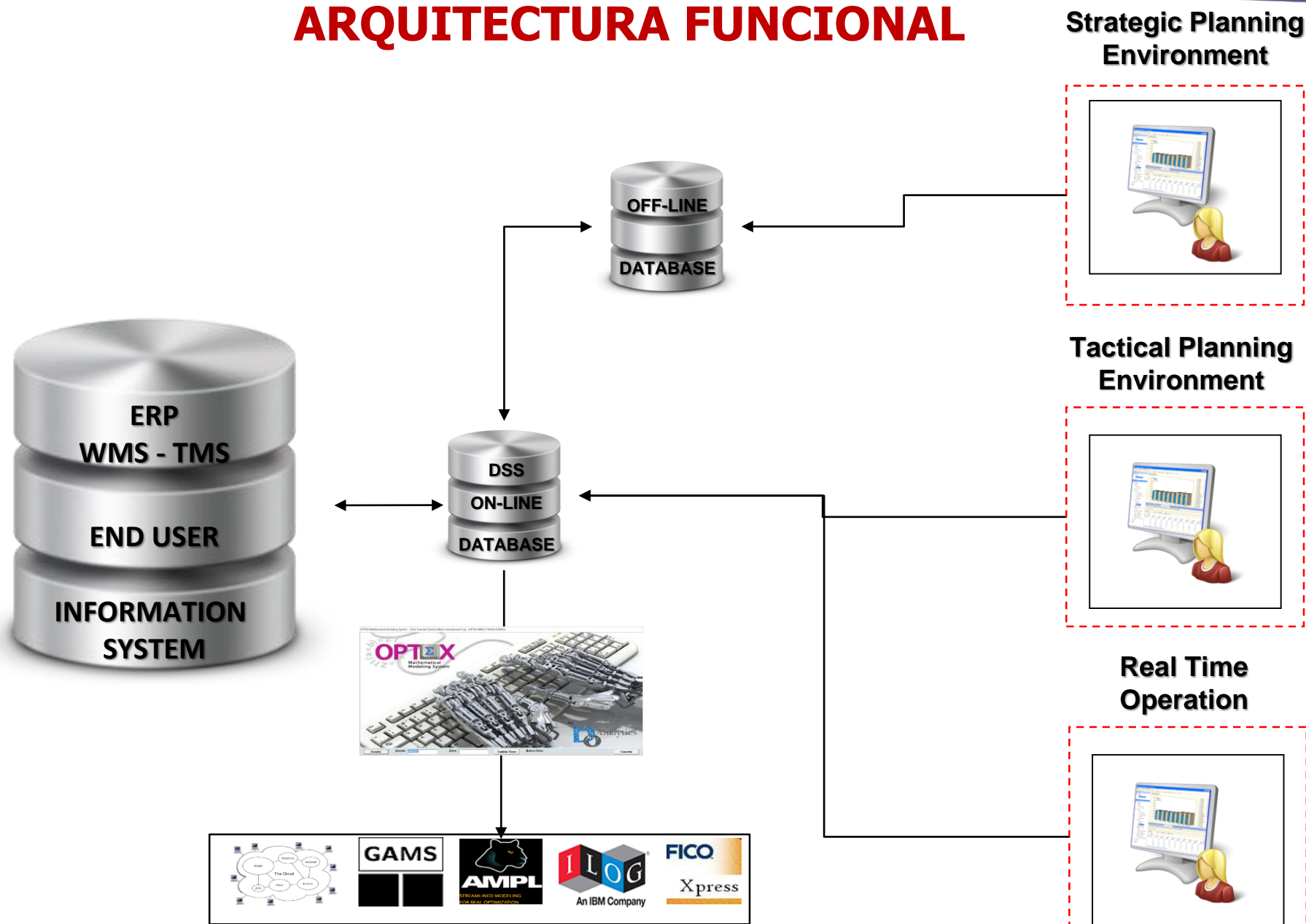
CONECTIVIDAD SISTEMAS DE INFORMACIÓN



SSD/ OPCHAIN E&G – ARQUITECTURA CLIENTE-SERVIDOR



ARQUITECTURA FUNCIONAL



ENERGY SERVICES

ETRM:

Energy Trading & Risk Management

EFO:

Industrial Energy Efficiency Optimization

EPE:

Energy Project Evaluation

SGO:

Smarts Grids Optimization

MRR:

Modeling Regulatory Affairs

OIL:

OIL Supply Chain Optimization





**ACUMULA MAS DE VEINTE AÑOS DE EXPERIENCIA
RESOLVIENDO PROBLEMAS DE EMPRESAS DEL
SECTOR ENERGÍA UTILIZANDO PARA ELLO MODELOS
BASADOS EN
PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA**



**PRINCIPALES
PROYECTOS EJECUTADOS**





info@decisionware.net

Bogotá, Ciudad de México, D.C., Lima, Madrid, Santiago