

Análisis de Riesgo Financiero en el MEM

2^{da} actualización – sep2023

Disclaimer

Esta metodología busca recopilar las principales variables de contexto del mercado eléctrico en la actualidad, con el fin de dar señales tempranas que eviten la materialización de riesgos. No obedece a un proceso regulado establecido por la CREG.

Los Resultados obedecen a simulaciones y supuestos que podrían materializarse o no en el futuro.

Metodología Empleada

1°



Estimar el nivel de riesgo financiero de los Agentes

Modelo tipo scoring calculado a partir de información financiera y variables relevantes en el MEM

2°



Estimar las pérdidas Operativas para cada Agente

Se estiman las pérdidas para un horizonte de tiempo de 12 meses a partir de agosto 2023. Se incluyen variables relevantes y de contexto actual para los comercializadores.

3°



Identificar los Agentes que no soportarían financieramente

Esta etapa se basa en comparar la posible pérdida Vs el EBITDA anual de los agentes en función de su nivel de riesgo financiero calculado en el paso 1

4°



Estimar el impacto sistémico de los agentes Identificados

Se identifican los agentes que podrían resultar impactos por un posible incumplimiento de las compañías identificadas en el paso 3

1. Estimación del Nivel de Riesgo Financiero

Indicadores Financieros



Variables Relevantes MEM



Nivel de Riesgo Financiero



Ingresos Operacionales

1. Ingresos Regulado:
 $(Dda R * CU_Opción\ Tarifaria) * \% NoPago$
2. Ingresos No Regulado:
 $Dda NR * Precio NR$
3. Ventas en contratos
 $VtasCttos * PPC$
4. Desembolsos Crédito Findeter
5. Neto Subsidios

Costos operacionales

1. Costo de Energía en Bolsa:
 $\%EB * (Dda\ Total + Vtas\ Cttos) * PB$
2. Costo contratos bilaterales:
 $(1 - \%EB) * (Dda\ Total + Vtas\ Cttos) * PPC$
3. Costo Otros componentes CU:
 $(1 - \%G - \%C) * CU_Res\ 119 * Dda\ Total$
4. Costo Financiero de la OT:
 $Saldo\ OT * Costo_Fro\ (16\%\ EA)$
5. Pagos de la Res 029 (Si Aplica)
6. Pagos Crédito Findeter

**Utilidades /
Pérdidas
operacionales**

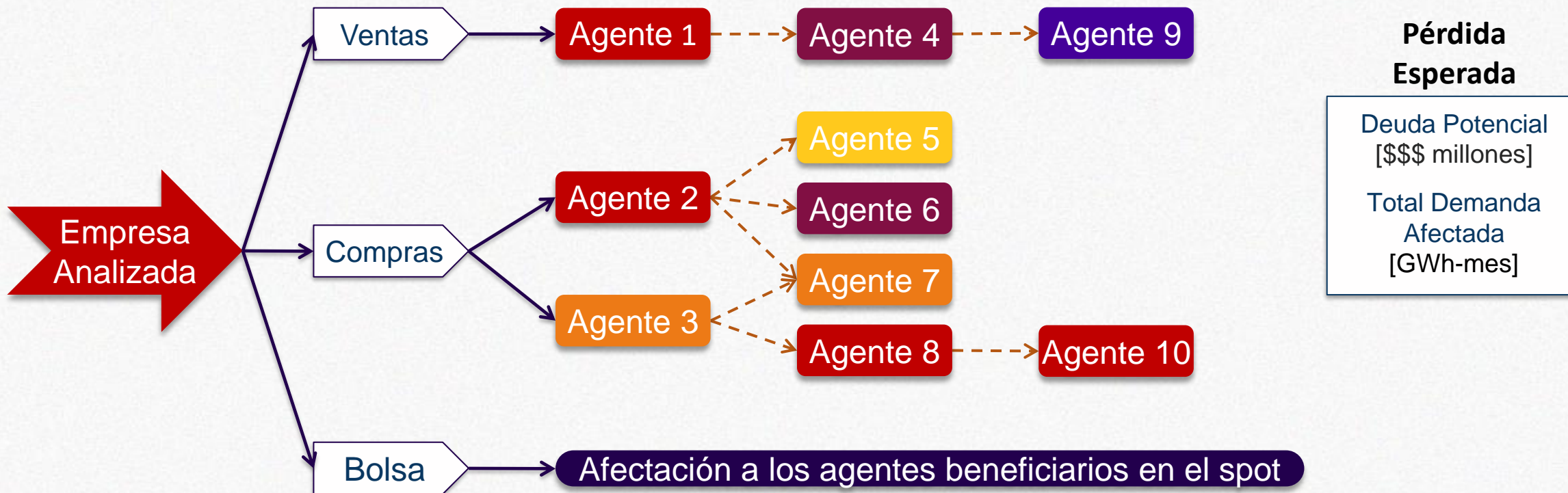
La modelación no incorpora las pérdidas comerciales no reconocidas, ni recuperaciones de cartera.

3. Criterio de evaluación para identificación de agentes afectados

Evaluación de afectación usando parámetro de EBITDA anual.
Define el % a partir del cual se consolidaría una afectación financiera

- ✓ Si el Agente está calificado como **Nivel de Riesgo Alto**, entonces puede soportar una pérdida de hasta el **15%** de su EBITDA anual
- ✓ Si el Agente está calificado como **Nivel de Riesgo Medio**, entonces puede soportar una pérdida de hasta el **25%** de su EBITDA anual
- ✓ Si el Agente está calificado como **Nivel de Riesgo Moderado**, entonces puede soportar una pérdida de hasta el **50%** de su EBITDA anual
- ✓ Si el Agente está calificado como **Nivel de Riesgo Bajo**, entonces puede soportar una pérdida de hasta el **75%** de su EBITDA anual

EFEECTO DOMINO



Pérdida Esperada

Deuda Potencial
[\$\$\$ millones]

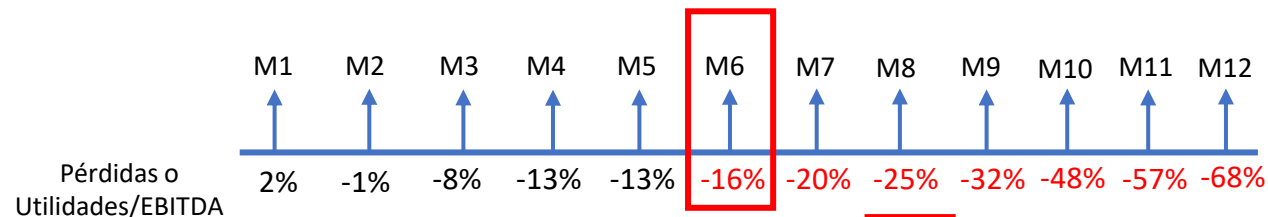
Total Demanda
Afectada
[GWh-mes]

Nivel de Riesgo Financiero

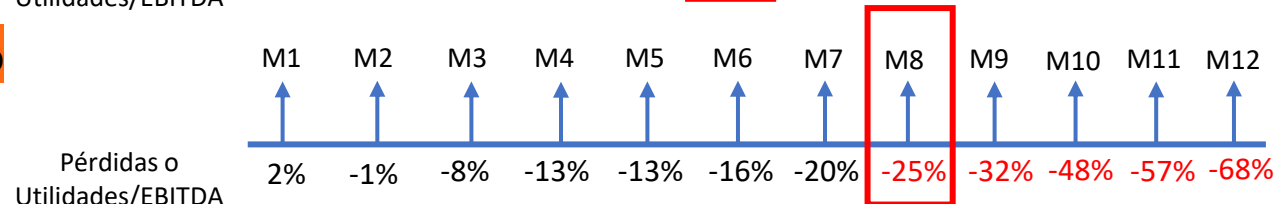
- Alto
- Medio
- Moderado
- Bajo
- Sin información

Primera etapa:

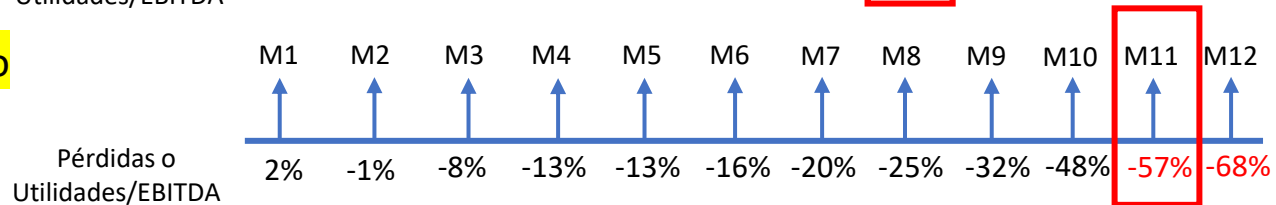
Agente 1: **Riesgo Alto**



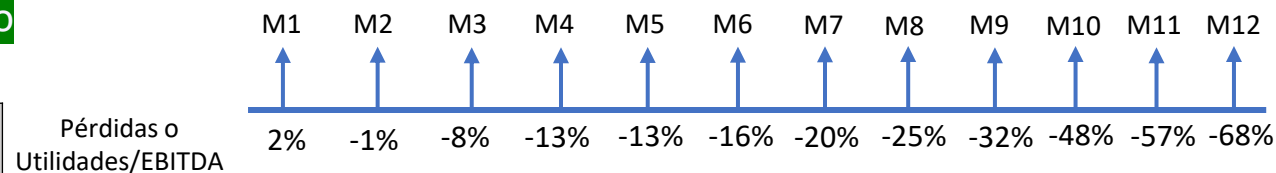
Agente 2: **Riesgo Medio**



Agente 3: **Riesgo Moderado**



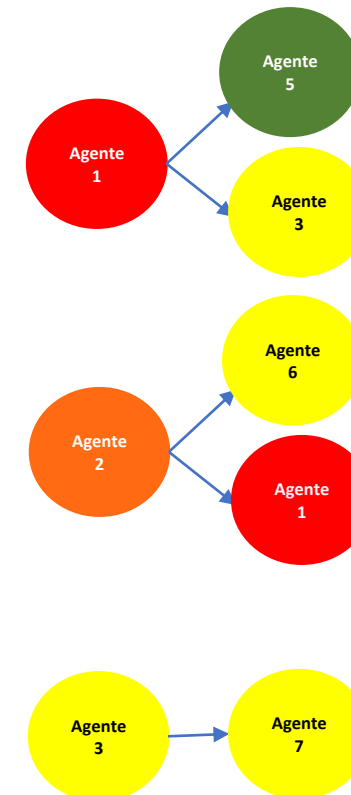
Agente 4: **Riesgo Bajo**



Riesgo	Parámetro Afectación
Riesgo Alto	15%
Riesgo Medio	25%
Riesgo Moderado	50%
Riesgo Bajo	75%

Segunda y tercera etapa:

Cuarta etapa:



Supuestos precios e incrementos



Precio promedio de los contratos (compra y venta): último PPC disponible - 277 \$/KWh



Precio de atención usuarios No Regulados: 90% del CU promedio del Regulado - 772 \$/KWh (Tarifa que incluye todas las componentes)



Aumento Mensual del CU: Δ componente G^{**} + Δ Otros componentes de la tarifa*



La exposición a bolsa y la cantidad de energía permanece constante a lo largo del pronóstico y corresponde al último mes disponible en XM.



Del margen de comercialización (Componente C) un 30% corresponden a costos para su operación comercial que se incluyen en los costos.

* % representa el crecimiento ponderado de las componentes distintas a la Generación

**El crecimiento de la componente G crece en razón al Precio de Bolsa y la Energía en Bolsa de cada agente.

Otros supuestos



Se considera un costo financiero por el saldo de la Opción Tarifaria (OT) del 16% EA.



Alivio de la opción Tarifaria (\$1 billón), a prorrata del saldo de la OT



El valor de los montos diferidos (20%) Res. CREG 029/2022 corresponde a los valores realmente diferidos.



Se espera una intervención de la SSPD a los agentes deudores antes del corte del suministro a usuarios finales. Estimación del capital de trabajo necesario para operar no incluido.



Detalle de la información



Información XM (variables del mercado). Cierre de agosto 2023



Información CU Fuente: SSPD a julio 2023



Información Financiera Fuente: SSPD, corte Diciembre de 2022



Saldo acumulado de la OT provisto por ASOCODIS con corte a Julio de 2023

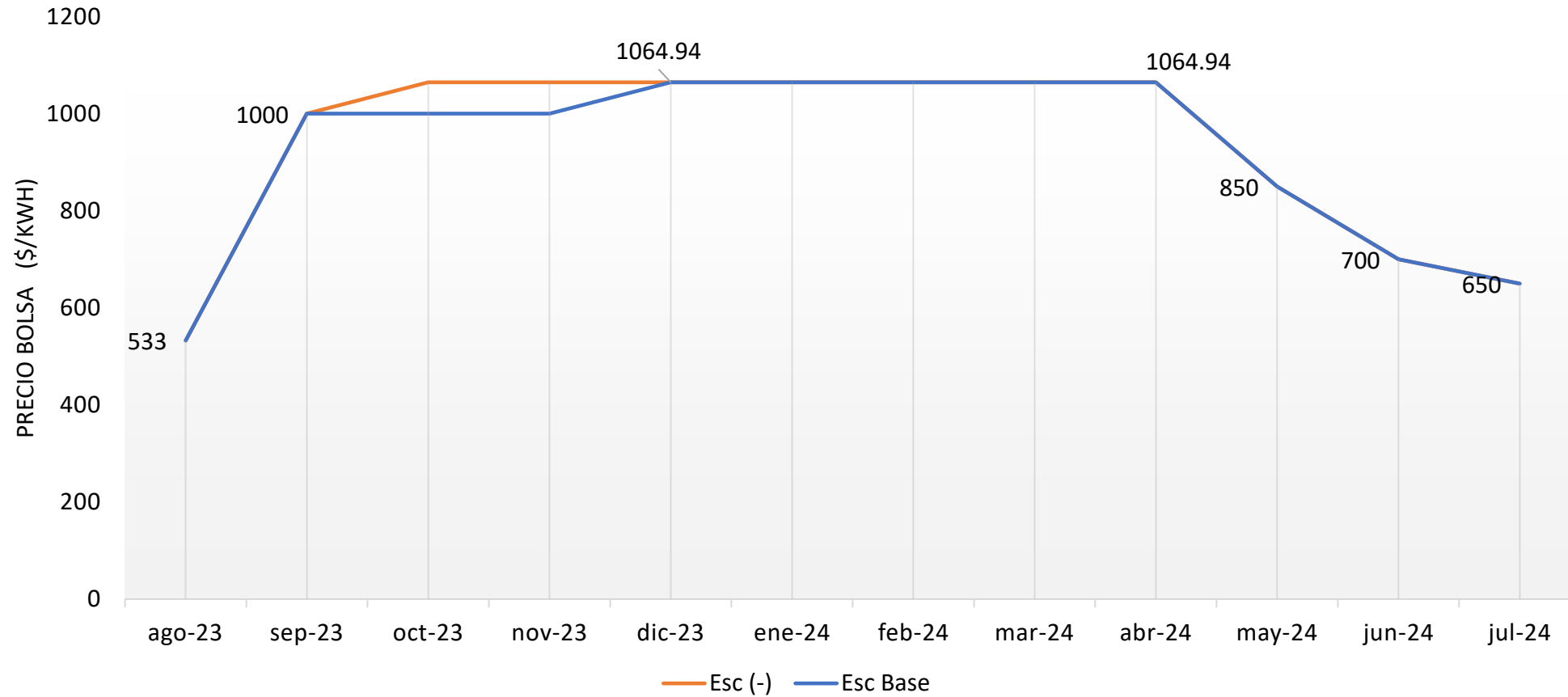


Escenarios evaluados

	Escenario Base	Escenario 2(-)
 Inflación (A considerar en el CU-OT)	Sube levemente (0.5% Mensual)	No crece mes a mes (0% Mensual)
 Precio de Bolsa	Precio Escasez de Dic 2023 – Abr 2024	Precio Escasez de Oct 2023 – abr 2024
 Crecimientos variables del CU (Costo) <> G	0.5% mensual	1% mensual
 Desembolso de Subsidios	Proyección ASOCODIS	Proyección ASOCODIS
 Desembolso prestamos FINDETER	Noviembre 2023	Diciembre 2023
 % de No Pago de usuarios finales	5% de No Pago	7.5% de No Pago

Precio de Bolsa

Escenarios de Precios de bolsa





Resultados

xm
Sumamos energía,
sumamos pasión

Escenario Base

- **12** Comercializadores Identificados que tendrían dificultades Financieras.
- Este grupo de Agentes representan el **21.8%** de la demanda comercial del país.
- Las dificultades financieras se presentarían a partir del **mes 2** del horizonte analizado.

- Este grupo de agentes identificados podría generar un efecto sistémico en el cual se podrían ver afectados significativamente **15** agentes adicionales.
- De estos nuevos agentes dos atienden usuarios finales por un total de **5 GWh-mes**

- Por tratarse de un grupo de agentes del tipo Comercializadores-Distribuidores que no se pueden retirar del MEM, se podría presentar deudas en las transacciones administradas por el ASIC y LAC de hasta por **431 mil millones**.

El Saldo de la opción tarifaria en el mes 12 podría ser de 6.7 billones COP

Supuestos del escenario



Inflación

Sube levemente
(0.5% Mensual)



Precio de Bolsa

Precio Escasez de
Dic - Abr



Crecimientos variables
del CU

0.5% mensual



Desembolso de
Subsidios

Proyección
ASOCODIS



Desembolso prestamos
FINDETER

Noviembre 2023



Diferidos Res 029

Aplican los 5
agentes que vienen
acogiéndose



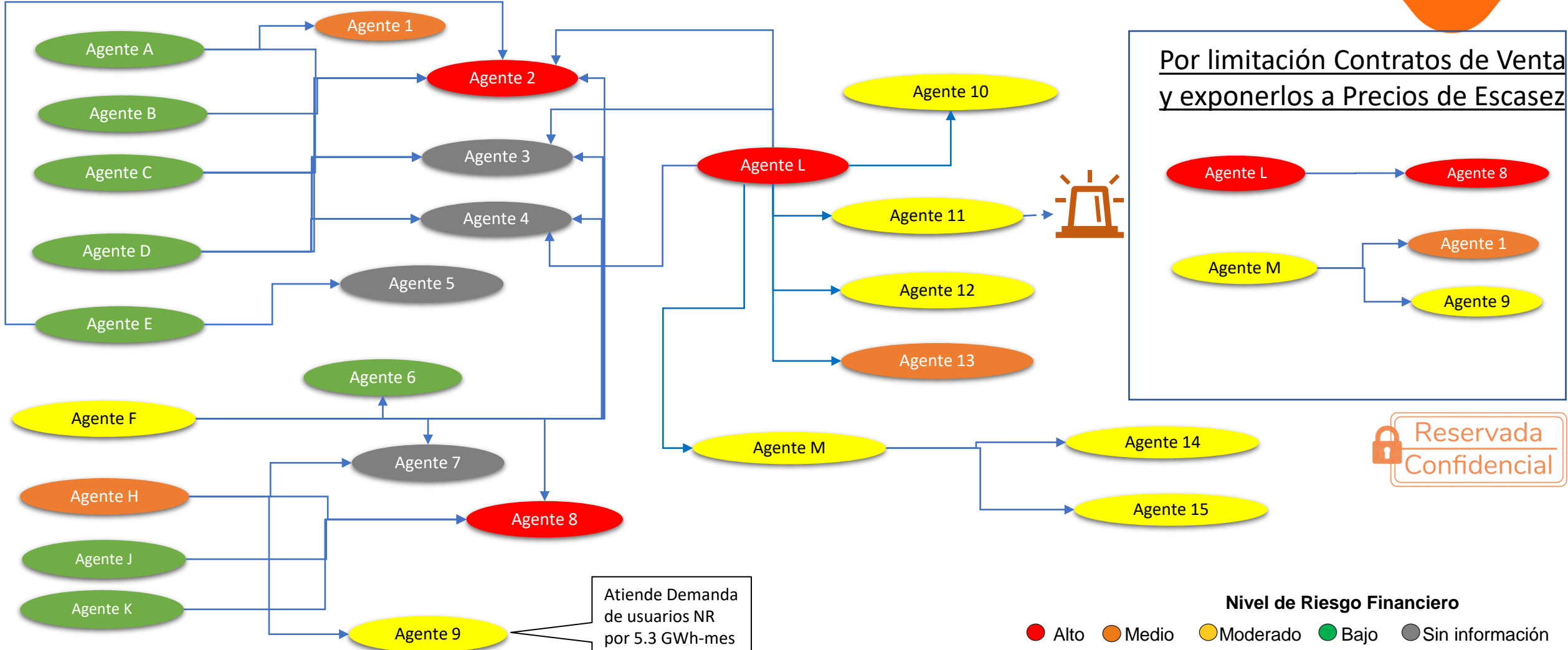
% de No Pago de
usuarios finales

5% de No Pago

Escenario base

Efecto sistémico en contrapartes

Por no pago de contratos de compra



Escenario 2 (-)

- **17** Comercializadores Identificados que tendrían dificultades Financieras.
- Este grupo de Agentes representan el **38.7%** de la demanda comercial del país.
- Las dificultades financieras se presentarían a partir del **mes 2** del horizonte analizado.

- Este grupo de agentes identificados podría generar un efecto sistémico en el cual se podrían ver afectados significativamente **19** agentes adicionales.
- De estos nuevos agentes, dos atienden usuarios finales por un total de **8.4 GWh-mes**

- Por tratarse de un grupo de agentes del tipo Comercializadores-Distribuidores que no se pueden retirar del MEM, se podría presentar deudas en la bolsa hasta por **827 mil millones**.

- El Saldo de la opción tarifaria en el mes 12 sería de 8 billones COP

Supuestos del escenario



Inflación

No crece mes a mes
(0% Mensual)



Precio de Bolsa

Precio Escasez de
Oct - abr



Crecimientos variables
del CU

1% mensual



Desembolso de Subsidios

Proyección
ASOCODIS



Desembolso prestamos
FINDETER

Dic 2023



Diferidos Res 029

Aplican los 5 agentes que
vienen acogidos



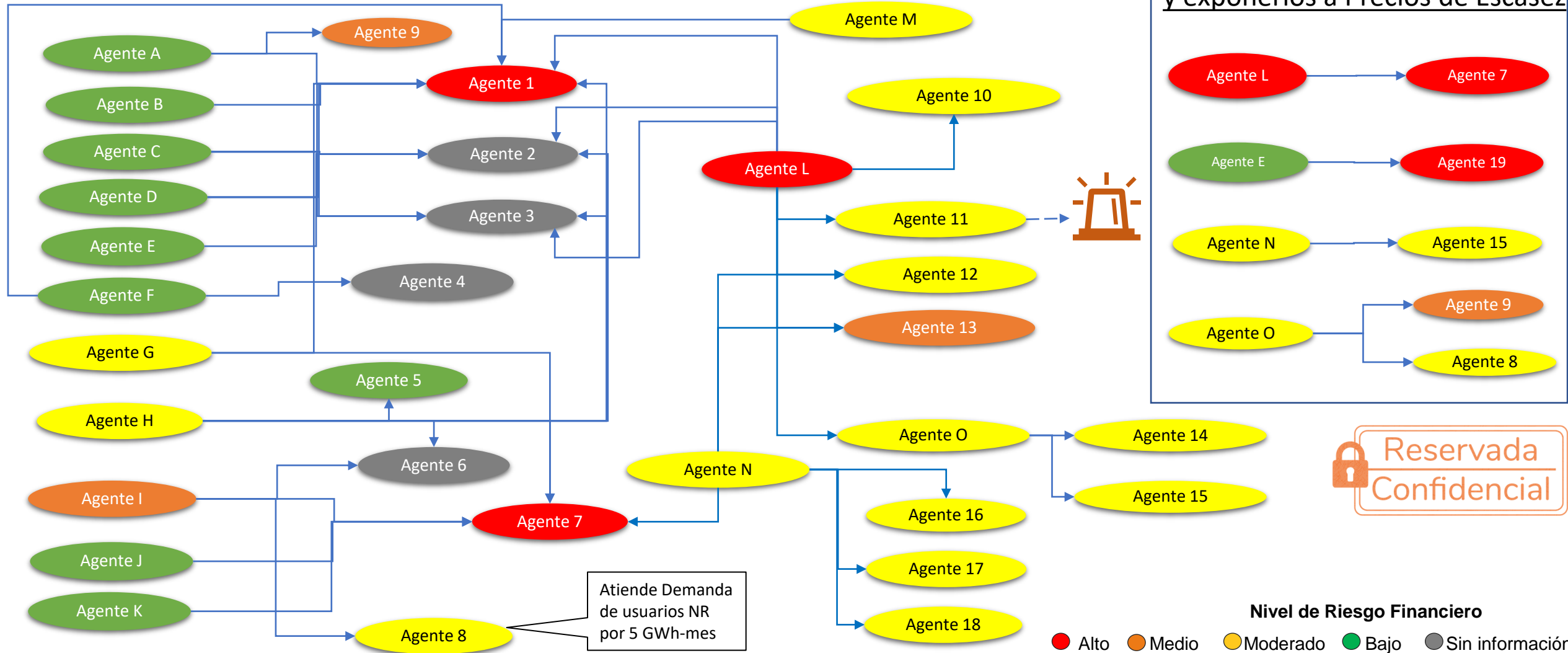
% de No Pago de usuarios
finales

7.5% de No Pago

Escenario 2 (-)

Efecto sistémico en contrapartes

Por no pago de contratos de compra





Los análisis evidencian que los desembolsos de los subsidios y la gestión de los préstamos del Findeter son clave en la sostenibilidad financiera de los agentes ante el escenario de precios altos.

Sin embargo, al entregar los alivios como los créditos de Findeter, no debería ser exclusiva la condición de tener saldo en la OT, puesto que algunos agentes no cuentan con saldo y requieren alivios financieros.



Se evidencia que los agentes con mayor exposición a bolsa son los principales afectados, por tal razón, es importante la implementación de reglas de mercado o mayores incentivos a mecanismos que faciliten la contratación o cobertura de precios.



Los diferentes escenarios analizados evidencian que el saldo de la Opción de la Tarifaría persiste en el mediano plazo, en ambos escenarios se evidencia un crecimiento del saldo. Se hace necesario buscar alternativas para acelerar la recuperación de estos saldos.

Conclusiones y Recomendaciones



Sumamos **energía**,
sumamos **pasión**