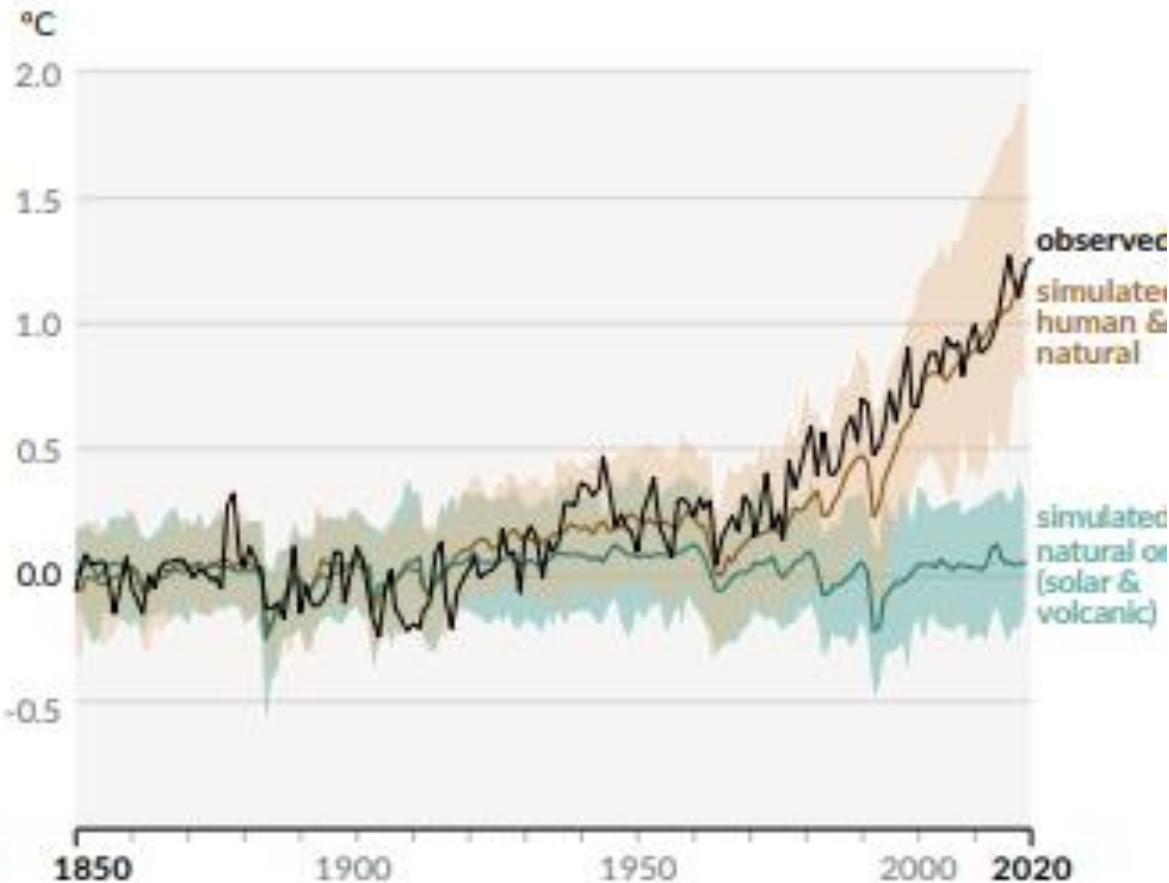


“Eficiencia Energética, posibilidades en Pemex”

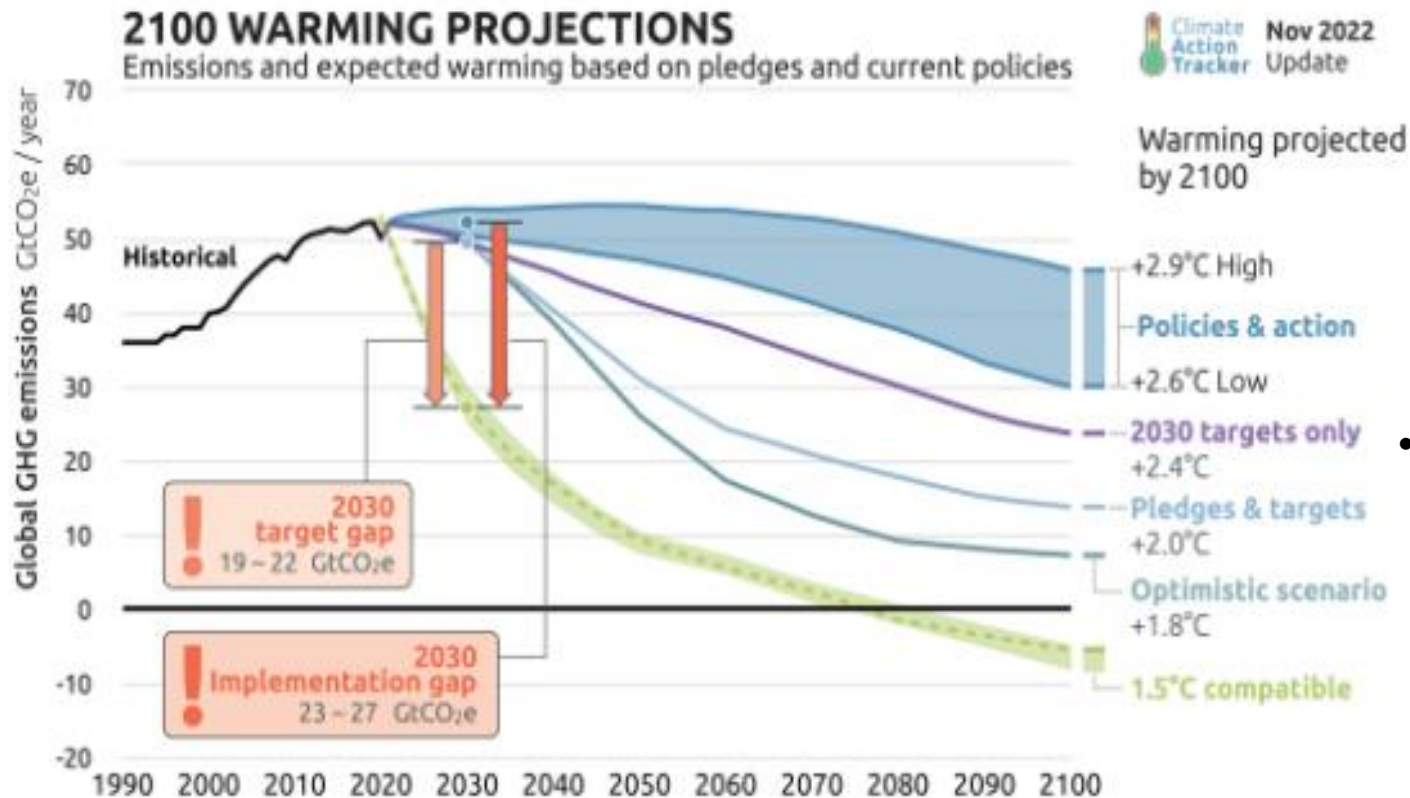
**Jorge Javier
Mañón Castro**

Septiembre de 2024

b) Change in global surface temperature (annual average) as observed and simulated using human & natural and only natural factors (both 1850-2020)

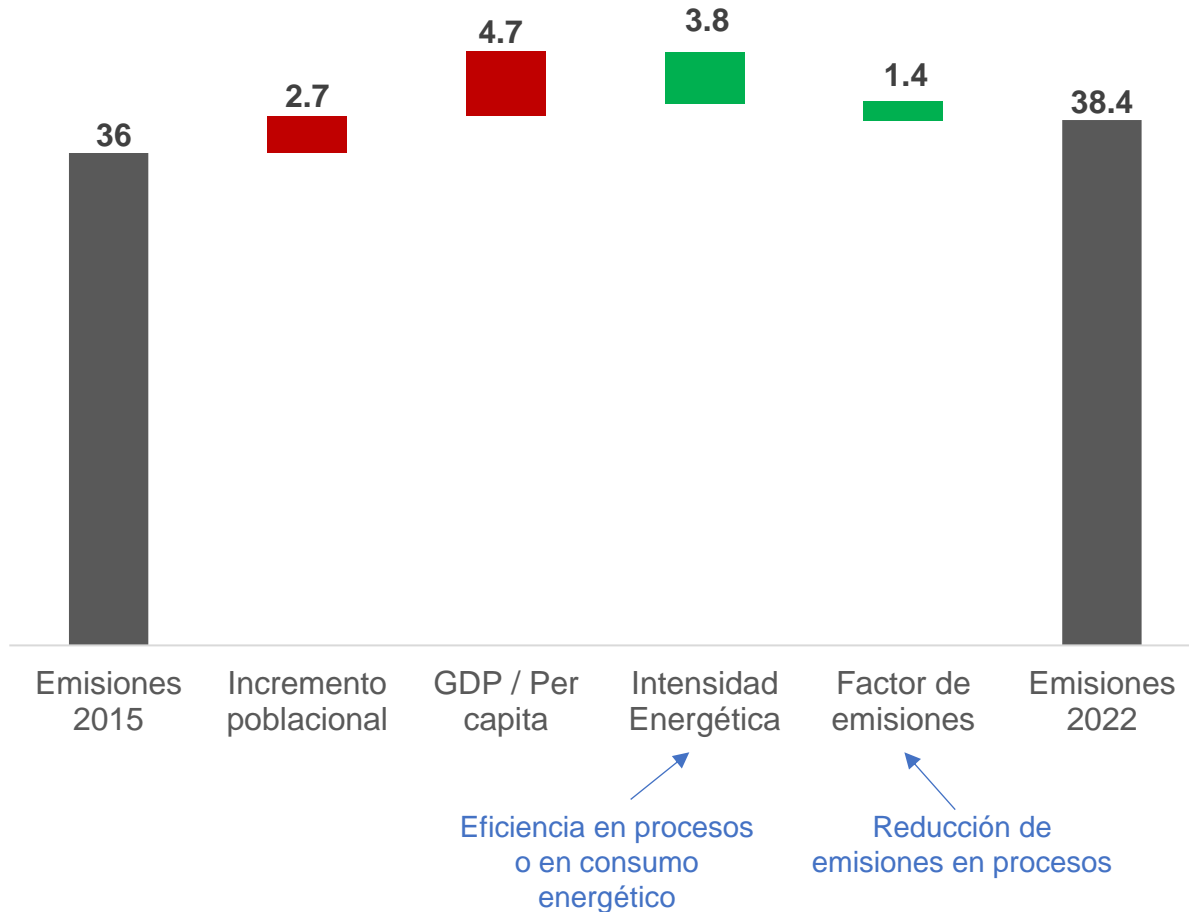


- Los datos que los investigadores del IPCC han recopilado, literalmente en tierra, mar y aire, muestran un incremento real de la temperatura del planeta.
- Los puntos muestran datos reales, muestran un incremento de 1.1°C respecto a la temperatura promedio hasta el año 1920. El reporte previo de 2014 mostraba un incremento de 0.8°C, es decir el incremento fue de 0.3°C en solo 7 años.



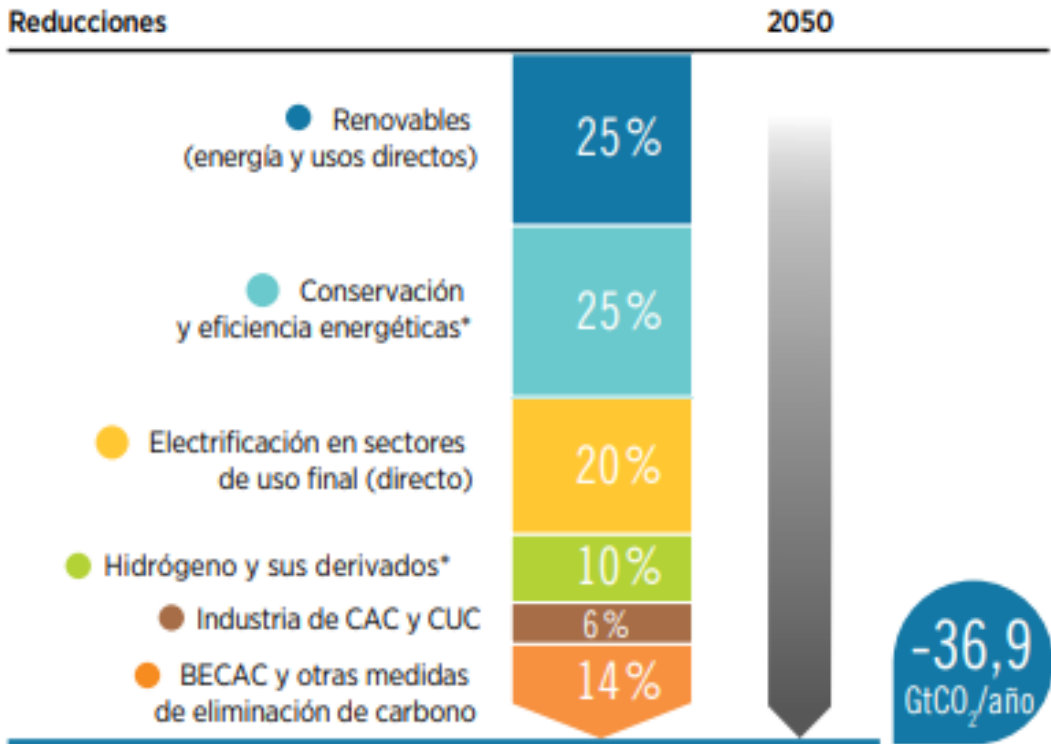
- Se estima que con los compromisos hechos hasta ahora, se llegaría a un incremento de temperatura de 2.6 a 2.9°C al año 2100.
- De hecho el escenario optimista habla de un incremento de 1.8°C.

Emisiones 2015-2022 (GtCO2)



- A pesar de los acuerdos de París, las emisiones mundiales continúan aumentando.
- El incremento habría sido mayor, de no haber existido la pandemia, la invasión a Ucrania a disminuido el uso de gas en Europa.
- Estos datos implican un 50% de cumplimiento al escenario de 2°C.

FIGURA S.4 Reducciones de las emisiones de carbono en el marco del escenario de 1.5 °C (%)

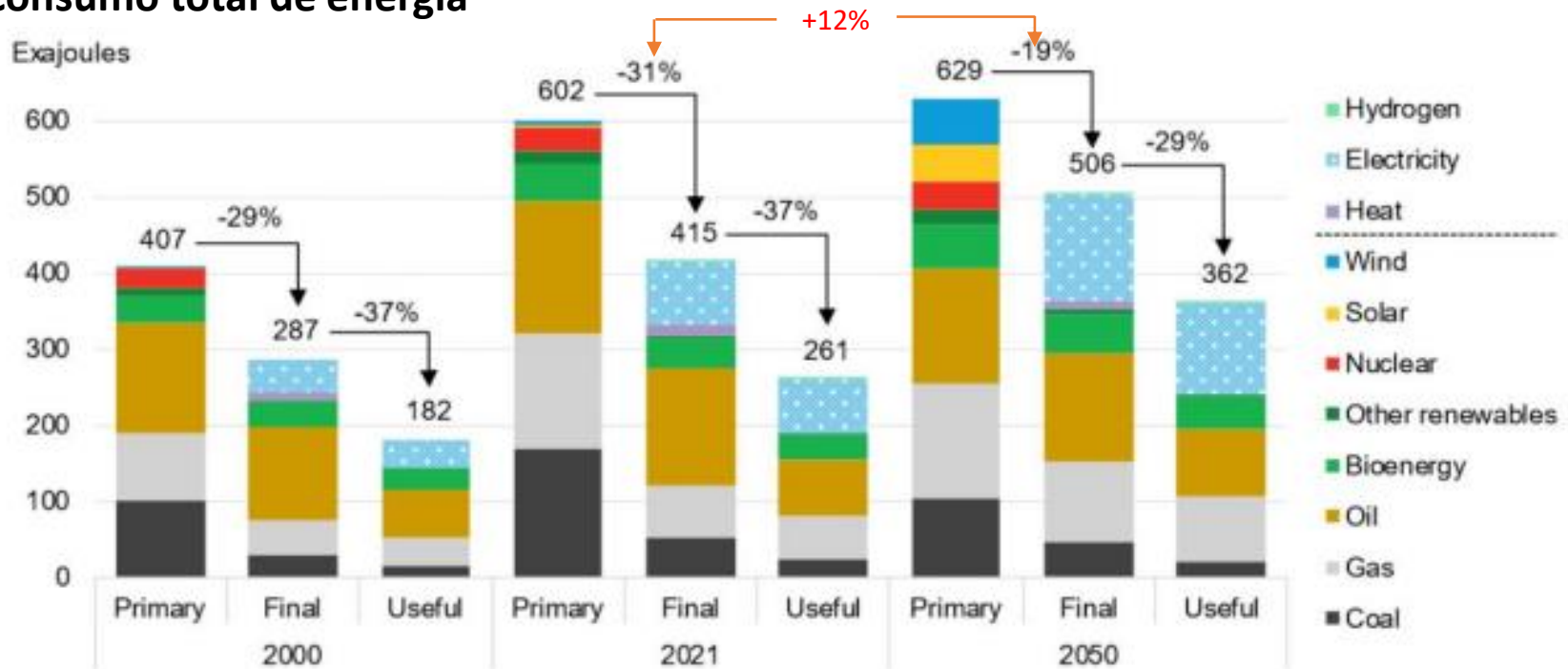


- De acuerdo con IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables), se necesita de la misma contribución por parte de las energías renovables que de la eficiencia energética.
- Entre ambas reducirían la mitad de las emisiones necesarias para mantener el incremento de temperaturas global en 1.5 – 2.0°C

* Perspectivas de la transición energética mundial: camino de 1.5 °C (irena.org)

ENERGÍA PRIMARIA Y EFICIENCIA

Consumo total de energía



Source: BloombergNEF. Note: Primary energy includes the fuel sources used to create the final and useful heat, electricity and hydrogen energy.

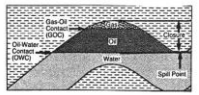
- Hacia el 2050 se observa un incremento significativo en el total de energía, también en la proporción de solar y eólica, disminuyendo carbón, pero manteniendo petróleo y gas.
- **Se observa un incremento en el uso final como electricidad y en las eficiencias.**

ISO 50001 Es el estándar internacional para la gestión energética.

Uno de los atributos más prominentes de ISO 50001 es el requisito de “... mejorar el sistema de gestión de energía, y el desempeño energético resultante”

En México existe la NMX-J-SAA-50001-ANCE-IMNC-2018. La política energética debe establecer el compromiso de la organización para alcanzar una mejora en el desempeño energético. La alta dirección debe definir la política energética y asegurar que la misma

- Es apropiada a la naturaleza y a la magnitud del uso y del **consumo de energía de la organización.**
- Incluye un **compromiso de mejora** continua del desempeño energético.
- Incluye un compromiso de asegurar la **disponibilidad de información y de los recursos** necesarios para alcanzar los objetivos y las metas.
- Incluye un compromiso de **cumplir con los requisitos legales aplicables** y otros requisitos a los cuales la organización suscriba, que se relacionan con el uso y el consumo de la energía y la eficiencia energética.
- Proporciona el **marco de referencia** para establecer y revisar los objetivos energéticos y las metas energéticas.
- **Se documenta y comunica** a todos los niveles de la organización.



PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN



PEMEX TRI



PEMEX LOGÍSTICA

PEP

- Disminuir la quema de gas en un 70 a 80%.
- Optimización del uso de gas para bombeo neumático.
- Mejora en el uso de motores eléctricos para el bombeo de crudo

- 300 MMpcd de gas a la atmosfera

PTRI

- Meter a operar todas las plantas de azufre, para dejar de emitir SO₂.
- Realizar la correcta gestión de la energía, para reducir consumos.
- Aprovechar los potenciales de Cogeneración.

≅ 3,000 MW de potencial de Cogeneración

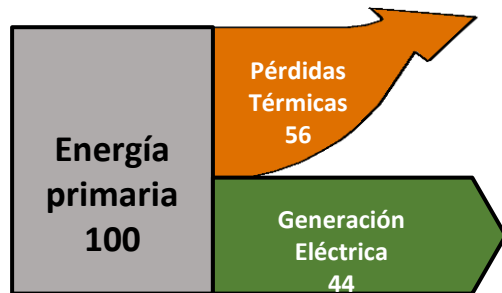
PLOG

- Aprovechar los potenciales de Cogeneración en estaciones de compresión.
- Mejora en la operación y cambio de motores eléctricos en las estaciones de bombeo.

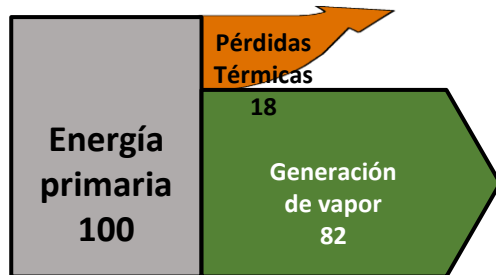
≅ 15% menos consumo de energía eléctrica

Incrementar la eficiencia global de un conjunto de procesos térmicos y eléctricos, siendo el más relevante para la industria el que implica la generación de energía eléctrica y vapor

Generación de energía Eléctrica



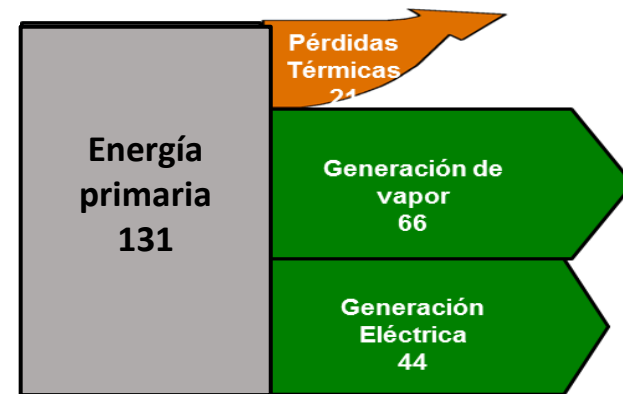
Generación de vapor

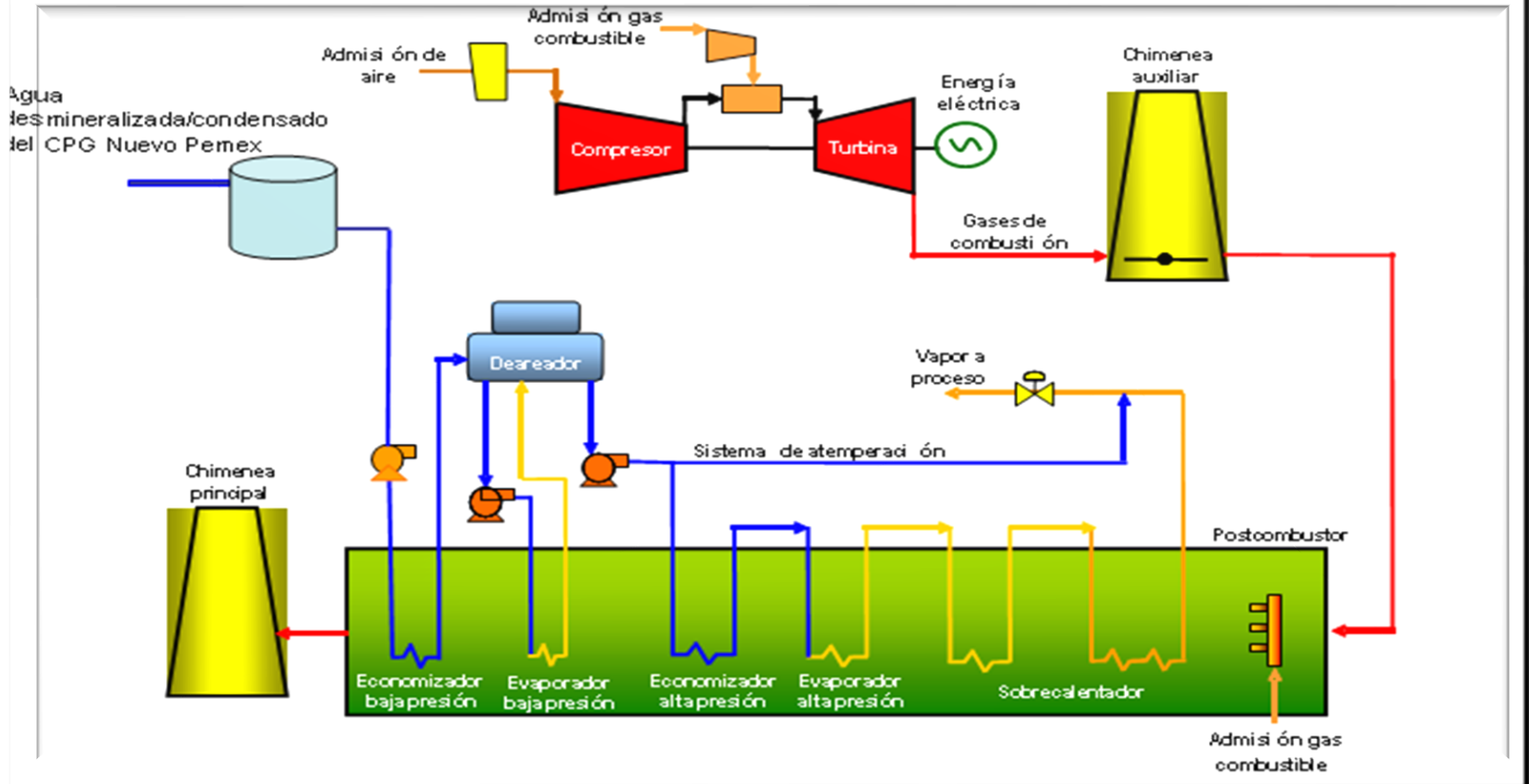


Incremento de eficiencia (25 a 30%)

Ahorro económico (TIR 15 a 20%)

Beneficios ambientales





- Se deben evitar los excesos de ambas partes, para que el potencial de la Cogeneración se maximice, ya que en Nuevo Pemex el CPG cargó al proyecto un acueducto para el agua y CFE solicitó demasiadas subestaciones y líneas.

Refinación

- Las tres refinerías analizadas tienen un potencial del orden de 1,500 MW de generación eléctrica.
- Madero y Minatitlán podrían tener menores potenciales, pero del orden de 700 MW.

Gas y PQ

- En las plantas de gas aun queda potencial de Cogeneración, pero es menor, puesto que Cactus ya recupera parcialmente calor y ya se desarrolló Cogeneración Nuevo Pemex, se estima un potencial entre 200 -250 MW.
- Para las plantas de Petroquímica, dependerá de los proyectos para el rescate de la misma, pero su potencial podría ser del orden de los 400 MW.

Logística

- Desarrollar los potenciales en las estaciones de compresión aportaría de 50 a 60 MW de potencia instalada.
 - Aportaciones menores podrían provenir de otras estaciones.
- **El potencial de Cogeneración remanente en Pemex, una vez realizada la gestión de la energía, es del orden de 3,000 MW.**
 - **Estas dimensiones obligan a que la mayoría se desarrolle en conjunto con CFE, e implicaría un ahorro de energía primaria conjunta, del orden de 180 MMpcd, más de 3 MtCO₂e.**

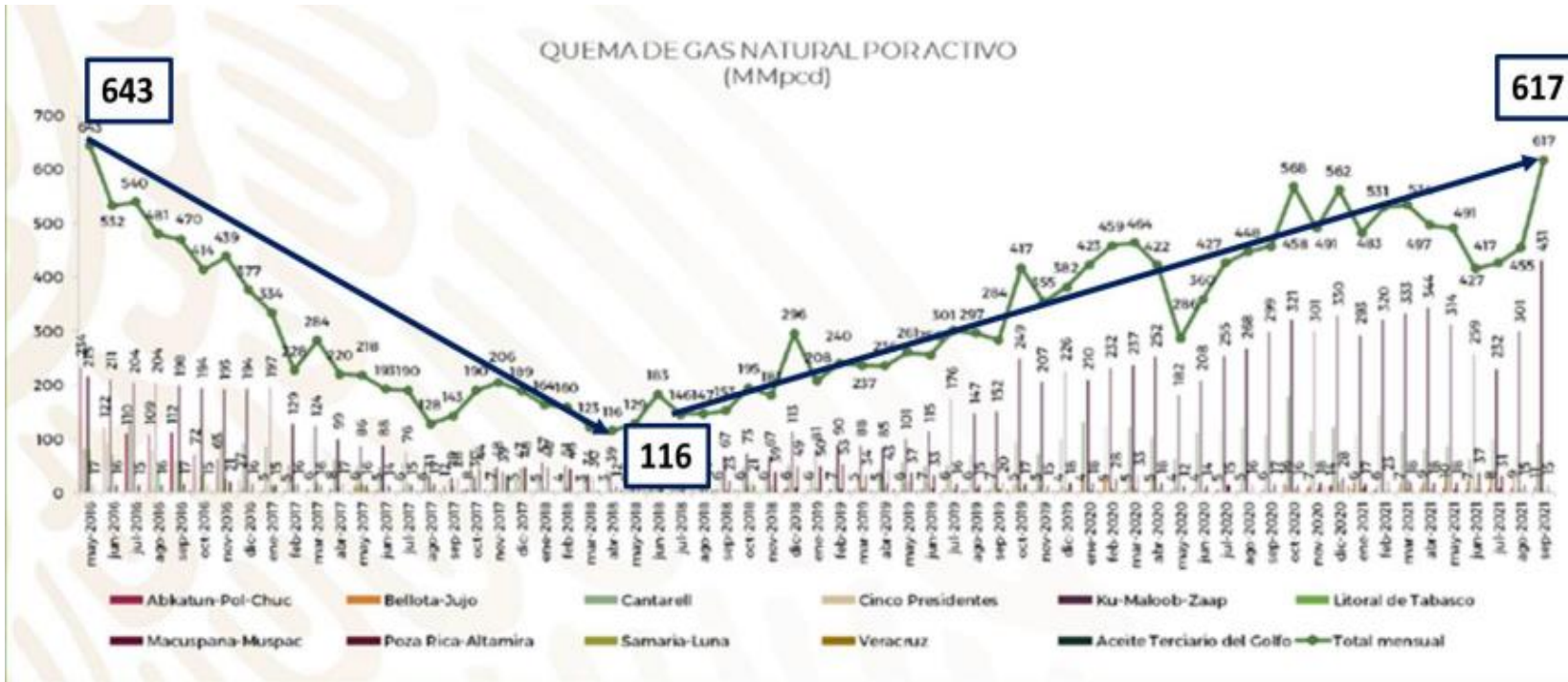
- ❖ No se están cumpliendo los **acuerdos de París**, ni las metas de descarbonización.
- ❖ Se estima que la **eficiencia energética** puede aportar el 25% de la reducción de emisiones necesaria en el mundo.
- ❖ Es necesario hacer primero una adecuada **gestión de la energía** en las instalaciones y determinar los ahorros y posibilidades de generación de vapor.
- ❖ Las **refinerías** son los centros de trabajo en donde existe mayor oportunidad de incrementar la eficiencia energética, pues el Índice de Intensidad Energética se ubica 1.5 - 2.0 veces por arriba de la referencia internacional.
- ❖ Se estima que en cada una de las tres refinerías analizadas el **ahorro por costos de vapor** serían del orden de 40 MMUSD al año.
- ❖ Una vez optimizados el vapor y la energía eléctrica, la **Cogeneración** conjuga estos dos aspectos, para reducir el consumo de energía primaria hasta un 25%.
- ❖ Desarrollar todas las oportunidades descritas de **reducción de emisiones y mejora de eficiencia**, significarían reducir al 2% el SO₂ emitido en las plantas de proceso, más de 300 MMpcd de gas que se dejarían de emitir a la atmósfera y casi 3,000 MW de generación eléctrica por Cogeneración.

GRACIAS

Jorge Javier Mañón Castro

jjmc7101@yahoo.com.mx

ANEXOS



440



SEP 22

- La quema de gas ha oscilado entre 100 y 650 MMpcd en el país, es decir del 3 al 18% del gas producido. El estándar internacional es que se emita el 2% del gas producido.
- En los últimos años se ha favorecido la producción de crudo y condensados, a costa del aprovechamiento del gas.

Concepto	Unidades	Volumen 2023		Volumen 2022		Volumen 2021	
Volumen crudo Akal*	Mbd	21.5	21.5	30	30	36	36
Precio del crudo	USD/bl	40	70	40	70	40	70
Ingresos por crudo	MMUSD/Año	314	549	438	767	526	920
Consumo gas seco	MMpcd	180	180	210	210	220	220
Precio del gas seco	USD/Mpc	4	6	4	6	4	6
Costos gas seco	MMUSD/Año	263	394	307	460	321	482
Volumen de nitrógeno inyectado	MMpcd	950	950	1000	1000	1000	1000
Costo del N2 re-inyectado	MMUSD/Año	156	156	164	164	164	164
Resultado neto antes de impuestos	MMUSD/Año	-105	-1	-33	142	40	274
Gas amargo emitido o reinyectado	MMpcd	1100	1100	1200	1200	1300	1300
Neto menos costos de oportunidad	MMUSD/Año	-707	-724	-690	-646	-672	-580
Impuestos	MMUSD/Año	110	192	175	307	289	506
Valor neto para la empresa	MMUSD/Año	-817	-916	-865	-953	-961	-1086

* <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>

- **La producción de crudo en el campo Akal es inviable** tanto técnica como económicamente, pues su volumen sigue declinando y sus consumos son casi los mismos.
- Se estima que con cualquier combinación de precios de crudo e insumos **genera pérdidas netas en margen bruto desde 2023**.
- Adicionalmente el alto volumen de gas con N₂ que necesita ser reinyectado origina falta de capacidad de manejo de gas de Ku-Maloob-Zaap, activo que reportó **quema de gas del orden de 250 a 300 MMpcd** entre 2020 y 2021.
- Dejar de producir crudo del campo Akal disminuiría las emisiones al menos a la mitad, que equivaldría a alrededor de 3 Millones de toneladas anuales de CO₂.

- Dejar de producir crudo del campo Akal, permitiría además empezar a aprovechar el gas del casquete, que es del orden de 5 Teras de pies cúbicos (5×10^{12}), con una concentración del 72 al 75% de N_2 .
- Esto implicaría instalar las Plantas de Recuperación de Nitrógeno (NRU) que se han venido posponiendo, al menos desde el 2015.
- Se ha estimado que se puede producir este casquete a razón de 1,000 MMpcd, lo cual aportaría del orden de 200 MMpcd de gas seco, 12 Mbd de etano y 8 Mbd de LPG y dejaría de consumir gas seco por alrededor de 60 MMpcd, para compresión de nitrógeno, gas amargo y gas seco.
- La siguiente acción que se debe concretar es el aprovechamiento del gas de Ixachi, enviándolo al CPG Matapionche por alrededor de 110 MMpcd, lo cual evitaría emisiones del orden de 1.6 Millones de toneladas anuales de CO_2
- Entre estas dos acciones de aprovechamiento de gas se dejarían de emitir alrededor de 5 $MtCO_2e$.
- Adicionalmente se pueden lograr mejoras optimizando el gas de Bombeo Neumático y en la generación y el uso de energía eléctrica en plataformas.
- Se mencionarán junto con Pemex Logística, las opciones de mejora en el bombeo de crudo.

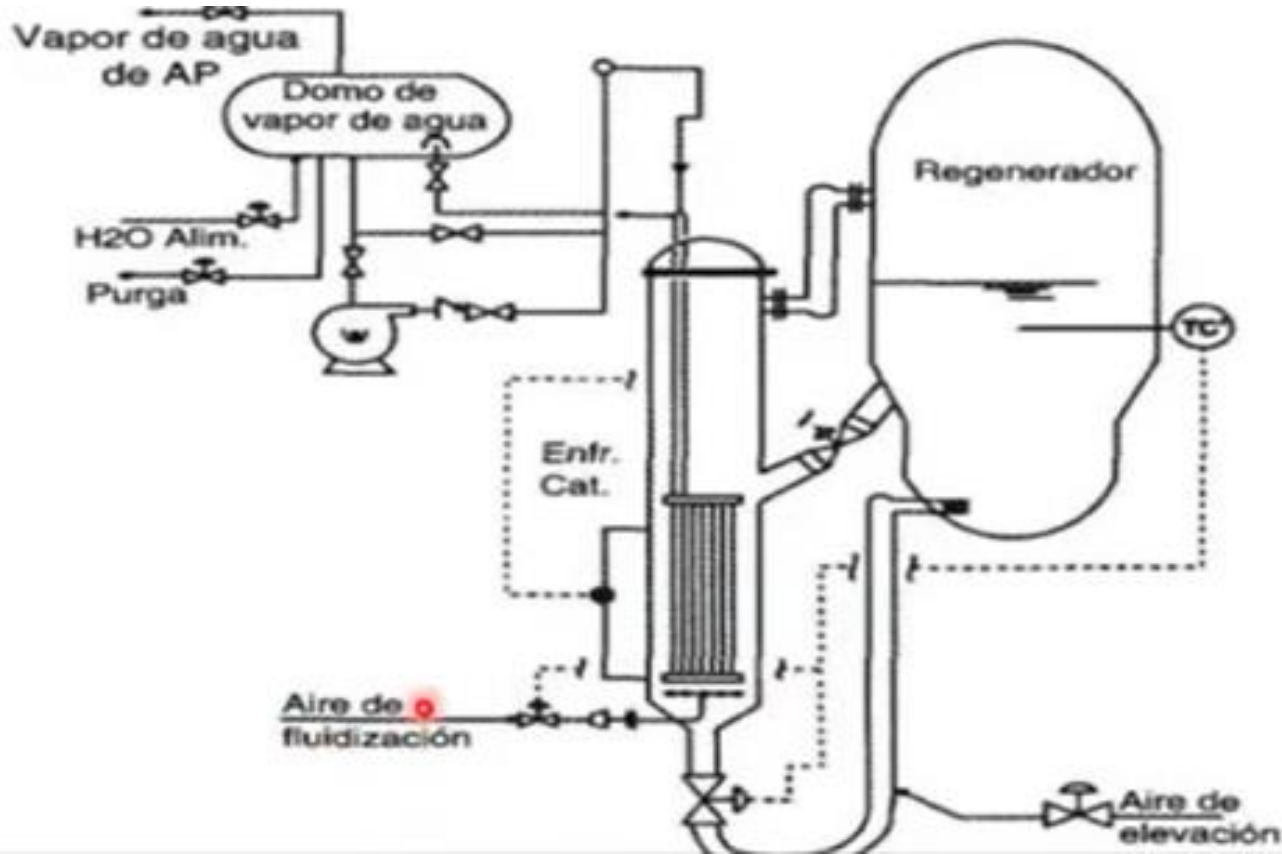


- Si en su instalación las distancias entre la generación de vapor y el uso final del mismo es mayor a los 2 kilómetros, se tendrá que hacer un diseño muy eficiente del aislamiento, sin que el costo sea tan elevado.
- Estudios realizados en los Estados Unidos revelan que entre el 15 y 20% de la energía del vapor es degradada por defectos en aislamiento, fugas, trampas de vapor en mal estado, entre otras; el estudio de referencia encontró fallas en el 53% de las trampas de vapor instaladas.



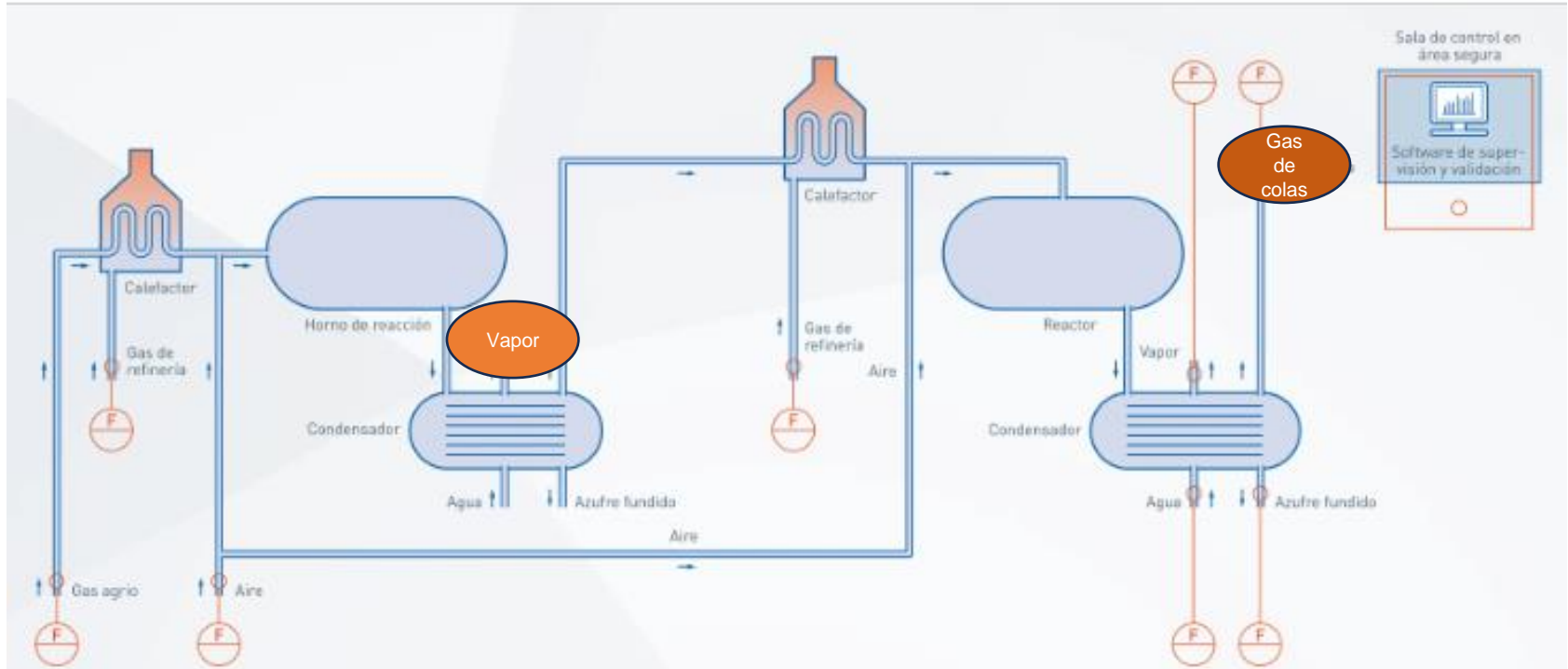
- Temas relacionados son las trampas de eliminación de aire, que ocasionan fallas en la tubería y sobre todo en las válvulas.
- Otro tema a cuidar es la calidad del agua para generación y la de reposición.

RECUPERACIÓN DE CALOR

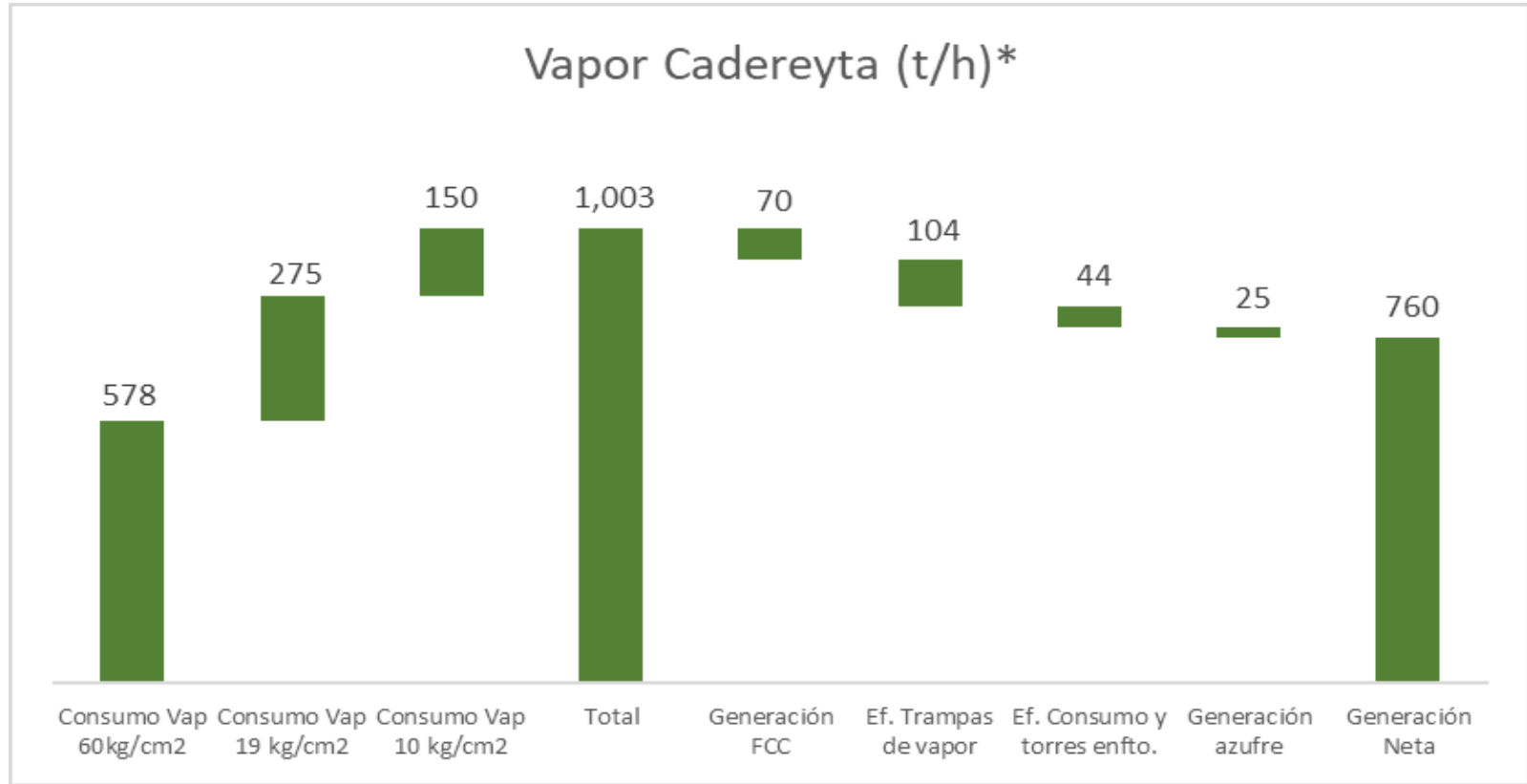


- En algunas plantas FCC se aprovecha el calor que desprende la regeneración para producir vapor.

Calderetas de baja presión

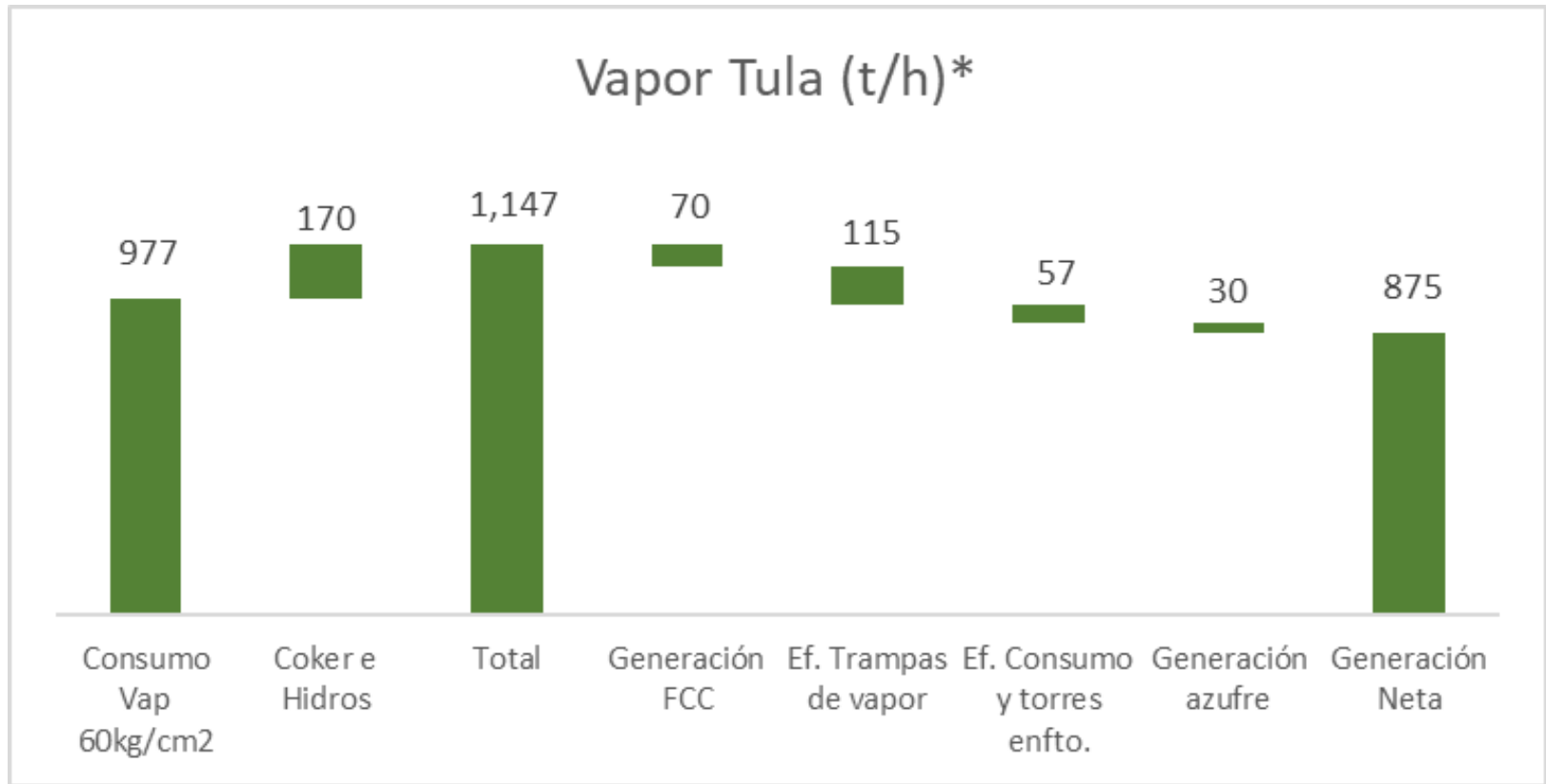


- El proceso Superclaus, capaz de recuperar azufre hasta un 98%, tiene muy baja o nula utilización en los centros de trabajo
- Operarlos no solo elimina las emisiones de SO_2 , también recupera calor en forma de vapor de baja presión.
- Adicionalmente se puede analizar la posibilidad de capturar el CO_2 producido



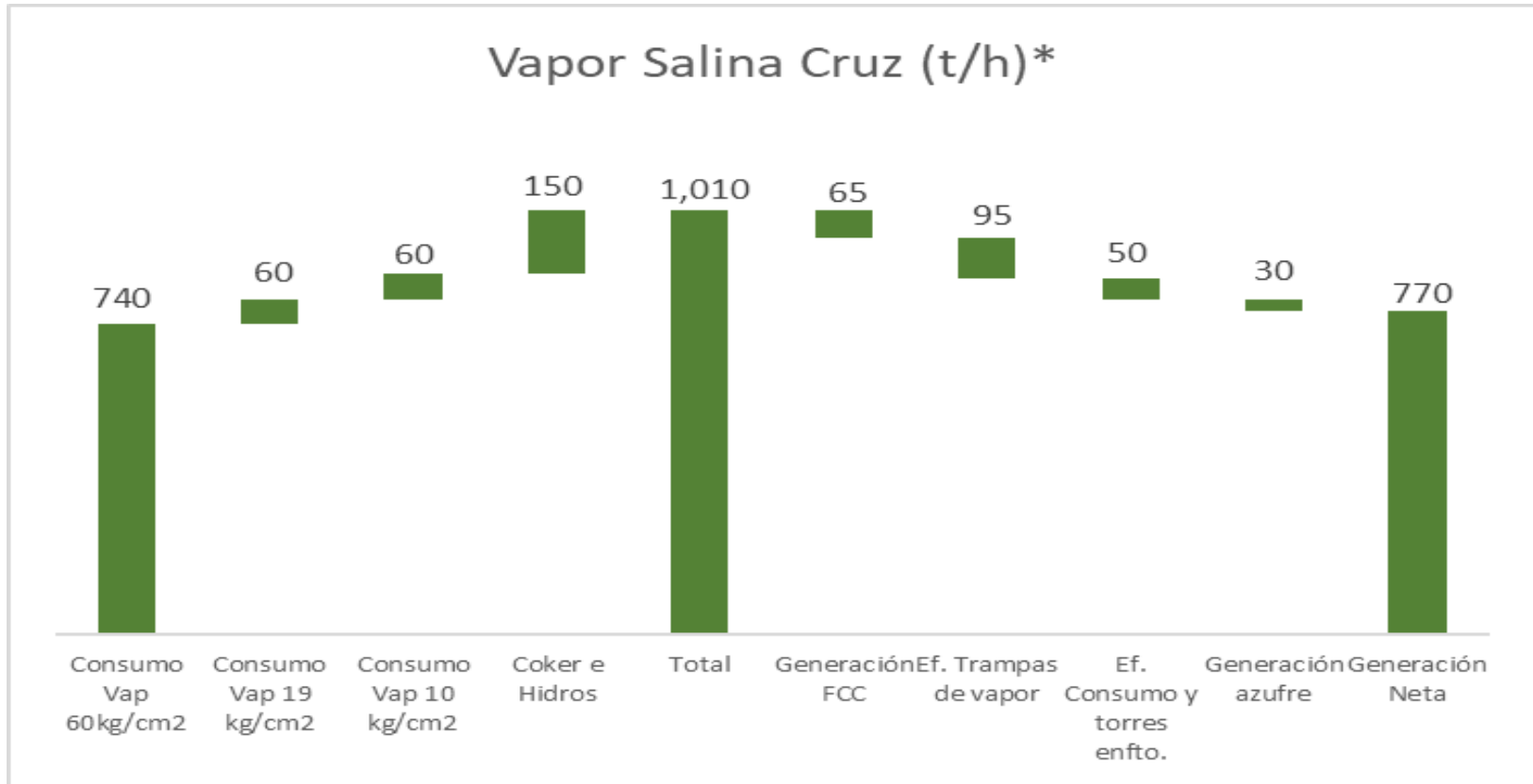
- Un análisis preliminar del consumo de vapor y los posibles ahorros, siguiendo el estándar de la industria, dejaría la demanda de vapor del orden de 760 t/h, con lo cual el potencial de Cogeneración es del orden de 480 MW.
- Es decir antes de diseñar una cogeneración en las refinerías, debemos aprovechar las opciones de mejora

* Estimaciones preliminares propias, con un proceso de 250 Mbd



- Un análisis preliminar del consumo de vapor y los posibles ahorros siguiendo el estándar de la industria, dejaría una demanda cercana a 880 t/h, con esto el potencial de Cogeneración sería del orden de 550 MW.
- Esta refinería está muy cercana a centros de demanda y podría instalarse una Cogeneración, para sustituir generación a base de combustóleo

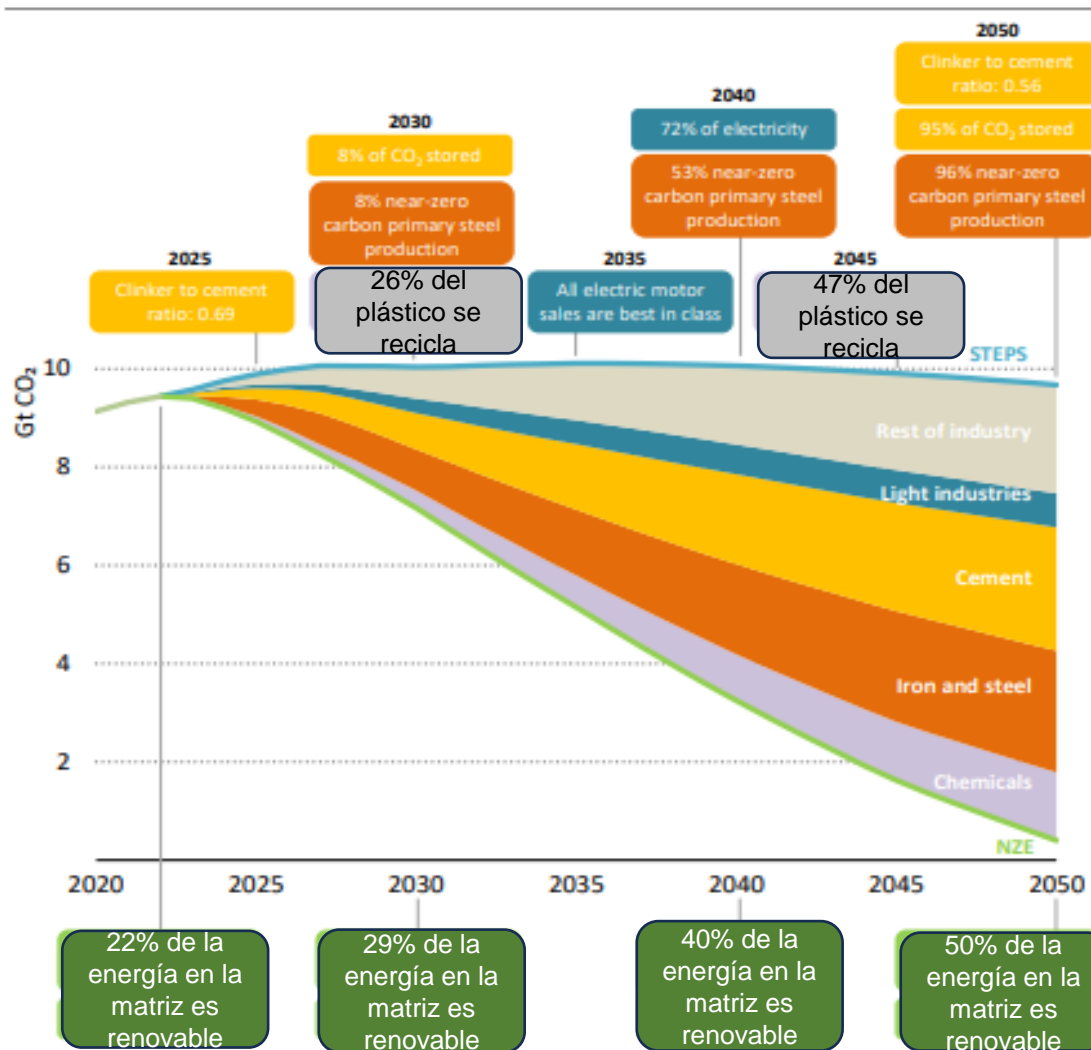
*Estimaciones preliminares propias, con un proceso de 290 Mbd



- Un análisis preliminar del consumo y ahorros energéticos en la refinería de Salina Cruz, operando a 290 Mbd, nos indica el potencial de generar hasta 95 t/h y ahorrar hasta 145 t/h. Se podría hacer Cogeneración por 480 MW.
- Se debe analizar si es mejor la gasificación del Coque o instalar un ducto de gas para la Cogeneración, en ambas opciones se necesita una línea de alta T.

*Estimaciones preliminares propias, con un proceso de 290 Mbd

ACCIONES EN LA PETROQUÍMICA



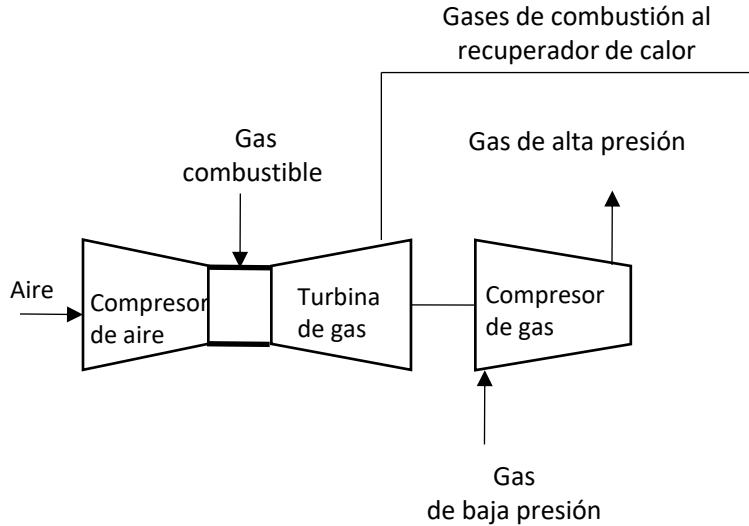
- Las industrias que más tienen que aportar a la disminución de emisiones son la cementera y la del fierro y acero.
- Para la Industria Petroquímica los objetivos se centran en el reciclaje de plásticos, hasta un 47% en 2050, actualmente ronda el 17%.
- Otras acciones son la mejora en los motores eléctricos y en general para toda la industria, en el incremento en el uso de renovables hasta en un 50% del total.

* Perspectivas de la transición energética mundial: camino de 1.5 °C (irena.org)

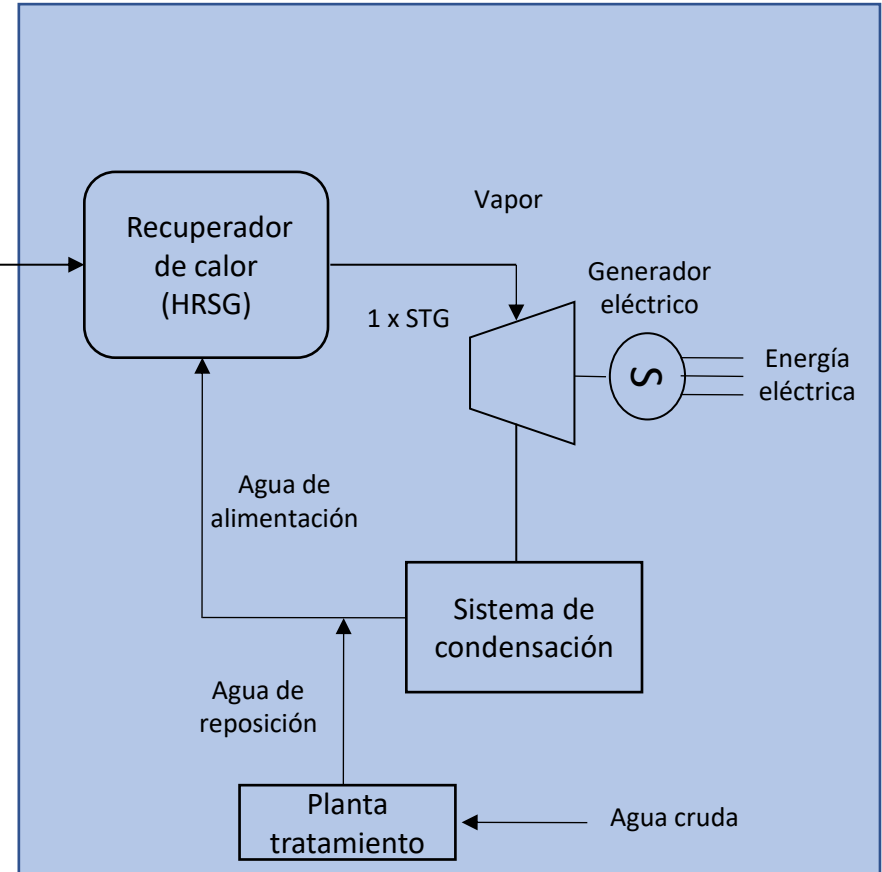
- Para las plantas de Gas de PTRI, el ahorro de energía es un tema en el que se trabaja desde hace 25 años, iniciaron en valores ligeramente superiores a 6% de gas de autoconsumo, hasta valores actuales de alrededor de 4.5%.
- A pesar de esto, siguen existiendo oportunidades en las plantas de gas, como son el poner a operar todas las plantas de azufre, para dejar de emitir SO_2 y recuperar vapor de baja presión.
- Una vez definidos los alcances de la instalación de las plantas NRU, para el aprovechamiento del gas del casquete y las mejoras en recuperación de etano y licuables en las plantas criogénicas, se podrían definir mejor las opciones de eficiencia energética en las plantas de gas.
- Para Petroquímica, es necesario primero definir que proyectos se van hacer en Cangrejera y Morelos, para rescatar a esta industria y hacer la adecuada gestión de la energía, antes de definir el potencial de Cogeneración de estos centros petroquímicos



Proceso de compresión actual



Proceso propuesto para Cogeneración



Elementos adicionales

Recuperador de calor

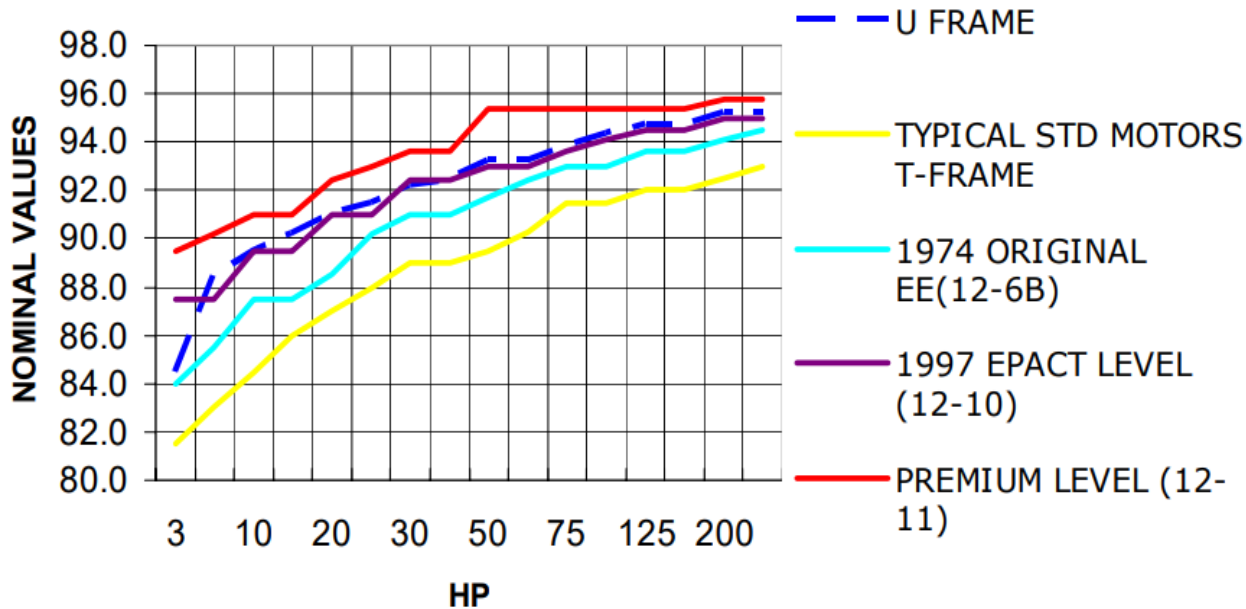
Generador eléctrico

Tratamiento de agua

- Existe potencial en las estaciones de compresión de Atasta, Cunduacán, Samaria y algunas otras, pero se depende fuertemente del pronóstico de manejo al 15 años.
- Una vez definido el alcance del proyecto de NRU's se puede dimensionar Atasta.

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL USO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA*

COMPARATIVA EFICIENCIA



- La eficiencia IE1, o su equivalencia NEMA Premium fueron el estándar para la Unión Europea desde a partir del 2011 y han evolucionado hasta el IE4 en el 2023; con eficiencias de hasta el 96.8%.
- NEMA y la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) trabajaron en conjunto para métodos de prueba y estándares**.
- Usualmente el cambio de motores, por los de alta eficiencia, se pagan en un año por los ahorros en energía eléctrica

NEMA: Asociación de fabricantes eléctricos de los EUA

*NEMA PREMIUM MOTORS (canena.org)

**<http://www.nema.org/Policy/Energy/Efficiency/Pages/NEMA-Premium-Motors.aspx>

- Se han hecho estimaciones de potencial de Cogeneración en Atasta entre 20 y 50 MW, una vez definido el alcance del proyecto de instalación de las NRU's, que aseguraría un manejo de largo plazo en la estación de compresión, se puede dimensionar la Cogeneración, que podría rondar los 30 MW
- Adicionalmente se considera que se puede instalar cogeneración al menos en Samaria y Cunduacán por 10 a 15 MW, dependiendo de la expectativa de manejo de gas a largo plazo.
- Para las estaciones de bombeo se ha estimado que se puede mejorar la eficiencia energética de los motores entre un 10 y 15%, dependiendo de si son mejoras en su filosofía de operación, para que siempre estén dentro de su curva de operación o si es cambio por motores nuevos.
- Existen algunas otras oportunidades en los poliductos y en el LPG ducto, que deberán ser analizadas.
- Estas mismas mejoras en el bombeo pueden ser aplicadas en PEP, para reducir el consumo de energía eléctrica.

