

**Generación y Suministro de Electricidad:
Por un cambio de política Energética**

José Luis Apodaca Villarreal

Monterrey N.L. 10 de octubre de 2017

Índice

Introducción _____	3
1. Independencia Energética _____	4
2. Sistema Eléctrico Nacional _____	9
3. Costos de la generación de electricidad y despacho económico de plantas _____	13
4. Disminución de la contaminación ambiental y certificados de energías limpias _____	19
5. Eficiencia en el uso nacional de la electricidad _____	20
6. Sistemas de Monitoreo y Control Inteligentes _____	24
7. Confiabilidad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional _____	26
8. Transporte de carga y pasajeros: Mayor participación de la energía eléctrica como fuente primaria _____	29
Conclusiones _____	30
Bibliografía y curricula _____	33

Introducción.

México debe planear su desarrollo a largo plazo en base a un modelo económico independiente con mayor crecimiento económico sostenido, participación amplia del mercado interno, mejorando el ingreso per cápita y la distribución de la riqueza para 110 millones de mexicanos. Imperiosa necesidad es reducir la burocracia, la corrupción y la incapacidad en todos los niveles y órdenes de gobierno (Ejecutivo, Legislativo y Judicial), incluyendo su marcada tendencia a endeudarse a largo plazo; pero también deben evitarse la evasión fiscal, las prácticas monopólicas de las grandes empresas privadas nacionales y extranjeras, y disminuir las tasas de los créditos bancarios: De todo ello depende disponer de recursos de inversión para modernizar al país, y optimizar la seguridad, la educación y la salud.

El desarrollo de la infraestructura básica nacional atendería al crecimiento económico, asegurando la disponibilidad confiable, eficaz e independiente de energéticos _fundamentalmente combustibles y electricidad_ cubriendo la demanda creciente derivada de la producción de bienes y servicios; y asegurando el transporte eficiente de mercancías y de personas: Urgente construir una red de ferrocarriles eléctricos rápidos en todo el país, especialmente desarrollar un corredor de transporte de carga internacional masivo en el Istmo de Tehuantepec (200 Km), y también transporte colectivo Metro y redes complementarias de autobuses en las zonas metropolitanas con población mayor de un millón de habitantes. Debemos promover intensamente las vastas zonas turísticas nacionales y explotar nuestra riqueza histórica.

Desde hace muchas décadas ha existido capacidad técnica nacional para elaborar la planeación energética a largo plazo cumpliendo eficazmente con el suministro; anualmente se actualizan documentos oficiales con la prospectiva a diez o quince años futuros, para los hidrocarburos y electricidad. En los últimos 30 años esta planeación se ha enfocado a atender bajas tasas de crecimiento de la economía nacional; y después de la reforma energética de 2013, pretende allanar el camino a la participación privada nacional y extranjera en la explotación de estos recursos. Es así como avanzamos vertiginosamente en convertirnos en una nación cada vez más dependiente con casi nulo desarrollo. Resultado: La mitad de la población tiene algún grado de pobreza, una cuarta parte se encuentra en extrema pobreza, y más de 10 millones viven en el país vecino del norte con seria amenaza de ser expatriados. ¿Podremos aspirar proactivamente a retomar tasas sostenidas de crecimiento del PIB mayores del 7%, disminuir radicalmente la pobreza e incorporar a la mayor parte de la población a fuentes de trabajo bien remuneradas?

Nos mostramos optimistas en que los mexicanos cambiaremos de rumbo para lograr un crecimiento económico importante. Pretendemos presentar algunas iniciativas que conlleven un desarrollo energético sustentable e independiente, con mayor detalle en la electricidad, señalando algunas contradicciones del modelo energético actual y presentando propuestas para resolverlas.

1. Independencia Energética.

En el período de 2000 a 2012 el gobierno federal aprovechó la producción barata de crudo, destinó todos los remanentes de Pemex a cubrir su gasto público, y así resolvió la baja recaudación impositiva en ISR e IVA (11% del PIB): Se concretó el plan privatizador de la

paraestatal contratándole deuda externa (a muy largo plazo e intereses altos) por 100 miles de millones de dólares (MMD) cubriendo con ella también los gastos de extracción de crudo, para exportar excedentes cuantiosos y agotar en pocos años nuestras reservas.

En el aspecto de independencia energética, la Secretaría de Energía (SENER) ha dado seguimiento al comportamiento del índice que correlaciona producción y consumo de energéticos (muy relevante para los países desarrollados, porque actualmente importan la mitad de la producción mundial de crudo transportada por buque):

Figura 7. Evolución de la producción y el consumo nacional de energía

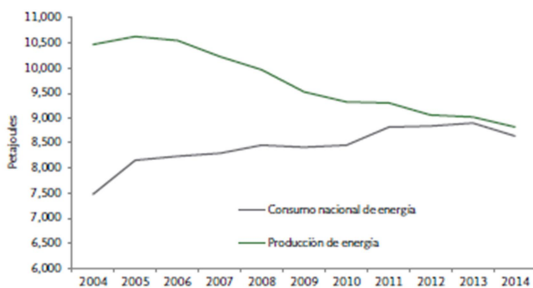
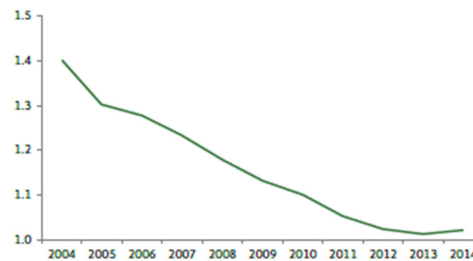


Figura 8. Índice de independencia energética



Gráfica No. 1¹

En una década empeoró este índice de independencia energética de 140 a 100 % y nos lleva a cuestionar: ¿para qué se exportó tanto crudo agotando aceleradamente las reservas nacionales de hidrocarburos? y ¿Por qué el producto de la venta se destinó al gasto y no a la inversión en infraestructura? ¿Por qué no invertimos en desarrollar la industria petroquímica, que agrega más valor al crudo procesado?

Pero también ¿por qué seguimos importando petrolíferos con mucho valor agregado y exportamos crudo? La inversión en refinerías es altamente rentable y hemos pagado un

¹ Referencia bibliográfica No. 1

diferencial respecto al precio del crudo de casi 30 dólares por barril de gasolina adquirido en Norteamérica (la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015 – 2029, contempla continuar con este modelo típico de subdesarrollo y no incluye inversiones de Pemex en nuevas refinerías)

En el sexenio anterior se planeó la construcción de la Refinería Bicentenario en Tula, se requería una inversión de 12 MMD para una capacidad de 300 miles de barriles diarios (MBD) de gasolinas. No medió ninguna explicación por suspender el proyecto que representaba un costo total de refinación de 18 dólares por barril, ya incluyendo la amortización de la inversión. Se ha continuado la importación de petrolíferos de Estados Unidos, y México perdió la oportunidad de realizar una inversión importante y sustentable en infraestructura, con reducción de costos, promotora del empleo y del crecimiento de la economía interna.

Ahora, bajo el amparo de la Reforma Energética que abre la participación de las empresas privadas nacionales y extranjeras, se ha informado sobre la inversión en seis refinerías modulares con capacidad de producción de 60 MBD de petrolíferos y costo de inversión de 6 MMD cada una: El problema es que eleva el costo de refinación de gasolinas a casi 40 dólares por barril. Los mexicanos reclamamos proyectos competitivos que reflejen disminuciones sustentables del precio de la gasolina.

Urgente recuperar la producción de las refinerías mexicanas al menos a la lograda en el año 2013 de 1,457 MBD; representó más de 90 % de eficiencia sobre la capacidad instalada. En el año 2016 se redujo la producción a 1,119 MBD (70%), equivalente esta disminución a la de una refinería grande; esto ha obligado a importar 338 MBD adicionales de gasolinas en

el año, implicando una erogación extra en el año de 3,700 millones de dólares. ¿Por qué nunca asumieron, el director general de Pemex la responsabilidad de eficientar a muy corto plazo las refinerías mexicanas, y el gobierno federal la obligación de brindarle los recursos necesarios? Debieron explicar oportunamente las causas de esa caída en la producción. La Prospectiva del Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015 – 2029 contempla un escenario de llegar a producir 1,600 MBD de gasolinas: intentan patéticamente lograr en varios lustros lo que debieron y pueden solucionar en un par de años.

La reforma energética de 2013 contempla la explotación de crudo por empresas privadas nacionales y extranjeras. La argumentación principal para este cambio a la Constitución fue que el gobierno carecía de recursos de inversión, fundamentalmente para explotar la muy cara extracción de crudo en aguas profundas².

Debemos tener presente a manera de referencia los costos medios de extracción de petróleo en tres opciones: 15 dólares por barril para producción en tierra y aguas someras; 50 dólares/barril para fracking³; y 70 dólares/barril en aguas profundas.

La SENER ha dado a conocer el inicio de la explotación de yacimientos **en aguas someras** (Zama 1 y América 3), e informan obtendrá el gobierno federal una participación mayor del 85% de las utilidades de las empresas privadas. Los ciudadanos deberemos monitorear la producción diaria de esas explotaciones y verificar si el gobierno recibe la proporción contratada sobre la diferencia entre el precio internacional de crudo y el costo de producción: Independientemente que ya se transfirió gratuitamente a las empresas privadas una parte del negocio muy rentable, ahora será necesario asegurar la honestidad de las

² Sin embargo, ahora están concesionando explotación en aguas someras y tierra.

³ Proceso irresponsablemente contaminante del medio ambiente.

entidades gubernamentales en su función de auditoría y de las empresas privadas al reportar costos reales, para rescatar alguna parte de la explotación de esta riqueza nacional: Si a manera de ejemplo consideramos un precio internacional de crudo de 50 dólares por barril, con 85% de participación de utilidades, se obtendría al menos 30 dólares por barril; y si el crudo alcanza un precio de 100 dólares ¿logrará nuestro país una participación de 72 dólares por unidad, después de asignarles a ellos 13 dólares de ganancia?

En el aspecto de producción de electricidad desde el año 2000 el gobierno federal contrató en outsourcing, a empresas extranjeras como Productores Independientes de Energía (PIE), pagándoles sus costos de inversión en la energía entregada, suministrándoles el gas natural, y cubriendo los gastos de operación. Actualmente la mitad del gas natural que se consume en México es para generar electricidad, con una tendencia muy enfocada a ciclos combinados de los PIE que ya están posicionados para participar en el recién implantado Mercado Mayorista de Electricidad (MME); otro 30 % del total es consumido por el propio Pemex. En 2016 se importó de Estados Unidos la mitad del gas natural consumido nacionalmente, y esta situación agrava aún más nuestra dependencia energética porque se utiliza para la generación nacional de electricidad.

En la planeación energética a largo plazo debe considerarse la relación de precios por unidad calorífica de cada combustible: En Norteamérica el precio por BTU de gas natural respecto de la gasolina, tiende a mantenerse en una quinta parte. Si continuamos con la política energética actual, de generar la mayor parte con ciclos combinados: ¿Qué sucederá

con el precio de la electricidad en México, si el gas natural se vendiese a 15 dólares por millón de BTU, como ocurre en Asia? Se elevaría al 250%⁴.

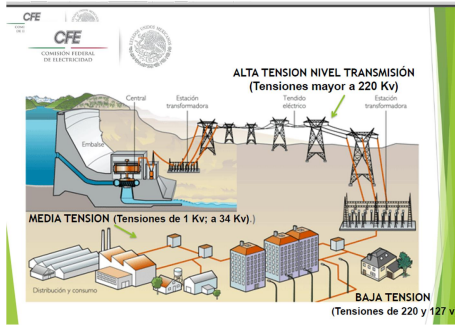
La pretensión del actual Presidente de Estados Unidos de gravar unilateralmente las importaciones de productos mexicanos representa una señal de alerta oportuna para planear nuestra independencia energética a corto plazo. ¿Qué le pasaría a México si nuestros vecinos deciden interrumpir el flujo de gasolinas y gas natural? Se pararía la economía nacional sin transporte y electricidad. Y, ¿si deciden subir el precio del gas natural un 400%, para equiparar con Europa?... ¿Tenemos realmente 100% de independencia energética como lo afirma el gobierno federal? Es imprescindible lograr autosuficiencia en la refinación de petróleo y extracción de gas natural, reduciendo la exportación de crudo; y eliminar la importación de gasolinas y de gas natural: Obtendríamos también un beneficio económico importante.

2. Sistema Eléctrico Nacional.

Un sistema eléctrico de cualquier país comprende instalaciones de Generación (plantas eléctricas), Transmisión (líneas de voltaje igual o mayor de 220 KV y subestaciones, para transportar energía) y Distribución (líneas de voltaje intermedio igual o menor de 34 KV y subestaciones para distribuir energía a todos los puntos de consumo). De manera simplificada se representa en la Gráfica No. 2⁵:

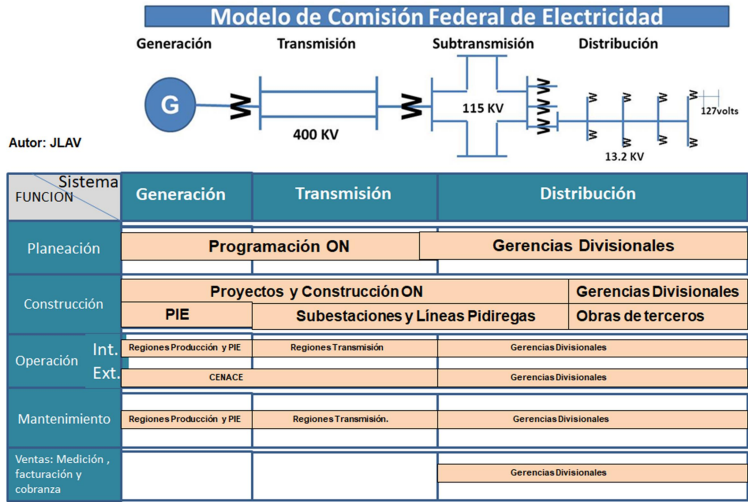
⁴ Si Estados Unidos generaliza la exportación de gas natural licuado a Europa, para sustituir el abastecimiento de Rusia, el precio del BTU alcanzará de inmediato 12 dólares.

⁵ Tomada de una presentación de CFE.



Gráfica No. 2

La organización de Comisión Federal de Electricidad anterior a la reforma energética que ha atendido la Generación, Transmisión y Distribución, y también las actividades de Planeación, Construcción, Operación y Mantenimiento, incluyendo la Comercialización de la Energía, se representa con el esquema de la Gráfica No. 3:



Gráfica No. 3

Con esta organización Comisión Federal de Electricidad (CFE) durante más de 70 años logró integrar el sistema eléctrico nacional que comprende:

- 250 TWH de ventas anuales: Con un 22 % de la energía para 1,000 empresas grandes; 37 % para 300,000 empresas medianas; 25% para 33 millones de usuarios domésticos; y 16% para 4 millones de usuarios comerciales, agrícolas y de servicios.

- 352 miles de millones de pesos (MMP) producto de ventas anuales: Con un 18 % de la energía para 1,000 empresas grandes; 41 % para 300,000 empresas medianas; 19% para 33 millones de usuarios domésticos; y 22% para 4 millones de usuarios comerciales, agrícolas y de servicios.
- 205 Centrales Eléctricas con 55,000 MW de capacidad instalada.
- 58,000 Km de Líneas de Transmisión, 470 Subestaciones de Potencia y 190,000 MVA de capacidad;
- 800,000 Km de Líneas de Distribución y 46,000 MVA de capacidad de subestaciones.

Para atender el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, las Áreas de Planeación (Dirección de Programación) y el CENACE, utilizaron Modelos de Computadora ampliamente probados para operar virtualmente el sistema de 2,000 nodos a máxima y mínima carga, haciendo cientos de corridas acordes con un pronóstico de crecimiento de cada nodo a corto, mediano y largo plazo; permitió modelar eficazmente la expansión del sistema eléctrico nacional complementado con un programa optimizado de obras e inversiones a largo plazo, para disponer de plantas, subestaciones y líneas, conforme se han requerido, con amplia participación de empresas privadas nacionales y extranjeras, en múltiples proyectos de inversión. Las redes de distribución son construidas por los propios fraccionadores y también los desarrollos habitacionales, comerciales e industriales, acordes con bases de diseño y normas establecidas por CFE; estas redes son operadas y mantenidas por las Divisiones de Distribución. Finalmente cada usuario dispone de instalaciones interiores que permitan conectar sus diferentes cargas eléctricas, ya sean motores, dispositivos electrónicos o de iluminación, Etc., implicando a su vez inversiones importantes: Si nos referimos a una industria muy grande sus instalaciones particulares

comprenderían desde su subestación de 115 KV, sistema de distribución, arrancadores de motores, centros de carga y circuitos de baja tensión; un hogar muy modesto requerirá de su interruptor general, centro de carga y circuitos interiores. Todos ellos se hacen cargo de sus costos de inversión y operación, que también son importantes en el suministro de electricidad.

Resultado en más de 70 años de existencia: Nunca ha faltado suministro de electricidad y en el año 2016 CFE registró un ingreso de 352 MMP, un costo de operación de 210 MMP y un remanente de 142 MMP⁶.

La Reforma Energética de 2013 permite la participación directa de empresas privadas nacionales y extranjeras, en la generación, transmisión y distribución de electricidad, incluyendo la comercialización. El CENACE ahora es la entidad responsable de operar el sistema eléctrico nacional en un Mercado Mayorista de Electricidad (MME); la CFE se reorganiza en 9 Empresas Productivas; la Planeación del sistema eléctrico nacional es responsabilidad de la SENER; y la expansión de la generación dependerá de las fuerzas del mercado y libre competencia, con predominio de la escasez y una supuesta optimización de costos. Sus reglamentaciones, normas y procedimientos implican miles de cuartillas cuyo entendimiento representa todo un reto para profesionistas muy especializados en el tema. No deja de sorprender: ¿Cómo los Senadores y Diputados Federales que aprobaron esta reforma pudieron evaluar su bondad futura para todas las empresas y ciudadanos mexicanos?

⁶ Referencia bibliográfica No. 6.

Los consumidores finalmente evaluarán el éxito de la reforma energética verificando la evolución del precio medio anual total de los KWH facturados: Habrá de incluirse precios marginales horarios, cargo de potencia, certificados de energía limpia, financieros de transmisión, Etc. Etc. El nuevo modelo sustituye al despacho económico de generación utilizado antes por CFE (atendiendo la demanda variable de electricidad, iniciando con plantas de menor costo en la base, y las de mayor costo en períodos cortos), que concluía con un precio promedio optimizado sin dar margen a la especulación. Ahora con el MEM a los generadores _incluyendo CFE_ se aplicarán costos marginales, y a todos se les pagará con el costo caro del último participante.

3. Costos de la generación de electricidad y despacho económico de plantas.

Si la reforma energética prometió menores precios de la electricidad, saber con cierta precisión los costos de los elementos del sistema eléctrico permite normar criterio para referencia y conocer el éxito de la misma. Considerando que el costo de inversión y operación más importante de un sistema eléctrico es la generación de la energía, las opciones actuales más competitivas son: ciclos combinados con gas natural; plantas convencionales de carbón; hidroeléctricas; nucleares; eólicas; generación fotovoltaica; y plantas convencionales ya amortizadas de CFE, con gas natural y con carbón (no debe usarse combustóleo porque es excesivamente caro).

Un aspecto interesante de las plantas generadoras es su larga vida con una expectativa mayor de 100 años en su cimentación, generador y auxiliares eléctricos; y para las turbinas y calderas pueden reemplazarse sus componentes periódicamente a bajo costo. Es así como en la Unión Americana operan con eficacia 300,000 Megawatts de plantas de carbón, cuya vida media actual es de 60 años.

Los costos y características que determinan la selección del tipo de planta se indican en la Tabla No. 1⁷:

Costos y parámetros más relevantes para la generación de electricidad				
Tipo de Planta/Costo	Inversión dólares/KW	Operación: Combustible en dólares/Mill BTU	Eficiencia %	Factor de Planta (Horas por año) %
Ciclo Combinado con gas natural	865	4.0	52	80
Convencional con carbón	1,977	3.1	39	80
Hidroeléctrica	1,523	0.0	100	16
Eólica	2,000	0.0	100	35
Fotovoltaica	1,200	0.0	100	21
Nuclear	5,445	0.5	34	80
Hidroeléctrica ya amortizada en CFE	0	0.0	100	16
Convencional con gas natural ya amortizada en CFE	0	4.0	39	80
Convencional con carbón ya amortizada en CFE	0	3.1	39	80
Turbogas con diesel	884	12.8	37.5	12

Tabla No. 1

Actualmente el gas natural tiende a ser más caro que el carbón, pero la inversión en ciclos combinados es menor que en plantas convencionales de carbón y ambas pueden operar más del 80% de las horas del año; la inversión en eólicas y fotovoltaicas no es excesivamente alta y además no gastan combustible, pero operan estacionalmente y pocas horas en el año (factor de planta de 35 y 21 %, respectivamente); las turbogas con diésel muy caro se usan por períodos muy cortos; las hidroeléctricas presentan la gran ventaja de almacenar energía y se usan para atender demandas pico durante períodos cortos, porque su factor de planta también es bajo.

Es importante tener presente las plantas convencionales e hidroeléctricas de CFE ya amortizadas, cuyos costos integrados para operar ya sea como base o punta, son bastante competitivos.

⁷ En algunos aspectos se toma como referencia el COPAR 2012 CFE.

El Despacho Económico de Generación significa en cada hora del día, darle prioridad a la planta con menores costos de producción, hasta donde lo permita la estabilidad en la operación de cada nodo en el sistema interconectado nacional.

Para comparar los costos de inversión, ya referido a la energía entregada por los diferentes tipos de plantas, es necesario calcular el factor de recuperación anual (FR) de la inversión unitaria. Un **FR = 0.1275**, se obtiene de una vida útil de 25 años y una tasa de descuento de 12% anual. Después dividiremos ese costo anual entre los KWH generados en el año por cada KW instalado de planta, aplicando su factor de planta a las horas del año. A manera de ejemplo el costo nivelado de inversión de una planta de ciclo combinado operando como base en 80% de las horas del año, sería:

$$(865 \text{ Dls.} \times 0.1275) / (8760 \text{ Hr} \times 0.8 \times 1 \text{ KW}) = 0.0157 \text{ Dls.} / \text{KWH}$$

El costo más importante de operación corresponde al combustible utilizado: se obtiene aplicando el precio unitario y la eficiencia para calcular las unidades térmicas (BTU) requeridas para generar cada KWH. Si consideramos las plantas base y las opciones más competitivas de energía renovable:

Costos de inversión y combustible por KWH			
Tipo de Planta/Costo	Costo de inversión Dls./KWH	Costo de combustible Dls./KWH	Costo Total Dls./KWH
Ciclo Combinado con gas natural	0.0157	0.0234	0.0391
Convencional con carbón	0.0360	0.0242	0.0601
Hidroeléctrica	0.1385	0.0000	0.1385
Eólica	0.0832	0.0000	0.0832
Fotovoltaica	0.1386	0.0000	0.1386
Nuclear	0.0991	0.0046	0.1036
Hidroeléctrica ya amortizada en CFE	0.0000	0.0000	0.0000
Convencional con gas natural ya amortizada en CFE	0.0000	0.0312	0.0312
Convencional con carbón ya amortizada en CFE	0.0000	0.0242	0.0242
Turbogas con diesel	0.1072	0.1038	0.2110

Tabla No. 2

La Tabla No. 2 muestra como opción más competitiva actual en plantas base a los ciclos combinados, para un precio del gas natural de 4 dólares por millón de BTUs. Las plantas renovables eólica y fotovoltaica, tienden a ser 35% más caras por la inversión; la estacionalidad del viento y el sol, exigen generación de respaldo a costa de reducir en esta última su factor de planta. Las plantas nucleares también se consideran no contaminantes y resultan competitivas en sus costos finales.

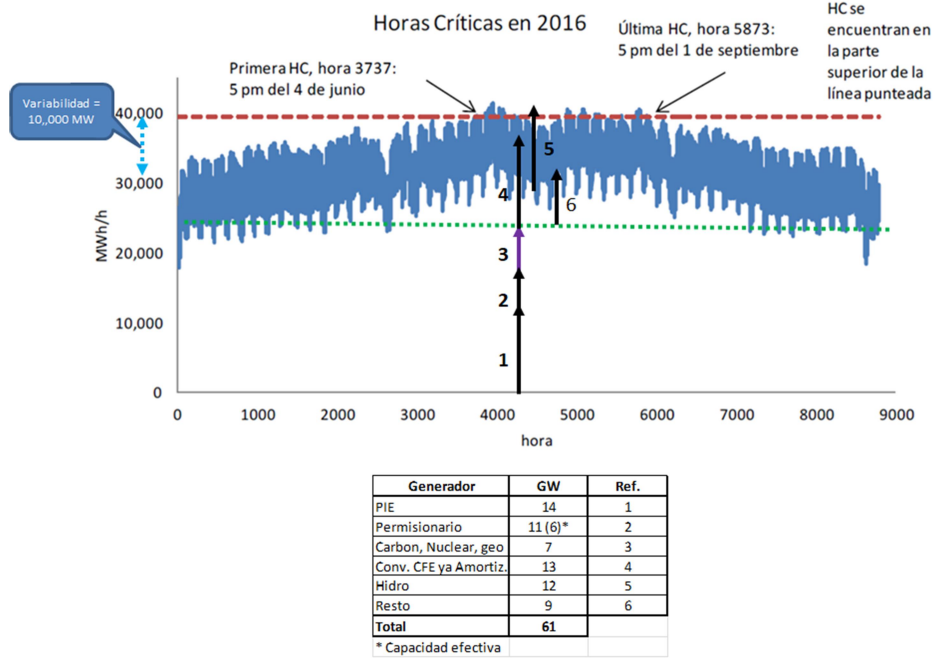
Una característica muy relevante del sistema eléctrico nacional actual es que posee 16,000 Megawatts en 127 unidades generadoras convencionales de vapor ya amortizadas y muy bien ubicadas en el sistema eléctrico nacional; son capaces de operar como plantas base con gas natural por otros 25 años, con un costo total ligeramente menor que los ciclos combinados más eficientes. Urgente suministrar gas natural a estas plantas, y eliminar el combustóleo por su costo prohibitivo que además incidiría negativamente en los costos marginales, dando lugar a la especulación.

La mayor ventaja de las plantas ya amortizadas sería atender por varias décadas las demandas pico en pocas horas del día y durante todo el año, sin afectar a sus costos un bajo factor de planta anual, como lo haría con los ciclos combinados nuevos. En la Tabla No. 3 se muestra la competitividad de estas plantas convencionales respecto de ciclos combinados, para un factor de planta de 33%; su costo total es del 50% respecto de los ciclos combinados (CC), y en las de carbón alcanza un 40%:

Tipo de Planta/Costo	Factor de Planta (Horas por año) %	Costo de inversión Dls./KWH	Costo de combustible Dls./KWH	Costo Total Dls./KWH
Ciclo Combinado con gas natural	33	0.038	0.0234	0.0615
Convencional con gas natural ya amortizada en CFE	33	0.000	0.0312	0.0312
Convencional con carbón ya amortizada en CFE	33	0.000	0.0242	0.0242

Tabla No. 3

Hagamos un ejemplo de aplicación de despacho económico en base a la demanda máxima y mínima registrada diariamente en el sistema nacional durante el año 2016, Gráfica No. 4; podemos apreciar una demanda máxima maximorum de 42 GW y mínima base de 25 GW; la capacidad nacional total instalada en plantas generadoras es de 66 GW:



Gráfica No. 4

Esta gráfica muestra cómo para los meses de alta demanda, las plantas base más económicas aportan 27 GW suministrados por: PIE (14 GW); permisionarios (6 GW); y carbón – nuclear - geotérmica (7 GW). La parte faltante de la carga (15 GW) es meritoriamente repartida entre el resto de las plantas, cuya capacidad instalada es de 34 GW: Las convencionales grandes ya amortizadas operan de “comodín” para respaldo (13 GW); las hidroeléctricas (12 GW) se administran en punta dependiendo de la disponibilidad de agua; y el resto de las plantas eólicas – solares – y de baja eficiencia (9 GW), se aprovechan en su disponibilidad estacional. Ya resuelto el suministro en la época de mayor demanda, las diferencias para cubrir los picos diarios durante el resto del año corresponden

en su mayor parte a las convencionales ya amortizadas, incluyendo la estacionalidad incierta de las eólicas y solares; en nodos muy específicos de baja carga y con escasa interconexión al sistema nacional se usarán plantas pequeñas turbogas, incluso a diésel. Los incrementos en demanda pronosticados en las próximas décadas serían atendidos mediante el crecimiento anual de plantas base: Con este despacho económico de generación (DEG) se lograrían mínimos costos de inversión y de operación, y muy alta competitividad del sistema eléctrico nacional.

En los más de 70 años de existencia de CFE el DEG operado por el CENACE logró la optimización en el costo de producción del sistema eléctrico nacional, y se beneficiaron con ello todos los usuarios: La Reforma Energética de 2013 implanta un mercado abierto de electricidad con participación privada en la generación que atiende la demanda horaria mediante costos marginales de operación basados en la escasez: a todos los participantes se les paga el costo de la última planta cara. Para inducir de mayor manera la escasez planean retirar a corto plazo los 16,000 Megawatts de plantas convencionales ya amortizadas. (A los participantes en el MME, adicionalmente se les paga el costo de potencia y de otros servicios para cubrir su inversión en plantas)

Las inversiones consideradas en el sistema eléctrico nacional en el período 2017 – 2031 son de 1.66 billones de pesos para generación (81%), 0.22 billones para transmisión (11%) y 0.17 billones para distribución (8%). Si se siguen aprovechando las plantas convencionales ya amortizadas de CFE la inversión en generación podría ahorrar 0.25 billones de pesos, que se traducirían en disminución importante de los precios pagados por los usuarios finales.

4. Disminución de la contaminación ambiental y certificados de energías limpias (CELS).

Nuestro país se compromete a reducir radicalmente las emisiones contaminantes produciendo electricidad en su mayor proporción con ciclos combinados (CC) a base de gas natural, que inciden con la mitad del CO₂ respecto de una planta de carbón; obligadamente los consumidores de electricidad cada año incrementarán su proporción de consumo de energía limpia, comprándola a los inversionistas privados que instalarán fuentes renovables fundamentalmente de origen eólico y solar, aunque sus costos de producción sean actualmente mayores a los CC. Por otra parte la Unión Americana continuará por varias décadas siendo el mayor productor de electricidad en el mundo con carbón, utilizando plantas amortizadas y altamente contaminantes.

Legalmente los Certificados de Energías Limpias (CELS) son un instrumento para promover nuevas inversiones en energías limpias y permiten transformar en obligaciones individuales las metas nacionales de generación limpia de electricidad, supuestamente de forma eficaz y al menor costo para el país: El Gobierno establece unilateralmente metas ambientales legalmente obligatorias; los inversionistas privados hacen negocio al instalar sus plantas de energía renovables y venderla a “precios competitivos” en subastas y a precios marginales (caros) en el MME; y los consumidores cubren obligadamente el precio. En síntesis el monopolio público sin fines de lucro de CFE se convirtió por ley en un oligopolio privado protegido por un mercado de precios marginales en que predomina un principio de escasez.

Para el caso particular de los usuarios domésticos de alto consumo (Tarifa DACs), artificialmente el gobierno federal ha mantenido un precio de 20 centavos de dólar por

KWH (el más alto en el mundo), que ha propiciado el mercado caro de celdas solares a un precio de 2,000 dólares por KW instalado: Es atractivo para el ciudadano mexicano de clase media alta, por ser rentable la inversión; sin embargo, el precio real de la energía doméstica DAC debiera ser la mitad, porque estos usuarios pagan la red de distribución que les alimenta en el costo de su lote de terreno, que cubre la infraestructura de servicios.

¿Qué impidió que la propia CFE invirtiera en plantas eólicas o celdas solares con mínimo costo para los usuarios? El potencial nacional de este recurso renovable es importante, y por mucho tiempo CFE ha generado electricidad cara con combustóleo, pudiendo haber invertido en generadores eólicos en la última década, amortizándose la inversión con el ahorro obtenido.

5. Eficiencia en el uso nacional de la electricidad.

El sistema eléctrico mexicano suministra energía a 40 millones de consumidores grandes, medianos y pequeños; todos requieren invertir en un sistema eléctrico interior para convertir la electricidad en fuerza motriz, compresión, refrigeración, calefacción, ventilación, iluminación, bombeo de agua, comunicaciones, Etc. Las redes de distribución de baja tensión, y las instalaciones interiores de todos los usuarios, representan activos en el país del orden de billones de pesos. Y el uso eficiente de la energía es la mejor opción para reducir la contaminación y también los costos, porque se incrementa la producción de bienes y servicios por unidad de energía consumida. Por otra parte la ciudad del futuro deberá ser sostenible, ecológicamente y eficiente en términos energéticos. Los sistemas eléctricos interiores de los 40 millones de usuarios son los que determinaran el mejor uso de la energía nacional y serán los protagonistas futuros de la revolución ecológica.

Surge como primera área de oportunidad dimensionar adecuadamente las instalaciones interiores de las empresas, porque es muy común que se utilice una tercera parte de la capacidad disponible en ellas, tanto en subestaciones como en los propios motores o dispositivos para conversión a otras formas de energía.

Pero también se presenta como otra área de oportunidad la eficiencia con que se realiza la conversión de la energía, para disminuir los costos en la operación cotidiana. Ilustremos con varios ejemplos de aplicación:

- **En los centros comerciales o edificios muy grandes para regiones con climas extremos:**

Los requerimientos de aire acondicionado implican un 60% de su consumo eléctrico total: ¿Se diseña adecuadamente la envolvente del edificio en su aislamiento térmico y se evita la radiación directa? ¿Tiene el sistema hidrónico bombas de circulación de agua y ventiladores de las unidades manejadoras de aire, con motores adecuadamente dimensionados? una buena ingeniería puede reducir los requerimientos de aire acondicionado a la mitad.

- **En las empresas de producción de bienes:**

Los motores eléctricos transforman la energía en: Refrigeración de procesos; compresión de aire; ventilación; fuerza motriz para bandas transportadores y grúas; maquinas herramientas, y de corte laser; prensas hidráulicas; robots de soldadura; hornos de inducción; Etc. Consumen más del 90% de la energía total de la Planta. ¿Están adecuadamente dimensionados los motores? ¿Se utilizan variadores de velocidad para la conversión motriz en refrigeración, aire comprimido, ventilación y circulación de agua

helada? una buena ingeniería puede reducir los requerimientos de energía e inversión a la mitad; y buenas prácticas de operación pueden implicar una reducción en costos del 25%.

- **Los 120 mil bombeos para riego agrícola existentes en México:**

Tienen la gran ventaja de administrar su producción con independencia del agua de lluvia y así aprovechar estacionalmente la demanda y mayor precio de sus productos incluso para exportación.

Se presentan áreas de oportunidad para llevar el consumo de energía y de agua a una tercera parte del actual: Logrando un mínimo de 78% de eficiencia en la conversión motor – bomba de extracción; aplicar riego tecnificado de aspersión o de goteo para reducir hasta un 85% el consumo de agua; y la producción agrícola puede incrementarse al doble.

Impostergable establecer un balance de energía mediante mediciones confiables de consumo de electricidad, volumen extraído de agua y producción; el gobierno federal deberá convertir el subsidio actual a la ineficiencia, en un apoyo honesto y eficaz a las inversiones para eficientar la agricultura, y lograr independencia alimentaria de nuestro país.

- **En los usuarios domésticos ubicados en áreas con climas extremos del norte del país:**

Independientemente del tamaño de la vivienda es atractivo construir placas y muros con aislamiento térmico, utilizar ventanas de doble cristal y evitar la radiación directa; también se pueden promover entornos de las casas con árboles nativos frondosos propiciando un microclima fresco; los equipos de aire acondicionado tipo minisplits con bomba de calor, funcionan eficientemente para enfriamiento y calefacción; todo esto conlleva a mejorar el confort y ahorrar más de la mitad de la energía; si además se instalan celdas solares en los

techos puede significar generar al menos la energía requerida para aire acondicionado: En regiones medianamente secas del territorio nacional, se requieren 64 M2 de losa en la azotea para generar 1,200 KWH al mes.

- **Alumbrado público.**

Los municipios deberán instalar a la mayor brevedad posible lámparas LED que consumen la cuarta parte de la electricidad que la mejor tecnología de focos ahorradores instalados hasta ahora. El costo de inversión de la lámpara es más alto, pero se usa el mismo poste e instalación eléctrica, y se amortizan en menos de 2 años por su bajo consumo de energía y mayor vida útil. La excesiva tarifa 5, que sin justificación han pagado los municipios, deberá eliminarse y aplicarse el equivalente de la HM.

- **Independientemente del tamaño del consumidor se presentan múltiples áreas de oportunidad:**

¿Se utilizan variadores de velocidad para regular los flujos de agua y aire? pueden implicar reducción en costos de operación del 70%.

¿Se utilizan para la calefacción bombas de calor? Las resistencias eléctricas implican costo de operación tres veces mayores; la iluminación con LED es la mejor opción y debe generalizarse.

¿Cuánta capacidad de transformación se tiene y cuál es la relación con la demanda máxima medida en el año?

¿Los motores eléctricos están adecuadamente dimensionados?

En el aspecto de reducción de la contaminación ambiental, los estacionamientos abiertos y azoteas pueden disponer de paneles solares con capacidad para cumplir con la ley de energías limpias. La inversión tiende a amortizarse y se obtiene como ventaja adicional no

utilizar las instalaciones del sistema eléctrico nacional, evitando esa inversión y sus pérdidas eléctricas.

6. Sistemas de Monitoreo y Control Inteligentes.

Actualmente la SENER en su Programa de Redes Inteligentes está mayormente enfocado al monitoreo y control automático del sistema nacional de suministro, propiciando amplia participación de las grandes empresas trasnacionales. Sin embargo, las áreas de oportunidad están por el lado de la demanda de electricidad y promover la incursión de cientos de microempresas mexicanas: Los avances en tecnología y reducción de costos determinan la factibilidad de dotar a los cientos de miles de empresas y viviendas ya descritos en párrafos anteriores, de sistemas de monitoreo y control aprendientes e inteligentes accesibles en tiempo real por Internet, y estructurados de manera customizada para cada usuario sin importar si se trata de la vivienda modesta o la empresa productora de bienes más grande. El cerebro básico de cada sistema estará constituido por una P.C. de mínimo costo conectada a la red Internet con plataformas similares a sistemas SCADA, y el teléfono celular será la interface más comúnmente utilizada:

- El monitoreo eléctrico será realizado por mediciones de KWH de las cargas mayores y la total suministrada por la red eléctrica, en un ambiente gráfico amigable capaz de integrar costos facturados parciales y de conjunto; comprenderá así mismo los parámetros eléctricos más importantes de potencia reactiva, voltaje, frecuencia, Etc. De manera similar se integrarán sensores y medidores de muchos otros parámetros: temperatura, humedad relativa, CO₂, presión, intensidad lumínica; flujos de agua, gas natural, materias primas y otros insumos; las cantidades consumidas serán complementadas con sus costos facturados.

- El complemento importante para el monitoreo en red, es el sistema de control para operar y automatizar todos los dispositivos conectados a los sistemas eléctricos, hidráulicos, iluminación, aire acondicionado, hidrónicos, riego, Etc. La operación manual puede automatizarse para encender y apagar cronológicamente, atendiendo necesidades de cada usuario; pero también pueden incorporarse algoritmos de control para hacer inteligentes los sistemas, e integrarse PLCs con sus rutinas de automatización: Ejemplo, el compresor de un equipo de aire acondicionado iniciará su operación cuando la temperatura ambiente en el área de enfriamiento sea superior al set point (temperatura deseada) ajustado; y saldrá de operación cuando la temperatura sea menor; pero también pueden agregarse criterios de ahorro y eficiencia. Lo mismo puede aplicarse a los sistemas de alumbrado, riego, tratamiento de agua, y múltiples procesos de producción. Conforme van aplicándose los requerimientos de servicios de cada proceso de producción de servicios o bienes, el sistema aprendiente inicia su conversión a sistema cada vez más inteligente, capaz de responder automáticamente y con acierto a condiciones cambiantes de la realidad.
- La importancia de estos sistemas inteligentes de monitoreo y control, es que adquieren la capacidad de administrar la demanda eléctrica conforme lo decide el usuario: Consume la cantidad de electricidad que está dispuesto a pagar y con el grado de confort aceptable para él. En los procesos de producción de bienes y servicios de las grandes y medianas empresas, puede suceder lo mismo: Optimización de procesos con el mínimo gasto de energía, respetando el rango de especificaciones reclamado por cada proceso.

- Las áreas de oportunidad no se agotan: Los cientos de miles de usuarios que dispongan de sistemas inteligentes de administración de la demanda, pueden contratar con las empresas de suministro tarifas interrumpibles que resulten atractivas para ambos: Si en algún nodo del sistema eléctrico nacional se carece de suficiente capacidad de generación por alguna falla fortuita, de manera automática cientos de miles de usuarios estarían dispuestos a administrar su demanda, comprometidos con el CENACE y previendo anticipadamente disminución del confort o de su producción que estén dispuestos a aceptar: Se abatirían de manera importante las interrupciones y se reducirían radicalmente los costos del sistema eléctrico nacional.

Un sistema inteligente de bajo costo en una vivienda puede monitorear la generación solar y controlar el consumo de electricidad, agua y gas natural; administrar demanda eléctrica, automatizando la iluminación, aire acondicionado y refrigeración; se extendería al riego de jardines y alarmas de seguridad; y detectar fugas de agua o gas natural, Etc.

7. Confiabilidad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

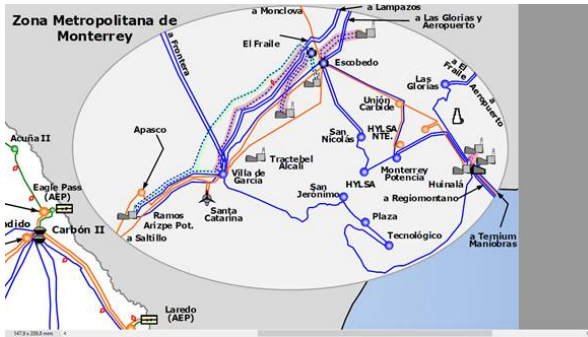
Por muchas décadas la CFE utilizó modelos de computadora ampliamente probados, para realizar estudios de simulación de comportamiento del sistema eléctrico nacional de cada año y futuros bajo condiciones muy variables de carga, considerando las fallas en líneas y subestaciones más probables; incluyeron también las de baja probabilidad de ocurrencia, simulando fallas coincidentes de varios elementos del sistema. Se obtenía una coordinación de protecciones muy eficaz en base a estudios de estabilidad para precisar la reserva rodante requerida en generación; se aceptaba el incremento en los costos de operación para lograr una capacidad de respuesta ágil y cumplir con la máxima básica de confiabilidad:

Ante la falla en un elemento importante del sistema eléctrico nacional, solamente deberá aislarse ese elemento y un mínimo de cargas; previendo complementariamente la operación de relevadores de baja frecuencia que liberen las cargas requeridas y evitar salidas de áreas mayores del sistema, por falta de estabilidad; se aplica como práctica aceptable la apertura automática de los elementos contiguos al fallado, como respaldo de protecciones.

Es entendible que los casos a analizar pueden ser del orden de cientos: Justificado por evitar los costos sociales que implica carecer de suministro de electricidad, en pérdidas en la producción de bienes y servicios, que son decenas de veces los correspondientes a la energía dejada de suministrar.

Resulta interesante citar un caso ocurrido recientemente: El 10/septiembre/2017 a las 17:30 Hs. se presentó una falla en la subestación de 115 KV San Jerónimo en Monterrey N.L. y causó que se interrumpieran los sistemas Noreste y Norte (afectando a Nuevo León, Coahuila, Tamaulipas y parte de Chihuahua), con una pérdida de carga estimada en 7,500 Megawatts, relativamente baja por ser domingo de menor demanda industrial y temperatura ambiente relativamente baja menor de 30C.

No se cumplió el principio básico selectivo de las protecciones: debieron aislar la falla los interruptores más próximos a la misma (todos los de S.E. San Jerónimo); o en su defecto los respaldos de las subestaciones vecinas: Plaza y Villa de García). El diagrama unifilar de la Gráfica No. 5 ilustra la disposición de estas tres subestaciones:



Gráfica No. 5⁸

Las protecciones no operaron correctamente: la falta de coordinación provocó pérdida de estabilidad, y con ello salida de líneas de 400 KV y sus aportaciones de generación muy importantes (Río Escondido y Carbón II, además de CC de Río Bravo, con un total de 3,500 MW). El retraso en operación de relevadores de baja frecuencia, causó la pérdida de la generación que se había mantenido en operación. Regresar a la normalidad implicó más de 6 horas.

El giro de la reforma energética nacional para eliminar el servicio público de electricidad, permitiendo legalmente la participación amplia de empresas privadas en el suministro, obliga a que las cámaras de industria, las universidades e ingenieros ex – CFE, integren grupos ciudadanos sin fines de lucro, para frecuentemente analizar con profundidad técnica las causas de fallas importantes en el sistema eléctrico nacional; se propiciarían debates técnicos con el CENACE hasta lograr esclarecer a satisfacción lo realmente acontecido, dejando muy clara la responsabilidad de los funcionarios y aceptando como probables algunos accidentes o fallas por error humano, imposibles de evitar: Nunca los fines de lucro de empresas privadas participantes en el MEM deberán estar por encima del interés de

⁸ Referencia bibliográfica No. 5

todos los ciudadanos y entidades productoras de bienes y servicios; la SENER deberá asegurar la accesibilidad a información actualizada a través de Internet y el CENACE deberá cumplir con su obligación de informar con veracidad y precisión las causas reales de cada falla importante.

8. Transporte de carga y pasajeros: Mayor participación de la energía eléctrica como fuente primaria.

El transporte nacional dispone actualmente de 30 millones de vehículos automotores de gasolina (96 %) y diésel (4%); y es causante del 25% de la contaminación por CO₂; de continuar la tendencia histórica observada en los últimos lustros, en los próximos 15 años se tendrán 40 millones de vehículos.

Urge a nivel nacional implantar a corto plazo soluciones prioritarias, para congelar el crecimiento del parque vehicular, incrementar radicalmente la eficiencia en el transporte y reducir la contaminación: Una red moderna de ferrocarril a lo largo y ancho del país; transporte colectivo tipo Metro en todas las ciudades y áreas metropolitanas con más de un millón de habitantes; ofrecer complementariamente sistemas de autobuses urbanos y trolebuses en rutas diseñadas adecuadamente; privilegiar el uso de vehículos individuales con rendimientos mayores de 15 km/litro; promover vehículos híbridos cuyo rendimiento en ciudad es aún mayor; y estimular el uso de vehículos totalmente eléctricos, abastecidos por celdas solares.

La modernización ferroviaria implica el uso de trenes eléctricos desde Cancún hasta Tijuana, y el corredor de transporte de carga interoceánico en el Istmo: permitirán lograr eficiencia energética en el transporte de carga y de pasajeros, aprovechando además nuestra enorme riqueza cultural para promover el turismo nacional y extranjero.

Los vehículos híbridos, además de contar con motor pequeño de gasolina utilizan motor – generador eléctrico, para optimizar el frenado y arranque: aseguran un rendimiento en ciudad de 20 kilómetros por litro de gasolina. Los motores de autos completamente eléctricos son altamente sustentables si la energía proviene de celdas solares instaladas en el propio domicilio del propietario del vehículo; el sistema eléctrico nacional regresa por la noche la energía solar recibida durante el día, y la red de distribución actual dispone de capacidad para alimentar la batería del vehículo durante la noche.

Los recursos de inversión necesarios para lograr una infraestructura moderna de transporte nacional, eficiente y ecológicamente sustentable, son muy cuantiosos. Pero tengamos presente que el presupuesto anual del gobierno federal es de cinco billones de pesos: ¿Existirá la posibilidad de reducir gastos burocráticos en un 10%? Se considera factible y permitiría dedicar en los próximos 15 años, 7.5 billones de pesos para apuntalar la inversión privada y disponer de esta infraestructura de transporte. La evasión fiscal de las empresas podría erradicarse, si también se compromete el gobierno a estimular el crecimiento de la economía nacional.

Conclusiones.

Nuestro México reclama un proyecto económico de país independiente, sin importar la tendencia ideológica del partido que gane las próximas elecciones. El crecimiento económico sostenido requiere de un suministro confiable, eficaz, e independiente de energéticos, y de precios competitivos para cubrir la demanda creciente derivada de la producción de bienes y servicios. La reforma energética de 2013 apunta en sentido contrario porque cada vez se importan más gas natural y gasolinas, los beneficios de la

explotación de los hidrocarburos nacionales y la electricidad serán para las empresas privadas mayormente extranjeras, y no hay previsión legal para limitar el incremento de los precios internos de estos energéticos; CFE ya no es responsable del servicio público de electricidad y ahora es una empresa productiva del gobierno para maximizar sus ganancias a costa de los consumidores nacionales.

El complejo proceso ya legalizado de pagar cada hora a todos los generadores participantes el precio de la unidad más cara, permitirá la especulación: Los mexicanos deberemos impedir la salida de operación de 127 unidades generadoras en buen estado ya amortizadas, (capaces de generar a bajo costo 16,000 Megawatts con gas natural): eliminar esas plantas causaría escasez inducida para incrementar radicalmente los precios marginales. (En el año 2000 en California Estados Unidos de Norteamérica, la empresa Enron provocó artificialmente en un mercado abierto mayorista recién implantado, precios de la electricidad exorbitantes y una deuda del gobierno estatal de varias decenas de miles de millones de dólares, al verse precisado a evitar daños mayores a los consumidores y a su economía interna estatal).

El compromiso del gobierno federal para reducir la contaminación ambiental con certificados de energía limpia (CEL), transfiere el costo a los consumidores de electricidad; su comercialización en el mercado spot incrementa las ganancias de las empresas extranjeras inversionistas en generación solar y eólica, y encarecerá aún más el precio de la electricidad en México. (La Unión Americana continuará siendo el país más contaminante del mundo produciendo electricidad con su inmenso parque de plantas antiguas de carbón).

Si se diseñan y operan adecuadamente los sistemas eléctricos interiores de los 40 millones de usuarios pequeños y grandes, lograrían un mejor uso de la energía nacional y serían los

protagonistas futuros de la revolución ecológica. Disponer complementariamente de sistemas de monitoreo y control aprendientes e inteligentes accesibles en tiempo real por Internet, y estructurados de manera customizada para cada usuario, medirán continuamente la eficiencia de conversión de la energía: Sería factible dar seguimiento al cumplimiento de indicadores ecológicos ciudadanos establecidos con carácter de ley.

La supervivencia ecológica de la humanidad a mediano plazo exige prescindir del automóvil, y para lograr una reducción importante México requiere de una red moderna de ferrocarril eléctrico para pasajeros y carga; transporte colectivo tipo Metro con su complemento de autobuses urbanos y trolebuses, en las quince áreas urbanas de mayor densidad; durante las próximas dos décadas de transición, será necesario privilegiar el uso de vehículos de mayor rendimiento e híbridos; y estimular el uso de vehículos totalmente eléctricos, abastecidos por celdas solares.

Los mexicanos debemos exigir al gobierno una reducción en gasto de 10% del presupuesto federal disminuyendo radicalmente su burocracia: Si se destina anualmente medio billón de pesos para invertir en la infraestructura nacional de transporte, habremos sentado las bases de crecimiento económico independiente de México. La evasión fiscal de las empresas podría erradicarse, ante el compromiso del gobierno a estimular el crecimiento de la economía nacional.

Si la reforma energética es contraria a los intereses nacionales, permite la especulación, e incrementa la dependencia del extranjero en el suministro de hidrocarburos y electricidad: ¿No será buen momento de revertirla?

Monterrey N.L. 10 de octubre de 2017.

Referencias bibliográficas:

1. Secretaría de Energía. (2014). Balance Nacional de Energía. Recuperado de:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance_Nacional_de_Energ_a_2015_2_.pdf
2. Secretaría de Energía (2017 – 2031). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. Recuperado de:
<http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>
3. Secretaría de Energía (2015 – 2029). Prospectiva del sector Eléctrico. Recuperado de :
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf
4. Secretaría de Energía (2016 – 2030). Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos: Recuperado de :
http://www.olade.org/realc/docs/doc_103522_20170501101247.pdf
5. Centro Nacional de Control de Energía. Diagramas unifilares del Sistema Eléctrico Nacional. (2016 – 2021). Recuperado de:
<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202016-2021%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf>
6. Comisión Federal de Electricidad. (2016). Reporte Anual. Recuperado de:
<http://www.cfe.gob.mx/inversionistas/informacionareguladores/Documents/Informe%20Anual/Informe%20Anual%202016%20CFE.pdf>

Curricula: Ing. José Luis Apodaca Villarreal, Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la UANL y con Maestría en Administración para la Calidad de la UDEM. Jubilado como Gerente General Divisional de Comisión Federal de Electricidad después de laborar 32 años en diferentes áreas de esta empresa. En los últimos años ha sido maestro universitario, asesor en el Congreso y Cámaras de Industria, microempresario y consultor en las áreas de calidad y ahorro de energía, y analista en aspectos nacionales de energéticos. Es miembro fundador del Observatorio Ciudadano de la Energía, A.C., y de la Fundación SESGO y no pertenece a ningún partido político.