

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**FORMULACIÓN DE UN MODELO TEÓRICO PARA TENER  
UN MERCADO ELÉCTRICO ORIENTADO AL USUARIO**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**JAIME ANTONIO TERRONES SILVA**

**PROMOCIÓN  
1982- I**

**LIMA – PERÚ  
2010**

**FORMULACIÓN DE UN MODELO TEÓRICO PARA TENER  
UN MERCADO ELÉCTRICO ORIENTADO AL USUARIO**

**Mi gratitud va hacia mi familia por su amor, a mi universidad por mi capacitación.**

## **SUMARIO**

El presente informe de suficiencia trata de un planteamiento teórico sobre el mercado eléctrico peruano, buscando que como cualquier otro mercado se oriente y permita participar en igualdad de condiciones al usuario. La partida de nacimiento del mercado eléctrico peruano es la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), la Ley N° 25844 de Nov. 1992, donde se concibe al usuario al extremo final del proceso productivo, el gran consumidor pasivo del servicio, a quien se debe atender con confiabilidad y economía, y a quien le defiende un estado protector. Por lo que se revisan todas las formas en las cuales el usuario de energía eléctrica puede y debe participar activamente, en el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) o administrando su consumo para responder a la señal precio. Una mayor participación de los usuarios es posible gracias a una mejor comprensión de los mercados eléctricos, al mayor desarrollo y menores costos de la tecnología de medición, comunicaciones y control, pero requiere tener cuidado con las posibles barreras que se van a encontrar, siendo los beneficios a lograr muchos, se va a tener mayor eficiencia en generación, en transmisión, en confiabilidad y en consumo, disminuyendo la necesidad del rol del estado. Se va a contar con un estímulo permanente para que al lado de nuestra red eléctrica se desarrolle una red inteligente, que lleve a una mejor performance de mercado.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>MERCADO ELÉCTRICO PERUANO</b>	
1.1 Descripción	2
1.2 Debilidades del mercado peruano	5
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>FORMULACIÓN MODELO TEÓRICO</b>	
2.1 Mecanismo Regulatorio	7
2.2 Análisis social del costo-beneficio de la regulación	7
2.3 Situación real	8
2.4 El mercado y sus requisitos	9
2.5 El mercado eléctrico y los otros mercados	9
2.6 Modelo mercado peruano actual	10
2.7 Modelo Teórico del mercado orientado al usuario	10
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>FORMAS DE PARTICIPACIÓN DE LOS USUARIOS</b>	
3.1 Participación dirigida por el COES	13
3.1.1. Programa que vela por la operación económica	13
3.1.2. Programa que vela por la seguridad y la calidad de la operación	15
3.2 Participación dirigida por el mercado	17
3.2.1. Esquemas tarifarios	21
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>TECNOLOGÍA DISPONIBLE</b>	
4.1 Medición	25
4.2 Comunicaciones	28
4.2.1. Teléfono y celular	30
4.2.2. Internet	30

<b>4.2.3. Telemetría en el control de procesos</b>	<b>32</b>
<b>4.2.4. PLC (Power Line Carrier)</b>	<b>32</b>
<b>4.2.5. Radiofrecuencia (RF)</b>	<b>34</b>
<b>4.3 Sistema de Control</b>	<b>35</b>
<b>CAPÍTULO V</b>	
<b>BARRERAS Y BENEFICIOS DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS USUARIOS</b>	
<b>5.1.1. Barreras del propio usuario</b>	<b>38</b>
<b>5.1.2. Barreras culturales</b>	<b>40</b>
<b>5.1.3. Barreras tecnológicas</b>	<b>40</b>
<b>5.1.4. Barrera regulatoria</b>	<b>41</b>
<b>5.2.1. Beneficios directos</b>	<b>42</b>
<b>5.2.2. Beneficios indirectos</b>	<b>42</b>
<b>5.2.3. Otros beneficios</b>	<b>43</b>
<b>CAPÍTULO VI</b>	
<b>PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN</b>	
<b>6.1. Entidad encargada</b>	<b>47</b>
<b>6.2. Línea de acción</b>	<b>48</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>50</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>54</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>57</b>

## **PRÓLOGO**

El presente estudio plantea que una condición vital para el desarrollo del mercado eléctrico peruano, es dar al usuario un protagonismo similar al que tienen actualmente los generadores, esto no solamente dará equidad al mercado sino también le dará más dinamismo para crecer, independiente de la participación del gobierno. Se utiliza los principios teóricos y la información de la experiencia exitosa de mercados avanzados, presentando también los problemas o impedimentos que ellos han encontrado, de la parte peruana se usa como referente importante, al Libro Blanco de OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería). En el Capítulo I se revisa la evolución histórica del negocio eléctrico en el Perú hasta donde se ha llegado y cuáles son los problemas que aún quedan, en el Capítulo II se revisa sobre la participación regulatoria del gobierno, viendo hasta donde conviene que participe, cuando participar y como evaluar esta participación, luego se ve las características del mercado eléctrico actual y se presentan a las características del mercado que se aspira, en el Capítulo III se revisan los mecanismos de participación de los usuarios, en el Capítulo IV se presenta los medios asociados con la tecnología en medición, comunicaciones y sistemas de control que harían factible la participación de los usuarios, en el Capítulo V se presentan los problemas potenciales que se van a enfrentar, además se describen los beneficios de la participación del usuario, tanto los directos como los indirectos, los de mediano y largo plazo, de ahorro de energía y los beneficios de mercado. En el Capítulo VI se da una propuesta de implementación considerando a las condiciones del país.

# CAPÍTULO I

## MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

### 1.1 Descripción

La electricidad llega a Lima en la penúltima década del siglo XIX principalmente para reemplazar la iluminación a gas que se había instalado en 1857. Por concesión municipal, el 15 de mayo de 1886 se inauguró el alumbrado público eléctrico que iluminó la Plaza de Armas, los jirones Unión y Carabaya, el Puente, la Bajada del puente y la Plaza de la Recoleta. En 1902 se inauguró el servicio público que cubría la demanda de 115, 000 habitantes de Lima. En 1903 se inauguró la hidroeléctrica de Chosica con una potencia de 4,000 HP. En 1906, cuatro empresas eléctricas que operaban en ese momento en Lima se agruparon con el nombre de Empresas Eléctricas Asociadas. Durante 60 años el negocio eléctrico estuvo principalmente concesionado en manos privadas. En 1972 en el gobierno de Velasco Alvarado el Estado nacionalizó la industria eléctrica y se creó Electrolima y Electroperú, se dio inicio a la era del estado inversionista-gerente de la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica. Asimismo, se estableció a la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas como el ente encargado de dirigir, promover, controlar y fiscalizar las actividades del servicio de electricidad. Al año siguiente se inició la construcción del proyecto Mantaro para incrementar la capacidad instalada, que era de sólo 1,930 MW.

Entre 1972 y 1979 se produjo un importante crecimiento de la potencia instalada, con una adición promedio de 114 MW anuales y una tasa de crecimiento de 5.7% anual. Asimismo, las inversiones realizadas por Electroperú ascendieron, en promedio, a US\$180 millones anuales constantes del año 1995, lo que representó el 0.5% del PBI [1].

En la primera mitad de la década del ochenta, las inversiones en el subsector eléctrico continuaron en aumento y llegaron a un promedio anual de US\$650 millones, que constituía el 1.74% del PBI. Asimismo, se mantuvo la adición promedio de la potencia instalada (88 MW anuales) aunque la tasa de crecimiento comenzó a disminuir. Pero ya en la segunda mitad de esa década era claro que Electroperú atravesaba por una situación



crítica. La crisis tuvo relación con el alto nivel de endeudamiento externo, pero indudablemente la principal causa de ésta radicó en el retraso tarifario que comprometió la capacidad operativa de la empresa y redujo sus posibilidades de inversión. El sector eléctrico peruano contaba, entonces, con una diversidad de tarifas a usuarios finales, distribuidos de acuerdo con la actividad desarrollada por el usuario. Lo cual podía ser industrial, comercial, residencial, alumbrado público, uso general y agropecuario [1].

En 1986 se propuso la implantación de la llamada “Nueva Tarifa de Energía Eléctrica”, la cual trataba de determinar los niveles tarifarios que cubran el mínimo costo medio de producción de energía eléctrica para el servicio público con la finalidad de contribuir a la eficiencia económica en la operación y desarrollo del sector eléctrico nacional. Hasta inicios de la década de los noventa la propiedad y representación de las acciones del Estado estaban a cargo de Electroperú, que a su vez ejercía la supervisión y coordinación de las empresas regionales de electricidad. Electroperú, las empresas regionales de electricidad y los sistemas aislados producían, en conjunto, el 70% de la oferta total de energía eléctrica en el país, mientras que el resto era producido por empresas auto productoras privadas. La red eléctrica nacional estaba constituida por los sistemas interconectados Centro Norte (SICN), Sureste (SISE) y Suroeste (SISO). En este contexto, Electrolima era la mayor de las empresas regionales de distribución eléctrica, con el 98% de sus acciones en poder de Electroperú y el 2% restante en manos del Banco Popular e ICSA [1].

El Perú tenía en ese entonces una de las tasas más bajas de consumo de energía eléctrica de tan sólo 500 kWh, los países vecinos Colombia, Chile y Venezuela tenían, durante la primera mitad de los noventa, un consumo per cápita de alrededor de 1,000 kWh, 2,000 kWh y más de 2,500 kWh, respectivamente. En 1992 el Perú registraba un índice de electrificación de apenas 48.4%, lo cual evidenciaba que más de la mitad de la población carecía de electricidad. Las empresas de distribución estaban casi quebradas y eran afectados básicamente por los hurtos de energía de las conexiones clandestinas y los clientes morosos. En 1992 con el nuevo presidente Fujimori, se pasa a la era del estado director encargado de la Promoción, Regulación y Control del sector eléctrico, con la entrada en vigencia la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, la cual rige hasta el día de hoy y sentó las bases para que el Perú contase con un sector eléctrico moderno. En ese tiempo existían dos ejemplos de reformas del sector eléctrico, el inglés y el chileno, por facilidad, cercanía y semejanza de ser mercados emergentes se escogió como modelo al

marco regulatorio chileno.

La Ley de Concesiones Eléctricas eliminó el monopolio que ejercía el gobierno sobre la totalidad de la actividad de generación y venta de energía, descomponiéndola en tres pilares básicos: la generación, transmisión y distribución. Se crea una institución reguladora denominada CTE Comité de Tarifas Eléctricas encargada de fijar las tarifas de energía eléctrica. Con la finalidad de ordenar el proceso de generación-transmisión-distribución, se establecieron tres mercados diferentes, el de clientes libres, el de clientes regulados y el de transferencia entre generadoras (este último regulado por el Comité de Operación Económica (COES)).

El gobierno promulgó la Ley N° 28447, publicada el 30 de diciembre de 2004, la que creó una Comisión integrada por representantes del Ministerio de Energía y Minas y del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía con el encargo de proponer un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el Perú sobre la base de la incorporación de mecanismos de mercado, de mitigación de riesgos, la introducción de la competencia por el mercado, mediante el planteamiento de un esquema sostenible que incentivase la suscripción de contratos de suministro de potencia y energía de largo plazo entre empresas generadoras y distribuidoras de electricidad y atrajese nueva inversión en generación, entre otros.

La comisión del MEM- OSINERG en agosto del año 2005, publicó El Libro Blanco el cual sirvió de base para la Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, en dicho libro contribuyeron un numeroso grupo de personas y contiene planteamientos teóricos importantes para la futura evolución del marco normativo peruano, siendo sus objetivos [3]:

- Mantener los principios económicos que sirvieron de base a la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reducir, en tanto sea posible, la intervención administrativa del regulador para la determinación de los precios de generación, prefiriendo soluciones de mercado cuando éstas sean posibles.
- Asegurar la suficiencia de generación que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a los riesgos de precios excesivos y de racionamiento prolongado por falta de energía, con un mínimo de intervención.
- Lograr que las tarifas de generación reflejen las condiciones de un mercado competitivo, facilitando la instalación de las nuevas plantas de generación que el sistema requiera,

cuidando de lograr el abastecimiento más eficiente y oportuno de la demanda.

Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, creada a través de la Primera Disposición Final de la Ley N° 28447, se promulgó la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, vigente a partir del 23 de julio del año 2006, la cual ha establecido la realización de licitaciones de energía como un mecanismo de promoción a la inversión en el Sector Eléctrico en el mediano plazo, que permitirá el ingreso en el mercado eléctrico de nuevas centrales generadoras, las distribuidoras tienen la obligación de licitar la potencia y energía requeridas con tres años de antelación, tiempo suficiente para la construcción de una nueva central hidroeléctrica o térmica, todo lo cual se reflejará en un incremento en la oferta de energía eléctrica y mayor competencia en la actividad de generación. Actualmente gran parte del suministro a los clientes regulados ha sido obtenidos de contratos derivados de licitaciones, es importante comparar los precios de dichas licitaciones con los precios derivados del COES, para evaluar el beneficio obtenido.

## **1.2 Debilidades del mercado peruano**

Las debilidades del mercado peruano de electricidad, pueden caracterizarse de la siguiente forma:

- a) Poco conocimiento y participación de los usuarios, por lo que la demanda eléctrica es inelástica, particularmente en el muy corto plazo, la demanda desconoce los precios reales y no hay forma de que participe. Los precios del mercado mayorista (COES) se forman considerando sólo a la generación y no son transparentes al mercado minorista. El precio de la electricidad es determinada en el mercado mayorista (COES) al realizar el despacho económico, que desconoce los precios máximos hasta los que están dispuestos a pagar los usuarios. Falta un adecuado enlace entre el mercado mayorista y el mercado minorista, no obstante la volatilidad de los precios en el COES los usuarios finales sólo ven precios fijos.
- b) Lo que da fortaleza al mercado es basarse en costos reales, sin embargo la tarifa regulada es una tarifa teórica, el precio regulado tiene un componente histórico de los 12 últimos meses, combinado con una proyección de los 24 próximos meses, es decir es un precio estimado de un periodo que requiere muchos parámetros que ponen en aprietos al regulador, ya que tiene que estimarlos de alguna forma, por lo que no es de extrañar que se produzcan inusitados incremento de la brecha entre los costos marginales de corto plazo para la generación de electricidad y la Tarifa en Barra fijada

por OSINERG, lo que desmotiva a las empresas generadoras de electricidad para contratar potencia y energía destinadas al mercado de usuarios regulados. Actualmente mediante la modalidad de subastas ya se tienen suministros asegurados hasta por lo menos el año 2025, con el riesgo precio asumido por los usuarios.

c) El mercado eléctrico peruano es de riesgo, en los últimos años los costos de energía eléctrica han sido muy inestables. El principal recurso energético es el agua que es recurso muy variable, por lo que se debe tener la suficiente capacidad de generación con otros recursos, para atender las demandas máximas de los meses de estiaje en años secos. Si a esto se suma la variabilidad de la demanda peruana, hace que los costos de energía sean volátiles. Esta situación ha empezado a cambiar por el uso de gas en la generación de energía eléctrica, el cual presenta un precio muy estable y es además económico. Esto ha comenzado a generar una dependencia muy alta del gas natural, sin tener la confiabilidad necesaria.

d) El COES no considera mecanismos de mercado para los servicios complementarios.

Por ejemplo para el caso de seguridad, cuando la generación perdida, supera a la capacidad del sistema de manejar el desbalance por si mismo, se hace necesario desconectar consumos casi instantáneamente para poder controlar el problema y restituir el equilibrio. Por esta razón el COES ha establecido montos globales de consumo a ser reducidos y los ha distribuido entre los usuarios en forma proporcional a su nivel de consumo. Es decir que todos los usuarios importantes tienen que implementar en forma obligatoria un sistema automático de reducción de su consumo, el problema está en que, especialmente en la minería, los consumos no están organizados (resulta caro desconectar consumos de producción), se tienen seccionadores fusibles en vez de interruptores, sus subestaciones son alejadas y no tienen banco de baterías para hacer los disparos automáticos del rechazo de carga, etc., por lo que para cumplir con cuota de rechazo de carga, tienen que realizar una importante inversión. Por eso hubiese sido mejor, hacer las reducciones del consumo con la carga flexible que existe en el sistema, a quienes se pagaría por dicho servicio.

## CAPÍTULO II

### FORMULACIÓN MODELO TEÓRICO

#### 2.1 Mecanismo regulatorio

Debido a que los mercados no son perfectos, si una sociedad moderna desea prosperar necesita de la intervención del estado más aún si se trata de monopolios, en aquellos casos que resulte necesario, intervendrá en la determinada actividad económica con problemas, estableciendo un mecanismo regulatorio que permita en lo posible alcanzar las condiciones de mercado en libre competencia, por lo tanto la regulación es valiosa, siendo importante que el estado se organice y establezca con claridad quien regula que, cuando y como, en base a qué autoridad y que se sepa cuáles son las consecuencias y costos de la regulación. El estado es un gran supervisor, regulador y sancionador de todos los sectores económicos, públicos y privados. De acuerdo a la teoría económica una nueva regulación que quiera emitir el estado, deberá ser sometida al Test económico general [4]:

#### **¿La regulación propuesta maximiza el beneficio neto?**

El beneficio neto debe ser determinado mediante el análisis del costo-beneficio social

$$\sum_{t=0}^T \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = \text{Valor Presente Neto} \quad (2.1)$$

Donde

T = Tiempo de vida del proyecto

B<sub>t</sub> = Beneficio del proyecto en el tiempo t

C<sub>t</sub> = Costo del proyecto en el tiempo t

r = Tasa de interés social.

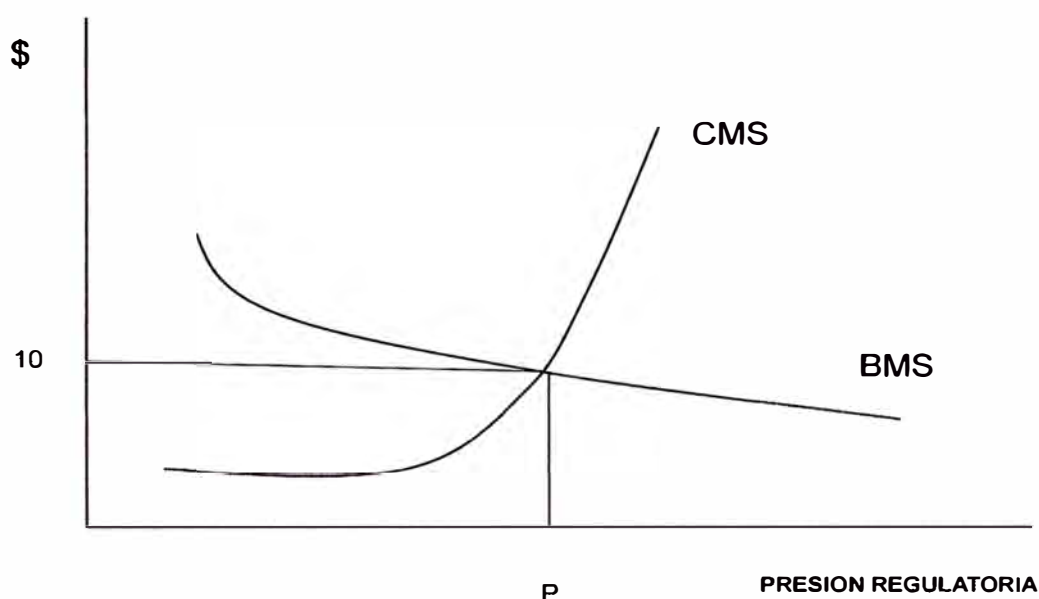
#### 2.2 Análisis social del Costo-Beneficio de la regulación

Los beneficios incluyen los ahorros de los consumidores debido a menores tarifas, el valor de la seguridad extra, el valor de la salud debido a menor contaminación, etc.

El costo incluye el costo adicional de las compañías reguladas para cumplir con las regulaciones, así como también los costos de las agencias regulatorias para hacerlas

cumplir.

Los beneficios netos financieros o privados pueden diferir de los beneficios netos sociales. Un cambio regulatorio produce algunos beneficios y también algunos costos. El tema es si los beneficios netos son positivos. Y si un cambio regulatorio puede dar más efectos positivos. Se va a continuar haciendo cambios a la regulación hasta que no haya cambios que den beneficios netos positivos. Esta situación se dará cuando el incremento del beneficio neto por el cambio regulatorio es cero. El costo marginal social y el beneficio marginal social del cambio de regulación en ese momento deben ser iguales [4].



**Fig.2.1 Costo Marginal Social y Beneficio Marginal Social**

Donde:

CMS costo marginal social

BMS beneficio marginal social

P Presión regulatoria óptima

### 2.3 Situación real

Es complejo llegar a la regulación que sea óptima para la sociedad, pues existen muchos factores que limitan llegar a dicha condición, tales como [4]:

- Limitaciones presupuestales de los organismos reguladores.
- Falta de incentivos en las agencias reguladoras para optimizar las regulaciones.
- La captura de los organismos reguladores por las compañías que ellas regulan, esto puede darse si la agencia reguladora y las compañías coexisten por un largo periodo, es importante establecer mecanismos para que ello no se dé.
- Si debido a la inexperiencia en asuntos regulatorios innovadores, se enfrenta a

dificultades regulatorios complejos, para evitar grandes problemas en el futuro, conviene tener presente la posibilidad de recurrir a la asesoría internacional, como sucedió cuando se reestructuró el sector eléctrico.

La regulación debe minimizarse y considerar que cada obstáculo impuesto a alguien y que impida su participación irrestricta en determinada actividad económica tiene efectos adversos sobre la eficiencia, el desarrollo e incluso, la distribución del ingreso.

#### **2.4 El mercado y sus requisitos**

Mercado es el conjunto de oferentes y demandantes de bienes o servicios, que realizan entre sí transacciones, para determinar los precios y las condiciones de los bienes o servicios comercializados. Para tener un mercado de libre competencia se requiere que:

- Los demandantes y oferentes estén plenamente informados y participan igualmente en la formación del precio.
- Los oferentes tienen ingresos similares y no incrementales con las economías de escala.
- Los demandantes pueden optimizar su selección para reducir sus costos.
- Los generadores pueden maximizar sus ganancias dado sus funciones de producción.
- Todos los participantes del mercado son pequeños comparados con el tamaño del mercado y no existen externalidades.
- Se puede llegar a un equilibrio competitivo.

#### **2.5 El mercado eléctrico y los otros mercados**

A continuación se presenta las características del mercado eléctrico frente a los de la mayoría de mercados.

##### **En la mayoría de mercados:**

- a) Los usuarios compran menos si los precios suben, los usuarios están informados.
- b) El precio de un bien se establece de la interacción de los oferentes y demandantes.

##### **En cambio en el mercado eléctrico:**

- a) La gran mayoría de los usuarios no participan en la formación del precio mayorista de la electricidad y en el mercado minorista los precios no reflejan lo que sucede en el mercado mayorista.
- b) La capacidad de almacenamiento de la electricidad es nula, por lo que la producción debe ser realizada al mismo tiempo que el consumo, la capacidad de producción y transporte deben ser lo suficientemente grandes para atender los consumos máximos.
- c) El consumo de la energía eléctrica es muy disperso y variable, debiendo ser atendido de la manera más económica al momento, todo esto con generadores ubicados en un área

geográfica muy extensa, por lo que las coordinaciones del sistema y la operación del mercado es complejo y debe ser realizado en tiempo real.

- d) Es difícil determinar el ejercicio de poder de mercado de las generadoras ó la acción de sus influencias sobre las reguladoras.
- e) Las condiciones en tiempo real es volátil, el costo marginal que refleja la interacción generación/demanda constantemente está cambiando.

## 2.6 Modelo mercado peruano actual

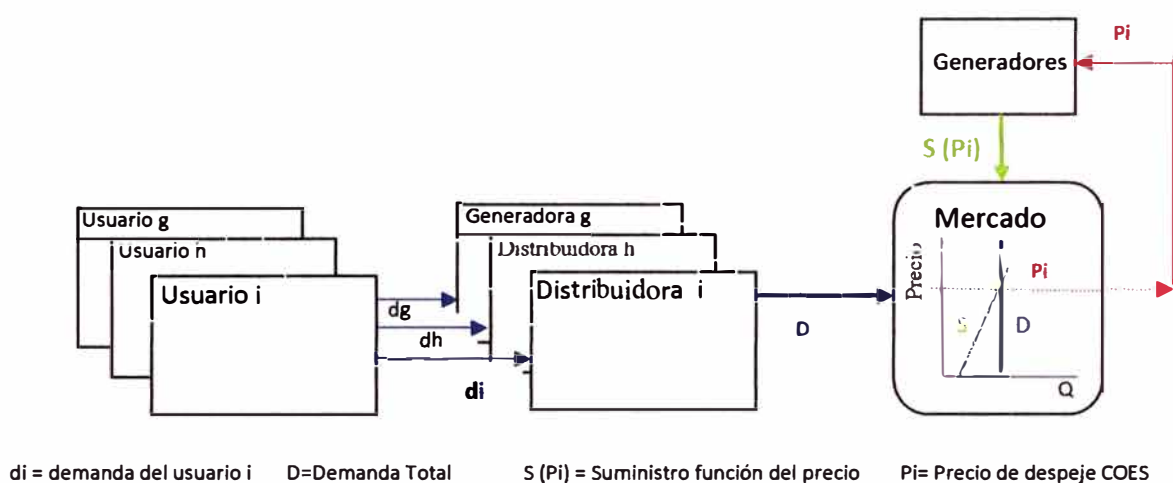


Fig. 2.2. Modelo del mercado eléctrico actual

En el Figura 2.2 se ilustra cómo funciona el mercado peruano, los usuarios tienen sus requerimientos de consumo  $d_i$  individuales en los diferentes puntos de la red, estos consumos totalizados en  $D$  es el consumo que atiende el COES con un despacho económico, (ver en la figura anterior el diagrama Precio-Cantidad, diagrama P-Q), buscando el mínimo precio de despeje  $P_i$ , este precio que rige para valorizar las transferencias en el mercado mayorista, como los usuarios se encuentran aislados y desconocen este precio su consumo  $d_i$  depende solo del ciclo de sus actividades, por esa razón en la figura anterior en el diagrama P-Q, el consumo  $D$  (ó la demanda  $D$ ) es representada por una línea vertical azul, lo que significa que aun si los valores de la electricidad fueran muy altos ( $P_i$  elevado) los usuarios siguen consumiendo igual, dando como resultado que lleguen a existir muchas horas con precios elevados. El despacho que realiza el COES es un despacho económico para atender un consumo fijo de usuarios no informados del costo real de su atención.

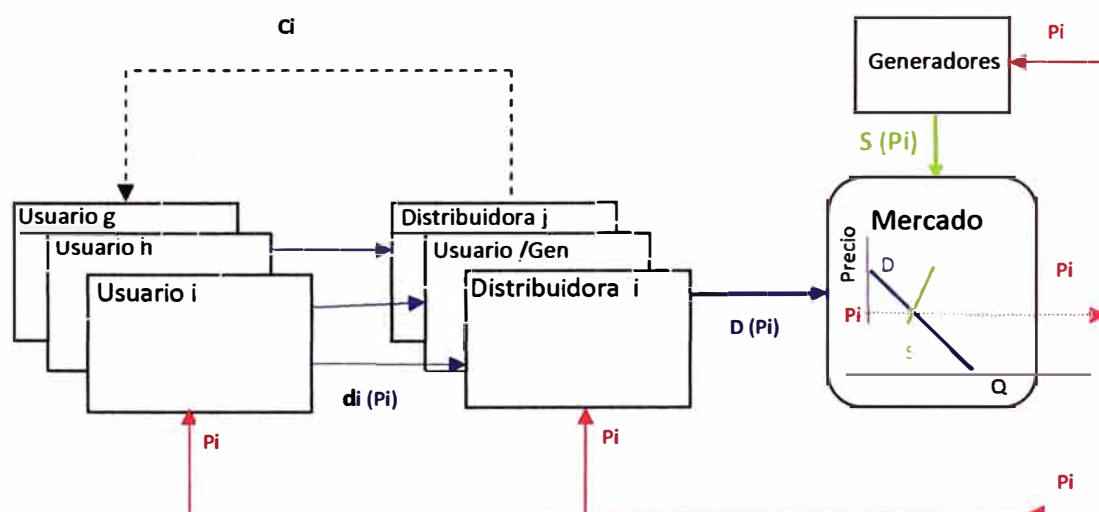
## 2.7 Modelo Teórico del mercado orientado al usuario

En este modelo los usuarios son informados del precio  $P_i$  del despacho en el



Mercado del COES, los usuarios además cuentan con un esquema de control para que puedan responder al precio  $P_i$ , en el diagrama se ilustra la interacción de la Demanda total flexible  $D(P_i)$  y la curva de suministro  $S(P_i)$  obteniéndose el precio de despeje ( $P_i$ ), si este precio es alto los usuarios ( $d_i(P_i)$ ) tienen el incentivo para reducir su consumo ya sea en forma manual o automático. Ya que no todos los usuarios van a poder recibir la señal del precio,  $C_i$  es la señal de control que envía la distribuidora (o comercializadora) a sus usuarios para que ajusten su demanda de acuerdo a  $P_i$ . En el diagrama P-Q la demanda es una línea azul inclinada, porque es el consumo racional de usuarios informados. El despacho que se realizará en el COES será un despacho económico para atender una demanda también económica. Si bien no todos los usuarios van a poder participar de una manera directa, lo pueden hacer a través de los diferentes esquemas tarifarios que se van a derivar a partir de  $P_i$ . De la interacción de productores y consumidores bien informados, surge el precio de la electricidad, que es la señal de mercado que interesa mantener y difundir a todo el mercado

Mercado eléctrico orientado al usuario es un mercado eléctrico que informa a los usuarios los precios y les permite participar, es decir es un mercado simétrico y justo que da las mismas oportunidades a los generadores y a los usuarios.



$D(P_i)$  = Demanda Total     $d_i(P_i)$  = demanda del usuario  $i$      $P_i$  = Precio de despeje COES     $S(P_i)$  = Suministro función del precio

Fig. 2.3 Modelo de participación de los usuarios dirigida por el mercado.

### CAPÍTULO III

#### FORMAS DE PARTICIPACIÓN DE LOS USUARIOS

En general la participación de los usuarios en la formación de los precios de electricidad debe ser un requisito, desde el punto de vista de la definición del mercado, sin embargo ello no ocurre en el mercado eléctrico. La participación de los usuarios puede darse en el mercado eléctrico peruano por dos formas alternativas:

**a) Participación dirigida por el COES**

Es el COES quien evalúa si es necesaria una reducción de la demanda, luego realiza su programación y lo comunica al usuario. Previamente el usuario ha ofertado al COES, los precios, períodos y montos de reducción de su consumo, con las características adecuadas para atender las necesidades del COES. Las razones del COES para requerir una disminución del consumo son: operación económica, seguridad y calidad del servicio.

**b) Participación dirigida por el mercado.**

El usuario responde directamente a las señales de precio de mercado.

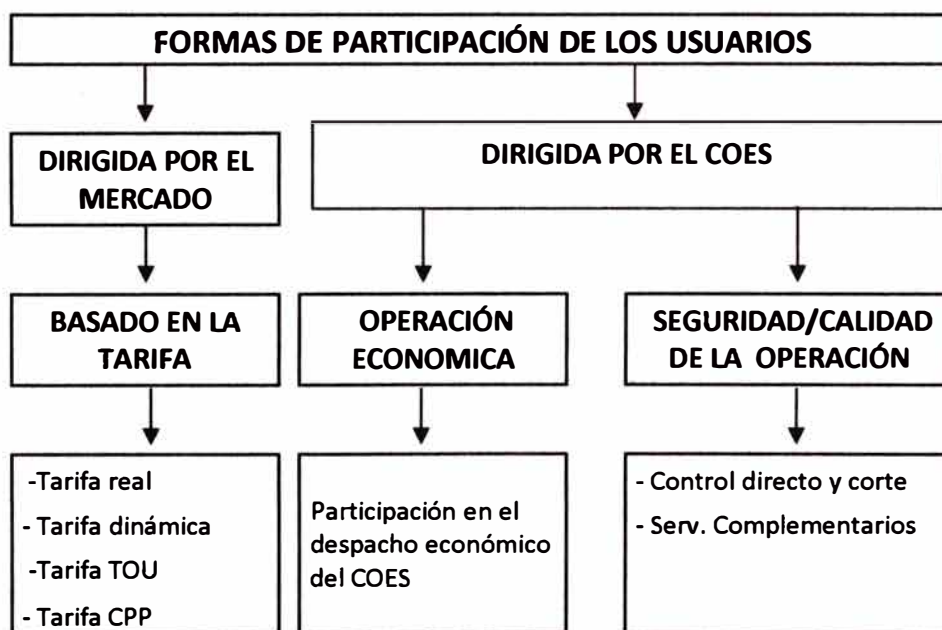


Fig. 3.1 Diagrama de participación de los usuarios

A continuación se realiza el análisis de las dos formas de participación de los usuarios

### 3.1 Participación dirigida por el COES.

#### 3.1.1 Programa que vela por la operación económica

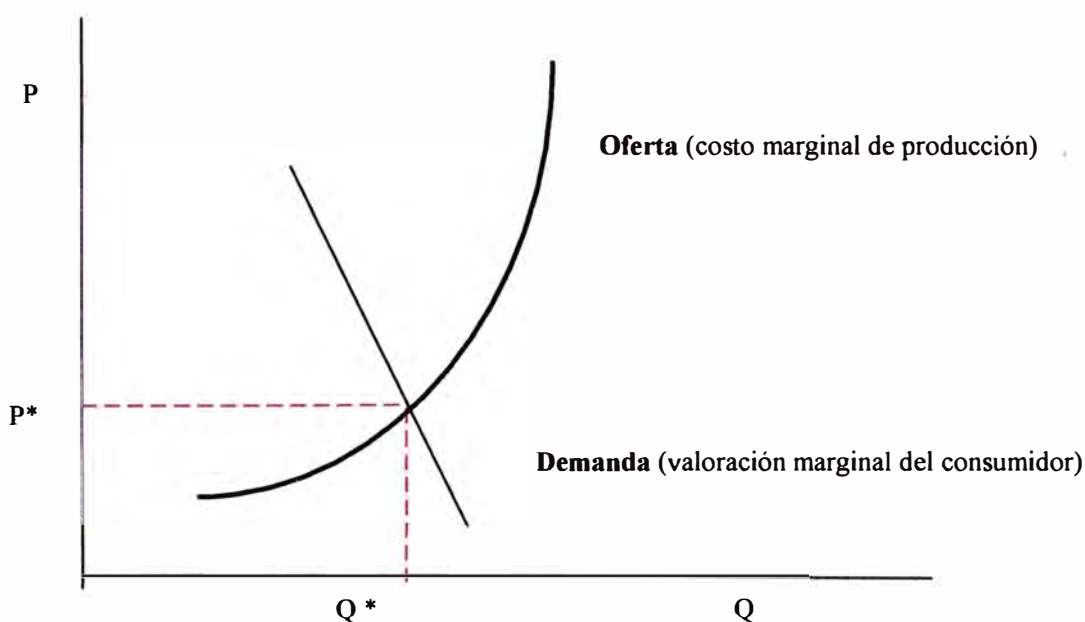
La situación óptima de equilibrio competitivo se da, según Wilfredo Pareto, cuando la *competencia perfecta* asigna eficientemente los recursos. Pareto sostiene que “una situación es eficiente cuando no es posible mejorar el bienestar de ninguna persona sin disminuir el bienestar de alguna otra”. En una situación de este tipo, la competencia perfecta genera una asignación eficiente de los recursos, en el sentido que no hay desempleo o despilfarro de recursos. Por tanto, mientras que uno de los individuos incluidos en el sistema de distribución, producción o consumo pueda mejorar su situación sin perjudicar a otro la situación será no óptima en el sentido paretiano.

El punto de equilibrio en un mercado competitivo se cumple cuando se da la siguiente igualdad:

$$\boxed{\text{Valorización Marginal de los Consumidores}} = \boxed{\text{Costo Marginal de Producción}}$$

-La curva de oferta en un mercado competitivo representa el costo marginal de producir cada unidad adicional de un bien.

-La curva de la demanda, por otra parte, refleja el valor que dan los consumidores a cada unidad adicional.



**Fig.3.2 Curva Oferta-Demanda**

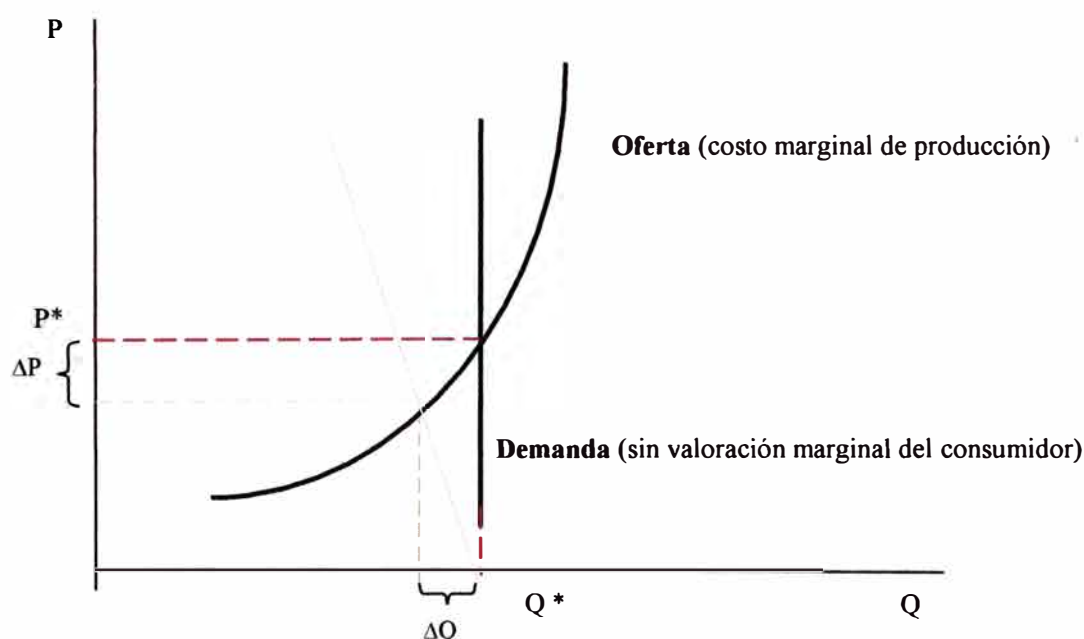
Sólo para el nivel de producción  $Q^*$ , se da la igualdad entre valoraciones marginales de los consumidores y el costo marginal de producción.

Dado que “en un mercado competitivo los precios son los mismos para todos, el equilibrio competitivo implica igualdad de costo marginal de producción y valoración marginal de los consumidores.” En el despacho económico tradicional que realiza el COES los precios, si bien reflejan el costo marginal de una unidad adicional del producto, no reflejan la valoración marginal de los consumidores. Entonces en el gráfico de la Fig. 3.2 la curva de la demanda es una línea vertical

El punto de equilibrio se logra cuando se incrementa la generación hasta igualar a la demanda, a la que se considera ciega y que está dispuesto a pagar el valor que sea por ser atendida, logrando la siguiente igualdad:

$$\boxed{\text{Generación más económica}} = \boxed{\text{Demanda}}$$

Esta forma de despacho es una falla de mercado, se ignora la elasticidad de la demanda ante el precio de la energía, se ignora si la demanda está dispuesta a pagar el precio al que se está despachando, pudiendo existir un sobreprecio  $\Delta P$  que será pagado por todos los usuarios.



**Fig.3.3 Curva Oferta-Demanda fija**

### **Implementación del despacho económico con participación de la demanda**

Son implementados por el Operador del Sistema, antes de realizar el despacho, a los participantes usuarios y generadores les solicita la siguiente información:

- Oferta de disponibilidad y costos de producción de los generadores.
- Oferta de la demanda, los usuarios ofrecen una reducción de consumo a un determinado precio, en un determinado período, por una determinada duración.
- El operador selecciona las mejores ofertas y realiza el despacho al precio que equilibra la generación con la demanda (precio de despeje).
- Los usuarios con ofertas menores al precio de despeje reciben su pago, el resto de compradores paga por su energía consumida, los generadores con costos de producción menores al precio de despeje, reciben su pago por la energía producida.

#### **3.1.2 Programa que vela por la seguridad y la calidad de la operación:**

Formas de participación de los usuarios en el COES:

- Control directo y corte
- Programas de servicios complementarios

##### **a) Control directo y corte**

Son implementados por el Operador del Sistema para atender casos críticos y son comandados en función de restricciones en la red.

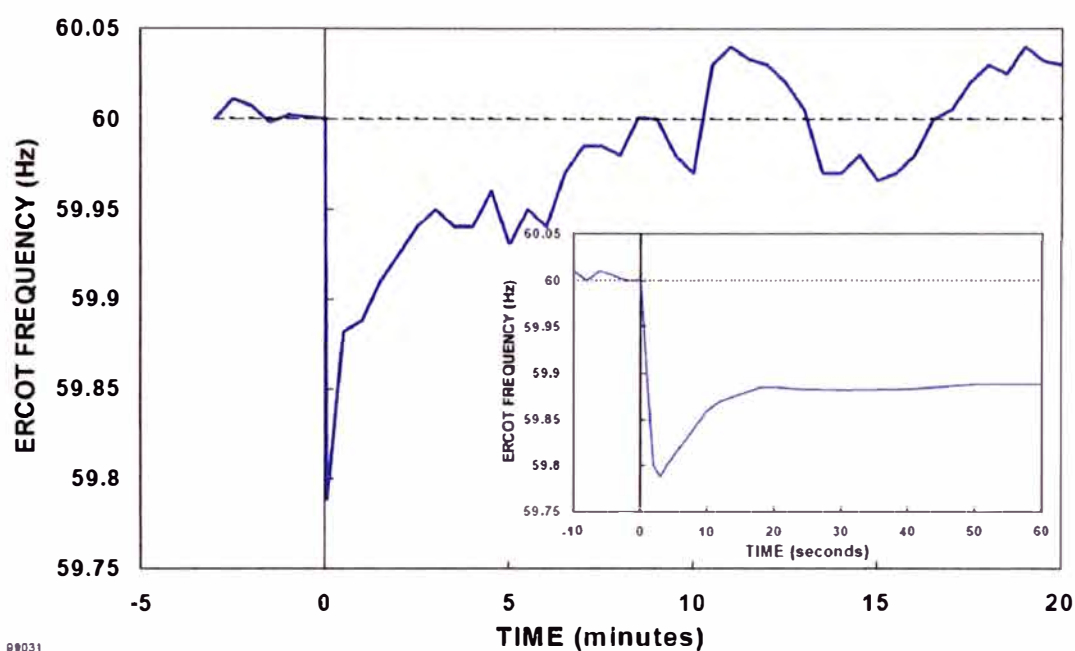
- Son empleados cuando el sistema está en emergencia y pueden ocurrir restricciones de consumo o apagones.

A continuación se presenta cómo actúa en el sistema cuando ocurre una salida imprevista de una unidad generadora importante. El gráfico es tomado de ERCOT uno de los ocho operadores independientes de Estados Unidos, y que vela por el sistema eléctrico de Texas. [12]

En el gráfico se muestra la frecuencia del sistema de Texas antes y después de la salida de un generador de 653 MW, el gráfico pequeño muestra como varía la frecuencia para el primer minuto de salida del generador y el gráfico más grande muestra la frecuencia hasta 20 minutos después de la falla.

En el gráfico se ve que antes de la falla ( $T=0$ ), la frecuencia esta cercana a los 60 Hz que es la frecuencia nominal, pero un segundo más tarde la frecuencia cae a 59.8 Hz. El primer freno a esta caída son las cargas variables con la frecuencia, como son los motores. Si la caída de la frecuencia es lo suficientemente grande, los gobernadores de los generadores van a registrar la caída de frecuencia y van a abrir las válvulas de las turbinas, lo cual va a

rápidamente a incrementar la generación. La respuesta del gobernador se ubica como el primer incremento de la frecuencia, en los primeros segundos después de ocurrido el evento, esto se muestra claramente en el gráfico pequeño. A partir de este momento las unidades que proveen las reservas contingente, en respuesta a señales del centro de control, incrementan su generación. En este ejemplo, el sistema ha respondido bien como se esperaba, ya que la frecuencia fue restablecida a sus valores pre-fallo de 60 Hz, dentro del período requerido 10 minutos (exactamente 8,5 minutos) [12].



**Fig.3.4 Curva falla en Texas**

Este mismo problema pudo ser resuelto con un programa de emergencia, donde participan los usuarios, con reducciones en su consumo, para lo cual se instalan controles en los equipos que va a ser interrumpidos en forma remota o automática, siendo el pago por participación de los usuarios una función de:

- Número de cortes.
- Cantidad de la reducción.
- Período de la reducción.
- Restricciones estacionales, semanales, en horas del día.

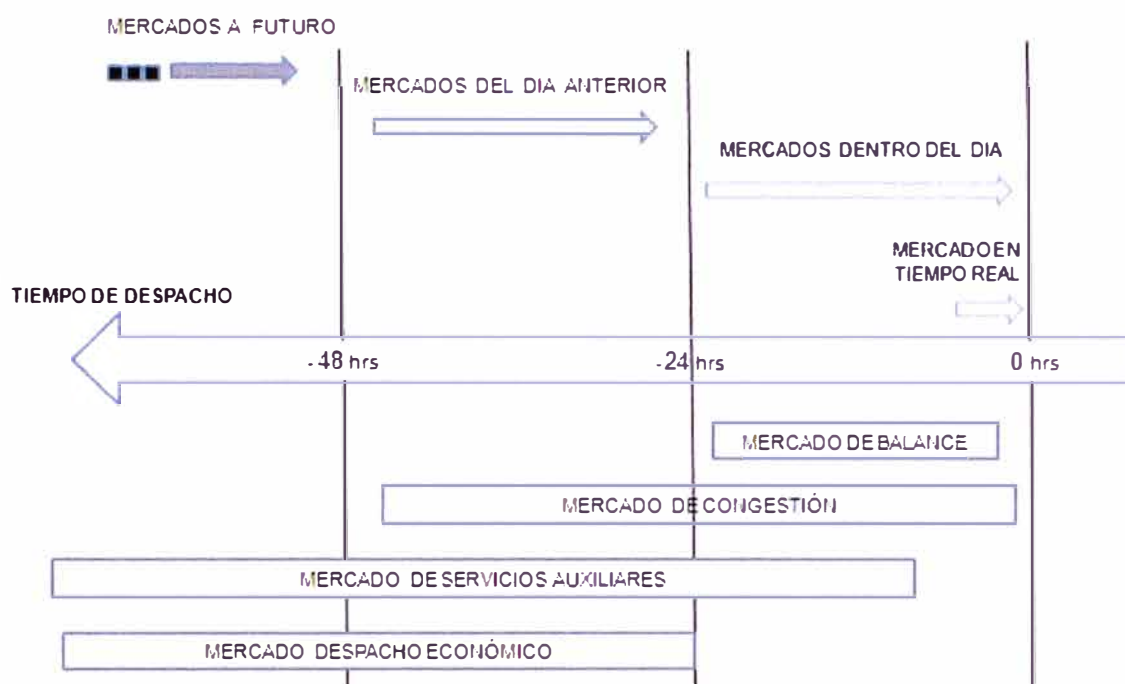
#### **b) Programas de servicios complementarios**

Son implementados por el Operador del Sistema para atender los estándares de seguridad y confiabilidad de la red.

Las características que se solicita a los servicios suplementarios también pueden ser cumplidas por la demanda.

**Reserva rotante.-** Generadores en línea, sincronizados al sistema, sin generar ó generando sólo una parte de su capacidad, con la aptitud de incrementar inmediatamente su generación para atender las salidas inesperadas de generadores o líneas.

**Reserva suplementaria.-** Lo mismo que la reserva rotante, pero no se les requiere una respuesta inmediata por lo tanto las unidades pueden estar apagadas pero pueden llegar a su generación máxima dentro del tiempo previsto.



**Fig.3.5 Participación de los usuarios en el mercado mayorista [6]**

### 3.2 Participación dirigida por el mercado

La reestructuración del Mercado eléctrico de las dos últimas décadas ha creado un mercado eléctrico híbrido. En un lado tenemos el mercado mayorista que administra el COES que da los precios de despeje del mercado que reflejan los costos marginales de producción que van variando en el tiempo. En el otro lado tenemos a la gran mayoría de usuarios que siguen con tarifas fijas de los tiempos anteriores a la reestructuración. Estas tarifas no reflejan en forma dinámica los costos marginales que son variables en el tiempo, más bien son valores promedios del costo del servicio de períodos que va de meses a años. Debido al hecho de que el costo marginal de producir la energía eléctrica varía constantemente de acuerdo a esto el costo de oportunidad de consumir energía eléctrica también varía constantemente. Por muchas décadas los economistas han planteado que las

tarifas de electricidad también deberían variar constantemente, lo que se conoce tarifa en tiempo real, (la tarifa que cambia continuamente cada 15 minutos para reflejar los cambios en el balance generación-demanda) es un componente fundamental de un mercado eléctrico eficiente.

La tarificación real es la forma más avanzada y justa de participación en el mercado al cual debemos aspirar todos los usuarios.

La tarifa real da el incentivo correcto, para que se pueda tomar decisiones eficientes y así disminuir los costos en energía eléctrica, de cara a la tarifa real se pueden tomar cualquiera de las decisiones siguientes:

- Disminuir, incrementar o mantener el consumo.
- Administrar el consumo.
- Implementar medidas de eficiencia energética.
- Recurrir a la Generación propia.
- Participar en el mercado a futuros.
- Contratar un suministro a una tarifa fija

Por defecto la tarifa de cualquier usuario sin contrato debe ser la tarifa real, de no ser posible, será la tarifa derivada de la real, de acuerdo a los consumos de energía eléctrica que sean factibles de registrar.

Las tarifas diferentes a la tarifa real será resultado de la libre elección o negociación que realicen los usuarios con sus proveedores.

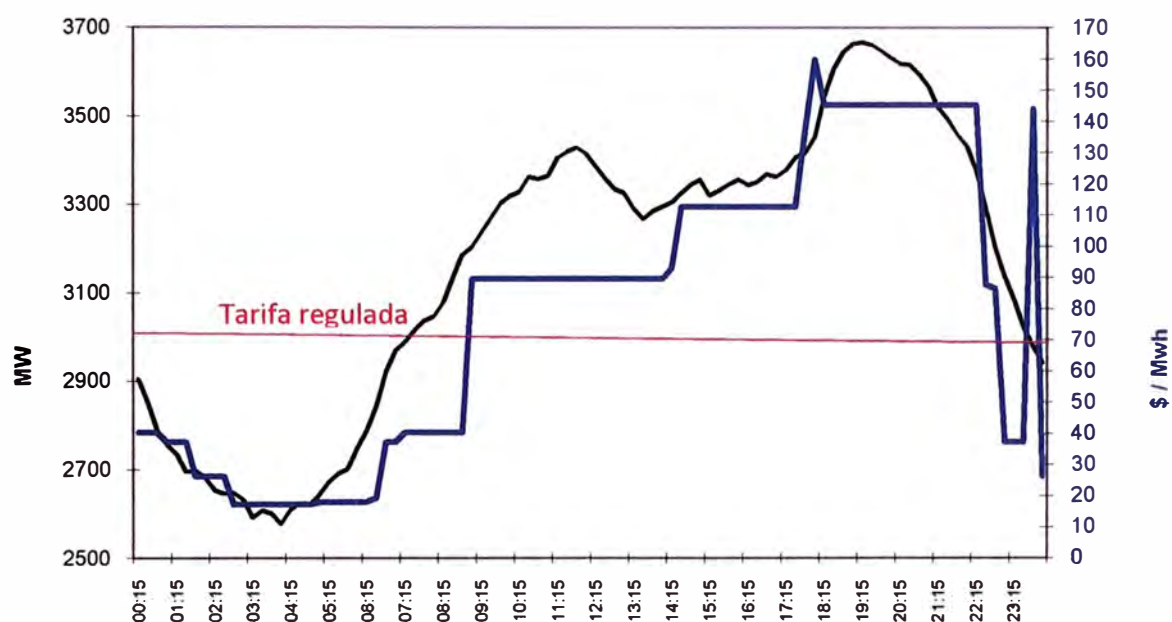
La tarifa real de la energía eléctrica en el mercado peruano es función de los costos marginales de generación  $C_{mg}$  que se obtiene en el despacho económico que realiza el COES, por lo tanto viene a ser la mejor señal del mercado eléctrico, que deben conocer los usuarios y la que debe servir de referencia para determinar las otras tarifas.

Si bien no a todos los usuarios se les puede cobrar la tarifa en tiempo real, las tarifas derivadas que se les cobra deben guardar relación con esta. Si el cliente sólo tiene un totalizador de energía mensual la tarifa que se le cobrará será el promedio ponderado mensual de los costos marginales del sistema, si el cliente tiene un totalizador con dos períodos la tarifa promedio ponderada tendrá dos componentes Punta y Fuera de punta.

Uno de las principales preocupaciones de los usuarios ante la tarifa real es que van a estar expuestos al riesgo de su fluctuación y los probables elevados pagos mensuales de energía, si bien existen períodos del día donde la energía es cara 18:00 a 23:00 es más que compensado por los períodos de energía muy barata 23:00 a 08:00 o barata de 08:00 a



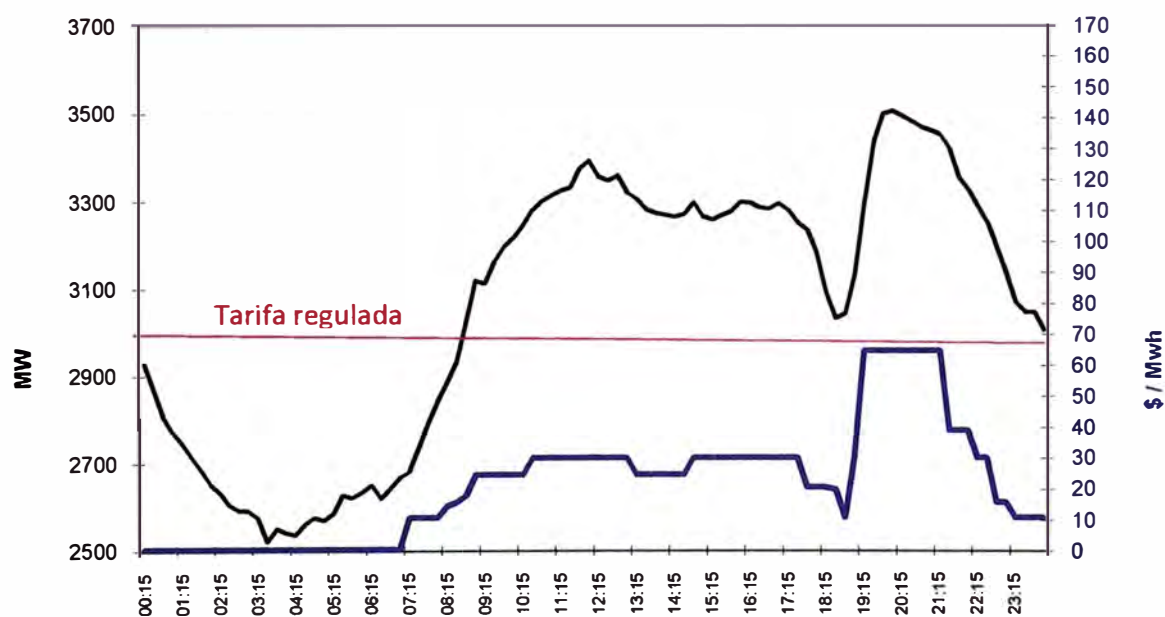
18:00 horas. Conociendo el usuario, las horas del día, los días de la semana y los meses del año, en los cuales la energía es cara, va a poder ahorrar tomando las medidas necesarias, al final va a pagar en promedio menos de lo que pagaba a ciegas con una tarifa fija.



**FIG 3.6 Variación horaria Demanda-Cmg del SEIN  
Día 22-08-07**

Fuente : SICOES

Adicionalmente se van a desarrollar instrumentos financieros para quienes deseen protegerse de la volatilidad, los cuales pueden ser simples contratos de compra de energía a futuro.



**FIG 3.7 Variación horaria Demanda-Cmg del SEIN  
Día 01-02-07**

Fuente : SICOES

La explicación de la fluctuación de los costos reales de la energía eléctrica se debe a las características del diagrama de consumo, que tiene picos y valles y a nuestra dependencia de la generación hídrica que es un recurso estacional y variable de año a año.

En la Fig.3.6 se muestra la variación horaria del consumo de energía eléctrica, del SEIN en la época de estiaje, conjuntamente se muestra la variación del CMG, se puede ver la fuerte correlación que hay entre las dos variables.

En la Fig.3.7, se muestra la variación horaria del consumo de energía eléctrica, del SEIN en la época de lluvia, se ha mantenido la escala del gráfico 1 para contrastar sus variables, pudiendo observarse la caída dramática de los costos marginales que caen de un valor promedio de 80.14 US\$/ MWh a un valor promedio de 21.8 US\$/ MWh, en una relación aproximada de 4:1.

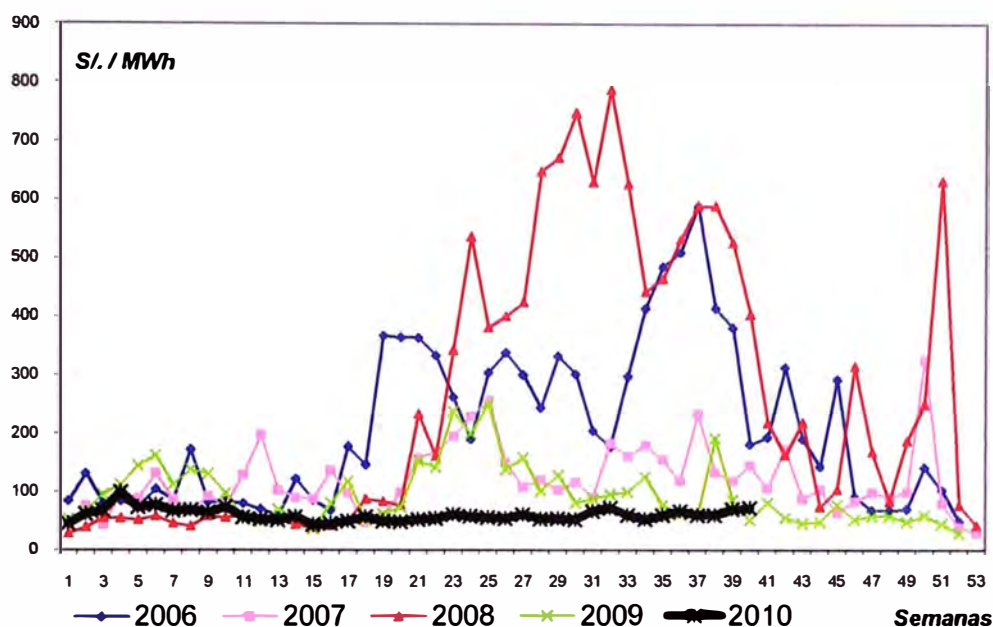
La tarifa regulada permanece inalterable a los incrementos de la demanda, a la mayor generación hídrica, etc. siendo una señal teórica extraña al mercado.

En la Fig.3.8, se muestra la variación anual desde el año 2006 hasta la fecha de los costos marginales, usando valores promedios semanales, se pueden observar los contrastes de los costos, empezando con el año 2006 se tiene un año con costos mayores al promedio luego, los costos caen el 2007, para luego subir dramáticamente el 2008 y luego caer bruscamente el 2009, siendo hasta el presente el año 2010 el de costos marginales más bajos. Es importante resaltar lo valioso que es tener Cmg que representan los costos reales de producir una unidad adicional de energía, de acuerdo a las condiciones de cada momento, si los precios son muy altos como en el año 2008, la señal que recibían los inversionistas era: "inviertan en centrales que es un buen negocio", pero si interviene el estado con despachos ideales para determinar Cmg teóricos que se van a usar en transferencias reales de energía, se produce un absurdo, si bien se defiende en el momento al usuario con costos bajos, en el mediano y largo plazo no van a ver las inversiones que se necesitan y las cosas van a empeorar.

Para tener un mercado eléctrico desarrollado se debe tener costos marginales que reflejen los costos del despacho real y no de despachos ideales o teóricos.

Uno de las críticas más importantes se le hace a la tarifa en tiempo real es el riesgo de su fluctuación, especialmente cuando debido a sus compromisos de producción el usuario necesita realizar un gran consumo de energía, cuando la energía tiene un precio real elevado, existiendo la probabilidad de tener facturas elevadísimas a fin de mes, esto puede suceder especialmente en los meses de estiaje de años secos, para esto en los mercados

avanzados se utiliza instrumentos financieros que permiten tener estrategias de cobertura para eliminar la volatilidad del costo de la energía, que básicamente son contratos de compra de energía a futuro que son ofrecidas por empresas de distribución que operan programas de tarificación en tiempo real.



**FIG 3.8 Variación anual - Cmg del COES**

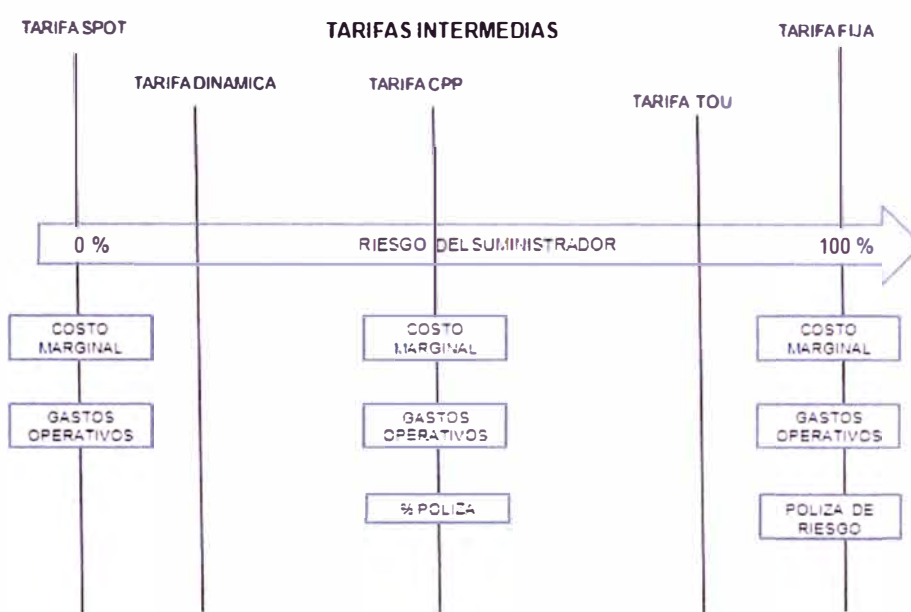
Fuente : SICOES

El contar con una tarifa en tiempo real, el usuario corre con todo el riesgo de su volatilidad, al depender de los Costos marginales de generación del COES (Cmg), pero existen esquemas tarifarios que pueden graduar el riesgo que el usuario desee asumir de acuerdo a la póliza de seguro que esté dispuesto a pagar, sus opciones tarifarias pueden variar de una tarifa en tiempo real a una tarifa fija.

### 3.2.1 Esquemas tarifarios

En la figura 3.9 se presenta los esquemas tarifarios, estando en el extremo izquierdo la tarifa real o spot, que varía cada 15 minutos y que es igual al costo marginal en el COES, mas gastos operativos, en el extremo derecho se encuentra la tarifa fija, es la tarifa que aísla totalmente al usuario de la variabilidad del costo mayorista. Si un usuario libre, desea desatenderse totalmente de la variabilidad del costo de la energía y asegurarse un precio fijo de la electricidad, debe pagar una póliza de riesgo. En este caso el precio de la electricidad fija tiene tres componentes: a) el precio de la electricidad misma, b) gastos operativos y c) el costo del seguro. Hay un pago por el riesgo de que los precios variables excedan más de lo esperado al precio fijo y la compañía suministradora entre en pérdida. Si

un suministrador vende a precio fijo, para cubrir su riesgo tiene que cobrar más que el precio promedio esperado, para tener una ganancia razonable. Por ejemplo si el precio medio esperado por el período del contrato es de \$47/MWh, el suministrador le puede pedir al usuario un precio fijo de \$60/MWh por el riesgo del precio y de la cantidad consumida por el usuario. Si el usuario está informado, puede no aceptar y hacer frente a la tarifa variable evitando pagar el seguro en este caso de \$13/MWh, adicionalmente el usuario se puede dar un seguro físico respondiendo a las variaciones de precio. En este libre juego de la oferta y la demanda, el usuario decide libremente cuanto riesgo desea asumir.



**Fig. 3.9 Participación de los usuarios: Tarifas [6]**

**a).-Tarifa en tiempo real (Real time pricing RTP),** es la tarifa cuyos valores varían continuamente, están relacionados con los costos de producción en el momento que está consumiendo, obtenido del mercado mayorista del COES. Los tiempos de variación pueden ser horaria, cada media hora o como el Perú cada 15 minutos. Su principal ventaja es que incentiva la conservación en horas punta, lo que es importante en los mercados desregulados por qué no solamente se obtiene ahorros por la energía que no es comprada, es decir la energía que ya no es producida, sino también por el precio de la energía que es menor. La razón por la que no es de amplia difusión es logística y costos. Las tarifas nodales o locacionales (Locational Marginal Price) son tarifas en tiempo real en diferentes puntos de las redes eléctricas que reconocen la variación de las tarifas por su ubicación en la red.

**b).-Tarifa Dinámica:** son tarifas que varían continuamente en los mismos períodos de la Tarifa en tiempo real, pero que son fijados estimándolos con anticipación, generalmente el período de anticipación es de un día. La tarifa dinámica le permite al usuario una mejor comprensión de los costos de la electricidad y le da una anticipación suficiente para administrar sus operaciones y reducir sus costos de electricidad. En California un reporte basado en la capacidad de los usuarios de responder a los altos precios en el corto plazo, al aplicar un esquema de tarificación dinámica se lograron reducciones del consumo entre 2,200 y 11,000 MW de una máxima demanda de 50,000 MW.

**c).- Tarifa TOU (Time-of-use pricing):** Con la tarifa TOU se divide al día en varios períodos tarifarios existiendo para cada uno una tarifa fija establecida. Estos precios reflejan los costos de producción para dichos períodos. La diferencia de precios entre períodos es un incentivo para que el usuario desplace sus consumos a los períodos más baratos. Las tarifas de cada período tienen su formulas de actualización que se aplican mensualmente es decir una vez establecidas no varía a lo largo del mes y generalmente sólo cambian dos o tres veces al año. La ventaja para el usuario es que cuenta con precios fijos en períodos establecidos y conocidos con anticipación, permitiéndole administrar costos de energía.

**d).- Tarifa CPP (Critical peak pricing):** es la tarifa TOU que es válida excepto para aquellos períodos del año cuando el consumo de la energía es muy elevado y por lo tanto los costos son elevados. Para dichos períodos críticos el usuario pagará el costo real de la energía, estos períodos se avisan al usuario con poca anticipación. [6]

## **CAPÍTULO IV TECNOLOGÍA DISPONIBLE**

La tecnología juega un rol importante en un mayor involucramiento y participación de los usuarios para lo cual no solamente importa su funcionalidad (facilidad de uso) y el grado de automatización que se puede lograr (liberar al usuario de estar controlando su consumo) sino también su costo. Ver en Anexo A, el rol de la tecnología.

La tarifa variables en el tiempo requieren de medidores avanzados de energía y de su respectivo sistema de comunicaciones. Estos medidores graban los consumos de energía en pequeños intervalos de tiempo y permiten el acceso remoto para enviar los registros a un centro de procesamiento de datos o a una computadora simple del usuario donde puede procesar y analizar sus propios datos de consumo.

El equipo básico está conformado por la medición y un equipo de comunicaciones, esto permitirá recoger y transferir la información crítica del negocio entre las partes contratantes, las cuales son: consumos, tarifas, señales de control y datos para la facturación.

Las funciones tecnológicas que se requieren son tres:

**Medición.-** El medidor es el punto de partida, es quien registra, guarda y luego transfiere los consumos (mayormente kWh ó MWh ), ahora vienen con funcionalidades como la de almacenar información de acuerdo a períodos de tiempo , registro y visualización instantáneos de watts, volt-amp, potencia reactiva, corrientes, voltajes, factores de potencia, armónicos.

**Comunicación remota.-** Es el medio para conectar a los medidores con el usuario, con las distribuidoras u otros comercializadores, con el equipo de control, o cuando es un consumo importante directamente con el COES.

**Sistema de control.-** Permiten disminuir el nivel de participación de los usuarios en la regulación de su consumo en función de los precios del mercado. Permite que el usuario pase de tener una elasticidad de la demanda manual a una automática.

A continuación se presenta el estado actual de las tres funciones tecnológicas.

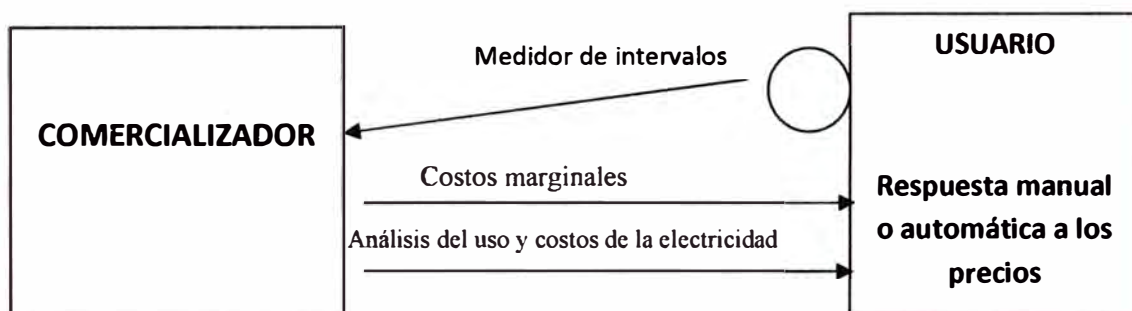
## 4.1 Medición

Los medidores de energía eléctrica difieren en lo que miden y cuan frecuentemente lo hacen. Tradicionalmente se contaba con dos tipos de medidores, uno para operaciones y otro para facturación. El medidor de operaciones mide y envía la medición al centro de control en períodos de segundos pero no son muy exactos. En cambio los medidores de facturación tienen períodos más largos de medición y registro pero tiene la suficiente exactitud (C.P. 0.2) como para ser usados en las facturas. Querer usar los datos de medidores de facturación, en la operaciones de un centro de control no es conveniente, los sucesos en el sistema eléctrico requieren la transmisión de información en tiempo real y los medidores de facturación sólo enviarán la información al término de su intervalo de registro, que usualmente son 5, 10, 15, 30 ó 60 minutos. [13]

Los medidores de energía típicos los medidores electromecánicos o de inducción solo miden consumos totales de períodos de tiempo largos pero no dan información de cuando fue consumida la energía, ahora que se requiere una mayor participación de los usuarios los consumos deben ser registrados para intervalos de tiempo iguales a los períodos en que tienen los costos marginales del COES, que en el caso peruano es de 15 minutos, este intervalo viene a ser el período más pequeño que se va a utilizar para facturaciones ó para tarifas dinámicas. Los medidores que pueden realizar registros en estos períodos se les llaman medidor de intervalos o medidor avanzado. Las mediciones cada 15 minutos de un usuario permiten tener un perfil de su consumo, para horas fuera de punta o para horas punta, puede ser diario, etc. Para los usuarios domésticos y pequeños clientes comerciales e industriales es posible que sea más conveniente actualizar sus medidores actuales. El paquete de actualización incluye un emisor de pulsos (que genera un pulso eléctrico por cada vuelta que da el disco), un registrador de datos (que guarda el número de pulsos) y una interface de comunicaciones. Este paquete permitiría guardar los consumos en intervalos de 15 minutos y comunicarlos al comercializador diariamente o semanalmente. El costo de este paquete de actualización es de alrededor US\$ 50. Para las nuevas instalaciones es conveniente un medidor electrónico nuevo, que cuesta de acuerdo a sus funcionalidades, número de canales de datos que se registran, la cantidad de datos que pueden ser almacenados en el medidor, el número de puertos de comunicaciones, el medio de comunicación, siendo el precio de un medidor básico del orden de US\$ 200. [13]

Para la administración del consumo de energía y sus costos, estas mediciones de intervalos debe ser transmitidas periódicamente al usuario o a la empresa de distribución, el usuario

en base a su esquema tarifario puede ver las opciones de ahorro que puede seguir e implementar las acciones de control, las cuales pueden ser automáticas o manuales. La periodicidad de transmisión de datos de usuario a comercializadora (distribuidora) y de comercializadora a usuario depende del esquema tarifario, por ejemplo si el usuario tiene como esquema tarifario una Tarifa dinámica del día anterior, la comercializadora necesita comunicarse con el usuario una sola vez cada 24 horas, para enviarle las tarifas del día siguiente, o simplemente puede colocarlo en su página WEB, el usuario accederá estas tarifas a su conveniencia, en el caso que el usuario provea servicios auxiliares al Operador del Sistema (lo cual no es posible todavía en el Perú) como reserva no rotante el Operador puede solicitarle información en periodos de cada minuto, casi en tiempo real, esto para controlar pedidos del Operador como por ejemplo: reduce tu consumo 5 MW en los próximos 10 minutos. La frecuencia con la cual debe reportar información a su comercializadora también varía, aunque algunos esquemas tarifarios requieren se realiza registros intrahorarios, la comercializadora para realizar la facturación mensual del usuario sólo necesita acceder a estos datos mensualmente, en cambio si el usuario se encuentra participando en un programa de reducción de consumo la comercializadora va a necesitar ver esta reducción en el momento que esta ocurra por lo que en este caso la comunicación usuario-comercializadora deberá ser más frecuente.



**Fig.4.1 Esquema de tarificación dinámica**

Si el usuario participa en programas en los cuales se necesitan los consumos actuales, los precios actuales y las formas de reducir el consumo, el comercializador frecuentemente necesita acceder a los datos del medidor para posteriormente analizarlos e informar al usuario los resultados de sus análisis.[13]

Podría establecerse un acceso directo al medidor electrónico del usuario para que pueda comunicarse directamente con la computadora o con su Sistema de Administración de Energía del comercializador.



Los medidores de energía avanzados pueden ser implementados asociándolos con diferentes niveles de inteligencia. En base a sus niveles de interacción y funcionalidades se pueden distinguir tres tipos [9]:

- a) Medición automática del medidor (AMR), es la medición remota de los registros de medición sin conexión física con el medidor. Se puede usar enlaces de radio, un carro de comunicaciones pasa por la calle interrogando a los medidores de la cuadra, o si no usando un enlace de comunicaciones conectado permanentemente al medidor con el dispositivo de lectura, dicho enlace puede ser cable físico o conexión remota.
- b) Administración automática del medidor (AMM) amplía la medición automática con la capacidad de su administración remota. Por ejemplo permite la desconexión o reconexión de los usuarios, disminuir su consumo a valores aceptables.
- c) Medición inteligente, amplía la facultades del AMM con la capacidad de control. Por ejemplo permite en el más corto tiempo, cortar usuarios simultáneamente el suministro a varios para usuarios balancear la red en caso que suceda algún incidente o puede reducir consumos picos o para desplazar carga, también puede dar respuesta automática a la variación de precios. Estos medidores inteligentes son los elementos indispensables de la redes inteligentes los cuales usan tecnología de comunicaciones avanzada para transmitir la información necesaria para controlar la red eléctrica. Estos medidores inteligentes permiten administrar la demanda de los usuarios y trabajar con varios esquemas tarifarios, como las tarifas RTP, TOU ó CPP vistas anteriormente. Para las tarifas RTP se requiere una actualización diaria de la tarifas. Gracias a estos medidores-controladores se cambian los patrones de consumo de los usuarios, se llega a la eficiencia energética obteniendo un mejor diagrama de consumo y menor pago. Los principales consumos domésticos que pueden ser controlados son la calefacción, la ventilación, aire acondicionado, enfriamiento (HVAC), calentamiento y almacenamiento de agua caliente. Otros consumos moderadamente controlables son las máquinas de lavar, secadores, refrigeradoras, termas, cocinas, etc. Así como se realiza la conexión telefónica o a internet, los medidores inteligentes se conectan a una gran red de datos.

Siendo muy importante la medición inteligente para el desarrollo de los mercados eléctricos, existen en los principales países del mundo planes para su plena incorporación, aquí se mencionan algunos de ellos, que pueden servir de referencia para su implementación.

### **Inglaterra**

Lo medidores inteligentes fueron establecidos como un estándar en el mes de setiembre del 2008 y su Departamento de Energía y Cambio Climático a anunciado su intención de que para el año 2020 todas las casa de Inglaterra tendrá medición inteligente. (Tarifa 220 US\$ / MWh y consumo promedio 5 773.6 kWh/año/usuario).

### **Netherlands**

La compañía Oxxio introdujo el primer medidor inteligente para ambos gas y electricidad a la vez en el año 2005, el gobierno Holandés se puso como meta reemplazar los 7 millones de medidores de todos los domicilios del país por medidores inteligentes para el año 2013. (Tarifa 273.1 US\$ / MWh y consumo promedio 6 694.6 kWh/año/usuario.)

### **Francia**

A partir de marzo de 2010 el gobierno francés está abocado en un proyecto de medición inteligente que afecta al 1% de los usuarios doméstico, siendo un proyecto precursor del futuro reemplazo de medición de los 35 millones de clientes de Francia. Un factor importante que se evaluará es la interoperabilidad de los equipos de diferentes suministradores. La fase de reemplazo total de 35 millones de medidores empezará el 2012 y se espera continuar todo el 2017. (Tarifa 151.5 US\$ / MWh y consumo promedio 7328.2 kWh/año/usuario).

### **USA**

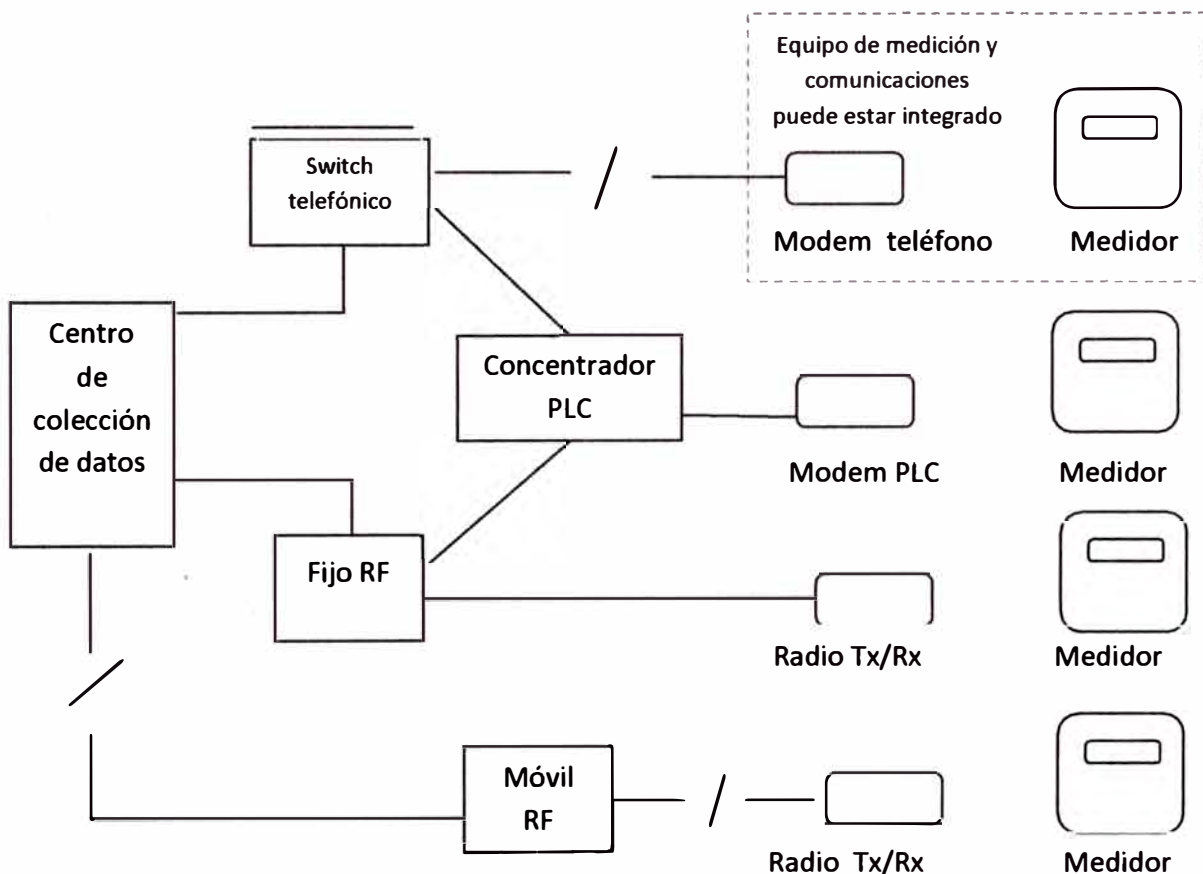
Una de las jurisdicciones más activas es el estado de California, en Julio del 2006, el regulador de energía de California aprobó un programa para actualizar 9 millones de medidores tradicionales con un chip que le permite registrar y transmitir los consumos por intervalos. Los medidores actualizados pueden transmitir los consumos en intervalos de una hora lo cual es suficiente para muchos planes tarifarios. Se espera que el reemplazo total terminara en 5 años. (Tarifas 100.2 US\$ / MWh y consumo promedio 12924.2 kWh/año/usuario.)

## **4.2 Comunicaciones**

De la tecnología de los medidores inteligentes el problema tecnológico crítico es las comunicaciones. Cada medidor debe ser capaz de una manera confiable y segura transferir la información guardada en su memoria a un centro de acopio de información. Considerando los diferentes entornos y ubicaciones en los que se ubica a los medidores es un problema difícil. Entre las soluciones propuestas está redes de celulares, radio, plc. No

solamente es crítico el medio usado para las comunicaciones también importa el tipo de red usada. Se puede usar comunicación fija inalámbrica, mesh network o una combinación de las dos, Hay otras configuraciones de red disponibles, como el uso de los Wi-Fi y otras redes relacionadas de internet. Actualmente ninguna solución parece ser la óptima para todas las aplicaciones. Existen problemas en zonas montañosas o en áreas de mucha interferencia.

Hay una creciente tendencia hacia el uso de la tecnología TCP/IP como una plataforma de comunicaciones común para todos los medidores inteligentes, lo que permitirá que las compañías usen diferentes sistema de comunicaciones, manteniendo a la tecnología IP como plataforma de administración común.



**Fig.4.2 Canales de comunicaciones [6]**

Otras soluciones sugieren el uso de un conector universal simple para separar las funciones del medidor de energía inteligente de su módulo de comunicaciones. Una interface universal para el medidor de energía permitirá la producción en masa de medidores inteligentes antes que se establezcan los estándares de los sistemas de comunicaciones, lo que permitirá que se añadan fácilmente los módulos de comunicaciones adecuado. Esto reducirá el riesgo de invertir en el estándar equivocado así como permitirá a un producto

simple ser usado globalmente aún si las comunicaciones regionales tienen otros estándares. Las redes de comunicaciones que se usan con los medidores se caracterizan por ser de una o dos vías. Hay diferentes diseños de topologías que dan un rango de funcionalidades, de costos y beneficios, en la figura 4.2 se muestran las diferentes soluciones tecnológicas que se usan actualmente y están disponibles en los mercados. [6]

El termino medición automático del medidor (AMR) ha sido tradicionalmente usado para soluciones de medición cuya primer objetivo es reemplazar la medición manual de los medidores. Los mismos sistemas de medición permiten a los usuarios cuando lo requieran interrogar y leer la información del medidor y recibir información actualizada de los precios de la energía. Es decir que el medidor de intervalos integrado con el sistema de comunicaciones va permitir un amplio rango de opciones de participación de los usuarios.

A continuación se da un breve resumen de la tecnología de las comunicaciones disponibles hoy en día.

#### **4.2.1 Teléfono y celular**

La telefonía es hasta al presente la vía preferida para la medición remota, porque se obtiene un uso económico de la infraestructura comercialmente disponible. El crecimiento del uso de los teléfonos y los celulares en aplicaciones de medición está ligado a la viabilidad comercial del acceso a red provisto por la empresa telefónica. Algunos mercados de telefonía han desarrollado tarifas especiales para su uso en mediciones de energía, habiéndose logrado llamadas de bajo costo para ciertos períodos de tiempo. La ventaja de la telefonía es que generalmente no requiere infraestructura adicional al conductor que se conecta al medidor. Tradicionalmente los sistemas de telefonía son de un sentido, por lo que el encargado de la medición tiene que marcar los números telefónicos de los medidores, usando la computadora que tiene el software de medición.

Existen medidores avanzados que pueden ser programados para para que ellos mismos realicen la llamada telefónica en horarios y dias programados, si la línea telefónica es compartida con el usuario, el medidor electrónica detecta el uso de la línea y posterga su llamada [6].

#### **4.2.2 Internet**

El crecimiento vertiginoso del uso del internet y su fácil disponibilidad va a tener gran influencia en una mayor participación de los usuarios en los mercados eléctricos. Hay ahora sistemas que permiten la interconexión de los usuarios, con los comercializadores, con los operadores de sistema, con los entes fiscalizadores. El lenguaje común de internet y

su capacidad de remotamente servir aplicaciones va a permitir al suministrador de software distribuir software de control, de medición y de análisis, directamente a través de la ventana de buscador del usuario. Tratándose de datos en los mercados eléctricos en general podrán obtenerse las más variadas informaciones, ya sea sobre comportamiento de redes, curvas de consumo, estimaciones de facturación, transferencias de energía, etc. Recientemente Google creó su famoso Power Meter (ver Anexo B), un sistema gratuito que permite monitorear de cualquier lugar la cantidad de energía que se está consumiendo en el hogar o negocio.

El mercado eléctrico se ve ampliamente favorecido y sobre todo sus clientes e inversionistas debido a que van a contar con muchas oportunidades de conocimiento de lo que sucede en el ambiente eléctrico. Los inversionistas pueden procesar sus datos y contrastarlos con los de otras compañías. La red se transforma en un instrumento importante en la evaluación de nuevos proyectos de inversión ya que en ella se encuentra la fuente más plural y heterogénea de información.

Actualmente el esquema de operación denominado POOLCO es el que presenta las mejores condiciones para la implementación de las nuevas modalidades de comercio de energía, esto debido a que es un sistema de control centralizado, que unifica a las dos actividades de operación y comercialización de energía.

En Nueva Zelanda el operador de mercado y sistema ha establecido una plataforma WWW llamada COMIT, donde cada generador ingresa sus ofertas y esta información luego es pasada al operador del sistema eléctrico. El operador del sistema junta toda la información y los ordena de menor a mayor precio y luego lo usa para atender una demanda proyectada, realiza el despacho cada media hora y mediante la misma plataforma comunica a los generadores las ordenes de generación.

El potencial de Internet es impresionante, ya que además de brindar enormes volúmenes de información instantáneos, tiene la posibilidad de permitir vender y comprar energía en forma instantánea generando así un mercado "instantáneo" de energía que puede cambiar la forma en que ella se transa y se cobra hoy en día. Hasta hoy, no se ha desarrollado comercialmente tal sistema, pero previendo el potencial del sistema, no cabe duda que será implementado en el mediano plazo. En febrero del presente año la empresa de internet, Google Inc., recibió la aprobación del regulador energético de Estados Unidos para intervenir como comercializador eléctrico, es decir cuenta cuenta ya ahora con licencia de la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC por sus siglas en inglés) para

comercializar energía, lo que le da autoridad para comprar y vender electricidad tal y como lo hacen las grandes empresas eléctricas. En su orden de aprobación, la FERC destacó que Google no posee ni controla ninguna instalación que genere electricidad para la venta en los mercados mayoristas. Primero dominó el internet, luego incursionó en el rubro de los libros electrónicos y los teléfonos inteligentes, ahora el gigante Google Inc. expande sus horizontes y le apuesta a la comercialización de energía. Aunque más de 1500 compañías en EE.UU. tienen el derecho a comercializar energía, la gran mayoría son empresas de servicios públicos o generadoras eléctricas, algunas firmas industriales que operan tiendas o fábricas, como el fabricante de aluminio Alcoa o la cadena de supermercados Safeway, también tienen licencias de comercialización de la FERC.

#### **4.2.3 Telemetría en el control de procesos**

Otro tema que cobra relevancia es el que se relaciona con la operación remota de sistemas. Si hay algo que en un sistema eléctrico es inevitable es la necesidad de mantener la red en un perfecto equilibrio debido a la imposibilidad de almacenar energía y potencia en grandes cantidades. Para esto, todos los equipos que conforman la cadena productiva deben estar en permanente monitoreo.

Las posibilidades que ofrece Internet en cuanto a ofrecer un respaldo a las redes de control de procesos no deben quedar aparte. La red posee el potencial necesario para poder controlar sistemas en forma centralizada, de modo que las generadoras, transmisoras o distribuidoras pueden controlar efectiva y eficientemente sus maquinarias en forma centralizada. Sin embargo, la fragilidad y saturación del medio así como también las restricciones de seguridad que impone la operación de un sistema eléctrico de gran magnitud son vallas que aún se deben superar.

Pero a pesar de estos factores que impiden la ejecución de este tipo de proyectos, no es difícil de imaginar lo que se lograría controlando un sistema en forma coordinada, haciendo el despacho más económico además de comprar y vender la energía todo de forma centralizada además de bajar los costos por cuanto se utilizaría una red pública y no costosas redes privadas para la operación.

#### **4.2.4 PLC (Power Line Carrier)**

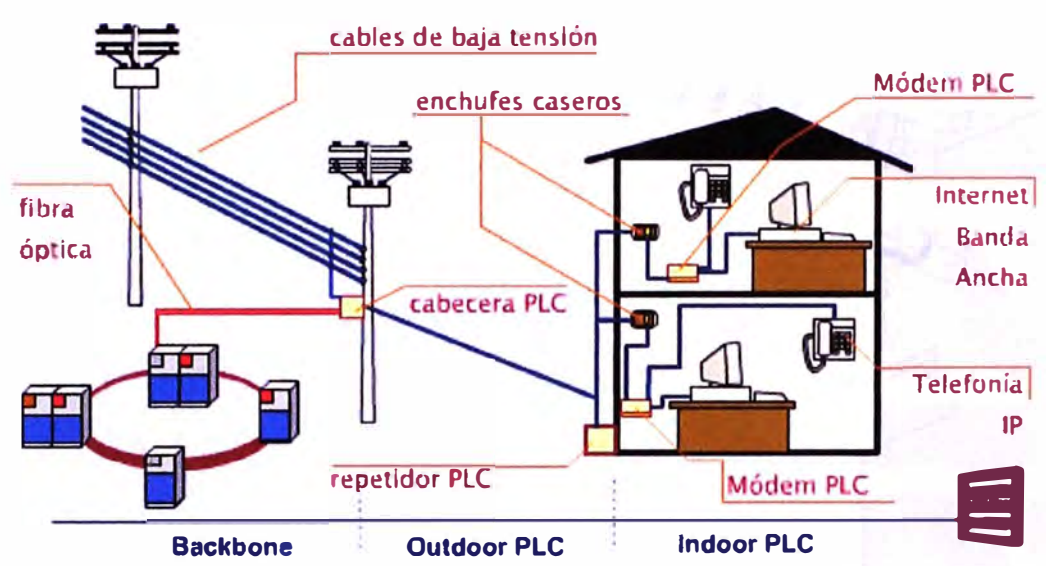
Los sistemas PLC son sistemas para la transmisión de información que utilizan las líneas de energía eléctrica convencionales para transmitir señales de comunicación. El PLC usa la red eléctrica para convertirla en una línea digital de alta velocidad de transmisión de datos. Permitiendo el acceso a internet y la comunicación en ambos

sentidos, el acceso al medidor electrónico y el envío al usuario desde la comercializadora de los datos de control, para el ajuste de su consumo.

Los sistemas PLC, a grandes rasgos, permiten la transmisión de datos, voz y video a través de la red eléctrica. Así, para tener acceso a internet, en lugar de enlazar la PC a un puerto telefónico –y conectarse a la red de telecomunicaciones–, el usuario podría conectar su equipo de cómputo directamente a un enchufe eléctrico con la ayuda de un módem especial.

La tecnología PLC va a permitir acceder a Internet y crear una red de datos usando solamente los cables de la instalación eléctrica del hogar. Así, cada enchufe será un punto de acceso.

La mayoría de los sistemas de medición con PLC no usan la red de media tensión ni la red de alta para tener una red WAN –PLC en vez de eso utilizan concentradores enlazados con la empresa comercializadora por medio de teléfono.



**Fig.4.3 Comunicaciones con PLC**

Como ejemplo a nivel mundial de uso de la tecnología PLC, tenemos a la empresa italiana ENEL generadora y distribuidora de electricidad y gas, que ha implementado lo que sería el sistema de medición remota con la tecnología PLC más grande del mundo, el proyecto que concluyó en el año 2005, para lo cual instalaron en los domicilios 30 millones de medidores electrónicos con capacidad de ser integrados en la infraestructura de una red doméstica de datos, además de permitir las comunicaciones en ambos sentidos el sistema permite las comunicaciones internas de la casa y el monitoreo y control de todos sus equipos. Los medidores tienen la funcionalidad de la medición remota y aceptan todos los esquemas tarifarios. Este proyecto monitorea los consumos en tiempo real, lo que le

permite realizar de manera mas exacta pronósticos de la demanda, el planeamiento y los contratos de suministro. La tarifa doméstica estándar en Italia establece una máxima demanda de 3 kW ( existiendo la posibilidad de las tarifas Premiun para consumos de 5,5 kW y 6 kW). Anteriormente no tenía forma de determinar si algún usuario se está de excediendo en la máxima demanda que le corresponde (lo que era una práctica común), por lo que esta inversión en sistemas PLC tenía como objetivo proteger las utilidades de ENEL. Aunque tambien previsoriamente desarrolló una robusta infraestructura que le de un lugar estratégico en la competencia por los usuarios, contando con un Administrador Remoto para medición y de administración de contratos locales y remotos, para lo cual utiliza un sistema mixto de redes de comunicaciones (el Sistema Global para las Comunicaciones Móviles GSM y la linea telefónica conjuntame con el PLC ) entre los medidores electrónicos de los usuarios y el centro de administración de los usuarios de ENEL

#### **4.2.5 Radiofrecuencia (RF)**

La medición automática basada en la RF puede tomar varia formas, las mas comunes son las redes fijas y las moviles. Hay sistemas de RF de doble vía y sistemas RF de una sola vía. En el sistema de doble vía una radio envia una señal a un número determinado de un receptor, pidiendole se active y envíe sus datos.

El medidor que cuenta con receptor y transmisor realiza ambas funciones envia y recibe señales de radio y datos. En el sistema de una sola vía en forma periódica o en forma continua el transmisor del medidor radia sus lecturas, pudiendo el dispositivo de lectura ser sólo un receptor. Los datos van en un solo sentido, del transmisor del medidor al receptor del medidor. Hay tambien sistemas híbridos que combinan las tecnologías de uno y dos sentidos, usando comunicaciones de un sentido para las lecturas y de dos sentidos para las funciones de programación.

La medición basada en RF elimina la necesidad de la persona encargada de la lectura de entrar a la propiedad del usuario y ubicar físicamente al medidor, mayormente los medidores se encuentran en sitios accesibles pero hay casos especiales, los que requieren una escalera, cuando la zona se inunda en lluvias, cuando por los hurtos estan bajo llave, existen animales etc.

La empresa de electricidad ahorra dinero por la velocidad de lectura, no tiene que solicitar permiso para ingresar a la propiedad privada y tiene menos probabilidad de perder datos de medición.



**a) RF-Fijo**

RF-Fijo es un método donde se instala una red en forma permanente para realizar las lecturas. Este método requiere una infraestructura de antenas, torres, colectores, repetidores, etc. Para realizar las lecturas en forma automática desde una computadora central sin que sea necesaria la presencia de una persona.

Hay muchos tipos de topología de redes fijas, siendo la más común la configuración estrella, en el cual el transmisor del medidor envía sus datos a un colector central o repetidor.

El costo por punto o por nodo de un sistema de RF-Fijo depende de varios factores: el número de usuarios conectados al sistema; la densidad geográfica de los usuarios; la topología de la zona (lo cual afecta la propagación de las ondas de radio); la ubicación del medidor (interno o externo). Además las redes de radio fijas son más económicas cuando todos (o casi todos) los usuarios de una determinada zona pueden ser atendidos por la misma infraestructura de comunicaciones. En muchos casos estos sistemas de radio pertenecen a terceros y dan el servicio de medición a las empresas eléctricas a un costo base de un dólar por medidor por mes. El costo es variable y puede llegar a costar hasta 5 dólares por medidor por mes dependiendo de la frecuencia de medición y de la cantidad de datos leídos.

**b) RF-Móvil**

La lectura del medidor móvil es cuando el dispositivo de lectura se instala en un vehículo, que posee receptor/transmisor y antenas externas, el conductor maneja por la zona mientras la laptop de lectura en forma automática se enlaza y va tomando lecturas. A menudo el carro de lectura se encuentra provisto con un equipo de navegación GPS con su respectivo software de mapas de las zonas.

Con el equipo de lectura móvil no se tienen que realizar las lecturas en un orden particular, pero tiene que estar en la zona hasta que todos los medidores hayan sido medidos.

Las señales de radio son de baja potencia. Estos sistemas se usan para reducir los costos operacionales de la toma de lecturas. Los módulos de radio pueden ser añadidos a los medidores actuales o pueden venir instalados ya de fábrica.

**4.3 Sistema de control**

Técnicamente hablando todo lo que se requiere para la participación del usuario en un esquema de tarifa variable es la comunicación a la comercializadora de los datos del medidor del usuario y la comunicación al usuario de las tarifas de la comercializadora. Ex-

post el usuario puede ya analizar mensualmente consumos y tarifas cada 15 minutos y determinar los cambios operacionales y de mantenimiento para el siguiente mes, para reducir sus pagos de consumo de energía eléctrica, lográndose una participación inteligente del usuario. Otros usuarios pueden preferir responder cerca al tiempo real. Para esto usuarios la empresa comercializadora les puede proveer de datos y herramientas de análisis que le permitan decidir que hacer cuando. Esto sistemas son particularmente útiles para los usuarios que han decidido realizar acciones de control manual solamente en los pocos períodos de mas altos precios en el año. Si el usuario decide responder en forma rutinaria a los cambios en los precios, para este caso Honeywell cuenta un sistema que integra los precios de la electricidad con el Sistema de Administración de la Energía (EMS) y lo ha denominado Sistema de Administración de la carga Industrial (ILMS) cuyo objetivo es en un ambiente industrial controlar los costos de energía ante la fluctuación de precios, el ILMS logra que casi todos los procesos de producción industrial pueden optimizar el uso de la energía y así conseguir ahorros significativos. El sistema Honeywell fue probado en varias empresas industriales y logró ahorros de 10 hasta 20% gracias a su respuesta automática ante un esquema de precios dinámicos.

Carrier Electronics ha desarrollado un termostato para uso domiciliario que ante una señal de control o de precio de la empresa comercializadora de energía, ajusta hacia arriba o hacia abajo los settings de temperatura del aire acondicionado o del calefactor de ambiente.

Cannon Technologies es una empresa proveedora de sistemas de participación de la demanda (Demand Response DR) y tiene cientos de sistemas de control de demanda instalados en todo tipo de empresas eléctricas. Su sistema está basado en internet y puede implementar diferentes estrategias para ciclos de encendido y apagado de los equipos, para el control de generadores y bombas de irrigación, y para la administración del uso de otros equipos basado en los precios variables. Cannon reduce la infraestructura de las empresas eléctricas creando una estación maestra privada de control de la demanda en su propio servidor. Las comunicaciones de su servidor a las cargas es vía 900-MHz FLEX sistema de mensajería nacional. Integrando este sistema con la medición en tiempo real, Cannon Technologies provee un sistema completo para el monitoreo y control de la demanda en cualquier lugar de Estados Unidos.

Existe otra empresa Utility Data la cual ofrece servicios similares pero esta vez usando para las comunicaciones la línea telefónica.

Apogee Interactive un desarrollador de aplicaciones Web, opera un intercambio de demanda basado en internet, este intercambio de demanda permite a los usuarios ofertar reducciones de consumo a su operador de mercado eléctrico. Apogee ha desarrollado un software que le permite obtener una curva de demanda del usuario basado en sus consumos históricos, datos del clima y otros factores, que le permite ser usado para estimar la magnitud de las reducciones de consumo. Apogee bajo contrato tiene 2 800MW de demanda para ser reducidos cuando lo requiera el sistema, que involucra a mas de 500 usuarios de todo tipo. Para la empresa eléctrica esta es una opción libre, por el cual los ahorros de energía son compartidos 50%:50% entre el usuario y la empresa eléctrica.

Los desarrollos futuros de la tecnología probablemente reduzcan el costo de la comunicaciones con el usuario final y también dentro de las instalaciones del usuario. El desarrollo de comunicaciones inalámbricas en cortas distancias hacen que no solamente sea posible conectar al medidor electrónico con la línea telefónica o con el internet, sino también cualquier equipo que se encuentre dentro de las instalaciones. Por ejemplo una refrigeradora inteligente puede recibir el dato del precio actual de la electricidad y basado en el contenido de la refrigeradora y en la temperatura del freezer y en el compartimiento de refrigeración, mantener apagado la compresora por una hora o dos. Tal inteligencia distribuida conectado por un sistema de comunicaciones rápido y barato va a permitir una respuesta mas amplia, mas fácil y mas efectiva a los precios variables de la energía eléctrica. Adicionalmente la estandarización va a ayudar a reducir los precios.

## **CAPÍTULO V**

### **BARRERAS Y BENEFICIOS DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS USUARIOS**

#### **BARRERAS**

Si bien existen muchos beneficios en una mayor participación de los usuarios en el mercado, en lograrlo se han encontrado problemas, que a continuación se resumen.

##### **5.1.1 Barreras del propio usuario**

Las razones por las cuales probablemente un usuario común sea indiferente a tener una mayor participación son [14]:

- a) Desconocimiento de las oportunidades que le da contar con un mercado eléctrico moderno y de la formación de los precios de la electricidad.
- b) No tiene motivación, el precio que paga por la energía es una tarifa fija
- c) No tiene los medios su consumo de energía es totalizado en un solo período de facturación, es decir sólo cuenta con los medidores tradicionales.
- d) Desconocimiento de la tecnología o precios elevados de la misma.
- e) Así lo desee no están en capacidad de ajustar su consumo libremente, tiene un diagrama de carga fijo.

Aún si el usuario tuviese la oportunidad de tener un esquema tarifario de Tarifa Dinámica y contase con los medios, con sus respectivos sistemas de comunicaciones, es probable que todavía puede no quiera participar, esto se debería a la volatilidad de las tarifas eléctricas y a que el usuario equipara volatilidad con altos pagos de energía

VOLATILIDAD  $\implies$  ALTOS COSTOS DE ENERGÍA

En este caso el consumidor no se da cuenta que unas pocas horas de altos costos de energía en el año son más que compensados por las muchas horas de bajos precios en ese año, dando como resultado final un menor pago total en el año.

Es importante hacer saber al usuario como operan los sistemas eléctricos y cómo funcionan los mercados de electricidad. Tal entendimiento de la operación y de los

mercados le ayudará a entender la volatilidad de los costos, y si quiere seguir teniendo una tarifa fija la va tener pero va a pagar un seguro.

Los usuarios difieren en su interés y en la habilidad para responder a los precios variables. Siendo características propias de un usuario la cantidad consumida de energía eléctrica, su máxima demanda, su diagrama de carga (como su consumo varía de hora a hora, de día a día, de estación a estación), su flexibilidad operativa (la facilidad y velocidad con la cual puede modificar sus consumos) y la presencia o la posibilidad de automatizar el control del uso de ciertos equipos.

Mientras mayor sea el consumo eléctrico del usuario mayor va a ser su interés en dedicar tiempo y esfuerzos para entender las opciones que tiene para reducir costos. El diagrama de carga cada 15 minutos de las diferentes áreas y su correlación con la curva de precios influye en el beneficio de modificar el consumo para esas zonas. Mientras mayor sea la correlación entre la curva de demanda y la de precios mayor es el ahorro que se logra al modificar el consumo.

Cuando el usuario tiene bastante flexibilidad en sus operaciones su costo de participación en programas de respuesta de la demanda es bajo. Si el control de un proceso particular puede ser automático, de tal modo que no se requiera intervención manual para responder ante la variación de los precios, se estima la participación va a ser mayor. Por ejemplo los domicilios domésticos no son los más indicados para participar en programas que requieren manualmente apagar sus calentadores en ciertos tiempos. Muchos comercializadores operan programas de control directo que envían una señal de radio al calentador de agua para que se encienda o apague.

Debido a las diferentes características que tienen los usuarios, los comercializadores deben diseñar diferentes programas para los diferentes usuarios. Los consumidores domésticos y pequeños usuarios comerciales estarán bien servidos con los programas de TOU y el control directo. Los grandes usuarios comerciales y usuarios industriales, en el otro lado, deben hacer uso de los programas más sofisticados que se ofrecen, incluyendo la oportunidad de vender reducciones de consumo como reserva contingente con objetivos de confiabilidad y de tarificación en tiempo real.

Las encuesta a los usuarios que han participado en estos programas, indican que ellos prefieren a los programas voluntarios, simples de entender, que les permita tener un contrato sin muchas cláusulas, luego está su preferencia por los programas que permiten la agregación de pequeñas cargas, que tienen los mayores tiempos anticipados de aviso para

su participación, que dan buenos beneficio y no tienen penalidades por fallar en reducir el consumo cuando se les solicita.

### **5.1.2 Barreras culturales**

La difusión de esquemas tarifarios dinámicos y sus opciones competitivas relacionadas va a enfrentar hábitos tradicionales. Quizás la más grande barrera sea nuestra creencia de que los costos y precios de la electricidad deben ser constantes. Una barrera relacionada es la falta de experiencia con tarifas que varían cada 15 minutos y con programas dirigidas a los usuarios que los estimulan a responder a estos precios. Adicionalmente existe la barrera de los operadores del sistema quienes desde un inicio para su despacho económico, para sus servicios complementarios (regulación, reserva rotante, reserva suplementaria, administración de congestiones, etc.) y para situaciones de emergencia se ha concentrado tradicionalmente en el lado de la generación y ha ignorado el otro lado de la ecuación que es la demanda. Resumiendo se puede decir que el operador del sistema hace el despacho económico y mantiene la confiabilidad del sistema administrando a la generación y transmisión para atender a una demanda fija. No obstante la demanda puede participar en el despacho económico añadiendo su elasticidad para recortar los precios altos, también puede participar flexiblemente y en una forma distribuida en todo el sistema para mantener la confiabilidad del sistema, Los operadores del sistema debe ampliar su comprensión para incluir las características especiales de la demanda así como lo hicieron para comprender las características especiales de las diferentes unidades de generación. Los servicios complementarios deben ser definidos en términos de sus funciones y no con referencia a los generadores que tradicionalmente han proveído el servicio. Los operadores del sistema deben reconocer los beneficios de confiabilidad que dan un gran número de pequeñas cargas que pueden responder rápidamente. [14]

### **5.1.3 Barreras tecnológicas**

Todas las herramientas necesarias para la tarificación dinámica y para los programas voluntarios de reducción de carga existen. Y son aplicados en diferentes mercados eléctricos. No obstante, lo que es limitado es la difusión de estas tecnologías por qué no todos los mercados eléctricos han modificado sus legislaciones para una mayor participación de la demanda.

Lamentablemente la tecnología, medidores inteligentes, sistema de comunicaciones digitales, sistemas de control y administración de la demanda no ha evolucionado al nivel

de la estandarización, parece que cada programa particular desarrollara su propia infraestructura. Considerando que el sistema completo involucra componente de varios fabricantes (por ejemplo, medidores, sistemas de comunicaciones, software de análisis, etc), la industria debe desarrollar estándares para asegurar que los diferentes componentes pueden trabajar bien unos con otros, independiente de la empresa que lo fabricó. Resumiendo la participación de los usuarios a nivel de todo el sistema requiere tecnologías que pueden administrar cientos de miles de usuarios, realizando diferentes funciones, e integrando sistemas de diferentes fabricantes y proveedores de servicios.

Aunque no se cuenta con inversiones de capital y los costos operativos de estos sistemas, proveen de grandes oportunidades para reducción de costos, en particular, cuando el número de usuarios participantes se incrementa y crecen el número de instalaciones, disminuyendo así el costo por usuario, tal disminución de costos permitirá que estos programas lleguen de una manera costo-efectiva a cada vez más pequeños consumidores [14].

#### **5.1.4 Barrera regulatoria**

Un importante impedimento regulatorio de una mayor participación de los usuarios, es la incertidumbre sobre el comportamiento del gobierno, con respecto al mercado eléctrico. Los principios económicos en que fundamentó la actual legislación eléctrica debe ser comprendidos y respetados por todos los gobiernos, las reglas que decreta deben ser estables, las soluciones que se den a los problemas o crisis momentáneas de los mercados deben ser las de mercado y no las intervencionistas. Una de las crisis que puede afectar el mercado peruano, es que en medio de un crecimiento económico vigoroso 6-7% suceda un año hídrico seco, como fue el caso del año 1992, una solución intervencionista sería poner precios límites a los costo marginales del COES o establecer despachos teórico o ideales para calcular los costos marginales, son soluciones que más tarde van a ser pagados muy caro.

Una de los principales limitantes que impide la participación del usuario doméstico está en cómo se llega a la tarifa regulada, por las siguientes razones:

(1) Se impide al usuario la recepción de las señales eficientes de mercado (ellos va a estar a espaldas de la dinámica de los precios y por lo tanto nunca van a tener la necesidad de administrar su demanda).

(2) Se evita la necesidad del desarrollo de mercados a futuro, que son los que van a proteger a los usuarios de la volatilidad de los precios.

(3) La competencia dentro del mercado es muy limitada, las comercializadoras no tienen margen para competir entre ellas, no hay necesidad de esquemas tarifarios, ni de programas innovadores, que administren el riesgo hasta donde el usuario lo desee.

## **BENEFICIOS**

Los programas que incentivan un mayor involucramiento y participación de la demanda pueden dar beneficios importantes, siempre y cuando estos beneficios sean definidos apropiadamente y los pagos adecuadamente estructurados.

Los beneficios que trae al sistema la mayor participación de los usuarios están en atenuar su volatilidad y en darle mayor confiabilidad. Estos beneficios pueden ser clasificados en tres categorías funcionales [11]:

**Beneficios directos.**- Lo reciben los usuarios que participan.

**Beneficios Indirectos.**- Lo reciben los usuarios que no participan.

**Otros Beneficios.**- Son los beneficios que son difíciles de cuantificar y menos valorizar.

### **5.2.1 Beneficios directos**

Lo reciben los usuarios que ajustan su consumo en respuesta a la variación de precios, participan en programas de incentivos del operador del sistema u ofertan al operador de mercado sus disminuciones de consumo.

Los beneficios monetarios, son los ahorros que logra en su cuenta de electricidad por sus acciones de disminución o desplazamiento de consumo, de eficiencia energética, o son los ingresos que obtiene por su participación en los programas del operador del sistema y por sus ofertas aceptadas por el operador de mercado en el despacho de energía o en la provisión de servicios auxiliares a la operación del sistema.

### **5.2.2 Beneficios indirectos**

La participación de la demanda da beneficios no sólo a quienes participan activamente sino también todos a los usuarios que son parte integrante del sistema. Son estos beneficios que recibe todo el sistema, lo que convierten a la participación de los usuarios, en un objetivo importante para que el gobierno le de un apoyo decisivo.

Los beneficios indirectos pueden ser clasificados funcionalmente como de corto plazo y largo plazo, como también los beneficios de confiabilidad.

**A.- Beneficios en el corto plazo,** son los más inmediatos y son un ingreso fácilmente cuantificable. Son los ahorros que se obtienen en los costos variables de generación debido a un uso más eficiente del sistema eléctrico, dado una determinada infraestructura. Un uso más eficiente de los recursos, que se logra por establecer una relación directa entre las



tarifas al usuario final y los costos marginales de producción, da como resultado ganancias por evitar la energía cara y en algunos casos por consumir la energía hidráulica barata que en otros caso se desperdiciaría, esto especialmente en las madrugadas y épocas de lluvia. El resultado final en el COES es menores Cmg de generación que beneficia a todos las transferencias de energía que se realizan en el mercado. El monto de ahorros por el consumo en el COES con menores costos dependerá de la energía comercializada en el mercado spot.

**B.- Beneficios en el largo plazo,** estos beneficios descansan en la capacidad de la participación de los usuarios para reducir la máxima demanda local y la de todo el sistema, la disminución en la demanda local evita realizar mayores inversiones en distribución y la disminución en la demanda del sistema permite diferir inversiones en sistemas de transmisión y de generación. Debido a que las inversiones en infraestructura eléctrica son intensivos en capital los costos evitados son importantes. No obstante los recursos de demanda que permiten reducir los costos de capacidad, deben estar disponibles y actuar confiablemente en los períodos de alta demanda durante todo el año.

**C.- Beneficios de confiabilidad,** estos beneficios se refieren a los obtenidos reduciendo la probabilidad y la severidad de las salidas forzadas cuando las reservas del sistema caen por debajo de los niveles establecidos. Reduciendo la demanda en los momentos críticos (por ejemplo cuando repentinamente un generador sale o cuando la protección abre una línea de transmisión), la respuesta de los usuarios es ordenada por el operador del sistema y ejecutada en el más corto plazo, ayudando al sistema a recuperar su pre contingencia niveles de reserva. Para evaluar estos beneficios de confiabilidad se considera la cantidad de la demanda a la cual se le ha quitado el riesgo de quedar sin energía multiplicada por el valor que los usuarios dan a la continuidad del servicio.

### **5.2.3 Otros beneficios**

La participación de los usuarios da otros beneficios que se encuentran dispersos entre los participantes del mercado pero no son fácilmente cuantificables.

**A.-Contar con un mercado minorista robusto e innovador,** en los mercados minoristas competitivos, donde la tarifa por defecto es la tarifa real, estimula una fuerte competencia entre comercializadores, debido a las muchas oportunidades de negocios que se presentan y a la diversidad de instrumentos financieros y herramientas tecnológicas con que ahora se cuenta. En un mercado con mayores opciones los comercializadores que deseen una

porción mayor del mercado tendrán que ofrecer los mejores y más variados servicios, además de que el mercado se pone atractivo para atraer a más comercializadores.

**B.-Mejor performance de mercado**, la participación activa de la demanda va a disminuir la probabilidad de que los generadores se atrevan a ejercer el poder de mercado (simulando fallas en sus generadores, demorando sus entradas en servicio, etc.) Para subir los precios en el mercado mayorista. Los consumidores que están respondiendo al precio disminuyen esta posibilidad debido a que una reducción de consumo en un período de precio alto incrementa el riesgo del generador que margina de salir del despacho. Los usuarios que responden al precio actúan como un seguro para cualquier manipulación del mercado.

**C.-Beneficios ambientales**, la participación de la demanda puede disminuir la contaminación ambiental reduciendo la demanda durante las horas punta. No obstante se debe tener cuidado en atribuir beneficios ambientales a la participación de la demanda, debido a que este depende de los perfiles de emisión y costos marginales de operación de las centrales eléctricas, Además las reducciones de emisión en las horas punta tiene que ser balanceados con las posibles incrementos de emisiones en las horas fuera de punta, como también con el incremento de las emisiones de la generación distribuida.

**D.-Beneficios de ahorro de energía**, la mayor conciencia del usuario sobre los costos su consumo y el riesgo de altos gastos en energía, lo llevan a implementar planes para evitar el despilfarro y conseguir una mayor eficiencia energética que lo proteja en los años y períodos estacionales que tienen los precios elevados.

**E.-Beneficios tecnológicos**, la participación de la activa de la demanda, requiere la instalación de redes de información y control, en sistemas de comunicaciones paralelas a las redes de energía. Va a ver una presión económica para la pronta la integración de dos infraestructuras, de la infraestructura eléctrica con la de Información, estableciéndose las redes inteligentes.

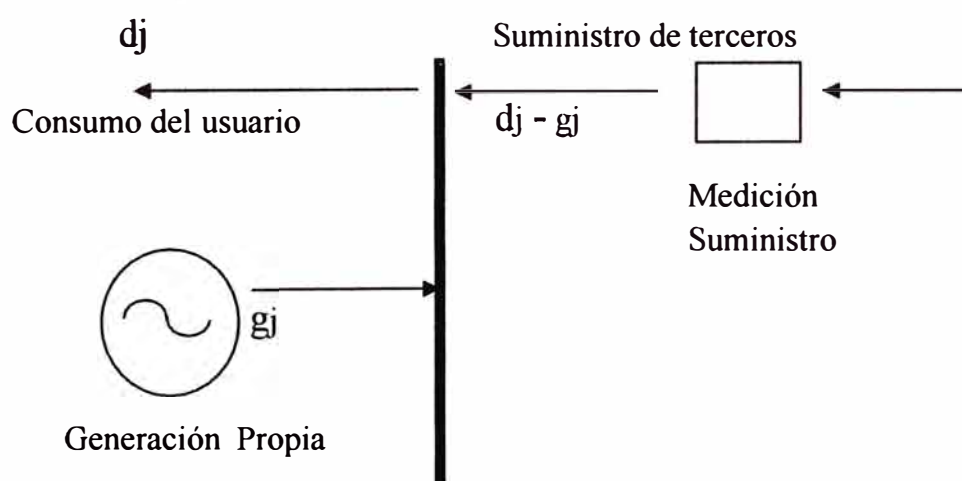
**F.-Beneficio de la generación distribuida**, el cual es el uso de equipos de generación ubicados cerca de la carga que alimentan, trayendo grandes beneficios como la confiabilidad, menores pérdidas, cero congestiones. .Contar con generación propia no sólo servirá como generación de respaldo de las empresas, al tener una tarifa real las empresas tendrían la posibilidad de usarlos para disminuir los pagos de energía en las horas críticas, o para producir ingresos participando en los programas de reducción de consumo de los operadores del sistema, es decir la generación distribuida podría convertirse en el **modo eficaz de autogestión de la demanda interna** sin reducir producción y al ser automáticas

casi sin participación humana. Adicionalmente a que la generación distribuida va a defender al usuario de los apagones, va a reducir las pérdidas de transmisión y distribución, va a permitir una mejor regulación de la tensión de distribución, va a incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico, va a reducir la necesidad de hacer inversiones en redes secundarias. Además existe el enorme potencial aún no evaluado de la cogeneración, donde se llega a eficiencias energéticas del orden del 90%. Dándoles las mismas oportunidades a los usuarios que el que tienen los generadores (por ejemplo dándoles el mismo precio de gas) la generación distribuida puede llegar a ser un buen complemento y respaldo flexible de la generación actual.

Para lo cual deben determinar una estrategia para determinar la potencia óptima de generación propia, considerando las proyecciones de su demanda, de las tarifas en tiempo real y de sus costos propios de generación (inversión, operación y mantenimiento).

Actualmente los avances técnicos permiten tener ahora generadores con potencias menores a 1 MW siendo un excelente ejemplo los generadores a gas a pequeña escala de alta eficiencia y bajas emisiones en el rango de 25 a 100 kW que ya son producidos a bajo costo, diseñados para dar la confiabilidad de un motor de avión al precio del motor de un carro, estos sistemas son turbinas de alta velocidad. Estos pequeños generadores usan la electrónica para su interface con la demanda, convirtiéndose en una buena alternativa para los usuarios que deseen controlar su consumo.

A continuación se muestra la manera de determinar los costos del usuario con o sin generación propia y con suministro de terceros con tarifa en tiempo real.



**Fig.3.9 Configuración del suministro del usuario con generación propia**

Los usuarios que tienen tarifas en tiempo real, tienen como costo de energía la suma de los productos individuales en cada período de tiempo (15 minutos en el Perú) de la tarifa real

con la energía registrada en el medidor electrónico del usuario para ese período. La fórmula para calcular el pago de energía en el período T de un usuario con tarifa real y sin generación propia, con una demanda en el intervalo j de  $d_j$  es [8]:

$$C_e = \sum_{j=1}^T d_j \cdot \Delta t \cdot r_{ej} \quad (3.1)$$

$C_e$  = Costo de la electricidad en el período T

$r_{ej}$  = Tarifa real en el período j

$d_j$  = demanda del usuario en el período j

$\Delta t$  = intervalo de tiempo (15 minutos en el Perú).

Si el período T está en los de mayor demanda los  $C_e$  va a ser mayores a los que tienen una tarifa fija.

Cuando el usuario usa su generación propia  $g_j$ , reduce sus compras de energía a terceros  $d_j - g_j$  pero incurre en gastos de generación propios, siendo sus costos totales en electricidad:

$$C_w = \sum_{j=1}^T \left[ (d_j - g_j) \cdot \Delta t \cdot r_{ej} + g_j \cdot \Delta t \cdot c_g(g_j) \right] \quad (3.2)$$

$C_w$  = Costo de la electricidad en el período T incluyendo la generación propia

$g_j$  = Generación propia en el intervalo j.

$c_g$  = costo operativo de la generación propia (combustible y mantenimiento).

La generación propia solamente se usará en aquellos períodos en que se tenga:

$$r_{ej} > c_g \quad (3.3)$$

Para evaluar la factibilidad del proyecto de generación propia, además del costo operativo se debe considerar el costo de inversión.

## **CAPÍTULO VI PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN**

### **6.1. Entidad encargada**

Permitir una mayor participación de los usuarios, se ha visto trae muchos beneficios, pero para su implementación, es importante hacer las evaluaciones de costo-beneficio, de las diferentes opciones, dentro del contexto del mercado peruano.

Para tener una propuesta y lograr el cambio, que va a modernizar la legislación y va a ser uso de modernas tecnologías de medición, control, comunicaciones y de la información, es necesario contar con un grupo altamente técnico y que representen a los sectores más comprometidos del gobierno con esta actividad. El objetivo de este grupo, comité o como se les acostumbra llamar comisión, será el elaborar un plan para en el más breve plazo, lograr la mayor participación de los usuarios en el mercado eléctrico. Dicho plan respondiendo a las condiciones del país, a las características concretas del mercado eléctrico peruano, contendrá el conjunto de políticas, programas y cronogramas de implementación, adicionalmente el grupo deberá elaborar el Proyecto de Ley que lleve al cumplimiento el Plan.

Una de las instituciones más adecuada del gobierno, que cuenta con personal apropiado, usa tecnología de última generación y que puede conseguir fondos de la cooperación internacional, que debe formar parte de esta comisión es el Centro de Conservación de Energía y del Medio Ambiente (CENERGÍA), el cual es una institución que promueve la eficiencia energética en todas las actividades económicas del país, cuenta con experiencia en la elaboración de estudios para las instituciones normativas y regulatorios del sector energía y es la pionera en desarrollo de actividades para el uso eficiente de la energía en el Perú, la otra institución de gobierno que es importante que participe es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMÍN, organismo que además de supervisar y fiscalizar tiene la misión de regular al sector eléctrico, minero y de hidrocarburos. OSINERGMIN gracias a su contacto directo y permanente con el sector tiene un conocimiento a nivel nacional, de la problemática de los sectores mencionados. Es

importante mencionar que el MEM-OSINERGMIN en agosto del año 2005, publicó el Libro Blanco, el cual contiene planteamientos teóricos importantes para la futura evolución del mercado eléctrico, los cuales han servido de base para el presente informe.

## **6.2. Línea de acción**

El gobierno deberá promulgar una Ley de creación de la Comisión de Participación de los Usuarios en el Mercado Eléctrico, la que estará conformada por representantes de CENERGÍA y OSINERGMIN con la misión de elaborar un Plan Nacional de Participación de los Usuarios en el Mercado Eléctrico y Proponer un proyecto de Ley para el cumplimiento de dicho plan.

Nombrada la comisión, esta tendrá las siguientes tareas

1).-Deberá organizar cursos de capacitación, seminarios, congresos y paneles de discusión que permitan conocer las oportunidades y formas de participación de los usuarios en los mercados eléctricos.

2).-Deberá realizar estudios que evalúen el beneficio de las diferentes formas de participación de los usuarios. Como ejemplos de dichos estudios se tiene:

- Potencial de los beneficios a obtener al aplicar las diferentes tarifas, tarifa real, tarifa dinámica, TOU, CPP.
- Evaluación de la participación de los usuarios en la operación económica del COES.
- Evaluación de la participación de los usuarios en la provisión de servicios complementarios del COES.
- Evaluación de la participación de los usuarios en la calidad del suministro eléctrico.
- Rentabilidad de la generación distribuida con micro turbinas a gas con tarificación dinámica y participación dirigida por el COES.
- Revisión de barreras y medidas a tomar.
- Impacto de la confiabilidad del sistema eléctrico con la participación de los usuarios.
- Requerimientos del COES para atender el sistema con participación de los usuarios.

4).-Deberá hacer un compendio de toda la literatura técnica disponible y ponerlo a disposición de todos los interesados.

5).- Evaluará y caracterizará al consumidor, seleccionando a aquellos que presentan gran flexibilidad en su consumo de energía eléctrica, para implementar los Proyectos pilotos, lo que permitirá conocer costos de la tecnología y de las comunicaciones, facilidades del software de administración de la demanda, facilidades de acceso a la tarifa real, beneficios netos con las tarifas actuales.

6).-La comisión evaluará las formas de financiamiento más adecuadas y las subvenciones o exoneraciones necesarias para la mas pronta difusión de los medidores inteligentes y de su tecnología asociada.

7).-La implementación de la participación de los usuarios, en sus diferentes programas, en las diversas industrias y minería a nivel nacional, va a requerir el apoyo de personal técnico, por lo que la comisión deberá realizar cursos para preparar dicho personal.

8).-La comisión recopilará y estudiará los estándares existentes para la participación de los usuarios, para a continuación normalizar su implementación.

9).-La comisión pre publicará su Plan Nacional y proyecto de ley, convocando y haciendo participar a todos los sectores, para recibir sus diversas opiniones y planteamientos, a la vez comunicará a todos los interesados lo que plantea cada empresa en particular.

Publicado el Plan Nacional y promulgada la Ley, la comisión desaparecerá, quedando CENERGÍA en el cargo de promover y apoyar la ejecución del Plan Nacional.

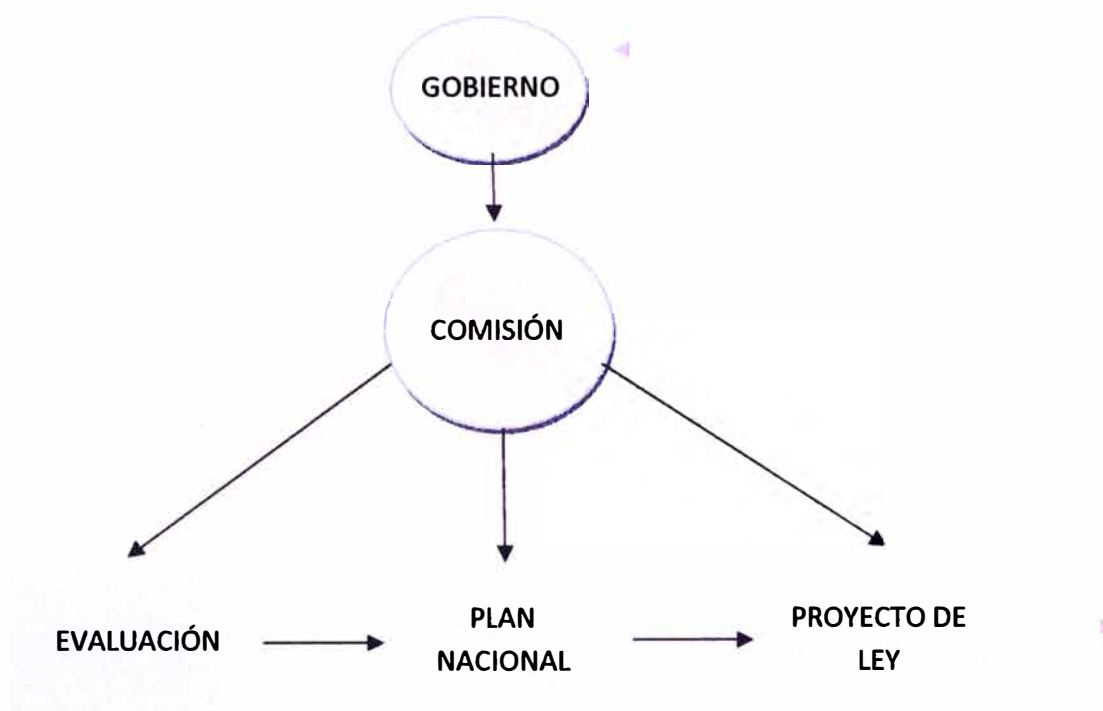


Fig. 5.1 Línea de trabajo para la implementación

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

1. Es un derecho básico de los usuarios de electricidad poder responder a las variaciones de los precios, ello será posible si los usuarios están informados de la variación de estos precios y si se le da medios para participar, es esta variabilidad el estímulo principal para que el usuario tome acciones para maximizar el beneficio que obtienen de la energía eléctrica, es esta variabilidad la que va a abrir la competencia dentro del mercado, la que va a fomentar la instalación de redes inteligentes y la generación distribuida.
2. Los usuarios se encuentran en desventaja y requieren la capacitación y apoyo para llegar a una igualdad con los generadores, el objetivo del gobierno es modificar las reglas para tener un mercado equitativo y apoyar a los participantes del mercado para que todos cuenten con las mismas oportunidades en el mercado eléctrico.
3. Para incrementar la competencia y que exista la suficiente cobertura contractual, el COES solo debe permitir realizar transacciones por usuario/generador, hasta un determinado porcentaje de desajuste anual consumo/contrato o generación/contrato, más allá de dicho porcentaje el COES deberá cobrar o penalizar por un servicio de comercialización no permitido.
4. Al tener usuarios conscientes de los costos que implican su suministro eléctrico se desarrollará un consumo racional o económico así como en el lado de generación al tenerse en cuenta los costos de los generadores, se optimizó la producción obteniendo el despacho económico.
5. Mirando al futuro si las condiciones de crecimiento del consumo, demora en inversiones en generación, desinterés de las generadoras, se avizora un alto costo de la energía, el usuario consciente de estos altos costos, va a recurrir en sus proyecciones, a las herramientas con que cuenta, eficiencia energética-administración de demanda-generación distribuida, para recortar la mayor cantidad de picos de altos costos que se van a presentar, pero yendo a un caso extremo si esto no es suficiente, está claro que lo que se presenta es



una gran oportunidad y probablemente sean los mismos usuarios los que van a invertir en generación. Cumpliendo así con los objetivos del Libro Blanco de lograr el abastecimiento más eficiente y oportuno de la demanda y de asegurar la suficiencia de generación con un mínimo de intervención, todo dentro de la competencia en el libre mercado.

5. De la misma forma, si el usuario no se siente bien atendido por las distribuidoras, que existen necesidades en los usuarios que a las distribuidoras por desinterés o miopía no lo brindan, entonces el usuario va a descubrir otra oportunidad y probablemente invierta en una empresa comercializadora.

La filosofía de los mercados eléctricos plenamente libres es introducir la competencia en tantos sectores de la cadena productiva como sea posible, si el usuario no logra ser atendido en la competencia dentro del mercado debe tener expedito su derecho a lograr su cometido en la competencia por el mercado.

6. Contar con un mercado eléctrico con participación de los usuarios es un proceso de modernizar la legislación y de gradualmente ir aplicando la tecnología de la información y de comunicaciones a las redes eléctricas, lo cual va a permitir flujos de información en tiempo real y las interacciones suministrador-usuario (ó COES-usuario), llegando en caso se realice automatizaciones a la interacción suministrador-demanda (ó COES-demanda).

7. La participación inteligente de los usuarios en el mercado energía, llevará al mercado peruano a ser eficientes en generación, en transmisión, en confiabilidad y en consumo. Siendo el objetivo final, llegar al óptimo económico en el negocio eléctrico dejando que la asignación de recurso sea realizado en el propio mercado, donde usuarios y productores competirán en igualdad de condiciones.

8. La tendencia hacia una energía con bajo contenido de carbono, la abundancia que dispone el Perú de recursos renovables para la generación de energía eléctrica, el mercado pequeño para desarrollarlos, la ubicación estratégica, lleva a plantear ser una plataforma de exportación de energía renovable, por ello se necesita contar con un avanzado mercado eléctrico con gran capacidad de gestión comercial.

## **RECOMENDACIONES**

1.- Dada su importancia por los beneficios que trae, apoyar el desarrollo de un Plan Nacional destinado en el más corto plazo, a lograr la participación de los usuarios en el mercado eléctrico.

2.- Proponer una nueva función de interés público al COES, el de Asistencia al Usuario, el cual será un área de análisis, realización de estudios y proyecciones de costos marginales

a solicitud del usuario, a precio de costo, por ejemplo apoyará en sus estudios a los nuevos generadores que deseen ingresar al mercado, realizará los estudios que son requisito para que los nuevos usuarios se conecten al sistema, atenderá pedidos de capacitación al personal de las empresas, realizará a pedido, valorizaciones de transferencias en cualquier punto de la red de transmisión, etc.

3.- Plantear en el mercado peruano la figura del Comercializador de Energía, que será la empresa que tiene el derecho a comercializar la energía eléctrica para lo cual deberá solicitar permiso y cumplir con las garantías correspondientes, también esta empresa comercializadora podrá hacer las funciones del Aggregator (son quienes forman grupos de usuarios y ofertan en bloque COES su participación en el despacho económico o en la provisión de servicios complementarios).

4.- Como una manera de hacer simétrico el mercado mayorista, plantear en el COES para que en el despacho económico y en la provisión de servicios complementarios participen las ofertas de la demanda.

5.- Acercar la tarifa real a los usuarios:

a).-El precio por defecto para los usuarios libres sin contrato será la tarifa real del COES, llevada a su ubicación de suministro. El suministrador por defecto será la distribuidora o el propietario del sistema secundario donde se encuentra conectado el usuario.

b).-Como primer acercamiento al costo real, las tarifas reguladas tendrán la variabilidad anual y estacional, se estimará cada año teniendo en consideración solamente las variables del año que se regula, tendrá dos valores una para la época lluviosa y la otra para época seca, su actualización serán en función de los promedios ponderados del COES.

6.- Proponer el incentivo a los mercados de futuros y los contratos de suministro.

7.- Proponer para que el mercado de corto plazo del COES solo funcione como un mercado de ajuste, sólo se permitirá un % de desajuste anual de la relación Producción/Contrato ó de Consumo/contrato, este % de desajuste será flexible y atenderá casos de fuerza mayor, los usuarios que excedan dicho porcentaje serán penalizados. Una forma de penalización será incrementar su pago de sostenimiento al COES en un porcentaje determinado (20%), el cual se incrementará (20 %) si es reincidente el siguiente año y así sucesivamente. El COES utilizará estos mayores ingresos para sus mejoras tecnológicas y sus labores de interés público.

8.- Plantear para que el gobierno incentive la instalación de la red inteligente y la generación distribuida (especialmente la cogeneración), con exoneraciones tributarias y dándoles apoyo financiero a costo cero.

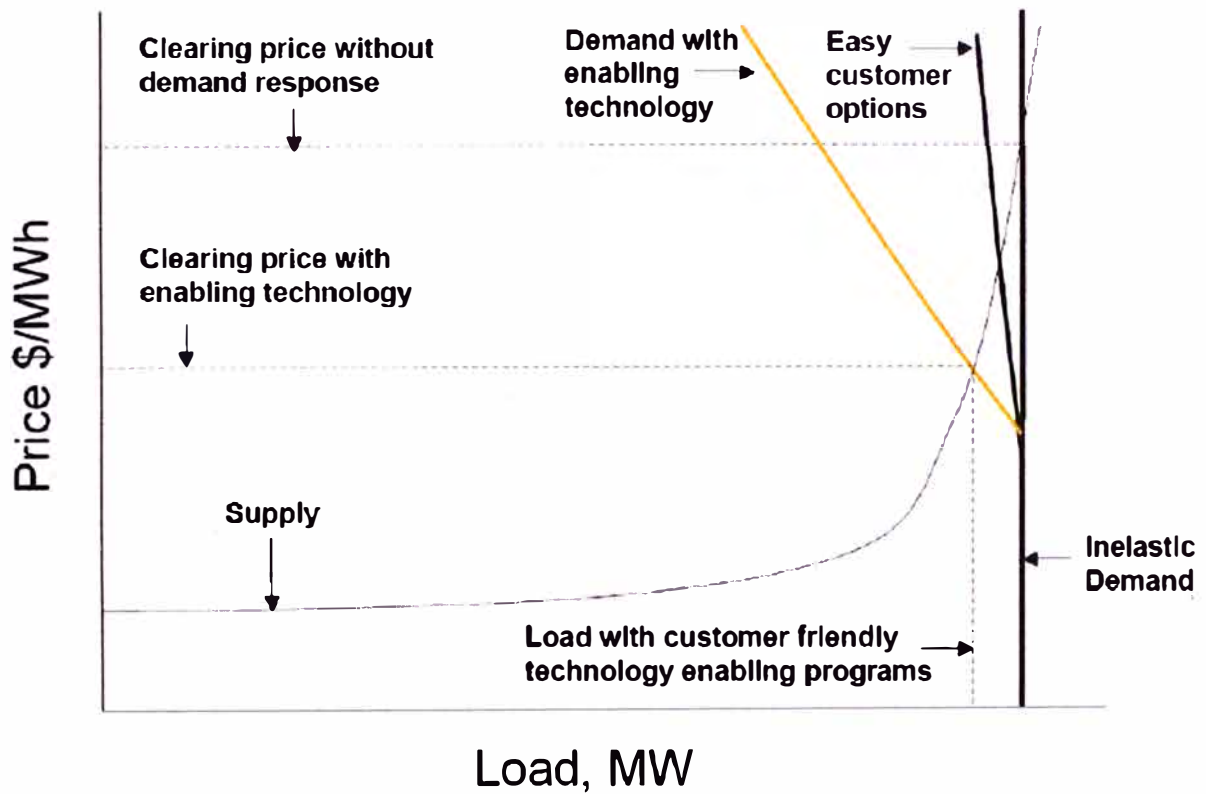
9.- Sugerir la introducción del curso obligatorio para los estudiantes del Programa de Ingeniería Eléctrica, "*Mercados Eléctricos*" y del curso opcional de "*Taller de Mercados Eléctricos*". En el curso se verá la regulación del sector eléctrico, la estructura, la arquitectura y la operación y problemas de los mercados eléctricos, en el taller se aplicará lo aprendido al monitoreo y análisis del mercado eléctrico peruano y su comparación con los mercados de otros países.

## **ANEXOS**

## ANEXO A

### ROL DE LA TECNOLOGÍA

Gráfico del rol de la tecnología en la participación de los usuarios, tomado de ENERNOC, una compañía americana líder, proveedora de los servicios de administración total de la energía y de proyectos de participación de los usuarios en el centro de despacho de carga (ENERNOC tiene 700 MW en capacidad de respuesta de sus usuarios).



## ANEXO B

### GOOGLE POWERMETER

Google PowerMeter es una herramienta gratuita que permite monitorear en línea de cualquier lugar el consumo de energía de los domicilios, negocios, etc. en USA. Permitiendo así ahorrar energía y dinero.

#### Track energy over time

See how much energy you have used by the day, week or month.

#### Always on power

The darker shaded portion of the graph shows power that is always on, such as any appliance that goes on standby mode. Many appliances are always on; you just don't know it. Discovering these is one of the easiest and fastest ways to reduce energy use and save money.

#### Customize your experience

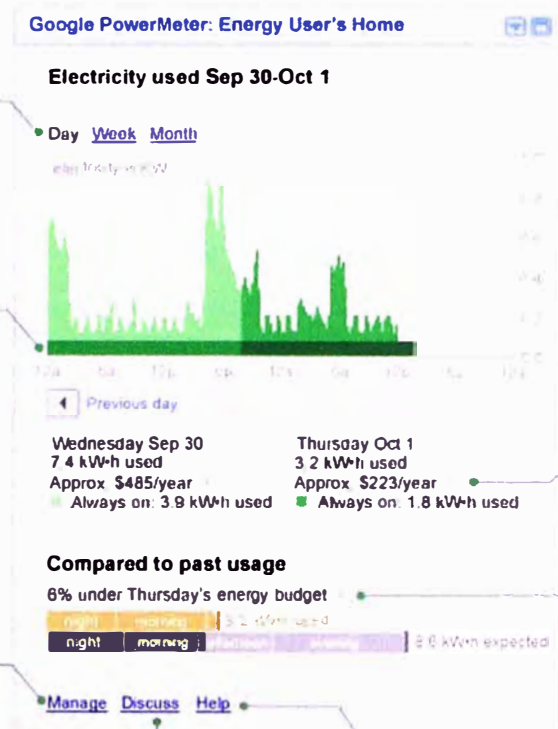
Add your estimated cost per kWh, sign up for weekly emails, and share your usage with family and friends.

#### Join the community

Get tips on how to save from other Google PowerMeter users and share what has worked for you.

#### Have a question?

Learn more about Google PowerMeter from our online help center.



#### Predict your costs

Google PowerMeter helps you to predict your annual energy bill so that you can start making changes and saving early.

#### Budget Tracker

Set an energy savings goal for yourself and track your progress.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] José Luis Bonifaz F., “Distribución eléctrica en el Perú; regulación y eficiencia”  
Universidad del Pacifico
- [2] Ley N° 29179 –Ley que establece mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado Enero 2008
- [3] La Comisión Osinerg creada por Ley N° 28447-, “Libro Blanco-Proyecto de ley para el desarrollo eficiente de la generación”- Agosto 2005
- [4] Government Regulation of Industry, MIT& University of Cambridge.
- [5] IEA: Energy Market Experience, “Lessons from liberalized electricity markets”, OECD/IEA 2005
- [6] IEA: Energy Market Reform, “The power to choose”, OECD/IEA 2003
- [7] Daniel S. Kirschen, ”Demand side view of electricity markets”,  
IEEE Transactions on power systems Vol 18, N° 2, may 2003
- [8] Carl J. Spezia, “Optimal electric load control in real time price market”,  
The Technology Interface Journal/Fall 2009
- [9] G. Deconinck, B. Decroix,” Smart metering tariff schemes combined with distributed energy resources”, K.U.Leuven, ESAT/ELECTA (Belgium)
- [10] William Hogan, “Providing incentives for efficient demand response””, Harvard University-Cambridge, Massachusetts 02138
- [11] A Report to the United States Congress, “Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them”, Pursuant to section 1252 of the energy Policy Act of 2005
- [12] Eric Hirst, “Price Responsive demand as reliability resources”, Oak Ridge, Tennessee 37830, 2002
- [13] Eric Hirst and Brendan Kirby,” Retail load participation in competitive wholesale electricity markets”, Edison Electric Institute, 2002
- [14] Eric Hirst, ” Barriers to price responsive demand in wholesale electricity markets”, Edison Electric Institute.