

La Enertrónica elemento clave en la transición hacia las redes eléctricas inteligentes en México

AQUINO-ROBLES, José*†, FERNÁNDEZ-NAVA, Cecilia y TRUJILLO-CABALLERO, Juan.

Recibido Octubre 4, 2016; Aceptado Noviembre 1, 2016

Resumen

El sistema eléctrico es un invento que tiene ya más de 130 años de haberse creado. Y después de todo ese tiempo se ha modernizado. A tal grado las compañías suministradoras garantizan el suministro hasta en un 99.99%. Esto hace que como mucho el usuario al año tenga en promedio interrupciones del orden de 6 horas. Tales niveles de confiabilidad se han logrado al controlar y monitorear, la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica mediante sistemas SCADA. Sin embargo, con el surgimiento de tecnologías eficientes renovables como no renovables de generación distribuida. Conocidos también como recursos energéticos distribuidos. Son necesarios nuevos sistemas de control y monitoreo en las redes eléctricas de distribución. Y que estos permitan el flujo de energía entre generadores y clientes o entre clientes-productores y clientes consumidores. En contexto con lo anterior, ha surgido una nueva disciplina de la ingeniería la cual hace sinergia entre lo ya conocido como lo son los sistemas de potencia y las tecnologías de vanguardia. En cuanto al control digital y las telecomunicaciones de manera tal que a través de este trabajo interdisciplinario puedan surgir los elementos que coadyuven en la transición hacia las redes eléctricas inteligentes.

Enertrónica, energías renovables, tecnologías renovables de aprovechamiento energético, redes inteligentes, Smart grids

Abstract

The electrical system is an invention that it has anymore of 130 years of having created. And after all this time has been modernized. To such a degree the supplying companies guarantee the supply even in a 99.99 %. This makes the user as much per year on average has interruptions order 6 hours. Such levels of reliability have been achieved to control and monitor the generation, transmission and distribution of electricity through SCADA systems. However, with the surging of efficient renewable technologies like non renewable of distributed generation. Also known as distributed energy resources. New control systems are necessary and monitoring in the electric nets of distribution. And that these allow the flow of energy between generators and customers or between productive customers and consuming customers. In context with the above, there has emerged a new engineering discipline which makes synergy between what is already known such as power systems and advanced technologies. As to the digital control and the telecommunications in such a way that through this interdisciplinary work the elements that help in the transition toward the electric smart grids can appear.

Enertronics, renewable energies, Smart grids, microgeneration, distributed generation

Citación: AQUINO-ROBLES, José, FERNÁNDEZ-NAVA, Cecilia y TRUJILLO-CABALLERO, Juan. La Enertrónica elemento clave en la transición hacia las redes eléctricas inteligentes en México. Revista de Investigación y Desarrollo 2016, 2-6: 20-43

* Correspondencia al Autor (Correo Electrónico: jaquinor@gmail.com)

† Investigador contribuyendo como primer autor.

Motivación

El presente proyecto sobre el advenimiento de soluciones energéticas por medio de una disciplina emergente como la Enertrónica está directamente dirigida a nuestra sociedad, la cual espera que sus facultades y escuelas de ingeniería, la creación de conocimiento de carácter tecnológico que proporcione medios que transformen la realidad que hoy vivimos para obtener un estado de bienestar que realmente perdure (Aquino, Corona, Cuervo 2011). Sabemos bien que la creatividad se manifiesta de manera tangible, en tiempos como los actuales, en los que se viven períodos de crisis tanto sociales como financieras y medioambientales y también situaciones altamente cambiantes, es entonces el momento oportuno cuando se recurre a este potencial humano. Y así como la creatividad, es la esencia misma de la ingeniería es ella también el alma de las estrategias innovadoras orientadas al desarrollo de medios para implantar o sustituir tecnologías, procedimientos y/o métodos que en otro tiempo fueron exitosos, pero que hoy, por cuestiones inherentes a una alta dependencia de energéticos primarios contaminantes; y a los problemas que estos causan al producir una gran cantidad de gases de efecto invernadero en su combustión; tienen al mundo en un punto de inflexión respecto a enfrentarse a efectos más catastróficos de cambio climático (Aquino Fernández 2007).

Introducción

De una forma general, se entiende por sistema eléctrico el conjunto de líneas, transformadores e infraestructuras que llevan la energía eléctrica desde los centros de generación hasta todos los consumidores.

Por otro lado las líneas de transporte y las redes de distribución son las encargadas de transportar y distribuir la electricidad producida en las centrales (ya sean las convencionales del tipo: nucleares, hidráulicas, de carbón o las más recientes de ciclo combinado o las vanguardistas de tecnologías renovables) hasta los puntos de consumo final. Sin embargo una buena parte de las redes actuales fueron diseñadas y están en funcionamiento desde la mitad del siglo pasado (donde los principales centros de producción eléctrica estaban lejanos de las poblaciones) y por ende éstas deben de ser modernizadas para convertirse en redes más eficientes y robustas. De forma que puedan soportar las necesidades futuras tanto desde el punto de vista de los consumidores como de las características de las centrales basadas cada vez más en energías de fuentes renovables.

Se puede considerar con cierta relatividad que el sistema eléctrico es una innovación hasta cierto punto nueva; no tiene más de 130 años y sin embargo en este lapso temporal nos ha embarcado en varios ciclos de innovación en todos los aspectos de la vida humana. Los sistemas eléctricos se han convertido en una fuente de riqueza y de alguna forma en un indicador del desarrollo de las naciones. El consumo de la energía eléctrica salvo por contadas excepciones, no ha dejado de crecer y en la actualidad se está viviendo una nueva revolución con la automatización digital de los procesos, tanto productivos como en los servicios. Si bien es cierto que cuando el sistema eléctrico falla; se producen muchos detrimentos, la población en general, salvo circunstancias aisladas, percibe que el actual sistema eléctrico funciona bien en la mayoría de naciones desarrolladas (Aquino et al 2011).

Las dificultades surgen cuando se introducen varios factores y desafíos que se plantean en el futuro.

La creciente preocupación por la actividad del hombre en la Tierra impone que todo sistema ha de ser respetuoso con el medioambiente, por lo que se han de ir sustituyendo las fuentes de generación que más riesgos implican y más impacto ambiental causan y desarrollar nuevas que no contaminen y no impliquen altos riesgos. Lo anterior implica el desarrollo de todo un nuevo ciclo de innovación tecnológica que nos deberá llevar en un cercano futuro a tener toda una red eléctrica inteligente en todo sentido y en toda la extensión de las líneas y no solo en el despacho de energía y en el transporte de la misma. Como sucede en la actualidad.

En ese contexto; el sistema eléctrico ha sufrido en algunos países, transformaciones profundas en cuanto a la comercialización de la energía llegando ahora al modelo de mercado eléctrico, imponiéndose las reglas que buscan como fin económico; la eficiencia y la libre competencia en el sector. Esto ha provocado divisiones o separación de las actividades en los sectores eléctricos, Mismo que ha implicado un cambio en la conceptualización de ésta actividad industrial, puesto que en las naciones que han optado por el modelo de mercado liberalizado; la prestación del servicio eléctrico como tal, ha dejado de ser visto de esta manera. Esto se explica por el hecho de que la corriente económica que promueve la libre competencia en el sector, ha categorizado a la energía eléctrica como una mercancía más dentro de la gama de negocios que se llevan a cabo en los mercados mundiales; y esto ha provocado la adaptación de las antiguas empresas prestatarias del sector eléctrico al nuevo escenario económico-financiero. Por tanto en una parte del mundo se ha contrapuesto el concepto de energía eléctrica como producto de compraventa al concepto que anteriormente tenían los gobiernos de las naciones; en cuanto a la prestación del servicio eléctrico a la sociedad, como medio para lograr el progreso comunitario.

Actualmente en las naciones con sistemas eléctricos liberalizados, los precios se ajustan en los mercados y se crea naturalmente una incertidumbre que antes no se tenía. Adicionalmente, la demanda crece constantemente por lo que hay necesidad de incrementar el número y capacidad de las instalaciones de generación, transporte y distribución. Aun con todo ello se tiene como premisa principal, disponer de una alta calidad y una alta disponibilidad en el suministro, sobre todo en industrias o aplicaciones críticamente dependientes de energía eléctrica. Y estos aspectos solo son una parte de todos los desafíos a los que se enfrenta el sistema eléctrico actual, en las naciones.

A causa de estos factores el sistema puede llegar a situaciones críticas de muy diversa índole. Y para encontrar respuesta a las contingencias, varias naciones están incentivando a sus instituciones y centros de investigación y de innovación. Y como respuesta a ello se han creado diversas iniciativas como Intelligrid (Estados Unidos), Smartgrid (Europa), Futured (España) large-scale Smart Grid, (Canada), “Red eléctrica inteligente” de la Comisión Federal de electricidad (México), Smart grid, smart city Project (Australia) éstas iniciativas tratan de impulsar estructuras a distintos niveles, para crear las políticas, las normas, los reglamentos y el modo de operación necesario para construir el sistema eléctrico del futuro en las naciones. Mediante estas plataformas de investigación se busca, por medio de innovadoras tecnologías de aprovechamiento, monitoreo y control modernizar y adecuar el presente sector eléctrico en una red inteligente en todo sentido.

En contexto con lo anterior de forma inherente a estos procesos tanto de investigación, desarrollo tecnológico y de innovación (I+D+i) se van creando de forma tanto implícita como explícita; sinergias entre disciplinas científicas y/o tecnológicas que anteriormente nunca habían estado unidas o incluso van naciendo otras más con el enlace de ellas, que a la postre crean más o mayor interdisciplinariedad (enlace) entre las disciplinas científicas y tecnológicas en ese aspecto en este trabajo se presenta a la Enertrónica como la disciplina que enlazará las tecnologías ya conocidas y bastante maduras que han emergido en el sector eléctrico de potencia en el mundo con las tecnologías emergentes de la electrónica, tanto de control, comunicaciones, estado sólido, internet, instrumentación y monitoreo de procesos del sector, mismo que será explicado más adelante.

Antecedentes Históricos – Surgimiento del sector

La industria eléctrica, como tal nace con el surgimiento de la bombilla eléctrica inventada por Thomas Edison, la cual llegó a competir en ese tiempo (siglo XIX), con la iluminación basada en gas, pero al ser la electricidad una energía que no produce emisiones contaminantes en su utilización, y en ciertos aspectos menos riesgosa, tomó ventaja sobre el gas, respecto a la iluminación, pero más aún por la fuerza motriz, que puede producir mediante motores eléctricos en las actividades industriales. Ello trajo consigo la necesidad de trasladar la energía desde lugares alejados y aprovechar las fuentes naturales de energía, como las caídas de agua y así mismo también distribuir la energía por las ciudades, industrias y zonas de consumo. Con lo cual, la expansión de esta incipiente industria empezó a darse por todo el mundo (Dyer 2004). Edison junto con J.P. Morgan funda General Electric (GE) en 1880. Esta compañía apostó por el transporte y generación de energía eléctrica mediante máquinas de corriente directa (CD).

En 1886 apareció un fuerte competidor con una tecnología diferente, fue en este año cuando George Westinghouse funda en Pittsburgh la Westinghouse Electric & Manufacturing Company (Westinghouse 2008). Esta compañía apostó por la generación en corriente alterna (CA).

Hubo una intensa contienda por liderar el mercado. En Europa las primeras redes de transporte fueron en corriente directa. En 1882 se construyó un enlace de 2kV en CD entre las localidades alemanas de Miesbach y Munich, que distan 50 km. Grandes ingenieros de la época se enzarzaron en discusiones para dilucidar que tecnología era la mejor. En Inglaterra Ferranti, Gordon, W. M. Mordey, Silvanus Thomson en EE.UU. Tesla, Sprague y C.P. Steinmetz estaban a favor de la CA, mientras que a favor de la CD en Inglaterra estaban Lord Kelvin, Crompton, A.W. Kennedy, John Hopkinson y en EE.UU. T. A. Edison.

La invención del transformador generó el impulso necesario para decidir la confrontación. El transformador permite elevar la tensión fácilmente con la consecuente disminución de las pérdidas por efecto Joule en las líneas eléctricas en largas distancias. Para competir con esta ventaja, la GE hubiera tenido que construir máquinas de CD más grandes cuyo coste aumentaría exponencialmente, a parte de las dificultades técnicas que eso conlleva. Debido al menor coste total de las instalaciones y la mayor eficiencia, terminó imponiéndose la CA a la CD. Hubo además otros factores que influyeron en la masificación de la CA ya que se consiguió perfeccionar el alternador y se desarrolló el motor de inducción que sólo funciona con CA. Las redes de transporte trifásico mejoraron aún más la eficiencia del sistema basado en CA. El primer sistema con transformador trifásico fue el de transmisión de Hellsjön de 9.6 kV, instalado en Suecia en 1893.

En la Figura 1 se muestra un diagrama con los sucesos en la historia de la tecnología eléctrica, más importantes en la concepción del sistema eléctrico y que implicó el cambio que definió el tipo de corriente que perduró hasta nuestros días.

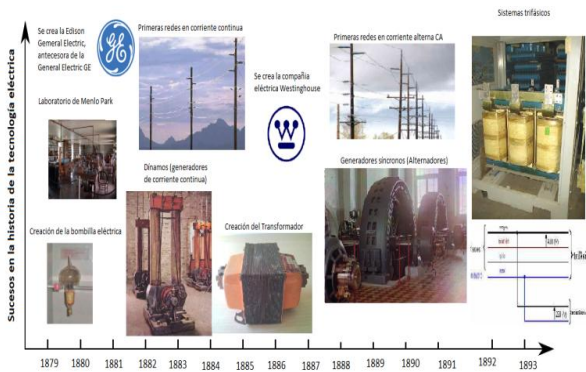


Figura 1 Primeros hitos históricos innovadores en el desarrollo del actual sistema eléctrico.

En el continente Americano, Nicola Tesla en la compañía donde trabajó, lideraba la innovación tecnológica y la investigación aplicada y por tales hechos; fue creando, por decirlo de alguna manera, los estándares necesarios para esta naciente industria, así que después de una serie de experimentos que lo llevaron a encontrar un equilibrio entre solventar el problema del efecto estroboscópico de la iluminación y la potencia en los motores de inducción, logro encontrar la frecuencia más apropiada. Aunque es digno de recordar que las frecuencias que originalmente había decidido el equipo de Tesla eran particularmente altas 133 Hz, por lo que fueron experimentando disminuyendo los valores de frecuencia hasta llegar a 60 Hz, la cual consideraron, como la más apropiada.

En contraparte en Europa, la empresa alemana “Asociación General de Electricidad AEG”, era la que lideraba la innovación tecnológica en ese continente. Por lo que también se enfrentó al mismo problema, establecer un compromiso en la frecuencia de generación, que pudiera ser imperceptible al efecto estroboscópico en las lámparas.

Y a la vez permitiera utilizar motores asíncronos sin tantos polos para que estos tuvieran el par necesario para realizar el trabajo industrial requerido. Particularmente en talleres de máquinas-herramientas. Sin embargo esta empresa en un principio comenzó generando a 40 Hz. Por lo que empezó haciendo trabajo experimental, aumentando el valor de la frecuencia en la generación y al observar que a 50 Hz, el efecto estroboscópico ya no se notaba, decidieron establecerlo como el estándar en la generación en Europa.

Siendo los valores anteriores 50 Hz en Europa y una minoría de países de Sudamérica y 60 Hz en la mayor parte de América y países del lejano oriente, los estándares en generación utilizados hasta la fecha.

El sistema eléctrico de potencia, ya a principios del siglo XX, estaba prácticamente definido en su concepto. Aunque éste fue creciendo de acuerdo a diversas etapas en cuanto a su interconexión con otros sistemas cercanos, (figura 2). Los sistemas al irse interconectando adquirieron ventajas respecto a actuar de forma aislada como lo es:

- Compartir la cobertura de demanda máxima,
- Disponer de potencia de respaldo y
- Tener un despacho económico de generación.

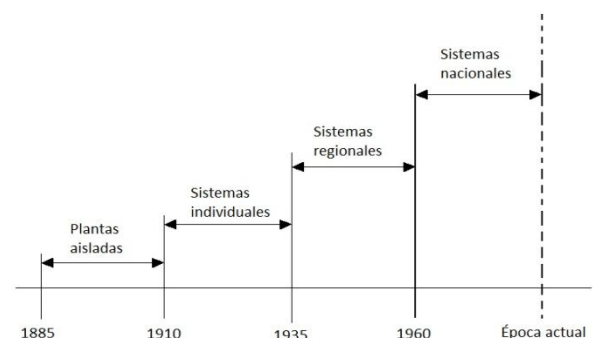


Figura 2 Desarrollo de la interconexión de los sistemas eléctricos de potencia.

Al inicio se había definido que el suministro se hiciese en CA y mediante un sistema trifásico. Las causas se entienden fácilmente por los siguientes motivos:

- Las fuentes de generación primaria estaban muy lejos de los consumos. A principios del siglo XX ésta era fundamentalmente hidráulica y también térmica a base de carbón. Para un mismo cable, la potencia a transportar aumenta en relación a la tensión de transporte.
- La CA puede ser elevada en tensión fácilmente con el transformador. El transformador podía disminuir la tensión en los lugares de consumo con lo cual los aparatos del consumidor eran más pequeños y baratos. En su momento para hacer una regulación en tensión en la carga el sistema de CD de Edison debía colocar otros generadores de CD (dinamos).
- El sistema a tres fases hace más eficiente y más económica la operación de los motores de inducción. Este tipo de motor pronto se popularizó por el poco costo de su construcción, su escaso mantenimiento y su robustez de operación. Lo anterior en claro contraste con el motor y generador de colector, escobillas y delgas de CD. Esta tecnología en CA para el transporte y distribución se extendió rápidamente por todo el mundo y es el esquema que usamos en la actualidad.

Derivado del crecimiento de los sistemas actualmente se reconocen cinco niveles, bien definidos en un sistema eléctrico de potencia (ver figura 3).

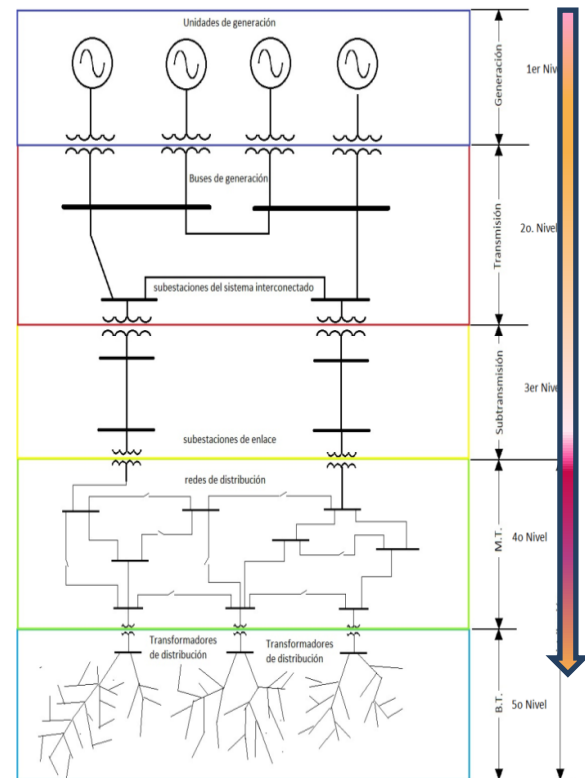


Figura 3 Niveles de tensión en los sistemas eléctricos de potencia.

Los cuales vienen fijados por los niveles de tensión por los que circula la energía. El primero concierne a la generación; esta se había caracterizado por estar compuesta por grandes centrales generadoras, situadas en zonas alejadas de las poblaciones. La generación se realiza normalmente en niveles de media tensión y a los pocos metros esta tensión se eleva para evitar pérdidas por efecto joule. Aguas abajo de los transformadores del área de generación comienza el nivel de transporte o transmisión. Las tensiones nominales de transmisión varían desde los 220kV a los 750kV o incluso más en el caso de largas distancias. Su función es la de trasladar la energía hacia los grandes núcleos industriales y de población. Por si esto fuera poco es necesario mantener una estructura, (un centro de control y de despacho) que sincronice los generadores y consiga una distribución de la potencia eléctrica de forma tal que la demanda iguale a la oferta en todo momento.

Para ello la red de transmisión opera de forma interconectada y para tal fin se utilizan subestaciones que sirven para que ello se sincronice en todo instante. Los puntos finales de la red de transmisión son las subestaciones de enlace o también llamadas de maniobra; regularmente en el nivel de subtransmisión. Con tensiones menores a los niveles de transmisión, pero obviamente con valores mayores a los niveles de tensión de las líneas y redes de distribución. La forma de explotación de esta última parte de la red es a veces radial y a veces en anillo y los puntos finales de esta red son otras subestaciones, las cuales se sitúan en las cercanías o en el interior de las poblaciones. La red de subtransmisión también sirve para llevar de forma eficiente la electricidad a las zonas rurales. El cuarto nivel corresponde a la red de distribución que, aunque se busca que sea una red mallada en muchos casos, se explota radialmente. La red de distribución en media tensión opera habitualmente entre 6kV y 33kV con líneas aéreas y subterráneas. Antes de alimentar al consumidor final se hace una transformación a baja tensión con transformadores de distribución.

Durante los primeros treinta años del siglo XX, la estructura de los sectores eléctricos fue el resultado de un crecimiento directo de las empresas privadas, cuyo inicio se dio a fines del siglo XIX, como ya se mencionó. De lo anterior se afirma que el génesis del crecimiento de los sectores eléctricos respondía a la iniciativa privada, mientras el Estado observaba y ejercía una limitada regulación a dicha actividad industrial. En este período el Estado también comenzó a intervenir en el estableciendo cierta regulación en las tarifas.

Para llegar a concretar sistemas interconectados fue necesario fortalecer las empresas eléctricas con el financiamiento de los bancos.

Todo ello avanzaba por buen camino, sin embargo, la crisis financiera de la década de los treinta en el siglo XX, en América, particularmente en EEUU y la segunda guerra mundial en Europa debilitaron la capacidad inversora de las empresas eléctricas, no pudiendo afrontar los grandes proyectos que se vislumbraban como necesarios para mantener el alto ritmo de crecimiento que siguieron a estos sucesos históricos. Esta dificultad motivó una gran reestructuración de la industria eléctrica.

El servicio eléctrico se nacionalizó en casi todos los países del mundo, y en particular en América Latina. Los Estados emprendieron ambiciosos planes de expansión centrados en la construcción de centrales de gran tamaño muy intensivas en capital, como lo son los complejos hidráulicos, térmicos y también nucleares como en el caso de una buena parte de las naciones desarrolladas.

La planificación eléctrica se volvió por tanto responsabilidad del Estado por medio de empresas públicas, que hacían los planes sobre los aspectos claves (evolución de la demanda, evolución del coste de los combustibles...), fijaban el margen de reserva, la calidad de servicio deseada... El elemento central, conceptualmente al menos, era un proceso explícito de optimización cuya función objetivo era satisfacer las necesidades energéticas estimadas, maximizando la eficiencia, o al menos tratando de hacerlo.

La década de los sesenta y setenta del siglo XX se caracterizaron por una fuerte inversión, sin embargo en algunos países los gobiernos en turno convirtieron a las empresas públicas entre ellas las eléctricas en botines políticos usándolas para sus intereses electorales, políticas de empleo, control de la inflación. Y con la crisis petrolera de 1973 (que supuso un freno al crecimiento de la demanda eléctrica) precipitaron en muchos países a sus empresas eléctricas a una situación próxima al colapso económico.

Los Estados tuvieron que intervenir directamente al sector, inyectando abundantes recursos financieros para evitar la debacle. El problema no se detuvo ahí. Muchos gobiernos no tenían suficiente capital para emprender las nuevas inversiones necesarias para mantener el servicio, y las fuentes de financiación que hasta ese momento habían soportado el vertiginoso ritmo de inversión comenzaron a exigir cambios estructurales profundos para nuevamente dotarlos de recursos. La administración pública de muchas empresas latinoamericanas, con el Estado como regulador y propietario, dejaba mucho que desear y la intromisión hasta la fecha en algunos países en las decisiones empresariales es en general un factor de ineficiencia económica (Aquino, Fernández 2013).

Para sostener el crecimiento del sector desde la perspectiva convencional, es necesaria la construcción de más líneas de alta tensión y ésta exige inversiones cada vez grandes, además de que cada vez existe mayor oposición social al establecimiento de las mismas. Aunado a lo anterior, se ha llegado al agotamiento de las economías de escala de las tecnologías convencionales de generación (carbón, combustóleo, hidráulicas y nucleares). Sin embargo con el surgimiento de nuevas tecnologías tanto convencionales como renovables (ciclos combinados de gas, microturbinas, solar, eólica) se ha logrado la expansión de los sistemas eléctricos con costes marginales inferiores a los costes medios que antes se tenían.

En Europa la reestructuración del sector y la introducción de la competencia fueron vistas como una oportunidad para reducir la presencia del Estado en el sector, y con ello incrementar la eficiencia económica de la industria eléctrica en beneficio del consumidor y compatibilizar los marcos regulatorios nacionales, con el nuevo marco de integración europea, todo ello de acuerdo a la teoría desarrollada para tal fin.

Los procesos de privatización también permitieron generar ingresos para las naciones y temporalmente al menos al inicio, reducir las tarifas, aprovechando simultáneamente las mejoras de eficiencia, el menor coste de las nuevas tecnologías de generación y la significativa bajada que tuvieron los tipos de interés en la década de los noventa del siglo XX.

En Latinoamérica, además de tratar de mejorar en eficiencia y de buscar que la industria eléctrica dejara de ser un botín político. La reforma fue primordialmente regida por la imperiosa necesidad de atraer nuevo capital del exterior que hiciera posible la expansión y ordenada administración de los sistemas eléctricos. Necesario todo ello para nutrir los altos niveles de crecimiento económico y descargar a los gobiernos de la necesidad de invertir en la expansión del sector (Aquino et al 2013).

Pérez-Arriaga, Batlle, Rivier, Gómez 2008 relatan que el proceso de reforma comenzó con la privatización de las compañías eléctricas en Chile en los años ochenta (siglo XX), seguido de la liberalización y reestructuración de las industrias del petróleo, electricidad y gas natural en Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador y Perú. También afirma (Perez-Arriaga et al 2008) que la privatización del sector eléctrico en Chile no alcanzó la creación de un mercado verdaderamente competitivo. Argentina llevó a cabo un proceso de reestructuración profunda, el cual involucró la separación de la industria eléctrica y la competencia en la generación eléctrica, así como la competencia en el mercado mayorista (incluyendo un mercado de contratos y un mercado spot). De forma paralela a la reestructuración y la privatización, se introdujeron restricciones a la propiedad para prevenir discriminación y poder dominante en el mercado. La apertura competitiva y la reestructuración de los mercados eléctricos se han llevado a cabo también en Bolivia, Colombia y Perú, mientras que está en consideración en Ecuador.

Brasil y México, las dos economías más grandes de América Latina, están abriendo de manera cautelosa sus sectores eléctricos, entre otras causas para observar el desempeño de los modelos de mercado. Por ejemplo, las reformas en Brasil son implementadas de forma gradual, tomando en consideración la estructura federal de la nación. México y algunos países de Centroamérica, han mantenido hasta hace muy poco un sector eléctrico integrado verticalmente, permitiendo a productores independientes de electricidad la compra-venta de energía por medio de contratos con la empresa eléctrica nacional. Algunos de los efectos conocidos de la privatización y la liberalización del sector energético son: competencia, más eficiencia en la generación, transmisión/transporte y distribución, el incremento en la productividad, el alivio en las presiones a las finanzas públicas, etc.

A este suceso de ir y venir del sector eléctrico, primero surgiendo de las manos de la iniciativa privada y luego creciendo en manos del Estado, y ahora en algunos casos, algunas de las actividades del sector en manos de compañías privadas; Javier Pérez Arriaga le ha denominado efecto péndulo. Sin embargo durante cada ida y cada vuelta, se ha buscado entre otras cosas más, la expansión del sector y así mismo garantizar la seguridad de suministro eléctrico, con la mejor calidad posible (Aquino et al 2013).

En referencia a lo anterior mencionan en (Santiago & Larsen 2010) que la desregulación o liberalización de actividades, en el sector eléctrico es poco probable que se invierta, sin embargo al observar ahora las nacionalizaciones (2012) que se han llevado a cabo en materia energética tanto en Argentina, con YPF como en Bolivia, con la compañía que controlaba el despacho del sector eléctrico, tal afirmación no puede sostenerse en todos los casos, ni en todas las circunstancias, por lo que el efecto péndulo seguirá en movimiento de acuerdo a lo observado en los hechos.

Dentro de la concepción tradicional de la industria eléctrica, el crecimiento del sistema implicaba la instalación de nuevas plantas generadoras, en forma más o menos continua en el tiempo, y la ampliación de las redes de transporte y distribución de energía, también en forma continua pero con menor frecuencia. Uno de los factores relevantes en esta lógica de desarrollo (En la concepción tradicional) es que la toma de decisión surge de una planificación centralizada ubicada dentro del monopolio administrativo de un sistema verticalmente integrado. Como que se aprecia en la figura 4.

El sistema eléctrico opera bajo la restricción que deriva de no poder almacenar la energía eléctrica en los sistemas actuales convencionales. Por tanto la energía eléctrica producida y consumida en el sistema debe ser igual en cada momento. De ahí que, la operación del sistema se basa en el control de la generación de energía del sistema y su adaptación a las fluctuaciones de la carga hasta cierto punto inciertas en el sistema. De acuerdo también con las restricciones impuestas por las redes de transporte de energía.

En los sistemas eléctricos de potencia hasta hace unos años toda la energía se generaba por un número relativamente pequeño de centrales eléctricas de gran capacidad. Para asegurar tanto:

- una alta confiabilidad,
- como seguridad de suministro.

El sistema se interconecta en anillo, para proveer el direccionamiento alternativo en caso de fallas. Las redes de distribución son o se consideran pasivas con una alimentación radial que permite la operación de las protecciones específicas. En esta estructura de sistema, la potencia eléctrica circula del más alto al nivel de voltaje inferior.

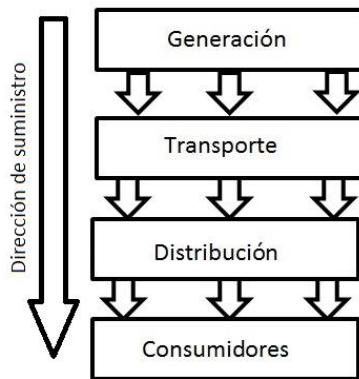


Figura 4 Sistema verticalmente integrado.

La generación de energía en un sistema verticalmente integrado se basa principalmente en fuentes primarias de energía controlables o gestionables, como los combustibles: tanto nuclear, como fósil en el caso de grandes plantas de energía termo-eléctricas o de agua embalsada en el caso de las centrales hidroeléctricas. El uso de fuentes de energía controlables o gestionables, permite el control robusto de la generación de energía del sistema y por lo tanto el funcionamiento fiable del mismo. Estas centrales forman la generación convencional, con tres características principales:

- Son a gran escala,
- Tienen una gran capacidad de control y
- Son de tecnología de generación unificada.

Un sistema eléctrico de potencia verticalmente integrado proporciona ventajas considerables, tales como:

- Economía de escala en la generación de energía,
- La reducción de los márgenes de reserva obligatorios,

- La minimización del costo de la energía eléctrica debido a un despacho centralizado que busca como principio optimizar entre la diversificación de centrales de generación con diferentes fuentes de energía primaria lo cual implica un uso eficaz de los equipos de generación
- Una mayor eficiencia energética en las unidades grandes de generación y operar con una cantidad relativamente pequeña de personal, reducción del riesgo de fallos de causa común debido a la utilización de equipos de diferentes fabricantes y tiempos de uso, etc.

A pesar de estas ventajas, la generación de energía convencional tiene inconvenientes inherentes. Estos se deben a razones socioeconómicas, medioambientales y políticas que han prevalecido durante los últimos años, motivadas por el desarrollo de nuevos y modernos esquemas de generación, basados en la utilización de fuentes de energía renovable y convencional distribuida.

Los inconvenientes de la generación convencional de gran escala en sistemas verticalmente integrados son los siguientes:

- **La seguridad de suministro de combustibles fósiles**- Las reservas de este tipo de combustibles no son infinitas y se irán agotando poco a poco o simplemente el costo de extracción del combustible primario en su momento será tan caro que no sea conveniente extraerlo. Esta dependencia impulsa por sí misma el cambio gradual de fuentes de energía sostenibles (renovables) en el mix de generación de los sistema de potencia eléctrica para su reemplazo.

- Emisiones de gases de efecto invernadero-

Los impactos ambientales negativos derivados de la explotación de las centrales de combustibles fósiles, como: el cambio climático global y el efecto invernadero provocado por el aumento de la concentración de CO₂ en la atmósfera de la Tierra. Por ello el Protocolo de Kyoto de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático fue adoptado para buscar la "des-carbonización" de los sistemas energéticos del futuro basada en el uso de fuentes de energía nuevas y renovables de generación eléctrica.

- La energía nuclear- Aunque energéticamente eficiente y libre de carbono, tiene una aceptación social negativa muy alta; debida al problema de la eliminación de los residuos nucleares y el temor a los efectos adversos a un desastre natural o provocado; en este tipo de centrales. A excepción de unas pocas regiones económicamente emergentes del mundo, se puede observar que la producción de energía nuclear, utilizando las tecnologías existentes, se reducirá en las próximas décadas y las viejas plantas no están siendo reemplazadas. Varios países europeos, como Alemania y Suecia, han promulgado leyes para acelerar el desmantelamiento de las centrales nucleares. Sin embargo, las tecnologías emergentes, permiten una fabricación altamente estandarizada de las centrales modulares que podrían reactivar la industria de la energía nuclear, ya que es probable que se utilice en cualquier mix de generación libre de carbono en el futuro.

- Energía hidráulica- Las grandes centrales hidroeléctricas constituyen una valiosa alternativa renovable. Aunque a gran escala, la energía hidroeléctrica representa oportunidades muy importantes en varias regiones en desarrollo del mundo. En los países desarrollados, el potencial hidroeléctrico disponible ya se ha utilizado en gran parte. Aunado a esto, la construcción de embalses y cuencas para la generación de energía hidroeléctrica provoca la inundación de grandes áreas y afecta el flujo de los ríos, impactando en la flora y la fauna de estas fuentes naturales. Lo que trae graves consecuencias ambientales y por lo tanto la aceptación social tiende a ser altamente negativa para la construcción de gigantescos proyectos hidráulicos aunado a que tienen prolongados tiempos de construcción.

En el esquema verticalmente integrado, para solventar el crecimiento en el consumo de electricidad fue previsto agregar tanto nuevas centrales eléctricas, como la construcción de nuevas líneas de transmisión y la ampliación de los sistemas de distribución tradicionales. Sin embargo la solución del problema de la capacidad del sistema de transmisión mediante la construcción de nuevas líneas se vuelve cada vez más difícil, debido a los costes de inversión, la falta de espacio físico disponible para la expansión y la aceptación social negativa por el impacto ambiental que se provoca en la construcción de las líneas de transporte. Este problema, unido a la tendencia mundial hacia la desregulación de los mercados de la electricidad y la introducción de nuevas tecnologías más eficaces de generación a pequeña escala, como las plantas combinadas de calor y electricidad, microturbinas. Ha creado un impulso hacia el uso de recursos energéticos distribuidos en el sistema. Una solución alternativa al problema de la construcción de grandes plantas de generación y de más líneas de transmisión; deberá por tanto provenir de la conexión de la generación en los sistemas de distribución.

Además, de un entorno liberalizado para acceder abiertamente a las redes de distribución, mismo que deberá proporcionar oportunidades para las pequeñas unidades, que requieren menores costos de capital y poco tiempo de instalación en comparación a las grandes centrales.

Los beneficios de la generación de energía cerca de las cargas incluye el uso de calor residual para la calefacción o refrigeración (producción combinada de calor y electricidad, cogeneración) y la disponibilidad de energía de reserva para las cargas críticas durante los períodos en que la electricidad de la red pública no esté disponible o llegue a ser de baja calidad. Por otra parte, una serie de tecnologías en pequeña escala de generación renovable de energía ha alcanzado una etapa de desarrollo que permitirá la implementación masiva dentro de los sistemas de suministro eléctrico existentes.

Crecimiento del sector eléctrico en el presente

De lo anterior podemos resumir que dentro de esta nueva concepción del sector eléctrico, el crecimiento de la demanda se puede satisfacer de dos formas:

- Instalando generación central convencional y ampliando las redes de transporte.
- Instalando Generación Distribuida (GD)

Una gran central moderna conectada en la red de transporte siempre será más eficiente económicamente hablando que una pequeña central moderna del tipo distribuida (las economías de escala existen cuando se aumentan las dimensiones de un generador en múltiples magnitudes). Sin embargo, en una de las magnitudes clave, la eficiencia en operación, las diferencias pueden no ser tan significativas.

Incluso si lo que se pretende es potenciar una vieja central generadora, probablemente los costos asociados sean mayores a si se instala o se instalan varias plantas de generación distribuida. Esto se debe a una de las características de los equipos de generación distribuida ya que son actualmente diseñadas para ser fabricadas en serie, por tanto son producidas en forma estandarizada y luego se instalan con relativa facilidad en el sitio (plug and play), lo que reduce notablemente sus costos; considerando en contraparte que una central de gran capacidad, sus componentes son en muchos casos diseñados y construidos bajo pedido y existen en el mundo pocos fabricantes que los pueden hacer, por lo cual también el factor tiempo en la construcción, tiene implicaciones importantes, además de que al ser componentes que se producen en pocas cantidades. El soporte técnico y la existencia de refacciones también suele ser un factor considerable al momento de decidir.

En la evaluación de las opciones, los costos exactos que se deben evaluar son aquellos de la planta de GD contra los de la planta generadora convencional más la red de transporte asociada a esta última, tanto en costos hundidos como en mantenimiento y pérdidas acumuladas. En ese aspecto la GD no utiliza la red de transmisión y el uso de suelo que invariablemente afecta a una red de muy alto voltaje. Por lo tanto evita los costos asociados con ésta. Es menester observar también que mientras los costos globales de construcción de las redes de transporte se han incrementado, debido al aumento en el costo de la mano de obra y de las restricciones de uso de suelo, la estética de su diseño, por el contrario los costos asociados en la GD han disminuido ya que estas plantas se construyen de forma estandarizada y tienen gran modularidad.

Además de las consideraciones anteriores, debe tenerse en cuenta que la GD presenta beneficios adicionales al sistema eléctrico ya que con un marco normativo adecuado y reglas claras de operación puede colaborar para ir:

- Reduciendo las pérdidas en la red eléctrica
- Incrementando la confiabilidad en el suministro eléctrico.
- Proporcionando control de energía reactiva y regulación de tensión en la red de distribución.
- Generando energía limpia utilizando fuentes renovables (GDR- generación distribuida renovable)
- Dispersando y descentralizando la propiedad en el sector de generación, característica fundamental para incentivar la competencia.

Como consecuencia, la GD presenta en la actualidad, en el papel, singulares ventajas frente a la generación central convencional. Evidentemente, en el sector eléctrico, las imperfecciones del mercado abundan, basta observar que tanto la transmisión como la distribución son sectores de grandes redes. Por lo tanto, Competencia y Regulación son actividades francamente complementarias de esta industria, sin embargo es la Regulación en el plano normativo la que en última instancia determinará el grado de Competencia real que exista.

Por consiguiente, en la nueva estructura del sector eléctrico de competencia, el rol que jueguen los marcos regulatorios es fundamental. Estos deben establecer sistemas tarifarios justos que reconozcan los costos y beneficios reales del sistema y eviten los subsidios cruzados entre distintos agentes y la existencia de restricciones, directas o indirectas, a la entrada de nuevos agentes.

Con este nuevo esquema, podría llegar a cambiar de dirección en ciertas áreas la circulación de energía en las redes de distribución eléctrica, particularmente donde se tengan conectadas unidades de generación distribuida, tanto renovable como generación convencional y la operación del sistema por consiguiente también cambiará tendiendo hacia una operación un tanto más horizontal, como se muestra en la figura 5.

De acuerdo a lo que se mencionó en la introducción de este trabajo, existen ya programas de investigación en los países que desarrollan ciencia y tecnología de vanguardia y otros más que han externado su preocupación en temas medioambientales y de seguridad de suministro energético. Lo anterior en consonancia a la modernización inherente del sector eléctrico; la cual incluye la conexión de generación distribuida y una operación inteligente de la red eléctrica que permita: un suministro seguro, eficiente, limpio, confiable, y con la calidad de suministro adecuada, para la satisfacción de las crecientes necesidades energéticas de las poblaciones, aunado a lo anterior y para que la modernización del sector eléctrico sea sostenible, deberá estar bien sustentada en lo social, en lo económico y en lo ecológico, para que la renovación del sector no provoque quebrantos económicos ni problemas sociales y sea sostenible desde el punto de vista ambiental también.

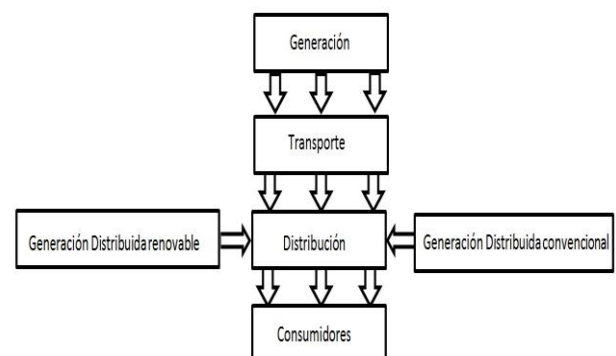


Figura 5 El sistema eléctrico de potencia con un modo de operación más horizontal.

Según el Instituto Nacional de normalización y tecnología (NIST, por sus siglas en inglés) define a la red eléctrica inteligente como la red moderna que permite el flujo bidireccional de energía y utiliza la comunicación bidireccional y la capacidad de control que llevará a una serie de nuevas funcionalidades. Entre éstas podemos encontrar las siguientes:

- Deberá ser en la medida de lo posible; auto reparable: que anticipa, detecta y responde a disturbios para evitar o reducir interrupciones.
- Incorpora al consumidor como un agente activo, que modifica su consumo en respuesta a precios de la energía en tiempo real
- Resiste fenómenos naturales, ataques físicos y cibernéticos
- Acomoda todo tipo de fuentes de generación y almacenamiento de energía
- Opera eficientemente y optimiza el uso de los activos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

En gran medida, las características del sistema eléctrico del futuro se lograrán con la incorporación de “inteligencia”, basada en tecnologías de información y comunicaciones:

- Sensores y sistemas de medición avanzada
- Redes de comunicación y procesamiento de datos
- Sistemas de actuación y control

En este contexto (Jiménez, Mota, Betanzos y Basilio 2008), mencionan que los sistemas de distribución eléctrica son actualmente rígidos y prácticamente “sin inteligencia”.

Estos sistemas responden ante fallas censando corrientes producidas por cortocircuitos y abriendo interruptores para aislar las fallas de acuerdo a una coordinación de protecciones, preestablecida y por obvias razones rígida. Algunos sistemas un poco más vanguardistas (mediante hardware y software) pueden determinar la localización de la falla y realizar operaciones de interruptores; con el fin de proporcionar un camino alternativo de alimentación después de la falla; con el propósito de minimizar el número de clientes afectados. Sin embargo estas operaciones siguen siendo de alcance muy limitado. Una situación similar se presenta en el control de tensión, aún hoy día las redes tienen muy poca capacidad para tener respuestas locales en tiempo real para adaptarse a algunos cambios o en su caso enfrentar contingencias severas.

La infraestructura actual del sector eléctrico en la mayor parte de naciones miembros de la OCDE, tiene entre 40 y 50 años de antigüedad, eso aunado al incremento constante de la demanda eléctrica, juntamente con las condiciones ambientales y de consumo, han provocado un incremento en los apagones desde 1978. Los siguientes casos son algunos de los más significativos:

- Francia, Diciembre de 1978

Un descenso de temperatura no previsto provocó un importante incremento de carga (4600 MW en 1 hora) principalmente en la zona de París, que sobrecargó todo el sistema de 400 kV, debido a la necesidad de traer potencia desde zonas alejadas del este del país, que provocó tensiones bajas en toda la red. Se intentó solucionar el problema bloqueando los automatismos de los reguladores bajo carga del lado primario de los transformadores de 400 kV, que habitualmente mantienen la tensión en valores constantes en la red de 230 kV. No se consiguió controlar totalmente el descenso de tensión, y comenzaron a operar las protecciones de sobrecarga en diversas líneas del sistema.

El fenómeno total se desarrolló durante algo más de una hora, y en un intento desafortunado de re-energización (trayendo potencia esta vez desde el oeste del país) provocó un segundo gran colapso.

- Suecia, Diciembre de 1983

El problema se inició con una falla en una estación 400/220 kV que alimenta la zona de Estocolmo y que provocó la salida de servicio de dos de las siete líneas 400 kV que alimentan Estocolmo; desde las centrales hidráulicas del Norte. Las cinco líneas de 400 kV restantes se sobrecargaron, pero el sistema sobrevivió hasta que los automatismos de los cambiadores bajo carga de los transformadores en la zona de Estocolmo comenzaron a tratar de restituir la tensión en las cargas. Esto provocó un aumento en la potencia de carga que esta vez no fue soportado por las líneas de 400 kV, las cuales fueron disparadas por relés de sobrecarga o relés de distancia (que aprecian el aumento de corriente y disminución de tensión como si fueran cortocircuitos en las líneas). La zona de Estocolmo quedó aislada y el déficit de generación no pudo ser resuelto por los esquemas de desenganche de carga por subfrecuencia, provocándose un apagón total en esa zona por algo así como 1 hora.

- Japón, Julio de 1987

Se produjo un aumento de demanda muy por encima de lo previsto en un día inusualmente caluroso. Pese a que entraron en servicio todos los bancos de condensadores disponibles, la tensión comenzó a decrecer y en aproximadamente 10 minutos (con tensiones del orden de 0,75 p.u.) la actuación de relés provocó la salida de servicio de 3 estaciones de 500 kV y un apagón importante en la zona de Tokio. Se conjetura que la característica potencia-tensión de la carga (aparatos de aire acondicionado, con característica de potencia casi constante) fue un factor decisivo en el colapso.

- Alemania, 5 de Noviembre del 2006

El problema afectó a Alemania, Francia, Italia, Portugal y España. A las 10 de la noche se procedió a cortar el suministro en una línea de muy alta tensión (400 kV) que cruza el río Ems, para permitir que un barco de importantes dimensiones pasara sin peligro. Esto debería haber sido una operación rutinaria, la cual se convirtió en el mayor fallo eléctrico europeo de las últimas décadas. Una de las centrales de generación se quedó aislada del sistema, lo que provocó una diferencia entre la demanda y la generación. Al haber mucho más demanda que generación, la frecuencia de la red cayó.

- Barcelona, Julio del 2007

La causa fue un cable de alta tensión que cayó sobre otro en la central eléctrica de Collblanc en L'Hospitalet de Llobregat (Barcelona) generando 3 cortocircuitos, dos de ellos no tuvieron mayores consecuencias, pero el tercero terminó afectando a la subestación de Urgell. Esto afectó en cadena a cinco o seis subestaciones eléctricas más, dejando así sin suministro de energía a casi 350.000 abonados de casi toda Barcelona y su área metropolitana.

La implementación de sistemas automáticos inteligentes podrá hacer que las compañías eléctricas tengan un conocimiento en tiempo real de toda la red permitiendo una rápida reacción, la detección previa de problemas potenciales y la minimización del impacto de un fallo. Además, si se dispone de una conexión directa con todos los clientes finales se puede comprobar el estado de sus líneas, consumos y suministros, pudiendo actuar antes de que se produzca el aviso del fallo, esto por supuesto en el caso de que el fallo no se dé, de forma espontánea.

En la red eléctrica inteligente se aplicarán tecnologías, herramientas y técnicas, muchas de ellas ya disponibles en la actualidad en otras aplicaciones industriales y que incorporarán mayor información y conocimiento a la red eléctrica, para que ésta sea más eficiente, tanto desde el punto de vista energético, como en la seguridad de operación.

Tradicionalmente el suministro de electricidad dentro de los grandes sistemas eléctricos de potencia ha estado compuesto por un control de supervisión y un sistema de adquisición de datos (SCADA) (supervision control and acquisition data system), lo que ha permitido monitorizar y controlar dicho proceso desde la generación hasta las subestaciones de potencia. Lo anterior se realiza para poder detectar necesidades de incremento o reducción de generación o responder a inestabilidades del sistema.

En este contexto, las tecnologías informáticas y de telecomunicación juntamente con las de control, tendrán ahora que permear hacia la distribución eléctrica, tanto en el monitoreo de la red, como en el control de la generación distribuida conectada en este nivel de tensión. En relación a lo anterior y de la misma forma como en la actualidad la mayor parte de naciones industrializadas aprovecha de forma intensiva las fuentes renovables de energía en específico; los grandes parques eólicos conectados a la red de transporte y éstos son gestionados de forma centralizada. También la generación distribuida, tanto renovable, como la convencional tendrá que ser “observable” y “controlable”, en la red de distribución. De esta forma las redes inteligentes de distribución actuarán como medios que:

- Permitan la participación activa de los consumidores
- Acomoden todas las opciones de generación y almacenamiento (sí lo hubiere)

- Permitan el desarrollo de nuevos productos, servicios y mercados en el sector eléctrico.
- Optimicen la operación de los elementos de la red.
- Se anticipen y respondan a perturbaciones del sistema.
- Resistan ataques y desastres naturales.

Respecto a lo anterior, la inserción de las fuentes renovables y no renovables en las redes de distribución eléctrica, se ha llevado a cabo en una etapa temporal, un tanto posterior a la inserción de grandes parques de generación renovable, tanto eólica como solar (2ª etapa en la figura 6); en los sistemas de potencia eléctrica, que por cierto aún no concluye y en cierta forma ha tenido ya cierta oposición social negativa en algunos países (ver figura 6). Para llevar a cabo este proceso de inserción en las redes de distribución, se han creado normas de interconexión que engloban los parámetros y requisitos necesarios para llevar a cabo este procedimiento, sin embargo en esta etapa de inserción, dichas normas se han redactado bajo unas premisas iniciales, hechas expreso para no causar dificultades de operación en las redes eléctricas de distribución que para tal efecto se han considerado como redes pasivas (3ª etapa figura 6).

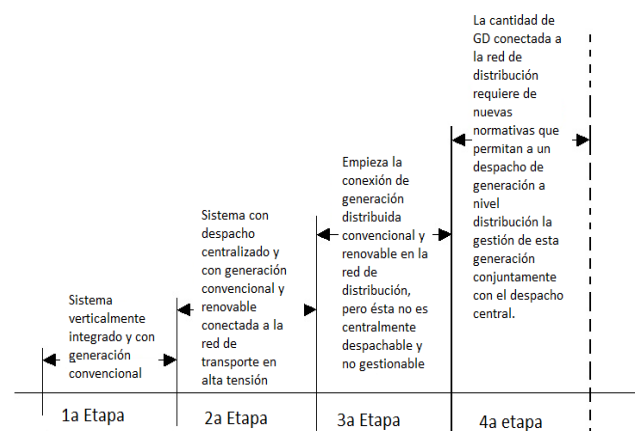


Figura 6 Etapas de inserción de fuentes de generación renovable y convencional en la red eléctrica.

Gestión Pasiva de la red de distribución eléctrica con generación distribuida.

La gestión pasiva de las redes de distribución considera a dichas redes con ausencia de problemas en condiciones normales de operación, al haber sido estos resueltos, en su mayoría en el ámbito de la planificación de red mediante infraestructura tradicional (transformadores, reguladores, capacitores). La gestión pasiva también implica que la red responda ante fallas estimando las intensidades producidas por cortocircuitos y accionando seccionadores y/o restauradores para aislarlas de acuerdo a una coordinación de protecciones, preestablecida y por obvias razones rígida. Como se mencionó anteriormente algunos sistemas un poco más vanguardistas (mediante hardware y software) pueden determinar la localización de la falla y realizar operaciones de interruptores; con el fin de proporcionar un camino alternativo de alimentación después de la falla; con el propósito de minimizar el número de consumidores afectados. Sin embargo estas operaciones siguen siendo de alcance muy limitado. Una situación similar se presenta en el control de tensión, aún hoy día; las redes tienen muy poca capacidad para tener respuestas locales en tiempo real para adaptarse a cambios bruscos de carga o en su caso enfrentar contingencias severas. Resumiendo, la gestión pasiva de la red de distribución eléctrica, conlleva las siguientes características:

- Redes con flujos unidireccionales y predecibles desde la red transporte hasta el consumidor final.
- Nula o muy baja penetración de GD
- Niveles bajos de supervisión y automatización en redes media tensión y baja tensión
- Baja o nula capacidad de gestión sobre los recursos energéticos distribuidos.

Bajo la consigna de seguir operando de forma pasiva la red de distribución, con las características intrínsecas de la misma, han sido redactadas normativas nacionales que tutelan la conexión de recursos energéticos distribuidos (RED) y generación distribuida (GD) en las redes de distribución eléctrica, mismas que están basadas en los estándares internacionales IEEE 1547, IEEE 929 y la norma IEC 61727.

Nueva visión en la gestión de las redes eléctricas de distribución.

Sí la producción eléctrica a partir de fuentes renovables se generalizase no solo a nivel macro como pasa en la actualidad con los grandes parques eólicos sino también a niveles micro con los sistemas fotovoltaicos interconectados y otras fuentes renovables aprovechables de pequeña potencia. Las redes de distribución no serían ya solamente los grandes distribuidores de energía; tendrían por tanto que tener la capacidad para gestionar y equilibrar localmente las necesidades de energía de las pequeñas o grandes ciudades. Deberán tener la capacidad de gestionar el flujo de la energía entre los circuitos alimentadores que pudieran tener excedentes y lograr, de ser posible, que ésta sea consumida en los sectores deficitarios, es decir, la explotación de la red debería pasar de una gestión pasiva, a una gestión "activa", donde podría llegarse a tener una cantidad significativa de generadores de micro capacidad de 1 a 30 kW; distribuidos por la red. En ella se deberá supervisar constantemente los flujos de energía para garantizar el equilibrio local del sistema. Eso exigiría cambios importantes en la forma de administrar las redes, no lo solo en la operación del sistema, sino también en las normativas que regirán no solo la participación de los generadores que utilizan tecnologías convencionales (basadas en gas, diésel, gasóleo, etc). Sino también renovables, como la mini hidráulica, la mini eólica y la solar fotovoltaica.

Además de normar la participación de uno o ambos tipos de generación en la prestación de servicios auxiliares en las redes de distribución eléctrica. Todo ello ya desde la perspectiva de una gestión activa de la red eléctrica.

Etapas de transición de la gestión pasiva a la gestión inteligente en redes eléctricas de distribución.

Con la citada convergencia que tiende hacia una operación inteligente de la eléctrica de distribución, se busca concretar una gestión activa del sistema con una alta penetración de fuentes renovables a nivel distribución juntamente con fuentes convencionales y con gestión también en la demanda. Sin embargo la transición de una red gestionada de forma pasiva a una red operada de forma inteligente; al igual que como suele pasar con casi toda transición tecnológica en la que están involucrados muchos actores con arraigadas inercias, no es tan simple; (la industria eléctrica actual tiene 130 años de haber nacido). Por tanto se ha empezado dicha transición, con cambios no tan drásticos pues para el caso tampoco se encuentra disponible actualmente la tecnología para pasar de un momento a otro; de una red como la actual a una red inteligente, de igual forma tampoco se tiene concretada ya una normativa y un reglamento que dé certidumbre jurídica a la operación de la red inteligente. Además de que durante el tiempo que dure ésta transición, el suministro eléctrico no puede ser interrumpido y aunado a lo anterior, el factor económico para que esto sea posible, es sumamente trascendente ya que con la liberalización de actividades y siguiendo las directrices que promovieron tal hecho.

Será necesaria la intervención más activa de los consumidores de energía, de tal forma que sean ellos los principales gestores del cambio; quienes de forma ordenada puedan hacer posible finalmente la red eléctrica inteligente; con la participación intensiva de fuentes renovables de energía, incluyendo los servicios auxiliares; mismos que deberán también de ser provistos por los usuarios y coordinados por el gestor de la red de distribución. Por tanto tendrá que tenerse también una forma bastante bien diseñada para otorgar la remuneración proporcional a cada uno de los participantes, ya sea aportando energía eléctrica, como prestando servicios auxiliares en la red eléctrica en este nuevo escenario.

Como parte inicial en esta transición puede considerarse aquella en la que se ha permitido la interconexión de fuentes renovables y no renovables en las redes de distribución eléctrica. Esto tanto en los niveles de baja tensión (BT), como en media tensión (MT) y de acuerdo a (Peças Lopes 2002), se ha llevado a cabo bajo la filosofía o enfoque conocido como conectar y olvidarse “fit and forget approach”. Bajo este concepto se ha realizado la interconexión tanto pequeñas plantas de cogeneración de los consumidores en MT; como de generación renovable, en BT, especialmente la fotovoltaica por la disponibilidad del recurso, entre el común de los usuarios y por las ventajas que representa ésta tecnología renovable.

En este periodo inicial, se ha buscado la generación distribuida renovable se instale en lugares muy próximos a su consumo.

Y bajo este esquema de conectar y olvidarse se busca que deba existir a lo más un equilibrio, entre la generación conectada y el consumo de energía del cliente que la instaló, de tal forma que en un principio, la instalación de la microgeneración distribuida fotovoltaica no cause ningún inconveniente en la red o en su caso no produzca disturbios en la calidad del suministro eléctrico, considerando que la energía producida sería consumida casi en su totalidad por el cliente que la instaló y en el caso de haber algún excedente, este sería vertido en la red, para ser consumido en el mismo nivel de tensión en el que se hizo la conexión, por algún otro consumidor de forma local. Todo ello de acuerdo a la reglamentación que regula los contratos de interconexión en las normativas establecidas. Este proceder bajo el esquema conectar y olvidarse permite el ingreso de cierta cantidad de microgeneración renovable, manteniendo la gestión pasiva de la red.

Gestión intermedia

La gestión intermedia, es aquella que servirá de etapa de transición, entre la gestión pasiva actual y la gestión activa de las redes inteligentes a nivel distribución. En la figura 7. Se muestran las etapas en las que se ha de transitar hacia la conversión de llegar a tener redes inteligentes.

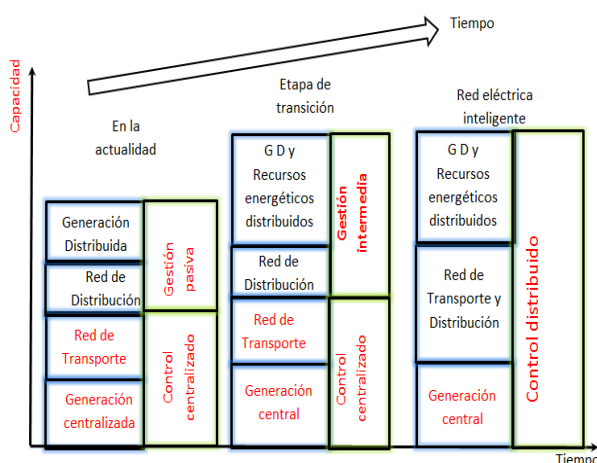


Figura 7 Etapas de transición, con rumbo a la red eléctrica inteligente.

De las evidencias significativas de la gestión intermedia son los desarrollos conocidos como microrredes conocidas en inglés como micro-grids, los cuales son pequeños sistemas inteligentes de distribución eléctrica autogestionados localmente, de forma que podrían funcionar tanto conectados a la red pública de distribución como aislados de la misma. Las microrredes eléctricas están siendo ampliamente investigadas y comienzan a ser implementadas.

Las microrredes teóricamente deberán permitir una mayor calidad del suministro, un mayor ahorro y una menor dependencia de la red de distribución, ya que se controla más el consumo y se optimizan los elementos del sistema. Además, la mayor cercanía entre las fuentes de generación y la demanda, y el aprovechamiento en red de los diversos sistemas de energía y calor aumentan considerablemente la eficiencia energética del conjunto. Otra ventaja de estos sistemas es la reducción de los costes de distribución al encontrarse las fuentes de generación y las cargas más cercanas.

En las micro redes de acuerdo a su concepto, se lleva a cabo una gestión activa al interior de ellas, ya que existe un elemento gestor que decide que unidades de GD o RED pueden aportar a la red de acuerdo a la disponibilidad de los recursos ya sea convencionales o renovables de la forma más económica y también debe proporcionarse a sí misma mediante los generadores conectados, los servicios auxiliares que necesitan las cargas en la microrred, tanto regulando los niveles de tensión; como también aportando la potencia reactiva que necesita la microrred, para operar de acuerdo a la naturaleza de las cargas. En todo caso las interfaces de electrónica de potencia y que acondicionan la energía eléctrica que es producida por las fuentes renovables o convencionales deberán interactuar con la red eléctrica. Para proporcionar la energía de acuerdo a las necesidades en todo momento.

Sin embargo las microredes son de momento un concepto experimental y en algunos ejemplos puntuales podemos citar a los barcos que dan servicios de cruceros vacacionales en algunos puertos. Estos Navíos se conectan a la red de distribución portuaria intercambiando energía, funcionando como microredes en ese momento, pues en el interior de los navíos se regula la potencia eléctrica de acuerdo al tipo de cargas en el interior del mismo.

Un ejemplo de una red de distribución en BT con una gestión intermedia en tierra, se aprecia en un vecindario japonés estudiado por (Ueda et al 2005), en el cual dadas las características propias de un vecindario japonés, una cantidad considerable de unidades de generación fotovoltaica agrupada en un área geográfica reducida, aunado a esto, durante los momentos de máxima generación, (mayor insolación) coincide algunas veces con periodos de poca demanda de las cargas en las casas de este vecindario. Por lo que, para evitar que los niveles de tensión en este vecindario, se ha añadido un sistema adicional a los inversores de los sistemas fotovoltaicos que van censando los niveles de tensión a la salida de los sistemas y si el nivel es superior al especificado por la norma, ordena restringir la salida del sistema de generación fotovoltaico. (Ueda et al 2005 bis), especifica que ésta forma de control, conocida como “restricción de salida” del vocablo en ingles “output restriction” consiste en una primera etapa en modificar el factor de potencia del inversor con lo cual se incrementa o reduce la potencia reactiva, lo cual es posible utilizando inversores con tales capacidades y posteriormente, sí la modificación del factor de potencia no es suficiente para llevar a la tensión al nivel normativo, entonces se modifica también el punto de máxima de transferencia de potencia (MPPT), para restringir de esta manera la potencia activa que se vierte en la red.

También (Tonkoski & Lopes, 2011) realizan estudios, basados en la restricción de salida, sin embargo en esta investigación, se utilizan inversores con un dispositivo conocido como limitadores de potencia. Pero a diferencia del caso Japonés, que permite la inyección de potencia reactiva para regular la tensión. En este trabajo de investigadores de Canadá, mencionan que en los sistemas de BT, la relación entre la tensión y la potencia activa es más fuerte que con la potencia reactiva, dadas las características de la línea altamente resistivas. Por lo que el control de tensión, lo hacen únicamente con la modificación del punto de máxima transferencia de potencia y que se refleja en la limitación de la potencia activa, por lo que el sistema sigue transfiriendo potencia a un factor de potencia muy cercano a la unidad. Solo que se hace en menor cantidad, con lo que se logra limitar con ello el nivel de tensión de la red.

Para poder profundizar y continuar con el Desarrollo Tecnológico y la innovación necesarias para proceder de forma continua y exitosa esta transición hacia una red inteligente se percibe a la Enertrónica, como la disciplina tecnológica que tome la batuta de parte de la Ingeniería eléctrica de potencia para poder realizar la sinergia entre las disciplinas emergentes de vanguardia, con las disciplinas maduras de mucho más antigüedad. Por ello la Enertrónica la nueva rama de la ingeniería que al igual que su hermana mayor, la Mecatrónica también hace sinergia entre varias disciplinas de la ingeniería; sin embargo para el caso de la Enertrónica las disciplinas asociadas a ella, son más bien en la línea de la Ingeniería eléctrica de potencia tanto en el manejo como en el acondicionamiento de la energía eléctrica tanto a pequeña como a gran escala ello por medio de la Electrónica de Potencia entre otras más.

La intención de dicha disciplina es el de ofrecer soluciones integrales en el ámbito energético. Por tales hechos en la Enertrónica convergen:

- la electrónica de comunicaciones,

- la electrónica de potencia,
- la electrónica de estado sólido,
- la electrónica de circuitos integrados (microcontroladores),
- la electrónica analógica y la digital,
- la electrónica de programación

Juntamente con otras disciplinas, como el Control y la Automática o Automatización, todo ello para conseguir algo ya muy conocido que es: generar electricidad; pero ahora se busca hacerlo de forma aún más eficiente y poder interconectar también a las redes eléctricas; con las fuentes y las nuevas tecnologías de generación eléctrica renovable y no renovable de vanguardia, ver figura 8.

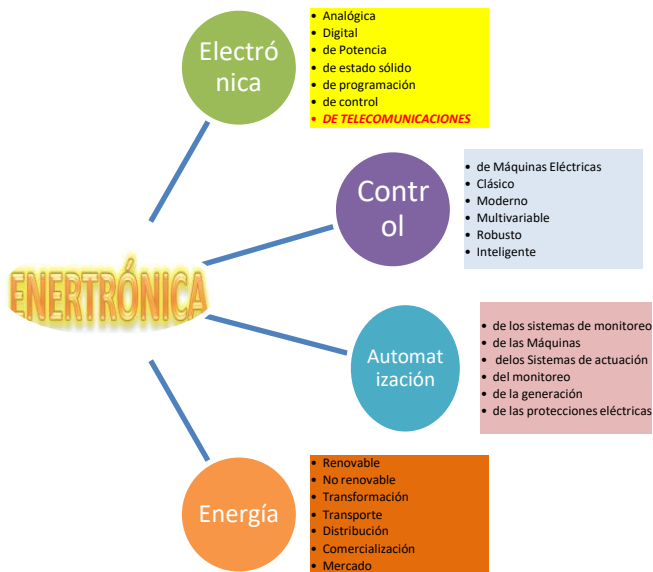


Figura 8 Disciplinas asociadas a la Enertrónica

Por ello todo lo anterior requiere de un trabajo que en primera instancia va de lo multidisciplinario y que aterrizará y dará abundante fruto en su transitar interdisciplinario y transdisciplinario. Sin embargo en ésta ocasión centraremos nuestra explicación en específico a la red que permitirá la interconexión entre los dispositivos, máquinas, interfaces, sistemas de monitoreo, control etc.

Si recordamos que la Mecatrónica en cierta medida trata de hacer una similitud o analogía entre el ser humano y la forma inteligente con la que interactúa con su entorno. Ello con respecto a dotar de inteligencia a las máquinas y los procesos productivos industriales. De tal forma que; al igual que el ser humano que cuenta con un cerebro que recibe información (datos y señales) del exterior y que por medio de él, podemos procesar esa información y actuar en consecuencia. Las máquinas inteligentes deberán contar al igual que las personas; con un medio equivalente al sistema nervioso que permita el flujo de señales venidas de los sensores de las máquinas y con esta información, las máquinas actúan en consecuencia de acuerdo a una programación, mediante un microprocesador que sería su cerebro. De tal suerte que las máquinas, robots o manipuladores, cuenten también con actuadores para interactuar, con el medio, así como los seres humanos contamos con sistema óseo y muscular, para tal fin. Vea figura 9.

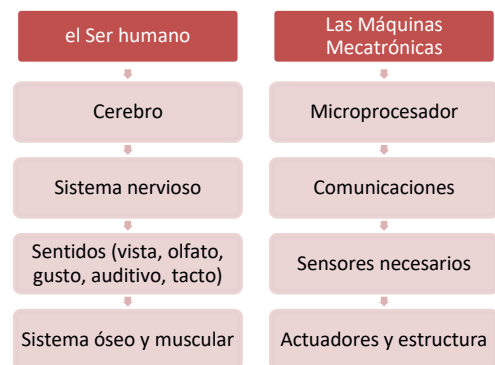


Figura 9 Analogía del ser humano con las máquinas mecatrónicas.

En este contexto, los sistemas eléctricos de potencia, se enfrentan a una modernización que intenta dotarle de inteligencia a toda la red eléctrica interconectada. Hasta el momento, los sistemas de potencia cuentan con un sistema de monitoreo y control que le permite a los operadores del mismo, interactuar con la generación y observar mediante el sistema SCADA; el estado de la red, en todo momento.

Sin embargo este sistema en la mayoría de naciones; incluso las que están a la vanguardia tecnológica solo monitorea y controla desde la generación hasta las líneas de transporte o transmisión, en un esquema verticalmente integrado y que en caso de existir generación distribuida y en su caso cogeneración, de algún usuario esta no es observable desde el centro de despacho de la energía sí es que no es de una capacidad importante. De este hecho parte el decir que en la actualidad la red de distribución eléctrica, no cuenta con ese sistema nervioso que permita a la red entera, ser observable desde algún punto del sistema, para que este pueda ser mayormente controlable, en caso de disturbios. Los cuales son propios de un sistema dinámico que nunca descansa y que nunca está en un estado que pueda considerarse permanente o estacionario en todo caso.

Desde ésta perspectiva y con advenimiento de tecnologías de aprovechamiento energético del tipo renovable, tanto eólica, como solar fotovoltaica en sus versiones de macro generación, como de micro generación, es necesario que los dispositivos que permiten la interconexión de estas tecnologías de generación con la red eléctrica, puedan en todo caso adaptarse a las necesidades de la red y no solo eso, sino que puedan también comunicarse entre sí y además comunicarse con los operadores de la red de distribución que en todo caso, aún no existen como tal. Puesto que en la actualidad la conexión de fuentes renovables de baja y media tensión, se lleva a cabo bajo el esquema llamado de “conectar y olvidarse”. Deberá por tanto pensarse en ese nuevo “sistema nervioso” que permita conectar a los sensores y portar las mediciones y estimaciones de los parámetros pertinentes, para que a su vez, lleve estos parámetros hacia los microcontroladores de los inversores, convertidores que transforman la energía generada por las tecnologías renovables en energía utilizable en las redes eléctricas.

Todo ello de forma coordinada y por las vías seguras para poder considerar que la red ha alcanzado la inteligencia necesaria para poder operar de forma eficiente.

Y en consonancia con dicha convergencia tecnológica Cisco systems muestra el concepto llamado el “internet de todo”. Sin embargo previo a dicho concepto es necesario describir la evolución del internet y la forma cómo ha cambiado la forma de vida de la civilización actual. Hasta el punto de que podemos observar; que será por medio de una red muy similar a la del internet, que podremos tener la comunicación de los dispositivos que logren hacer de la red eléctrica que hoy conocemos una red eléctrica inteligente en un futuro muy cercano (vea figura 10).



Figura 9 Evolución de la red que conectara a todo.

Conclusiones

En este trabajo se ha descrito el surgimiento, el crecimiento y la trascendencia que tiene y ha tenido el sector eléctrico en el mundo desarrollado. Así mismo se ha descrito con detalle algunos de los ciclos de innovación que han ido teniendo el sector eléctrico y que a la postre lo han hecho mucho más complejo y a la vez más confiable en su servicio y en su continuidad.

En la actualidad se vive un proceso de cambio tanto tecnológico, como económico en el que una gran parte de las naciones desarrolladas han incluido la competencia en precios en los mercados ahora de compra y venta de energía eléctrica, por lo que las centrales eléctricas deberán ser más eficientes en sus procesos de producción y por si eso fuera poco deberán ser incluso menos contaminantes.

Por otro lado, con el surgimiento de las tecnologías de aprovechamiento energético renovable, hacen de la producción de energía eléctrica un gran reto para las centrales convencionales al momento de competir en el mercado energético ya que las centrales de energía renovable el costo de su energético primario es cero, por lo cual son percibidas en cierto modo como una competencia desleal, sin embargo el costo de instalación de las centrales renovables sigue siendo moderadamente alto, en cierto sentido eso lo compensa, aunado a que todavía se siguen considerando a las centrales solares fotovoltaicas y eólicas, como fuentes no firmes de energía.

En medio de todos estos cambios, es necesaria una forma interdisciplinaria que resuelva los puntos complejos de todo este proceso de innovación tecnológica en el sector eléctrico en el mundo. Por tales hechos se describe a la Enertrónica, como la disciplina de ingeniería que hará converger a las otras líneas de investigación y desarrollo tecnológico que orbitan alrededor de las redes inteligentes y que a la postre será la nueva forma de operar y fortalecer el sector eléctrico en el mundo entero.

Agradecimientos:

Los autores agradecen a la SIP del Instituto Politécnico Nacional por el apoyo recibido para la realización de este trabajo el cual es parte del proyecto de investigación registro SIP No. 20161088. Y también a la fundación Carolina, al COTEBAL- IPN y al IIE de México, por las facilidades otorgadas para los cursos doctorales

Referencias

Aquino-Robles J.A. Corona Ramirez L.G. Cuerno Pinto V.D. "El campo de Acción de la Enertrónica, 1er Congreso Nacional de Investigación en Cambio Climático, PINCC de la UNAM, 2011.

Aquino Robles J.A., Fernández Nava C. "La Estrategia de Enseñanza basada en Proyectos como medio para impulsar la Actitud de Innovación en Estudiantes de Ingeniería". 2o Congreso de Ingenierías Mecánica, Eléctrica, Electrónica y Mecatrónica CIMEEM 2007 UAM, Azcapotzalco. Ciudad de México Junio del 2007

Dyer F., Edison His Life and Inventions. Kessinger Publishing, 2004.

Westinghouse Our Company History Timeline," 2008. En línea disponible en: <http://www.westinghousenuclear.com/OurCompany/history/Timeline/index.shtm>

Aquino J. A., Corona L., Fernández C. "Las tendencias actuales de inversión en generación eléctrica en América Latina". X Congreso de Internacional sobre Innovación y Desarrollo Tecnológico CIINDET, IEEE sección Morelos, México 2013.

Pérez-Arriaga J., Batlle C., Rivier M., Gómez T., "Expansión de la oferta e infraestructura eléctrica en Iberoamérica: generación, transmisión y distribución", Libro sobre la energía y regulación en Iberoamérica, CNE, Madrid, 2008.

Santiago Arango, Larsen E. R., “The environmental paradox in generation: How South America is gradually becoming more dependent on thermal generation”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 14, Issue 9, December 2010, Pages 2956-2965, DOI: 10.1016/j.rser.2010.07.049

Jiménez Guzmán M. Mota Palomino R. O. Betanzos Manuel J., Basilio Rodríguez B. “Prospectiva tecnológica de la distribución de energía eléctrica”. Presentado en la RVP de la IEEE sección México Julio de 2008.

Peças Lopes J., “Integration of dispersed generation on distribution networks—impact studies, in”: *Proceedings of the IEEE Winter Meeting, N.Y., February 2002.*

Ueda Y., Oozeki T., Kurokawa K., Itou T., Kitamura K., Miyamoto Y., Yokota M., Sugihara H., and Nishikawa S., “Analytical results of output restriction due to the voltage increasing of power distribution line in grid connected clustered PV systems,” in *Proc. 31st IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 2005, p. 1631.

Ueda Y. T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, H. Sugihara, and S. Nishikawa, “Detailed performance analyses results of grid-connected clustered PV systems in Japan—First 200 system results of demonstrative research on clustered PV systems,” in *Proc. 20th Eur. PV Solar Energy Conf.*, Barcelona, Spain, Jun. 2005, pp. 2466–2469.

Tonkoski R. and Lopes L. A. C., “Impact of active power curtailment on overvoltage prevention and energy production of PV inverters connected to low voltage residential feeders,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 12, pp. 3566–3574, Dec. 2011.