



UCEMA

UNIVERSIDAD DEL CEMA

TESINA

MAPA ESTRATÉGICO Y *BALANCED CORECARD* AES ARGENTINA

TUTOR: ING. ALEJANDRA FALCO

AUTOR: ING. GUSTAVO TESTOLIN

OCTUBRE 2012

ÍNDICE

1 -	Resumen ejecutivo	3
2 -	Descripción de la empresa: la compañía en contexto	4
2.1 -	Datos básicos de las instalaciones de generación de AES Argentina	6
2.2 -	Estructura organizacional	8
2.3 -	Entorno de funcionamiento de la empresa Mercado Eléctrico Mayorista	9
3 -	Introducción: Balanced Scorecard. ¿Por qué este enfoque ?	21
4 -	Fundamentos teóricos del Mapa Estratégico & <i>Balanced Scorecard</i>	23
5 -	Aplicación de la metodología a AES Argentina	29
5.1 -	Misión, visión, valores y postulados de estrategia de AES	29
5.2 -	Identificación de principales clientes y partes interesadas	30
5.3 -	Análisis de la estrategia	30
5.4 -	Mapa Estratégico	32
5.5 -	<i>Balanced Scorecard</i>	40
5.6 -	Descripción de los indicadores seleccionados	41
6 -	Bibliografía y nota de agradecimiento	47
	ANEXO I - Listado de KPIs vigentes	48
	ANEXO II - Definición detallada de indicadores operativos	50
	ANEXO III - Apertura detallada de indicadores operativos	53

1 - Resumen ejecutivo

Durante el año 2011, en AES avanzamos en la implementación de sistemas de gestión de calidad, tales como las certificaciones ISO de los procesos fundamentales de la compañía y la aplicación de la metodología de “Asset Management Framework”(AMF). Las auditorías de certificación correspondientes a dichos procesos recomendaron, entonces, implementar herramientas de gestión que permitiesen mejorar la calidad de los distintos indicadores (KPIs) utilizados para medir la *performance* de los procesos, y también explicitar la relación de dichos indicadores entre sí y con el mapa estratégico del negocio. A su vez, se remarcaba la necesidad de integrar dichos KPIs en un tablero de comando integrado que permitiera alinearlos con la estrategia del negocio.

El objetivo principal de este trabajo es seleccionar aquellos indicadores que compondrán el tablero de comando integrado de la compañía. Dichos indicadores deberán explicar el desempeño de AES Argentina y conformar la instrumentación de su estrategia .

El enfoque y la metodología a aplicar en este proceso es el de “Mapa Estratégico & *Balanced Scorecard*”, el cual proporciona una manera uniforme y coherente de describir la estrategia, de modo que se puedan establecer y gestionar objetivos e indicadores.

El mapa estratégico resultante proporcionará, además, una herramienta fundamental para la comunicación de la estrategia a cada área del negocio.

2 - Descripción de la empresa: la compañía en contexto

AES en el mundo

AES es una de las principales compañías energéticas del mundo, posee y opera ciento veintitrés plantas generadoras de energía. Además, tiene participación en empresas de distribución que venden electricidad en forma directa a clientes comerciales, industriales, gubernamentales y residenciales, así es como AES distribuye electricidad en ocho países, a través de doce distribuidoras, brindando así servicio a más de once millones de clientes

En total, AES genera y distribuye energía eléctrica en veintiséis países en cinco continentes. Sus negocios abarcan las siguientes regiones: Norteamérica, América Latina, Europa, Oriente Medio, África y Asia.¹

AES en América Latina

El grupo del negocios de AES en América Latina comprende a las plantas de generación y distribuidoras en Brasil, la Argentina, Chile, Colombia, República Dominicana, El Salvador, Panamá y Venezuela. Los combustibles utilizados en las centrales térmicas de generación de energía incluyen varios tipos como la biomasa, el diesel, el biodiesel, el carbón y el gas natural. AES también cuenta con varias centrales hidroeléctricas en los mencionados países. AES ha estado en la región desde el mayo de 1993, cuando adquirió la central eléctrica CTSN (Central Térmica San Nicolas) en la Argentina. El grupo también persigue actividades del desarrollo de negocio en la región.

¹ Para mayor información sobre las actividades de la empresa se recomienda ingresar al sitio Web Corporativo: <http://www.aes.com/>

AES en la Argentina

AES en la Argentina opera y maneja más de US\$ 2.600 millones en activos de generación de energía eléctrica.

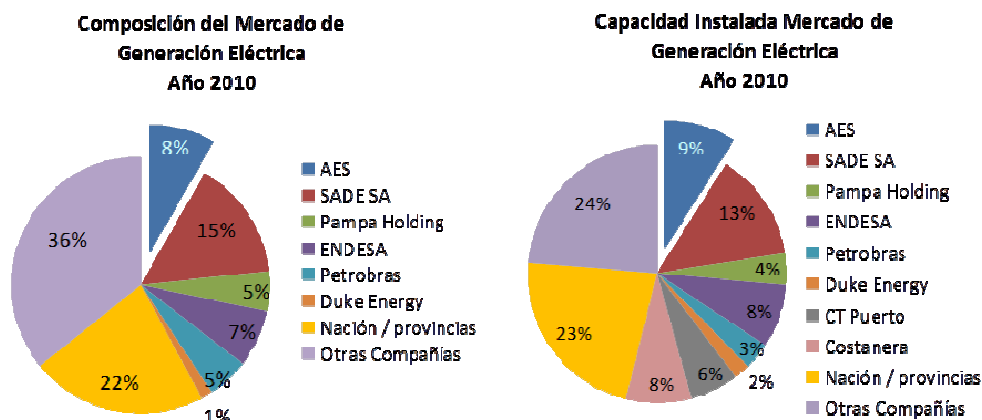
Desde 1993, AES ha invertido más de US\$ 1.100 millones en el país.

Sus plantas de generación poseen una capacidad total instalada de 2.587 MW y desempeñan un rol muy importante en la producción de la energía del país.

En conjunto, las plantas generan más de 10.000 GWh de energía eléctrica por año. La actual participación de AES Argentina en el mercado de Generación Eléctrica es del 8%.

Plantas con Propiedad y Operación	
COMPañIA	POTENCIA INSTALADA
• AES ARGENTINA GENERACION S.A.	
▪ ALICURA	1.050 MW
▪ CTSN	520 MW
▪ AES PARANA	829 MW
▪ CABRA CORRAL	102 MW
▪ EL TUNAL	11 MW
▪ ULLUM	45 MW
▪ SARMIENTO	30 MW
Plantas donde AES solo ejerce la Operación :	
• CARACOLES (EPSE)	125 MW
• QUEBRADA DE ULLUM (EPSE)	45 MW

El mercado está segmentado según el siguiente detalle:



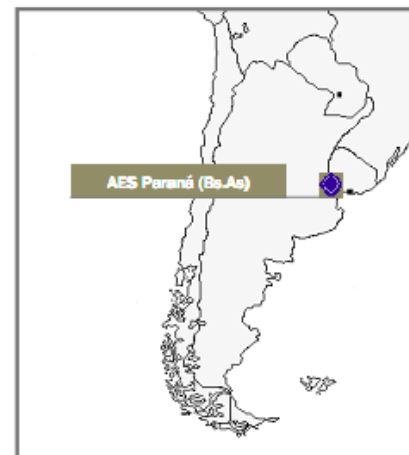
Fuente: elaboración propia sobre la base de la información de CAMMESA

2.1 - Datos básicos de las instalaciones de generación de AES Argentina

ALICURA Neuquén	
Generación Hidroeléctrica	
Capacidad Instalada	
Alicura	1.050 Mw
Adquirida por AES en Agosto del 2000	



AES Paraná Buenos Aires	
Generación Termoeléctrica	
Potencia Instalada	
Paraná	829 Mw
Ciclo Combinado – Combustibles Gas/Gas Oil	
Inaugurada por AES en Noviembre de 2001	



CTSN (Central Térmica San Nicolás) Buenos Aires	
Generación Termoeléctrica	
Potencia Instalada	
CTSN	330 Mw +4 x 47,5 Mw
Combustibles Carbón/Fuel Oil/Gas	
Adquirida por AES en Mayo de 1993	



AES JURAMENTO Salta	
Generación Hidroeléctrica	
Potencia Instalada	
Cabra Corral	102 Mw
Tunal	11 Mw
Adquirida por AES en Noviembre de 1995	



AES JURAMENTO San Juan	
Generación Hidro y Termoeléctrica	
Potencia Instalada	
Ullum (Hidroeléctrica)	45 Mw
Central Sarmiento (Térmica)	30 Mw
Adquirida por AES en Marzo de 1996	

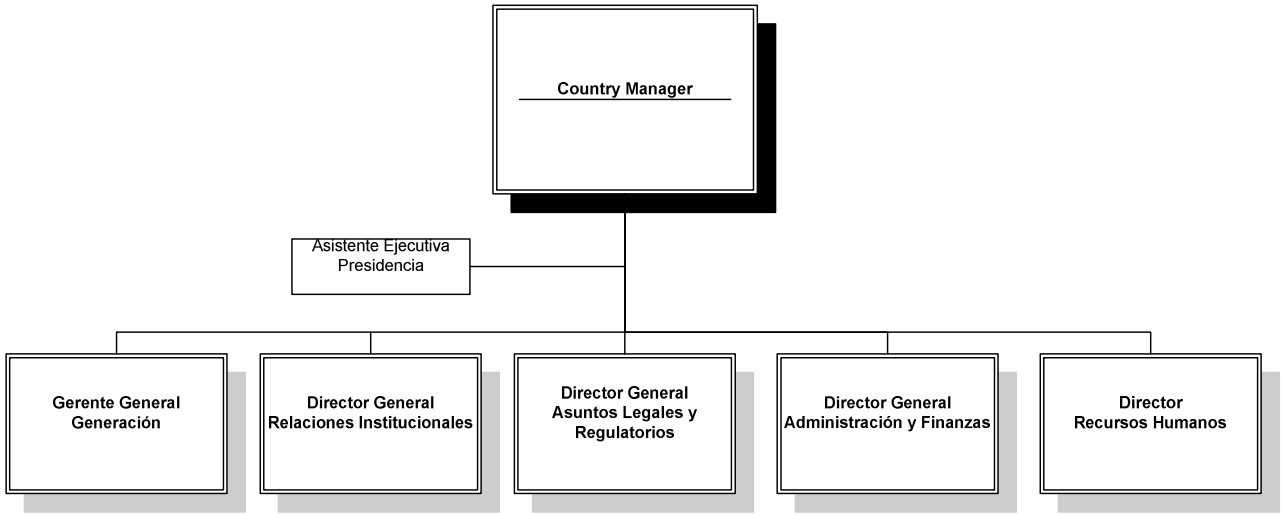


Quebrada de Ullum/Caracoles (EPSE) San Juan	
Generación Hidroeléctrica	
Potencia Instalada	
Quebrada de Ullum	45 Mw
Caracoles	125 Mw
AES obtiene un fee de Operación y Mantenimiento que es función del precio de la energía	

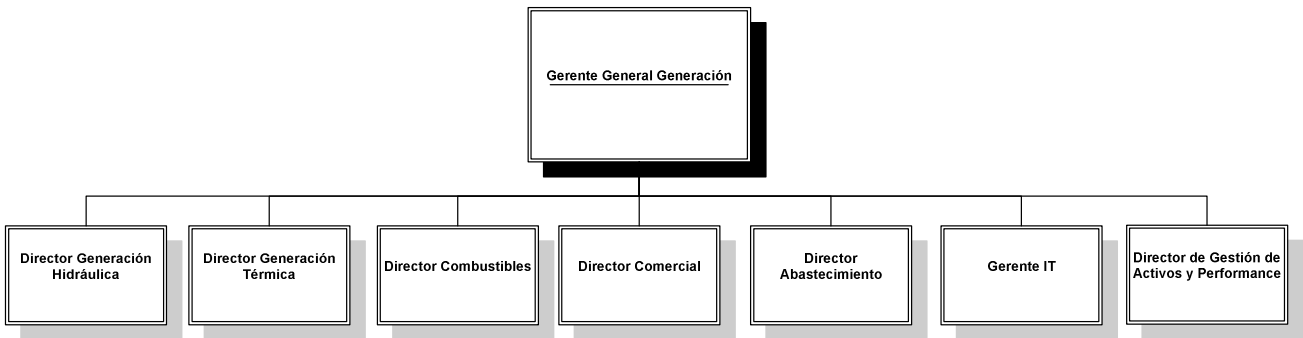


2.2 - Estructura Organizacional de la compañía

A los efectos de ilustrar la estructura organizacional de la compañía, se presenta a continuación el organigrama correspondiente :



Detalle para la Gerencia de Generación :



2.3 - Entorno de funcionamiento de la empresa : Mercado Eléctrico Mayorista

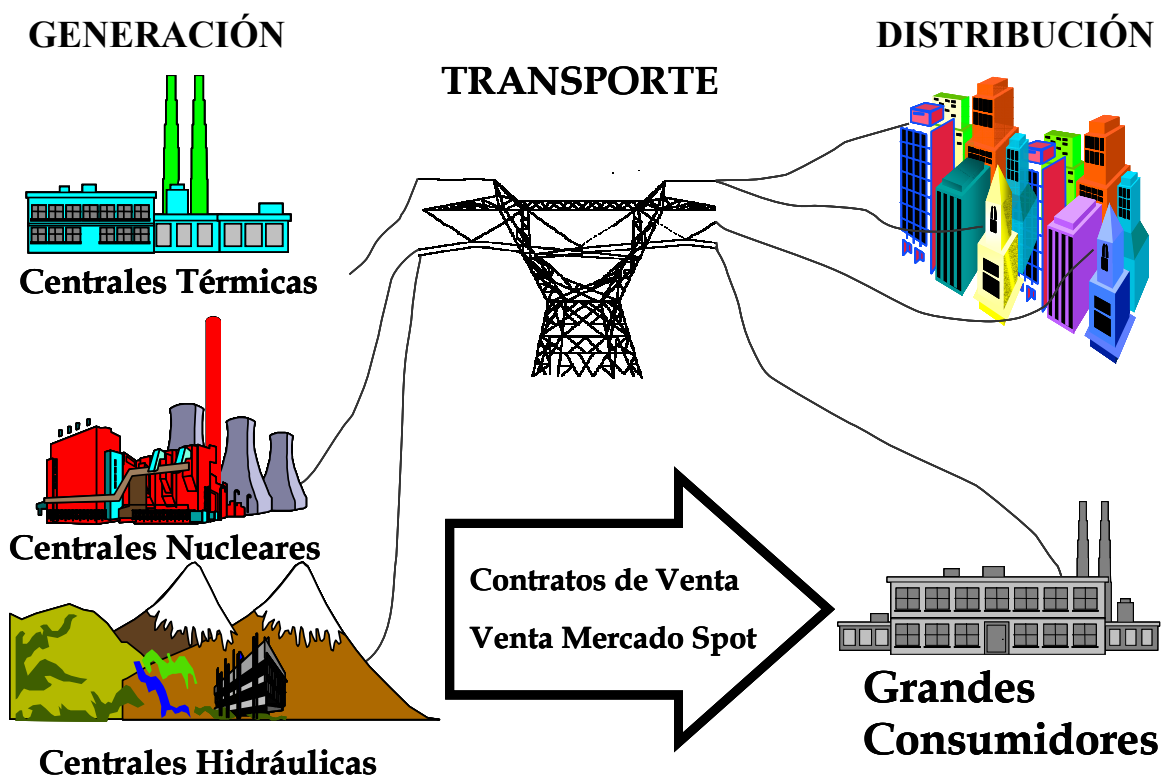
De conformidad con la Ley N ° 24.065, promulgada en 1992, y decretos de aplicación, y de las resoluciones emitidas por la Secretaría de Energía de la ley en tal virtud, se creó un mercado eléctrico argentino, que quedó dividido en tres líneas distintas de negocio: generación, transmisión y distribución. La ley reconoce, además, una categoría de grandes usuarios formada por empresas industriales y otros consumidores con importantes necesidades de abastecimiento de electricidad.

La capacidad de generación bruta instalada en el SADI (Sistema Argentino de Interconexión) está compuesta por más de 50 empresas generadoras. La operación del SADI es coordinada por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA), que es la empresa autorizada para administrar y operar el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Las ventas pueden hacerse en un mercado *spot*, al costo marginal de la energía para satisfacer la demanda del sistema por hora, o en el mercado a largo plazo, en virtud de contratos.

La transmisión de energía desde las plantas generadoras a los distribuidores o usuarios finales se realiza a través del SIN. Este sistema se compone de instalaciones de 500 kV, 220 kV y 132 kV consistentes en líneas de transmisión, transformadores y subestaciones. El transmisor principal y propietario de las instalaciones de 500 kV es la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión SA (TRANSENER S.A.). El SIN también está conectado con Uruguay y Brasil, y las importaciones y exportaciones de energía se realizan desde y hacia esos países. La industria de transmisión de energía de la Argentina está regulada. Las empresas de transmisión deben permitir que otros participantes de SIN tengan acceso a la transmisión de sus capacidades remanentes y tienen derecho a cobrar una tarifa preestablecida por dicho acceso. Además, a las empresas de transmisión y sus sociedades controladas no se les permite comprar o vender electricidad.

El sector de la distribución de energía se encarga de la transferencia de electricidad desde los puntos de suministro de las empresas de transporte a los consumidores. Las empresas de distribución operan en monopolios geográficos y llegan a casi todos los

consumidores dentro de su región específica, a excepción de aquellos grandes usuarios mayores (GUMAs) que se conectan a la red de alta tensión de redes de transporte y que compran electricidad directamente de las plantas generadoras. Las empresas distribuidoras pueden comprar la electricidad que requieren para satisfacer la demanda de los consumidores ya sea desde el mercado *spot* o mediante acuerdos con las empresas generadoras.



El Mercado Mayorista de Electricidad (MEM) en sus comienzos

Como parte de las reformas introducidas a raíz de las privatizaciones realizadas a principio de la década de 1990, La Ley 24.065, de Régimen de Energía Eléctrica, y un conjunto de normas emitidas por la Secretaría de Energía, se creó un mercado para la venta de energía entre generadores, distribuidores y grandes usuarios.

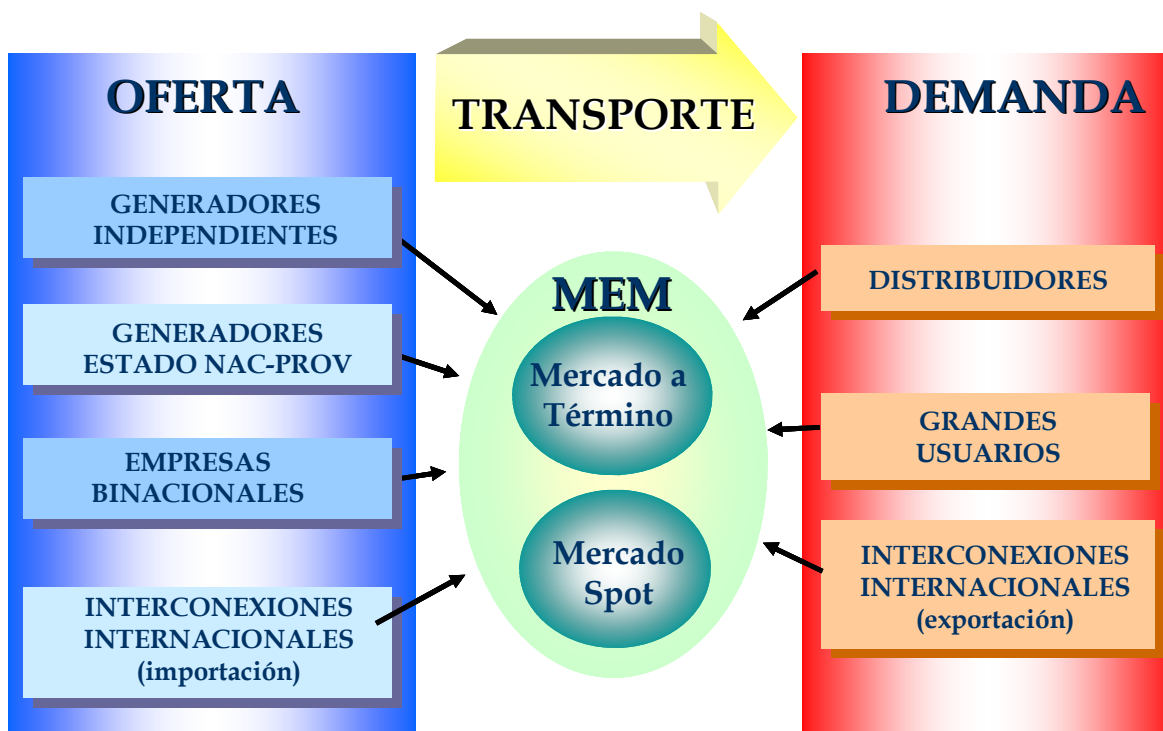
La Ley 24.065 rige el mercado de electricidad en Argentina desde entonces, mientras que la Resolución 61/1992 de la misma época y sus normativas posteriores

establecieron los procedimientos operativos y comerciales del mercado. De acuerdo con esos procedimientos, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se compone de :

- a. Un mercado de contratos, con contratos libremente acordados entre los productores y los consumidores.
- b. Un mercado *spot*, con precios sancionados por hora teniendo en cuenta el costo económico de la producción representada por el costo marginal de corto plazo. (precios *spot*)
- c. Un sistema de estabilización en forma trimestral de los precios previstos para el mercado *spot*, creado para la compra de los distribuidores (Precios Estacionales)

En vista de las particularidades que tiene la generación y transmisión de energía eléctrica en un sistema interconectado, la estructura para el despacho de energía en el MEM se destina a mantener en todo momento una oferta equilibrada y la demanda entre los generadores, distribuidores y grandes usuarios. Siguiendo con los objetivos establecidos en la Ley 24065 ya citada, el MEM determina las unidades generadoras individuales necesarias para equilibrar la oferta y la demanda por hora con el menor costo posible, a excepción de la generación forzada necesaria para mantener la transmisión y la integridad técnica del sistema de distribución.

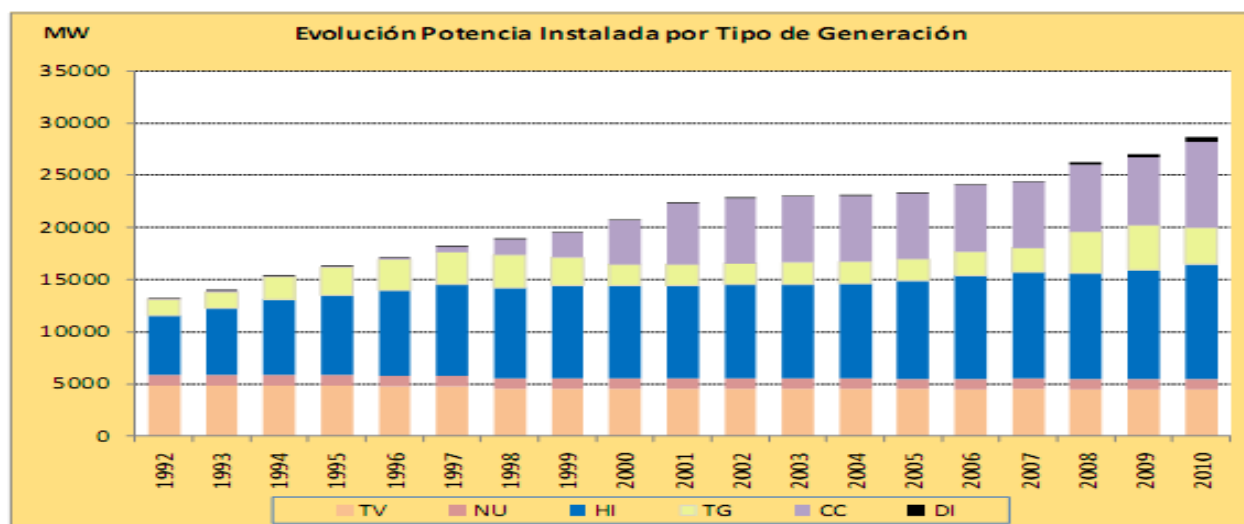
Los generadores son asignados individualmente en orden ascendente de acuerdo con los costos de operación marginal, por lo tanto, durante cada hora el sistema funciona al menor costo posible en función de la demanda de energía. En consecuencia, los generadores de mayores costos de producción, como los generadores termoeléctricos que utilizan fuel-oil para su funcionamiento, no pueden ser despachados en los períodos de menor demanda, mientras que los generadores hidroeléctricos se despachan generalmente con mayor frecuencia y sólo están sujetos a la aplicación de normas específicas, que tienen el fin de maximizar el valor de la generación hidroeléctrica para el sistema y la disponibilidad de agua en sus embalses.



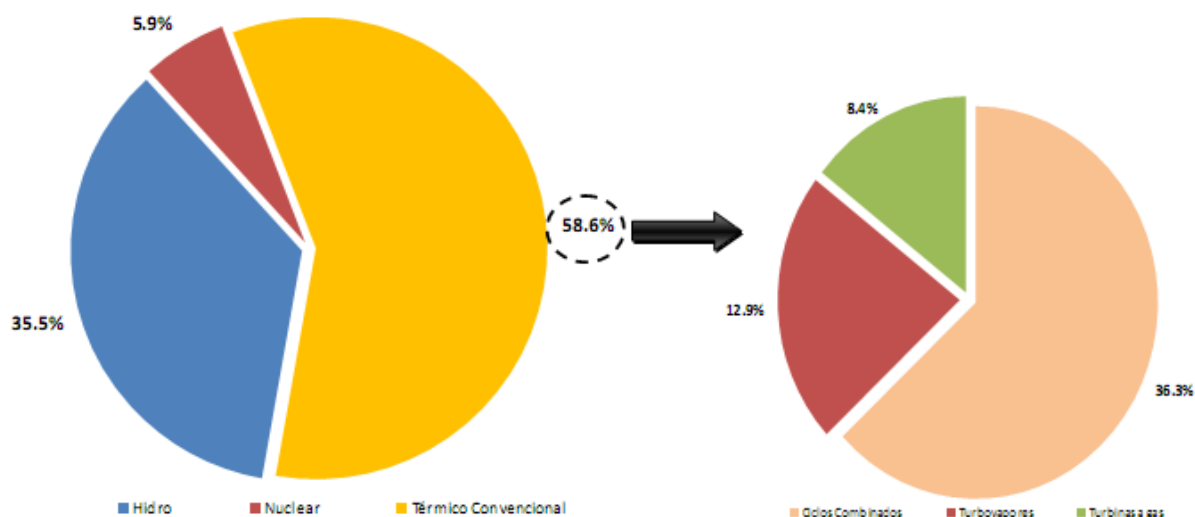
Después de la creación del mencionado nuevo marco regulador, el negocio de la generación eléctrica en Argentina experimentó cambios sustanciales. La capacidad efectiva bruta instalada creció un promedio anual del 5,6% desde 1992 hasta 2001 (de 14.061 MW a 22.340 MW), momento en el cual los niveles de inversión prácticamente cesaron debido a una combinación de dos efectos principales:

- En primer lugar, la mayor inversión a finales de la década del '90 hizo que los precios de la energía cayeran considerablemente, lo que detuvo los nuevos incrementos de la capacidad hacia el año 2001.
- En segundo lugar, la pesificación ocurrida en 2002 introdujo un alto nivel de distorsión en el sector de la energía que hicieron más dificultosas las nuevas iniciativas de inversión privada.

A pesar de estos contratiempos, a diciembre de 2010 la capacidad instalada en la Argentina llegó a 28.665 MW, compuesta mayormente por centrales nucleares, térmicas e hidroeléctricas tal como puede apreciarse en los gráficos siguientes.



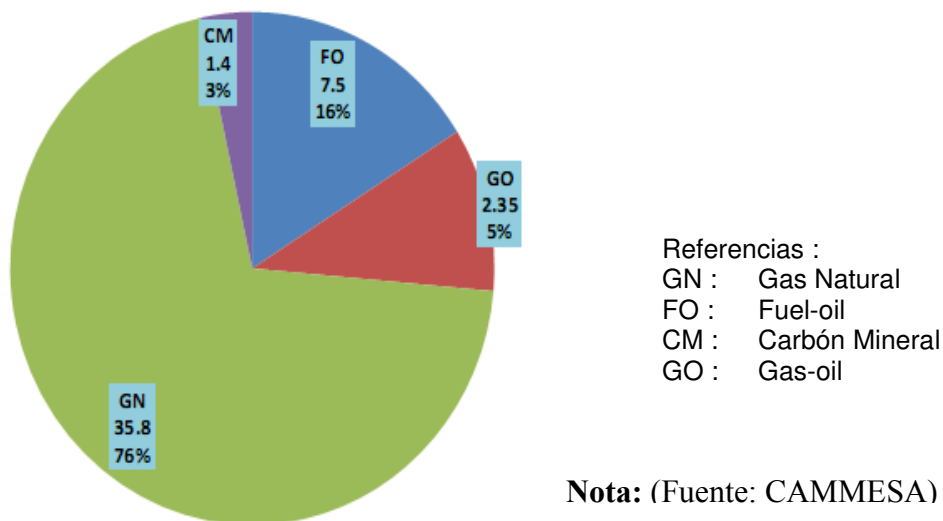
Generación por Tipo 2010



Nota: (Fuente: CAMMESA)

En la actualidad, la mayoría de unidades de generación térmica utilizan como combustible el gas natural (76%), el resto del parque utiliza combustibles líquidos como gas oil (5%) o fuel oil (16%) y finalmente y en menor proporción el carbón mineral (3%).

El consumo de combustibles distintos al gas natural se ve incrementado especialmente durante la temporada de invierno cuando el suministro de gas natural para las plantas de energía se interrumpe para permitir una mayor oferta a los consumidores residenciales. El carbón mineral no es muy utilizado en la Argentina, siendo AES CTSN la única planta que se encuentra actualmente utilizándolo.

Consumo equivalente en gas natural (Mm3/d) y participación porcentual

Sistema de gestión de despacho

CAMMESA actúa como Organismo Encargado del Despacho (OED) y por lo tanto gestiona la organización, el despacho y el funcionamiento del MEM en general. En esa función, CAMMESA está facultada para interpretar las normas relativas a la organización, de despachos y acuerdos de energía en el MEM.

Además de estas funciones, CAMMESA maneja la información sobre la oferta y la demanda en el MEM, la que es utilizada por la Secretaría de Energía para fijar los precios estacionales y otras normas de funcionamiento del mercado. Los costos de operación de CAMMESA están a cargo de los agentes participantes del MEM.

El despacho de la energía

El despacho de energía determinado por CAMMESA se divide en varias etapas. La electricidad se genera a partir de las unidades disponibles y **priorizadas en función de los costos de producción**, a fin de satisfacer la demanda con el costo de producción más bajo y cumpliendo con los requisitos técnicos del servicio. En algunos casos, la generación de energía de ciertas plantas es requerida (generación forzada) a un costo mayor debido a las restricciones de funcionamiento en las redes de transmisión o de distribución.

Cada dos años, los generadores de unidad térmica informan sus costos variables de producción. Tales costos variables de producción pueden ser revisados posteriormente cada dos semanas de acuerdo con las variaciones de los precios de referencia de combustibles y el tipo de cambio. Los generadores hidroeléctricos informan sus valores de agua, que representan el costo del combustible que se evita utilizar, a intervalos que dependen de su capacidad de embalse y potencia instalada. Los embalses son estacionales, mensuales o semanales, en función de sus capacidades instaladas y sus volúmenes de agua útil². Las centrales hidroeléctricas también pueden revisar sus valores de agua en caso de variaciones en los precios de referencia de combustibles o en el tipo de cambio.

Los valores del agua dependen de nivel de embalse, lo que puede ser dividido en hasta diez bandas que operan con valores diferentes de agua. Los generadores deben informar un conjunto de valores de agua (precios y volúmenes para cada banda) sobre una base semanal por cada semana en el período de aplicación. También existen centrales generadoras de “pasada”, esto es, sin capacidad de embalse que no reportan los valores del agua y cuyo funcionamiento depende de sus propios caudales.

La primera etapa en el proceso de despacho de la electricidad es la llamada "Programación Estacional". En esta etapa, CAMMESA hace una proyección con horizonte de seis meses (que se revisa cada tres meses) para determinar los precios *spot* esperados y calcular un precio medio *spot* para las compras de electricidad realizadas por los distribuidores, llamado el "Precio Estacional". La fijación de un precio estacional asegura que las compras realizadas por los distribuidores no estarán sujetas a las variaciones por hora en el mercado *spot*, con la garantía de un instrumento alternativo para estabilizar las tarifas a los usuarios finales. Las diferencias entre el precio estacional y el precio de mercado *spot* se calculan por CAMMESA al final de cada trimestre, y las diferencias totales se vuelcan en un fondo de estabilización. El nivel de este fondo de estabilización se tiene en cuenta al determinar el precio estacional para el próximo período. CAMMESA administra dicho fondo con la finalidad de mantener un saldo mínimo al final de cada período.

² El volumen útil de agua para los embalses estacionales debe superar veinticinco días con generación máxima. El Mensual debe cubrir por lo menos cinco días con máxima generación y los embalses semanales deberán cubrir dos días. Por último, el resto de las plantas hidroeléctricas se definen como centrales de pasada.

La segunda etapa se conoce como "Programación Semanal" y se basa en los costos de combustible reportados y los valores del agua. La Programación semanal tiene en cuenta las proyecciones más exactas de la demanda sobre la base de la disponibilidad para la semana. De esta programación resulta un despacho diario estimado para los generadores hidroeléctricos y para las unidades térmicas que se lleva a cabo por cada día de la semana a menos que se produzcan cambios sustanciales en las condiciones del sistema. Las unidades hidroeléctricas compiten con las unidades térmicas a través del valor del agua que está determinada por sus niveles de reservorio al final de cada semana.

El último paso para el despacho es la "Programación Diaria", que es realizada por CAMMESA cada día para el día siguiente. Los datos introducidos para el despacho son: el despacho de electricidad hidroeléctrica (informados en la programación semanal) y las variables del resto del sistema, incluyendo el costo de unidades térmicas, la disponibilidad y la demanda proyectada por hora.

El despacho así explicado se ejecuta **sin tener en cuenta los acuerdos comerciales de suministro de energía o los contratos privados existentes entre los generadores, por un lado, y los grandes usuarios y otros generadores y distribuidores, por otro.** Estos contratos son ejecutables, pero no tienen ningún efecto sobre la circulación física de la energía o sobre la programación del despacho de los generadores. La única excepción se da en el caso de restricciones programadas de demanda, por ejemplo, ante situaciones de escasez en la oferta de generación, en cuyo caso la demanda asociada a un acuerdo con un generador, que está generando en ese momento, no puede ser reducida.

Los resultados de esta programación diaria final son el despacho con las instrucciones enviadas a todos los generadores y a los representantes con un detalle horario para el día vigente.

Determinación del precio: remuneración por energía

Los generadores son específicamente remunerados por la energía producida de conformidad con los precios *spot* o sobre la base de los precios negociados (en función de la existencia de contratos). La regulación define el precio del mercado *spot* de energía a una determinada hora **como el costo del próximo MW a ser demandado por el sistema de mercado marginal**. Por lo tanto, el precio del mercado *spot* se determina por el costo de suministro de la siguiente unidad que debe suministrarse, incluida la energía no suministrada, en función de la demanda del sistema y en conformidad con las normas de despacho.

El precio del mercado *spot* se calcula en un nodo central llamado "nodo de mercado" (Nodo Mercado), ubicado en Ezeiza. Sin embargo, el precio *spot* de cada región del sistema se corrige por un factor que tenga en cuenta las pérdidas de electricidad resultante de la transmisión de la energía desde ese punto hasta el centro de carga del sistema (factor de nodo). Por lo tanto, las regiones que exportan energía al mercado tienen un factor de nodo más bajo y las regiones que importan la energía al mercado tienen un factor de nodo mayor.

Para el caso de la existencia de contratos de generación, los generadores negocian los precios de dichos contratos de suministro con los agentes de demanda con quien los suscribe, leáse distribuidores y/o grandes usuarios del MEM.

Remuneración por potencia

Los generadores son también remunerados por su potencia disponible. La potencia disponible es aquella que los generadores pueden generar por encima de los acuerdos de suministro o de contratos privados ejecutados por ellos. Esta capacidad (potencia) es remunerada durante "las horas de pago de potencia", es independiente de su despacho real, y se hace teniendo en cuenta en el caso de las centrales térmicas, su hipotético requerimiento en un año de escasas precipitaciones (año seco); y en el caso de plantas hidroeléctricas, su hipotético despacho en un año de precipitaciones medias (año hidrológico medio).

El precio de la potencia es determinado por la Secretaría de Energía, y su valor actual desde agosto de 2002 es de 12 AR\$ por MW durante las 90 horas de mayor demanda en la semana (supo ser de 10 US\$ por MW antes de la devaluación efectuada en 2002).

La potencia es remunerada en días hábiles de 9:00 a 24:00 inclusive, los sábados y días semi laborables desde las 20:00 a 1:00 inclusive, y los domingos o días no hábiles desde las 20:00 hasta las 23:00 inclusive.

La potencia firme de un generador se reducirá proporcionalmente en caso de que el generador no esté disponible para cualquier hora dentro de las 90 horas pico de la semana en las que se paga potencia. En el caso de las centrales hidroeléctricas, se aplican las mismas reglas y los pagos de la potencia se reducirán en consecuencia, siempre que la indisponibilidad forzada acumulada supere el 3% en ese mismo mes.

Los contratos privados

Como se ha indicado, los generadores privados y los comercializadores de electricidad están habilitados para tener contratos privados con los distribuidores, otros generadores o grandes usuarios. Estos contratos se rigen por los términos y condiciones acordados por las partes, a excepción de las siguientes restricciones:

- El inicio de estos contratos debe coincidir con el comienzo de uno de los términos trimestrales en el período estacional.
- Su mandato puede ser uno o más años y la información pertinente debe presentarse al menos con 45 días de antelación.
- Los generadores termoeléctricos no puede contratar más de su potencia neta instalada, y los generadores hidroeléctricos no pueden contratar más energía que su “energía firme” (aquella energía que tiene una probabilidad mayor del 70% de ser generada).
- Los distribuidores y grandes usuarios no pueden contratar más de su demanda proyectada.

Evolución del MEM, cambios aplicados y situación actual

Entre enero y febrero de 2002, el gobierno argentino adoptó una serie de medidas económicas drásticas, como resultado de una prolongada crisis política, social y económica. Estas medidas económicas incluyeron : (i) el abandono del tipo de cambio del país, de dolares a pesos, (ii) la conversión de los préstamos en dólares a pesos y (iii) la colocación de restricciones a la convertibilidad del peso argentino. Desde 2003 a la actualidad, la situación política y social en Argentina ha mostrado signos de mejora, y la demanda de electricidad y la economía en sí misma comenzaron a recuperarse.

Particularmente en el sector de la energía, la regulación adoptada entre 2002 y 2003 anuló la base de dólar para la remuneración del sector eléctrico. En el mercado mayorista de energía, los generadores de electricidad comenzaron a declarar sus costos de producción (que reflejan sus costos de combustible) en una base semi-anual y los precios de la energía fueron parcialmente convertidos de dólares a pesos (“pesificación”) siguiendo la pesificación del precio del gas natural. Sin embargo, las autoridades permitieron que el costo de producción de combustibles alternativos (fuel oil, carbón, etc) reflejaran los costos internacionales. Con el fin de evitar aumentos de precios asociados con el uso de estos combustibles alternativos, las regulaciones del mercado fueron cambiadas de manera que el precio *spot* se establece teniendo en cuenta los costos de producción de cada planta pero declarados utilizando como combustible el gas natural y, finalmente, fijando un tope en 120 AR\$ / MWh.

Además, los costos declarados por las centrales hidroeléctricas (valores de agua) ya no se tuvieron en cuenta para fijar los precios de la energía.

Estas distorsiones tomaron efecto desde el 15 de agosto de 2003 y siguen actualmente en vigencia. Por lo tanto, mientras que los generadores reciben una remuneración por el uso de combustibles alternativos, este costo no se considera a la hora de fijar el precio *spot*. Debido a esto, los precios de generación aún reflejan un artificial bajo precio del combustible.

Dado que hay generadores que están utilizando combustibles alternativos, que son más caros que el precio *spot* artificial fijado, es necesario pagar sobrecostos a estos generadores con el fin de cubrir la diferencia entre el precio *spot* y el costo real de producción. Estos sobrecostos son llamados “Sobrecostos Transitorios de Despacho” (SCTD).

Por otra parte, los precios reconocidos para la compra de los distribuidores se congelaron para los clientes residenciales y por lo tanto, la cobranza se hizo insuficiente para cubrir el total de los gastos de generación. Como consecuencia, el Sistema de Estabilización perdió su función principal, que era equilibrar la diferencia entre lo que se obtiene por la cobranza de la demanda de los distribuidores a precios estacionales y los precios *spot* a pagar a los generadores a través del fondo denominado “Fondo Estacional”. Este fondo registró un déficit que fue empeorando a lo largo del tiempo.

Lo anterior provocó una deuda creciente de CAMMESA con los agentes generadores. Con el fin de saldar tal deuda se impulsaron, entonces, acuerdos denominados “FONINVEMEM” para la construcción e instalación de nuevas plantas generadoras financiadas por el estado a partir del monto de dicha deuda, y que permiten el cobro escalonado de parte de los generadores una vez que se encuentre en servicio el nuevo activo construido.

El panorama así descrito muestra una situación actual del mercado eléctrico con crecientes cambios en su regulación y distorsiones de precios que dificultan su sustentabilidad.

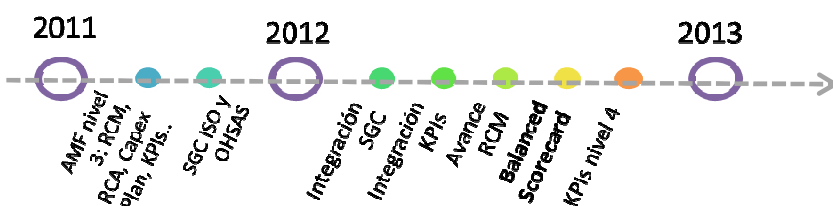
3 - Introducción : Mapa Estratégico y *Balanced Scorecard*

¿Por qué este enfoque para AES Argentina?

En AES logramos en 2011 avances referentes a la implantación de sistemas de calidad de gestión, como ser el nivel 3 de madurez del “*Asset Management Framework*” (AMF) corporativo, la certificación ISO de la Dirección de Combustibles y la recertificación de los sistemas de calidad de los principales procesos de la compañía.

En 2012 se trabaja en la mejora de los procesos iniciados en el AMF y en la certificación ISO 9001 de AES Argentina integrada.

El AMF incluyó la implantación de iniciativas sobre procesos críticos de la compañía, orientadas a la gestión óptima de los activos, de manera de mejorar la operación sostenible, minimizando riesgos y costos asociados.



Los principales iniciativas involucradas por AMF durante 2011 fueron :

- “*Reliability Centered Maintenance*” (RCM): consiste en una revisión de los planes de mantenimiento actuales aplicando una metodología de confiabilidad. El método utilizado es el SRCM, y su desarrollo se extenderá hasta mediados del año 2013.
- “*Root Cause Analysis*” (RCA): se desarrolló y aplicó un procedimiento con el cual se rige el modo de actuar para el análisis de causa raíz, según la criticidad del evento operacional ocurrido. Este procedimiento cumple con los requerimientos y estándares corporativos y su aplicación es guiada por el sector de mantenimiento y/o seguridad según el tipo de evento.
- *Capex Plan*: se implementó un procedimiento para el análisis, evaluación, priorización y seguimiento de los proyectos de inversión mayores.
- *Key Performance Indexes* (KPIs): se desarrolló una metodología detallada y trazable para el cálculo y reporte de KPIs operativos en base diaria.

Actualmente en AES Argentina tenemos, en pos de la medición del desempeño de procesos, un conjunto de indicadores (KPIs) surgidos de los procesos de certificación de cada sistema de gestión de calidad, los que se reportan periódicamente desde cada sector (ver : ANEXO I – Indicadores vigentes actuales).

Sin embargo, de la Auditoría AMF (diciembre 2011) y de las Auditorías de los sistemas de calidad de 2011 surgieron importantes recomendaciones que se relacionan con la necesidad de desarrollar la metodología de Mapa Estratégico & *Balanced Scorecard*.

Las recomendaciones apuntaban a la necesidad de implementar una mejora de los KPIs existentes, de tal manera que fuesen representativos o útiles para medir el desempeño de los procesos. A su vez, se remarcaba la necesidad de integrar dichos KPIs en un Tablero de Comando integrado que permitiera alinearlos con la estrategia del negocio.

Además, en las diferentes reuniones de trabajo en ciertos niveles de la organización, han surgido preguntas tales como:

¿Cómo se alinean los objetivos de mi sector con los objetivos estratégicos de AES?

¿De qué manera el cumplimiento/incumplimiento de los objetivos de cada sector impacta en los resultados? ¿El plan de inversiones es el más eficiente a largo plazo?

¿Qué impacto tienen las fallas y mantenimientos correctivos? ¿Qué impacto tienen los desfasajes del plan de mantenimiento en los resultados?

La aplicación de la metodología de “Mapa Estratégico & *Balanced Scorecard*” permitirá entonces :

- Determinar los objetivos e indicadores más representativos, que describan y midan la estrategia del negocio.
- Identificar las relaciones causa-efecto entre las variables fundamentales, incluyendo indicadores de resultados, de tendencia y ciclos de *feedback*.
- Lograr que cada área y proceso pueda demostrar su compromiso con los objetivos del negocio y que sea posible medir el progreso hacia la mejora continua.
- Dejar el camino preparado para, en una segunda etapa, “derramar” esta metodología hacia cada proceso interno de manera de depurar también los indicadores de cada estrategia funcional (a nivel de cada proceso).

4 - Fundamentos teóricos del Mapa Estratégico & *Balanced Scorecard*

Los conceptos vertidos en este apartado corresponden a un resumen de los primeros dos capítulos del libro “Mapas Estratégicos: cómo convertir los activos intangibles en resultados tangibles” (Kaplan, Robert y David Norton, 2004, 30-90)

Mapas Estratégicos

La estrategia describe de qué forma una organización tiene la intención de crear un valor sostenido para sus accionistas.

El Mapa Estratégico proporciona entonces un marco para ilustrar de qué forma la estrategia vincula los activos intangibles con los procesos de creación de valor. Proporciona una manera uniforme y coherente de describir la estrategia de modo que se puedan establecer y gestionar objetivos e indicadores. El mapa proporciona el eslabón faltante entre la formulación de la estrategia y su ejecución.

En resumen, se trata de una descripción sistémica de la estrategia y de un sistema para su medición, que permite, además, comunicarla más fácilmente entre directivos y empleados.

El mapa estratégico consta de cuatro perspectivas : financiera, clientes, procesos internos y aprendizaje & crecimiento.

La perspectiva financiera describe los resultados tangibles de la estrategia en términos financieros tradicionales.

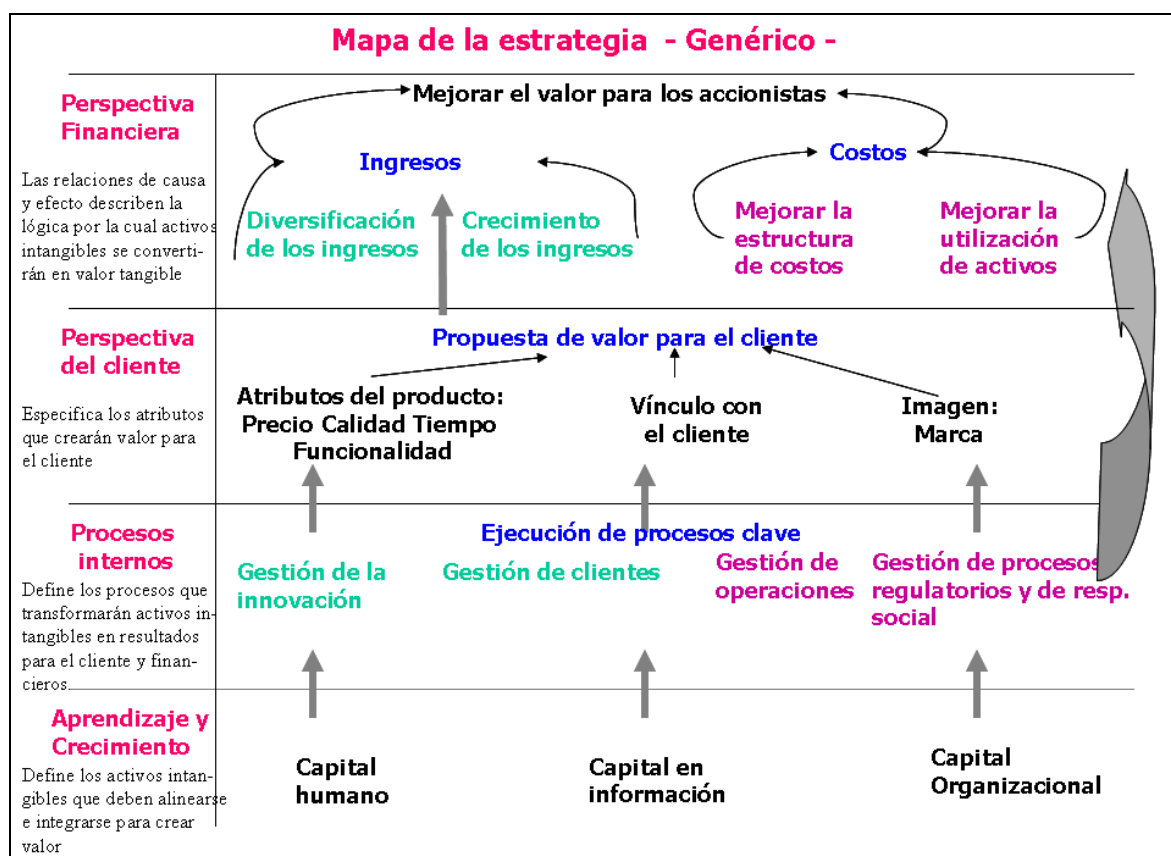
La perspectiva del cliente define la propuesta de valor para los “clientes objetivo”. La propuesta de valor proporciona el contexto para que los activos intangibles creen valor. Si los clientes valoran la calidad constante y la entrega puntual, entonces las habilidades, los sistemas y los procesos que producen y entregan productos y servicios de calidad son altamente valiosos para la organización. Elegir la propuesta de valor para el cliente es el elemento central de la estrategia.

La alineación de acciones y capacidades con la propuesta de valor para el cliente es el núcleo de la ejecución de la estrategia.

Las perspectivas financiera y del cliente describen los resultados deseados de la estrategia. Ambas perspectivas contienen muchos indicadores de resultado. ¿Cómo crea la organización estos resultados? : a través de sus procesos internos.

La perspectiva de los procesos internos identifica entonces aquellos procesos críticos que se espera que tengan el mayor impacto sobre la estrategia.

La perspectiva de aprendizaje & crecimiento identifica los activos intangibles que son más importantes para la estrategia. Los objetivos de esta perspectiva identifican qué tareas (el capital humano), qué sistemas (el capital de información) y qué clase de ambiente (el capital organizacional) se requieren para apoyar los procesos internos de creación de valor. Estos activos deben estar agrupados y alineados con los procesos internos críticos.



Los objetivos de las cuatro perspectivas están vinculados entre sí por relaciones de causa y efecto. Comenzando desde arriba, encontramos la hipótesis de que los resultados financieros sólo pueden conseguirse si los clientes están satisfechos. La propuesta de valor para el cliente describe cómo generar ventas y fidelidad de los

clientes. Los procesos internos crean y aportan la propuesta de valor para el cliente, mientras que los activos intangibles que respaldan los procesos internos proporcionan fundamentos de la estrategia. Alinear los objetivos de estas cuatro perspectivas es la clave de la creación de valor y, por lo tanto, de una estrategia focalizada e internamente consistente.

Esta arquitectura de causa y efecto, que vincula las cuatro perspectivas, es la estructura alrededor de la cual se desarrolla un mapa estratégico. La construcción de un mapa estratégico obliga a una organización a aclarar la lógica de cómo creará valor y para quién.

La estrategia es un paso en un proceso continuo

La estrategia no es un proceso de gestión independiente, sino que es un paso de un proceso continuo lógico que moviliza a una organización desde una declaración de misión de alto nivel al trabajo realizado por los empleados operativos y administrativos (ver figura siguiente)



La misión general de la organización proporciona el punto de partida al definir por qué la organización existe o cómo se adapta una unidad de negocios a una estructura corporativa más amplia. La misión y los valores fundamentales que la acompañan se mantienen bastante estables en el tiempo. La visión de la organización presenta una imagen del futuro que aclara el rumbo de la organización y ayuda a las personas a comprender por qué y cómo deben apoyar a la organización.

Además, la visión pone a la organización en movimiento, desde la estabilidad de la misión y los valores fundamentales a la dinámica de la estrategia, que es el siguiente paso en el proceso continuo. La estrategia se desarrolla y evoluciona con el tiempo para hacer frente a las condiciones cambiantes que presentan el entorno externo y las capacidades internas.

Las declaraciones de misión y visión establecen los propósitos y rumbo generales de la organización. Ayudan a los accionistas, clientes y empleados a comprender qué es la empresa y qué intenta conseguir. Pero estas declaraciones son demasiado vagas para guiar las acciones diarias y las decisiones de asignación de recursos. Las empresas convierten sus declaraciones de misión y visión en operacionales cuando definen una estrategia que indica cómo se lograrán esa misión y esa visión.

Las definiciones y abordajes sobre el tema de la estrategia son muy diversas. Según Michael Porter (1996, 61-78), la estrategia consiste en seleccionar el conjunto de actividades en las que la empresa se destacará para establecer una diferencia sustentable en el mercado. En el mapa estratégico dicho conjunto seleccionado de actividades es plasmado a través de la propuesta de valor que la organización elige para sus clientes.

Se concluye, entonces, que el enfoque de Mapa Estratégico y *Balanced Scorecard* proporciona la especificidad necesaria para que las declaraciones de rumbo de alto nivel (misión , visión y estrategia) tengan más sentido y sean ejecutables por todos los empleados, cumpliendo con el fin de “operacionalizar” la estrategia.

El *Balanced Scorecard*: los indicadores, las metas y las iniciativas traducen la estrategia en acción

El Mapa Estratégico describe la lógica de la estrategia, mostrando claramente los objetivos de los procesos que crean valor y los activos intangibles necesarios para respaldarlos.

El *Balanced Scorecard* traduce los objetivos del mapa estratégico en indicadores y metas a alcanzar. Pero los objetivos y las metas no se alcanzarán simplemente por haber sido identificados, sino que la organización debe lanzar un conjunto de programas de acción que permita alcanzar las metas de todos los indicadores.

La organización debe proporcionar recursos escasos (personas, financiación y capacidad) a cada programa de acción. Para referirnos a estos programas de acción se utiliza la expresión “iniciativas estratégicas”. Para cada indicador del *Balanced Scorecard*, los gerentes deben identificar las iniciativas estratégicas necesarias para

alcanzar la meta propuesta. Las iniciativas crean resultados, de ahí que la ejecución de la estrategia se haga a través de la ejecución de las iniciativas. Los planes de acción que definen y proporcionan recursos para las iniciativas estratégicas deben estar alineados con los temas estratégicos y deben verse como un conjunto integrado de inversiones, en lugar de como un grupo de proyectos aislados. Cada tema estratégico debe contener un caso de negocio integral.

Unión de todas las piezas: el mapa estratégico

Al pasar por las cuatro perspectivas del *Balanced Scorecard* (financiera, clientes, procesos internos y aprendizaje & crecimiento), se determinan los objetivos e indicadores que describen la estrategia. Un mapa estratégico proporciona, entonces, una representación visual de dicha estrategia. En una sola página se da una visión de cómo se integran y combinan los objetivos de las cuatro perspectivas para describir la estrategia. Cada empresa adapta su mapa estratégico a sus objetivos estratégicos particulares.

Posteriormente, en el *Balanced Scorecard* se plasman los indicadores asociados a los objetivos de las cuatro perspectivas del mapa estratégico. De esta forma los múltiples indicadores de un *Balanced Scorecard* bien construido proporcionan la instrumentación de una sola estrategia. Las empresas pueden formular y comunicar sus estrategias con un sistema integrado por un número finito de indicadores que identifican las relaciones causa-efecto entre las variables fundamentales, incluyendo indicadores de resultados, de tendencia y ciclos de *feedback*.

5 - Aplicación de la metodología a AES Argentina

Se presenta a continuación la aplicación de esta metodología de “Mapa Estratégico & *Balanced Scorecard*” para el negocio de AES Argentina. Se relevaron entonces la misión y visión organizacional de la empresa y los postulados estratégicos principales, con el fin de trasladar los puntos mencionados a un mapa estratégico, definir objetivos coherentes con dicha estrategia y proveer indicadores que permitan el seguimiento y medición de dicha estrategia.

5.1 - Misión, visión, valores y postulados de estrategia de AES

Misión

Misión AES Argentina : “tenemos la misión de iluminar nuestro país”

Misión AES Corporativa : “mejorar la calidad de vida, suministrando soluciones energéticas seguras, confiables y sustentables en cada mercado en que intervenimos”

Visión

Incrementar el valor de los activos mediante la consecución de un marco regulatorio sustentable, en continua mejora de la performance operativa y financiera.

Valores

- Poner la seguridad primero
- Esforzarse por la excelencia
- Actuar con integridad
- Disfrutar del trabajo
- Honrar nuestros compromisos

Estrategia

Se presentan a continuación los principales lineamientos generales de la estrategia enunciada por AES Argentina:

Corto Plazo (2012 y 2013) :

- Hacer frente al entorno macroeconómico
- Administrar la ejecución de los acuerdos firmados con el gobierno argentino
- Ejercer control de costos propios

Mediano y Largo Plazo (2014 y 2015 en adelante)

- Contribuir al desarrollo de una política para reducir los subsidios que restablezca un equilibrio en el sector y permita cobrar el 100% de nuestra generación
- Mantener la participación de mercado actual en el sector de generación eléctrico argentino a través de nuevas inversiones.

5.2 - Identificación de principales clientes y partes interesadas

Se identifican como clientes principales y partes interesadas a :

- Cammesa (administrador del Mercado Eléctrico Mayorista)
- Grandes Usuarios Mayores (GUMAs)
- Entes Gubernamentales (Secretaría de Energía, Ministerio de Planificación)

5.3 - Análisis de la estrategia

Considerando lo anteriormente expuesto respecto de la situación actual del mercado eléctrico mayorista (MEM) y particularmente del segmento de generación, la estrategia de AES está basada en tener una sólida gestión operativa de sus plantas y en mantener relaciones fluidas y colaborativas con sus clientes principales y partes interesadas, de manera de favorecer el desarrollo de políticas que permitan la sustentabilidad del negocio.

Para ello será fundamental lograr una estrecha relación con sus interlocutores gubernamentales y se apoyará en la excelencia operativa de sus activos para apuntalar tal relación.

Según esto, la propuesta de valor de la empresa a sus clientes y a partes interesadas es :

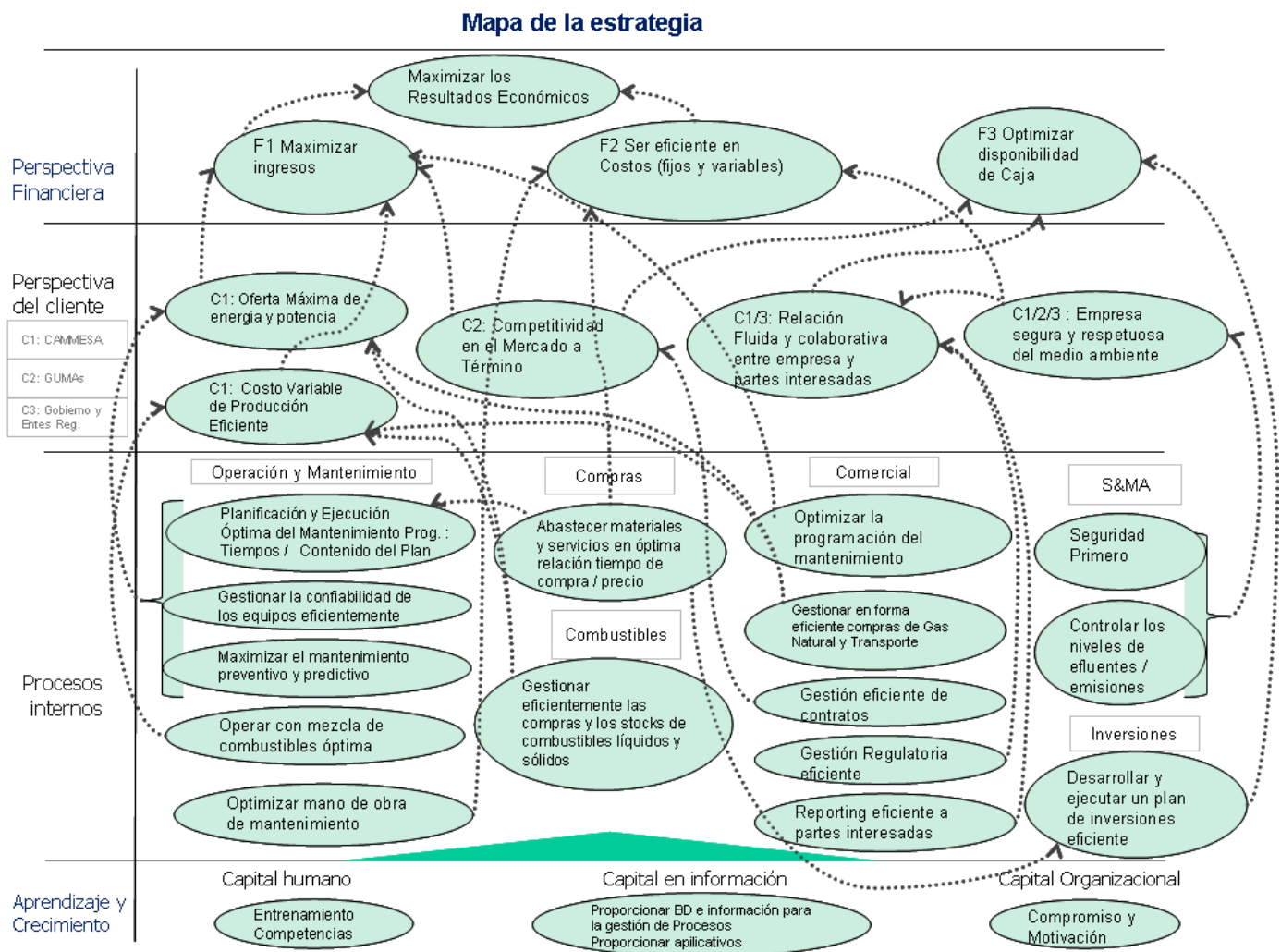
- Asegurar máxima disponibilidad al mercado *spot*, con costo de producción eficiente
- Ser competitivos en el mercado a término
- Mantener una relación fluida y colaborativa con todos los clientes y partes interesadas
- Proveer energía en forma segura y cuidando el medio ambiente

De esta forma, se pretende instalar los siguientes atributos de valor en la perspectiva de clientes y partes interesadas, a saber :

- Oferta máxima de energía y potencia
- Costo de producción eficiente
- Competitividad en el mercado a término
- Relación confiable y colaborativa con partes interesadas y clientes
- Empresa segura y respetuosa del medio ambiente

5.4 - Mapa Estratégico

Teniendo en cuenta los elementos expuestos hasta aquí, se desarrolló el siguiente mapa estratégico para AES Argentina :



Referencias:

- CAMMESA : Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Sociedad Anónima
- S&MA : Seguridad y Medio Ambiente
- GUMAs : Grandes Usuarios Mayores
- BD : Bases de Datos de generación en tiempo real y post-operativas

Descripción del Mapa Estratégico :

Perspectiva financiera

El objetivo principal de esta perspectiva se resume en el siguiente postulado:

“Maximizar los resultados económicos y financieros”.

En esta etapa de la compañía y teniendo en cuenta las singularidades y distorsiones que atraviesa actualmente el Mercado Eléctrico Mayorista Argentino, tal como se describió en el ítem 2.3 de este documento, es necesario afianzar los resultados económicos (maximizar ingresos y reducir costos), pero también es necesario mejorar notoriamente la cobrabilidad de la deuda acumulada entre Cammesa y AES Argentina.

A continuación se explican brevemente los objetivos asociados a esta perspectiva :

Maximizar ingresos :

Para cumplir con este objetivo es necesario que las plantas de generación de AES sean convocadas a generar la mayor cantidad del tiempo y a la mayor capacidad posible (potencia nominal). Para tal fin es necesario tener un costo de producción que sea competitivo en el mercado y, a su vez, minimizar las pérdidas comerciales por indisponibilidades de nuestros generadores.

Ser eficiente en costos :

Con respecto a los costos variables, estos son mayormente correspondientes a la compra de combustible. La eficiencia que se logre en la gestión de compra y logística de combustible redundará en una mejora del margen variable de la compañía.

En tanto, los costos fijos representan actualmente un elevado porcentaje si se los refiere al margen variable, por lo tanto éstos deben ser controlados para que su evolución no afecte al EBITDA de la compañía. La situación macroeconómica de variación de costos de insumos y servicios por inflación (y variaciones de tasa de cambio) hacen crítico este ítem y necesario su seguimiento y monitoreo continuo.

Optimizar disponibilidad de caja :

Como se explicó en el ítem 2.3., la situación de desfinanciamiento del “fondo estacional” ha generado deudas entre Cammesa y las compañías generadoras, afectando el desempeño financiero de AES. El objetivo de “optimizar disponibilidad de caja” apunta a lograr minimizar riesgos del negocio devenidos de la mencionada situación.

Perspectiva del cliente

Oferta máxima de energía y potencia :

La compañía, apoyada en su excelencia operativa, pretende ser reconocida por el volumen de energía que oferta al mercado ayudando al mismo a evitar posibles cortes de demanda por insuficiente oferta al sistema. Además de esta forma, maximiza las posibilidades de despacho de sus unidades, aumentando consecuentemente sus ingresos.

Costo de producción eficiente:

Un costo de producción competitivo aumentará las posibilidades de cada planta de ser despachada. A su vez, la obtención de dicho costo permite, aguas adentro de cada planta, maximizar el margen variable que obtiene cada generador.

Competitividad en el mercado a término:

La obtención de nuevos contratos y el mantenimiento o renovación de los ya existentes depende de las condiciones (precio y plazos) que la compañía le ofrece a los Grandes Usuarios (GUMAs).

Maximizar el volumen de energía transada vía contratos permite maximizar la cobrabilidad de la compañía, debido a que la energía así vendida es abonada directamente por el GUMA, evitando el riesgo pagador de Cammesa.

Relación confiable y colaborativa con partes interesadas y clientes:

Es prioridad de la compañía mantener relaciones fluidas y colaborativas con sus partes interesadas (especialmente gubernamentales), de manera de poder consensuar el desarrollo de políticas que permitan la sustentabilidad del negocio.

Empresa segura y respetuosa del medio ambiente:

La seguridad en el trabajo, junto con el cuidado del medio ambiente son prioridades en los estándares de trabajo y de operación de AES, lo cual la convierte en una compañía sustentable y con una imagen acorde ante sus partes interesadas.

Perspectiva de procesos internos

A continuación se explican brevemente los objetivos asociados a esta perspectiva, abiertos por cada proceso interno involucrado:

Proceso: Operación y Mantenimiento (O&M)

Este proceso es fundamental con el fin de asegurar máxima disponibilidad de oferta de generación al mercado. Es importante resaltar que las indisponibilidades de las unidades generadoras traen aparejadas las denominadas pérdidas comerciales, que se definen como las pérdidas de ingresos potenciales ocasionadas por cualquier salida de servicio (tanto programadas como forzadas) de las unidades generadoras que en ese mismo período de indisponibilidad podrían haber sido convocadas a despacho.

Planificación y ejecución óptima del mantenimiento programado:

Particularmente para el caso de las salidas programadas para mantenimiento, estas son necesarias de realizar cada vez que se alcanzan ciertos tiempos equivalentes de operación, según estándares definidos por el fabricante. En dichas paradas son ejecutadas ciertas acciones de mantenimiento que resultan imprescindibles para asegurar la disponibilidad futura de las unidades.

Es importante que la longitud de estas paradas de planta se ajuste a lo planificado, de tal forma que permita realizar los trabajos necesarios pero que, sin embargo, no se excedan más allá del tiempo programado inicialmente con el fin de disminuir las pérdidas comerciales asociadas y asegurar máxima disponibilidad de oferta de generación al mercado.

Gestionar la confiabilidad de los equipos eficientemente:

En el desarrollo y ejecución de la actividad de mantenimiento, es necesario gestionar la confiabilidad de los equipos críticos de cada planta, con el fin de minimizar las salidas forzadas de las unidades generadoras. Se aplican a tal fin metodologías de RCM (*Reliability Centered Maintenance*) en el diseño de planes de mantenimiento de equipos y en el seguimiento correspondiente de su *performance*. Mejorar el desempeño de las unidades en lo referente a su confiabilidad permite minimizar su tasa de salidas forzadas y asegurar máxima disponibilidad de oferta de generación al mercado, minimizando además pérdidas comerciales.

Maximizar el mantenimiento preventivo y predictivo:

En el desarrollo de la actividad de mantenimiento, es necesario ocupar la mayor parte de los esfuerzos y recursos disponibles en actividades de mantenimiento preventivo y predictivo con el fin de mejorar la disponibilidad de las unidades generadoras. En la mayoría de los casos que afecten el equipamiento crítico de las plantas, un trabajo de mantenimiento programado se realiza con menor insumo de recursos y con menores pérdidas comerciales que el mismo trabajo realizado de forma correctiva. Las técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo disponibles para esta actividad de mantenimiento permiten, entonces, ahorrar recursos y a su vez minimizar los tiempos de indisponibilidad.

Operar con la mezcla de combustibles óptima:

Las centrales térmicas operadas por AES tienen la particularidad de poder quemar varios combustibles alternativos. A modo de ejemplo, la unidad CTSN#5 puede operar con los siguientes combustibles: gas natural y/o carbón mineral.

La utilización de distintas combinaciones de combustibles tienen asociados distintos valores de costos de producción, lo que trae aparejado:

- a- distintas posibilidades de ser despachados por Cammesa en el mercado *spot*
- b- variación en los costos reconocidos por Cammesa

Como consecuencia, existen ciertas combinaciones en el *mix* de combustibles utilizado que maximizan los ingresos de la compañía.

Cumplir con este objetivo de “operar con la mezcla de combustibles óptima” hará posible ofertar energía a un costo de producción eficiente y aumentar los ingresos en consecuencia.

Optimizar mano de obra de mantenimiento (propia y contratada):

Con el fin de mantener bajo control a los costos, es necesario minimizar la generación de horas extras de personal propio, así como la contratación de personal externo adicional, con lo cual adquiere relevancia poder realizar las tareas programadas preferentemente con personal propio, maximizando su productividad y en tiempos acordes a su respectiva programación.

Proceso: ComprasAbastecer materiales y servicios en óptima relación de tiempo y precio:

La eficiente gestión de abastecimientos es prioritaria para poder realizar los trabajos programados en tiempo y forma. Además, la posibilidad de abastecer los insumos, tanto de equipamiento como de mano de obra, con una buena relación de calidad y precio, permite disminuir costos y mejorar la situación de caja de la compañía.

Lo anterior se aplica tanto para los insumos requeridos para los trabajos de mantenimiento como para la realización de inversiones de capital.

Proceso: CombustiblesGestionar eficientemente las compras y los stocks de combustibles líquidos y sólidos:

En este caso es necesario contar con los combustibles necesarios para las plantas térmicas, en un stock que permita ofrecer al mercado disponibilidad de las unidades con los combustibles óptimos en cantidades suficientes y el reabastecimiento de dichos combustibles con mínimos riesgos de *stockout*.

A su vez, es importante lograr dicho abastecimiento de combustibles a través de compras con precios óptimos que permitan operar con costos variables de producción eficientes y, de esa forma, aumentar los ingresos de la compañía.

Proceso: ComercialOptimizar la programación del mantenimiento:

Se trata de la coordinación que debe realizar el sector Comercial con Cammesa, a los efectos de consensuar con este organismo que las paradas de planta para mantenimiento programado de nuestras unidades puedan realizarse en aquellos momentos del año -en los cuales- las probabilidades de ser despachados son más bajas, de manera de minimizar las pérdidas comerciales asociadas a tales paradas.

Gestionar en forma eficiente compras de gas natural y transporte:

En este caso, la obtención de contratos que aseguren la disponibilidad de gas natural y el transporte necesario para abastecer a las unidades que utilizan tal combustible es responsabilidad del proceso comercial .

Gestión eficiente de contratos GUMAs:

Corresponde a la gestión comercial con los grandes usuarios, la cual permite renovar contratos existentes y/o celebrar nuevos contratos en el mercado a término del MEM.

Gestión regulatoria eficiente:

Se trata de lograr negociaciones con los entes reguladores que permitan acuerdos que aseguren la sustentabilidad del negocio para AES y mejoren las condiciones de abastecimiento desde la óptica del regulador. Los acuerdos, logrados hasta la actualidad han permitido mejorar la cobrabilidad de deudas y el financiamiento para actividades de inversión o mantenimiento.

Reporting eficiente a partes interesadas:

Se trata del cumplimiento en tiempo y forma de las requisitorias de información variada solicitada por entes gubernamentales.

Proceso: Seguridad y Medio Ambiente (S&MA)Controlar los niveles de efluentes y emisiones :

La compañía tiene el objetivo de cumplir firmemente con todas las normativas medioambientales existentes, de manera de ser percibida por la población y las partes interesadas como respetuosa del medio ambiente.

Trabajar con seguridad:

La seguridad es un valor principal de AES, la estrategia tiene entonces como objetivo principal “poner a la seguridad primero” en todas las actividades realizadas. El cumplimiento de este objetivo contribuye además con la imagen externa de la compañía para con sus partes interesadas.

Proceso: InversionesDesarrollar y ejecutar un Plan de inversiones eficiente:

Las inversiones de capital, durante el proceso de presupuestación anual, se analizan, evalúan y priorizan cuidadosamente, en un entorno financiero de disponibilidad de caja crítico. Además, se realiza un detallado seguimiento de avance físico y económico de las inversiones en curso.

Perspectiva de Aprendizaje & Crecimiento

A continuación se explican brevemente los objetivos asociados a esta perspectiva, abiertos según sus tres pilares fundamentales, a saber: capital humano, capital en información y capital organizacional.

Capital humano

Entrenamiento

Con el fin de poder exhibir una operación sólida de sus activos, la compañía busca la excelencia operativa en sus procesos. Los responsables de gestionar los procesos internos críticos de la compañía deberán recibir entrenamiento acorde con este objetivo, a través de capacitaciones que agreguen valor en el desarrollo de sus actividades y mejoren sus competencias.

Competencias

En la promoción y/o contratación de empleados para cubrir posiciones vacantes de tales procesos internos, Recursos Humanos deberá encontrar y reclutar a aquellos candidatos que cumplan con las competencias requeridas para tales puestos, minimizando la diferencia entre lo ideal requerido y las competencias de las personas incorporadas.

Capital en información

Proporcionar bases de datos exactas e información para la gestión de procesos

En la gestión técnica y comercial de los activos de la compañía, es necesaria la disponibilidad de bases de datos operativos (tiempo real y “*ex - post*”).

Proporcionar aplicativos para la gestión operativa y comercial

Es necesario poder acceder a aplicativos (*software*) que permitan mejorar el cálculo y la visualización de resultados que se desprenden de las bases de datos.

Capital Organizacional

Compromiso y motivación

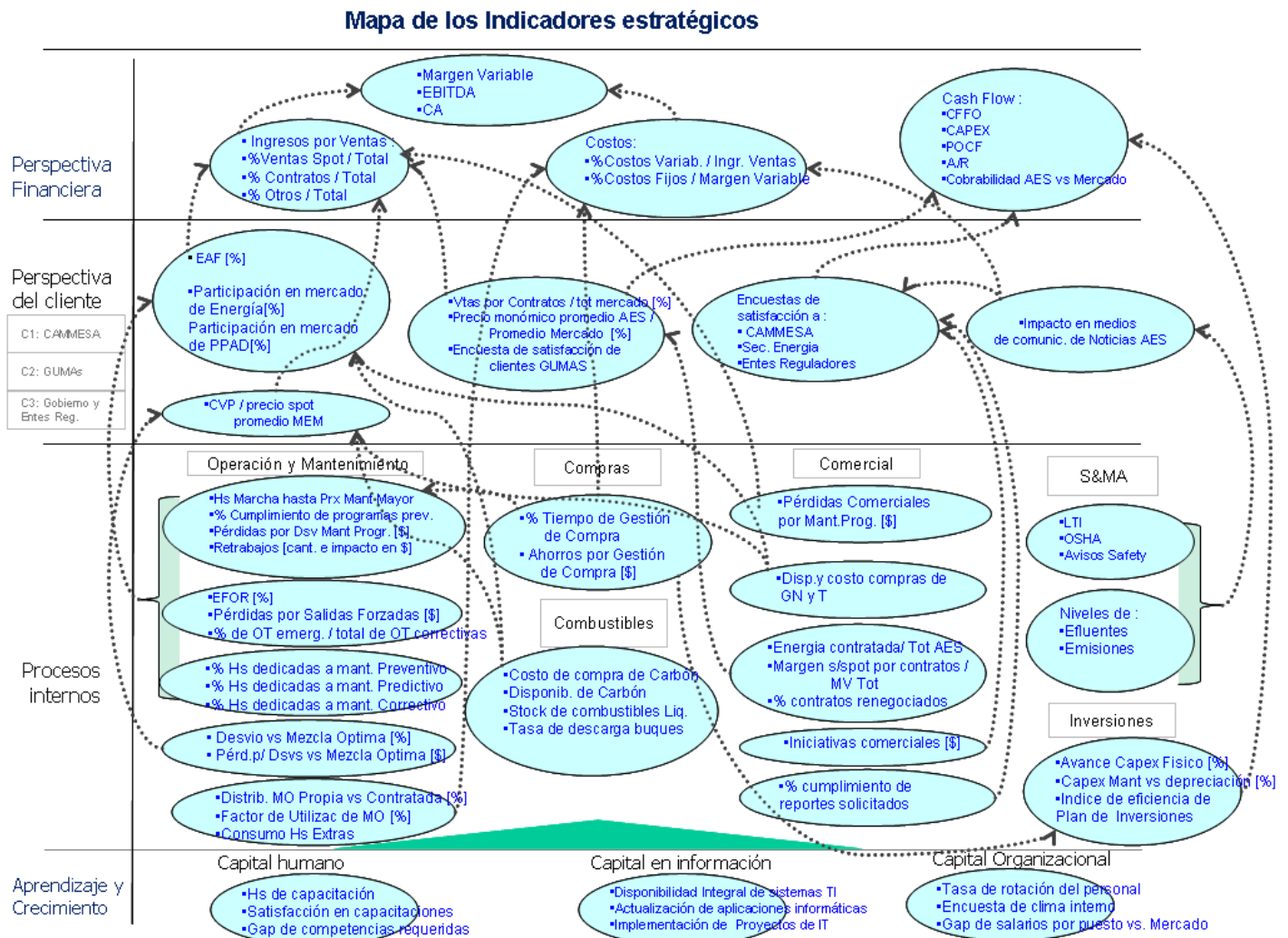
El nivel de alineamiento de los recursos humanos que componen la compañía con la visión y los objetivos de la estrategia es esencial para su cumplimiento.

A su vez, el trabajo en equipo es fundamental para lograr una performance acorde a los altos niveles de exigencia requeridos.

Por lo antedicho, el compromiso y la motivación de los miembros de la organización adquieren gran importancia.

5.5 - *Balanced Scorecard*

Se definieron los indicadores representativos y medibles para monitorear el avance hacia el cumplimiento de los objetivos mencionados en el mapa estratégico descripto en el ítem anterior :



Estos indicadores se presentarán como consolidados a nivel de AES Argentina. Sin embargo, deberá ser posible, en los casos que corresponda, acceder a una apertura para cada planta y un “*drill down*” de los indicadores, con el fin de conocer los causantes de posibles desvíos y la detección temprana de factores que pudieran obstaculizar el cumplimiento de los objetivos (para ejemplo ilustrativo de la apertura mencionada: ver Anexo III).

5.6 - Descripción de los indicadores seleccionados

Perspectiva Financiera:

#	Perspectiva Financiera	Unidad de Medida	Fórmula de cálculo	Impacto / detalles	Responsable	Observaciones
Maximizar los Resultados Económicos						
1	Margen Variable	MUSD	Ventas - Costos Variables	Performance Económica del negocio	FP&A	KPI Existente Apertura por planta
2	EBITDA	MUSD	Margen Variable - Costos Fijos	Performance Económica del negocio	FP&A	KPI Existente
3	Adj. PTC = Adjusted Pre-Tax Contribution	MUSD	EBITDA - (Intereses, Depreciaciones y Amortizaciones)	Performance Económica del negocio	FP&A	KPI Existente
4	CA = Commercial Availability	MUSD	Margen Variable / (Pérdidas + Margen Variable)	Impacto en Performance Económica Indica Margen capturado sobre Margen Posible	FP&A	KPI Existente
Maximizar Ingresos						
5	Ingresos por ventas Totales	MUSD	Ventas totales de energía, potencia y servicios asociados.	Impacto en Resultados económicos	Comercial	KPI Existente
6	Ventas Spot / Ingresos por ventas Totales	%	% Ventas de energía y potencia SPOT sobre ventas Totales	Impacto en Resultados económicos	Comercial	KPI Existente
7	Ventas por Contratos / Ingresos por ventas Totales	%	% Ventas a contratos GUMAs sobre ventas Totales	Impacto en Resultados económicos	Comercial	KPI Existente
8	Ventas Otros/ Ingresos por ventas Totales	%	% de ventas de (Reservas + RPF + Cesión Gas + Subproductos + Fee de Operación) sobre ventas Totales	Impacto en Resultados económicos	Comercial	KPI Existente
Ser eficiente en Costos (variables, fijos, etc.)						
10	Costos Variables / Ingresos por ventas	%	Costos Variables / Ingresos por ventas	Impacto en Resultados económicos	FP&A	KPI Existente Drill down disponible
9	Costo Fijos / Margen Variable	%	Costos Fijos / Margen Variable	Impacto en Resultados económicos	FP&A	KPI Existente Drill down disponible
Optimizar la disponibilidad de caja						
10	CFFO = Cash Flow From Operation	MUSD	EBITDA - A/R del período	Sustentabilidad del negocio	FP&A	KPI Existente
11	A/R = Account Receivables	MUSD	Deuda CAMMESA aún no cobrada	Sustentabilidad del negocio	Comercial	KPI Existente
12	POCF	MUSD	Dividendos	Performance Financiera del negocio	FP&A	KPI Existente
13	Cobrabilidad AES vs Mercado	%	Cobrabilidad de los (A/R) de AES / Cobrabilidad (A/R) promedio Mercado	Sustentabilidad del negocio	Comercial	KPI Nuevo
14	Capex	MUSD	Inversiones de capital (valor total consolidado)	Impacto en Resultados Financieros Mide avance económico del plan de Inversiones del año	FP&A	KPI existente Apertura por planta y por tipo de proyecto

Perspectiva Cliente:

	Perspectiva del Cliente	Unidad de Medida	Fórmula de cálculo	Impacto / detalles	Responsable	Observaciones
Oferta Máxima de Energía y potencia						
15	EAF = Equivalent Availability Factor	%	$EAF = \frac{SH + RSH - EPDH - EPDH}{PH}$	Impacto en ventas Indica Disponibilidad de generadores	Operaciones	KPI Existente Definición detallada : VER ANEXO II Apertura por planta
16	Participación en mercado de Energía	%	Volumen energía entregado AES / Total Mercado GWh	Participación de mercado	Comercial	KPI Nuevo Apertura por Tecnología
17	Participación en mercado de Potencia	%	Volumen PPAD entregado AES / Total Mercado GW	Participación de mercado PPAD = Potencia Puesta a Disposic.	Comercial	KPI Nuevo Apertura por Tecnología
Costo Variable de Producción (CVP) Eficiente						
18	CVP propio / CVP mercado promedio	%	CVP propio / CVP Mercado promedio	Impacto en Nivel de despacho y ventas CVP = Costo Variable de Producción	Comercial	KPI Nuevo Apertura por Tecnología
Relación Fluida y colaborativa entre empresa y partes interesadas						
19	Encuesta de satisfacción a partes interesadas	#	Grado de satisfacción entes reguladores y Cammesa	Satisfacción de StakeHolders Medición según pregunta específica en Encuesta ISO	Comercial	KPI Nuevo Encuesta según ISO sist. Comercial
Competitividad en el mercado de contratos con GUMAS						
20	Ventas por contratos / Total mercado	%	Volumen Ventas por contratos / Total mercado (Gwh)	Indica participación AES en mercado de contratos del MEM	Comercial	KPI Nuevo
21	Precio monómico promedio AES / Promedio mercado	%	Precio monómico promedio AES / Promedio mercado	Indica Competitividad de precio AES	Comercial	KPI Nuevo
22	Encuesta de satisfacción al cliente	#	Grado de satisfacción de clientes GUMAs	Satisfacción del Cliente GUMA Medición según pregunta específica en Encuesta ISO	Comercial	KPI Nuevo Encuesta según ISO sist. Comercial
Empresa segura y respetuosa del medio ambiente						
23	Impacto en medios de comunicación de Noticias AES	#	Cantidad de noticias en medios de comunicación que mencionan a AES en temas Medioambientales y de SSHH	Indica Imagen de la empresa Impacto en la Opinión Pública	RRH	KPI Nuevo

Perspectiva Procesos Internos:

Perspectiva de Procesos Internos		Unidad de Medida	Fórmula de cálculo	Impacto / detalles	Responsable	Observaciones
Operación y Mantenimiento						
Planificación y Ejecución Óptima del Mantenimiento Programado						
24	Horas Marcha hasta próximo mantenimiento mayor	Horas	Horas de operación	Indica cumplimiento de Cronograma de Mantenimiento óptimo	Mantenimiento	KPI Nuevo Apertura por Planta
25	% Cumplimiento de programas preventivos	%	% Avance programa de mantenimiento preventivo	Indica avance de ejecución de Mantenimiento Programado	Mantenimiento	KPI Existente Apertura por Planta
26	Pérdidas por desvío de mantenimiento programado	MUSD	Pérdidas Comerciales causadas por extensión de duración de la parada de mantenimiento programado	Indica nivel de eficiencia en Ejecución de Mantenimiento Prog.	Mantenimiento	KPI Nuevo Apertura por Planta
27	Backlog	%	Hs Hombre de Ots pendientes de ejecución	Indica Retraso en tareas de mto mecánico, eléctrico e i&c . OT = Orden de Trabajo	Mantenimiento	KPI Nuevo Apertura por Planta, por antigüedad y por prioridad
28	Retrabajos	#	Cantidad de avisos de trabajos finalizados pero no aprobados por sector solicitante	Impacto en incremento del Backlog	Mantenimiento	KPI Existente Apertura por Planta
29	Retrabajos (\$)	USD	Horas de retrabajo*salario promedio de mantenimiento	Impacto en incremento de costos de mantenimiento	Mantenimiento	KPI Nuevo Apertura por Planta
Gestionar la confiabilidad de los equipos eficientemente						
30	EFOR %	%	Tasa de Salidas Forzadas	Impacto en confiabilidad y disponibilidad	Operaciones	KPI Existente Definición detallada VER ANEXO II Apertura por planta
31	Pérdidas por salidas forzadas	MUSD	Pérdidas comerciales consecuencia de salidas forzadas	Impacto en Margen Variable	Operaciones	KPI Nuevo Apertura por Planta
32	% de OT emergencia / total de OT correctivas	%	cant. OTs Emergencia /cant. total de OTs Correctivas	Impacto en confiabilidad y disponibilidad OT = Orden de Trabajo	Mantenimiento	KPI existente
Maximizar el mantenimiento predictivo y preventivo						
33	% Mantenimiento preventivo	%	Promedio (% tareas preventivas de mto mecánico + eléctrico + i&c) / Total	Impacto en confiabilidad y disponibilidad	Mantenimiento	KPI existente
34	% Mantenimiento predictivo	%	Promedio (% tareas predictivas de mto mecánico + eléctrico + i&c) / Total	Impacto en confiabilidad y disponibilidad	Mantenimiento	KPI existente
35	% Mantenimiento correctivo	%	Promedio (% tareas correctivas de mto mecánico + eléctrico + i&c) / Total	Indica nivel de confiabilidad Impacto en costos	Mantenimiento	KPI existente
Operar la mezcla de combustibles óptima						
36	Desvío vs mezcla óptima	%	(Hs con desvío respecto mezcla óptima ponderada por Potencia de cada unidad) / Hs totales del período	Impacto en Margen Variable Se considera el desvío respecto a combustible principal	Operaciones	KPI Nuevo Apertura por Planta
37	Pérdidas por Desvío vs mezcla óptima	MUSD	Pérdidas comerciales por desvío de utilización de mezcla óptima	Impacto en Margen Variable	Operaciones	KPI Nuevo Apertura por Planta
Optimizar Mano de Obra de mantenimiento (propia y contratada)						
38	% mano de obra propia vs contratada	%	Gastos en MOP / Gastos MO Contratada	Utilización de MOP	Mantenimiento	KPI existente
39	% Utilización mano de obra	\$	% Utilización mano de obra	Incremento de gastos	Mantenimiento	KPI existente
40	Horas extras MOP	MUD	Horas extras efectuadas por personal propio (MOP= mano de obra propia)	Incremento de gastos MOP= mano de obra propia	RRHH	KPI existente

Perspectiva Procesos Internos (cont.):

Perspectiva de Procesos Internos	Unidad de Medida	Fórmula de cálculo	Impacto / detalles	Responsable	Observaciones
Compras					
Abastecer materiales y servicios en óptima relación tiempo, cantidad, calidad y precio					
41 % Tiempo de gestión de compra	%	% cumplimiento plazos de entrega	Satisfacción del cliente interno	Compras	KPI existente
42 Ahorros por gestión de compra	MUSD	(Costo de compra - Oferta inicial)	Impacto en costos	Compras	KPI existente
Combustibles					
Gestionar eficientemente las compras y los stocks de combustibles líquidos y sólidos					
43 Costo de Compra de Carbon	MUSD/ Ton.	Costo de Compra de combustible sólido (carbón)	Impacto en costos y en lograr CVP eficiente	Combustibles	KPI existente
44 Disponibilidad de carbón	%	Disponibilidad existentes de carbón / necesidad de planta CTSN	Impacto en disponibilidad y en lograr CVP Eficiente	Combustibles	KPI existente
45 Stock de combustibles Líquidos	m3	Stock de combustibles (Biodiesel y Fuel Oil)	Impacto operativo y en margen variable	Combustibles	KPI existente
44 Tasa de descarga de buques	Ton/día	Toneladas descargadas por día	Impacto en costos	Combustibles	KPI existente
S&MA					
Controlar los niveles de efluentes y emisiones (gaseosos, líquidos y sólidos: residuos patógenos, aceites, cenizas)					
46 Niveles de efluentes y emisiones	#	Cantidad de No Conformidades por niveles de efluentes y/o emisiones	Incumplimiento ambiental	S&MA	KPI Nuevo Apertura por planta
Seguridad Primero					
47 LTI = Incidentes con Pérdida de Tiempo	#	LTI personal propio y contratado	Indica nivel de seguridad	S&MA	KPI Existente Apertura por planta
48 OSHA	#	OSHA	Indica nivel de seguridad	S&MA	KPI Existente Apertura por planta
49 Avisos "Safety"	#	Avisos de trabajo por seguridad pendientes de resolución	Indica nivel de seguridad	S&MA	KPI Existente Apertura por planta
Inversiones					
Desarrollar y ejecutar un Plan de inversiones eficiente					
50 Avance de ejecución física de Plan de Capex	%	% de Avance físico del Plan de Inversiones	Riesgos técnicos asociados a la situación "sin proyecto"	GA&P	KPI existente Apertura por planta
51 Capex Mant. vs Depreciación	%	Inversiones en Mantenimiento / Depreciación anual contabilizada	Mantenimiento del valor de los activos	GA&P	KPI nuevo Apertura por planta
52 Índice de eficiencia de Plan de Inversiones	MUSD/ MUSD Inv.	VPN total Plan / Inversiones Totales	Indica Valor Actual Neto de proyectos por cada MUSD invertido	GA&P	KPI nuevo Apertura por proyecto

Perspectiva Procesos Internos (cont.):

Perspectiva de Procesos Internos	Unidad de Medida	Fórmula de cálculo	Impacto / detalles	Responsable	Observaciones
Comercial					
Optimizar la programación del mantenimiento					
53 Pérdidas Comerciales por Mant. Prog.	MUSD	Pérdidas Comerciales por ejecución de Mantenimientos programados	Impacto en Commercial Availability Disminución del Margen Variable	Comercial	KPI Nuevo Apertura por planta Comparación vs Budget
Gestionar en forma eficiente compras de gas natural y transporte					
54 Abastecimiento de Gas Natural	%	Gas con contratos / Gas requerido	Impacto operativo y en margen variable	Comercial	KPI Existente Apertura por planta
55 Costo de compras de Gas Natural y Transporte	MUSD	Costo acordado en contratos de compra de gas natural y transporte	Impacto operativo y en margen variable	Comercial	KPI Existente
Gestión eficiente de contratos GUMAs					
56 Energía anual contratada / Total AES	%	Volumen Ventas por contrato / Ventas totales	Impacto en participación de Mercado	Comercial	KPI Existente
57 Margen s/ spot por contratos / MV Total	%	(Margen de ventas por contratos - Margen Spot) / MV Total	Impacto en Ingresos por Ventas	Comercial	KPI Existente
58 % Contratos renegociados	%	MW anuales vendidos renegociados/ MW anuales totales iniciales	Indica gestión eficiente de renegociación y competitividad	Comercial	KPI Existente
Gestión Regulatoria eficiente					
59 Iniciativas comerciales	MUSD	Margen Variable obtenido por gestiones comerciales a través de acuerdos optimizadores de las reglas actuales	Indica nivel de acuerdos con los entes reguladores y Cammesa	Comercial	KPI Existente
Reporting eficiente a partes interesadas					
60 % cumplimiento de reportes solicitados	%	cant. reportes solicitados / cant. de reportes suministrados en tiempo	Satisfacción de partes interesadas	Comercial	KPI Existente Apertura por ente solicitante

Perspectiva Aprendizaje & Crecimiento:

Perspectiva de Aprendizaje & Crecimiento	Unidad de Medida	Fórmula de cálculo	Impacto / detalles	Responsable	Observaciones
Capital Humano					
Entrenamiento y Competencias					
61 Horas de capacitación impartida	Hs	Horas de capacitación impartida	Indica cantidad de entrenamiento	RRHH	KPI existente Apertura por área / planta
62 Satisfacción en las capacitaciones	#	Calificación de los empleados capacitados respecto de lo impartido	Indica calidad de los entrenamientos Se releva en encuesta post-capacitación	RRHH	KPI existente
63 Gap de competencias requeridas	%	competencias de personas incorporadas / competencias requeridas para puestos vacantes	Impacto en Performance de cada proceso	RRHH	KPI nuevo Apertura por área
Capital en Información					
Proporcionar Bases de Datos e información para la gestión de Procesos					
64 Disponibilidad Integral de sistemas TI	%	# hs servicio disponible / # hs mes	Indica Disponibilidad consolidada de sistemas de TI de apoyo a procesos	TI	KPI Nuevo
Proporcionar Aplicativos para la gestión de Procesos					
65 Actualización de aplicaciones informáticas	años	Antigüedad de las aplicaciones y sistemas TI	Indica Nivel de Actualización del estado de la tecnología	TI	KPI Nuevo
66 Implementación de Proyectos de TI	%	Avance de Implementación de Proyectos de nuevas aplicaciones informáticas soporte de procesos	Indica avance en la ejecución de proyectos TI	TI	KPI Existente
Capital Organizacional					
Compromiso y Motivación					
67 Tasa de rotación del personal	%	Cantidad de renuncias / Cantidad promedio de empleados	Indica nivel de compromiso y motivación	RRHH	KPI Nuevo Apertura por área / planta
68 Encuesta de clima interno	#	Respuestas consolidadas > 4 (Acuerdo): Aspectos de seguridad, Código de conducta, competencia, afiliación, comunicación y liderazgo	Indica nivel de compromiso, comunicación y liderazgo	RRHH	KPI Existente Apertura por área / planta
69 Gap de salarios por puesto vs. Mercado	%	comparativa con mercado	Impacto en Inequidad y posible desmotivación del personal	RRHH	KPI Existente Apertura por área / planta

6 - Bibliografía

- AES, “Manual de Asset Management Strategy-Rev1”(Documento interno), 2011
- AES, “Plan de Negocios 2012 – AES Generación” (Documento interno), 2011
- Perez Van Morlegan, L y J.C. Ayala, *El Comportamiento de la personas en las organizaciones* , 2011, Pearson.
- Kaplan, R. y D. Norton, *Mapas Estratégicos: cómo convertir los activos intangibles en resultados tangibles*, 2004, Gestión 2000.
- Kaplan, R. y D. Norton, *The Balanced Scorecard: Measures that drive performance*, 1992, *Harvard Business Review*.
- Kaplan, R. y D. Norton, *Having Trouble with your strategy? Then map it*, 2000, *Harvard Business Review*.

Nota de agradecimiento

A través de esta nota, agradezco a los integrantes del equipo de “Gestión de Activos & Performance” de AES Argentina Generación, en particular a Jorge Mores, Mariela Runco, Maria Laura Feller y Sebastian Castelli quienes prestaron especial ayuda para recabar y compilar gran parte de la información vertida en el presente trabajo.

ANEXO I - Listado de KPIs vigentes

Glosario de KPIs SGC y Existentes			
KPI	Área	Definición	Alcance
% indisponibilidad Intranet	TI	# hs servicio disponible / # hs mes	General
% indisponibilidad Telefonía IP	TI	# hs servicio disponible / # hs mes	General
% indisponibilidad Control Acceso	TI	# hs servicio disponible / # hs mes	General
% indisponibilidad Bejerman	TI	# hs servicio disponible / # hs mes	General
Desvío en OT finalizadas según estándar	Oficina Técnica	Fecha finalización OT - Fecha recepción OT	CTSN+CCP
% de OT predictivas sobre total de OT generadas	Oficina Técnica	OT Predictivas / OT generadas totales	CTSN+CCP
% de OT preventivas sobre total de OT generadas	Oficina Técnica	OT Preventivas / OT generadas totales	CTSN+CCP
% de OT correctivas sobre total de OT generadas	Oficina Técnica	OT Correctivas / OT generadas totales	CTSN+CCP
% de OT emergencia sobre total de OT correctivas	Oficina Técnica	OT Emergencia / OT Correctivas	CTSN+CCP
% de OT programadas sobre total de OT generadas	Oficina Técnica	OT Programadas / OT generadas totales	CTSN+CCP
% de horas programadas sobre total de horas trabajadas	Oficina Técnica	Hs trabajo programadas / Hs Trabajo	CTSN+CCP
Calidad de agua PTA	PTA	# No conformidades por calidad de agua en tanques de almacenaje	CTSN+CCP
% Cap. Ociosa PTA	PTA	% Capacidad ociosa en tanques	CTSN+CCP
Disponibilidad Toma de Agua	Toma de agua	% Hs con disponibilidad toma / Hs mes	CTSN+CCP
% Cumplimiento de programas Preventivos (PPM)	Mantenimiento	% Progr. definidos / Progr. ejecutados	CCP
% Cumplimiento de programas Preventivos (PPM)	Mantenimiento	% Progr. definidos / Progr. ejecutados	CTSN
Retrabajos	Mantenimiento	Cantidad de retrabajos	CCP
Retrabajos	Mantenimiento	Cantidad de retrabajos	CTSN
Factor de ocupación del Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento	% Hs dedicadas a mantenimiento predictivo	CCP
Factor de ocupación del Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento	% Hs dedicadas a mantenimiento predictivo	B5
Factor de ocupación del Mantenimiento Predictivo	Mantenimiento	% Hs dedicadas a mantenimiento predictivo	C300
Factor de ocupación del Mantenimiento Correctivo	Mantenimiento	% Hs dedicadas a mantenimiento correctivo	CCP
Factor de ocupación del Mantenimiento Correctivo	Mantenimiento	% Hs dedicadas a mantenimiento correctivo	B5
Factor de ocupación del Mantenimiento Correctivo	Mantenimiento	% Hs dedicadas a mantenimiento correctivo	C300
Factor de ocupación del Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento	% Hs dedicadas a mantenimiento preventivo	CCP
Factor de ocupación del Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento	% Hs dedicadas a mantenimiento preventivo	B5
Factor de ocupación del Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento	% Hs dedicadas a mantenimiento preventivo	C300
Factor de utilización	Mantenimiento	Hs trabajo mantenimientos / Hs Trabajo	CTSN+CCP
Laboratorio: Tiempo de respuesta de análisis químicos	Laboratorio	Fecha solicitud - Fecha entrega resultados	CTSN+CCP
% de Cumplimiento de Programas de Desarrollo	Mantenimiento	% Progr. definidos / Progr. ejecutados	CTSN+CCP
% de Disponibilidad de Servicios	Mantenimiento	Hs funcionamiento playa / Hs mes	CTSN+CCP
Monto OC	Compras	USD en Órdenes de compra /mes	General
Stock	Compras	USD en Stock / mes	General
Stock Inmovilizado	Compras	USD en Stock inmovilizado / mes	General
% Cumplimiento tiempo de gestión de compras	Compras	Compras a tiempo / Compras totales	General
% Cumplimiento plazos entrega	Compras	Compras con plazos de entrega cumplidos / Compras totales	General
% discrepancias monto sist-inv	Compras		General
Plazo de recepción	Compras	Fecha recepción - Fecha ingreso mercadería	General
% líneas OC rechazadas	Compras	OC rechazadas / OC totales	General

Listado de KPIs vigentes (cont.)

Glosario de KPIs SGC y Existentes			
KPI	Área	Definición	Alcance
Disponibilidad de stock Carbón	Combustibles	Tn Carbón Suministrado / Requerido	General
Costo de compras en línea con el precio Richard Bay	Combustibles	Var. Costos combustibles / var. Precio Richard Bay	General
Tasa de descarga de carbón	Combustibles	Tn descarga carbón promedio día	General
Disponibilidad de stock Combustibles Líquidos	Combustibles	Tn Carbón Suministrado / Requerido	General
Disponibilidad de stock Biodiesel	Combustibles	Tn Carbón Suministrado / Requerido	General
Satisfacción de los trabajadores con AES como lugar de trabajo.	RRHH Contratación	Satisfacción de nuevos empleados en AES	General
Satisfacción de clientes internos.	RRHH Contratación	Satisfacción requerientes de selección con el nuevo empleado	General
Suplir posiciones medias y altas internamente	RRHH Contratación	% reclut. interno vs / externo posic. Medias/altas	General
Presentar el recurso humano con las habilidades requeridas	RRHH Contratación	Eficacia de selección del personal	General
Realizar un trabajo efectivo de selección.	RRHH Contratación	Tiempo para cubrir el puesto	General
Asegurar el procesamiento de los sueldos en tiempo y forma	RRHH Liq. Sueldos	Fecha liquidación sueldo - Fecha mes vencido	General
Asegurar el procesamiento de provisiones en tiempo y forma	RRHH Liq. Sueldos	Fecha liquidación provisiones - Fecha mes vencido	General
Determinar el grado de cumplimiento del pago de aportes	RRHH Liq. Sueldos	Aportes pagados - Aportes a pagar	General
Envío de las ordenes de pago de sueldos	RRHH Liq. Sueldos	Fecha órdenes de pago aportes - Fecha mes vencido	General
Medir el desempeño de los empleados	RRHH Cap&Desarr.	Cumplimiento de Evaluación de Desempeño	General
Medir la satisfacción de los clientes internos de las capacitaciones	RRHH Cap&Desarr.	Nivel de Calidad de capacitación	General
Cumplimiento de los programas de capacitación centralizados	RRHH Cap&Desarr.	Cumplimiento de programas de Capacitación	General
Participación de los empleados en programas de entrenamiento y formación	RRHH Cap&Desarr.	Horas de entrenamiento por persona	General
Gestión de residuos patológicos	RRHH Salud ocup		General
Tiempo de entrega de exámenes médicos al proceso de Selección	RRHH Salud ocup	Tiempo de entrega examen médico	General
LTI	SH&MA	Incidentes registrados con pérdidas de tiempo / días	General
OSHA	SH&MA	Incidentes registrados según esta norma	General
Caminatas de seguridad	SH&MA	Horas de caminatas de seguridad	General
Majora calidad AST	SH&MA		General
% participación reuniones de seguridad	SH&MA	Participación del personal en las reuniones de seguridad	General
Plan de capacitación (hs)	SH&MA	Horas de capacitación impartidas	General
NFOM	FP&A	Costos de Operación y Mantenimiento (Non- Fuel)	General
DSO	FP&A	Days Sales Outstanding = Número de días de ventas que están en las cuentas por cobrar (promedio de los últimos doce meses)	General
Commercial Availability	Comercial	CA % = Margen Ventas / (Margen Pérdidas + Margen Ventas)	General
Energía anual contratada / Total AES	Comercial	Volumen Ventas por contrato / Ventas totales	General
Ventas por contratos / Ventas totales AES	Comercial	Ventas por contrato / Ventas totales	General
Margen s/ spot por contratos / MV Total	Comercial	(Margen de ventas por contratos - Margen Spot) / MV Total	General
Iniciativas comerciales		Margen Variable obtenido de iniciativas comerciales	General
Capex MUSD	Finanzas	Gastos en proyectos de inversión	General
EBITDA	Finanzas	Ventas . Costos Variables - Costos Fijos	General
Adj. PTC	Finanzas	Net Income = EBITDA - impuestos - intereses - deprec. - amortiz.	General
Cobranzas (Account receivables/Collections)	Finanzas	Monto adeudado por Resolución SE N° 724, Acuerdo de generadores, Pagos del Gas Natural	General
POCF	Finanzas	Net Income - Capex +/- Collections	General
Generación Neta	Operaciones	Mwh generados vendidos	Plantas
EFOR	Operaciones	$EFOR = \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH}$	Plantas
NCF	Operaciones	Net capacity factor	Plantas
Commercial Availability	Comercial	Margen variable / (MV + Pérdidas de MV)	Plantas

ANEXO II – Definición de Indicadores (Kpis) Operativos

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

KPI: *Key Performance Indicator*

EAF: *Equivalent Availability Factor* (factor de disponibilidad)

EFOR: *Equivalent Forced Outage Rate* (factor de salidas forzadas)

EFOF: *Equivalent Forced Outage Factor*

SH: *Service Hours* (horas de servicio)

SOH: *Schedule Outage Hour* (horas de parada programada)

RSH: *Reserve service Hours* (horas de reserva)

FOH: *Forced Outage Hours* (horas de salida forzada)

NMC: *Net Maximum Capacity* (capacidad máxima neta)

NDC: *Net Dependable Capacity* (capacidad máxima dependiente de condiciones ambientales)

TD: Tasa de disponibilidad

TSF: Tasa de indisponibilidad forzada

GADS: *Generation Availability Data System*

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

CAMMESA: Compañía Administradora del MEM

Identificación de eventos y estados operativos

Considerando un determinado tiempo en circunstancias determinadas, las unidades de generación cambian de estado de acuerdo a la siguiente clasificación general:

- En servicio
- En reserva
- Parada por reparación (forzada)
- Parada programada
- En servicio con potencia disminuida (derrateos)

Así es como las horas de operación en estos distintos estados antes mencionados, se deben contabilizar bajo las siguientes entidades:

- SH: *Service Hours* (horas de servicio)
- RSH: *Reserve Shutdown Hours* (horas de reserva)
- FOH: *Forced Outage Hours* (horas de salidas forzadas)
- SOH: *Schedule Outage Hours* (horas de parada programada)
- EPDH : *Equivalent Planned Derated Hours* (horas equivalentes de potencia disminuida programadas)
- EFDH: *Equivalent Forced Derated Hours* (horas equivalentes de potencia disminuida forzadas)

CÁLCULO del EAF (factor de disponibilidad)

$$EAF = \frac{SH + RSH - EFDH - EPDH}{PH} [\%]$$

Donde:

SH: horas de servicio

RSH: horas de reserva

EPDH: horas equivalentes de potencia disminuida programadas

EFDH: horas equivalentes de potencia disminuida forzadas

CÁLCULO del EFOR y EFOF (factor de salidas forzadas)

$$EFOR = \frac{FOH + EFDH}{FOH + SH} [\%]$$

$$EFOF = \frac{FOH + EFDH}{PH} [\%]$$

Donde:

FOH: horas de parada forzadas

EFDH: horas equivalentes de potencia disminuida forzadas

SH: horas de servicio

PH: horas del período

CÁLCULO del SOH (horas de mantenimiento programado)

$$\text{SOH} = \text{POH} + \text{MOH} + \text{SE}$$

Donde:

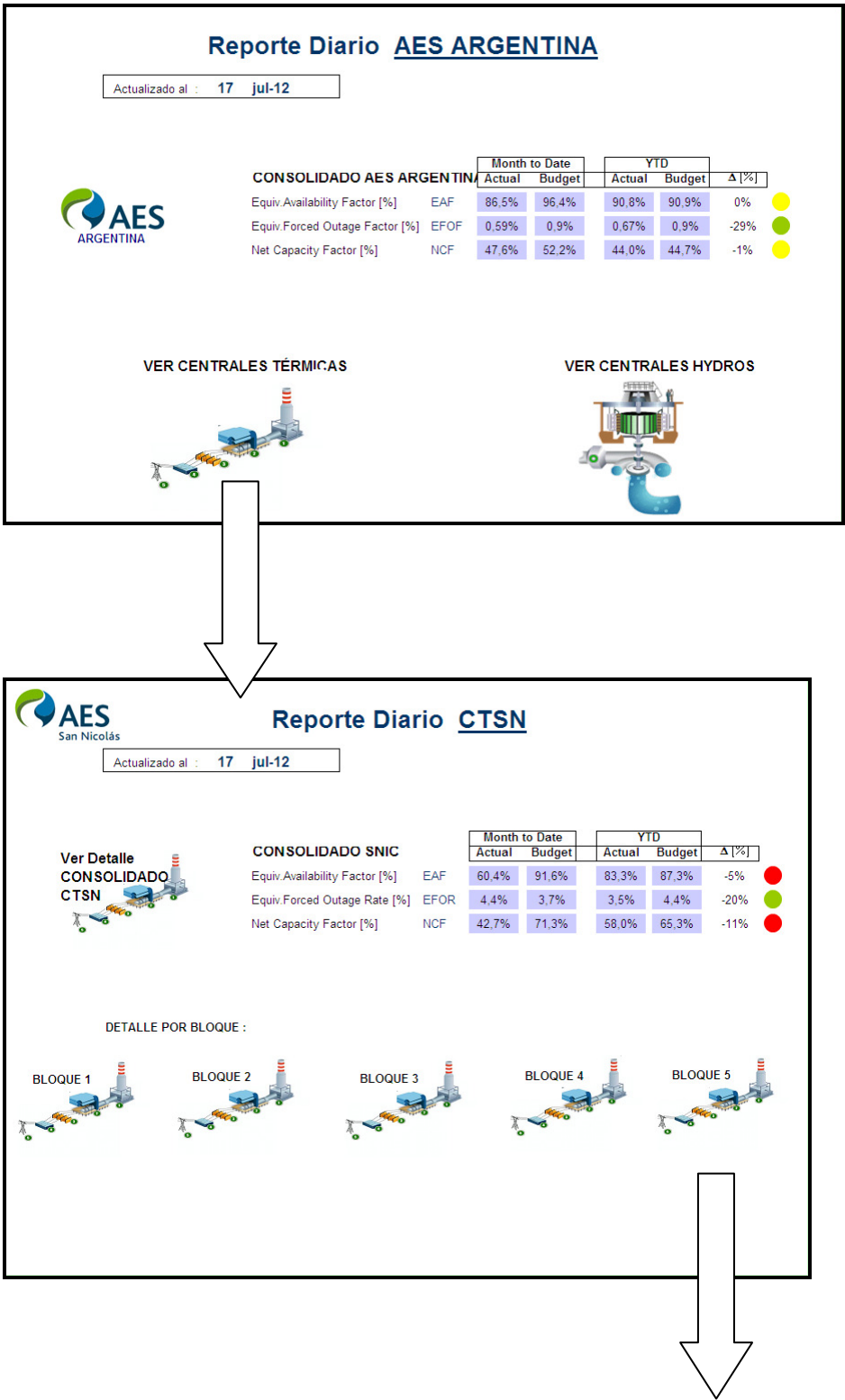
SOH: horas de parada programada

POH: horas de parada planeada (programada con más de dos semanas de anticipación y de duración mayor a una semana)

MOH: horas de paradas programadas de corta duración (coordinadas semanalmente y aplicadas a salidas controladas y coordinadas con CAMMESA)

SE: horas de extensión de la parada

ANEXO III – Apertura de indicadores (Kpis) operativos: ejemplo ilustrativo





Autorizo a la Universidad del CEMA a publicar y difundir a los fines exclusivamente académicos y didácticos la Tesis/Trabajo Final de mi autoría correspondiente a la carrera cursada en esta institución.

Ing. Gustavo Testolin

DNI : 18.491.782