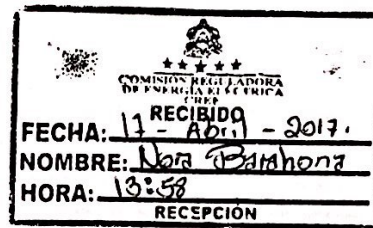


Tegucigalpa, M. D. C., 17 de abril del 2017.

OFICIO GG-415-2017

Ingeniero
RICARDO ESPINOZA
Comisionado Presidente
Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
Su Oficina.



Ref.: Requerimiento de Capacidad de Potencia Firme y Energía para Licitación en el período transitorio.

Estimado Ingeniero Espinoza:

Por medio de la presente y tal como lo establece el artículo 28-B de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), solicitamos a la CREE autorice a la ENEE a efectuar compras de capacidad y energía en el período transitorio, mediante licitación internacional abierta y competitiva bajo los principios establecidos en la ley y su reglamento, por un volumen de 950 MW, o lo que en más o en menos resulte de tal proceso y apruebe en su oportunidad la CREE al momento de la adjudicación.

A tal fin, se le adjunta el estudio que define nuestros requerimientos de capacidad firme y energía para los próximos 5 años, partiendo del año en curso. Los requerimientos provienen tanto del crecimiento de la demanda como del vencimiento de los PPA actuales a partir del 27 de diciembre de este año. De acuerdo a la información y análisis hoy disponibles, si la ENEE deseara cubrir el 100% de su demanda firme hasta el año 2022, debería firmar contratos por 1.100 MW de capacidad firme y energía con plantas existentes cuyos PPA vayan finalizando, con nuevas plantas y con transacciones comerciales provenientes del MER.

Las estimaciones de la ENEE de las cantidades a contratar se han realizado teniendo en cuenta la necesidad de promover la competencia en el proceso de licitación que se deberá llevar a cabo para las contrataciones. En particular, se estima una capacidad firme a contratar con plantas existentes de 700 MW, que resulta menor que la suma de las potencias disponibles y de las potencias firmes de dichas plantas, lo que implica una oferta superior a la demanda.

Como parte del proceso de licitación para la contratación de capacidad con plantas existentes se propone incorporar diferentes mecanismos que permitan aumentar el nivel de competencia y flexibilizar la capacidad total contratada por la ENEE. La competencia se incentivaría con la definición de un requerimiento firme menor que el disponible en el mercado nacional, a lo que se propone sumar la participación de plantas existentes instaladas en cualquier país del MER, así como también la inclusión de una o más ofertas virtuales que actúen como techo para las ofertas económicas que se presenten en la licitación. La flexibilidad del proceso de licitación que se propone permitiría a la ENEE contratar no sólo la capacidad firme que defina el proceso licitatorio, sino aquella oferta de capacidad adicional que resulte conveniente desde el punto de vista económico.



Residencial El Trapiche, Edificio Corporativo, 2do. piso. Tegucigalpa, M.D.C. Honduras C.A.

Por otra parte, el requerimiento total de capacidad firme de 1.100 MW presume la contratación con plantas nuevas de hasta un máximo de 400 MW. Sin embargo, la ENEE propone la inclusión en este proceso de licitación de una capacidad a contratar con plantas nuevas de 250 MW. El enfoque seguido por la ENEE en la definición de este requerimiento de capacidad adicional toma en consideración diversos aspectos, entre ellos: (a) la aceptación de que la transformación hacia un SIN con mejor calidad de servicio, pasando de un balance energético basado en capacidades disponibles a uno basado en capacidades firmes, se realice de forma gradual; (b) la necesidad de contar con plantas nuevas de rápida instalación, con entrada en servicio a comienzos de 2019; y (c) la consideración de las políticas sectoriales de largo plazo y en particular el objetivo de fomentar la instalación en 2022 de plantas nuevas de gran aporte, con combustibles más económicos y perfiles ambientalmente más adecuados.

Se proponen en este sentido que parte de los requerimientos de nueva potencia que no se incluyan en el proceso de licitación podría ser cubierta con plantas existentes, aprovechando la flexibilidad del proceso de licitación a implementar.

Por ello, solicitamos la autorización de CREE para llamar a licitación internacional abierta y competitiva en el período de transición para la compra de 950MW de capacidad firme y energía asociada destinado a garantizar el abastecimiento de la demanda en el corto y mediano plazo. Este llamado incluirá dos bloques flexibles estimados en 700 MW para plantas de generación existentes y 250 MW de unidades de generación nuevas o a instalar, que en conjunto puedan aumentar, dependiendo de los resultados que se obtengan, hasta un máximo de 1.100 MW de capacidad firme.

Se anexa copia impresa de los dos primeros informes (GO-005-I-2017 y 070417), así como copia digital de los documentos y cálculos que respaldan los requerimientos de capacidad firme y energía, tales como el oficio programa de generación de potencia y energía de la Gerencia de Operación GO-005-I-2017 de fecha 9 de Enero de 2017, el informe "07 04 17 Requerimientos Licitación Corto y Mediano Plazo", así como la plantilla en Excel denominada "Balance potencia firme 2017 2022", ambos elaborados por los consultores del BID Juan Carlos Fassi y Agustín Giménez de fecha Abril del 2017.

Aprovecho la oportunidad para reiterar las muestras de mi consideración y estima.

Atentamente,


ING. JESÚS MEJÍA A.
GERENTE GENERAL
EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Cc. Gerencia de Distribución

Residencial El Trapiche, Edificio Corporativo, 2do. piso. Tegucigalpa, M.D.C. Honduras C.A.

ENEE Honduras

Acuerdos de Compraventa de Energía
(Tercera fase).

Requerimientos de potencia firme para
licitación de corto y mediano plazo

Informe 1

Abril 2017

Juan Carlos Fassi
Agustín Giménez Mathus

Versión: 1.0

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1-1
2.	OBJETIVO	2-1
3.	SITUACIÓN	3-1
4.	DESAFÍOS CLAVE	4-1
5.	PRINCIPALES HIPÓTESIS CONSIDERADAS	5-1
5.1	Demanda de potencia firme	5-1
5.2	Potencia firme de los generadores	5-2
5.3	Evolución del parque de generación	5-4
6.	REQUERIMIENTOS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO	6-1
7.	ENFOQUE DEL PROCESO DE LICITACIÓN DE CORTO Y MEDIANO PLAZO	7-1
7.1	Enfoque para la licitación del Bloque A	7-1
7.2	Enfoque para la licitación del Bloque B	7-3

1. INTRODUCCIÓN

Esta actividad de cooperación técnica se da en el contexto del proceso de reforma del sector eléctrico que está atravesando Honduras impulsado por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) sancionada a fines del año 2013. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) ha requerido apoyo para la implementación de dos procesos de licitación de energía térmica convencional, dada la próxima finalización de un conjunto de contratos de compra y venta de energía por una capacidad superior a los 250 MW.

A mediados del año 2016 se iniciaron diversos estudios tendientes a determinar los requerimientos de contratación para el año 2017 y posteriores. Estos estudios incluyeron tanto aspectos técnicos, como legales y normativos, entre ellos la interpretación de la Ley General de la Industria Eléctrica y su Reglamento durante el periodo de transición hasta que se produzca el inicio de la operación del Mercado Mayorista.

A fines de 2016 la ENEE (Distribución) presentó un Oficio a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)¹ solicitando aprobación de los requerimientos de capacidad a contratar para el corto plazo. La CREE contestó esta solicitud el 30 de diciembre de 2016 por medio de otro oficio² en el que cuestiona diversos puntos del requerimiento y solicita a la ENEE profundizar determinados estudios.

Entre los antecedentes y análisis técnicos se pueden destacar:

- La estimación de los requerimientos de potencia y energía para el año 2017 elaborada por la ENEE³
- Los oficios intercambiados entre la ENEE y la CREE citados anteriormente.
- El análisis de los contratos de suministro de energía firmados (PPA) con plantas y unidades de generación que aun no se encuentran en operación, realizado por la ENEE. La ENEE realizó una recopilación de los contratos firmados, el estado de situación de los mismos, y para aquellos proyectos en construcción se estimó una fecha de entrada en servicio. Se debe destacar que la situación de un gran número de estos contratos (PPAs) es indefinida, lo que genera una gran incertidumbre sobre los futuros requerimientos de contratación para la ENEE, sino también pone dudas sobre las necesidades de expansión adicional de la oferta de generación de Honduras. Sin embargo para el análisis de los requerimientos de corto y mediano plazo, hasta el año 2022, se han podido determinar con suficiente precisión las plantas entrantes al sistema.

¹ Oficio GD-517-11-2016, del 30 de noviembre de 2016

² Oficio CREE-303-2016

³ Oficio GO-005-I-2017, Programa de generación de potencia y energía, de la Gerencia de Operación, de fecha 9 de Enero de 2017

1. INTRODUCCIÓN

- Los análisis realizados por los consultores del BID sobre la información provista por la ENEE y los balances preliminares de potencia de su autoría.

Es interesante señalar, por otra parte, que el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) le asigna al Operador del Sistema (ODS) la obligación de “elaborar cada dos años un plan indicativo de expansión de la generación con los contenidos y horizontes definidos en el Reglamento General de la Ley”, lo que aún no ha sido cumplido ya que el ODS pese a estar creado, no se encuentra operativo.

Justamente el Oficio de la CREE señala que la metodología para la elaboración del Plan de Expansión a presentar por la ENEE debe incluir un conjunto de los elementos que serán exigidos en la elaboración de los futuros planes indicativos que deberá preparar el ODS.

Entre los aspectos más críticos para la definición precisa del plan de expansión de la generación se encuentra la indefinición en relación con los PPA de plantas que aun no se encuentran en operación comercial. El grado de incertidumbre que significan estos PPA es muy elevado, por lo que una de las acciones que se pretende realizar en el corto plazo es la revisión integral de los PPA, incluyendo todos los aspectos técnicos, legales, normativos, etc.

Otro aspecto clave corresponde a la determinación de la potencia firme de las distintas unidades generadoras, también a cargo del ODS. En la actualidad la ENEE utiliza el concepto de potencia disponible para sus balances de potencia y energía, asumiendo condiciones medias hidrológicas, lo que resulta en una hipótesis optimista respecto de la oferta en el mercado. Asimismo el concepto de potencia firme de las plantas solares, eólicas e hidroeléctricas de filo de agua, que está definido en el ROM, no sería de aplicación, desde el punto de vista de los Consultores, para analizar el balance de potencia del sistema, que exige la inclusión del concepto de “firmeza”.

El último aspecto de interés lo constituye la proyección de la demanda firme, a partir de la que se determinan los “requerimientos de potencia y energía”. Esta es la potencia y energía que deben producir las unidades generadoras (o inyecciones) para atender, en condiciones críticas, la demanda de los usuarios finales y las pérdidas de distribución y transmisión. La proyección de la demanda debe considerar todos los factores que inciden en ella, tales como la evolución económica, el crecimiento demográfico, la expansión del grado de cobertura de la demanda, los planes de electrificación rural, la evolución del crecimiento del consumo per cápita, los resultados del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, y la elasticidad de la demanda con la tarifa eléctrica. La inclusión de todos los aspectos mencionados debe considerarse como un “objetivo” para la ENEE, es decir, como aspectos a incluir en los procesos metodológicos futuros, cuando la empresa cuente con toda la información compilada, resultados de los estudios específicos y una base de datos consolidada que aúna toda la información requerida. Para este análisis se puede aceptar en términos generales que la demanda proyectada por la ENEE ya incorpora la incidencia de todos los aspectos mencionados.

2. OBJETIVO

El objetivo de este informe es determinar, de acuerdo a la información existente y las limitaciones propias del periodo de transición hasta la entrada en operación del ODS y la aplicación plena ROM, los Requerimientos de Expansión de la generación y los Requerimientos de contratación por parte de la ENEE para el corto y mediano plazo.

Se incluye en el informe un sucinto análisis de la situación actual, los desafíos clave, y el diseño propuesto para el proceso de licitación del suministro de potencia y energía para el corto y mediano plazo.

3. SITUACIÓN

Durante el período transitorio, la ENEE puede efectuar compras de capacidad y energía mediante licitaciones internacionales abiertas y competitivas, bajo los principios de la LGIE y su reglamento.

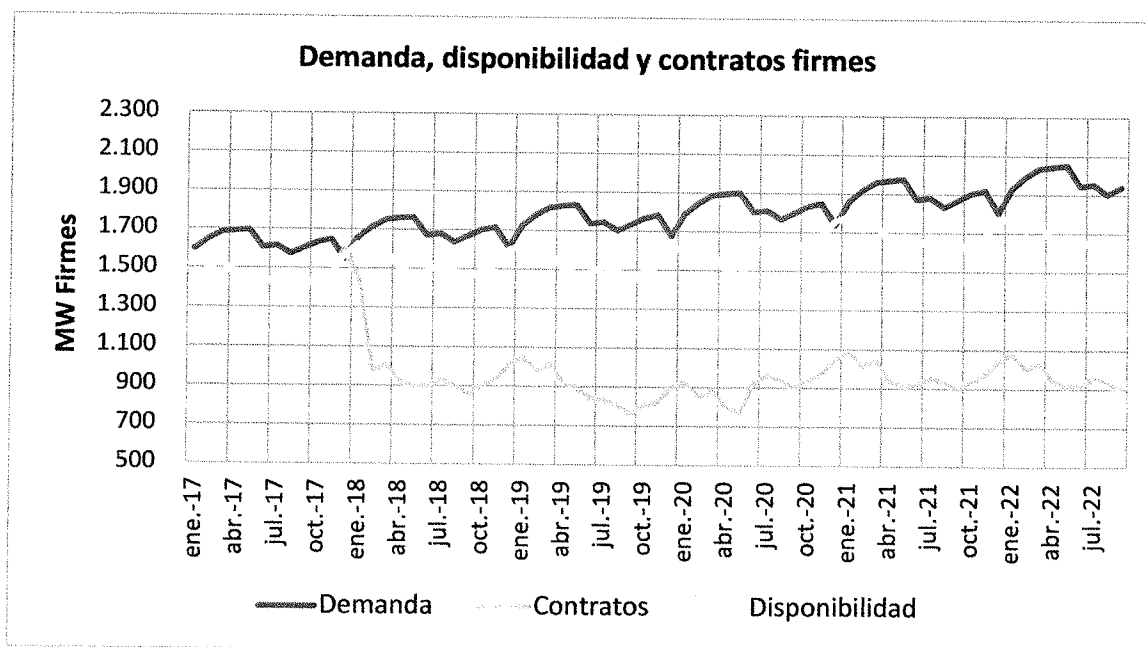
Estas contrataciones, si bien no resultarían obligatorias para la ENEE, son convenientes para el afianzamiento del proceso de la transformación del sector eléctrico y para que la ENEE se asegure el suministro eléctrico de corto y mediano plazo por parte de las centrales de generación más competitivas. Adicionalmente la ENEE es responsable de asegurar la atención de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN), por lo que debe implementar los procedimientos establecidos en la normativa para lograr la disponibilidad de la capacidad y energía suficientes.

A fin de llevar adelante las contrataciones necesarias, la ENEE ha identificado requerimientos de capacidad firme y energía cuyos procesos de adquisición deben ser realizados en la transición, que resultan del crecimiento de la demanda, del vencimiento de PPA actuales a partir de enero de 2018, y de la mejora de calidad de servicio.

Las estimaciones realizadas por los Consultores indican que si ENEE quisiese cubrir el 100% de su demanda firme hasta el año 2022 debería firmar contratos por unos 1.100 MW.

En el largo plazo, y a partir del año 2022 podrían entrar en operación proyectos de escala y tecnología competitivos a nivel regional.

El requerimiento de potencia firme hasta el año 2022 surge de la siguiente figura. En ella se presenta la proyección de la demanda de capacidad firme, la disponibilidad de potencia firme en el mercado y la potencia firme contratada de acuerdo a la vigencia de los PPA y a las nuevas plantas que se incorporen al SIN.



3. SITUACIÓN

La demanda de potencia firme fue determinada por la ENEE sobre la base de la demanda registrada y las perspectivas de crecimiento del mercado eléctrico.

La disponibilidad de potencia firme considera toda la oferta actualmente contratada en el SIN y la potencia firme de las plantas de la ENEE, con la excepción de la correspondiente a las plantas solares fotovoltaicas y a las hidráulicas de filo de agua.

Por último la potencia firme contratada corresponde a la de las capacidades incluidas en los PPA, con independencia de la capacidad instalada de las plantas.

El balance de potencia muestra un déficit de capacidad firme que requiere ser cubierto con nuevas unidades de generación a instalar en un horizonte de corto plazo, lo cual condiciona o limita las opciones de tecnologías capaces de proveer firmeza y entrar en operación en los períodos de tiempo exigidos.

Por otra parte existe un bloque sustantivo de capacidad y energía que es actualmente provisto por antiguos contratos de tipo PPA, incluyendo aquellos con vencimiento extendido a enero de 2018, que necesita ser incluido en el análisis de los requerimientos de suministro en el corto y mediano plazo.

4. DESAFÍOS CLAVE

El balance de potencia permite apreciar tres desafíos clave que enfrenta el mercado eléctrico de Honduras:

Urgencia de nueva capacidad: El balance de potencia muestra un déficit de capacidad firme importante. Es necesario cubrir al menos una parte del mismo con nuevas unidades de generación en un horizonte de corto plazo, limitando las opciones de tecnologías capaces de proveer firmeza y entrar en operación lo antes posible (2019).

Necesidad de contratar capacidad existente en condiciones de competencia limitada. La energía de las plantas cuyos contratos PPA vayan terminando, incluyendo los de vencimiento extendido a enero de 2018, es requerida por el sistema. Es clave por lo tanto, definir un proceso de licitación que promueva el mejor nivel de competencia posible, incluyendo enfoques particulares sobre la capacidad a contratar, la participación de oferta MER, la inclusión de una o más ofertas virtuales (precios techo para las ofertas), y eventuales compras en el mercado de oportunidad.

El abastecimiento de la transición no debe interferir en la solución de largo plazo (post 2022). El desarrollo de proyectos de generación de la escala, tecnología y eficiencia requeridos para suplir el abastecimiento de largo plazo, requiere de plazos de ejecución no menores de 4 años. Además, la determinación del requerimiento de largo plazo exige de un análisis de la cartera de proyectos contratados de ENEE de larga data, hoy de información incompleta, a fin de establecer su factibilidad y exigibilidad.

Estos desafíos han sido considerados por los Consultores tanto para la determinación de los requerimientos de potencia firme adicional a incorporar al sistema, como para la propuesta de los Términos de Referencia para el llamado a licitación abierta, pública e internacional.

Para hacer frente a estos desafíos se propone la realización de dos licitaciones:

- Licitación de Corto y Mediano Plazo:
 - Su objetivo es lograr la incorporación de capacidad adicional a la actual para el SIN durante el primer trimestre de 2019 (o antes) y cubrir las necesidades de contratación de la ENEE hasta el año 2022
 - El llamado a licitación se realizaría a fines del primer semestre 2017 o comienzos del segundo semestre, con adjudicaciones previstas para septiembre del mismo año
 - Las incorporaciones de potencia permitirían iniciar un proceso de mejora de la calidad de servicio del SIN pasando de un balance de potencia y energía basado en capacidades disponibles a otro en capacidades y energías firmes.
 - Los contratos a realizar con plantas existentes (entendiendo como tales tanto a las instaladas en el territorio de Honduras y ya conectadas al SIN, como las plantas de generación ubicadas en otros países del MER) permitirían cumplir con las obligaciones de compra de ENE
- Licitación de Largo Plazo:

4. DESAFÍOS CLAVE

- Su objetivo es la incorporación de potencia a escala «regional» a precios competitivos – con tecnologías y combustibles adecuados - en condiciones de modificar la matriz energética.
- El llamado a licitación se produciría a fines de 2017 y la adjudicación de los PPA a mediados del año 2018.
- Se estima que se requerirán unos 4 años desde la adjudicación hasta la entrada en servicio de los proyectos, incluyendo cierre financiero, contratación compra y fabricación de equipos, transporte internacional y montaje, ingeniería y construcción de instalaciones de transmisión de energía, recepción y de almacenamiento de combustible, pruebas, etc. La entrada en operación comercial se produciría durante el año 2022

5. PRINCIPALES HIPÓTESIS CONSIDERADAS

Para la determinación de los requerimientos de capacidad de corto y mediano plazo se consideraron diversas hipótesis simplificativas para paliar la falta de información y especialmente de los estudios de base que deberán ser realizados en el futuro por el ODS.

Estas hipótesis han sido asumidas para representar de la manera más razonable posible las variables de interés, en particular la demanda de potencia firme, y las potencias firmes disponibles en el mercado - aplicando criterios y conceptos discutidos y acordados con profesionales de la ENEE.

De acuerdo a lo que se especifica en el ROM el balance de capacidad y energía debe considerar la demanda y la oferta firmes. La definición de estos parámetros, según el ROM, es la siguiente:

- Demanda firme: potencia firme que deben contratar los agentes compradores.
- Demanda firme efectiva: Potencia firme demandada por los agentes compradores determinada cada año por el ODS, o en su defecto por la CREE, a partir de la demanda de potencia máxima registrada en el período crítico.
- Potencia firme: la potencia eléctrica que una central o unidad generadora puede garantizar durante el período crítico del sistema.

En otras palabras se trata de realizar un análisis del sistema o un balance entre la demanda y la oferta en las condiciones más críticas del SIN, de modo de garantizar el abastecimiento (con una probabilidad de falla mínima) de la demanda en todo momento.

Como Anexo se presentan los valores de potencia firme, disponibilidad de oferta firme del SIN y potencia firme contratada para el período 2017 – 2022. Las tablas del anexo incluyen también los requerimientos de contratación con plantas existentes y con plantas nuevas.

DEMANDA DE POTENCIA FIRME

La demanda a considerar para el balance debe tener en cuenta la demanda neta de los consumidores, las pérdidas de distribución y las pérdidas de transmisión, es decir, se trata que se trata en realidad del “requerimiento de generación” o la potencia neta que las centrales generadoras deben inyectar al sistema para que pueda cubrirse toda la demanda.

Para el presente análisis se consideró la proyección de la demanda de potencia máxima anual elaborada por la ENEE, que se basa en los registros históricos y las proyecciones de crecimiento. La demanda máxima determinada por la ENEE contiene ya una estimación de las pérdidas de transmisión y la simultaneidad de las cargas demandadas que conforman la carga máxima prevista.

La proyección de la demanda debe considerar los distintos planes existentes y por implementar en Honduras que incidirán en esta variable. Asimismo para la determinación del requerimiento de generación se debe incrementar la demanda para contemplar los márgenes de reserva rodante (regulante y operativa). Los criterios adoptados para el presente análisis fueron los siguientes:

- No se tuvieron en cuenta en la proyección de la demanda los resultados específicos de los planes de (a) reducción de pérdidas de distribución; (b) electrificación rural; y (c) eficiencia energética y uso racional de la energía.

- La empresa EEH, contratada por el Fideicomiso de Distribución está implementando un programa de reducción de pérdidas de distribución. Este proceso, que tendría una duración de unos 7 años, permitiría reducir las pérdidas (técnicas y no técnicas) de distribución desde valores actuales superiores al 30% a porcentajes acordes con estándares internacionales. Sin embargo se espera que gran parte de la reducción de las pérdidas no técnicas (conexiones clandestinas, energía no medida, hurto, etc.) se traduzca en realidad en un incremento de la facturación de la ENEE y no en una reducción de la demanda. En cuanto a las pérdidas técnicas, se requiere de un plan de inversiones específico y de la capacidad de gestión de EEH, que no permiten por ahora realizar una estimación proyectada clara de su impacto.
- Los planes de electrificación rural y el incremento de la cobertura eléctrica forman parte de las políticas sectoriales del Gobierno. Sin embargo se ha considerado que no impactarán en las proyecciones de corto y mediano plazo, y por lo tanto no han sido consideradas en este análisis.
- En cuanto a los planes de eficiencia energética y uso racional de la energía, si bien existen algunas normativas para su aplicación, no se han hecho aún efectivas.
- Se consideró que el margen de reservas rodantes es del 5% de la demanda máxima, un porcentaje similar al que se utiliza en mercados tan disímiles como Guatemala y la Argentina. En Guatemala el margen de reserva rodante operativa es del 2%, mientras que en Argentina es del 2,1%. En ambos países la reserva rodante regulante es del 3%.

POTENCIA FIRME DE LOS GENERADORES

De acuerdo con el ROM, la potencia firme de los generadores debe ser determinada por el ODS de acuerdo con metodologías específicas para cada tipo de tecnología.

El ROM define, incluso, la metodología para determinar el aporte de potencia firme de las centrales “no despachables”, es decir de aquellas centrales cuya producción no puede ser decidida a priori ya que dependen de la disponibilidad instantánea del recurso energético primario.

Debido a que el ODS si bien ya ha sido creado aún no está operativo y en consecuencia no ha podido determinar las potencias firmes de los diferentes generadores y unidades productoras de energía eléctrica, para el balance de potencia firme se adoptaron los siguientes criterios:

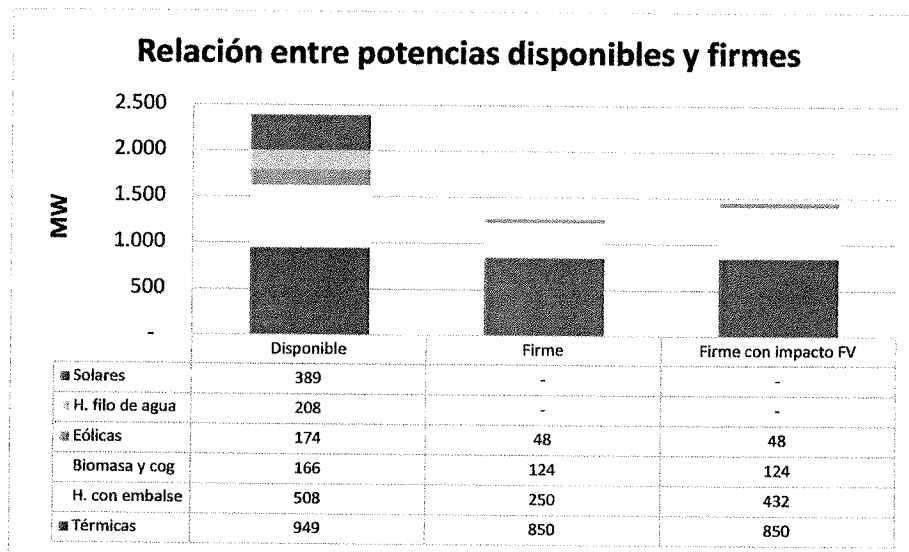
- Para las plantas térmicas propiedad de la ENEE se definió una capacidad o potencia firme igual a su potencia efectiva multiplicada por un factor de disponibilidad del 85%. Este valor de disponibilidad fue consensuado con ENEE sobre la base del estado actual de las plantas y los registros recientes.
- Para las plantas térmicas privadas se consideró como potencia firme el producto de la potencia comprometida en los PPA y de un coeficiente de disponibilidad del 90%

para todas las plantas. La utilización de la potencia contractual como base para la determinación de la potencia firme deja de lado la potencia instalada adicional que hubieran instalado los generadores privados para cumplir las exigencias de sus respectivos PPA, lo que se traduce en una disponibilidad de oferta firme mayor que la definida en este estudio y, consecuentemente, en un mayor grado de competencia en el proceso de licitación para plantas existentes.

- Para las plantas solares fotovoltaicas no se consideró aporte de capacidad firme. Esta hipótesis es coherente con las condiciones de operación de esta tecnología, con el hecho de que el pico de demanda diario se produce generalmente en horas nocturnas, y con la falta de registros históricos de las plantas existentes que permitirían observar el comportamiento en tiempo real que habría tenido el conjunto de estas plantas.
- Para las plantas eólicas se adoptó como potencia firme la potencia disponible pronosticada por la ENEE para su Programación para el año 2017. Si bien los parques eólicos no pueden garantizar en todo momento su disponibilidad, se consideró aceptable tomar para este ejercicio como potencia firme la potencia disponible propuesta por la ENEE que se basa en la historia de producción de esta tecnología en el país y que toma en cuenta las variaciones estacionales de producción.
- Se asumió que las centrales hidráulicas de filo de agua no aportan energía ni capacidad firme al sistema. Esta hipótesis fue consensuada con la ENEE, quien confirmó que en durante el verano – entre los meses de enero y mayo – la producción depende directamente de las precipitaciones y en consecuencia estas plantas no tienen posibilidades de garantizar ni siquiera una producción muy pequeña.
- Para las centrales hidroeléctricas de embalse, y particularmente para El Cajón, se consideró que la potencia disponible prevista por la ENEE para el año 2017 era igual a la potencia firme. Esta hipótesis aun cuando parece a priori muy optimista se apoya en la producción de energía que aportan las plantas solares, y que permite reducir la operación estacional de las hidroeléctricas, acumulando agua en los embalses. Dicho en otros términos la combinación entre las hidroeléctricas con embalse y las solares permite mejorar la oferta firme de las primeras, lo que justifica plenamente la hipótesis adoptada.
- Para las plantas que operan con biomasa y para la cogeneración se consideraron como potencias firmes las potencias disponibles propuestas por la ENEE para el año 2017.
- Finalmente para las geotérmicas se asumió una potencia firme igual a la potencia efectiva afectada por una disponibilidad del 90%.

La utilización de la potencia firme para el balance de capacidad, en lugar de la potencia disponible, presupone una mejora en la calidad de servicio del sistema, ya que las probabilidades de falla cuando se igualan la oferta firme con el requerimiento de potencia firme (demanda firme más reserva rodante) son muchísimo más bajas.

La figura siguiente muestra la magnitud (aproximada) del cambio conceptual aplicado al balance de capacidad al pasar de las potencias disponibles a las potencias firmes.



En el ejemplo de la figura, la oferta de potencia disponible total del mercado resulta aproximadamente de 2400 MW, constituidos por todo el parque de generación. Al pasar de valores de potencia disponible a potencia firme, se observa que la oferta de las térmicas se reduce por la disponibilidad media del equipamiento, las hidráulicas con embalse, las eólicas y las de biomasa reducen su oferta por restricciones asociadas a la menor disponibilidad de sus recursos y la potencia firme aportada por las solares e hidráulicas a filo de agua es nula. De esta manera la potencia firme del sistema podría alcanzar a solo el 50% de la potencia disponible. Si para ese mismo mercado se tiene en cuenta el impacto de las solares sobre la capacidad de acumulación de agua en los embalses, y consecuentemente sobre la potencia firme de las hidráulicas con regulación, la oferta firme total podría alcanzar al 60% de la potencia disponible.

EVOLUCIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN

Para el balance de potencia de corto y mediano plazo se incluyeron las centrales con entrada en servicio hasta el año 2020, de acuerdo al análisis realizado por la ENEE sobre el conjunto de los PPA firmados.

Los proyectos considerados se incluyen en la tabla siguiente:

5. PRINCIPALES HIPÓTESIS CONSIDERADAS

TIPO	EMPRESA	POTENCIA INSTALADA [MW]	FECHA INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL
Hidroeléctrica	SOCIEDAD MERCANTIL HIDROELECTRICA CENTRALES EL PROGRESO S.A. DE C.V.	2,000	01/08/2019
Hidroeléctrica	ACQUA FUTURA S.A. DE C.V.	2,100	01/08/2017
Hidroeléctrica	SOCIEDAD SESECAPA ENERGY COMPANY S.A. DE C.V.	1,207	01/06/2019
Hidroeléctrica	HYDROLUZ S.A DE C.V	14,800	01/06/2018
Hidroeléctrica	INVERSIONES DE GENERACION ELECTRICAS S.A. DE C.V. (INGELSA)	14,850	01/06/2018
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA EL VOLCAN S.A. DE C.V. (HIDROVOLCAN)	160,200	01/06/2020
Hidroeléctrica	CONSORCIO ENEE-PHP (PORTABLE HYDRO POWER)	4,000	01/04/2017
Hidroeléctrica	CASTILLO TORRES ENERGY S.A. DE C.V.	3,919	01/07/2017
Hidroeléctrica	PROMOTORA DE GENERACION DE ENERGÍA LIMPIA S. A. DE C. V.	11,890	01/11/2018
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA CUYAGUAL S.A.	6,100	01/11/2017
Hidroeléctrica	HIDROELECTRICA OMOA, S.A. de C.V.	13,900	01/04/2017
Biomasa	COMPAÑÍA AZUCARERA TRES VALLES, S.A. DE C.V., (CATV).	7,500	15/01/2017
Solar FV	ENERGYS HONDURAS, S.A. (LAJAS).	11,900	26/06/2017
Solar FV	ENERGYS HONDURAS, S.A. (MANZANILLAS).	21,900	26/06/2017
Solar FV	GENERACIÓN RENOVABLE DE HONDURAS, S.A., (GENERSA).	25,000	30/04/2017
Solar FV	PACIFIC SOLAR ENERGY, S.A. DE C.V., (PSE).	28,050	05/05/2017
Solar FV	DESARROLLOS ENERGETICOS GRANIA SOLAR	10,000	15/12/2017
Eólica	VIENTOS DE SAN MARCOS, (VESAM).	45,000	Antes de 2020
Geotérmica	GEOTÉRMICA PLATANARES, S.A. DE C.V.	18,200	01/08/2017
Térmica	BECOSA (ETAPA DE 30 MW).	30,000	01/06/2017

Las incorporaciones de potencia por tipo y para cada año entre 2017 y 2020 son las siguientes:

Expansión 2017 - 2020. Potencias instaladas por tipo de recurso y por año (MW)

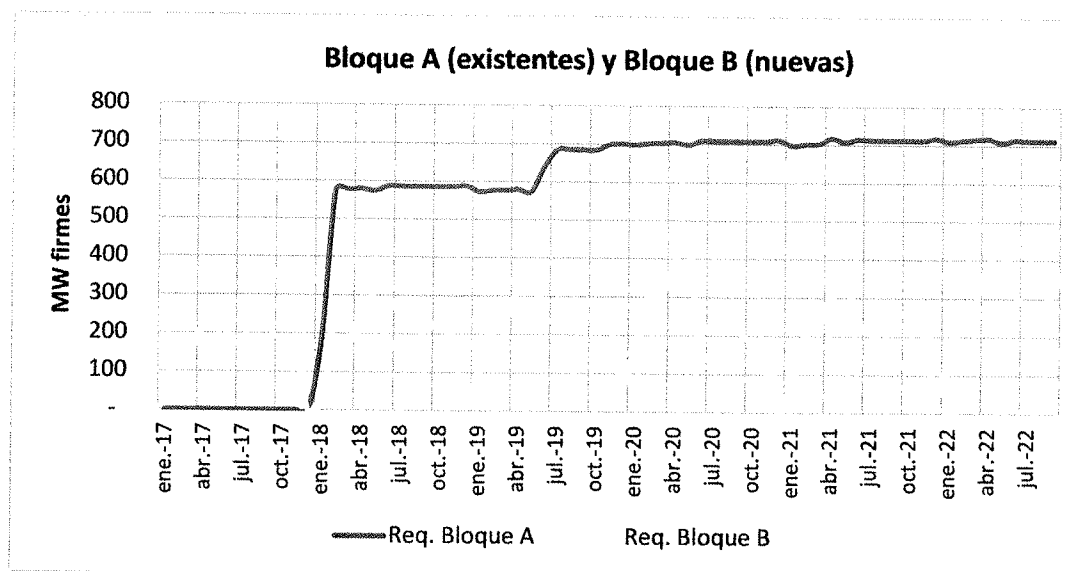
Tipo	2017	2018	2019	2020	Total
Hidroeléctricas	30,0	41,5	3,2	160,2	235,0
Biomasa	7,5				7,5
Solar FV	96,9				96,9
Eólica	45,0				45,0
Geotérmica	18,2				18,2
Térmica	30,0				30,0
Total	227,6	41,5	3,2	160,2	432,5

Estas incorporaciones aportan potencia firme cuando se relacionan con plantas que operan con biomasa, eólicas, geotérmicas y térmicas. El 76% de la potencia adicional no tendría capacidad firme asociada ya que corresponde a centrales solares fotovoltaicas y a hidráulicas de filo de agua.

Adicionalmente se asume que para el período analizado no se producen retiros de capacidad en el SIN.

6. REQUERIMIENTOS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

Sobre la base de la proyección de la demanda firme, y de la evolución esperada para la oferta firme y para la capacidad firme contratada se determinaron los bloques de potencia firme a contratar tanto para plantas existentes como para plantas nuevas.



El Bloque denominado A corresponde a capacidad a contratar para compensar la terminación de PPA existentes. La potencia máxima de este bloque se alcanza en el año 2019 con 700 MW, y es nula hasta principios de 2018 cuando comienzan a vencer los PPA prorrogados.

El Bloque B corresponde a plantas nuevas, es decir, capacidad adicional que se debería instalar en el mercado para atender toda la demanda firme del país. Los valores para el año 2017 y 2018 muestran un déficit potencial muy alto, que en condiciones críticas podría alcanzar los 300 MW. En 2020 existiría un déficit potencial de casi 440 MW si no se incorporase nueva potencia firme.

El cubrimiento de ambos bloques podría incluir por un lado contratos con plantas ubicadas en el MER, y por otro cierta parte de la oferta firme actual que no se considera incluida en los PPA por terminar asociada con instalaciones adicionales que realizaron los generadores privados para cubrir las exigencias de esos PPA.

Los bloques de demanda a contratar definen el marco de los requerimientos de capacidad a incluir en la licitación de corto y mediano plazo que deberá realizar la ENEE.

Considerando las necesidades mencionadas, y la conveniencia de lograr un nivel razonable de competencia se elaboró la siguiente propuesta de bloques a licitar:

Bloques y sub-bloques propuestos

Sub-Bloques	Potencia MW	Inicio	Fin	Duración meses	Plantas
Bloque A1	580	feb-18	sep-22	55	Existentes/MER
Bloque A2	120	jun-19	sep-22	39	Existentes/MER
Bloque B1	100	ene-19	dic-28	120	Nuevas
Bloque B2	150	feb-19	ene-29	120	Nuevas

6. REQUERIMIENTOS DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

Se observa que el bloque A, de hasta 700 MW, se dividiría en 2 subbloques. El primer bloque concentraría contratos por 580 MW para contratos que tendrían 55 meses de duración, iniciando en febrero de 2018 y finalizando en septiembre de 2022, con la entrada en servicio de las plantas a escala regional. El segundo bloque, de 120 MW tendría una duración de 39 meses con inicio en junio de 2019 y finalización en septiembre 2022.

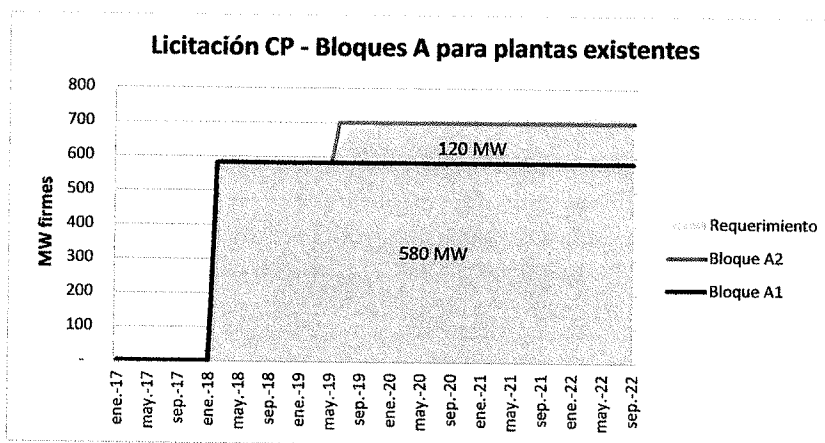
De los 440 MW del bloque B se propone contratar solo 250 MW, divididos en dos subbloques de 100 y 150 MW cada uno; la nueva capacidad estaría obligada a entrar en servicio entre enero y febrero de 2019.

7. ENFOQUE DEL PROCESO DE LICITACIÓN DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

El enfoque a dar a la licitación de corto y mediano plazo es clave para lograr el éxito del proceso y la obtención de ofertas competitivas. La licitación incluirá como objetivo la definición de PPA para plantas existentes por corto plazo, y para plantas nuevas por el plazo mínimo de 10 años.

ENFOQUE PARA LA LICITACIÓN DEL BLOQUE A

La figura siguiente muestra la cobertura prevista para el Bloque A, correspondiente a plantas existentes.



Como se puede observar la potencia firme que se libera de la terminación de contratos debería ser vuelta a contratar, esta vez mediante un proceso de licitación abierto, internacional y competitivo.

Para ello es mandatorio implementar un proceso que impulse la competencia entre los generadores actuales de modo de obtener resultados económicos satisfactorios para la ENEE.

El enfoque de la licitación de este bloque debería contemplar aspectos tales como:

- Licitación una potencia menor que la disponible en el conjunto de las plantas. La metodología aplicada para definir el bloque A asume que: (a) las capacidades contractuales de los PPA que finalizan corresponden a "potencias disponibles"; (b) las capacidades a contratar corresponden a capacidades firmes, que son por lo tanto inferiores a las disponibles; y (c) no se incluye la sobre oferta de capacidad por las instalaciones adicionales que realizaron los generadores privados para satisfacer condiciones especiales de disponibilidad de sus PPA actuales. De este modo la oferta local de capacidad firme es superior a la capacidad firme del bloque A a contratar.
- Dar participación al MER. La participación del MER, aun limitada por las restricciones del sistema de transmisión de Honduras, y los requerimientos de potencias forzadas, implican un desafío para las plantas locales existentes. Para que las plantas existentes

del MER puedan competir se deberá aceptar que justifiquen derechos firmes de transmisión por al menos 1 año.

- Incluir una o más ofertas virtuales (precio máximo). Las ofertas virtuales permitirían fijar pautas sobre los precios a los que ENEE estaría dispuesta a firmar los contratos, y dar una señal sobre la posibilidad de que la capacidad a contratar se reduzca si las ofertas no son económicamente criteriosas, aprovechando la posibilidad que tiene la ENEE de realizar compras en el mercado de oportunidad. Si los precios de las ofertas superan la(s) oferta(s) virtual(es) también existiría la posibilidad de realizar una “solicitud de mejora de precios” a los oferentes calificados.
- Flexibilidad de la cantidad de potencia a contratar. El proceso licitatorio tendrá la suficiente flexibilidad como para que la ENEE contrate una cantidad de capacidad mayor que la licitada – previa aprobación de la CNEE – si es que las ofertas son atractivas. Estos PPA adicionales podrían reducir las necesidades de contratación de capacidad nueva y compromisos por 10 años seguramente más caros.
- Tipo de contrato. Los adjudicatarios del Bloque A firmarán un contrato del tipo “Potencia firme con opción de compra de energía”, obligándose a suministrar a lo largo del PPA la potencia firme contractual en todo momento que se la requiera. Las ofertas económicas incluirán una tarifa fija para remunerar la capacidad firme, y una tarifa variable que será la base para definir el despacho de la planta ofertada y la remuneración de la energía producida. Toda vez que el precio de oportunidad del mercado sea inferior a la tarifa variable, ENEE comprará energía en el mercado de oportunidad y la planta no será despachada. EN caso contrario, ENEE comprará la energía asociada a la potencia firme contractual, pagando por ella la tarifa variable. La obligación de compra de la ENEE estará supeditada a que tenga demanda sin satisfacer.
- Evaluación de las ofertas económicas. La evaluación de las ofertas económicas se realizará en dos pasos. El primero comparará cada propuesta con la oferta virtual. En el segundo paso, del que participarán solamente aquellas ofertas inferiores o iguales a la oferta virtual, se determinará el orden de mérito de las ofertas para la adjudicación de los cupos de potencia a contratar por cada sub – bloque A.

Los oferentes deberán informar sobre la flexibilidad técnica de sus ofertas, indicando el rango de potencias firmes (máxima y mínima) para el cual es válida la oferta económica. ENEE se reservará el derecho de adjudicar total o parcialmente la propuesta firme máxima ofertada, teniendo en cuenta la potencia mínima ofertada.

7. ENFOQUE DEL PROCESO DE LICITACIÓN DE CORTO Y MEDIANO PLAZO

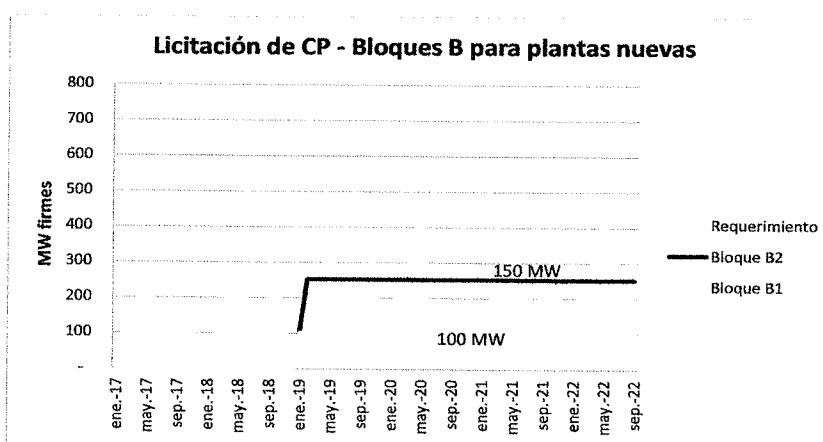
La evaluación económica para la definición del orden de mérito se basará en el costo medio actualizado de cada oferta, incluyendo la proyección de sus ingresos fijos y variables, determinados mediante la simulación de la operación del mercado eléctrico con el modelo SDDP. Este enfoque dará prioridad a aquellas plantas con mayores expectativas de despacho, basado en el precio variable de su oferta.

- Derecho de no adjudicación. ENNE tendrá el derecho de declarar desierto el proceso de licitación, y/o de adjudicar parcialmente la capacidad de los sub-bloques A, toda vez que no exista suficiente capacidad firme ofertada a un precio igual o inferior a la oferta virtual.

Las plantas ofertadas que no resulten adjudicatarias pasarán a operar como plantas mercantes, con sus Costos Variables de Producción auditados, y ateniéndose a las normas que regulan el mercado de oportunidad.

ENFOQUE PARA LA LICITACIÓN DEL BLOQUE B

La figura siguiente muestra la cobertura prevista para el Bloque B, correspondiente a plantas nuevas.



Los contratos que resulten de la adjudicación de capacidad nueva correspondiente al Bloque B tendrán una duración de 10 años con el inicio más temprano posible.

El enfoque de esta parte de la licitación tendrá las siguientes características:

- Fecha de entrada en servicio. Se definirá una fecha de entrada en servicio tardía límite, de modo tal que no se aceptarán ofertas que contemplen una entrada en servicio posterior a dicha fecha.

Independientemente de los bloques a licitar, la fecha temprana de entrada en servicio quedará sujeta a las propuestas que se reciban y a los resultados de la evaluación económica.

El compromiso de entrada en servicio de las ofertas será irrevocable, debiendo presentar las garantías que se exijan para participar en el concurso, y aceptar las penalizaciones que se estipulen para los diferentes tipos de incumplimientos.

La fecha de entrada propuesta por cada oferta dependerá del tipo de tecnología y combustible a utilizar, del aprovechamiento de infraestructura existente, de las posibilidades de ampliación de los generadores existentes, etc.

- Nodos habilitados para instalación de capacidad nueva. Las bases de licitación indicarán los nodos eléctricos donde se podrá instalar nueva potencia y la magnitud de potencia por nodo, de modo tal que no se requieran ampliaciones a las facilidades de transporte, más allá de las incluidas en el plan de expansión de la transmisión.

Se podrán realizar ofertas en nodos no definidos por la ENEE. En este caso los oferentes deberán presentar los estudios eléctricos que demuestren la viabilidad de la conexión y de la inyección de su potencia en todo momento, con las condiciones de calidad establecidas para el SIN.

Las ofertas en nodos no definidos por la ENEE deberán tener en cuenta que los costos de ampliación o refuerzo del SIN serán a su cargo, y deberán considerarse suficientemente remunerados por las tarifas fija y variable de las ofertas.

- Interpretación sobre "plantas nuevas". A los efectos de esta licitación se considerará como "capacidad firme nueva" a toda oferta que agregue capacidad firme a la actualmente existente en el SIN de Honduras.

En este sentido se considerarán plantas nuevas a aquellas plantas que se instalen con equipamiento que no esté actualmente conectado al SIN, sea con equipos nuevos o usados, las ampliaciones de capacidad de plantas existentes, etc.

- Incentivos y facilidades para la instalación de plantas nuevas. Las Bases de Licitación incluirán los mecanismos para allanar la mayor cantidad de aspectos técnicos, ambientales, fiscales, económico-financieros, y de «permisiología» posibles, entre ellos:
 - La implementación de normas de tramitación expeditiva para obtención de permisos, licencias, aprobaciones ambientales, etc.
 - Garantías suficientes de pago

- Inmunidad a las variaciones impositivas
 - Régimen fiscal y arancelario especial
 - Facilidades para obtención de permisos aduaneros, etc.
- Tipo de contrato. Los adjudicatarios del bloque B firmarán contratos del tipo Potencia firme con energía asociada. En este contrato el generador debe garantizar la disponibilidad de la potencia firme contratada durante toda la duración del contrato, y entregar a la ENEE una energía definida mediante una curva de carga.

Al ser un contrato financiero la entrega de energía podrá ser generación propia o con compras en el mercado de oportunidad

- Evaluación de las ofertas económicas. La evaluación se realizará por medio de la modelación del SIN con el SDDP, y se valorizarán los beneficios que cada oferta produce al SIN y los costos asociados a su eventual contrato.

Los beneficios de cada oferta se determinarán como la diferencia entre los costos operativos (costos variables de la generación térmica) y de falla del SIN para un Caso Base y ese mismo Caso Base más la oferta.

El costo de falla se valorizará considerando un costo de falla que auspicie las instalaciones tempranas, ya que estas reducirán el riesgo de falla del sistema.

- Flexibilidad de la cantidad de potencia a contratar. La ENEE tendrá el derecho de flexibilizar la cantidad de potencia firme a contratar, pero en ningún caso podrá alterar el orden de mérito determinado en el proceso de evaluación de las ofertas.

La capacidad total a adjudicar en el bloque B podrá disminuirse por falta de economía de las propuestas, mayor contratación de capacidad firme en el Bloque A, o compras en el MER.

ANEXO A: DEMANDA, DISPONIBILIDAD Y CONTRATACIÓN DE POTENCIA FIRME PARA EL PERÍODO 2017 - 2022

POTENCIAS FIRMES EN MW

Año 2017	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Demanda de potencia firme	1.597	1.648	1.683	1.691	1.696	1.607	1.615	1.574	1.604	1.634	1.649	1.549
Potencia firme existente	1.560	1.504	1.533	1.461	1.431	1.421	1.450	1.444	1.414	1.448	1.472	1.571
Potencia firme contratada	1.560	1.504	1.533	1.461	1.431	1.421	1.450	1.444	1.414	1.448	1.472	1.598
Requerimiento de contratación												
Con plantas existentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Con plantas nuevas	38	144	150	230	265	186	165	130	190	186	177	-
Total	38	144	150	230	265	186	165	130	190	186	177	-

Año 2018	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Demanda de potencia firme	1.662	1.714	1.751	1.759	1.764	1.672	1.680	1.638	1.669	1.700	1.716	1.612
Potencia firme existente	1.625	1.553	1.587	1.503	1.471	1.483	1.519	1.489	1.448	1.489	1.521	1.598
Potencia firme contratada	1.446	976	1.010	923	896	896	933	903	862	903	935	1.011
Requerimiento de contratación												
Con plantas existentes	179	577	578	580	575	587	586	586	586	586	586	588
Con plantas nuevas	37	161	164	256	293	189	161	148	222	211	195	14
Total	216	738	741	836	868	776	747	734	808	797	781	602

Año 2019	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Demanda de potencia firme	1.728	1.782	1.820	1.828	1.834	1.738	1.746	1.702	1.735	1.767	1.784	1.676
Potencia firme existente	1.625	1.553	1.587	1.503	1.471	1.483	1.519	1.489	1.448	1.489	1.521	1.598
Potencia firme contratada	1.052	976	1.010	923	896	842	834	804	763	804	822	897
Requerimiento de contratación												
Con plantas existentes	573	577	578	580	575	641	685	685	685	685	699	701
Con plantas nuevas	103	228	232	325	363	255	227	213	287	278	262	77
Total	676	805	810	905	937	896	913	898	972	963	962	779

GERENCIA DE OPERACIÓN

Tel. (504). 2257-3237 Fax (504) 2257-3498

GO-005-I-2017
9 de Enero del 2017.

Ingeniero
Jesús a. Mejía
Gerencia General ENEE
Su Oficina.

Estimado Ing. Mejía:

Le estamos enviando el Programa de Generación de Potencia y Energía actualizado para el año 2017, con las siguientes consideraciones:

1. El nivel inicial real al 1 de enero del año 2017 para el embalse de El Cajón es 271.55 m.s.n.m., mientras que para el embalse de Yojoa es de 636.04 m.s.n.m.
2. Se usaron las demandas de potencia y energía de la Gerencia de Ingeniería Corporativa emitidas por esa Gerencia en Diciembre del 2016.
3. El parque solar hondureño para el año 2017, se incluyen los siguientes proyectos:

No	PLANTA	CAPACIDAD	No	PLANTA	CAPACIDAD
		(MW)			(MW)
1	CAGUANO(ECSA)	50.00	10	MECER	25.00
2	CHOLUTECA 1	20.00	11	PRODERSSA(NACAOME II)	49.90
3	CHOLUTECA 2	30.00	12	GESOLSA(EL POLLITO)	20.00
4	COHESSA	50.00	13	SOPOSA	50.00
5	ENERBASA	24.00	14	NACAOME I(PACIFIC SOLAR)	50.00
6	FOTERSA	20.00	15	LAJAS	11.90
7	LLANOS DEL SUR(LLANOSUR)	14.80	16	MANZANILLA	21.90
8	ESCA(MARCOVIA)	35.00		TOTAL	497.50
9	GENERSA(HELIOS)	25.00			

4. En el cuadro se presentan las plantas que entraran a operación comercial para el año 2017, incluidas en este plan de generación.

No	F.E.O	PLANTA	TECNOLOGIA	CAPACIDAD (MW)	CAPACIDAD ACUMULADA(MW)
1	Jul-17	GEO-PLATANARES	GEOTERMICA	39.50	39.50
			GEOTERMIA-TOTAL	39.50	
2	Ene-17	EXPANSION LA GRECIA	BIOMASA	7.00	46.50
			BIOMASA-TOTAL	7.00	
3	May-17	HELIOS(GENERSA)	FOTOVOLTAICO(SOLAR)	25.00	71.50
4	Jun-17	EXPANSION PACIFIC(NAC 1)	FOTOVOLTAICO(SOLAR)	29.00	100.50
			F.V.-TOTAL	54.00	
5	Sep-17	BECOSA ETAPA 3	CARBON	30.00	130.50
			CARBON-TOTAL	30.00	
6	Jun-17	CHINCHAYOTE	EOLICO	47.00	
			EOLICO-TOTAL	47.00	177.50
	TOTAL			177.50	177.50

F.E.O:

Fecha probable de Entrada en operación comercial

5. Se considera la extensión de 20 MW de arrendamiento al contrato de la empresa Nacional de Ingenieros en Ceiba Térmica(NAINSA) y la generación térmica Diesel(Grupo Laeisz) 15 MW ubicadas en la subestación de San Isidro y 5 MW en la S/E Juticalpa, esta generación es para garantizar el suministro y la calidad de energía en la Ceiba, Bajo Aguan y mejorar la calidad del servicio eléctrico en el departamento de Olancho.
6. Debido al grado de indisponibilidad de las plantas térmicas, y que contractualmente se acepta un factor de planta del 85%, se estima una indisponibilidad del 10% para las plantas térmicas, con excepción de ENERSA(200 MW), LUFUSSA (210 MW) que están al 100%.
7. Las planta de la Grecia y Celsur, operaran con biomasa de Enero a Mayo, Noviembre y Diciembre del 2017 y Celsur, el resto del año, con carbón.

8. La demanda máxima esperada durante el año 2017 es de *1,615.24 MW* para el sistema en el mes de Abril y demanda de energía anual del sistema será de *9,805.40 GWh*.
9. Se presenta **Déficit** de energía y potencia en el periodo desde Febrero a Septiembre, Alcanzando los máximos déficits en los meses de Abril y Mayo para **el pico de la noche**, con valores máximos de 232 MW y 180 MW respectivamente, aquí se considerando la reserva, que es un 5% de la demanda.
10. Independientemente del precio del bunker y/o diesel, la posición relativa del despacho de las plantas en relación a su costo variable, será siempre la misma. Debemos recordar que el programa de generación del 2017, considera la demanda de los años siguientes para garantizar el suministro, por lo que debe haber un balance entre generación hidroeléctrica y térmica, que considere la demanda de los próximos años.
11. En base a las proyecciones se ha estimado que la ENEE pague en el año 2017 a los generadores de energía eléctrica alrededor de 797 millones de US\$, de los cuales se estima que 714 millones de US\$ por cargos variables (Para las plantas Fotovoltaicas no se considera el incentivo) y 89 millones US\$ por cargos fijos (cargos por potencia), se están utilizando los costos para Diciembre del 2016 y el promedio de los costos fijos para el periodo (Enero a Noviembre 2016), como valores indicativos para estimar el costo del despacho de energía para el año 2017.
12. En los cuadros siguientes se describe la generación por tipo y en detalle, en cuanto a la plantas Renovables privadas se incluyen aquí: Biomásas, hidroeléctricas, eólicas y fotovoltaica (solar).

No	TIPO	GWh	%
1	HIDRO ENEE	1,953.53	19.92
2	TERMICO ENEE	46.93	0.48
3	TERMICO PRIVADO	3,638.35	37.11
4	ARRENDAMIENTOS	38.90	0.40
5	CARBON	663.24	6.76
6	RENOVABLES PRIV	3,399.12	34.67
7	DEFICIT	65.33	0.67
	TOTAL	9,805.40	100.00

13. Y en el siguiente cuadro se presenta la producción de energía programada en el cual se observa la siguiente relación: en cuanto a energía el **RENOVABLE 54.59%**, **TERMICO 44.74%** y el **DEFICIT de 0.67%**.

No	TIPO	GWh	%
1	RENOVABLES	5,352.650	54.59
2	TERMICO	4,387.416	44.74
3	DEFICIT	65.334	0.67
	TOTAL	9,805.40	100.00

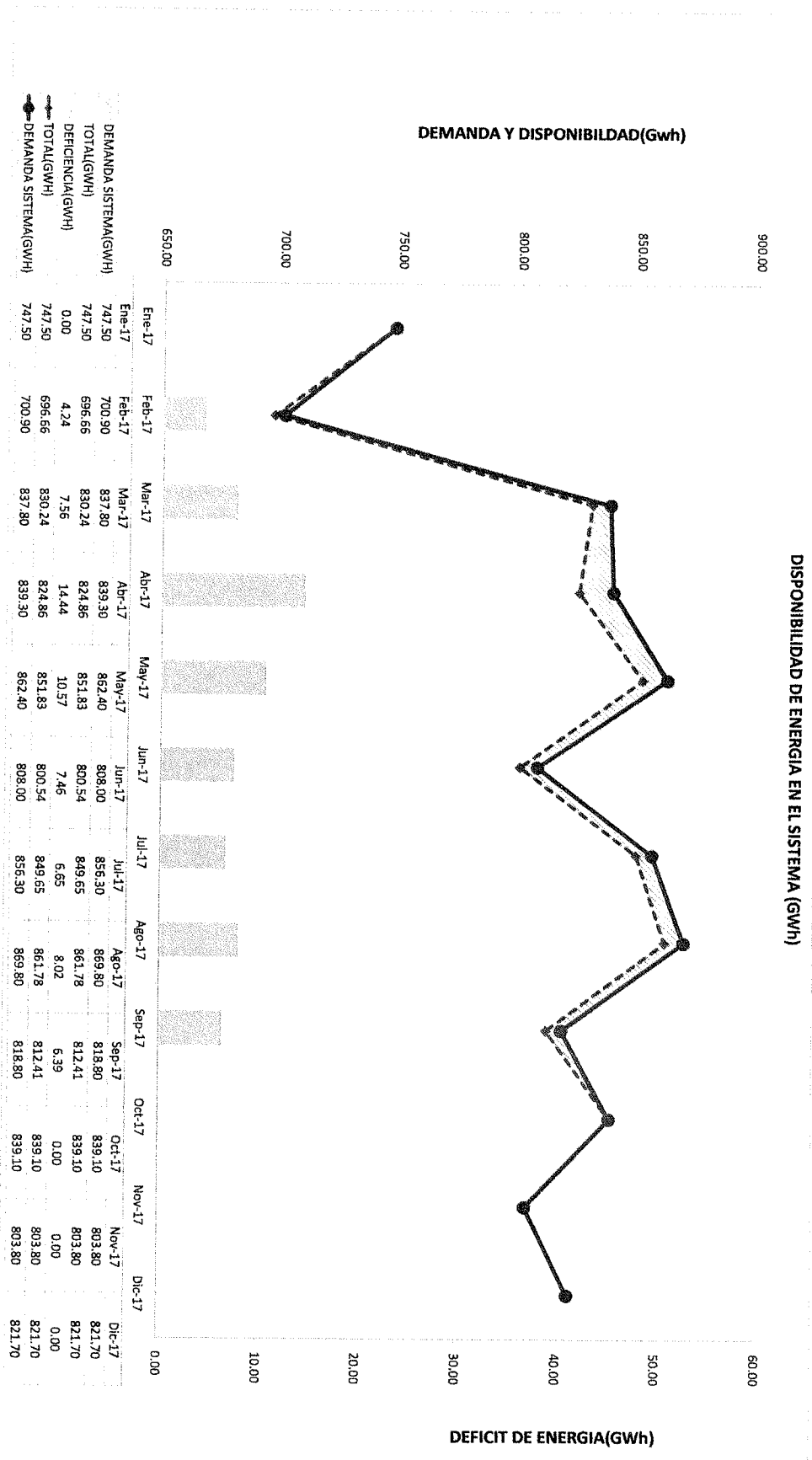
14. En el siguiente cuadro se presenta el combustible diesel y bunker que se utilizara en el parque térmico-ENEE, anual 2017.

PLANTA	GWH	KGAL-DIESEL	KGAL-BUNKER	KGAL-TOTAL
STA FE	1.65	153	0	153
LP HITACHI	10.05	1,280	0	1,280
LP GENERAL	7.57	1,067	0	1,067
CEIBA FUJI	27.67	39	1,954	1,993
TERMICO ENEE	46.93	2,540	1,954	4,494
NAINSA	26.17	1,939	0	1,939
SAN ISIDRO. 15 DIESEL(LAEISZ)	9.74	716	0	716
JUTICALPA 5 DIESEL(LAEISZ)	2.99	220	0	220
ARRENDAMIENTOS	38.90	2,875	0	2,875
TOTAL	85.83	5,415	1,954	7,369

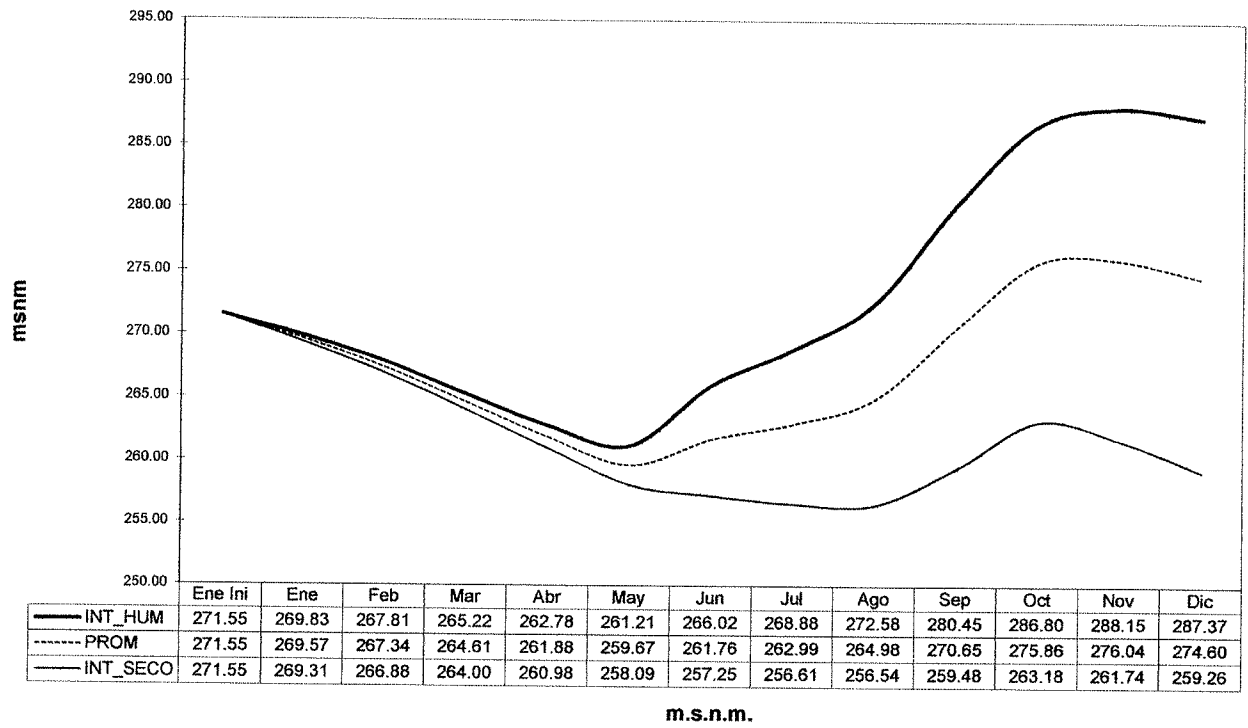
BALANCE DE ENERGIA 2017

BALANCE DE ENERGIA 2017													
HIDROLOGIA PROMEDIO				(GWh)									
PLANTA	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	TOTAL
HIDRO ENEE													
CAJON	103.26	91.93	100.28	95.04	96.49	92.86	99.23	102.27	101.69	111.72	108.89	106.82	1,210.48
CAÑAVERAL	11.52	10.40	11.51	11.14	11.50	11.13	15.12	15.14	14.70	15.24	14.69	15.20	157.28
RIO LINDO	35.88	32.41	35.88	34.68	35.88	36.35	53.56	53.56	51.84	53.56	51.84	53.56	529.01
TOTAL YOJOA	47.40	42.81	47.39	45.82	47.38	47.48	68.68	68.70	66.53	68.80	66.53	68.76	686.29
NISPERO	2.74	1.66	1.08	0.83	0.88	5.27	5.94	7.15	9.36	9.24	4.77	3.55	52.47
STA MARIA REAL	0.31	0.23	0.27	0.24	0.20	0.33	0.41	0.33	0.56	0.48	0.45	0.47	4.30
TOTAL	153.72	136.64	149.02	141.92	144.96	145.93	174.26	178.46	178.14	190.24	180.64	179.60	1,953.53
T. ENEE													
LP HITACHI	0.08	0.89	0.99	0.96	0.99	0.96	0.99	0.99	0.96	0.99	0.67	0.60	10.05
LP GENERAL	0.00	0.72	0.80	0.77	0.80	0.77	0.80	0.80	0.77	0.53	0.53	0.29	7.57
STA FE	0.15	0.13	0.15	0.14	0.15	0.14	0.15	0.15	0.14	0.15	0.10	0.13	1.65
CEIBA TERMICA	2.35	2.12	2.35	2.27	2.35	2.27	2.35	2.35	2.27	2.35	2.27	2.35	27.67
TOTAL	2.58	3.87	4.28	4.14	4.28	4.14	4.28	4.28	4.14	4.01	3.57	3.36	46.93
T. PRIVADO													
LUF2	4.63	4.18	4.63	4.48	4.63	4.48	4.63	4.63	4.48	4.63	4.48	4.63	54.50
LUF3	154.74	141.60	156.77	151.71	156.77	151.71	156.77	156.77	151.71	156.34	146.50	127.89	1,809.28
EXC LUFUSSA	1.88	1.70	2.77	21.96	22.69	18.46	1.88	3.18	1.82	1.88	1.82	1.88	81.94
EMCE CHOLOMA	3.07	2.77	3.07	2.97	3.07	2.97	3.07	3.07	2.97	3.07	2.97	3.07	36.15
ENERSA	41.80	81.79	148.34	143.94	148.74	143.55	121.29	136.36	106.95	73.55	52.35	41.35	1,240.01
EXC ENERSA	1.85	1.67	1.85	6.65	8.02	1.79	1.85	1.85	1.79	1.85	1.79	1.85	32.84
ELCOSA	4.45	4.02	4.45	50.21	53.57	7.56	4.45	4.45	4.30	4.45	4.30	4.45	150.64
ELCATEX CARGA	7.26	8.66	9.80	8.49	10.42	9.99	10.11	9.33	9.99	9.54	7.09	6.61	107.29
ELCATEX INY	1.31	1.34	1.49	1.44	1.49	1.44	1.39	1.34	1.44	1.49	1.44	1.04	16.65
PARK DALE CARGA	6.26	6.38	6.99	5.42	7.07	6.40	6.83	6.74	6.84	7.07	6.73	3.95	76.68
PARK DALE INY	2.98	2.07	0.90	1.60	2.33	2.03	1.69	0.99	2.29	2.61	2.57	2.02	24.08
VETASA-CORTES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.15	2.77	1.08	1.11	1.08	1.11	8.30
TOTAL	230.22	256.19	341.06	398.87	418.80	350.39	315.12	331.48	295.66	267.59	233.12	199.85	3,638.35
ARRENDAMIENTOS													
NAINSA	2.22	2.01	2.22	2.15	2.22	2.15	2.22	2.22	2.15	2.22	2.15	2.22	26.17
LAEISZ SAN ISIDRO 15	0.83	0.75	0.83	0.81	0.83	0.81	0.83	0.83	0.81	0.83	0.73	0.83	9.74
LAEISZ JUTICALPA 5	0.00	0.25	0.28	0.27	0.28	0.27	0.28	0.28	0.27	0.28	0.27	0.28	2.99
TOTAL	3.06	3.01	3.33	3.23	3.33	3.23	3.33	3.33	3.23	3.33	3.15	3.33	38.90
CARBON													
ENVASA	2.85	3.67	5.06	5.34	5.68	3.96	4.05	4.89	2.95	2.55	2.96	1.07	45.03
CELSUR CARBON	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.10	10.90	11.48	11.05	10.82	10.38	7.38	66.11
BECOSA	40.18	36.29	40.18	38.88	40.18	38.88	40.18	40.18	58.32	60.26	58.32	60.26	552.10
TOTAL	43.03	39.96	45.24	44.22	45.86	46.94	55.13	56.55	72.32	73.63	71.66	68.71	663.24
RENOVABLES PRIV													
HIDROS	75.77	61.78	62.95	52.74	65.26	78.26	78.61	85.13	103.07	113.75	103.03	99.72	980.07
BIOMASA CARGA	35.20	39.45	45.43	43.69	33.98	19.51	18.26	18.01	17.43	18.01	17.43	30.01	336.43
BIOMASA INY	29.94	28.41	30.56	29.68	20.67	8.85	5.27	3.57	3.46	3.57	3.46	6.95	174.38
EOLICOS	97.43	58.21	71.82	32.29	34.23	65.43	89.36	65.27	22.99	49.26	75.77	114.47	776.53
SOLARES(F.V.)	76.55	69.14	76.55	74.08	80.46	77.86	80.46	90.13	87.22	90.13	87.22	90.13	979.96
GEO-PLATANARES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25.57	25.57	24.74	25.57	24.74	25.57	151.76
TOTAL	314.90	256.99	287.31	232.48	234.60	249.92	297.53	287.68	258.92	300.29	311.66	366.84	3,399.12
PLANTA													
TOTAL(GWH)	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	TOTAL
	747.50	696.66	830.24	824.86	851.83	800.54	849.65	861.78	812.41	839.10	803.80	821.70	9,740.07
IMPORT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EXPORT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DEFICIENCIA(GWH)	0.00	4.24	7.56	14.44	10.57	7.46	6.65	8.02	6.39	0.00	0.00	0.00	65.33
DEMANDA SISTEMA(GWH)	747.50	700.90	837.80	839.30	862.40	808.00	856.30	869.80	818.80	839.10	803.80	821.70	9,805.40
D. MAX SISTEMA(MW)	1,475.28	1,523.46	1,559.23	1,615.24	1,552.58	1,501.23	1,559.28	1,554.83	1,540.32	1,543.75	1,554.92	1,603.78	1,615.24
NIVEL YOJOA(msnm) NI=636.04	635.86	635.64	635.33	635.04	634.96	635.35	635.66	636.07	636.61	636.93	636.82	636.58	636.58
NIVEL CAJON(msnm) NI=271.55	269.57	267.34	264.61	261.88	259.67	261.76	262.99	264.98	270.65	275.86	276.04	274.60	274.60

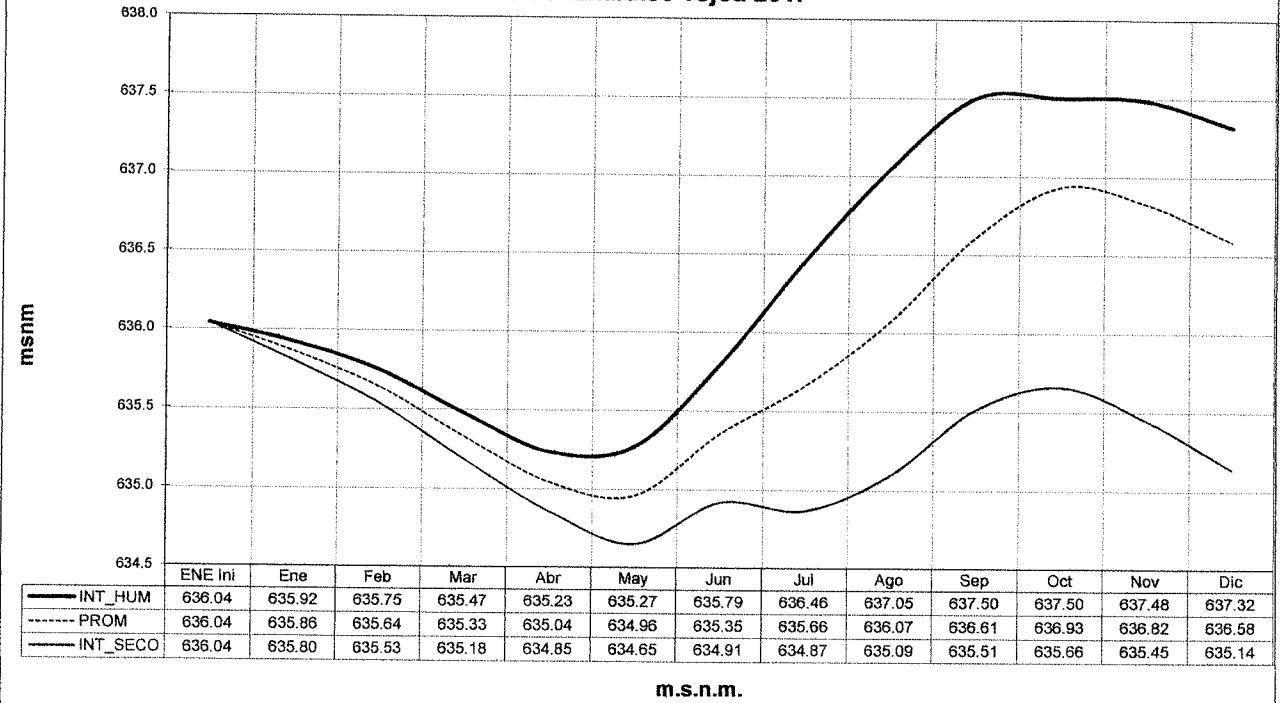
F:\ricardopcold\plan2017\007_dem_plani_nov16_prs2017_dem_real\resultados\Balance2017_ene_17.xlsx]ENERGIA



Niveles del Embalse El Cajón 2017



Niveles del Embalse Yojoa 2017



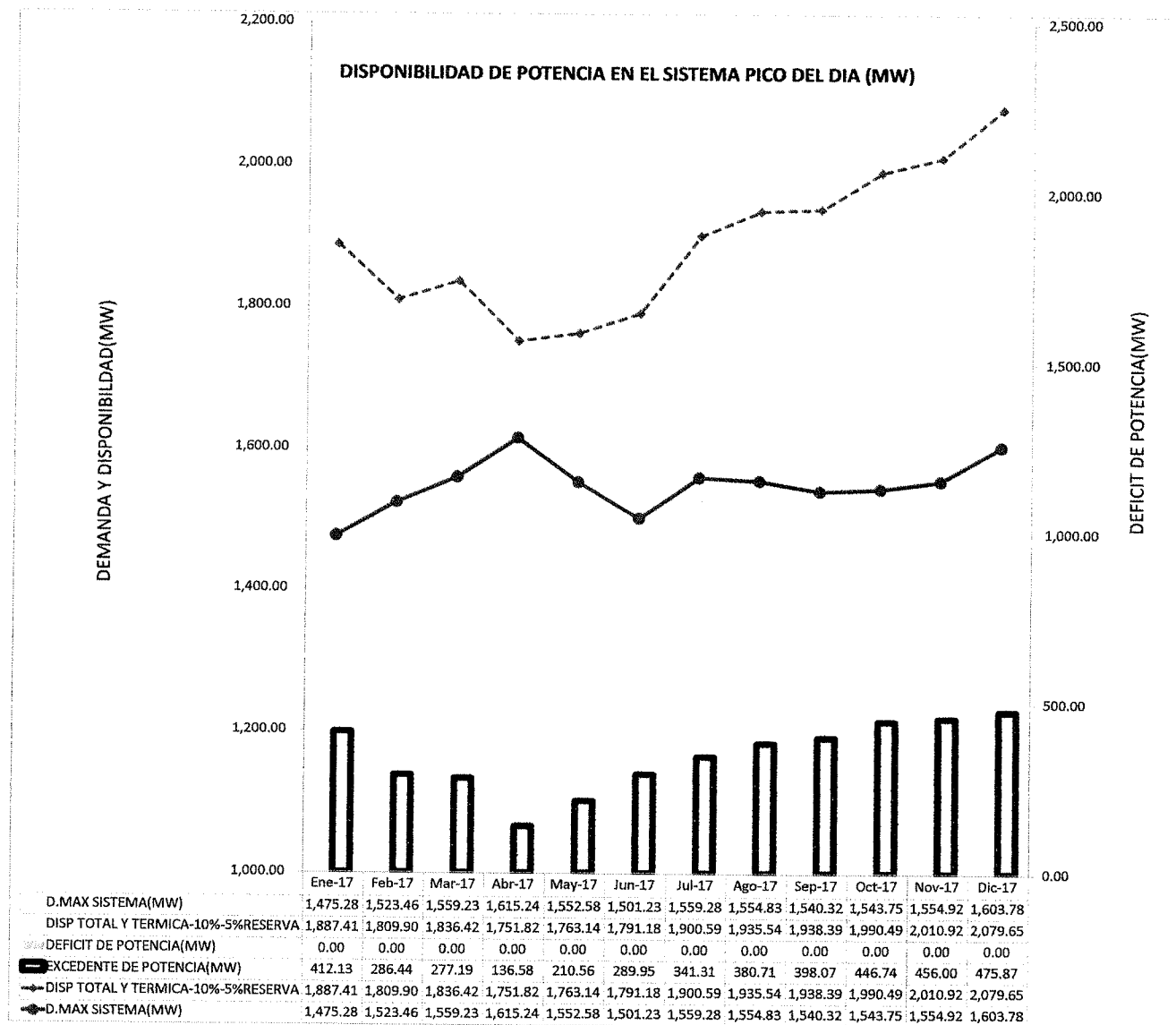
PICO DEL DIA
HIDROLOGIA PROMEDIO

BALANCE DE POTENCIA 2017
(MW)

	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	TOTAL
PLANTA													
HIDRO ENEE													
CAJON	300.00	300.00	296.74	287.67	279.57	279.36	284.78	290.10	300.00	300.00	300.00	300.00	
CAÑAVERAL	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	
RIO LINDO	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	
TOTAL YOJOA	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	
NISPERO	22.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	
STA MARIA REAL	0.92	0.96	0.70	0.70	0.40	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	0.92	
TOTAL	432.42	427.46	423.94	414.87	406.47	407.06	417.48	422.80	432.70	432.70	432.70	432.42	
T. ENEE													
LP HITACHI	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	
LP GENERAL	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	
STA FE	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	
CEIBA TERMICA	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	
TOTAL	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	
T. PRIVADO													
LUF2	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	
LUF3	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	
EXC LUFUSSA	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	
EMCE CHOLOMA	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	
ENERSA	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	
EXC ENERSA	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	
ELCOSA	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	
ELCATX TOTAL	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	
PARK DALE TOTAL	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	
VETASA-CORTES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	
TOTAL	721.94	721.94	721.94	721.94	721.94	721.94	741.94	741.94	741.94	741.94	741.94	741.94	
ARRENDAMIENTOS													
NAINSA	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	
LAEISZ SAN ISIDRO 15	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	
LAEISZ JUTICALPA 5	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	
TOTAL	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	
CARBON													
ENVASA	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	
CELSUR CARBON	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.75	18.75	18.75	18.75	18.75	18.75	
BECOSA TOTAL	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	90.00	90.00	90.00	90.00	
TOTAL	79.40	79.40	79.40	79.40	79.40	79.40	98.15	98.15	128.15	128.15	128.15	128.15	
RENOVABLES PRIV													
HIDROS	105.23	85.80	87.43	73.25	90.64	108.70	109.18	118.24	143.15	157.98	143.10	138.50	
BIOMASA	90.48	94.24	105.54	101.90	75.91	39.39	32.69	29.98	29.01	29.98	29.01	51.33	
EOLICOS	135.32	80.85	99.75	44.85	47.54	90.87	124.11	90.65	31.93	68.41	105.24	158.99	
SOLARES	368.73	368.73	368.73	368.73	391.23	391.23	391.23	447.75	447.75	447.75	447.75	447.75	
GEO-PLATANARES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	
TOTAL	699.76	629.63	661.45	588.73	605.32	630.19	697.21	726.61	691.84	744.12	765.10	836.56	
DISPONIBILIDAD TOTAL	2,007.72	1,932.63	1,960.94	1,879.14	1,887.32	1,912.79	2,028.98	2,063.71	2,068.83	2,121.11	2,142.09	2,213.27	
IMPORT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
EXPORT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
DEFICIENCIA(GWH)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
D-MAX SISTEMA(MW)	1,475.28	1,523.46	1,559.23	1,615.24	1,552.58	1,501.23	1,559.28	1,554.83	1,540.32	1,543.75	1,554.92	1,603.78	
NIVEL YOJOA(msnm) NI=636.04	635.86	635.64	635.33	635.04	634.96	635.35	635.66	636.07	636.61	636.93	636.82	636.58	
NIVEL CAJON(msnm) NI=271.55	269.57	267.34	264.61	261.88	259.67	261.76	262.99	264.98	270.65	275.86	276.04	274.60	

	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	TOTAL
PLANTA													
DISP HIDRO ENEE	432.42	427.46	423.94	414.87	406.47	407.06	417.48	422.80	432.70	432.70	432.70	432.42	
DISP HIDRO PRIVADA	105.23	85.80	87.43	73.25	90.64	108.70	109.18	118.24	143.15	157.98	143.10	138.50	
DISP TERMICO ENEE	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	
DISP TERMICO PRIVADO	721.94	721.94	721.94	721.94	721.94	721.94	741.94	741.94	741.94	741.94	741.94	741.94	
ARRENDAMIENTOS	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	
CARBON	79.40	79.40	79.40	79.40	79.40	79.40	98.15	98.15	128.15	128.15	128.15	128.15	
BIOMASA	90.48	94.24	105.54	101.90	75.91	39.39	32.69	29.98	29.01	29.98	29.01	51.33	
EOLICOS	135.32	80.85	99.75	44.85	47.54	90.87	124.11	90.65	31.93	68.41	105.24	158.99	
SOLARES	368.73	368.73	368.73	368.73	391.23	391.23	391.23	447.75	447.75	447.75	447.75	447.75	
GEOTERMICOS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	
TOTAL	2,007.72	1,932.63	1,960.94	1,879.14	1,887.32	1,912.79	2,028.98	2,063.71	2,068.83	2,121.11	2,142.09	2,213.27	
RESERVA 5% D. MAX	73.76	76.17	77.96	80.76	77.63	77.96	77.74	77.02	77.19	77.19	77.75	80.19	
DISP TOTAL Y TERMICA-10%-5%RESERVA	1,887.41	1,809.90	1,836.42	1,751.82	1,763.14	1,791.18	1,900.59	1,935.54	1,938.39	1,990.49	2,010.92	2,079.65	
DEFICIT DE POTENCIA(MW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
EXCEDENTE DE POTENCIA(MW)	412.13	286.44	277.19	136.58	210.56	289.95	341.31	380.71	398.07	446.74	456.00	475.87	
DEFICIT POTENCIA(% DEMANDA)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

F:\ricardopcold\plan2017\007_dem_plani_nov16_prg2017_dem_real\resultados\Balance2017_ene_17.xlsx]ENERGIA



PICO DE LA NOCHE
HIDROLOGIA PROMEDIO

BALANCE DE POTENCIA 2017
(MW)

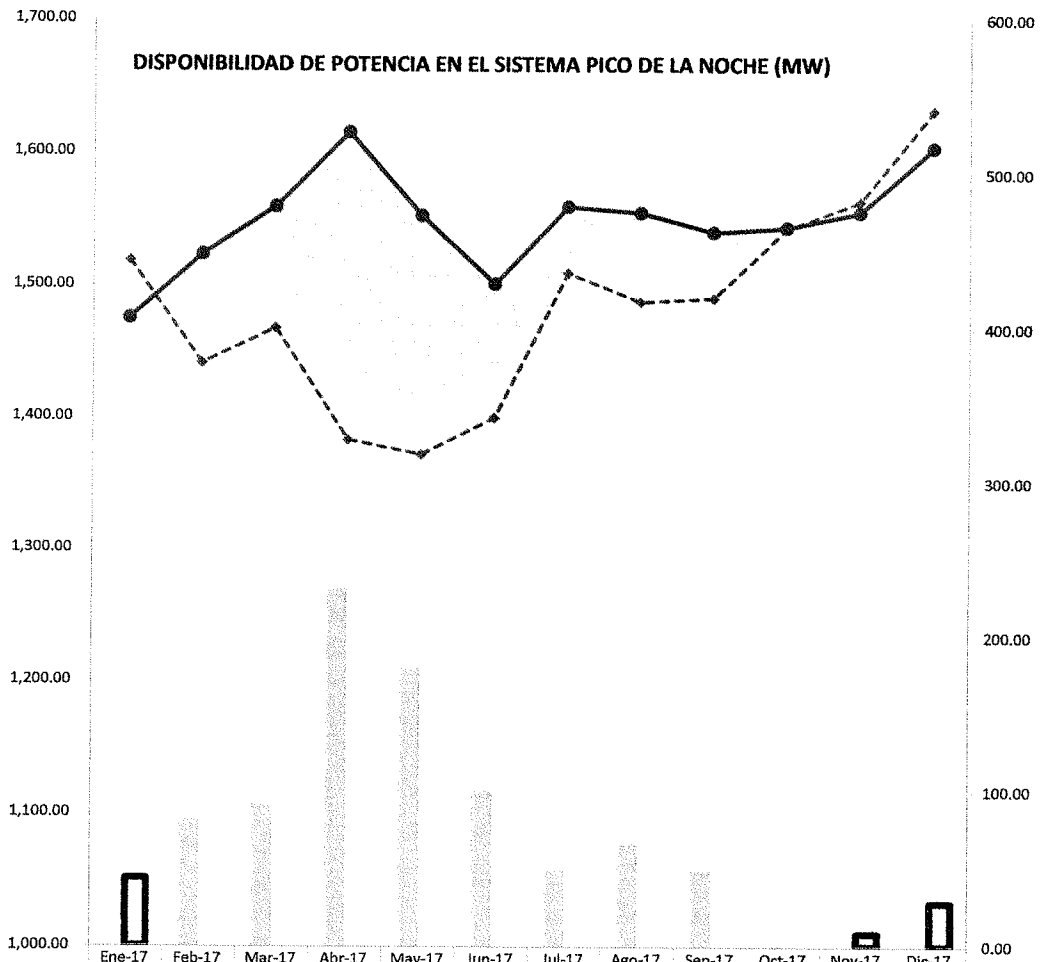
	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	TOTAL
PLANTA													
HIDRO ENEE													
CAJON	300.00	300.00	296.74	287.67	279.57	279.36	284.78	290.10	300.00	300.00	300.00	300.00	
CAÑAVERAL	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	29.00	
RIO LINDO	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	
TOTAL YOJOA	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	109.00	
NISPERO	22.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	
STA MARIA REAL	0.92	0.96	0.70	0.70	0.40	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	
TOTAL	432.42	427.46	423.94	414.87	406.47	407.06	417.48	422.80	432.70	432.70	432.70	432.42	
T. ENEE													
LP HITACHI	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	
LP GENERAL	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	
STA FE	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	
CEIBA TERMICA	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	
TOTAL	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	
T. PRIVADO													
LUF2	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	
LUF3	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	210.00	
EXC LUFUSSA	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	33.50	
EMCE CHOLOMA	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	55.00	
ENERSA	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00	
EXC ENERSA	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	
ELCOSA	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	
ELCATX TOTAL	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	22.00	
PARK DALE TOTAL	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	14.44	
VETASA-CORTES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	
TOTAL	721.94	721.94	721.94	721.94	721.94	721.94	741.94	741.94	741.94	741.94	741.94	741.94	
ARRENDAMIENTOS													
NAINSA	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	
LAEISZ SAN ISIDRO 15	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	
LAEISZ JUTICALPA 5	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	
TOTAL	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	
CARBON													
ENVASA	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	
CELSUR CARBON	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.75	18.75	18.75	18.75	18.75	18.75	
BECOSA TOTAL	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	90.00	90.00	90.00	90.00	
TOTAL	79.40	79.40	79.40	79.40	79.40	79.40	98.15	98.15	128.15	128.15	128.15	128.15	
RENOVABLES PRIV													
HIDROS	105.23	85.80	87.43	73.25	90.64	108.70	109.18	118.24	143.15	157.98	143.10	138.50	
BIOMASA	90.48	94.24	105.54	101.90	75.91	39.39	32.69	29.98	29.01	29.98	29.01	51.33	
EOLICOS	135.32	80.85	99.75	44.85	47.54	90.87	124.11	90.65	31.93	68.41	105.24	158.99	
SOLARES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
GEO-PLATANARES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	
TOTAL	331.03	260.90	292.72	220.00	214.09	238.96	305.98	278.86	244.09	296.37	317.35	388.81	
DISPONIBILIDAD TOTAL	1,638.99	1,563.90	1,592.21	1,510.41	1,496.09	1,521.56	1,637.75	1,615.96	1,621.08	1,673.36	1,694.34	1,765.52	
IMPORT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
EXPORT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
DEFICIENCIA(GWH)	0.00	0.00	0.00	104.83	56.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
D.MAX SISTEMA(MW)	1,475.28	1,523.46	1,559.23	1,615.24	1,552.58	1,501.23	1,559.28	1,554.83	1,540.32	1,543.75	1,554.92	1,603.78	
NIVEL YOJOA(msnm) NI=636.04	635.86	635.64	635.33	635.04	634.96	635.35	635.66	636.07	636.61	636.93	636.82	636.58	
NIVEL CAJON(msnm) NI=271.55	269.57	267.34	264.61	261.88	259.67	261.76	262.99	264.98	270.65	275.86	276.04	274.60	

	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	TOTAL
PLANTA													
DISP HIDRO ENEE	432.42	427.46	423.94	414.87	406.47	407.06	417.48	422.80	432.70	432.70	432.70	432.42	
DISP HIDRO PRIVADA	105.23	85.80	87.43	73.25	90.64	108.70	109.18	118.24	143.15	157.98	143.10	138.50	
DISP TERMICO ENEE	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	34.20	
DISP TERMICO PRIVADO	721.94	721.94	721.94	721.94	721.94	721.94	741.94	741.94	741.94	741.94	741.94	741.94	
ARRENDAMIENTOS	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	
CARBON	79.40	79.40	79.40	79.40	79.40	79.40	98.15	98.15	128.15	128.15	128.15	128.15	
BIOMASA	90.48	94.24	105.54	101.90	75.91	39.39	32.69	29.98	29.01	29.98	29.01	51.33	
EOLICOS	135.32	80.85	99.75	44.85	47.54	90.87	124.11	90.65	31.93	68.41	105.24	158.99	
SOLARES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
GEOTERMICOS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	
TOTAL	1,638.99	1,563.90	1,592.21	1,510.41	1,496.09	1,521.56	1,637.75	1,615.96	1,621.08	1,673.36	1,694.34	1,765.52	
RESERVA 5% D. MAX	73.76	76.17	77.96	80.76	77.63	75.06	77.96	77.74	77.02	77.02	77.75	80.19	
DISP TOTAL Y TERMICA-10%-5%RESERVA	1,518.68	1,441.17	1,467.69	1,383.09	1,371.91	1,399.95	1,509.36	1,487.79	1,490.64	1,542.74	1,563.17	1,631.90	
DEFICIT DE POTENCIA(MW)	0.00	82.29	91.54	232.15	180.67	101.28	49.92	67.04	49.68	1.01	0.00	0.00	
EXCEDENTE DE POTENCIA(MW)	43.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.25	28.12	
DEFICIT POTENCIA(% DEMANDA)	0.00	5.40	5.87	14.37	11.64	6.75	3.20	4.31	3.23	0.07	0.00	0.00	

F:\ricardopcold\plan2017\007_dem_plani_nov16_prg2017_dem_real\resultados\Balance2017_ene_17.xlsx)ENERGIA

DEMANDA Y DISPONIBILIDAD(MW)

DISPONIBILIDAD DE POTENCIA EN EL SISTEMA PICO DE LA NOCHE (MW)



DEFICIT DE POTENCIA(MW)

	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17
D.MAX SISTEMA(MW)	1,475.28	1,523.46	1,559.23	1,615.24	1,552.58	1,501.23	1,559.28	1,554.83	1,540.32	1,543.75	1,554.92	1,603.78
DISP TOTAL Y TERMICA-10%-5%RESERVA	1,518.68	1,441.17	1,467.69	1,383.09	1,371.91	1,399.95	1,509.36	1,487.79	1,490.64	1,542.74	1,563.17	1,631.90
DEFICIT DE POTENCIA(MW)	0.00	82.29	91.54	232.15	180.67	101.28	49.92	67.04	49.68	1.01	0.00	0.00
EXCEDENTE DE POTENCIA(MW)	43.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.25	28.12
DISP TOTAL Y TERMICA-10%-5%RESERVA	1,518.68	1,441.17	1,467.69	1,383.09	1,371.91	1,399.95	1,509.36	1,487.79	1,490.64	1,542.74	1,563.17	1,631.90
D.MAX SISTEMA(MW)	1,475.28	1,523.46	1,559.23	1,615.24	1,552.58	1,501.23	1,559.28	1,554.83	1,540.32	1,543.75	1,554.92	1,603.78

PLANTAS PRIVADAS HIDROS 2017(GWh)

No	HIDRO	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	TOTAL
1	HO_AGUAFERRE	0.26	0.20	0.23	0.20	0.17	0.28	0.35	0.28	0.48	0.41	0.39	0.40	3.65
1	HO_AURORA1	0.24	0.14	0.12	0.08	0.32	0.77	0.22	6.63	3.45	5.65	3.74	2.97	24.33
2	HO_BABILONIA	2.82	1.87	1.65	1.15	1.20	1.73	1.51	1.23	1.53	2.35	2.55	2.84	22.43
3	HO_BETULIA	1.17	0.88	1.00	0.88	0.77	1.24	1.55	1.24	2.11	1.81	1.71	1.76	16.11
4	HO_CANGEL	0.85	0.64	0.73	0.64	0.56	0.90	1.12	0.90	1.53	1.31	1.24	1.28	11.67
5	HO_CECICAPA	1.74	0.96	0.68	0.31	0.50	1.24	1.27	1.82	1.85	1.94	1.98	1.97	16.25
6	HO_Chamelec	4.51	2.86	2.49	1.71	2.81	5.72	3.77	2.24	5.37	7.02	6.01	5.73	50.24
7	HO_CISNE	0.39	0.23	0.16	0.09	0.19	0.38	0.24	0.15	0.18	0.40	0.40	0.44	3.23
8	HO_CORONADO	3.31	1.91	1.89	1.43	1.39	2.72	2.89	2.39	3.21	3.31	3.21	3.32	30.97
9	HO_Cortesto	3.16	2.22	1.65	1.16	1.85	1.41	1.13	0.98	1.11	1.76	3.04	3.49	22.96
10	HO_Cuyamapa	3.12	2.10	1.45	1.00	1.00	5.23	6.74	7.18	7.95	7.73	5.86	4.53	53.90
11	HO_Cuyamel	4.04	3.13	2.42	1.37	1.32	1.50	1.69	1.15	1.78	3.11	4.02	4.15	29.68
12	HO_Esperanza	2.92	2.70	2.81	3.01	3.86	2.61	2.06	2.75	0.55	1.44	1.51	1.55	27.78
13	HO_GENERA	0.66	2.22	1.98	1.34	1.80	1.40	1.37	1.72	2.47	2.87	2.89	3.16	23.87
14	HO_HIDVOIDA	0.23	0.16	0.17	0.14	0.17	0.16	0.18	0.25	0.32	0.33	0.32	0.33	2.74
15	HO_Lagloria	3.23	2.94	2.34	1.44	1.18	0.74	0.59	0.27	0.61	1.58	3.34	3.19	21.46
16	HO_Laureles	1.16	0.70	0.50	0.26	0.23	0.17	0.17	0.13	0.15	0.24	1.10	0.45	5.26
17	HO_Lavegona	9.36	9.91	15.62	15.12	15.68	12.68	15.10	15.18	13.86	12.72	13.62	14.08	162.93
18	HO_MANGUNI	1.03	0.85	0.77	0.51	0.82	0.56	0.69	0.85	0.95	1.00	0.96	1.06	10.05
19	HO_MATARRASI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	HO_MATARRAS2	0.04	0.03	0.02	0.02	0.06	1.46	1.51	0.56	0.67	0.93	1.26	1.09	7.66
21	HO_Mezapa	0.16	0.09	0.08	0.06	0.21	3.02	3.63	3.82	3.75	1.53	3.70	3.17	23.22
22	HO_MORIA2	4.24	1.91	1.12	0.52	2.99	4.74	2.07	1.74	4.19	5.43	4.96	5.03	38.95
23	HO_Nacome	0.29	0.23	0.28	0.24	2.48	4.45	0.34	1.10	9.91	9.88	1.51	0.46	31.18
24	HO_NIEVE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	HO_OIOAGUA	6.19	4.49	4.02	3.29	4.97	7.39	10.83	10.25	10.48	10.83	9.73	8.11	90.61
26	HO_PENABLANC	0.29	0.49	0.55	0.37	0.34	0.31	0.29	0.40	0.46	0.59	0.30	0.28	4.68
27	HO_QUILLO	0.01	0.01	0.01	0.00	0.02	0.04	0.01	0.09	0.34	0.34	0.35	0.34	1.51
27	HO_RioBlanco	1.77	1.34	1.52	1.34	1.17	1.88	2.35	1.88	3.19	2.74	2.57	2.68	24.43
28	HO_RIOGUNEO	0.01	0.01	0.01	0.00	0.02	0.05	0.01	0.11	0.37	0.42	0.43	0.43	1.87
29	HO_SANCARLOS	2.48	1.87	1.28	0.89	1.49	1.08	0.84	0.74	0.80	1.29	2.17	2.55	17.49
30	HO_SanJuan	3.83	3.01	2.82	2.78	2.20	0.47	2.04	3.03	3.46	4.04	4.13	4.37	36.18
31	HO_SNMARTIN	0.62	1.25	1.06	0.74	0.83	0.24	0.31	0.96	1.12	1.52	1.40	1.55	11.60
32	HO_YACRAL	9.97	9.00	9.96	9.63	9.96	9.65	9.99	9.99	9.67	9.99	9.67	9.98	117.43
33	HO_ZACAPA	0.17	0.10	0.09	0.06	0.08	0.08	0.10	0.16	0.21	0.29	0.28	0.24	1.87
34	HO_ZASAGUA_P	0.62	0.56	0.62	0.12	0.74	0.75	0.65	0.95	3.86	5.69	1.43	1.48	17.49
35	HO_ZINGUIZAP	0.85	0.77	0.85	0.82	1.86	1.16	0.95	1.93	0.82	0.85	0.82	0.85	12.53
36	HO_COYOLAR	0.01	0.01	0.01	0.00	0.02	0.05	0.01	0.11	0.37	0.42	0.43	0.43	1.87
	TOTAL	75.77	61.78	62.95	52.74	65.26	76.26	78.61	85.13	103.07	113.75	103.03	99.72	980.07
	PPROM(MW)	105.23	85.80	87.43	73.25	90.64	108.70	109.18	118.24	143.15	157.98	143.10	138.50	111.88

PLANTAS DE BIOMASA 2017(GWh)

BIOMASA CARGA(GWh)	35.20	39.45	45.43	43.69	33.98	19.51	18.26	18.01	17.43	17.43	30.01	336.43
BIOMASA INY(GWh)	29.94	28.41	30.56	29.68	20.67	8.85	5.27	3.57	3.46	3.46	6.95	174.38
TOTAL(GWh)	65.15	67.86	75.99	73.37	54.65	28.36	23.53	21.58	20.89	20.89	36.96	510.81

PLANTAS EOLICAS 2017(GWh)

No	EOLICOS	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	TOTAL
1	HO_EOL_CHIN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.81	15.62	10.69	2.13	7.41	12.92	20.75	80.32
2	HO_EOL_MARCO	27.84	16.63	20.52	9.23	9.78	15.61	21.07	15.59	5.96	11.96	17.96	26.78	198.92
3	HO_Eolico_EO	69.59	41.58	51.30	23.07	24.45	39.02	52.68	38.99	14.90	29.89	44.89	66.94	497.29
	TOTAL	97.43	58.21	71.82	32.29	34.23	65.43	89.36	65.27	22.99	49.26	75.77	114.47	776.53
	PROM(MW)	135.32	80.85	99.75	44.85	47.54	90.87	124.11	90.65	31.93	68.41	105.24	158.99	88.64

PLANTAS (FOTOVOLTAICAS) SOLARES 2017(GWh)

No	SOLARES	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	TOTAL
1	HO_CAGUAN(S ESTRELLAS)	10.23	9.24	10.23	9.90	10.23	9.90	10.23	10.23	9.90	10.23	9.90	10.23	120.40
2	HO_CHOL1	3.59	3.25	3.59	3.48	3.59	3.48	3.59	3.59	3.48	3.59	3.48	3.59	42.32
3	HO_CHOL2	5.39	4.87	5.39	5.22	5.39	5.22	5.39	5.39	5.22	5.39	5.22	5.39	63.48
4	HO_COHESA	10.84	9.79	10.84	10.49	10.84	10.49	10.84	10.84	10.49	10.84	10.49	10.84	127.68
5	HO_ENERBASA	3.91	3.53	3.91	3.78	3.91	3.78	3.91	3.91	3.78	3.91	3.78	3.91	45.99
6	HO_FOTERSA	3.12	2.82	3.12	3.02	3.12	3.02	3.12	3.12	3.02	3.12	3.02	3.12	36.79
7	HO_GENERSA(HELIO)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	HO_LAJAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	HO_LLAN_SUR	2.30	2.08	2.30	2.23	2.30	2.23	2.30	2.30	2.23	2.30	2.23	2.30	27.13
10	HO_MANZANI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	HO_MARCOVIA (ESCA)	6.07	5.48	6.07	5.88	6.07	5.88	6.07	6.07	5.88	6.07	5.88	6.07	71.50
12	HO_MEER	5.89	5.32	5.89	5.70	5.89	5.70	5.89	5.89	5.70	5.89	5.70	5.89	69.34
13	HO_NACA2	7.81	7.06	7.81	7.56	7.81	7.56	7.81	7.81	7.56	7.81	7.56	7.81	91.98
14	HO_PACIFIC (NACA 1)	3.42	3.09	3.42	3.31	3.42	3.31	3.42	7.81	7.56	7.81	7.56	7.81	61.94
15	HO_POLLITO	3.12	2.82	3.12	3.02	3.12	3.02	3.12	3.12	3.02	3.12	3.02	3.12	36.79
16	HO_SOPOSA	10.84	9.79	10.84	10.49	10.84	10.49	10.84	10.84	10.49	10.84	10.49	10.84	127.68
	TOTAL	76.55	69.14	76.55	74.08	80.46	77.86	80.46	90.13	87.22	90.13	87.22	90.13	979.96

MW NOM.	409.70	409.70	409.70	409.70	434.70	434.70	434.70	434.70	497.50	497.50	497.50	497.50	497.50	
PPICO SOLAR(MW)	368.73	368.73	368.73	368.73	391.23	391.23	391.23	391.23	447.75	447.75	447.75	447.75	447.75	

PLANTAS (FOTOVOLTAICAS) SOLARES 2017(MW)

No	SOLARES	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	TOTAL
1	HO_CAGUAN(S ESTRELLAS)	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	600.00
2	HO_CHOL1	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	240.00
3	HO_CHOL2	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	360.00
4	HO_COHESA	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	600.00
5	HO_ENERBASA	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	288.00
6	HO_FOTERSA	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	240.00
7	HO_GENERSA(HELIO)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	HO_LAJAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	HO_LLAN_SUR	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	14.80	177.60
10	HO_MANZANI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	HO_MARCOVIA (ESCA)	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	420.00
12	HO_MEER	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	300.00
13	HO_NACA2	49.90	49.90	49.90	49.90	49.90	49.90	49.90	49.90	49.90	49.90	49.90	49.90	598.80
14	HO_PACIFIC (NACA 1)	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	252.00
15	HO_POLLITO	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	240.00
16	HO_SOPOSA	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	600.00
	TOTAL	409.70	409.70	409.70	409.70	434.70	434.70	434.70	497.50	497.50	497.50	497.50	497.50	5979.96

232.15 MW DE DEFICIT PICO DE NOCHE

NING+LAESIZ

LUF I

ENERSA_EXC

ELCOSA

LUFIL_EXC

ENERSA

LUFIII

BIOMASA

SOLARES(F.V.)

OTRO TER

OTRO HID

EOLICO

CA-RL

CAJON

EMCE CHO

CARBON(BECOSA+EMCE CHO)

MW

HORAS

1700.0

1500.0

1300.0

1100.0

900.0

700.0

500.0

300.0

100.0

-100.0

00:00

01:00

02:00

03:00

04:00

05:00

06:00

07:00

08:00

09:00

10:00

11:00

11:30

12:00

13:00

14:00

15:00

16:00

17:00

18:00

18:30

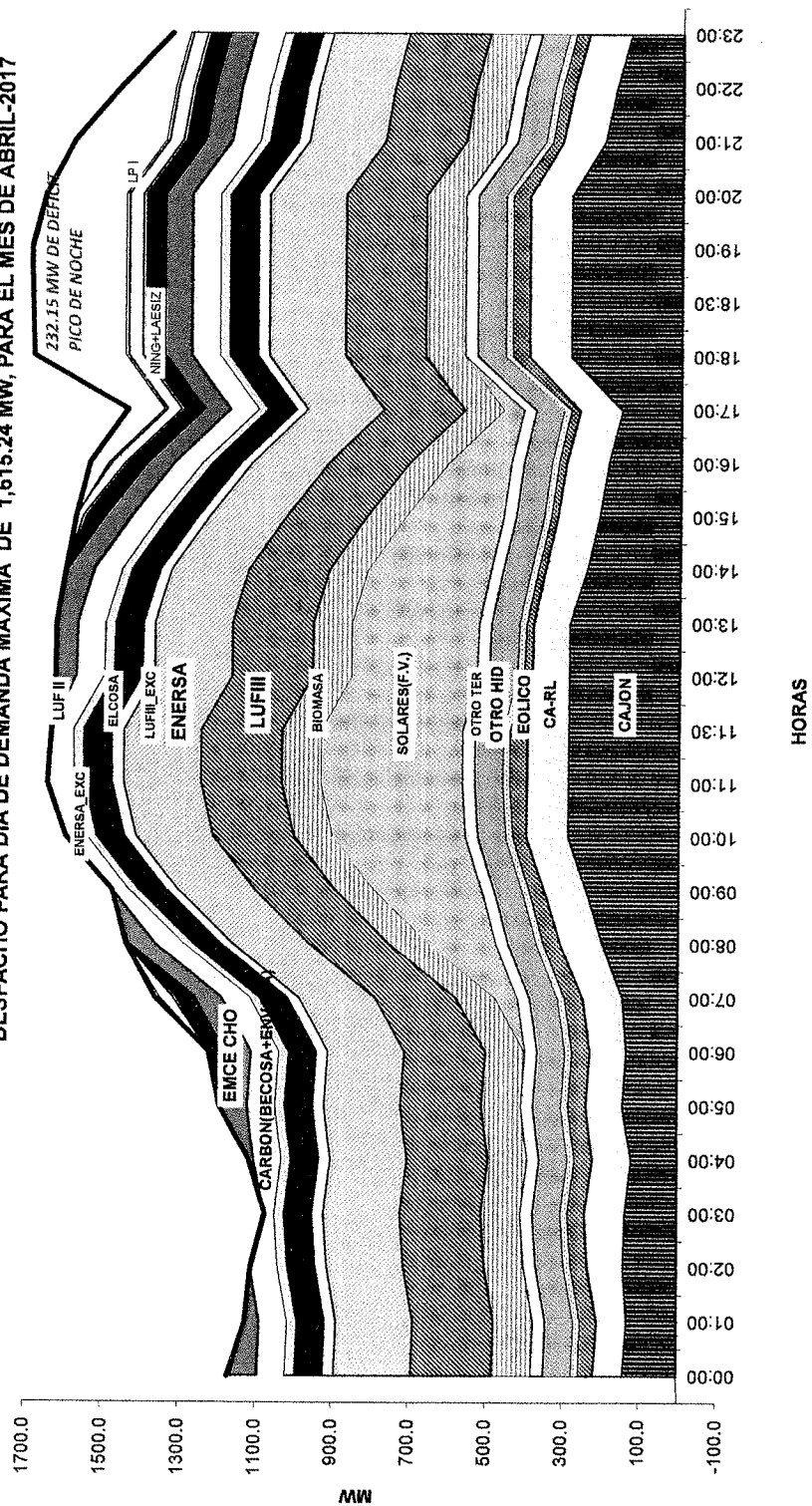
19:00

20:00

21:00

22:00

23:00



COSTOS FIJOS DE BALANCE DE POTENCIA 2017
(KUS\$)

[illegible]

COSTO TOTALES BALANCE DE ENERGIA 2017

HIDROLOGIA PROMEDIO	(KUS\$)												Dic-17	TOTAL	US\$/MWH
	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17				
PLANTA															
HIDRO ENEE															
T. ENEE															
LP HITACHI	46.13	497.07	550.33	532.57	550.33	532.57	550.33	550.33	532.57	550.18	371.68	331.39	5,595.46	556.92	
LP GENERAL	0.00	443.54	491.07	475.22	491.07	475.22	491.07	491.07	475.22	326.99	327.37	177.05	4,664.90	616.45	
STA FE	62.29	56.26	60.28	60.28	62.29	60.28	62.29	62.29	60.28	42.86	42.86	53.98	707.65	429.20	
CEIBA TERMICA	263.92	238.38	263.92	255.41	263.92	255.41	263.92	263.92	255.41	263.92	255.41	263.92	3,107.45	112.32	
TOTAL	372.34	1,235.25	1,367.60	1,323.48	1,367.60	1,323.48	1,367.60	1,367.60	1,323.48	1,203.38	997.32	826.34	14,075.46	299.93	
T. PRIVADO															
LUF2	1,524.67	1,483.61	1,524.67	1,510.98	1,524.67	1,510.98	1,524.67	1,524.67	1,510.98	1,524.67	1,510.98	1,524.67	18,200.24	333.94	
LUF3	12,363.25	11,533.88	12,491.38	12,172.01	12,491.38	12,172.01	12,491.38	12,491.38	12,172.01	12,464.24	11,843.16	10,668.53	145,354.62	80.34	
EXC LUFUSSA	144.38	130.41	212.43	1,683.41	1,739.52	1,415.03	144.38	243.43	139.72	144.38	139.72	144.38	6,281.19	76.66	
EMCE CHOLOMA	1,067.41	1,040.17	1,067.41	1,058.33	1,067.41	1,058.33	1,067.41	1,067.41	1,058.33	1,067.41	1,058.33	1,067.41	12,745.37	352.56	
ENERSA	3,885.94	6,457.06	10,735.29	10,452.44	10,761.01	10,427.36	8,996.36	9,965.15	8,074.50	5,927.60	4,564.35	3,857.27	94,104.34	75.89	
EXC ENERSA	485.51	471.57	485.51	858.55	965.07	480.86	896.36	965.15	8,074.50	4,564.35	3,857.27	3,857.27	6,650.82	202.53	
ELCOSA	1,061.15	1,027.90	1,061.15	4,596.98	4,856.84	1,302.12	1,061.15	1,061.15	1,050.07	1,061.15	1,050.07	1,061.15	20,250.86	134.44	
ELCATEX INY	186.92	190.23	204.24	199.57	204.24	199.57	194.71	189.84	199.57	204.24	199.57	160.66	2,333.35	140.16	
PARK DALE INY	315.83	227.70	113.88	181.98	252.99	223.81	190.73	122.63	249.10	280.23	276.34	222.83	2,658.05	110.40	
NETASA-CORTES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	254.78	378.26	248.82	251.55	248.82	251.55	1,653.78	196.83	
TOTAL	21,035.07	22,562.54	27,895.96	32,714.24	33,863.14	28,790.07	26,411.08	27,579.43	25,183.96	23,410.98	21,377.21	19,443.96	310,212.62	85.26	
ARRENDAMIENTOS															
NAINSA	338.79	306.02	338.79	327.87	338.79	327.87	338.79	338.79	327.87	338.79	327.87	338.79	3,989.01	152.40	
LAEISZ SAN ISIDRO 15	118.95	107.44	118.95	115.11	118.95	115.11	118.95	118.95	115.11	118.95	103.77	118.95	1,389.18	142.68	
LAEISZ JUTICALPA 5	0.00	35.81	39.65	38.37	39.65	38.37	39.65	39.65	38.37	39.65	38.37	39.65	427.19	142.68	
TOTAL	457.73	449.27	497.38	481.36	497.38	481.36	497.38	497.38	481.36	497.38	470.01	497.38	5,805.38	149.22	
CARBON															
ENWASA	216.12	278.30	383.70	404.93	430.72	300.29	307.11	370.81	223.70	193.37	224.46	81.14	3,414.64	75.83	
CELSUR CARBON	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	310.90	826.55	870.53	837.93	820.48	787.12	559.63	5,013.15	75.83	
BECOSA INY	3,046.56	2,751.73	3,046.56	2,948.28	3,046.56	2,948.28	3,046.56	3,046.56	4,422.43	4,569.84	4,422.43	4,569.84	41,865.64	75.83	
TOTAL	3,262.68	3,030.03	3,430.26	3,353.22	3,477.28	3,559.48	4,180.22	4,287.90	5,484.05	5,583.69	5,434.00	5,210.61	50,293.43	75.83	
RENOVIABLES PRIV															
HIDROS	7,826.60	6,381.45	6,502.52	5,447.61	6,741.07	8,084.32	8,120.21	8,793.91	10,646.68	11,749.47	10,642.92	10,300.45	101,237.21	103.90	
BIOMASA INY	3,960.81	3,757.38	4,042.05	3,925.10	2,734.18	1,170.80	697.22	472.36	457.12	472.36	457.12	918.64	23,065.14	132.27	
EOLICOS	11,785.50	7,041.61	8,687.58	3,906.42	4,140.62	7,914.38	10,809.67	7,894.90	2,781.13	5,958.36	9,165.76	13,846.86	93,932.80	120.96	
SOLARES	9,674.31	8,738.07	9,674.31	9,362.22	10,167.93	9,839.91	10,167.93	11,390.32	11,022.89	11,390.32	11,022.89	11,390.32	123,841.42	126.37	
DEFICIT	0.00	4,878.23	8,689.02	16,605.08	12,160.16	8,576.05	7,649.32	9,228.48	7,348.21	0.00	0.00	0.00	75,134.55	1,150.00	
TOTAL	33,247.22	30,796.74	37,595.49	39,246.42	35,943.96	35,585.45	37,444.35	37,779.98	32,256.04	29,570.51	31,288.70	36,456.27	417,211.13		
PLANTA															
TOTAL(KUS\$)	58,375.04	58,073.82	70,786.69	77,118.72	75,149.36	69,739.83	69,900.63	71,462.29	64,728.88	60,265.94	59,562.24	62,434.56	797,598.01		

COSTO TOTALES PARA BALANCE DE ENERGIA Y POTENCIA 2016(KUS\$)

