

Quincuagésimo Informe Mensual

Supervisión del Proyecto “Recuperación de Pérdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero”

Abril 26 de 2021





Contenido

1. DESCARGO DE RESPONSABILIDAD	4
2. CONTACTOS DE PROYECTO	5
3. SIGLAS Y DEFINICIONES.....	5
4. RESUMEN EJECUTIVO	6
4.1. Confiabilidad de Servicio.....	6
4.2. Efectividad del Recaudo y Control de la Mora	8
4.3. Análisis del Factor de Carga.....	9
4.4. Entrega de Información según EEH-GG-2021-01-1412	9
4.5. Tratamiento de Bienes del Contrato y del Fideicomiso.....	12
4.6. Honorario Éxito por Recuperación Mora Tercer Año Operaciones.....	13
4.7. Reducción de Pérdidas Quinto Año de Operaciones:	14
4.8. Determinación del Balance de Energía Tercer Año Operacional:.....	18
4.9. Avance del Presupuesto de Inversiones Quinto Año Operacional:.....	21
5. REQUISITOS DEL INFORME MENSUAL	22
5.1. Reporte de Cumplimiento de Niveles de Servicio Técnico.....	22
5.1.1.Efectividad en la Atención de Reportes del COD.....	22
5.1.2.Confiabilidad de Servicio Técnico.....	25
5.1.2.1. Medición de la Confiabilidad del Servicio Técnico.....	25
5.1.2.2. Resultado Indicadores Confiabilidad Servicio Técnico	26
5.1.2.3. Indicadores Confiabilidad Últimos Seis Meses	32
5.1.2.4. Indicadores de Confiabilidad del SIN.....	34
5.2. Calidad del Servicio Comercial.....	35
6. AVANCE DE OBLIGACIONES DEL OPERADOR INVERSIONISTA.....	53
6.1. Mantenimiento del Sistema de Distribución.....	54
6.2. Sistema Comercial.....	57
6.2.1.Recursos para el Sistema Comercial y Servicio al Cliente	57
6.2.2.Sistemas de Información e InCMS	64
6.3. Comportamiento Global de la Facturación	69

6.3.1. Índice de Efectividad en la Facturación (EF)	81
6.3.2. Efectividad en el Recaudo – Índice ER	84
6.3.3. Efectividad en el Control de la Mora – Índice ECM	92
6.3.4. Evolución de la Morosidad	99
6.3.5. Efectividad del Corte y Reposición de Servicios	108
7. REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS	113
7.1. Indicadores de Pérdidas	113
7.2. Balance Energía (Abril₂₀₂₀ – Marzo₂₀₂₁)	117
7.3. Gestiones de EEH en cuanto a Reducción de Pérdidas	121
7.4. Determinación del Balance de Energía Tercer Año Operacional	122
7.5. ENEE solicita a MHI indicar HDE por Pérdidas	125
8. INDICADOR DE PROGRESO EN REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	126
8.1. Determinación del CRI	126
8.2. Proyección del CRI en el Periodo del Contrato	126
8.3. Determinación del CRI en la operación de EEH	128
9. AVANCE PROCESO DE INVERSIONES QUINTO AÑO	133
10. COVID-19 y DECRETO PCM-021-2020 (Incluye ETA e IOTA)	138
11. OTROS INFORMES SOLICITADOS A MHI	190
11.1. Programa de Reuniones MHI	190
11.2. Notas de MHI y Correspondencia Asociada a Proyectos	194
12. COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	195



1. DESCARGO DE RESPONSABILIDAD

Manitoba Hydro International Utility Services, una división de Manitoba Hydro International Ltd. (MHI), ha preparado este documento para el uso exclusivo del Comité Técnico del Fideicomiso (CTF) RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS EN LOS SERVICIOS PRESTADOS POR LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE) PARA LA EJECUCIÓN DEL COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN Y FLUJO FINANCIERO (el "Cliente"), y para los fines previstos en el acuerdo entre MHI y el Cliente bajo el cual se completó este trabajo. El contenido de este documento no está destinado al uso de, ni dependencia por cualquier persona, firma, corporación u otra entidad gubernamental o legal (como "tercera parte"), aparte del cliente.

MHI no garantiza, en forma expresa o implícita a cualquier tercera parte en relación con los contenidos, conclusiones o recomendaciones de este documento. El uso o dependencia de este documento por parte de terceras partes será bajo su propio riesgo y MHI no aceptará ninguna responsabilidad u obligación por las consecuencias que el uso o dependencia de este documento generen a cualquier tercera parte.

Cualquier tercera parte, que use o dependa de este informe, se compromete a:

- a) Indemnizar a MHI, sus filiales, y cualquier persona o entidad que actúe en su nombre ("Indemnizados"), por todas las pérdidas, gastos, daños o gastos sufridos o incurridos por los Indemnizados como resultado del uso o dependencia de dicha tercera parte en este documento.
- b) Libera a los Indemnizados de cualquier y toda responsabilidad por daños directos, indirectos, especiales o consecuentes (incluyendo pero no limitado a pérdida de ingresos o beneficios, datos perdidos o dañados, daño de imagen u otra pérdida comercial o económica) sufridos o incurridos por la tercera parte, o por aquellos que él sea responsable de acuerdo a la ley, como resultado del uso o dependencia de este documento a pesar que esté basado en un contrato , garantía o agravio (incluyendo pero no limitado a negligencia), equidad, responsabilidad rigurosa u otros.

Arturo Iporre Salguero

Consultor Principal de MHI en el Proyecto

aiporre@mhi.ca

26/04/2021



2. CONTACTOS DE PROYECTO

Nombre	Cargo	Correo Electrónico	Teléfono Celular
Daniel Jacobowitz	Gerente de Proyectos América Latina MHI	djacobowitz@mhi.ca	504 9671 3518
Arturo Iporre	Consultor Principal MHI en Tegucigalpa	aiporre@mhi.ca	504 9719 3981
Eduardo Saavedra	Consultor de Pérdidas y Distribución	esaavedra@mhi.ca	504 9856 2220
José León	Consultor en Sistemas Comerciales	jleon@mhi.ca	504 9583 4906

Tabla Nº 1: Ejecutivos y Consultores de MHI (Contactos del Proyecto)

3. SIGLAS Y DEFINICIONES

EEH: Empresa de Energía de Honduras, S. A. de C. V.

CTF: Comité Técnico del Fideicomiso

COALIANZA: Comisión para la Promoción de las Alianzas Público-Privadas.

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica.

FICOHSA: Banco Financiera Comercial Hondureña, Sociedad Anónima.

CONTRATO DE ALIANZA PÚBLICO-PRIVADA: El Contrato suscrito en fecha dieciocho (18) de febrero del año dos mil dieciséis (2016).

EL SERVICIO: El servicio objeto del Contrato de Alianza Público-Privada.

LA COMPAÑÍA: Se refiere a EEH.

SAPP: Superintendencia de Alianzas Público - Privada

CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

MHI: Manitoba Hydro International Ltd., empresa Supervisora o El Supervisor de El Proyecto.

El Proyecto: Se refiere al proyecto del Fideicomiso de ENEE.

PQR's: Peticiones, Quejas y Reclamos

CNR: Consumo No Registrado, que puede ser fraude o no.



PMA: Promedio Móvil Anual, corresponde al valor promedio de 12 meses en que el último registro del periodo desplaza al primer registro, completando siempre los 12 meses, pero desplazando en un mes la serie de registros. Este indicador así concebido, permite hacer un seguimiento objetivo de la tendencia del comportamiento de una variable.

TAI: Tiempo de Atención de Incidencias; **TPR:** Tiempo Promedio de Respuesta a Clientes

TPE: Tiempo Promedio de Espera de Clientes

TPA: Tiempo Promedio de Atención en Ventanilla a Clientes

TPV: Tiempo Promedio de Visita de Clientes en Oficina, suma de los tiempos (TPE + TPA)

ZDG's: Zonas de Difícil Gestión

RPMAA: Valor de Reducción de Pérdidas Mínima Anual Acumulado año en kWh.

4. RESUMEN EJECUTIVO

Este Quincuagésimo Informe Mensual, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/03/21 y el 18/04/21 ha sido preparado de conformidad a los Requisitos del Informe Mensual, contenidos en la Cláusula Décimo Quinta, Numeral 3 del Contrato del Supervisor.

4.1. Confiabilidad de Servicio

En la tabla siguiente se muestran los resultados interanuales de Confiabilidad de Servicio Técnico para los Grupos 1 (Localidades => 100,000 habitantes) y 2 (Localidades < 100,000 habitantes) a partir de Noviembre₂₀₁₉. Los indicadores de Confiabilidad de Servicio corresponden al Promedio Móvil Anual de los periodos interanuales ocurridos entre Mayo₂₀₁₉ - Abril₂₀₂₀ y Abril₂₀₂₀ - Marzo₂₀₂₁.

Periodo Anual	GRUPO 1 >= 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
May.19 - Abr.20	1.61	1.03	99.8%	1.48	1.84	1.41	99.7%	1.39
Jun.19 - May.20	1.65	1.09	99.8%	1.47	2.02	1.55	99.7%	1.40
Jul.19 - Jun.20	1.65	1.10	99.8%	1.47	2.04	1.57	99.7%	1.41
Ago.19 - Jul.20	1.61	1.10	99.8%	1.43	2.05	1.60	99.7%	1.39
Sep.19 - Ago.20	1.27	1.12	99.8%	1.19	1.75	1.59	99.8%	1.24
Oct.19 - Sep.20	1.24	1.13	99.8%	1.16	1.99	1.63	99.7%	1.31
Nov.19 - Oct.20	1.33	1.19	99.8%	1.17	1.99	1.62	99.7%	1.31
Dic.19 - Nov.20	1.36	1.25	99.8%	1.11	2.00	1.75	99.7%	1.22
Ene.20 - Dic.20	1.38	1.26	99.8%	1.10	1.92	1.77	99.7%	1.07
Feb.20 - Ene.21	1.40	1.28	99.8%	1.11	1.92	1.76	99.7%	1.08



Periodo Anual	GRUPO 1 >= 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
Mar.20 - Feb.21	1.45	1.30	99.8%	1.12	1.94	1.75	99.7%	1.13
Abr.20 - Mar.21	1.50	1.30	99.8%	1.19	2.00	1.80	99.7%	1.13

Tabla Nº 2: Indicadores de Calidad de Servicio

La siguiente tabla muestra una comparación de indicadores de confiabilidad de servicio a nivel estacional (Marzo₂₀₂₀ vs. Marzo₂₀₂₁), en donde se puede observar un empeoramiento de los Niveles de Confiabilidad de Servicio del Grupo 1 (SAIDI, ASAI y CAIDI), mejora en el Grupo 1 (SAIFI); empeoramiento en el Grupo 2 (SAIDI, SAIFI, ASAI y CAIDI).

Valores Mes	GRUPO 1 >= 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI G1 (Hrs)	SAIFI G1 (Veces)	ASAI G1 %	CAIDI G1 (Hrs)	SAIDI G2 (Hrs)	SAIFI G2 (Veces)	ASAI G2 %	CAIDI G2 (Hrs)
Mar.2020 de EEH	0.85	0.93	99.88%	0.91	1.07	1.20	99.85%	0.89
Mar.2021 de EEH	1.46	0.88	99.80%	1.66	1.72	1.80	99.76%	0.96
Mar.2020 – Mar.2021	0.61	-0.05	-0.08%	0.75	0.65	0.60	-0.09%	0.06
Calificación	Peor	Mejor	Peor	Peor	Peor	Peor	Peor	Peor

Tabla Nº 3: Comparación Estacional de Indicadores de Calidad de Servicio

En el gráfico siguiente se muestra que para la Confiabilidad de Servicio que hoy día ENEE entrega a sus clientes, en cuanto a cantidad de desconexiones por fallas y perturbaciones (Frecuencia de desconexiones), la contribución del Segmento Generación – Transporte es 49.40 % la contribución del Sistema de Distribución 43.21 % y las causas externas 7.40 %.

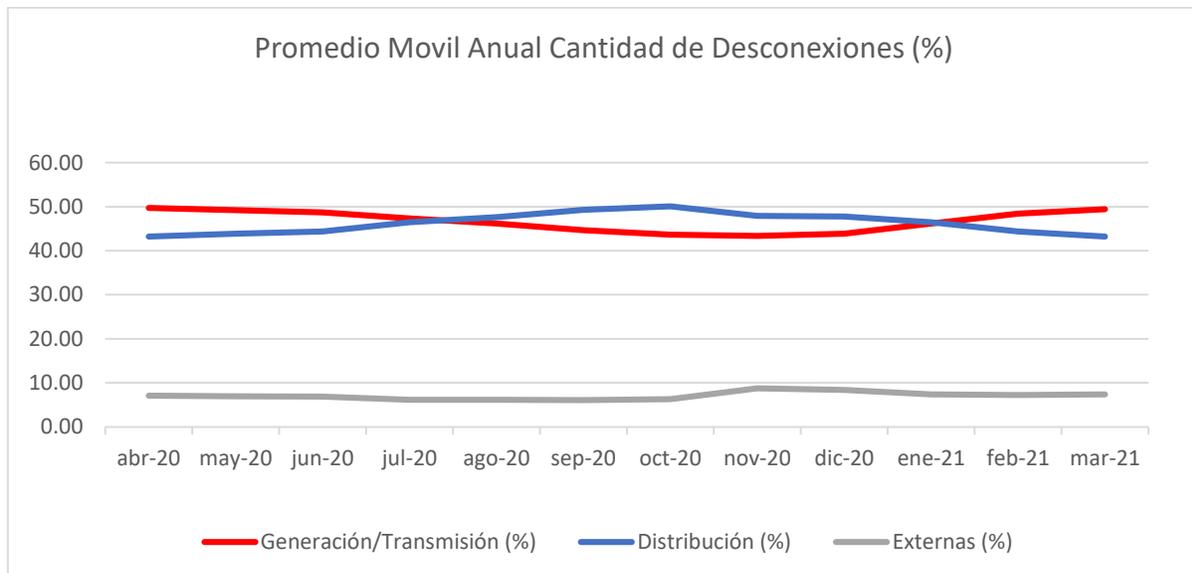


Gráfico Nº 1: Promedio % Cantidad de Desconexiones



En el gráfico siguiente se muestra que para la Confiabilidad de Servicio que hoy día ENEE entrega a sus clientes, en cuanto a duración de desconexiones por fallas y perturbaciones, la contribución del Segmento Generación – Transporte es 56.31 %, la contribución del Sistema de Distribución es 38.21 % y las causas externas 5.48 %.

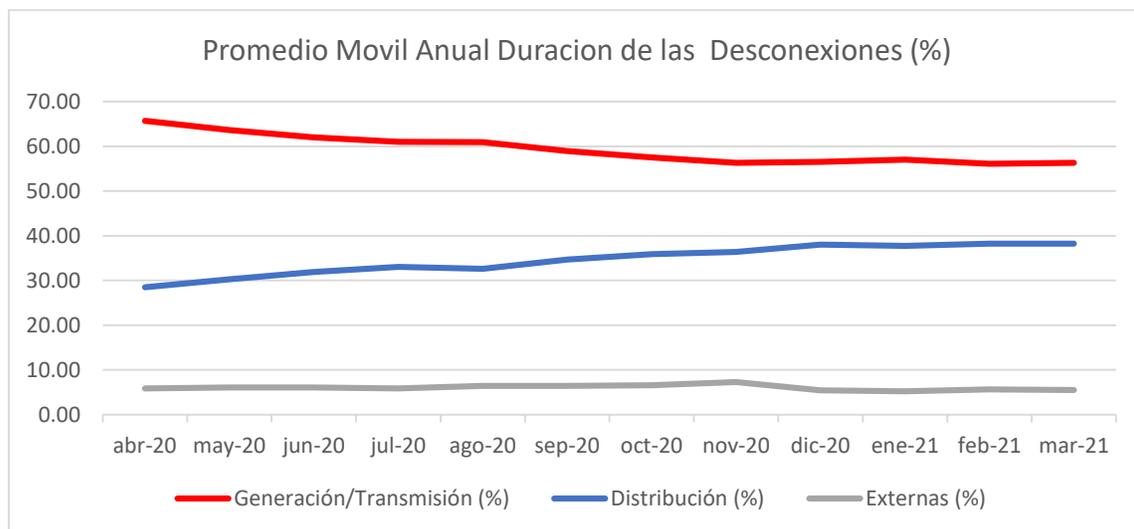


Gráfico Nº 2: Promedio % Duración de Desconexiones

4.2. Efectividad del Recaudo y Control de la Mora

Al mes de Marzo₂₀₂₁ la Efectividad Mensual en el Recaudo (Recaudo/Facturación) resultó 102.13 % con un recaudo total de MMHNL 2,069.59 sobre una facturación de MMHNL 2,026.50. El promedio de recaudo de 12 meses es de MMHNL 1,895.72 lo que equivale a 93.67 % sobre una facturación promedio de 12 meses de MMHNL 2,023.79. La Efectividad en el Control de la Mora del mes resultó ser -2.13 % y en terminos acumulados 6.33 %.

Comentario 1 de MHI: Dado que, con motivo del COVID-19, en Empresa Eléctrica Honduras sus técnicos tuvieron que adaptar sus sistemas de Tecnología de información para trabajar de forma remota, el Operador se ha obligado a cambiar todo el modelo de seguridad perimetral, incluyendo upgrade del Fortinet y actualizando desde las puertas de enlace con los operadores de redes (TIGO y Columbus). Lo anterior, ha significado que MHI y ENEE, febrero 2020, no habían podido acceder al InCMS para efectuar la descarga de perfiles del Sistema de Gestión Comercial y con ello disponer de la información de Facturación, insumo fundamental para el Balance de Energía. Sin embargo, a mediados de marzo de 2020 MHI logró acceder a la Base de Datos del InCMS, por ello, el presente Cuadragésimo Octavo Informe Mensual contiene la información de Pérdidas Eléctricas y de Cash Recovery Index (CRI) hasta el mes de Enero₂₀₂₀ Adicionalmente, a partir del mes de septiembre de 2020, MHI ha podido tener acceso a los registros de facturación por tipo de tarifas, lo que ha permitido obtener promedios ponderados de tarifas en función de los volúmenes de venta de kWh,



parámetro fundamental para poder calcular los flujos de efectivo disponibles para reembolsar la Inversión Referencial del Operador.

4.3. Análisis del Factor de Carga

Con Nota MHI-2021-028 e Informe Especial del 30 de marzo de 2021, bajo Referencia “*Análisis del Factor de Carga*” dirigida al señor Rafael Medina, Vicepresidente de FIDEICOMISOS de BANCO FICOHSA, MHI informa que el Informe Especial de igual número y fecha, tiene por objeto informar el resultado de un análisis relacionado con el Factor de Carga de los clientes con Potencia Leída o Contratada de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), su relación con las variables que se conjugan para determinar dicho Factor y su aplicación en la Detección de Anomalías de clientes con Demanda Máxima Leída o Contratada.

El objeto del análisis es mostrar y demostrar cómo la obtención de este factor puede ayudar a validar los montos de potencia leída o contratada que, de acuerdo al consumo de energía corresponde facturar y viceversa, validar los montos de energía mensual que, de acuerdo a la Demanda Máxima o Potencia Contratada y horas de uso mensual corresponde facturar.

4.4. Entrega de Información según EEH-GG-2021-01-1412

Con Nota MHI-2021-030 de fecha 8 de abril de 2021, bajo Referencia *Entrega de Información según EEH-GG-2021-01-1412*, dirigida al Señor Rafael Medina, Vicepresidente de FIDEICOMISOS de BANCO FICOHSA, MHI informa lo siguiente:

Respecto de la comunicación EEH-GG-2021-01-1412, en donde el Inversionista Operador EEH ha dado respuesta a la solicitud de la Supervisión en la Nota MHI-2021-013, para disponer Acceso a Información y Datos del Operador, se ha recibido la respuesta, por lo que, a continuación, se pasa a responder algunas aclaraciones solicitadas por EEH, junto con detallar el estado de recepción de cada uno de los puntos mencionados en la Nota indicada:

1. En relación al Sistema Unificado de Información EEH (SUIEH), podemos confirmar que tenemos acceso y podemos ingresar de manera correcta. Adicional al acceso, solicitamos una breve explicación del alcance de la información que podemos visualizar en este sistema y de qué manera podemos consultarlo, ya que hasta al momento podemos ingresar, pero desconocemos las herramientas del mismo.
2. En relación a los puntos 16.1, 16.2 y 16.3 que corresponden a acciones en materia de Gestión Comercial durante la Pandemia, nos damos por enterados que únicamente existe actualización del punto 16.1 y que son medidas para las cuales basta la aprobación de ENEE, y que corresponden a aceptar pagos parciales de abonados del sector privado residencial, comercial e industrial.
3. En relación a la solicitud detallada en la Nota MHI-2021-007, Autorización de Accesos a Base de Datos, informamos lo siguiente:



A. Acceso a la Base de Datos de clientes teledidos:

Siguiendo las instrucciones detalladas en la respuesta a nuestra solicitud, realizamos la descarga del backup y visualizamos la data, creando una instancia de SQL server, revisamos la data y es un buen punto de partida.

De igual manera, solicitamos que periódicamente se nos envíe una actualización de esta data, para visualizar los clientes nuevos y los dados de baja, dentro del grupo de clientes teledidos.

B. Acceso al Módulo de Inversiones:

Se nos otorgó acceso al módulo de inversiones, al cual podemos ingresar en el SOEEH. Adicional a éste, solicitamos acceso a la base de datos de dicho sistema con los campos que especificamos en la solicitud original, aunque no hemos tenido respuesta; así mismo solicitamos un nuevo acceso en el SOEEH a la pestaña de consulta de materiales.

Agradeceremos coordinar para cumplir con estas necesidades.

C. Solicitud de entrega de actas en formato digital (PDF).

Como lo mencionamos en la solicitud original, MHI proporcionará el listado de actas que se necesiten al momento de realizar un análisis o validación de las mismas; por lo que no son todas las actas de un periodo determinado; y proporcionaremos los medios de respaldo necesario.

4. En relación a la Solicitud No.3 con adiciones de datos a los ya dispuestos:

Estos accesos están activos y funcionales, aunque faltan algunos datos solicitados. También se tiene el inconveniente que la data no se actualiza periódicamente, hemos detectado un retraso considerable en la actualización de dicha data; sugerimos una reunión para resolver este tema de retraso y a su vez plantear los campos que hasta el momento no se han incluido después de las reuniones sostenidas en diciembre pasado.

5. Solicitud No. 4: Solicitud de complemento de Tabla:

A. Completar Columna (3), con la Recaudación de usuarios No Afectados con el ajuste por consumos ilegales, es decir, la Recaudación Total de cada periodo anual, descontando de ésta la Recaudación de Usuarios de la empresa que hayan tenido ajustes por consumos ilegales en cada periodo anual de operaciones.

Procedemos a aclarar el requerimiento: Esta solicitud obedece al indicador ER, específicamente en la Cláusula Séptima, numeral 10.1, "Índices de Efectividad en la Recaudación ER", en donde se establece que "*Para los Usuarios no afectados con el ajuste por consumos ilegales, el Inversionista Operador deberá alcanzar un índice ER...*" y se definen valores meta para cada año de operación. ER = Recaudado / Facturación.



En la carta enviada al Fiduciario, EEH – GG – 2016 - 102, de fecha 8 de julio de 2016, la Empresa Eléctrica de Honduras (EEH) hace una consulta sobre la base de la metodología contenida en este indicador ER, y se menciona que **“el recaudo es determinado por los usuarios no afectados con el ajuste por consumos ilegales”**. Al respecto, expresa que, **“con el fin de no desequilibrar el numerador (Recaudo) respecto del denominador (Facturación) de la fórmula, también la variable de facturación debe ser determinada por los usuarios no afectados con el ajuste por consumos ilegales”**. EEH manifiesta en esa carta que si también se resta en la facturación (denominador) el valor estimado de ajuste por consumos ilegales, hay una mejora considerable del indicador ER. Por lo tanto, a continuación, se presenta la fórmula con este detalle:

$$ER = (\text{Recaudación} - \text{Ajuste Consumos Ilegales}) / (\text{Facturación Mensual} - \text{Ajuste Consumos Ilegales}).$$

En Nota enviada por la Supervisión al Fiduciario el 30 de agosto de 2016, en respuesta a esta misma solicitud transferida por el Fiduciario al Supervisor, la opinión del Consultor es que corresponde calcular el Índice de la Efectividad de la Recaudación con la fórmula anterior.

Se sustenta esta opinión no sólo en el numeral 10.1 letra a) (En una empresa eficiente este índice debe tender a 1 o más ($ER \geq 1$), sino también en que, de no descontarse el Ajuste de Consumos Ilegales, tanto en el numerador como en el denominador, el Índice ER no tendería a “1” en caso que la Facturación Acumulada y la Recaudación Acumulada convergieran a valores iguales.

Por lo comentado en los párrafos anteriores, y en base a la misma respuesta de EEH en la reciente comunicación EEH-GG-2021-01-1412, donde expresa que realiza los descuentos de Irregularidades en la Facturación bajo la misma indicación del Contrato, punto 10.1, y en el comunicado EEH-GG-2016-102 se indica que **“el recaudo es determinado por los usuarios no afectados con el ajuste por consumos ilegales”**, es que surge la consulta sobre la efectividad de esta aplicación del descuento de los ajustes por consumos ilegales en ambas variables (Recaudación y Facturación), y se solicita la Recaudación de usuarios No afectados con el ajuste por consumos ilegales, o se confirma que ya están descontados los ajustes de consumos ilegales en los datos de recaudo disponibles en cada mes.

- B. En el Primer Año de Operaciones (Periodo diciembre 2016 - noviembre 2017), la Columna (4) se requiere revisar y confirmar, para completar la Facturación Total del Periodo, sin descuentos.

Recibido el dato.

- C. En la Columna (5), para todos los períodos, se requiere que EEH separe en otra Tabla de detalle y anexa a la Columna (5), todos los descuentos aplicados a la Facturación Anual, incluyendo sus montos separados y una explicación del por qué los ha descontado, considerando el Contrato del Operador para estos descuentos o no, en su consideración.

Recibidos los datos y aclaraciones.



D. Completar Columna (6), con la Facturación de usuarios No afectados con el ajuste por consumos ilegales, es decir, la Facturación Total de cada periodo anual, descontando de ésta la Facturación de Usuarios de la empresa que hayan tenido ajustes por consumos ilegales en cada periodo anual de operaciones.

Recibidos los datos.

6. Solicitud No.5: Preparación y entrega de información en la recuperación de la mora del tercer año de operaciones:

Esta solicitud fue completada en reuniones recientes MHI – EEH, durante los días 23 al 26 de marzo 2021, recibiendo los datos el 25 de marzo, conforme al modelo de información requerido para desarrollar los cálculos; modelo y datos equivalentes a los utilizados y necesarios que en años anteriores.

7. Solicitud No. 6: Preparación y entrega de información en la recuperación de la mora del cuarto año de operaciones:

Equivalente al punto anterior.

8. Solicitud No. 7: Información de clientes con demanda:

Esta solicitud fue completada.

9. Solicitud No. 8: Registro histórico de morosidad:

Esta solicitud de verificación/corrección de datos y su explicación fue completada conforme a lo solicitado.

4.5. Tratamiento de Bienes del Contrato y del Fideicomiso

Mediante Nota MHI-2021-031, de fecha 14 de abril de 2021, bajo Referencia “*Proposición de Manitoba Hydro International Ltd. para el Tratamiento de Bienes del Contrato y del Fideicomiso*”, dirigida al señor Rafael Medina, Vicepresidente de FIDEICOMISOS de BANCO FICOHSA, Manitoba Hydro International Ltd., entrega el Informe Especial de igual número y fecha, que tiene por objeto presentar al Comité Técnico del Fideicomiso de ENEE Distribución, una Proposición de MHI, propendente a resolver el tratamiento de los Bienes del Contrato y los Bienes del Fideicomiso.

Para lo anterior, MHI se basa en lo que establece el Contrato de Alianza Público - Privada para la Recuperación de Pérdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero, respecto de Bienes del Fideicomiso y Bienes del Contrato.



4.6. Honorario Éxito por Recuperación Mora Tercer Año Operaciones

Con Nota MHI-2021-032, de fecha 19 de abril de 2021, bajo Referencia *Informe Especial de Opinión sobre Honorario de Éxito por Recuperación de Mora del Tercer Año de Operaciones-Solicitado a MHI en Sesión N° 125 de Comité Técnico.*, dirigida al señor Rafael Medina, Vicepresidente de FIDEICOMISOS de BANCO FICOHSA, Manitoba Hydro International Ltd., informa lo siguiente:

En referencia a la instrucción emanada de la Sesión Extraordinaria por videoconferencia N° 125 del Comité Técnico, celebrada el jueves 25 de febrero de 2021, para que el Supervisor (MHI) entregue opinión sobre el monto que debe pagarse al Inversionista Operador por Honorario de Éxito por Recuperación de Mora correspondiente al Tercer Año de Operaciones, en línea con la obligación contenida en la CLÁUSULA DÉCIMO QUINTA, denominada INFORMES, capítulo Informes Especiales del Contrato del Supervisor y CLÁUSULA DECIMO OCTAVA, numeral 5, literal d, subíndices i y vii del Contrato del Operador, para que en los informes anuales se comprenda “El reporte de cumplimiento de los Niveles de Servicio y cumplimiento de objetivos por parte del Inversionista Operador y Otros reportes que le sean solicitados del Contrato del Operador”.

Para el cumplimiento de dicha instrucción se solicitó al Inversionista Operador (EEH) que remitiera la información solicitada por el Supervisor (MHI) mediante Oficio MHI-2021-013 de fecha 10 de febrero de 2021, necesaria para generar la opinión referida, la que fuera recibida por la Supervisión (MHI) en fecha 25 de marzo de 2021.

Sobre el particular, MHI, en el marco de sus obligaciones contractuales reitera al Comité Técnico lo manifestado en el Informe MHI-2020-036, denominado Honorario de Éxito por Recuperación de Mora del Tercer Año de Operaciones, que conforme a la información revisada no corresponde pagar Honorario de Éxito por Recuperación de Mora al Inversionista Operador por el Tercer Año de Operaciones, en virtud de no haberse logrado la meta correspondiente al año señalado. MHI, entiende que conforme a la integralidad del Contrato del Operador, dicho Honorario de Éxito está condicionado al cumplimiento de la meta fijada en La Línea Base, sustentada por la unidad de medida del indicador de Efectividad en el Control de la Morosidad (ECM), según los numerales 10.1 y 10.2 de la Cláusula Séptima del Contrato de Recuperación de Pérdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero.

En coherencia con las disposiciones del Contrato, el reconocimiento del Honorario de Éxito en la Reducción de la Mora sin sujeción a la meta del indicador ECM, representa una modificación contractual que impacta la naturaleza jurídica del Honorario de Éxito, así como las obligaciones del Supervisor de la cláusula 18, 5, d, i y vii, citada anteriormente, en el sentido que ya no debería emitir opinión sobre la procedencia de un Honorario de Éxito, lo que consecuentemente debe seguir los pasos establecidos en la CLÁUSULA TRIGÉSIMA OCTAVA. MODIFICACIONES AL CONTRATO, con consulta previa de la SAPP y la Unidad de Contingencias Fiscales de la Secretaría de Finanzas.



Expuesto lo anterior, MHI no tiene inconveniente en presentar el documento adjunto, en el que se plantea un escenario de reconocimiento de Honorario de Éxito sin sujeción a los resultados del indicador ECM, mismo que puede aceptarse como un documento de ilustración, ya que mientras no se modifique el contrato en ese sentido, lo solicitado a MHI por el Comité Técnico en Sesión Virtual Extraordinaria N° 125 excede nuestras facultades contractuales.

4.7. Reducción de Pérdidas Quinto Año de Operaciones:

En el capítulo 7 del presente Informe Mensual N° 50, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/03/21 y el 18/04/21, MHI entrega los análisis preliminares de Reducción de Pérdidas hasta Marzo₂₀₂₁, que se basan en la información de facturación que MHI entregó a ENEE.

Por su parte, ENEE ha preparado el Balance de Energía aplicando los acuerdos ENEE-EEH alcanzados hasta el día 18 de septiembre de 2020, fecha en que se llevó a cabo la Sesión N° 30 del Comité de Coordinación en la cual, tanto ENEE como EEH plantearon su posición final en cuanto a cada una de las variables que contiene el Balance de Energía.

Adicionalmente, el Balance efectuado por ENEE, se basa en la *Metodología del Cálculo de Pérdidas*, aprobada por el Comité Técnico en Sesión No. 73, celebrada el día martes 28 de noviembre de 2017, oportunidad en que, *después que el Supervisor realizara su exposición con los puntos expuestos y después de ser ampliamente discutido, los miembros del Comité Técnico resolvieron autorizar lo siguiente:*

- 1) *Se aprueba la metodología para el cálculo de la reducción de pérdidas*
- 2) *La línea base para la reducción de pérdidas al 30 de noviembre de 2016 es de 31.95%*
- 3) *La metodología para los Balances que incluye los bordos (ZDG's)*
- 4) *El listado de bordos (ZDG's) reconocidos por las municipalidades y levantados por ENEE-EEH*

Al 30 de noviembre de 2017, cuando se haga el cierre del primer año se realizará en base a lo antes expuesto.

De igual forma, El Supervisor del proyecto, la empresa Manitoba Hydro International Ltd., deberá presentar al Comité Técnico un análisis del Anexo N° 6 del Contrato del Operador.

El Acta de Comité de Coordinación No. 14 la cual se hace relación en la exposición del Supervisor del Proyecto, MHI forma parte integral de esta Acta.

Con los antecedentes disponibles, al cierre del informe de Marzo₂₀₂₁ los resultados que se muestran en las tablas siguientes, corresponden al Balance Preliminar de Energía del mes de Marzo₂₀₂₁ y acumulado de 12 Meses a Marzo₂₀₂₁.



Manitoba
HYDRO INTERNATIONAL

Manitoba Hydro International
211 Commerce Drive
Winnipeg, Manitoba
R3P 1A3 Canada
mhius.ca

Comentario 2 de MHI: En Marzo₂₀₂₁ ENEE informa que, adjunta el Balance de Energía de Distribución preliminar a Marzo₂₀₂₁, y que dada la validación de la facturación en sistema implementado por ENEE (NDATA), se corrigieron dichos datos entre Enero₂₀₂₀ y Febrero₂₀₂₁.

Lo anterior, significa la siguiente corrección de datos:

DETALLE	Corrección	Jan-20	Feb-20	Mar-20	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21
Pérdidas mes %	<i>Dice</i>	34.86%	30.20%	26.29%	30.25%	35.39%	38.18%	35.95%	35.77%	34.15%	32.90%	21.87%	31.22%	30.27%	23.50%
	<i>Debe Decir</i>	34.44%	33.20%	29.54%	33.60%	38.45%	40.61%	38.74%	38.50%	37.07%	35.78%	25.54%	36.59%	33.64%	27.15%
	<i>Diferencia</i>	0.41%	-3.01%	-3.26%	-3.35%	-3.06%	-2.44%	-2.79%	-2.73%	-2.92%	-2.88%	-3.67%	-5.36%	-3.37%	-3.65%
Pérdidas Acumuladas %	<i>Dice</i>	31.78%	31.77%	31.54%	31.32%	31.50%	32.16%	32.55%	32.91%	33.19%	33.13%	32.55%	32.45%	32.09%	31.58%
	<i>Debe decir</i>	34.44%	33.83%	32.38%	32.70%	33.90%	35.05%	35.61%	36.00%	36.12%	36.09%	35.26%	35.36%	35.30%	34.84%
	<i>Diferencia</i>	-2.67%	-2.06%	-0.84%	-1.38%	-2.40%	-2.89%	-3.06%	-3.09%	-2.93%	-2.96%	-2.71%	-2.91%	-3.21%	-3.26%

Tabla Nº 4: Corrección de datos según **Comentario 2 de MHI**



Corregidos los datos de la información de ENEE, los resultados de Pérdidas de Marzo₂₀₂₁ son los siguientes:

Balance Energía Mensual – Marzo 2021	
Energía Entrada (kWh)	768,164,268.60
Ventas Totales (kWh)	530,781,296.00
Pérdidas Totales (kWh)	237,382,972.60
Pérdida del Mes (%)	30.90%

Tabla Nº 5: Balance de Energía Mensual

Balance Energía – Abril 2020 – Marzo 2021	
Energía Entrada (kWh)	8,920,863,976.80
Ventas Totales (kWh)	5,803,603,946.98
Pérdidas Totales (kWh)	3,117,260,029.82
Pérdida Remanente (%)	34.94%

Tabla Nº 6: Balance de Energía Acumulado Últimos 12 meses

Como se puede observar en las tablas anteriores, el porcentaje de pérdidas del mes de Marzo₂₀₂₁ (30.90%), resulta inferior al valor porcentual de la Pérdida Anual Acumulada (34.94%).

Por otra parte, a consecuencia de la disminución de la actividad económica del país, por los efectos COVID-19 y huracanes ETA e IOTA, en Noviembre₂₀₂₀ la Pérdida del mes resultó 25.54%; versus Diciembre₂₀₂₀ que fue 36.59%.

Situación similar se produjo en Febrero₂₀₂₁ cuando la Pérdida del mes resultó 27.15% versus Marzo₂₀₂₁ que fue 30.90%.

La misma causal produjo un incremento en el índice de Efectividad de Facturación: EF Noviembre₂₀₂₀ 83.40%, EF Diciembre₂₀₂₀ 74.00%, EF Enero₂₀₂₁ 74.23%; EF Febrero₂₀₂₁ 80.93% y EF Marzo₂₀₂₁ 76.85%

La Pérdida Remanente continúa sobre el 30% (Pérdida Remanente Marzo₂₀₂₁ 34.94 %).



Comentario 3 de MHI: Los cálculos, análisis y conclusiones de este capítulo del Informe Mensual N° 50, se basan en la información entregada solamente por ENEE, práctica que MHI ha debido efectuar a consecuencia que, a partir del informe Mensual N° 25 de MHI, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/02/2019 y el 18/03/2019, EEH suspendió la entrega de su Balance de Energía al Supervisor (Tampoco esta información apareció completa en los informes mensuales de EEH). Posteriormente, con nota EEH-GC-2019-01-020 de fecha 06/12/2019, EEH envió a MHI un Balance de Energía, en el que incluyó el aspecto de pérdidas técnicas. El nuevo Balance de Energía que fuera enviado por EEH, a solicitud de MHI, el día 24/08/2020, pasó a formar parte de la información incluida en el Informe Especial MHI-2020-074 del 31 de agosto de 2020, denominado **INFORME DE CIERRE DE MESAS DE TRABAJO PARA EL PROCESO DE CONCILIACION DEL BALANCE DE ENERGÍA Y DETERMINACION DE LA PÉRDIDA REMANENTE, CORRESPONDIENTE AL TERCER AÑO DE OPERACIONES.**

No obstante, si el Operador renovara la entrega de sus balances mensuales, MHI no tendrá inconveniente en agregarlo a sus informes.

4.8. Determinación del Balance de Energía Tercer Año Operacional:

A continuación, se entrega un Informe Cronológico de Avance ocurrido entre el 19/08/2020 y el 18/01/2021 del Proceso de Determinación del Balance de Energía del Tercer Año de Operaciones.

18/08/2020, se llevó a cabo la Sesión N° 30 del Comité de Coordinación en la cual tanto ENEE como EEH plantearon su posición final en cuanto a cada una de las variables que contiene el Balance de Energía.

31/08/2020, con motivo del cierre de las mesas de trabajo de Balance de Energía, MHI emitió el Informe MHI-2020-074 denominado **INFORME DE CIERRE DE MESAS DE TRABAJO PARA EL PROCESO DE CONCILIACION DEL BALANCE DE ENERGÍA Y DETERMINACION DE LA PÉRDIDA REMANENTE CORRESPONDIENTE AL TERCER AÑO DE OPERACIONES.**

17/09/2020, Luego que en Sesión N° 119 de Comité Técnico, el Supervisor concluyera la exposición de **RESULTADO DE LAS MESAS TECNICAS DE TRABAJO PARA BALANCE DE ENERGÍA DEL TERCER AÑO DE OPERACIONES DE EEH**, el Comité Técnico de por recibido el Informe MHI-2020-074 del 31/08/2020 del Cierre de las Mesas de Trabajo, elaborado por la Supervisión y se ratifica la Resolución del punto 7.5 del Acta de Comité Técnico N° 115, para que MHI elabore el Informe Final del Balance de Energía, correspondiente al Tercer Año de Operaciones, de acuerdo a lo establecido en el Contrato y en las resoluciones emanadas por el Comité Técnico.

A la fecha de publicación del Informe MHI-2020-074, se habían efectuado doce (12) jornadas de Mesas de Trabajo. Las actas y audios de cada una de las Mesas de Trabajo fueron entregadas a cada una de las y entidades y empresas participantes, razón por la cual, en subsidio de las firmas de Ayuda Memorias que no se pueden obtener por COVID-19, MHI considera como testificación de conformidad de las actas los audios entregados a cada uno de los participantes.



21/09/2020 En fecha 21 de septiembre de 2020, mediante Nota MHI-2020-085 – Informe de Cierre de Conciliación del Balance de Energía del Tercer Año, el Supervisor informa que el referido Informe y certificación que se acompaña, denominado CIERRE DEL PROCESO DE CONCILIACION DEL BALANCE DE ENERGÍA Y DETERMINACION DE LA PÉRDIDA REMANENTE CORRESPONDIENTE AL TERCER AÑO DE OPERACIONES, se fundamenta en las metodologías, análisis y conclusiones contenidas en los Informes MHI-2020-074 y MHI-2020-085 (Actual) y en las instrucciones entregadas a Manitoba Hydro International Ltd., por el Comité Técnico del Fideicomiso de ENEE Distribución, en sesiones N° 115 y N° 119, celebradas los días jueves 25 de junio de 2020 y jueves 17 de septiembre de 2020, respectivamente.

CERTIFICACIÓN DEL PORCENTAJE TOTAL DE PÉRDIDAS REMANENTES RESULTANTES AL TÉRMINO DEL TERCER AÑO DE SERVICIOS DE EMPRESA ENERGÍA HONDURAS

En Tegucigalpa, República de Honduras, a 21 de septiembre de 2020, MANITOBA HYDRO INTERNATIONAL LTD., (MHI), Empresa Supervisora del Contrato de Recuperación de Pérdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero, certifica que El Operador del Contrato, la Empresa Energía Honduras (EEH), al término del Tercer Año de Operaciones, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2018 y el 30 de noviembre de 2019, alcanzó un Porcentaje Total de Pérdidas Remanentes al final del Tercer Año de Servicios de 31.647 %. Si este Valor Total de Pérdidas Remanentes de Distribución, se compara con similar valor al 30 de noviembre de 2018, esto es 28.002 %, resulta un incremento de Pérdidas Totales de 3.646 % ***

*** Este valor Preliminar No fue validado por ENEE (Oficio N° CIENEE-CTF-08-2021) fue modificado a 3.79 % (Tabla N° 7).

La presente certificación se fundamenta en las metodologías, análisis y conclusiones contenidas en los Informes MHI-2020-074 y MHI-2020-085 y en las instrucciones entregadas a Manitoba Hydro International Ltd., por el Comité Técnico del Fideicomiso de ENEE Distribución, en sesiones N° 115 y N° 119, celebradas los días jueves 25 de junio de 2020 y jueves 17 de septiembre de 2020, respectivamente.

19/10/2020 En sesión N° 120 de Comité Técnico, celebrada el jueves 19 de octubre de 2020, los señores miembros del Comité Técnico aprobaron por mayoría de votos la propuesta de STEENE, en donde se establece un plazo de quince (15) días para que ENEE y EEH lleguen a un acuerdo sobre el informe MHI-2020-085.

12 y 13/01/2021 En Sesión Ordinaria Virtual N° 121, celebrada los días 12 Y 13 de enero de 2021, el representante de ENEE, Ing. Dennis Hernández informó que ENEE y EEH no habían logrado acuerdo sobre el resultado del Informe MHI-2020-085 del 21/09/2020, denominado *Informe de Cierre de Conciliación del Balance de Energía del Tercer Año*.



20/01/2021 Mediante Oficio N° CIENEE-CTF-08-2021, enviado por La Comisión Interventora de la ENEE, denominado Validación Informe MHI-2021-085, Cierre Balance de Energía Tercer Año, remitido al Vicepresidente de Fideicomisos de Banco FICOHSA, por los abogados Marcos Jourdan Aquino y Allan Romero Lagos, quienes suscriben como Representantes de la Presidencia del Comité Técnico del Fideicomiso, expresan que la Comisión Interventora de la ENEE, CIENEE, en atención a lo estipulado en la Cláusula Octava Numeral 2), denominada Obligaciones Principales de la ENEE, en donde se establece como obligación principal de la ENEE el validar los informes presentados por el Supervisor del Proyecto ante el Comité Técnico, en plazos establecidos por el mismo, remiten la Validación al Informe Especial MHI-2020-085, denominado Cierre de Conciliación del Balance de Energía del Tercer Año, informe sobre el resultado del proceso de reducción de pérdidas del sistema de distribución de ENEE. Expresan que la Comisión Interventora de la ENEE (CIENEE) no valida el indicador de pérdidas para el tercer año de operaciones presentado en el informe especial MHI-2020-085. La CIENEE presenta la validación para que el Comité Técnico apruebe la validación efectuada por ENEE, en donde se informa que las pérdidas para el tercer año de operaciones ascienden a 31.79 %, representando un incremento de 3.79% respecto al cierre del segundo año de operación.

La Comisión Interventora de la ENEE Valida el Indicador de pérdidas para el Tercer Año de Operaciones descrito a Continuación:

Detalle	Nov-19
Energía Recibida Acumulada kWh	9,069,001,422.96
Energía Distribuida Acumulada kWh	6,186,192,361.34
Pérdidas Totales kWh	2,882,809,061.61
Real Pérdidas Acumuladas %	31.79 %

Tabla N° 7: Balance de Energía Tercer Año de Operaciones Validado por ENEE

27/01/2021 Mediante Oficio FI-025-2021, remitido por el Secretario, dirigido a la Supervisión (MHI); con Referencia *Incorporación Mesas de Trabajo – Evento Eximente de Responsabilidad*, informa que el Comité Técnico del Fideicomiso, en la Sesión Ordinaria No.121 de fechas doce (12) y trece (13) de enero del año dos mil veintiuno (2021), por mayoría de votos de sus miembros aprobaron la incorporación de la Supervisión (MHI) a las mesas de trabajo entre ENEE y EEH sobre el Evento Eximente de Responsabilidad por la quema de vehículos en San Pedro Sula.

Lo anterior, en referencia al punto 6.2 de la Agenda de la Sesión Ordinaria de Comité Técnico No.115 de fecha veinticinco (25) de junio del año dos mil veinte (2020) y al Oficio No. FI-220-2020 de fecha dos (02) de julio del año dos mil veinte (2020) enviado por el Secretario y dirigido al Ing. Dennis Hernández, Presidente del Comité de Coordinación.



ACTA No.33 DE SESIÓN DE COMITÉ DE COORDINACIÓN

En fecha miércoles diez (10) de febrero 2021, se efectuó la trigésima tercera (33) Reunión de Comité de Coordinación del Fideicomiso de ENEE Distribución.

En el punto 5.1 de Temas de Discusión, denominado *Avance de Mesa Técnica del Tema Evento Eximente de Responsabilidad por Quema de vehículos en SPS*, los miembros del Comité de Coordinación se dan por enterados de los avances de las mesas técnica del tema Evento Eximente de Responsabilidad por Quema de vehículos en SPS.

4.9. Avance del Presupuesto de Inversiones Quinto Año Operacional:

En las siguientes tablas se muestra a Marzo₂₀₂₁, el Avance físico y financiero del Proceso de Inversiones correspondiente al Presupuesto de Inversiones del Quinto Año de Operaciones.

El avance físico, en cuanto a cantidad de medidores instalados a Marzo₂₀₂₁ respecto del total del Quinto Año de Operaciones resulta 14 %.

Ítem	Nombre del Proyecto	Nº Actividades a realizar en el año	2020	2021				Total Ejecutado a Marzo	Avance sobre el total del año		
			Ejecución Física								
			Diciembre	Enero	Febrero	Marzo					
		358,225	11,286	15,298	12,486	9,556	48,626	14%			

Tabla Nº 8: Avance Físico de Obras

En la siguiente tabla se muestra la ejecución financiera del Quinto Año de Operaciones a Marzo₂₀₂₁, respecto del Presupuesto para el Quinto Año de Operaciones. El avance al mes de Marzo₂₀₂₁ resulta 82 %, el avance sobre el total del año resulta 19 %.

Ítem	Nombre del Proyecto	2020	2021			Total Programado a Marzo	Total Ejecutado a Marzo	Avance al Mes de Marzo	Avance sobre el total del año			
		Ejecución Financiera Programada										
		Diciembre	Enero	Febrero	Marzo					US\$	US\$	%
	TOTAL US\$	\$2,776,270.80	\$3,460,728.23	\$4,390,253.36	\$7,183,168.42	\$17,810,420.82	\$14,527,492.66	82%	19%			

Tabla Nº 9: Avance de Ejecución Financiera de Obras



5. REQUISITOS DEL INFORME MENSUAL

Este Quincuagésimo Informe Mensual, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/03/2021 y el 18/04/2021 ha sido preparado de conformidad a los Requisitos del Informe Mensual, contenidos en la Cláusula Décima Quinta, Numeral 3 del Contrato del Supervisor, que establece que MHI deberá presentar informes mensuales a partir del séptimo mes de Vigencia del Contrato.

El presente informe contiene:

1. El reporte de cumplimiento de los Niveles de Servicio;
2. El reporte del avance de las obligaciones del Operador Inversionista;
3. Otros reportes que sean solicitados; y
4. Las conclusiones y recomendaciones que correspondan.

5.1. Reporte de Cumplimiento de Niveles de Servicio Técnico

A continuación, se entrega un reporte de la Situación actual del proyecto, en cuanto al Cumplimiento de los Niveles de Servicio en los principales sistemas y procesos que comprometen a EEH en su optimización, esto es, Efectividad en la Atención de Reportes del Centro de Operaciones de Distribución (COD), Cumplimiento de los Niveles de Confiabilidad de Servicio (SAIDI, SAIFI, CAIDI y ASAI) y Cumplimiento en los Niveles de Calidad de Atención del Servicio Comercial, es decir, soluciones a Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR's).

En relación al cumplimiento de los Niveles de Confiabilidad de Servicio Técnico, éstos se caracterizan por una serie de indicadores de confiabilidad de servicio del tipo PMA (Promedio Movil Anual) de 12 meses de operaciones de EEH y una comparacion estacional mensual Febrero₂₀₂₀ comparado con Febrero₂₀₂₁.

5.1.1. Efectividad en la Atención de Reportes del COD.

En el presente capítulo, MHI da cuenta del análisis efectuado en cuanto a Efectividad en la Atención de Reportes del Centro de Operaciones de Distribución (COD), provenientes del Call Center de EEH.

Se ha definido EAR_{COD} como el Índice de Efectividad en la Atención de Reportes Emitidos por el COD, relacionados con incidencias en la Red de Distribución.

$EAR_{COD} = \text{Reparaciones Efectivas} / \text{Ordenes Efectivas Reportados por el COD.}$



Manitoba
HYDRO INTERNATIONAL

Manitoba Hydro International
211 Commerce Drive
Winnipeg, Manitoba
R3P 1A3 Canada
mhius.ca

En Marzo₂₀₂₁, el COD recibió 5,135 Ordenes Efectivas; se atendieron 5,135 reportes, o sea el EAR_{COD} de Marzo₂₀₂₁ (Efectividad en la Atención de Reclamos al COD) resultó 100.00 %.

En la tabla siguiente se presentan los valores informados por EEH entre Abril₂₀₂₀ y Marzo₂₀₂₁ a nivel Mensual y Promedio Móvil Anual (PMA) en 100.00 %.

Mes	Ingresadas a COD Mes Actual	No Corresponden Mes Actual	Otros Mes Actual	Reparado Exclusión Evento Externo	Pendientes Mes Anterior	Ordenes Efectivas Total	Reparaciones Mes Actual	Pendientes Mes Actual	Efectividad por Mes	Promedio Móvil Anual
Abr. 2020	6,562	1,679	361	35	0	4,487	4,487	0	100.00%	100.00%
May. 2020	11,577	3,511	699	82	0	7,285	7,285	0	100.00%	100.00%
Jun. 2020	10,778	3,428	664	38	0	6,648	6,648	0	100.00%	100.00%
Jul. 2020	9,592	2,539	535	25	0	6,493	6,493	0	100.00%	100.00%
Ago. 2020	10,388	2,679	551	0	0	7,158	7,158	0	100.00%	100.00%
Sep. 2020	11,300	2,861	672	0	0	7,767	7,767	0	100.00%	100.00%
Oct. 2020	9,753	2,188	657	0	0	6,908	6,908	0	100.00%	100.00%
Nov. 2020	10,539	2,888	925	0	0	6,726	6,726	0	100.00%	100.00%
Dic. 2020	7,764	1,862	545	0	0	5,357	5,357	0	100.00%	100.00%
Ene. 2021	6,819	1,559	562	0	0	4,698	4,698	0	100.00%	100.00%
Feb. 2021	6,799	1,520	576	0	0	4,703	4,703	0	100.00%	100.00%
Mar. 2021	7,598	1,849	614	0	0	5,135	5,135	0	100.00%	100.00%

Tabla Nº 10: Avisos Reparados por Operaciones / Avisos Reportados por el COD



En el siguiente gráfico se observa el comportamiento de la Efectividad en la Atención de Reclamos del COD por Mes y del **EAR_{COD}** a nivel Promedio Móvil Anual (PMA) correspondiente a los meses comprendidos entre Abril₂₀₂₀ y Marzo₂₀₂₁.

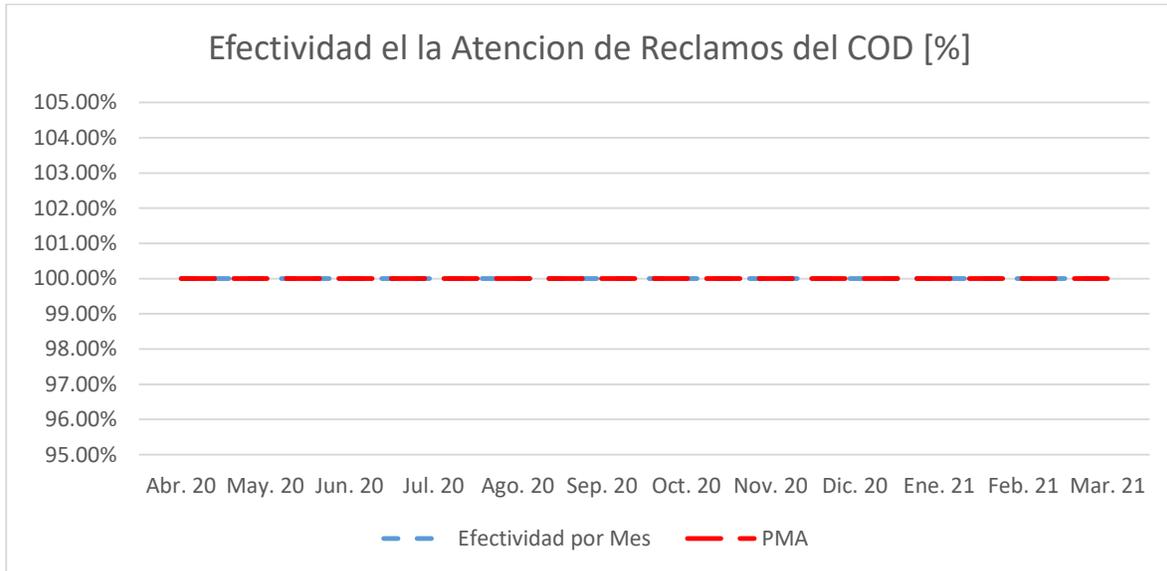


Gráfico Nº 3: Efectividad en la Atención de Incidencias en la red de Distribución

Comentario 4 de MHI: EEH informa que el tiempo promedio de atención de incidencias en Febrero₂₀₂₁ fue de 3.64 hrs., desde que es recibida la llamada hasta que la incidencia se soluciona.

5.1.2. Confiabilidad de Servicio Técnico

La confiabilidad del servicio técnico se evalúa sobre la base de la frecuencia y la duración de las interrupciones de servicio eléctrico a los clientes.

5.1.2.1. Medición de la Confiabilidad del Servicio Técnico

Indicadores Globales de Confiabilidad de Servicio

Previo a mostrar y analizar los resultados mensuales de la operación de EEH, en cuanto a Confiabilidad del Servicio Técnico, a continuación, se presenta una descripción de los principales indicadores.

Para estos índices, EEH considera dos grupos; uno para localidades iguales o superiores a 100.000 habitantes (Grupo 1) y otro para localidades inferiores a 100.000 habitantes (Grupo 2).



Indicadores requeridos en el Contrato:

SAIFI = Frecuencia Media de Interrupciones por Cliente (por Año o por mes).

SAIDI = Tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año (o por mes).

Indicadores adicionales propuestos por MHI:

CAIDI = Duración promedio de cada interrupción = **SAIDI / SAIFI**

ASAI = Disponibilidad promedio del sistema = **1 - (SAIDI / 8.760)** para un año o **1 - (SAIDI / 730)** para un mes.

Significado en Inglés de los Indicadores de Confiabilidad de Servicio:

SAIFI = System Average Interruption Frequency Index (per Year or per month).

SAIDI = System Average Interruption Duration Index, (per year or per month).

CAIDI = Customer Average Interruption Duration Index = **SAIDI / SAIFI**

ASAI = Average System Availability Index or Reliability Index = **1 - (SAIDI / 730)**

Las interrupciones que se computan son todas aquellas cuya duración sea superior a tres minutos, quedando excluidas las que presenten una duración inferior o igual a ese lapso de tiempo.

Dado que no toda la red de distribución está controlada en SCADA, los Indicadores de Confiabilidad representan la Confiabilidad del Sistema a nivel de circuitos en Media Tensión.

EEH incluye en sus indicadores los tiempos de desconexión en que sectores de la red de Distribución se encuentran sometidos a programas de mantenimiento preventivo, que para poder efectuarlos hay que desenergizarlos.

5.1.2.2. Resultado Indicadores Confiabilidad Servicio Técnico

En cuanto a Indicadores de Confiabilidad de Servicio Técnico, en la tabla siguiente se muestran los resultados mensuales para los Grupos 1 y 2 entre Marzo₂₀₂₀ y Marzo₂₀₂₁



Mes	GRUPO 1 > = 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
Mar. 20	0.85	0.93	99.88%	0.91	1.07	1.20	99.85%	0.89
Abr. 20	0.62	0.72	99.92%	0.86	0.96	1.21	99.87%	0.79
May. 20	1.88	2.05	99.74%	0.92	3.93	3.51	99.46%	1.12
Jun. 20	1.48	1.49	99.80%	0.99	1.39	1.57	99.81%	0.89
Jul. 20	1.16	1.26	99.84%	0.92	1.71	1.73	99.77%	0.99
Ago. 20	1.54	1.67	99.79%	0.92	1.49	1.79	99.80%	0.83
Sep. 20	1.49	1.43	99.80%	1.04	5.19	3.11	99.29%	1.67
Oct. 20	2.51	1.75	99.66%	1.43	1.86	1.72	99.75%	1.08
Nov. 20	1.55	1.37	99.79%	1.13	2.00	2.61	99.73%	0.77
Dic. 20	1.63	1.06	99.78%	1.54	0.89	0.84	99.88%	1.06
Ene. 21	1.22	0.93	99.83%	1.31	1.54	0.77	99.79%	2.00
Feb. 21	1.43	0.95	99.80%	1.51	1.30	0.89	99.82%	1.46
Mar. 21	1.46	0.88	99.80%	1.66	1.72	1.80	99.76%	0.96

Tabla Nº 11: Indicadores de Confiabilidad de Servicio

Base de Clientes: 1,930,093



El gráfico siguiente muestra los indicadores de confiabilidad de servicio resultantes para el Grupo 1 entre Marzo₂₀₂₀ y Marzo₂₀₂₁

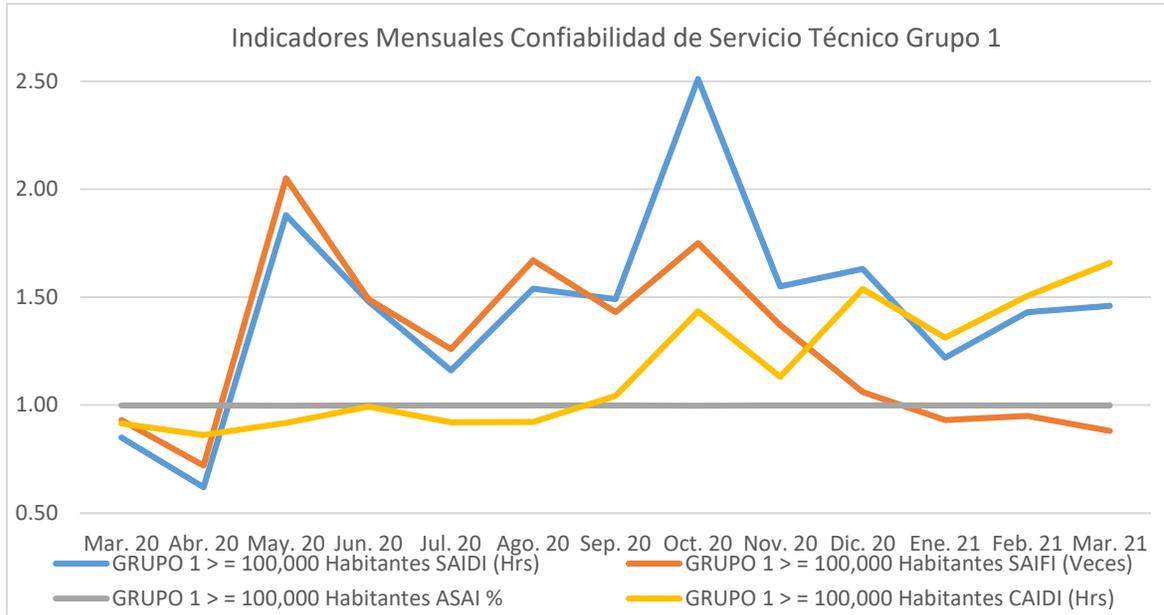


Gráfico Nº 4: Indicadores Mes Confiabilidad de Servicio Grupo 1

El gráfico siguiente muestra los indicadores de confiabilidad de servicio resultantes para el Grupo2 entre Marzo₂₀₂₀ y Marzo₂₀₂₁

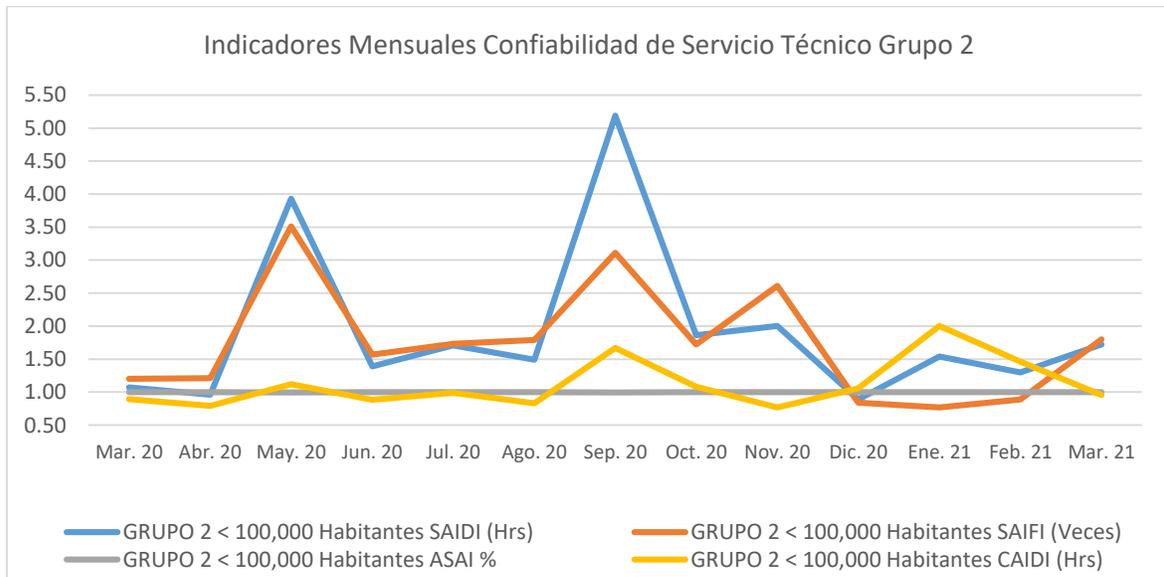


Gráfico Nº 5: Indicadores Mes Confiabilidad de Servicio Grupo 2



La siguiente tabla muestra una comparación de indicadores de confiabilidad de servicio a nivel estacional (Marzo₂₀₂₀ vs. Marzo₂₀₂₁), en donde se puede observar un empeoramiento de los Niveles de Confiabilidad de Servicio del Grupo 1 (SAIDI, ASAI y CAIDI), mejora en el Grupo 1 (SAIFI); empeoramiento en el Grupo 2 (SAIDI, SAIFI, ASAI y CAIDI).

Valores Mes	GRUPO 1 >= 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI G1 (Hrs)	SAIFI G1 (Veces)	ASAI G1 %	CAIDI G1 (Hrs)	SAIDI G2 (Hrs)	SAIFI G2 (Veces)	ASAI G2 %	CAIDI G2 (Hrs)
Mar.2020 de EEH	0.85	0.93	99.88%	0.91	1.07	1.20	99.85%	0.89
Mar.2021 de EEH	1.46	0.88	99.80%	1.66	1.72	1.80	99.76%	0.96
Mar.2020 – Mar.2021	0.61	-0.05	-0.08%	0.75	0.65	0.60	-0.09%	0.06
Calificación	Peor	Mejor	Peor	Peor	Peor	Peor	Peor	Peor

Tabla N° 12: Comparación Estacional de Indicadores de Calidad de Servicio

Adicionalmente, se ha confeccionado una segunda tabla en la que se muestran los resultados interanuales de Confiabilidad de Servicio Técnico para los Grupos 1 (Localidades => 100,000 habitantes) y 2 (Localidades < 100,000 habitantes) a partir de Febrero₂₀₂₀. Los indicadores de Confiabilidad de Servicio corresponden al Promedio Móvil Anual de los periodos interanuales ocurridos entre Mayo₂₀₁₉ – Abril₂₀₂₀ y Abril₂₀₂₀ - Marzo₂₀₂₁.



Periodo Anual	GRUPO 1 > = 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
May.19 - Abr.20	1.61	1.03	99.8%	1.48	1.84	1.41	99.7%	1.39
Jun.19 - May.20	1.65	1.09	99.8%	1.47	2.02	1.55	99.7%	1.40
Jul.19 - Jun.20	1.65	1.10	99.8%	1.47	2.04	1.57	99.7%	1.41
Ago.19 - Jul.20	1.61	1.10	99.8%	1.43	2.05	1.60	99.7%	1.39
Sep.19 - Ago.20	1.27	1.12	99.8%	1.19	1.75	1.59	99.8%	1.24
Oct.19 - Sep.20	1.24	1.13	99.8%	1.16	1.99	1.63	99.7%	1.31
Nov.19 - Oct.20	1.33	1.19	99.8%	1.17	1.99	1.62	99.7%	1.31
Dic.19 - Nov.20	1.36	1.25	99.8%	1.11	2.00	1.75	99.7%	1.22
Ene.20 - Dic.20	1.38	1.26	99.8%	1.10	1.92	1.77	99.7%	1.07
Feb.20 - Ene.21	1.40	1.28	99.8%	1.11	1.92	1.76	99.7%	1.08
Mar.20 - Feb.21	1.45	1.30	99.8%	1.12	1.94	1.75	99.7%	1.13
Abr.20 - Mar.21	1.50	1.30	99.8%	1.19	2.00	1.80	99.7%	1.13

Tabla Nº 13: Indicadores PAP y PMA de Confiabilidad de Servicio

Base de Clientes: 1,930,093



El gráfico siguiente muestra el Promedio Móvil Anual (PMA) de Indicadores de Confiabilidad de Servicio del Grupo 1 para los periodos interanuales Mayo₂₀₁₉ – Abril₂₀₂₀ y Abril₂₀₂₀ - Marzo₂₀₂₁.

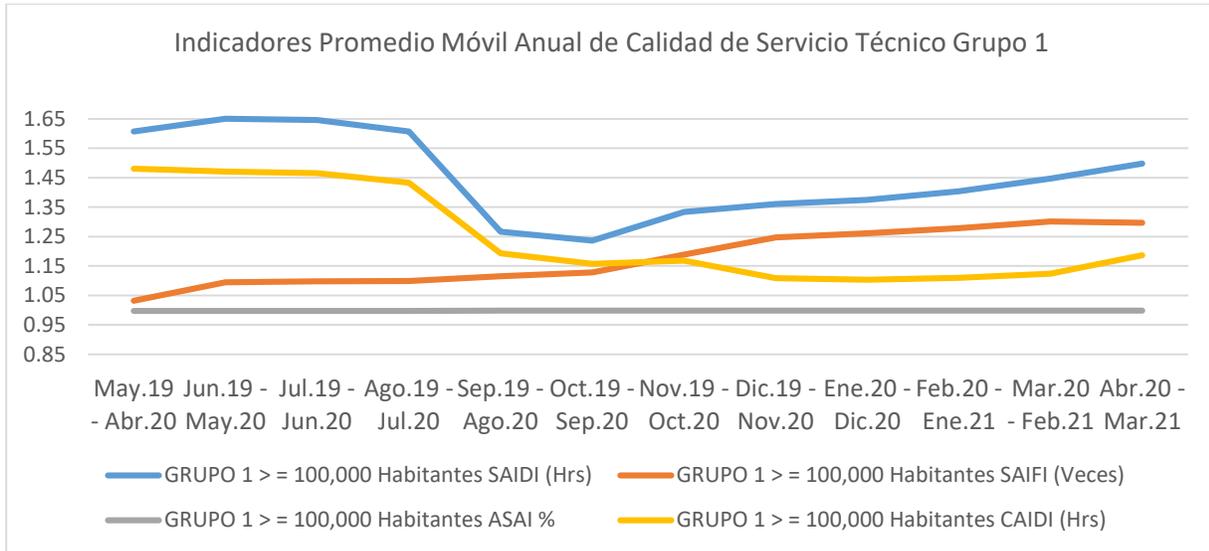


Gráfico N° 6: Promedio Móvil Anual de Indicadores de Confiabilidad de Servicio Grupo 1

El gráfico siguiente muestra el Promedio Móvil Anual (PMA) de Indicadores de Confiabilidad de Servicio del Grupo 2 para los periodos interanuales Mayo₂₀₁₉ – Abril₂₀₂₀ y Abril₂₀₂₀ - Marzo₂₀₂₁.

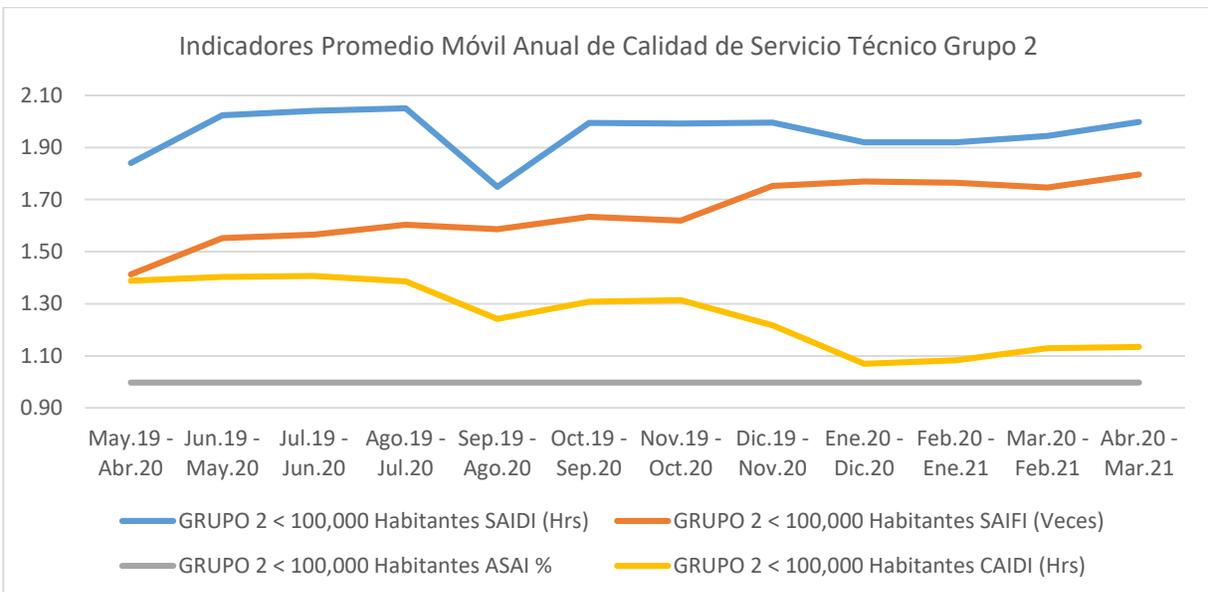


Gráfico N° 7: Promedio Móvil Anual de Indicadores de Confiabilidad de Servicio Grupo 2



5.1.2.3. Indicadores Confiabilidad Últimos Seis Meses

MHI ha observado que desde Mayo₂₀₁₉ se produjo un deterioro en la confiabilidad de servicio, que en algunos casos ha alcanzado valores similares a los de Septiembre₂₀₁₆ (Entrada en Operaciones). Por esa razón, se diseñó una tabla específica para controlar en cada mes el comportamiento de los indicadores de confiabilidad de servicio de los últimos seis meses.

En Marzo₂₀₂₁, respecto de Febrero₂₀₂₁ en el Grupo 1, el SAIDI empeora, desde 1.43 hrs., a 1.46 hrs., el SAIFI mejora desde 0.95 a 0.88 veces, el ASAI se mantiene en 99.80 % y el CAIDI empeora desde 1.51 hrs., a 1.66 hrs.

En Marzo₂₀₂₁, respecto de Febrero₂₀₂₁ en el Grupo 2, el SAIDI empeora desde 1.30 hrs., a 1.72 hrs., el SAIFI empeora desde 0.89 veces a 1.80, el ASAI empeora mejora desde 99.82 % a 99.76 % y el CAIDI mejora desde 1.46 hrs., a 0.96 hrs.

Mes	GRUPO 1 >= 100,000 Habitantes				GRUPO 2 < 100,000 Habitantes			
	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
Oct.20	2.51	1.75	99.66%	1.43	1.86	1.72	99.75%	1.08
Nov.20	1.55	1.37	99.79%	1.13	2.00	2.61	99.73%	0.77
Dic.20	1.63	1.06	99.78%	1.54	0.89	0.84	99.88%	1.06
Ene.21	1.22	0.93	99.83%	1.31	1.54	0.77	99.79%	2.00
Feb.21	1.43	0.95	99.80%	1.51	1.30	0.89	99.82%	1.46
Mar.21	1.46	0.88	99.80%	1.66	1.72	1.80	99.76%	0.96

Tabla Nº 14: Indicadores Mensuales de Confiabilidad de Servicio Últimos Seis Meses

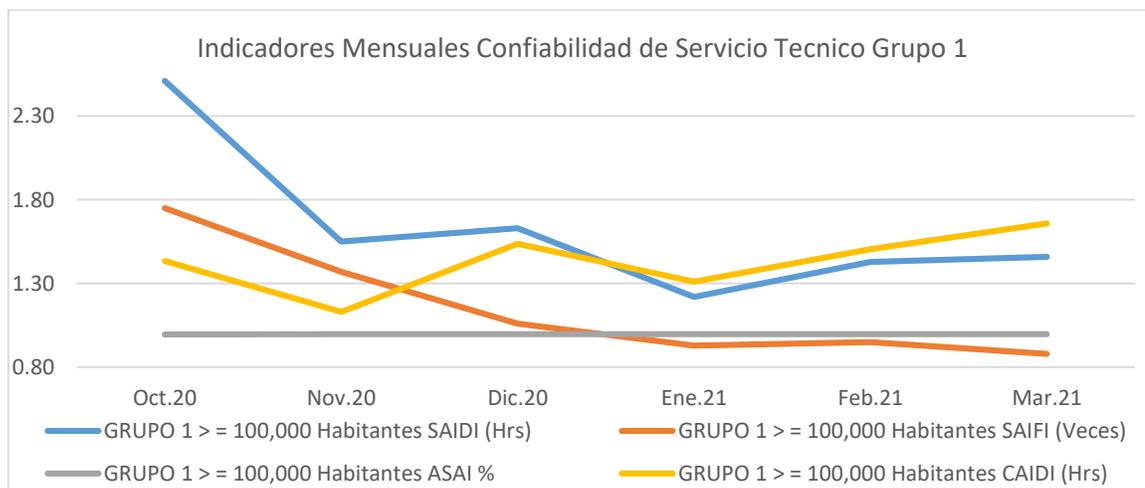


Gráfico Nº 8: Indicadores Semestrales de Confiabilidad de Servicio Grupo 1

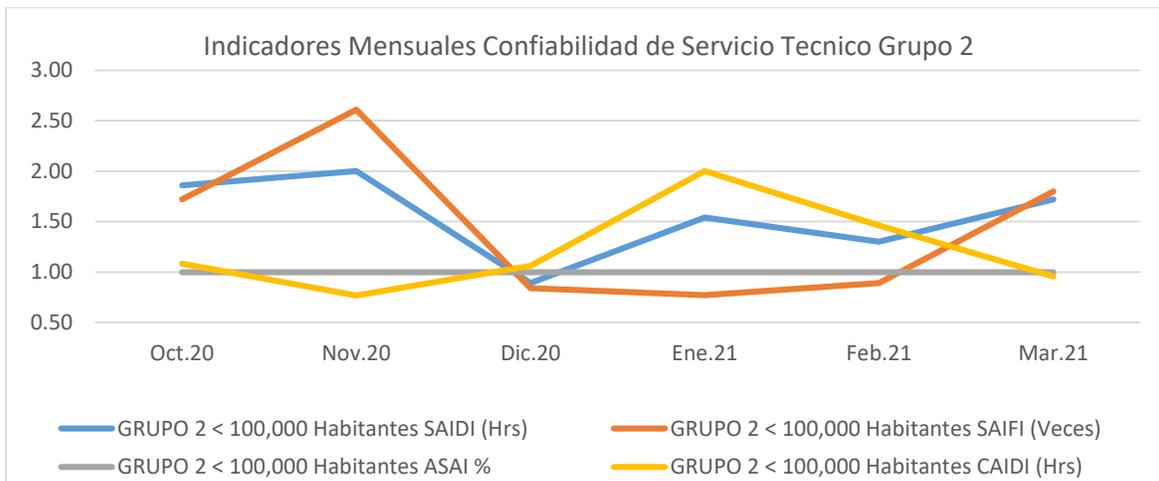


Gráfico Nº 9: Indicadores Semestrales de Confiabilidad de Servicio Grupo 2

Comentario 5 de MHI: La explicación entregada por EEH respecto del deterioro en Confiabilidad de Servicio, consiste en que se han efectuado trabajos inevitables de mantenimiento y reparaciones, pero en opinión de MHI, también influyó la disminución en Grupos de Trabajo que había efectuado EEH, desde Enero₂₀₁₉ oportunidad en que rebajó las cuadrillas de 225 (Diciembre₂₀₁₈) a 189, es decir, en 16% menos (desde Enero₂₀₁₉) y reducción de las tasas de recambio de componentes en el Sistema de Distribución de hasta 70.00 % menos respecto del Segundo Año. En Diciembre₂₀₁₉ EEH aumentó las cuadrillas a 196 y en Noviembre₂₀₂₀ a 226. Desde hace seis meses ha empezado a normalizar los recambios de componentes respecto de 2019.

La pandemia COVID-19 y el consecuente Decreto PCM-021-2020 han tenido consecuencias en los niveles de confiabilidad de servicio, a partir de marzo de 2020. En Noviembre₂₀₂₀ se agregan los efectos de los huracanes ETA y IOTA

En la tabla siguiente, se puede observar que, al comparar marzo de 2021 con marzo de 2019, se muestra una reducción del consumo de materiales y equipos. En mts. de Conductores Varios reemplazados se produce un incremento del consumo de 64.4%.

Al comparar marzo de 2021 con marzo de 2020, el recambio de componentes muestra un crecimiento en el consumo de materiales y equipos, que en el caso de Conductores Varios llega a 175.4 %, que es posible todavía se deba a los huracanes ETA e IOTA.

Equipos y Materiales	Δ Mar.19 vs.Mar.21	Δ Mar.20 vs.Mar.21
Transformadores Reemplazados	-35.0%	-68.8%
Postes Reemplazados	-47.2%	-208.9%
Cuchillas Cortocircuitos	11.5%	-132.1%
Pararrayos (10 y 27 kV)	33.7%	-22.0%



Equipos y Materiales	Δ Mar.19 vs.Mar.21	Δ Mar.20 vs.Mar.21
mts. de Conductores Varios	-64.4%	-175.4%
Promedio Grupos de Trabajo	-19.6%	-15.3%

Tabla Nº 15: Comparación Recambio de Componentes noviembre 2020 vs noviembre 2018 y 2019

Comentario 6 de MHI: EEH debe informar cuánto del efecto obedece a COVID-19, cuanto a los huracanes y cuánto a reducción de presupuesto operacional.

5.1.2.4. Indicadores de Confiabilidad del SIN

En la tabla y gráfico siguientes se muestra que para la Confiabilidad de Servicio que hoy día ENEE entrega a sus clientes, en cuanto a cantidad de desconexiones por fallas y perturbaciones (Frecuencia de desconexiones), la contribución del Segmento Generación – Transporte es 49.40 % la contribución del Sistema de Distribución 43.21 % y las causas externas 7.40 %.

NUMERO DE INTERRUPCCIONES

SEGMENTO	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Generación/Transmisión (%)	49.71	49.18	48.73	47.31	46.18	44.66	43.62	43.38	43.87	46.15	48.39	49.40
Distribución (%)	43.18	43.84	44.39	46.49	47.65	49.25	50.04	47.89	47.74	46.44	44.34	43.21
Externas (%)	7.10	6.98	6.88	6.19	6.17	6.08	6.33	8.73	8.39	7.42	7.27	7.40
TOTAL (%)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla Nº 16: Promedio Móvil Anual por Segmentos Cantidad de Desconexiones [%]

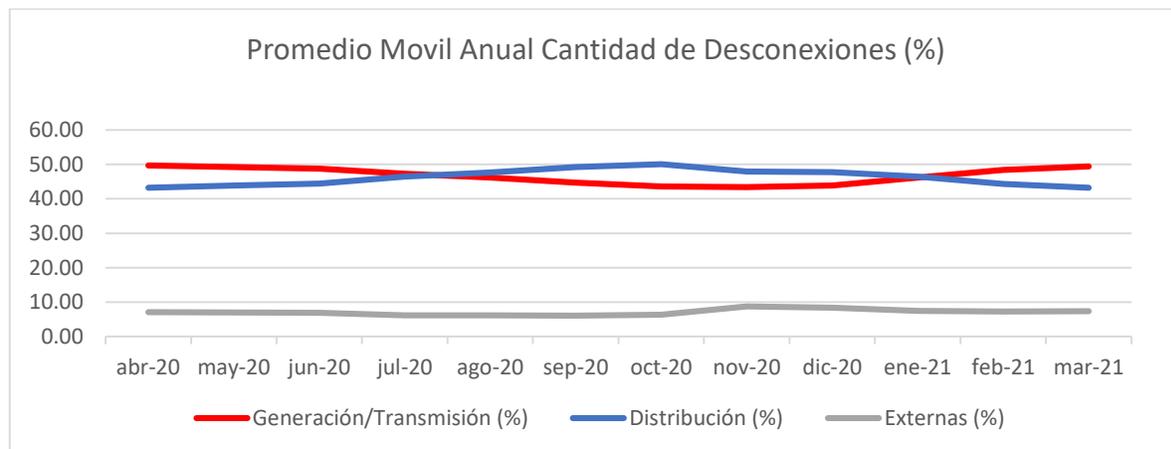


Gráfico Nº 10: Promedio Móvil Anual por Segmentos Cantidad de Desconexiones [%]



En la tabla y gráfico siguientes se muestra que para la Confiabilidad de Servicio que hoy día ENEE entrega a sus clientes, en cuanto a duración de desconexiones por fallas y perturbaciones, la contribución del Segmento Generación – Transporte es 56.31 %, la contribución del Sistema de Distribución es 38.21 % y las causas externas 5.48 %.

TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCCIONES

SEGMENTO	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Generación/Transmisión (%)	65.68	63.64	62.02	61.05	60.93	58.94	57.51	56.30	56.54	57.02	56.09	56.31
Distribución (%)	28.47	30.29	31.89	33.05	32.61	34.66	35.93	36.39	38.04	37.73	38.26	38.21
Externas (%)	5.84	6.07	6.09	5.89	6.46	6.40	6.57	7.31	5.42	5.25	5.65	5.48
TOTAL (%)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla Nº 17: Promedio Móvil Anual por Segmentos Duración de las Desconexiones [Hrs]

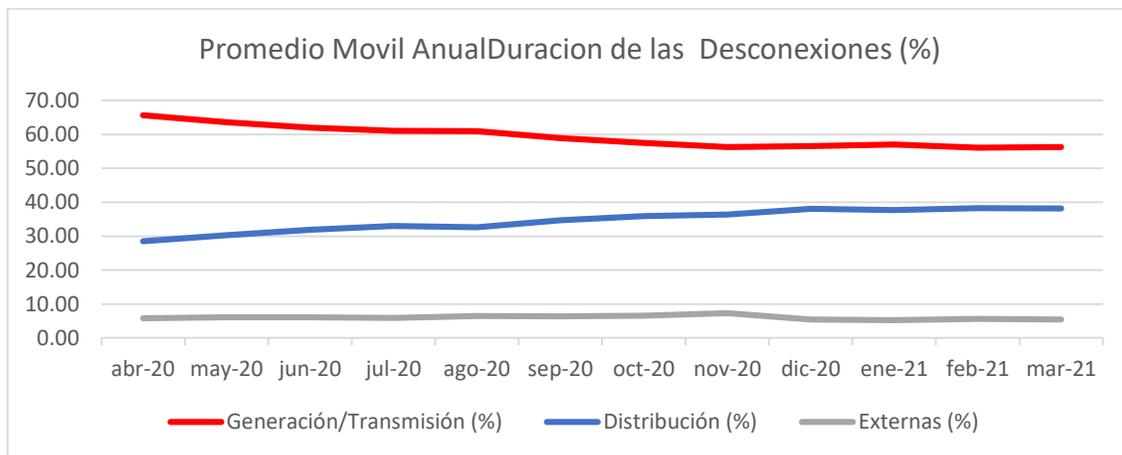


Gráfico Nº 11: Promedio Móvil Anual por Segmentos Duración de las Desconexiones [Hrs]

5.2. Calidad del Servicio Comercial

■ *Procesos en Clientes Masivos*

MHI efectuó un análisis en el tiempo respecto del comportamiento de las Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR's). En el siguiente cuadro se puede observar el avance en la resolución de las PQR's por Mes y Acumulado, para el periodo de 12 meses, abril 2020 – marzo 2021.

De acuerdo a los datos de la tabla siguiente, en términos mensuales, la Efectividad en resolución de PQR's se ha incrementado desde 36.75 % (abril 2020) a 61.41 % (marzo 2021) en los 12 meses de análisis, siendo abril 2020 el mes más bajo en Efectividad, y octubre 2020 el mes de mayor Efectividad con 64.84 %.



Mes	Pendientes Mes Anterior	Ingresos Mes	Acumulado + Ingresado	Resueltas Mes	Pendientes Mes	Efectividad %
abr-20	31,654	15,782	47,436	17,432	30,004	36.75%
may-20	30,004	36,198	66,202	37,375	28,827	56.46%
jun-20	28,827	47,102	75,929	46,461	29,468	61.19%
jul-20	29,468	43,698	73,166	43,822	29,344	59.89%
ago-20	29,344	50,839	80,183	47,934	32,249	59.78%
sep-20	32,249	60,379	92,628	58,352	34,276	63.00%
oct-20	34,276	73,384	107,660	69,803	37,857	64.84%
nov-20	37,857	53,754	91,611	52,695	38,916	57.52%
dic-20	38,916	72,193	111,109	70,181	40,928	63.16%
ene-21	40,928	80,102	121,030	75,234	45,796	62.16%
feb-21	45,796	77,427	123,223	73,728	49,495	59.83%
mar-21	49,495	86,236	135,731	83,349	52,382	61.41%
Acumulado		697,094	728,748	676,366		

Tabla N° 18: Evolución del tratamiento de PQR's Masivas

Comentario 7 de MHI: Cabe destacar que las PQR's Ingresadas en los 12 meses (697,094) + las PQR's Pendientes al ingreso de abril 2020 (31,654), corresponden al Total de PQR's Acumuladas por atender en el año (728,748), y que las PQR's Resueltas Acumuladas son 676,366.

La baja efectividad mensual del tratamiento de PQR's, del primer mes del periodo anual (línea Efectividad % del Gráfico 13 siguiente), que coincide con el inicio de las medidas restrictivas de la Pandemia COVID-19, se observa con mejoría a partir de mayo'20, manteniéndose alrededor del 60%.

Las PQR's pendientes por mes son obtenidas en el balance entre las ingresadas del periodo, sumadas las pendientes del periodo anterior y restadas las PQR's resueltas totales del periodo respectivo.

Comentario 8 de MHI: En la Tabla anterior y Gráfico siguiente se puede observar que las PQR's Pendientes de solución por mes, tienen una tendencia a aumentar (línea negra del gráfico siguiente). Al inicio del año 2020, enero'20, se tuvieron 19,193 PQR's Pendientes, subiendo a 31,654 en marzo'20. En marzo'21 las PQR's Pendientes han llegado a 52,382.

Se ha ido incrementando la cantidad de PQR's solicitadas por el Canal de Ventanilla en Oficinas de atención de clientes y el canal WhatsApp Business ha disminuido levemente este mes de marzo'21. Del total de PQR's masivas ingresadas en marzo'21 (86,236), el 89.91 % fueron resueltas en el mismo mes de marzo (77,537 PQR's).

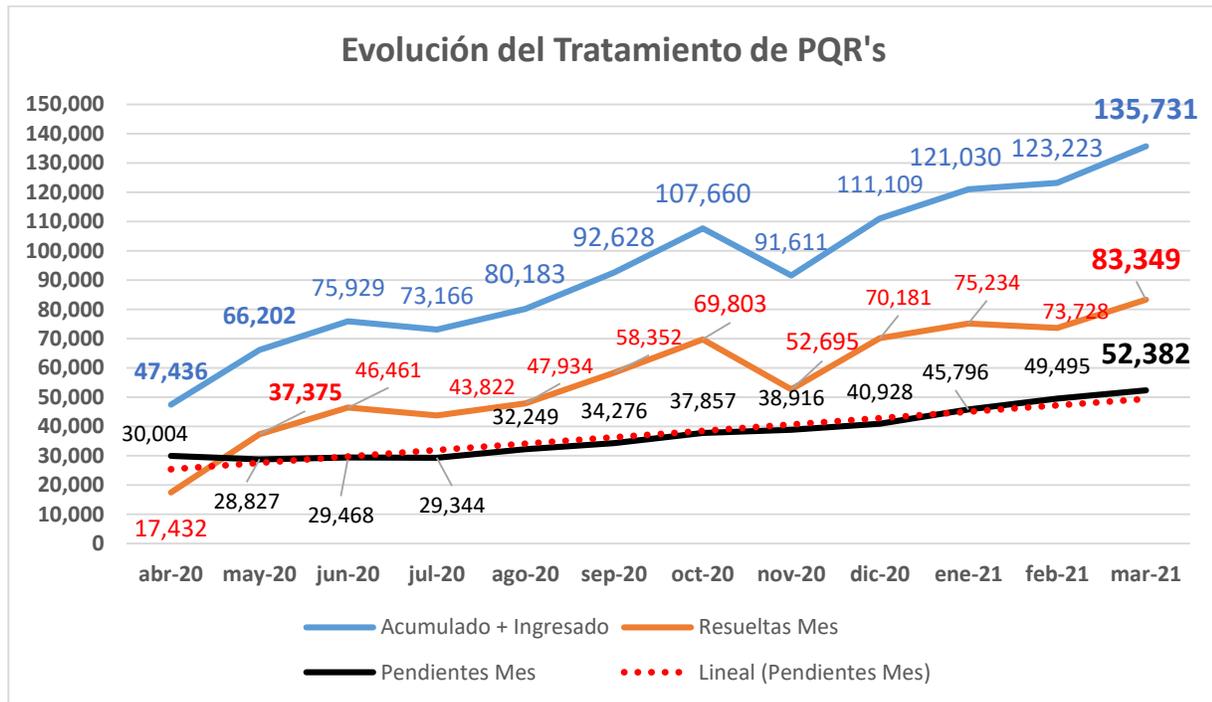


Gráfico Nº 12: Evolución del Tratamiento de PQR's

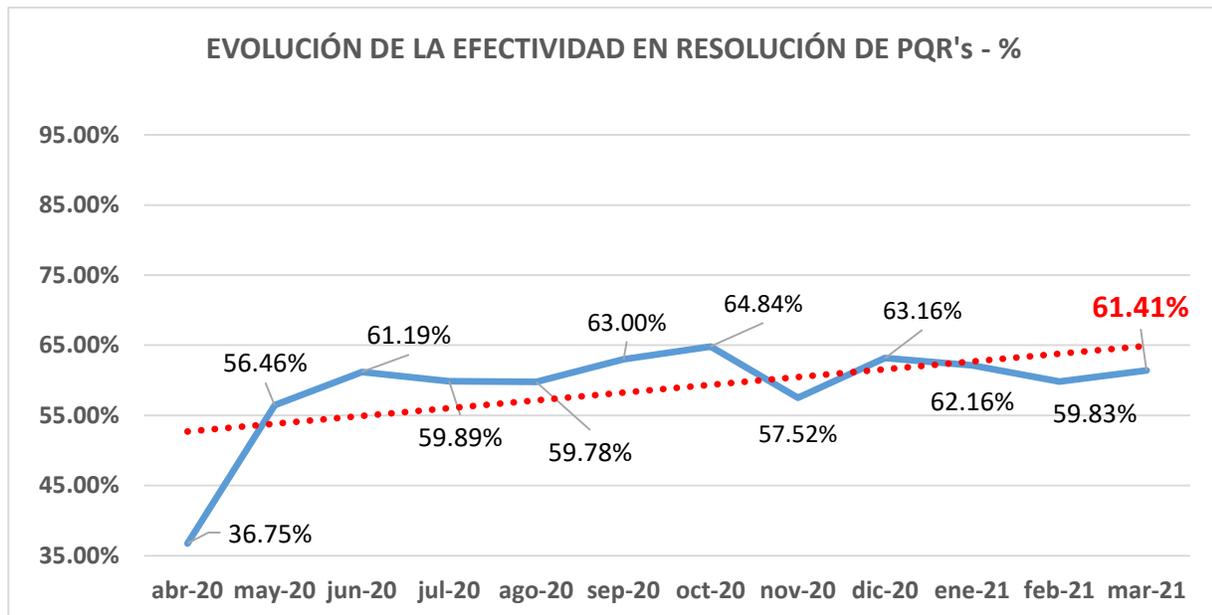


Gráfico Nº 13: Evolución % de Efectividad en el tratamiento de PQR's



EEH posee, además de los canales de atención masiva o convencionales, un conjunto de ejecutivos que atienden los segmentos de mercado corporativo (Gobierno, Corporativos y Cable Operadores), los que tuvieron una demanda de 1,314 PQR's en marzo'21, y sumadas a las 86,236 ingresadas en forma masiva, sumaron 87,550 PQR's de ingreso en el mes de marzo. Al final de este capítulo se detallan los antecedentes del tratamiento de estos canales no convencionales atendidos por ejecutivos de EEH.

De las 87,550 PQR's ingresadas totales en el mes de marzo'21, el 10 % aproximadamente, requieren actividad de campo, y el 90 % se resuelven en escritorio. De estas resueltas en escritorio, la mayoría son atendidas y resueltas en el primer contacto (97.9%), y el 2.1% pasa a análisis y resolución por back office.

La mayoría de las solicitudes de los clientes corresponden a consultas generales (consultas de saldo, explicación de facturas, entrega de requisitos) que representan el 44% de las PQR's ingresadas en el mes de noviembre; el 27% están relacionadas con gestiones de cobro (autorización de pagos, peticiones de acuerdos a plazos y refinanciamientos); las gestiones relacionadas a la medición (revisión/cambio de medidor, alto consumo, estimación de consumo) son el 6%; gestiones relacionadas con el perfil del suministro representan un 9%; y reclamos de la factura son el 9%. A continuación, se muestran dos tablas de PQR's; la primera de ellas muestra el peso porcentual y la segunda las cantidades por causal de PQR's.

CAUSALES (80% de mayores)	2020							2021				
	Abr %	May %	Jun %	Jul %	Ago %	Sep %	Oct %	Nov %	Dic %	Ene %	Feb %	Mar %
Consulta de Saldo	72	32	25	27	29	30	30	33	32	31	28	28
Apego Decreto de Exoneración	-	1	3	6	7	7	7	5	6	7	7	6
Solicitud de Nuevo Servicio	0	1	3	4	4	4	4	4	4	4	5	5
Revisión o cambio de Medidor	0	2	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2
Autorización de Pago	4	14	16	16	16	15	14	17	15	11	11	10
Revisión/Explicación de Factura	18	31	16	10	8	8	8	9	10	9	12	12
Petición de Acuerdo a Plazos	1	6	16	18	16	14	14	11	10	10	9	9
Entrega de Requisitos	0	1	2	2	3	3	4	4	4	4	4	4
Decreto de Condonación de deuda	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cliente no recibe factura en sitio								3	4	6	5	5
Retraso Atención de PQR Presentada								1	3	3	4	4

Tabla Nº 19: Mayores Causales de PQR's en %



CAUSALES PQR's MARZO 2021													
	CS	REF	AP	DCD	SNS	RCM	PAP	ECP	ER	DTE	CNP	RAP	Total
Choluteca\San Lorenzo	1,706	870	484	428	399	42	619	106	369	69	260	149	5,501
Comayagua	1,427	388	637	312	591	113	533	235	223	101	207	296	5,063
Tegucigalpa - Danli	6,369	2,743	2,521	1,338	885	373	2,102	468	958	284	1,261	863	20,165
Juticalpa	860	205	286	173	194	38	350	100	67	90	98	107	2,568
La Ceiba - Tocoa	2,441	852	1,229	588	407	199	850	203	198	120	221	308	7,616
San Pedro Sula	9,036	2,563	2,964	2,090	453	497	2,380	1,359	463	246	1,753	1,385	25,189
El Progreso - Santa Cruz	1,851	1,752	527	463	392	249	951	213	455	158	225	229	7,465
Santa Rosa	1,206	735	172	183	668	152	314	79	636	129	131	431	4,836
Total	24,896	10,108	8,820	5,575	3,989	1,663	8,099	2,763	3,369	1,197	4,156	3,768	78,403

Tabla N° 20: Mayores causales de PQR's en Cantidad por Tipo

En donde:

CS	consulta de saldo
REF	revisión / explicación de factura
AP	autorización de pago
DCD	decreto de condonación de deuda
SNS	solicitud de nuevo servicio
RCM	revisión o cambio de medidor
PAP	petición de acuerdos a plazos
ECP	estimación de consumo / consumos promediados
ER	entrega de requisitos
DTE	descuento tercera edad
CNP	Cliente no recibe pre factura en sitio
RAP	Retraso Atención de PQR Presentada

La distribución de demanda de PQR's por Sector, para todos los sectores (masivos y no convencionales), es la siguiente.



PQR's POR ZONA Y SECTOR			
ZONA	SECTOR	DEMANDA PQR's	TOTAL ZONA
Centro Sur	Choluteca	5,825	36,491
	Comayagua	5,846	
	Tegucigalpa - Danlí	21,674	
	Juticalpa	3,146	
Litoral	La Ceiba - Tocoa	8,899	8,899
Nor Occidente	San Pedro Sula	28,185	42,160
	El Progreso - Santa Cruz	8,140	
	Santa Rosa	5,835	
TOTAL PQR's		87,550	87,550

Tabla N° 21: Distribución de demanda de PQR's por Zona y Sector

Las 86,236 PQR's demandadas en marzo'21, ingresadas por canales masivos convencionales, tuvieron la siguiente distribución por Canales de Atención:

6,778 PQR's ingresadas vía Call Center (7.86 %)

56,385 PQR's ingresadas vía Ventanilla de Oficinas Comerciales (65.38 %)

23,023 PQR's ingresadas por WhatsApp Business (26.70 %)

50 PQR's ingresadas por Otros Canales (0.06 %)

El gráfico siguiente muestra la demanda de PQR's por Canal de Atención:

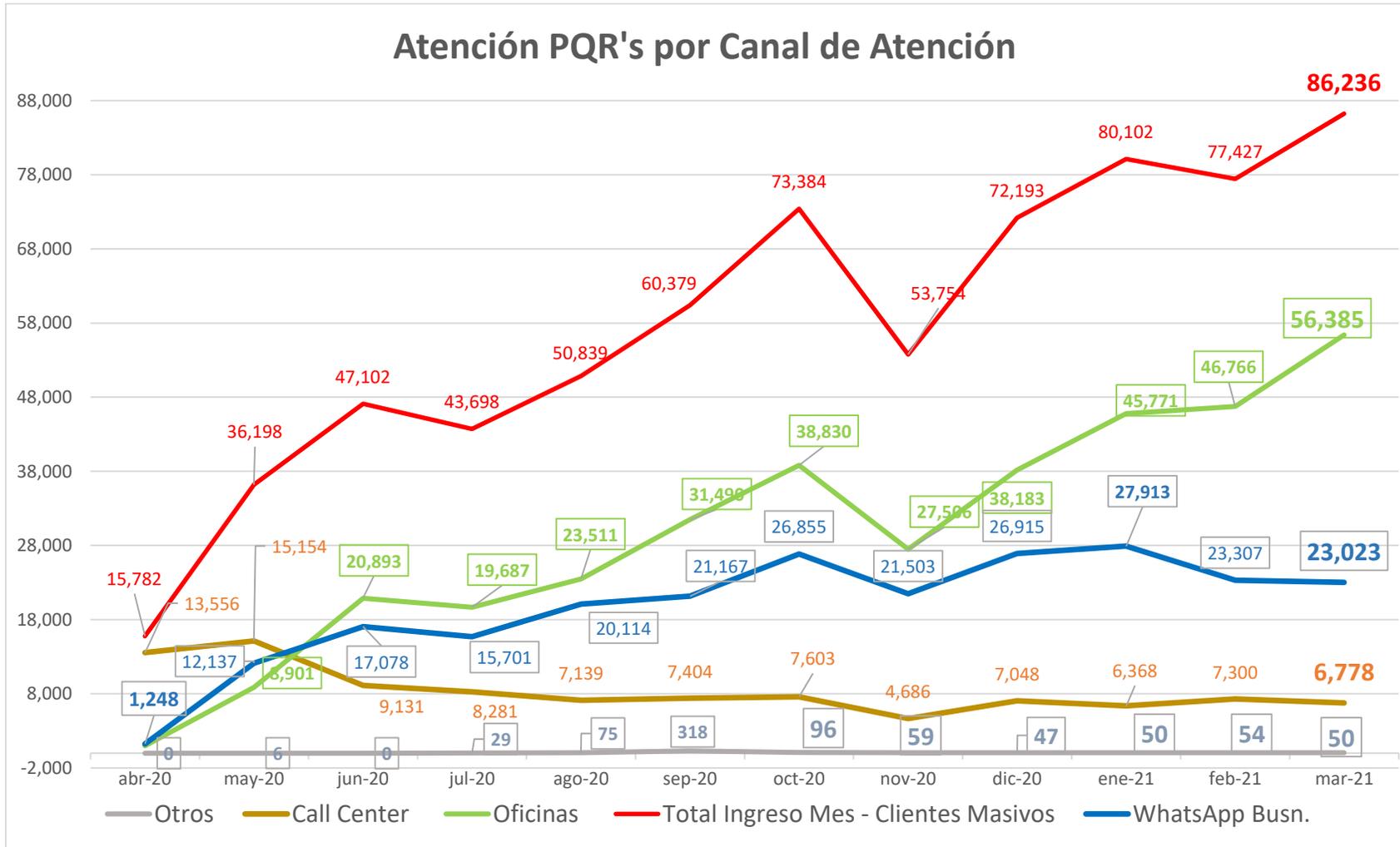


Gráfico Nº 14: Histórico de Gestiones PQR's por Canal de Atención Masivo

Se implementó un Canal de atención denominado WhatsApp Business, en donde se clasificaron las PQR's como: Resueltas (atenciones realizadas de principio a fin), Pendiente de Atención (se interactuó con el cliente, pero no terminó la atención), Falta de Información brindada por el cliente (cuando existe una comunicación del cliente y el gestor se encuentra a la espera de ella), Abandono de Sesión (cuando el cliente deja de contestar), Fuera de horario (se registran los clientes que escribieron después de la hora de cierre), e Insultos (se refiere a ofensas del cliente hacia la empresa).

En el Gráfico anterior se puede observar que las PQR's ingresadas por el Canal Oficinas Comerciales volvió a ser el de mayor ingreso, con el 65.38 % de demanda, el segundo Canal de mayor ingreso es el WhatsApp Business, dada la Situación de Pandemia, que creció desde 1,248 PQR's en abril'20 a 27,913 en enero'21; este último canal tuvo una menor demanda en marzo'21, levemente, con 23,023 PQR's (26.70 %).

En cuanto a llamadas atendidas y no atendidas en el Call Center de EEH -268,684 llamadas- (atendidas por Agente, por IVR, por alumbrado público, consultas de saldos, de cobranza, otras atenciones IVR; no atendidas por Agente y abandono en IVR), el resultado es el siguiente, manteniéndose por sobre el rango del mes anterior de febrero (+17%), un 6.7% mayor que marzo'20 y bastante menor que noviembre, durante los Huracanes ETA/IOTA (660,645 llamadas).

Detalle	Cantidad	Porcentaje
Llamadas Atendidas	184,325	68.60%
Llamadas No Atendidas	84,359	31.40%
Total de Llamadas Recibidas	268,684	100.00%

Tabla N° 22: Llamadas recibidas por Call Center

Mes	Llamadas Atendidas	Llamadas No Atendidas	Total Llamadas	Efectividad %
mar-20	172,466	79,452	251,918	68.46%
abr-20	292,608	102,454	395,062	74.07%
may-20	525,199	303,236	828,435	63.40%
jun-20	371,495	134,114	505,609	73.47%
jul-20	325,047	79,450	404,497	80.36%
ago-20	272,458	64,443	336,901	80.87%
sep-20	323,930	121,360	445,290	72.75%
oct-20	263,998	60,936	324,934	81.25%
nov-20	410,227	250,418	660,645	62.09%
dic-20	184,968	65,940	250,908	73.72%
ene-21	176,519	47,436	223,955	78.82%
feb-21	178,731	50,845	229,576	77.85%
mar-21	184,325	84,359	268,684	68.60%
PMA	292,459	113,749	406,208	72.00%

Tabla N° 23: Detalle de llamadas atendidas por Call Center



A partir del mes de mayo'20, se incrementó la cantidad de llamadas ingresadas, con una cifra de 828,435 llamadas (mes y medio posterior al inicio de las medidas nacionales por la Pandemia), la más alta anual, sin embargo, el nivel más bajo de efectividad de llamadas atendidas por sobre el total de llamadas, correspondió al mes de noviembre'20 con un 62.09 % (con un total de llamadas de 660,645 y la incidencia de los Huracanes, directamente); diciembre'20 tuvo una efectividad de un 73.72%, y febrero'21 mejoró a un nivel de 77.85%, aunque en marzo'21 se redujo a 68.60%, y un promedio de 12 meses (PMA) de 72%.

Principales Indicadores de Atención al Cliente en marzo 2021

El Indicador de Tiempo Promedio de Respuesta (TPR), cuyo nivel máximo debiera ser de 10 días hábiles (a partir de enero'21, el nivel máximo del TPR se fijó en 10 días hábiles en la respuesta a los servicios solicitados; anteriormente a este mes, eran 15 días hábiles), se sobrepasó este límite a nivel nacional, con una cifra promedio de 47 días; mismo valor que el mes anterior de febrero'21; en enero'21 fue de 35 días, diciembre'20 fue de 64 días; en noviembre'20 fue de 65 días. EEH indica que el factor que incrementa el TPR es la gestión en campo.

Entre mayo 2018 a agosto 2019, EEH había cumplido con este indicador, con cifras entre 6 y 14 días hábiles, y en los últimos 19 meses ha sobrepasado los 15 días hábiles (bajo la regla de los 15 días hábiles como máximo).

A continuación, se presenta el TPR a nivel de Sector para marzo'21 y su comparación con otros períodos mensuales. Se destacan los TPR de Santa Rosa y Comayagua, con valores más altos, al igual que en enero'21 y febrero'21 pasados.

Sector	Mar-2020	Abr-2020	May-2020	Jun-2020	Jul-2020	Ago-2020	Sep-2020	Nov-2020	Dic-2020	Ene-2021	Feb-2021	Mar-2021
La Ceiba/ Tocoa	17	42	39	53	47	33	37	45	51	44	42	30
Choluteca	29	49	35	30	25	32	45	28	30	44	41	44
San Pedro Sula	37	62	61	45	64	28	28	35	28	22	20	22
Santa Rosa	54	61	88	100	83	70	72	119	133	74	92	64
El Progreso/ Sta. Cruz	18	59	70	60	35	28	28	28	28	43	24	32
Comayagua	41	76	86	81	76	52	86	134	131	54	108	118
Juticalpa	35	82	98	81	76	21	22	124	79	27	30	27
Tegucigalpa/ Danlí	54	56	64	56	55	30	35	63	53	29	49	51
Promedio	38	59	67	62	59	35	41	65	64	35	47	47

Tabla Nº 24: Tiempo Promedio de Respuesta por Sector



Las oficinas se encuentran con el total de Agentes, con excepción de personal incapacitado, lo que debieran retornar a los índices de visita en Oficinas de Atención al Cliente, similares a periodos anteriores a la Pandemia (esto es para los tiempos de Espera, de Atención y de Visita -TPE, TPA, TPV- en oficinas con TV Ticket).

El porcentaje de Reclamos v/s Cantidad de Abonados, no debería exceder del 10% del total de Abonados por semestre (RGLIE), y en los últimos seis meses EEH ha cumplido según los antecedentes presentados en su Informe de Gestión de marzo'21, al tener este indicador menor al 10% (61,504 reclamos en 1,921,104 clientes, siendo 3.20 % el indicador semestral). EEH indica que desde el mes de enero'21 se utilizaron los Reclamos y las Quejas de los últimos seis meses para el cálculo del indicador, distinto a los meses anteriores, donde solo se utilizaba los Reclamos.

El Tiempo Promedio de Espera (TPE) en Oficinas con TV Ticket, representa el tiempo en que el cliente toma el ticket y es atendido. En los meses de septiembre'20 a febrero'21, EEH presenta su gestión a nivel de Sector promedio, no detallado por Oficina de Atención de Clientes y Sector como lo realizaba hasta el mes anterior de agosto'20, que permitía analizar la gestión del TPE en forma específica a nivel de Oficina, y permitía evaluar los niveles del servicio en ese detalle.

Para marzo'21, EEH indica que el promedio nacional del TPE fue de 19.71 minutos (para febrero'21 fue de 19.81 minutos, enero'21 fue de 23.96, diciembre'20 fue de 16.25 minutos, noviembre'20 fue de 15.90 minutos, octubre'20 fue de 16.49 minutos). Estos datos indican que marzo'21 así como febrero'21 mejoró el TPE si se compara con enero'21, y que debiera mejorar tal cual las cifras de meses anteriores lo demuestran.

Sector	TPE	TPA	TPV
Choluteca	25.89	8.47	34.36
Comayagua	15.77	9.47	25.24
El Progreso Santa Cruz	29.98	11.97	41.95
Juticalpa	16.25	9.48	25.73
La Ceiba Tocoa	19.84	11.52	31.36
San Pedro Sula	21.71	13.87	35.58
Santa Rosa	18.69	12.36	31.05
Tegucigalpa Danlí	15.44	8.83	24.27
Total	19.71	10.96	30.67

Tabla N° 25: marzo 2021: Tiempo Promedio de Espera TPE, Tiempo Promedio de Atención TPA, Y Tiempo Promedio de Visita, por Sector



A nivel nacional, el TPE promedio nacional no refleja los picos que se producen en oficinas de mayor afluencia, como, por ejemplo, a nivel de Sector, La Ceiba, Choluteca, El Progreso, San Pedro Sula que tienen el mayor TPE.

El Tiempo Promedio de Atención en ventanilla (TPA), representa el tiempo que dura la atención del cliente en ventanilla. En los meses de septiembre'20 a febrero'21, EEH presenta su gestión a nivel de Sector promedio, no detallado por Oficina de Atención de Clientes y Sector como lo realizaba hasta el mes anterior de agosto'20, que permitía analizar la gestión de TPA en forma específica a nivel de Oficina, y permitía evaluar los niveles del servicio en ese detalle.

Para marzo'21, EEH indica que el promedio nacional TPA fue de 10.96 minutos (para febrero'21 fue de 10.88 minutos, enero'21 fue de 9.99, diciembre'20 fue de 9.78, noviembre fue de 10.08 minutos, octubre fue 10.86 minutos), lo que indica que para marzo'21 se ha mantenido el rango del TPA.

En marzo'21, el Sector de mayor TPA fue San Pedro Sula, con 13.87 minutos en promedio, y el Sector de menor TPA fue Choluteca con 8.47 minutos y lo sigue Tegucigalpa con 8.83 minutos en promedio.

El Tiempo Promedio de Visita en Oficina (TPV) es la suma de los tiempos (TPE + TPA). A nivel nacional promedio en los Sectores de la Tabla anterior, para marzo'21 se obtuvo un TPV promedio de 30.67 minutos (en febrero'21 30.60 minutos, enero'21 fue de 33.95 minutos, diciembre'20 fue de 26.03 minutos, noviembre fue de 25.98 minutos, octubre fue de 27.35 minutos). EEH indica que en algunas oficinas se presenta un incremento en los tiempos de espera debido a las afectaciones por contagio de COVID-19 en los Gestores de Ventanilla.

Comentario 9 de MHI: *En los meses de septiembre'20 a febrero'21, EEH presenta su gestión de atenciones al cliente a nivel agregado por Sector promedio, no por Oficina de Atención de Clientes y Sector como lo realizaba hasta el mes anterior de agosto'20, que permitía analizar la gestión de los Principales Indicadores de Atención al Cliente en forma específica a nivel de Oficina, y permitía evaluar los niveles del servicio comercial.*

Por lo tanto, es necesario que EEH retorne a este detalle por Oficina, de manera de tomar acciones de contingencia en Oficinas de los diferentes Sectores, ya que, en situación de alta afluencia de público, un alto Tiempo Promedio de Espera sumado a un alto Tiempo de Atención en Oficinas de Atención al Cliente, resultan Tiempos de Visita que permiten tomar acciones para mejorar el grado de calidad del servicio.

Nivel de Satisfacción del Cliente (Percepción del Servicio en Sedes de Agencias).

El nivel de satisfacción en el proceso de atención comercial se mide por encuestas aplicadas a través del Call Center, en donde se encuesta a las personas que han visitado las sedes y se les ha creado una orden de gestión.



La encuesta ha vuelto a aplicarse en EEH desde agosto 2020, y ha sido modificada a como se venía realizando anteriormente a la Pandemia, que tenía una base del 95% de satisfacción.

En la actualidad se califican los niveles de satisfacción en 3 dimensiones: Muy satisfecho, Satisfecho e Insatisfecho; se efectúan 3 preguntas o variables, determinándose un índice de satisfacción general de la atención, la que se relaciona con: atención, amabilidad y actitud de servicio; conocimiento del Gestor de Servicio de Atención al Cliente (SAC); y tiempo de atención en la Oficina. Y, por último, esta vez, el 100% de la encuesta se forma transversalmente entre los 3 niveles de satisfacción y las 3 zonas de atención (Litoral, Noroccidente y Centro Sur), para cada variable.

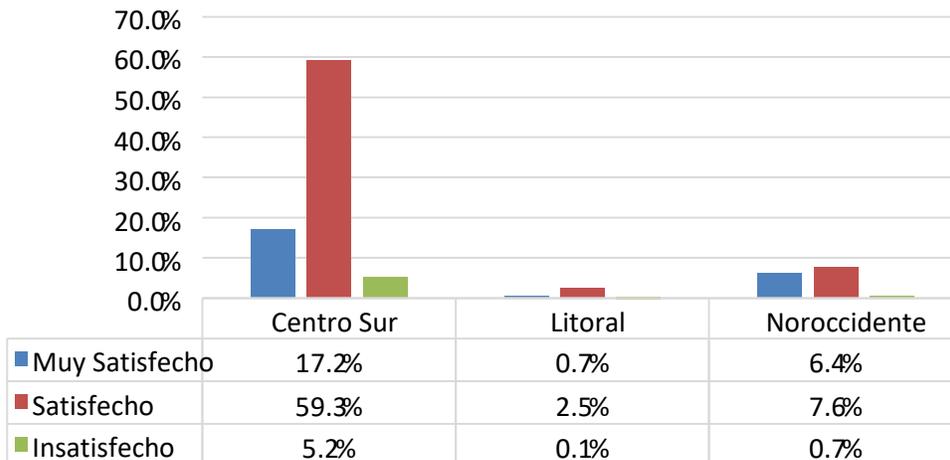
Nivel de Satisfacción en Marzo'21 v/s Febrero'21

La encuesta de marzo'21 fue realizada a una muestra de 668 clientes, al igual que en febrero'21. A continuación, se presenta la estadística para las diferentes variables, con el fin de tener una visión de avance o retroceso en los niveles percibidos por los clientes atendidos.

En términos globales, ha disminuido la percepción “Muy Satisfecho” y aumentado la percepción “Satisfecho” entre Marzo'21 y Febrero'21, como se verá en los siguientes análisis de datos. Similar valoración ocurrió entre Febrero'21, Enero'21 y Diciembre'20 para la disminución de la percepción “Muy Satisfecho”.

Atención y Amabilidad

FEBRERO 2021



■ Muy Satisfecho ■ Satisfecho ■ Insatisfecho



MARZO 2021

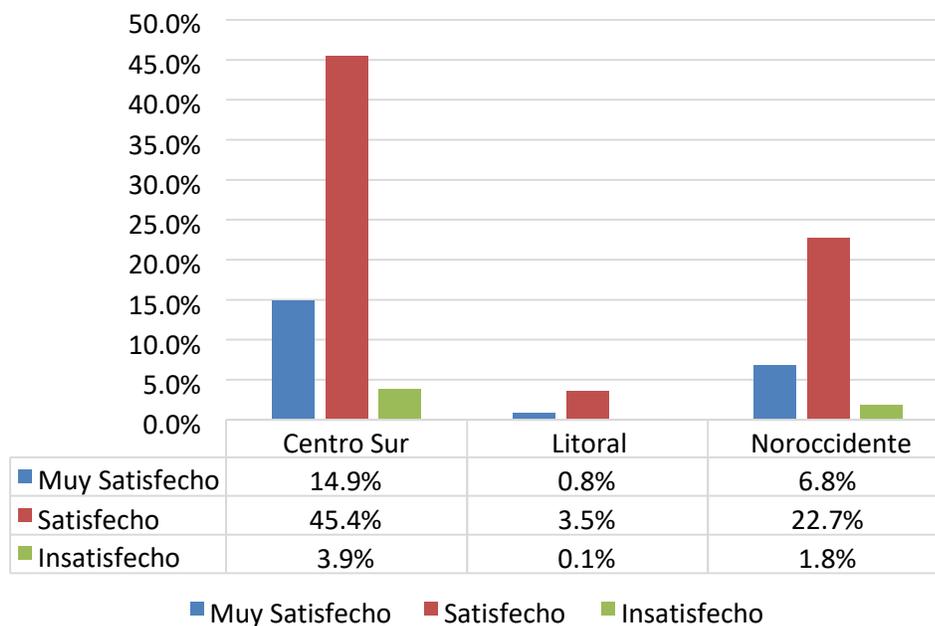


Gráfico Nº 15: Atención y Amabilidad

Ha disminuido la percepción “Muy Satisfecho” en marzo (febrero 24.3%, marzo 22.5%, destacando la disminución en Centro Sur)

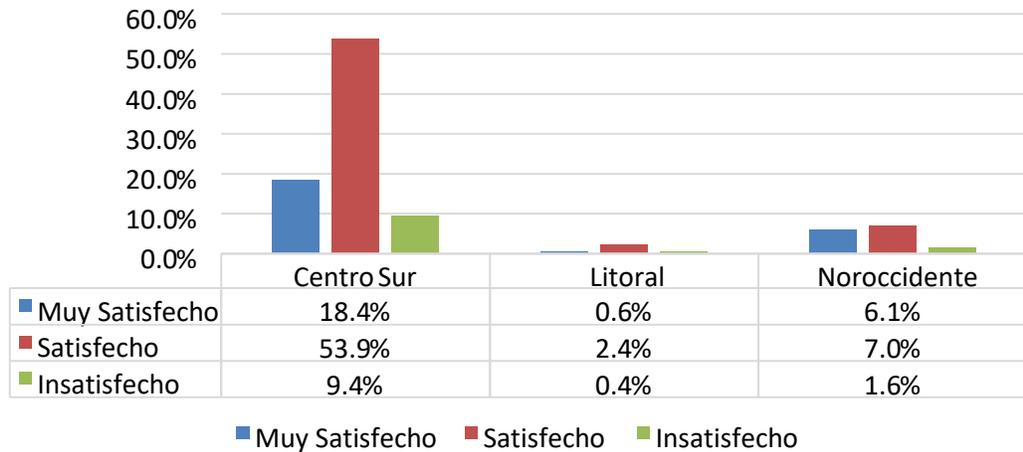
Ha aumentado la percepción “Satisfecho” en marzo (febrero 69.4%, marzo 71.6%, destacando Litoral y Noroccidente en el aumento y disminución en Centro Sur)

Ha disminuido la percepción “Insatisfecho” en marzo (6.0% en febrero, marzo 5.8%, destacando Centro Sur en la disminución, y en un aumento Noroccidente)



Conocimientos del Gestor

FEBRERO 2021



MARZO 2021

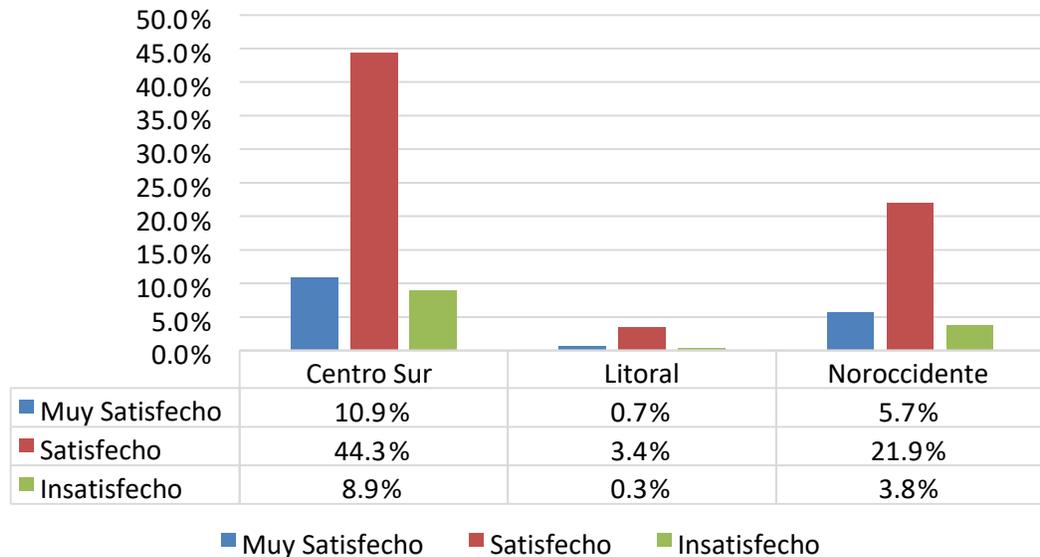


Gráfico N° 16: Conocimientos del Gestor

Ha disminuido la percepción “Muy Satisfecho” en marzo (25.1% en febrero, marzo 17.3%, destacando Noroccidente y Centro Sur en la disminución)

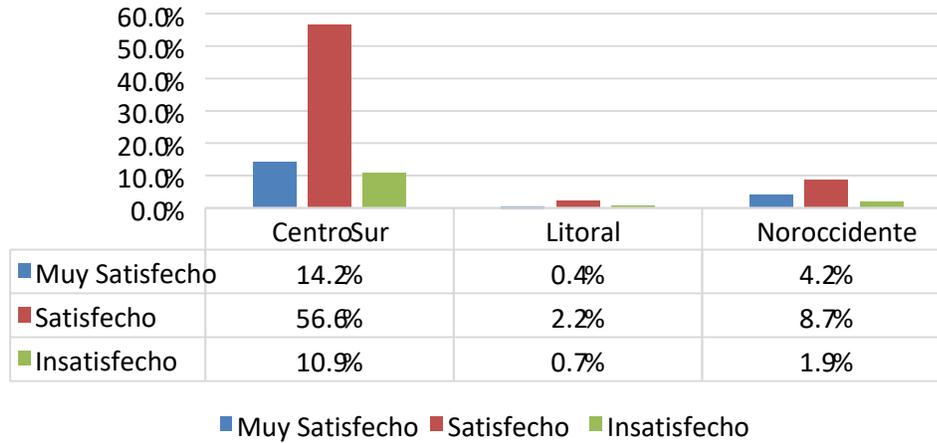
Ha aumentado la percepción “Satisfecho” en marzo (63.3% en febrero, marzo 66.6%, destacando el aumento Litoral y Noroccidente, y disminución en Centro Sur)

Ha aumentado la percepción “Insatisfecho” en marzo (11.4% en febrero, marzo 14%, destacando Noroccidente en el aumento)



Tiempo de Atención en la Oficina

FEBRERO 2021



MARZO 2021

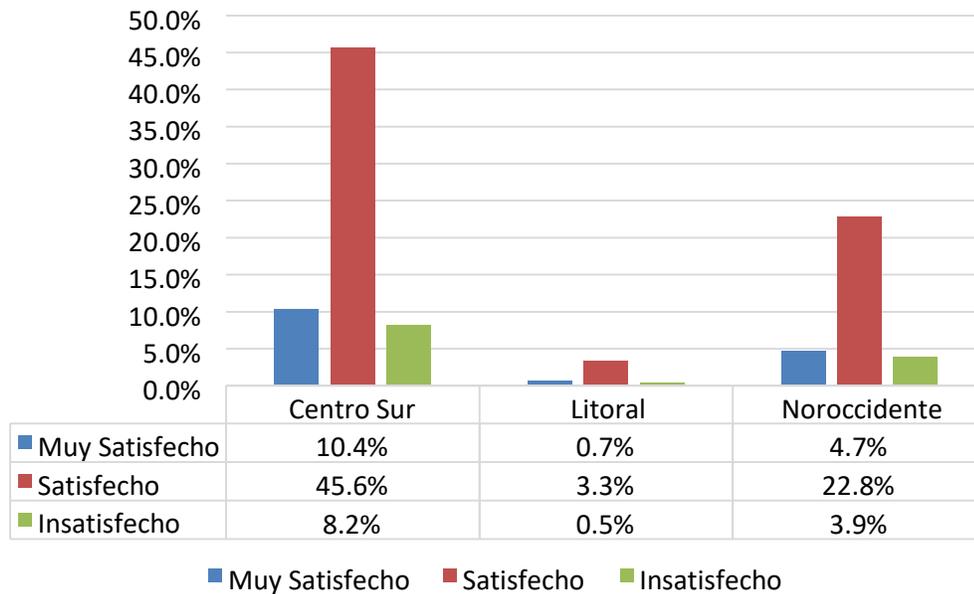


Gráfico Nº 17: Tiempo de Atención en la Oficina

Ha disminuido la percepción “Muy Satisfecho” en marzo (febrero 18.8%, marzo 15.8%, destacando Centro Sur en la disminución)

Ha aumentado la percepción “Satisfecho” en marzo (febrero 67.5%, marzo 68.7%, destacando Litoral y Noroccidente en el aumento, y Centro Sur en una disminución)



Ha disminuido la percepción “Insatisfecho” en marzo (febrero 13.5%, marzo 12.6%, destacando Centro Sur y Litoral en una disminución, y un aumento en Noroccidente)

▪ **Procesos Clientes Altos Consumidores**

El segmento de mercado de Grandes Clientes EEH lo viene incrementando desde junio’20, en términos de la cantidad de cuentas en este segmento. Para febrero’21, el mercado de Grandes Clientes estaba compuesto por 2,813 cuentas, para un total de 559 clientes, con una facturación de 153.8 GWh; para marzo’21 este mercado está compuesto por 2,842 cuentas y 559 clientes, con una facturación de 162.57 GWh.

Desde el mes de febrero’21, EEH ha agrupado a las empresas Operadoras de Redes de Telecomunicaciones (ORT) o Cable Operadores al segmento de Grandes Clientes, los que facturaron 11.18 GWh en este mes, para un total de 4,783 cuentas. En marzo’21 se tienen 4,947 cuentas de ORT y una facturación de 11.43 GWh.

La siguiente tabla contiene la segmentación de las cuentas por sector, para marzo’21.

Zona	Sector	Grandes Clientes		ORT	
		Cuentas	Energía Facturada (GWh)	Cuentas	Energía Facturada (GWh)
Centro Sur	Choluteca	214	10.18	435	0.74
	Comayagua	175	10.8	468	0.78
	Danlí	56	1.17	162	0.29
	Juticalpa	39	0.87	251	0.46
	Tegucigalpa	646	23.02	1,408	3.62
Litoral	Tocoa	154	4.1	287	0.48
	La Ceiba	202	5.87	383	0.77
Nor-Occidente	San Pedro Sula	1,106	86.7	736	2.90
	Santa Cruz	76	13.12	156	0.33
	Santa Rosa	74	3.84	343	0.68
	El Progreso	100	2.9	221	0.38
Total General		2,842	162.57	4,850	11.43

Tabla N° 26: Cuentas y Facturación Nuevos Grandes Clientes por Sector y Zona

Dentro de la categoría de Altos Consumidores, en el mes de marzo’21 se recibieron 280 PQR’s, y se resolvieron 238; la resolución en marzo, de las ingresadas más las pendientes del mes anterior fue de 48.28 %, y de las resueltas que ingresaron y se atendieron el mismo mes, son el 85 %.



Mes	PQR's Ingresadas mes	PQR's Resueltas	PQR's Pendientes	% Resolución
Enero'20	36	32	4	88.89 %
Febrero	127	125	6	95.42 %
Marzo	33	30	9	76.92 %
Abril	161	156	14	91.76 %
Mayo	309	297	26	91.95 %
Junio	295	285	10	88.79 %
Julio	481	457	34	93.08 %
Agosto	410	389	55	87.61 %
Septiembre	479	455	79	85.21 %
Octubre	448	432	95	81.97 %
Noviembre	270	222	143	60.82 %
Diciembre	463	442	164	72.94%
Enero'21	332	311	185	62.70%
Febrero'21	360	332	213	60.92%
Marzo'21	280	238	255	48.28%

Tabla N° 27: Tratamiento de PQR's en Altos Consumidores

▪ ***Otras PQR's en Canales no convencionales***

El presente mes de marzo'21, EEH ha presentado información de PQR's gestionadas en clientes corporativos que se atienden en canales no convencionales, siendo éstos de Gobierno, Corporativos y Cable Operadores.

El canal Cable Operadores, EEH lo está manejando dentro de los Grandes Clientes, y da una cifra de PQR's Pendientes del mes anterior de 144 abiertas (fin de febrero'21). El 80% de la demanda de PQR's de Cable Operadores fue de tratamiento, es decir, gestiones que no son consultas y requieren análisis, razón que puede explicar la baja resolución porcentual del 31.38%.



Segmento	PQR Pendientes mes anterior	PQR mes	Total PQR	PQR mes Resueltas	Total PQR Resueltas	PQR Pendientes fin de mes	% Resolución total
Gobierno	173	805	978	792	813	165	83.13 %
Corporativos	135	509	644	477	522	122	81.06 %
Cable Operadores	144	95	239	58	75	164	31.38 %

Tabla N° 28: Tratamiento de PQR's de Gobierno, Corporativos y Cable Operadores

Aspectos Relevantes de la Operación de Marzo'21:

A la fecha de confección de este informe mensual, EEH ha presentado su Quincuagésimo Tercer Informe "Avance Evento Eximente de Responsabilidad - Plan de Contingencia COVID-19", con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Contrato del Operador, que "Durante el Período de Afectación, la Parte Afectada suministrará al Fiduciario, semanalmente, información sobre el desarrollo del Evento Eximente de Responsabilidad y respecto de las medidas que se hayan adoptado para mitigar y reducir sus efectos al igual que para superarlos".

Se observa que durante el estado de emergencia nacional en el que actualmente se encuentra el país, el consumo registrado de energía por el segmento de Grandes Clientes Telegestionados, ha disminuido en los meses de abril y mayo, sin embargo, en junio se presentó un incremento en comparación a mayo pasado, que según EEH, fue debido a aperturas del comercio. Desde julio'20 a marzo'21 se agregaron cuentas de clientes a la categoría de Grandes Clientes, conformando un total de 2,842 cuentas en 559 clientes, con un consumo total conjunto facturado de 162.57 GWh.

Continúa en funcionamiento el IVR (Respuesta de Voz Interactiva), para optimizar el proceso de recepción y atención de llamadas.

EEH indica que en algunas oficinas se presenta un incremento en los tiempos de espera debido a las Afectación es por contagio de COVID-19 en los Gestores de ventanilla.

Fue prioritaria la afluencia de atenciones comerciales en el canal de Oficinas, y en segundo lugar el canal fue el de WhatsApp.

No ha mejorado el tiempo promedio de visitas en la atención de clientes en las diferentes Oficinas de Atención en el país, al comparar los indicadores con años y meses anteriores. El tiempo promedio de respuesta TPR continúa con el indicador por encima de la norma de 10 días hábiles (47 días en marzo'21 y febrero'21, 35 días en enero'21, 64 días en diciembre y 65 días en noviembre), cuya principal causa,



según indicaciones de EEH, obedece a acciones en campo que retrasan las operativas de solución, acrecentadas por la actual Pandemia. Un TPR muy alto se presenta en los sectores de Comayagua y Santa Rosa, en más de dos períodos consecutivos.

Se agregaron los clientes del segmento Cable Operadores al mercado de Grandes Clientes, con una facturación de 11.43 GWh en marzo'21.

EEH informa que se concretó reunión entre CONATEL, ENEE, TIGO, CLARO y EEH, donde se confirmó la responsabilidad de cada una de las empresas respecto a los proyectos de uso de infraestructura de la red de distribución.

6. AVANCE DE OBLIGACIONES DEL OPERADOR INVERSIONISTA

ALCANCE DEL INFORME: El Reporte de Avance de las Obligaciones del Operador Inversionista se sustenta en la Cláusula Segunda del Contrato del Supervisor, denominada Objeto del Contrato del Supervisor, que establece que este Contrato tiene por objeto la contratación de los servicios de la Supervisión, estando a cargo por parte del Supervisor el informar y asesorar al Comité Técnico del Fideicomiso sobre las siguientes actividades principales del Inversionista Operador:

- Gestionar las actividades comerciales y técnicas diarias de la distribución de energía con el objetivo de implementar las mejores prácticas para ganar eficiencia operativa;
- Lograr 17% en la reducción de pérdidas en la distribución de energía en 7 años, a partir del nivel de Línea Base. Ej. 31.95 % (al 30/11/16).
- Llevar a cabo las inversiones necesarias en el sistema de distribución y sus servicios e instalaciones de apoyo;
- Gestionar las actividades y servicios comerciales de la ENEE, incluyendo el servicio al cliente, facturación, medición, gestión de cuentas por cobrar y cuentas generales;
- Llevar a cabo la operación y mantenimiento de los activos del sistema de distribución en Honduras.

Para cumplir con lo anterior, MHI en su calidad de Supervisor del Proyecto, estableció una Metodología que fue aprobada en el Comité Técnico en Sesión Nº 53 del 04/10/2016, consistente en que la gestión de supervisión se efectuará sobre los siguientes sistemas que administra EEH:

- Sistema de Distribución, que incluye Reducción y Control de Pérdidas Técnicas y Mejora de la Calidad de Servicio Técnico.
- Sistema Comercial, que incluye Reducción y Control de Pérdidas No Técnicas, Mejora de la Calidad de Servicio Comercial, Mejora del Recaudo y Recuperación de la Mora.



Manitoba
HYDRO INTERNATIONAL

Manitoba Hydro International
211 Commerce Drive
Winnipeg, Manitoba
R3P 1A3 Canada
mhius.ca

6.1. Mantenimiento del Sistema de Distribución

Actividades de mantenimiento de instalaciones

En el periodo comprendido entre los meses de Abril₂₀₂₀ a Marzo₂₀₂₁ las actividades de mantenimiento y reemplazo de componentes por tipo y por mes, es la que se muestra en la tabla siguiente.

Equipos y Materiales	Abr.20	May.20	Jun.20	Jul.20	Ago.20	Sep.20	Oct.20	Nov.20	Dic.20	Ene.21	Feb.21	Mar.21	Total 12 Meses	Promedio 12 meses
Transformadores Reemplazados	69	112	109	85	105	127	92	117	77	43	29	54	1,019	85
Postes Reemplazados	133	202	209	202	181	176	183	387	262	253	218	312	2,718	227
Cuchillas Cortocircuitos	62	121	132	134	101	110	148	173	125	110	105	123	1,444	120
Pararrayos (10 y 27 kV)	33	72	72	72	62	102	75	77	39	44	48	61	757	63
mts. de Conductores Varios	4,293	8,257	10,418	7,658	5,707	6,519	7,080	28,566	19,617	9,572	9,854	14,094	131,635	10,970
Promedio Grupos de Trabajo	196	196	196	196	196	217	217	226	226	226	226	226	2,544	212

Tabla Nº 29: Equipos y materiales reemplazados por zonas

Las siguiente Tabla muestra en términos porcentuales los aumentos de consumo de materiales y equipos, que se han efectuado en Marzo₂₀₂₁ respecto de Marzo₂₀₁₉. Sin embargo, en Marzo₂₀₂₁ respecto de Marzo₂₀₂₀, se observa un incremento mayor del consumo de materiales y equipos.

Equipos y Materiales	Total 12 Meses	Promedio 12 meses	Δ Mar.19 vs.Mar.21	Δ Mar.20 vs.Mar.21
Transformadores Reemplazados	1,019	85	-35.0%	-68.8%
Postes Reemplazados	2,718	227	-47.2%	-208.9%
Cuchillas Cortocircuitos	1,444	120	11.5%	-132.1%
Pararrayos (10 y 27 kV)	757	63	33.7%	-22.0%
mts. de Conductores Varios	131,635	10,970	-64.4%	-175.4%
Promedio Grupos de Trabajo	2,544	212	-19.6%	-15.3%

Tabla Nº 30: Reducción de Equipos y materiales reemplazados por zonas respecto de igual mes 2019 y 2020



% de Avance respecto de Plan de Mantenimiento Programado

El avance porcentual de las actividades de mantenimiento por mes es el siguiente.

% del Plan por Zona	Abr.20	May.20	Jun.20	Jul.20	Ago.20	Sep.20	Oct.20	Nov.20	Dic.20	Ene.21	Feb.21	Mar.21	Promedio
Centro-Sur	78.00%	80.00%	88.20%	96.79%	88.20%	86.74%	88.83%	85.82%	92.00%	94.04%	94.89%	89.86%	88.61%
Noroccidente	100.00%	100.00%	99.38%	99.76%	81.97%	92.53%	91.53%	86.44%	100.00%	99.14%	91.17%	94.35%	94.69%
Litoral Atlántico	100.00%	87.71%	81.40%	91.94%	93.71%	96.23%	88.64%	100.00%	85.71%	100.00%	88.00%	86.67%	91.67%

Tabla N° 31: % de Avance del Plan Mensual de Mantenimiento programado

Comentario 10 de MHI: Con relación al avance porcentual del Plan de Mantenimiento Programado de EEH, lo pendiente del Plan de Mantenimiento Mensual se incluye en la programación del plan del mes siguiente.



6.2. Sistema Comercial

En el presente capítulo MHI da cuenta del Sistema Comercial operado por EEH, en cuanto a lectura, facturación, clientes promediados, recaudación, cobranza, control de morosidad, cortes y reposiciones del servicio.

6.2.1. Recursos para el Sistema Comercial y Servicio al Cliente

Previo a efectuar el análisis de los indicadores de efectividad de la Facturación, Recaudo y Control de la Mora, es importante realizar un análisis respecto de los recursos destinados a los procesos comerciales y sistemas de apoyo informático a las áreas comerciales de la empresa.

Procesos de Lectura de Medidores

Es importante mencionar que las anomalías reportadas durante el proceso de lectura de medidores son usadas en las diferentes áreas de la empresa, jugando un papel determinante para los principales procesos comerciales.

En el mes de marzo de 2020 se presenta una situación atípica, debido a la emergencia sanitaria declarada por el **COVID-19**, específicamente a mediados del mes de marzo; donde se determina el aislamiento y toque de queda para la población, por lo que EEH implementó un plan de acción para asegurar la facturación en el mes, del 100% de los suministros. Este plan aún continúa en marzo de 2021, con las adecuaciones surgidas como producto del proceso de aprendizaje en el tiempo transcurrido de la emergencia nacional. Otros eventos de fuerza mayor y casos fortuitos ocurren en noviembre'20, los **Huracanes ETA/IOTA** que llevan a otro evento eximente de responsabilidad al Operador y tomar contingencias para disponer del servicio eléctrico y el cuidado de los usuarios afectados, los que fueron decretados por el Estado Hondureño hasta el 31 de diciembre de 2020. Esto ha generado planes y acciones en los procesos comerciales, amparados por la normativa y reglamentación del sector en el país.

En marzo'21 ingresaron a análisis de facturación 55,185 suministros anómalos, con mayoría del mercado masivo, los que se tratan en forma individual en la Plataforma de Escritorio de Crítica del InCMS. Estas críticas pasan a un análisis más detallado debido a las parametrizaciones con las que se cuenta actualmente en el Sistema Comercial.

Las anomalías u observaciones de facturación con mayor incidencia durante la crítica del mes de marzo'21 fueron: Consumo excedido energía activa 47,798 suministros (86.61 %), Consumo excedido energía reactiva 1,164 suministros (2.11 %), Importe fuera de límite 3,552 suministros (6.44 %), y Otras observaciones 2,671 suministros (4.84 %).



Lectura y Facturación de suministros

Se logró facturar 1,921,096 clientes con recibo de energía en el mes de marzo'21, se adicionan 9 clientes con transacciones de cuota acuerdo a plazo o transferencia de valores para un total de 1,921,105 clientes facturados; según la tabla siguiente, se identificaron Tipos de Reporte “Fuerza Mayor” asociada a la Lectura, a 71,448 cuentas de clientes y “Caso Fortuito” a 989 cuentas de clientes.

Los clientes promediados en total llegaron a 210,362 casos en marzo'21.

Tipo de Novedad	Cantidad de Clientes
Sin Novedad	1,061,462
Asociado al equipo de medida	395,851
Fuera de Norma Técnica	213,660
Posible no consumo	150,252
Fuerza Mayor	71,448
Caso Fortuito	989
No Encontrado	14,893
Asociado al Sistema Comercial	12,120
Unificación	421
Total	1,921,096

Tabla N° 32: Reportes o Novedades de Lectura

Centro de Gestión de la Medida

EEH ha implementado un Centro de Gestión de la Medida, que propende tener el control de la medición de los principales clientes de consumo de la empresa.

Hasta junio'20, EEH informó 80,183 suministros en comunicación y Telegestionados, y la cantidad de equipos instalados efectivamente fueron 86,217 equipos, con un 93% de efectividad en la comunicación.

En marzo'21 la cantidad de suministros instalados con equipos de medición remota asciende a 84,931, de los cuales 79,188 comunicaron sin interrupción (un 93.24% de efectividad en la comunicación), lo que permitió que 77,670 clientes se facturaran con lecturas automáticas.



En febrero'21 se tenían 84,851 equipos instalados, de los cuales 80,089 comunicaron sin interrupción (un 94.39% de efectividad en la comunicación); en enero'21 se tenían 85,165 equipos instalados y 79,817 comunicando sin interrupción (un 93.72% de efectividad en la comunicación); en diciembre se tenían 85,311 equipos instalados (con un 93.61% de efectividad en la comunicación); en noviembre se tenían 85,505 equipos instalados (un 91.58% de efectividad en la comunicación) y en octubre 85,649 equipos instalados (un 93.35 % de efectividad en la comunicación).

Es importante identificar los equipos que no están comunicando y priorizar su reparación o reemplazo.

A continuación, se presenta la situación en marzo'21, con equipos instalados y los que efectivamente comunican o permiten la telemetria, los cuales representan una facturación de **228.11 GWh**, con lecturas obtenidas remotamente (**42.9%** de la facturación total de la empresa en marzo'21).

En febrero'21 la telemetria representó una facturación de 214.97 GWh, **43.6%** de la facturación total de la empresa; en enero'21 con 207.69 GWh (el **44%** de la facturación mensual); diciembre fue de 199.78 GWh (**42%** de la facturación total de ese mes), en noviembre representó una facturación de 220.49 GWh (**47%** de la facturación en ese mes).

Tipo de Suministro	Instalados	Telemetria Comunicando
Generadores	57	55
Subestaciones	273	273
Fronteras de sectores	8	8
Segmentos de circuitos	65	49
Servicio propio en subestaciones	56	46
Clientes Indirecta	907	886
Clientes Semidirecta	6,272	5,740
Clientes con medidor AMI	75,317	70,839
Clientes con medidor Landis	730	133
ZBI	245	220
Medición en transformadores de distribución	929	867
AMI centralizada	72	72
Total	84,931	79,188

Tabla N° 33: Suministros Telegestionados, instalados y en comunicación en marzo'21

EEH indica que en marzo'21 se reportan 124 suministros que han tenido un movimiento en su estado con respecto a meses anteriores, dejando de presentarse como parte del universo de clientes telemetria, debido a las razones siguientes: cambio de medida directa telemetria a medida directa convencional (83 casos), suministros inactivos (14 casos), cambio de medida



semidirecta teledirigida a directa convencional (1 caso), en proceso de depuración (18 casos), y el resto en otros casos menores. También indica que está en plan continuo de mejora de las comunicaciones y para ello se realizará instalación de nuevos equipos de comunicación en subestaciones y ampliación de la red RF de Elster.

Comentario 11 de MHI: *La comunicación promedio en este mes de marzo'21 es del 93.24% de equipos comunicando con el Centro de Gestión de la Medida. Las mejores prácticas de este tipo de solución de control de pérdidas y aseguramiento de ingresos, indica que la comunicación promedio se sitúa cercana al 99%. Medidores Landis & Gyr tienen un índice de comunicación del 18.22% en marzo'21 (en febrero'21 fue de 54 % y enero'21 de 50%). Por otro lado, se sugiere que EEH tenga un mayor refuerzo en su equipo de Analistas para atender al territorio nacional y disponer de cuadrillas propias en terreno, proporcional al número de suministros con medición remota, asignadas específicamente al Centro de Gestión de la Medida.*

A continuación, se presenta el histórico de equipos de medición tele gestionados comunicando, histórico en diversos períodos de tiempo, donde se identifica a nivel agregado, que a partir de febrero 2020 se ha reducido la comunicación en los suministros. También se identifica un importante aumento de equipos instalados en el tiempo -2018 y 2019-, factor de éxito en el aseguramiento de ingresos sostenidos por medio de esta estrategia tecnológica.

Tipo de Suministro	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ENE-19	NOV-19	DIC-19	ENE-20	FEB-20	MAR-20	ABR-20	MAY-20	JUN-20	OCT-20	NOV-20	DIC-20	ENE-21	FEB-21	MAR-21
Generadores Distribuidos	49	49	50	51	52	52	53	53	53	53	53	53	53	52	53	52	54	49	54	55
Cabeceras de circuitos	165	176	183	186	191	196	223	229	236	242	243	243	246	246	258	258	260	261	268	273
Fronteras de sectores	6	6	8	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	6	6	6	6	8	8
Segmentos de circuitos							52	52	52	53	55	55	55	43	46	46	48	48	47	49
Servicio propio en Subestaciones.	0	0	0	0	1	2	27	28	30	31	32	33	34	33	38	37	44	46	44	46
Clientes Indirecta	407	425	450	516	566	602	732	732	733	732	732	732	733	720	832	816	836	853	875	886
Clientes Semidirecta	2,007	2,634	3,267	4,005	4,432	4,884	6,241	6,272	6,302	6,343	6,357	6,363	6,387	5,534	5,584	5,392	5,462	5,567	5,672	5,740
Clientes Directa AMI	46,652	49,426	56,931	60,872	61,934	62,822	74,956	74,974	74,944	75,163	74,705	73,692	71,977	72,543	71,686	71,582	71,682	71,570	71,673	70,839
Bordos (ZBI)	50	99	149	178	178	180	233	233	234	235	236	236	238	233	236	241	227	236	217	220
Macros, Transf. De Distribución	517	580	620	678	738	739	749	753	753	753	753	753	762	769	741	742	748	763	832	867
Clientes con medidor Landis/Gyr															475	517	494	418	399	133
TOTAL	49,853	53,395	61,658	66,496	68,102	69,487	83,276	83,336	83,347	83,615	83,176	82,170	80,495	80,183	79,955	79,689	79,861	79,817	80,089	79,116

Tabla N° 34: Suministros Telegestionados Comunicando, por tipo de Suministro



Comentario 12 de MHI: *Para efectos de reducción de pérdidas y llevar un control de la medida a nivel de grandes consumos, es relevante avanzar y acelerar la instalación, llevar una comunicación con los suministros sobre el 99% de efectividad, y gestión tele comandada de equipos inteligentes en todos los clientes de mayor consumo, y entre ellos, los clientes del mercado masivo que consumen más de 500 kWh por mes.*

Los últimos meses los clientes telemedidos han facturado en diversas proporciones, dentro del total de la facturación de la empresa. Se recomienda ir incrementando la proporción de energía facturada por medio de tecnologías de telemedición, protegiendo los ingresos sostenidos en los principales clientes de la empresa.

Es relevante, además, que EEH presente resultados mensuales de la gestión de energía recuperada y aflorada en este segmento de clientes Tele gestionados (en kWh/mes por mercado y tipo de anomalía encontrada); un detalle de las acciones realizadas y sus resultados en energía, en qué zonas, sectores, tipo de clientes, nivel de reincidencias, montos de impacto en la facturación y recaudación de la empresa, grado de cumplimiento de los objetivos del plan de pérdidas y rentabilidad de las inversiones de control de pérdidas en estos segmentos, y un conjunto de evidencias e indicadores de seguimiento.

Procesos de Facturación

Para garantizar una correcta facturación, es necesario implementar controles que permitan identificar errores, antes de que el cliente se vea afectado. EEH ha definido un seguimiento a diario que permite realizar controles en sus procesos, los cuales son:

Informe diario de seguimiento a la facturación, el cual contempla lo siguiente:

- Correcta liquidación de Consumos.
- Cambios en los multiplicadores (reporte para corrección).
- Cambios en los sectores (residencial, baja tensión, media tensión y alta tensión).
- Facturación de libros según el calendario de lectura.
- Inconsistencias en cuentas nuevas facturadas.
- Consumos promediados, consumos cero, consumos fijos.
- Seguimiento a la facturación de conceptos (energía, alumbrado público, cargos por comercialización, cargos por regulación, etc.) por tarifa y sector.
- Seguimiento de la facturación diaria donde incluye la recuperación y afloramiento de energía.
- Seguimiento de Ajustes / rectificaciones.
- Seguimiento de altas / bajas.
- Seguimiento del cobro de cortes y reconexiones.



Consumos Cero

Para el mes de marzo'21 se facturaron 186,224 clientes con consumo cero, mayor que en febrero (182,387 clientes), debido a nuevos inmuebles deshabitados en Tegucigalpa y San Pedro Sula según informes de EEH.

Es necesario intensificar las campañas que permitan, por un lado, leer y medir en forma real estos clientes y, por otro lado, depurar a estos casos de consumos cero y evaluar su salida del proceso de facturación, además de dejarlos como potenciales para darles de baja, los casos que lo ameriten.

A continuación, se presentan las observaciones o anomalías de lectura promediadas, que tuvieron mayor incidencia en estos consumos cero en marzo'21, con 2,114 clientes promediados (en febrero'21 se presentaron 2,253 clientes promediados, y en enero'21 esta cantidad ascendió a 56,717 clientes promediados):

Novedades	Cantidad de Clientes
Servicio Directo - Habitado	730
Posible Parado con Carga - Con Lectura	372
Posible daño al medidor - Digital Dañado	193
Inmueble no encontrado - Fuera de ruta	105
Dificultad para Leer Medidor interno Sin Lectura	90
Posible doble Facturación	88
Sin Acceso a la Zona - Zona en conflicto	75
Servicio Directo - Deshabitado	61
Medidor no coincide	50
Medidor Dañado - Tapa principal rota con manipulación	34
Otras Novedades	316
Total	2,114

Tabla N° 35: Anomalías promediadas que tuvieron mayor incidencia en consumos cero



6.2.2. Sistemas de Información e InCMS

Actualización Mensual de MHI – TI EEH abril 2021

1.0 Resumen de Actualización Mensual – TI EEH

Durante el último mes EEH ha concentrado sus proyectos de TI en cuatro aplicaciones – mejoras al EnerGIS, actualización y expansión del SCADA y dos proyectos de mejoras para teled medida (SIAPEEH y Medida Centralizada). EEH ha logrado avances considerables sobre el proyecto de mejoras al sistema EnerGIS con tres módulos clave calendarizados a entrar en servicio previo a finales de abril (OMS, Disponibilidades y Consignación). Así mismo EEH continúa progresando en los tres proyectos clave de TI restantes: Actualización SCADA, Aplicación SIAPEEH (Consolidación de datos de teled medida y reportes de alarmas) y el proyecto de Medida Centralizada (Medida Directa).

Dos proyectos clave de TI EEH para el 2021 (Desarrollo de un nuevo centro de cómputo y actualización del sistema InCMS a la versión 2.5) han sido aprobados por el Comité Técnico del Fideicomiso como inversión reembolsable, ambos proyectos con fecha estimada de inicio para el siguiente mes. El desarrollo de un nuevo centro de cómputo se espera se complete en un periodo de 6 meses y la actualización del sistema InCMS a la versión 2.5 se espera conlleva un periodo de ejecución de un año (con desarrollos que podrán entrar en servicio desde los primeros 2 meses y en el transcurso del proyecto). MHI actualmente se encuentra a la espera de la versión final de la documentación que respalda las inversiones reembolsables del 2020 correspondientes a la implementación del InCMS que solicita EEH, para completar el análisis y las recomendaciones que deberán presentarse ante el Comité Técnico.

Proyectos / Iniciativas TI EEH

1. Actualización InCMS 2.0 a Versión 2.5: EEH continúa avanzando con la planificación de la actualización funcional del sistema InCMS a la versión 2.5. Actualmente el Comité Técnico del Fideicomiso ha aprobado este proyecto como inversión reembolsable y EEH se encuentra en definición de aspectos financieros internos previo al comienzo del proyecto. Se espera que el proyecto comience en mayo, 2021 y que tenga una duración de un año.

2. Nuevo Centro de Computo EEH: EEH se encuentra operando su centro de cómputo desde sus antiguas Oficinas ubicadas en Centro Morazán. La reubicación planificada a un nuevo centro de cómputo moderno y con mejores condiciones de seguridad en las nuevas oficinas de EEH se ha retrasado por más de un año y medio. EEH ha concluido su proceso de compra con la selección de la cotización ganadora (dos proveedores para los ítems que componen el proyecto). Recientemente EEH ha logrado obtener aprobación del Comité Técnico del Fideicomiso sobre la elegibilidad de reembolso de la inversión que conlleva el proyecto y EEH se encuentra finalizando los detalles del financiamiento



del proyecto. Se espera que el proyecto de infraestructura comience en mayo, 2021 con fecha de finalización para finales del 2021. Este proyecto incluye la reubicación del hardware y software del centro de cómputo temporal de EEH y el centro de cómputo del SCADA en la subestación La Cañada al nuevo centro de cómputo.

3. EnerGIS: EEH continúa trabajando con Electro Software en la implementación de interfaces y módulos adicionales a la aplicación operacional EnerGIS. Este proyecto ha continuado desde el 2018 y se ha retomado luego de un retraso por la pandemia del Covid-19. Este proyecto incluye doce ítems de los cuales cuatro ya han sido completados y se encuentran en producción. Tres ítems se esperan entren en servicio a finales de abril (OMS, Disponibilidades y Consignaciones). EEH continúa trabajando en los ítems restantes, se estima que el desarrollo del ultimo modulo se finalizaría para agosto, 2021.

EEH ha resuelto los problemas mayores relacionados a las dificultades en los procesos de conversión y carga de datos, pero continúa enfrentando problemas de comunicación con su proveedor (limitantes por trabajo remoto debidos a la pandemia del Covid-19). Estas dificultades han resultado en retrasos de 2 a 4 meses sobre las fechas de finalización en el cronograma original, sin embargo, EEH espera cumplir con la última actualización compartida sobre la fecha de finalización (establecida para marzo,2021).

4. Telemedida: EEH continúa concentrándose en la instalación de medidores para telemedida a sus redes con más de 85,000 medidores inteligentes instalados y en operación para finales de marzo, 2021. EEH ha logrado adicionar 654 medidores, para telemedida a la red de distribución, de los 4602 planificados para el quinto año de operación.

EEH está trabajando en un proyecto para proveer de una solución de medida centralizada en medida directa. Este proyecto incluye la implementación de una aplicación para la solución de medida centralizada y la eventual instalación de 10,000 medidores que se conectaran a esta aplicación (3072 planificados para el quinto año de operación).

EEH instalo la aplicación en enero y se encuentra desarrollando dos pilotos para dicha solución (36 Medidores EDMi y 36 Medidores Unión) ubicados en áreas de altas perdidas de energía. Los resultados han sido muy positivos (presentando una disminución de pérdidas de 28.5% a menos de un 1% en marzo, 2021) y EEH está planificando tomar decisiones muy pronto conforme al proveedor con el que se desarrollara el proyecto.

Actualmente EEH está trabajando en una aplicación web que les permitirá a los clientes con medida centralizada acceder a su información de consumo y facturación de cualquier dispositivo móvil. Esta aplicación web ya cuenta con algunos servicios en producción y su fecha de puesta en servicio es para finales de Julio, 2021.



5. Implementación SIAPEEH: EEH se acerca a la finalización del proyecto para desarrollar su aplicación in-House que provee de información y servicios basados en la instalación de medidores que ha realizado EEH (Elster, Hexing y Unión). El estado de los módulos en desarrollo es el siguiente:

- Gestión de Alarmas para Medida Directa – Este módulo se encuentra 100% funcional y en producción (más de 300,000 eventos / alarmas se procesan al mes).

- Gestión de Alarmas para Medida Especial (Medida Indirecta y Semidirecta) – Este módulo se encuentra en desarrollo (78% completado). La fecha estimada de finalización es para finales de abril, 2021.

6. SOEEH: EEH continúa mejorando el sistema interno SOEEH, para proveer de funciones de servicio al cliente que se integran con la aplicación InCMS. SOEEH también se está utilizando para proveer funcionalidades que han sido difíciles de incorporar a la aplicación InCMS para que EEH pueda rápidamente cumplir con los nuevos requerimientos regulatorios para la facturación de clientes. Futuros desarrollos continuarán a lo largo del 2021. SOEEH incluye 36 aplicaciones de soporte para los procesos comerciales.

7. Actualización SCADA: EEH está trabajando en un proyecto de tres etapas para actualizar y expandir la aplicación SCADA a 46 subestaciones y todos los interruptores a lo largo del país. La primera fase del proyecto actualizará el hardware y software y se reubicará en el centro de control del SCADA en conjunto de la infraestructura de TI al nuevo centro de cómputo planificado en las oficinas principales de EEH. Fases 2 y 3 constan de adicionar las subestaciones y los interruptores pendientes a la red que no se hayan instalado durante el desarrollo de la Fase 1, adicionalmente se desarrollará una interfaz del sistema SCADA actualizado a la aplicación operacional EnerGIS. El cronograma del proyecto se encuentra bajo revisión, pero se espera una puesta en servicio para finales del 2021/ principios del 2022.

La fase 1 del proyecto se ha visto negativamente afectada por la pandemia del Covid-19, sin embargo, ya se encuentra en desarrollo. EEH ha recibido el equipo requerido para el proyecto y ha instalado el nuevo software y hardware en el centro de cómputo temporal ubicado en sus oficinas previas (Centro Morazán). EEH ahora está trabajando en la configuración de la nueva aplicación, procesos de conversión de datos del sistema anterior y configuración de conexiones de comunicación de los dispositivos del sistema SCADA a la nueva aplicación en el centro de cómputo temporal.

Mientras tanto EEH trabaja activamente en las tareas de las fases 2 y 3 incluyendo los siguientes ítems:



- Adición de 103 Reconectores al nuevo centro de control
- Activación de señales ICCP al ODS incluyendo la revisión y parametrización de señales para la integración de la base de datos al nuevo sistema.
- Adición de 6 subestaciones – trabajo incluye la instalación de RTU’s en las subestaciones, configuración de tableros, cableado y señales, así como adecuaciones de obra civil.
- Preparación para la instalación de RTU’s en las siguientes subestaciones:
 - o Noroccidente: Caracol, Villa Nueva, La Puerta, Naco, Bellavista, Bermejo, Circunvalación, Choloma and La Victoria
 - o Litoral Atlántico: Ceiba Térmica y San IsidroEste trabajo incluye la configuración y parametrización de señales de restauradores de poste e instalación de relevadores en subestaciones (inicio en mayo, 2021)
- Desarrollo de especificaciones para la interfaz del sistema SCADA al EnerGIS (Finalización estimada para finales del 2021).

2.0 Proyectos TI EEH / Tabla de Ítems Clave

#	Proyecto / Ítem Clave	Fecha de Inicio	Fecha de Finalización	Comentarios
1	Actualización InCMS 2.0 a 2.5	Planificado para Segundo Trimestre 2021	Planificado para principios o mediados del 2022	Actualización funcional planificada para el InCMS (versión 2.0) presenta una implementación de 12 meses empezando a finales del segundo trimestre del 2021. EEH ha obtenido aprobación del Comité Técnico del Fideicomiso y espera finalizar detalles financieros. Fecha estimada de inicio es finales de mayo / principios de junio.
2	Nuevo Centro de Computo	Planificado para abril de 2021	Planificado para Finales de 2021	Aprobada recientemente por el Comité Técnico del Fideicomiso, proyecto incluye la instalación de un nuevo centro de cómputo en las oficinas principales de EEH donde alojara también la infraestructura del SCADA
3	Mejoras EnerGIS	Mediados 2018	1 - Completado 2 - Completado 3 - Completado 4 - 2021/04/06 Orig - 2021/01/18 5 - 2021/05/31 Orig - 2021/03/31 6 - 2021/04/15 Orig - 2021/01/04 7 - 2021/04/28 Orig - 2021/02/01 8 - 2021/06/10 Orig - 2021/02/15 9 - 2021/10/15 Orig - 2021/08/16 10 - Por Determinarse 11 - Por Determinarse 12 - Completado	Proyecto Mejoras al EnerGIS: 1. Integración DigSILENT (Solo media tensión) (Planificado adicionar baja tensión en una fecha posterior) 2. Integración Macro medida 3. Integración ArcGIS (ENEE – EEH) 4. Modulo OMS (EnerGIS) 5. Integración SAP 6. Módulo de Disponibilidades (EnerGIS) 7. Módulo de Consignaciones (EnerGIS) 8. Módulo de Mantenimiento (EnerGIS) 9. Integración SCADA 10. Integración InCMS 11. Integración InGRID 12. Módulo de Control de Materiales - Cuadrillas
4	Instalaciones Medida Centralizada y Telemedida	1/1/2021	2021/12/31	EEH planifica una adición de 4,600 nuevos medidores (Telemedida) a la red durante el 2021, de los cuales incluyen 3,000 medidores de medida directa para el proyecto de medida centralizada (10,000 medidores para medida directa se adicionarán en el transcurso de los siguientes años).
5	Implementación SIAPEEH	Principios 2020	2021/04/30	Desarrollo e implementación del SIAPEEH aplicación de desarrollo interno y servicios derivados de la instalación de telemedida
6	Mejoras SOEEH	Principios 2020	Vigente	Desarrollo e implementación de funcionalidades adicionales de la aplicación de desarrollo interno SOEEH
7	Actualización SCADA	Mediados 2019	Finales 2021 - Principios 2022 (Fechas a definir en abril 2021)	Proyecto actualmente en progreso para actualizar / mejorar la aplicación SCADA. Fase 1 estimado a completarse en septiembre 2021 con Fases 2 y 3 a finales de 2021 o principios de 2022. Este cronograma se encuentra bajo revisión y se finalizara durante el 2021.

Tabla Nº 36: Proyectos TI EEH / Tabla de Ítems Clave



6.3. Comportamiento Global de la Facturación

En relación al comportamiento global de la facturación, a continuación, se presentan gráficos y tablas que muestran sus resultados.

En la tabla y gráfico siguientes, se presenta para los últimos 3 años, de manera de identificar la tendencia y la estacionalidad asociada al consumo de energía eléctrica en el país.

Mes	Facturado GWh	Cantidad de Clientes	Consumo Promedio por Cliente kWh/clte
Mar-19	533.21	1,862,235	286.3
Abr-19	506.13	1,873,485	270.2
May-19	549.18	1,883,355	291.6
Jun-19	552.03	1,892,910	291.6
Jul-19	551.57	1,895,539	291.0
Ago-19	562.47	1,855,490	303.1
Sep-19	551.15	1,862,375	295.9
Oct-19	528.81	1,865,248	283.5
Nov-19	513.76	1,867,142	275.2
Dic-19	480.36	1,872,782	256.5
Ene-20	467.92	1,875,123	249.5
Feb-20	470.34	1,877,317	250.5
Mar-20	506.37	1,882,634	269.0
Abr-20	489.81	1,886,728	259.6
May-20	468.49	1,890,290	247.8
Jun-20	446.83	1,895,949	235.7
Jul-20	483.26	1,897,622	254.7
Ago-20	493.33	1,900,582	259.6
Sep-20	494.91	1,900,865	260.4
Oct-20	511.88	1,902,951	269.0
Nov-20	485.10	1,906,351	254.5
Dic-20	465.52	1,910,572	243.7
Ene-21	476.97	1,912,447	249.4
Feb-21	492.62	1,915,403	257.2
Mar-21	531.37	1,921,105	276.6

Tabla Nº 37: Evolución de la Facturación Mensual, Cantidad de Clientes Facturados y Consumo Promedio por Cliente (kWh/Clte.)

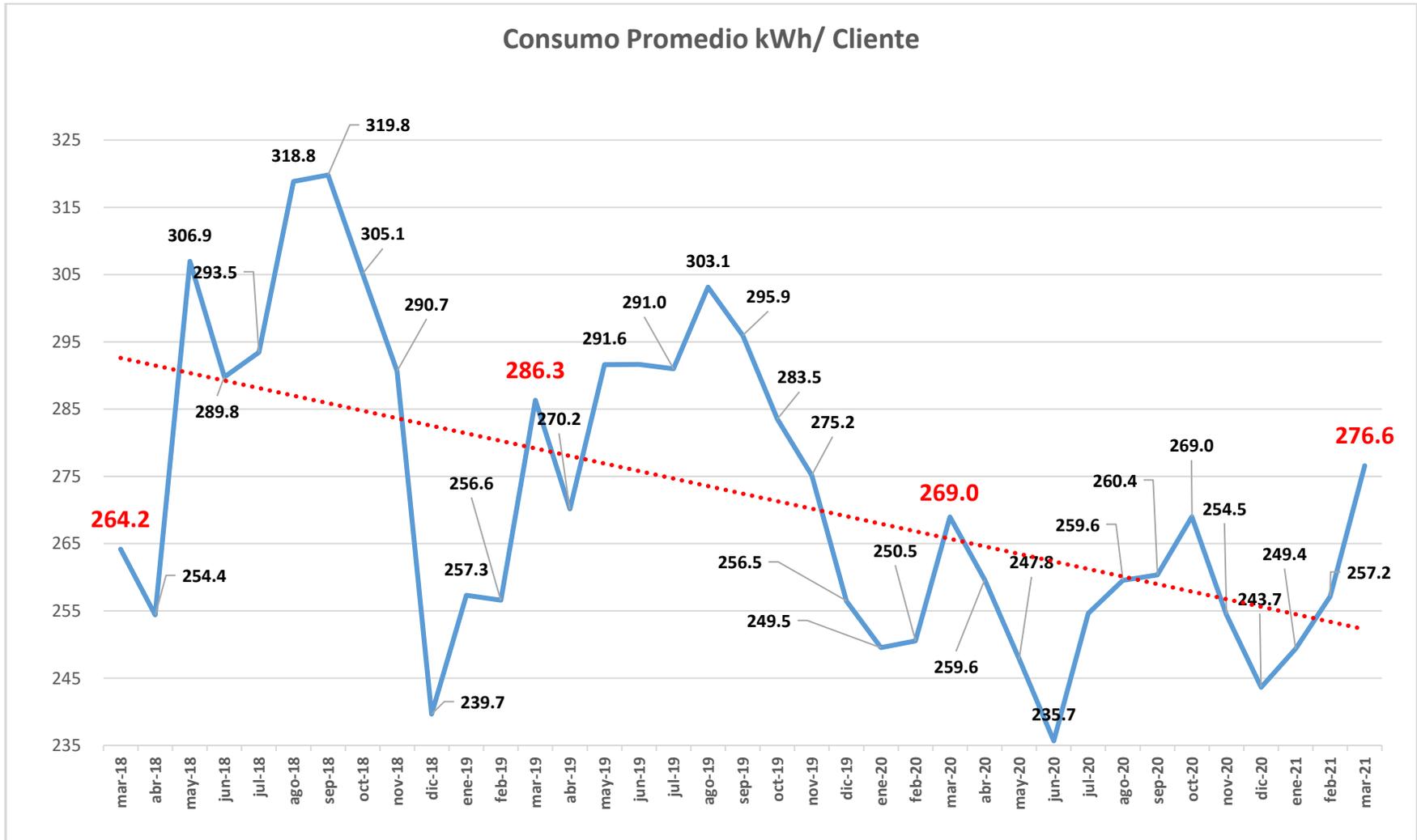


Gráfico N° 18: Comportamiento del Consumo Promedio por Cliente (kWh/Clte.)



Comentario 13 de MHI: *La tabla anterior y gráficas de Facturación Mensual y de Consumo Promedio por Cliente, permiten observar la línea de tendencia a la baja en los consumos facturados de un año a otro (línea punteada roja de las gráficas). Sin embargo, en los 2 últimos meses –febrero y marzo 2021- se mira una mejora en la facturación, si se compara con el año 2020.*

Un elemento relevante en estas gráficas, es el efecto de la estacionalidad, y marzo es un mes de alto consumo y cuenta con 31 días. Marzo'21 fue mayor que marzo'20 en valor absoluto por 25 GWh y menor que marzo'19 en valor absoluto por 2 GWh (facturando alrededor de 38,470 clientes más en marzo'21 que en marzo'20). Marzo'21 fue mayor que marzo'20 en consumo promedio por cliente y menor que marzo'19 (cifras destacadas de color rojo en gráfica anterior).

La potencial mayor venta esperada per cápita y global en el periodo de gestión anual, incluyendo los nuevos suministros por crecimiento vegetativo, no se ha concretado en los últimos 24 meses. En los 2 últimos meses –febrero y marzo 2021- se mira una mejora en la facturación, si se compara con el año 2020.

El efecto de la actual Pandemia y los Huracanes de fin del 2020, estarían afectando la facturación en el año 2020, y la energía perdida el año 2019 estaría afectando la facturación de ese año.

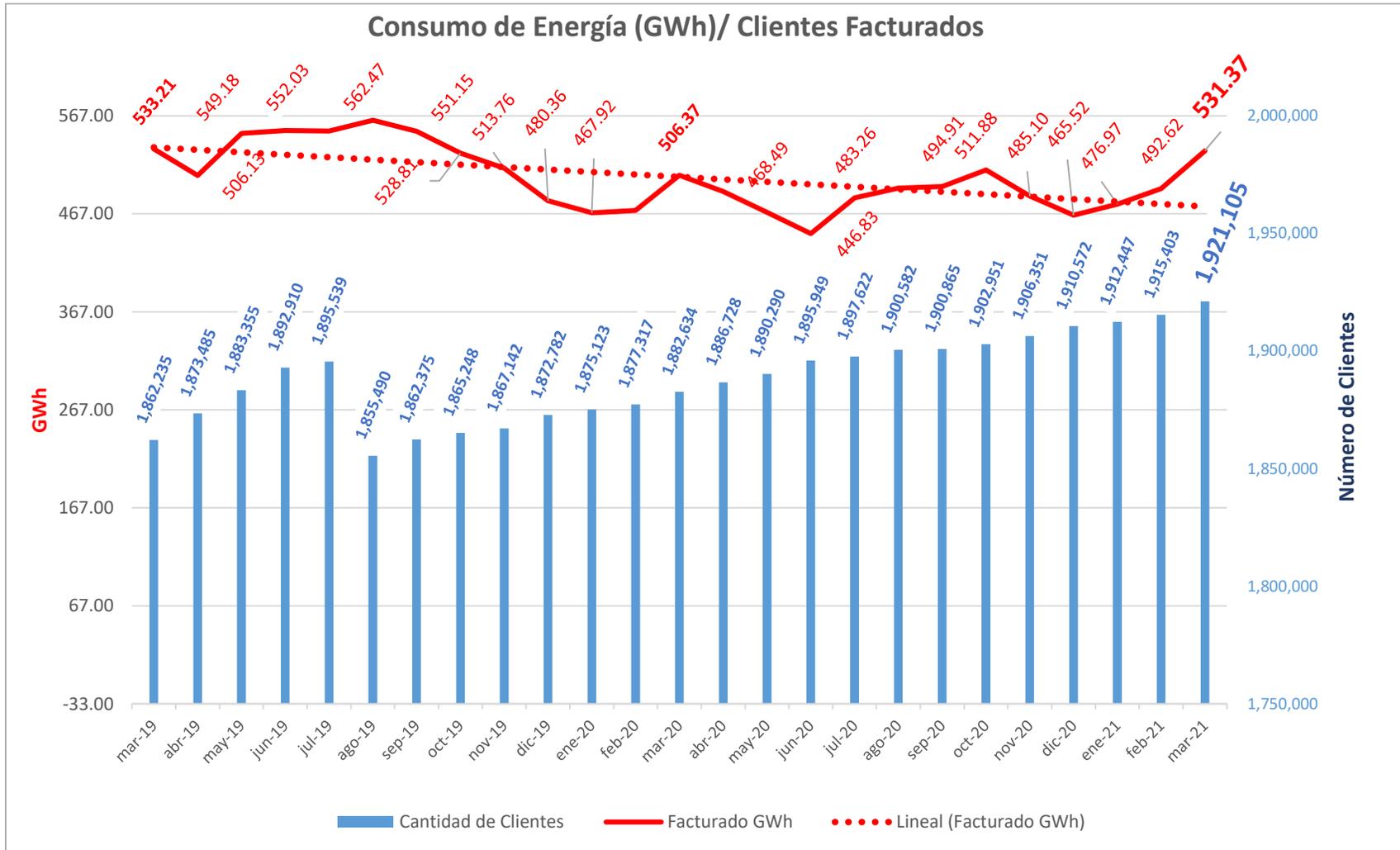


Gráfico Nº 19: Cantidad de Clientes – Comportamiento de Energía Facturada Mensual



A continuación, se detalla la facturación por sector de mercado:

Sector de Mercado	Clientes	Energía Facturada (KWh)	% Energía	Facturación Lempiras	% Lempiras Facturadas
Residencial	1,775,932	251,989,886	47.42%	1,167,837,721.27	49.30%
Comercial	125,836	137,027,008	25.79%	637,591,443.83	26.92%
Gobierno	12,257	13,373,566	2.52%	71,542,285.85	3.02%
Autónomo	3,010	9,665,565	1.82%	65,595,910.62	2.77%
Municipalidad	2,529	5,104,718	0.96%	21,934,173.58	0.93%
Industrial	1,244	113,737,214	21.40%	402,585,533.27	17.00%
Servicio Comunitario	297	476,699	0.09%	1,593,213.59	0.07%
Totales	1,921,105	531,374,656	100.00%	2,368,680,282.01	100.00%

Tabla Nº 38: Clientes y Facturación por Sector de Mercado

La tabla anterior muestra que el 0.065 % de los clientes (1,244) facturan el 17 % de la empresa en Lempiras y el 21.40 % en energía (sector industrial).

AVANCE DE LOS PROCESOS: A continuación, se analiza la evolución y seguimiento a los Consumos Promedios que han sido aplicados a los abonados.

Durante el periodo de Pandemia, y también en el periodo de Huracanes en noviembre'20, EEH incrementó la cantidad de promediados por fuerza mayor y caso fortuito. Comenta EEH que producto de la situación de emergencia nacional debido al COVID-19 y huracanes ETA e IOTA, se han presentado inconvenientes para leer y hacer los desplazamientos, toques de queda y bloqueos en las entradas a los sitios de lectura, así como carreteras principales y rutas sin acceso. Continúa comentando en su reporte mensual, que en las localidades donde no fue posible ingresar a tomar lectura, se facturó el suministro bajo promedios por patrones de consumo, en estos casos identificados como fuerza mayor y caso fortuito, y otros casos también promediados independiente de la fuerza mayor, como se verá en este capítulo.

Con la lectura real, posterior al periodo de fuerza mayor y caso fortuito, será posible regularizar los consumos efectivos que los usuarios han usado en sus suministros; EEH ha informado que, a la mayoría de los usuarios afectados por fuerza mayor y caso fortuito, no se les ha impreso su boleta mensual, situación que se ha coordinado con ENEE para no provocar alarmas de consumos que no corresponden a la realidad.

La cantidad de promedios informado por EEH en marzo'21 fue de 210,362, con un aumento de 1,073 promedios más que en febrero'21 (con 209,289 casos). De estos 210,362 promedios, se registraron 2,971 promedios por secuelas de los huracanes de noviembre pasado (en febrero'21 fue de 8,962 promedios asociados a los huracanes), situación que va mejorando. El resto de promedios (207,391 casos), se han registrado con novedades asociadas a la lectura.

Novedades con Promedio por Huracanes	Cantidad de clientes
Inundado Digital Sin Lectura	1,131
Inundado Análogo sin Lectura	1,113
Desastre natural	470
Inundado Análogo con Lectura Promedio	138
Inundado Análogo con Lectura	99
Inundado Digital con lectura Promedio	18
Inundado Digital con Lectura	2
Total General	2,971

Tabla N° 39: Promedios Asociados a Huracanes de Noviembre'20

Observación	Ene-20	Feb-20	Mar-20	Abr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Ago-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dic-20	Ene-21	Feb-21	Mar-21
Asociado de equipo de Medida (Anomalía)	85,355	91,860	46,689	84,559	103,747	113,047	119,501	125,237	131,110	143,530	126,957	163,099	174,063	169,924	165,447
Servicio Directo, fuera de norma	22,619	25,019	12,591	20,515	26,266	27,552	28,079	29,832	30,880	20,400	18,641	24,339	16,874	12,792	11,703
Lectura no actualizada	25,381	23,418	7,953	23,475	21,003	20,047	17,710	16,446	15,351	7,868	6,801	9,222	8,375	8,345	7,713
Otros (No encontrados, sistema comercial)	18,740	18,809	12,143	12,436	18,921	17,437	11,293	12,871	14,720	26,320	8,897	5,642	8,788	10,524	11,859
Fuerza Mayor	711	455	752,099	327,756	42,235	1,401	5,263	1,716	1,801	4,145	23,285	6,817	5,100	5,235	13,150
Caso Fortuito	546	79	1,681	41	758	1,121	230	544	1,200	2,112	161,579	24,014	12,483	2,469	490
Total Promedios	153,352	159,640	833,156	468,782	212,930	180,605	182,076	186,646	195,062	204,375	346,160	233,133	225,683	209,289	210,362
Total Clientes Facturados	1,875,239	1,877,317	1,882,605	1,886,709	1,890,290	1,895,949	1,897,622	1,900,582	1,900,859	1,902,951	1,906,351	1,910,572	1,912,447	1,915,403	1,921,105
Crecimiento clientes	0.13%	0.12%	0.28%	0.22%	0.19%	0.3%	0.09%	0.16%	0.015%	0.11%	0.18%	0.22%	0.098%	0.15%	0.30%

Observación	Ene-20	Feb-20	Mar-20	Abr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Ago-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dic-20	Ene-21	Feb-21	Mar-21
Porcentaje Promedios	8.18%	8.50%	44.26%	24.85%	11.26%	9.26%	9.59%	9.82%	10.26%	10.74%	18.16%	12.20%	11.80%	10.93%	10.95%
Variación Promedios del mes	+0.45%	+4.0%	+421%	-43.73%	-54.58%	-15.18%	+0.81%	+2.51%	+4.51%	+4.77%	+69.37%	-32.65%	-3.20%	-7.26%	+0.51%

Tabla N° 40: Comportamiento de Promedios – enero 2020 a marzo 2021

Los datos siguientes de promedios, tienen como objetivo detallar los mercados donde se aplican y los sectores de clientes relacionados. Los datos son extraídos de una réplica de las bases de datos de EEH (instancia 100.84) y tienen alguna diferencia con los reportados por EEH en los informes de gestión mensuales, como resultado de extraer los datos en un momento posterior al cierre de mes y el dinamismo de las refacturaciones en el tiempo, genera también tal diferencia.

Los “Mercados” en EEH fueron abiertos hacia Residencial, Gobierno, Municipalidad, Autónomo, Industrial, Comercial, Servicio Comunitario, de manera que la información se presenta en esos formatos.

Sector Consumo	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21
SERVICIO COMUNITARIO	24	28	151	81	39	34	34	41	34	41	51	39	35	33	32
GOBIERNO	1.444	1.395	5.525	3.845	2.382	1.794	1.680	1.727	1.766	1.776	2.824	2.013	1,916	1,646	1,481
INDUSTRIAL	84	64	155	108	81	73	55	66	71	64	79	70	62	62	53
RESIDENCIAL	144.536	151.445	788.225	451.978	228.760	184.987	173.091	175.840	183.949	193.594	326.739	220.838	216,893	199,319	199,853
COMERCIAL	6.908	7.055	35.635	21.813	10.850	9.222	8.006	8.949	9.014	8.975	15.891	10.345	10,408	9,196	9,497
AUTONOMO	163	142	957	584	310	216	193	183	175	183	391	209	202	140	186
MUNICIPALIDAD	278	265	953	735	439	333	299	304	305	307	514	333	352	309	315
Promedios Totales	153.437	160.394	831.601	479.144	242.861	196.659	183.358	187.110	195.314	204.940	346.489	233.847	229,868	210,705	211,417

Tabla N° 41: Clientes Promediados por Sector de Consumo

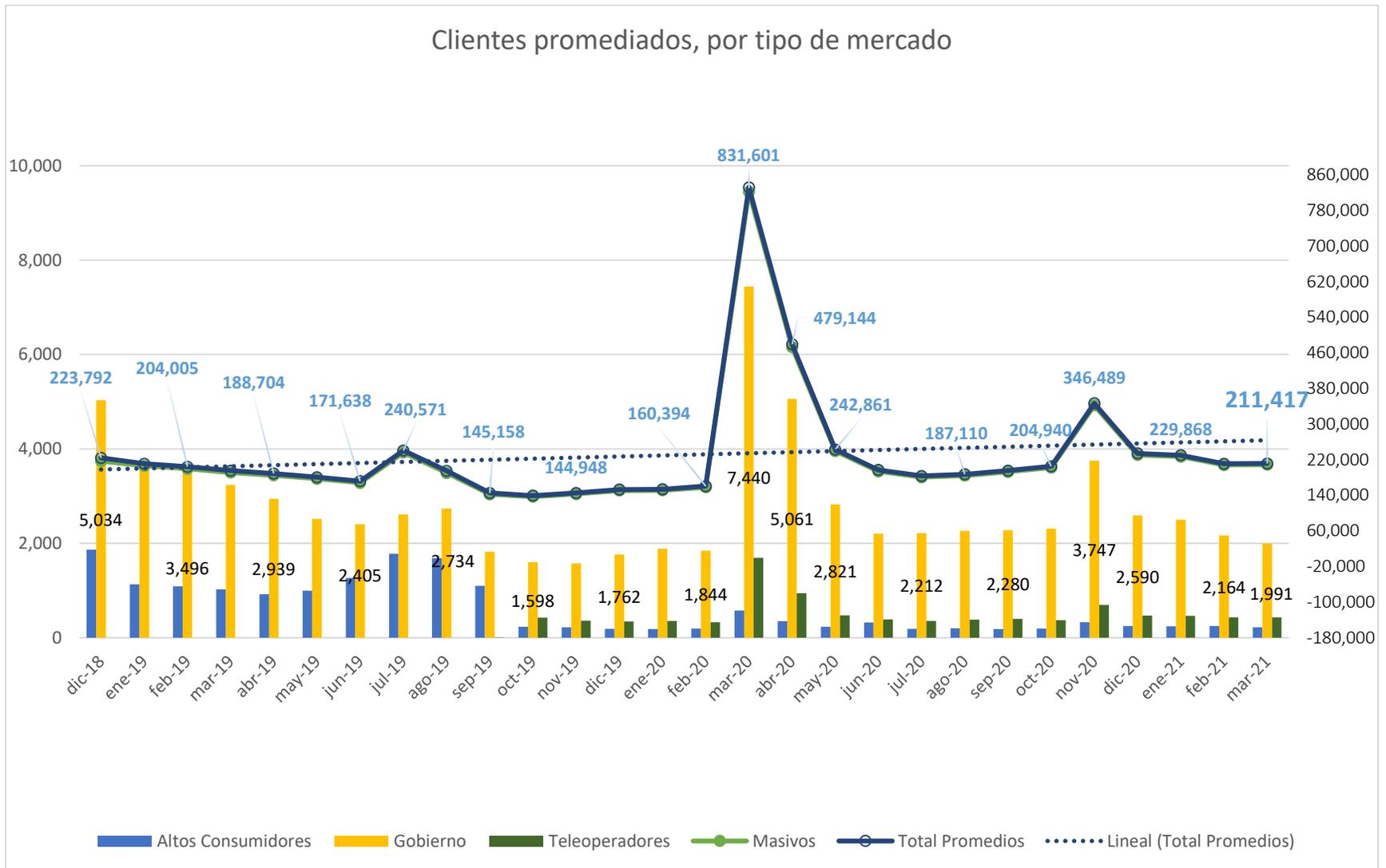


Gráfico Nº 20: Histórico del Número de Promedios por Mercado



Las tablas y gráficos siguientes permiten identificar las zonas y sectores donde fueron aplicados los promedios en marzo'21 y su relación con los clientes totales facturados por Sector y Zona.

Zona EEH	Lectura Real	Promedios	Estimados	Total de Clientes
LITORAL	187,974	22,915	2,535	213,424
CENTRO SUR	804,195	79,656	7,259	891,110
NOR_OCCIDENTE	697,415	108,846	10,301	816,562
Total	1,689,584	211,417	20,095	1,921,096

Tabla Nº 42: Clientes con Lectura Real, Promedios y Estimados por Zona

Sectores EEH	Lectura Real	Promedios	Estimados	Total Clientes Facturados
CHOLUTECA	134,924	14,610	2,365	151,899
COMAYAGUA	169,375	18,198	1,263	188,836
DANLI	64,179	3,520	114	67,813
EL PROGRESO	83,310	18,428	2,277	104,015
JUTICALPA	70,236	9,135	1,519	80,890
LA CEIBA	99,445	12,568	784	112,797
SAN PEDRO SULA	344,779	57,473	4,851	407,103
SANTA CRUZ	85,484	13,991	892	100,367
SANTA ROSA	180,207	17,935	2,244	200,386
TEGUCIGALPA	371,512	35,495	2,121	409,128
TOCOA	86,133	10,064	1,665	97,862
Total	1,689,584	211,417	20,095	1,921,096

Tabla Nº 43: Clientes con Lectura Real, Promedios y Estimados por Sector EEH

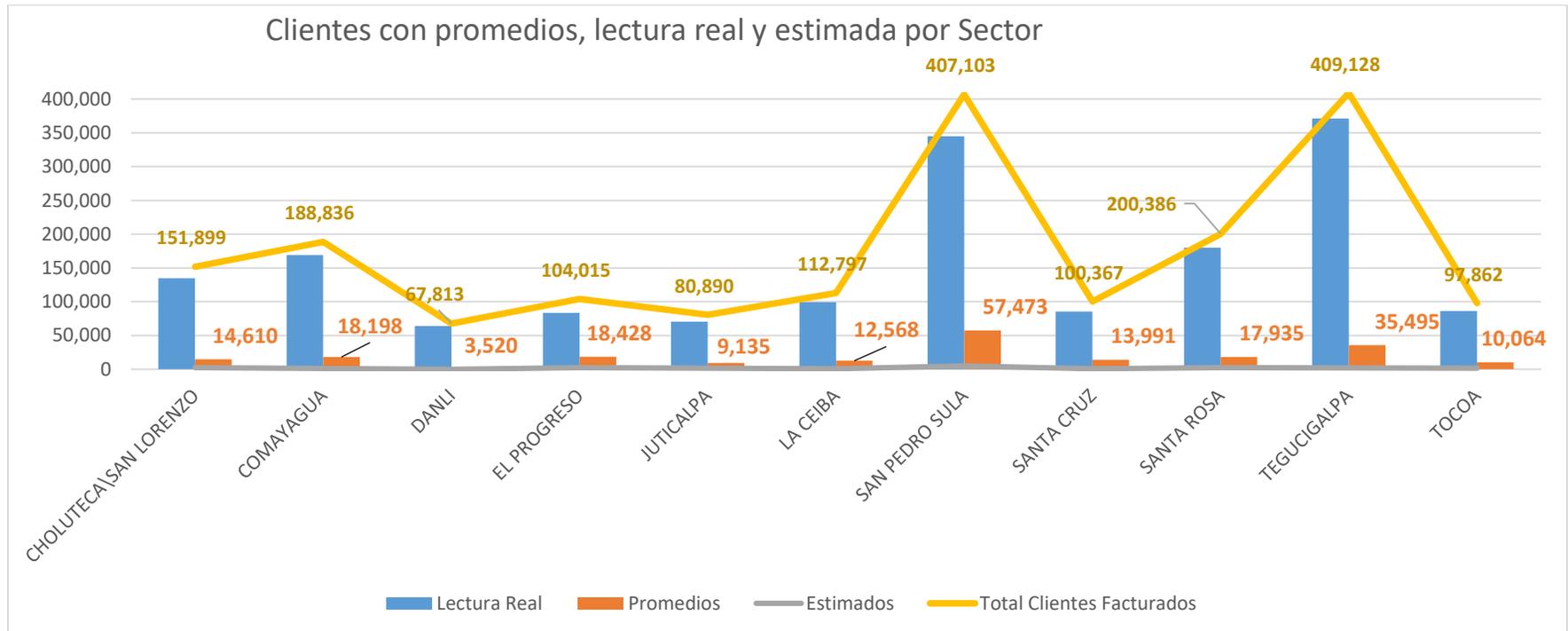


Gráfico N° 21: Clientes con Lectura Real, Promedios y Estimados por Sector EEH

La siguiente gráfica permite ver que el Sector de San Pedro Sula acumula el mayor volumen histórico de Promedios aplicados a nivel nacional. Si se compara con Tegucigalpa, con una cantidad similar de cuentas de clientes que se facturan por mes.

Los Promedios de San Pedro Sula (entre un 15% y un 20% de la facturación mensual del Sector), a nivel agregado, más que duplican los Promedios de Tegucigalpa (entre un 8% y un 10% de la facturación mensual de este Sector).

Clientes por sector con código de lectura '2' Promedios

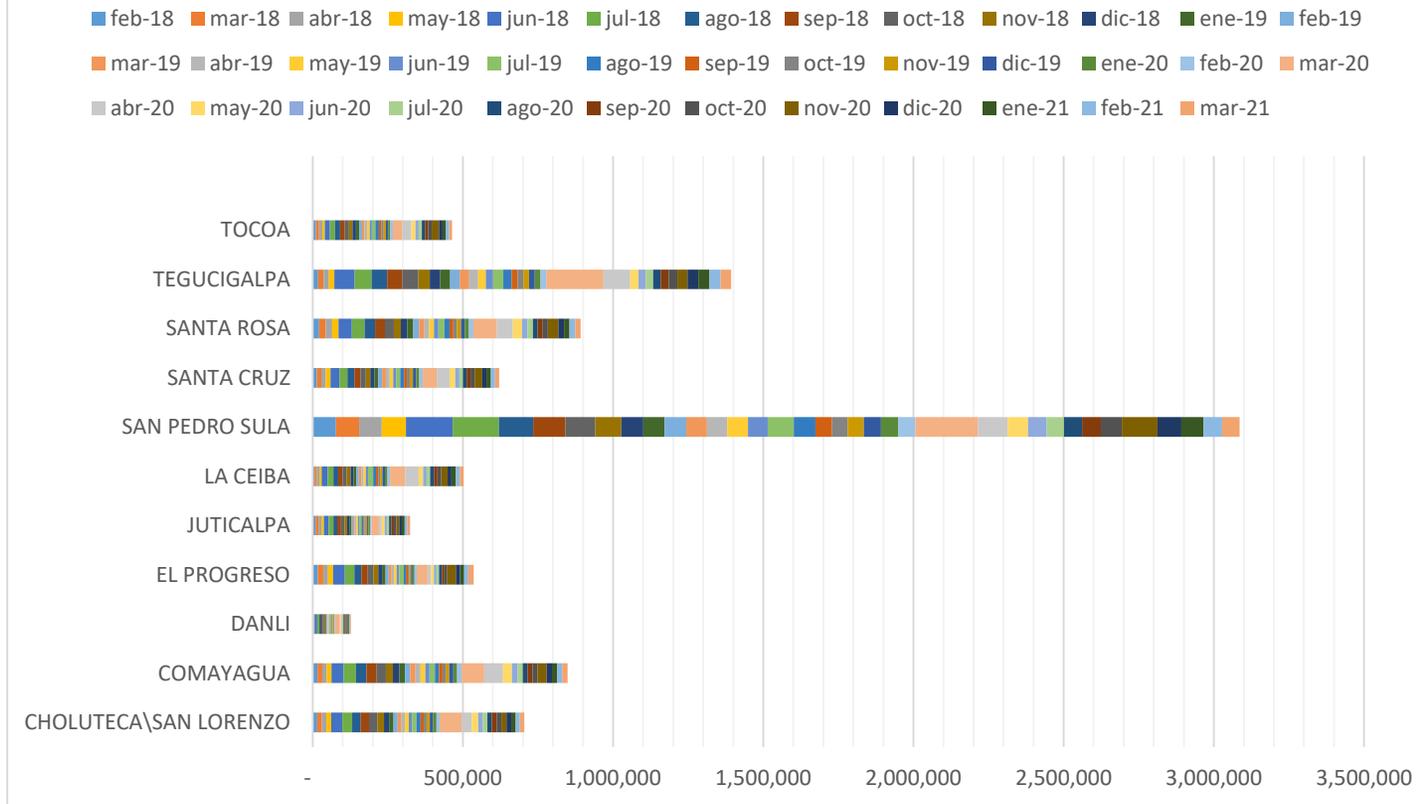


Gráfico N° 22: Histórico de Cuentas de Clientes Promediados por Sector, entre febrero'18 y marzo'21



6.3.1. Índice de Efectividad en la Facturación (EF)

Considerando que la energía facturada en Marzo₂₀₂₁ fue 531,374,656 KWh y la energía ingresada al sistema de distribución fue 768,291,521 kWh (Dato de previsión de entradas para el mes de Marzo₂₀₂₁).

EF (mes _n) = (KWh facturados mes_n) / (KWh ingresados mes_n * 0.9 (Factor de Pérdidas Empresa Eficiente)).

Índice EF (Febrero₂₀₂₁) = (531,374,656 kWh) / (768,291,521 kWh*0.9)

EF (Marzo₂₀₂₁) = 76.85 %

El índice EF mensual de Marzo₂₀₂₁ es menor que el de Febrero₂₀₂₁ (Marzo₂₀₂₁ 76.85 % y Febrero₂₀₂₁: 80.93 %).

De acuerdo con la metodología propuesta, para evitar el componente estacional y el desfase de la toma de lecturas en un período de tiempo mensual, se establece una tasa anual media del índice, con base en los últimos doce meses.

Con esto el índice resulta:

El índice EF (**TAM Marzo₂₀₂₁**) = (5,840,091,657 kWh) / (8,925,348,606 kWh*0.9)

EF (TAM Marzo₂₀₂₁) = 72.70 %

Por otra parte, el índice EF TAM de Marzo₂₀₂₁ es menor que el de Febrero₂₀₂₁ (Marzo₂₀₂₁ 72.70 % y Febrero₂₀₂₁ 72.72 %).

En la siguiente tabla y su gráfico se representa el EF – mes y el EF – TAM entre Abril₂₀₂₀ y **Marzo₂₀₂₁**.

Mes	Efectividad Facturación % EF - mes	Efectividad Facturación % EF - TAM
Abr. 20	73.26%	75.77%
May. 20	68.39%	75.23%
Jun. 20	66.12%	74.25%
Jul. 20	68.26%	73.54%
Ago. 20	68.21%	72.85%
Sep. 20	69.87%	72.19%

Mes	Efectividad Facturación % EF - mes	Efectividad Facturación % EF - TAM
Oct. 20	71.59%	71.94%
Nov. 20	83.40%	72.19%
Dic. 20	74.00%	72.10%
Ene. 21	74.23%	72.22%
Feb. 21	80.93%	72.72%
Mar. 21	76.85%	72.70%

Tabla Nº 44: Evolución del Índice EF

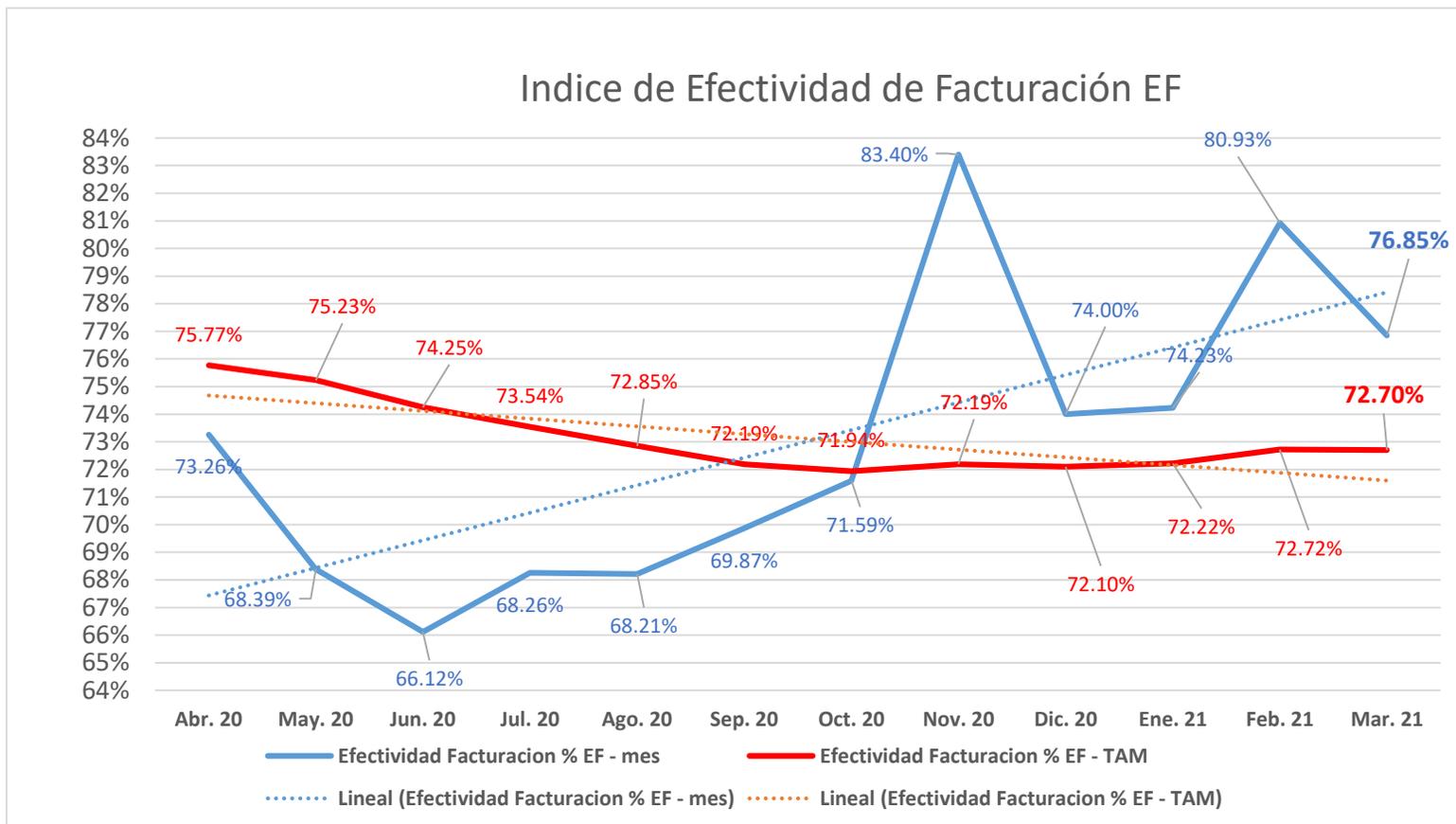


Gráfico N° 23: Comportamiento del Índice Mes e Índice TAM-mes de la Facturación (%)



Comentario 14 de MHI: El indicador de efectividad mensual de facturación (EF) ha tenido un decrecimiento en el mes de Marzo₂₀₂₁, respecto de Febrero₂₀₂₁ de 4.08 % (Marzo₂₀₂₁ 76.85 % vs. Febrero₂₀₂₁ 80.93 %)

Con relación al EF-TAM, en el mismo periodo se ha producido un decrecimiento de 0.02 % alcanzándose en Marzo₂₀₂₁ un EF-TAM de 72.70 % vs 72.72 % en Febrero₂₀₂₁.

Comentario 15 de MHI: Se debe mejorar al máximo el proceso de cierre de proyectos en coordinación con ENEE y las altas de nuevos suministros, porque es muy posible que estos procesos estén afectando el índice de Efectividad de la Facturación.

Comentario 16 de MHI: La unidad de Facturación de EEH informa que, por disposición de ENEE, cuando se promedien consumos, se debe facturar con los consumos reales de los últimos tres meses, si en esos tres meses hay un consumo real =0, se debe facturar en base a ese consumo real. Al mes siguiente, si se promedia, se va a promediar 0. Cuando ya pasan los tres meses siempre va a ser cero. Expresa EEH que esta determinación ha afectado el resultado de la facturación.

ENEE replica que no es ENEE quien ha dispuesto la aplicación de ese algoritmo, sino la CREE que lo dispuso en la Regulación. El objeto es No Promediar, sino instalar medidores.

6.3.2. Efectividad en el Recaudo – Índice ER

Al mes de Marzo₂₀₂₁ la Efectividad Mensual en el Recaudo (Recaudo/Facturación) resultó 102.13 % con un recaudo total de MMHNL 2,069.59 sobre una facturación de MMHNL 2,026.50. El promedio de recaudo de 12 meses es de MMHNL 1,895.72 lo que equivale a 93.67 % sobre una facturación promedio de 12 meses de MMHNL 2,023.79. La Efectividad en el Control de la Mora del mes resultó ser -2.13 % y en terminos acumulados 6.33 %.

2020 -2021							
Meses	Recaudo Total MMHNL	Recaudo Corriente MMHNL	Recaudo de Mora MMHNL	Facturación Mensual MMHNL	Recaudación del Mes / Facturación Mensual (%)	Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	Recaudación del Mes + Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)
Abril 20	1,736.41	1,586.07	150.33	2,476.98	64.03%	6.07%	70.10%
Mayo 20	1,937.45	1,414.45	523.01	2,052.75	68.90%	25.48%	94.38%
Junio 20	1,950.54	1,337.94	612.59	1,921.18	69.64%	31.89%	101.53%
Julio 20	1,829.75	1,418.57	411.18	1,955.24	72.55%	21.03%	93.58%
Agosto 20	1,793.92	1,428.42	365.50	2,004.15	71.27%	18.24%	89.51%
Septiembre 20	1,973.15	1,496.29	476.86	2,004.20	74.66%	23.79%	98.45%
Octubre 20	1,984.10	1,554.10	430.00	2,068.29	75.14%	20.79%	95.93%
Noviembre 20	1,737.50	1,434.51	302.99	1,955.91	73.34%	15.49%	88.83%
Diciembre 20	1,887.05	1,429.49	457.56	1,888.37	75.70%	24.23%	99.93%
Enero 21	1,976.71	1,445.78	530.94	1,836.86	78.71%	28.90%	107.61%
Febrero 21	1,872.46	1,478.83	393.62	2,095.07	70.59%	18.79%	89.37%
Marzo 21	2,069.59	1,641.78	427.81	2,026.50	81.02%	21.11%	102.13%
Promedio	1,895.72	1,472.19	423.53	2,023.79	72.74%	20.93%	93.67%

Tabla N° 45: Efectividad % en el Recaudo (ER)



El Gráfico siguiente muestra los valores mensuales de la evolución del indicador ER entre Abril₂₀₂₀ y Marzo₂₀₂₁

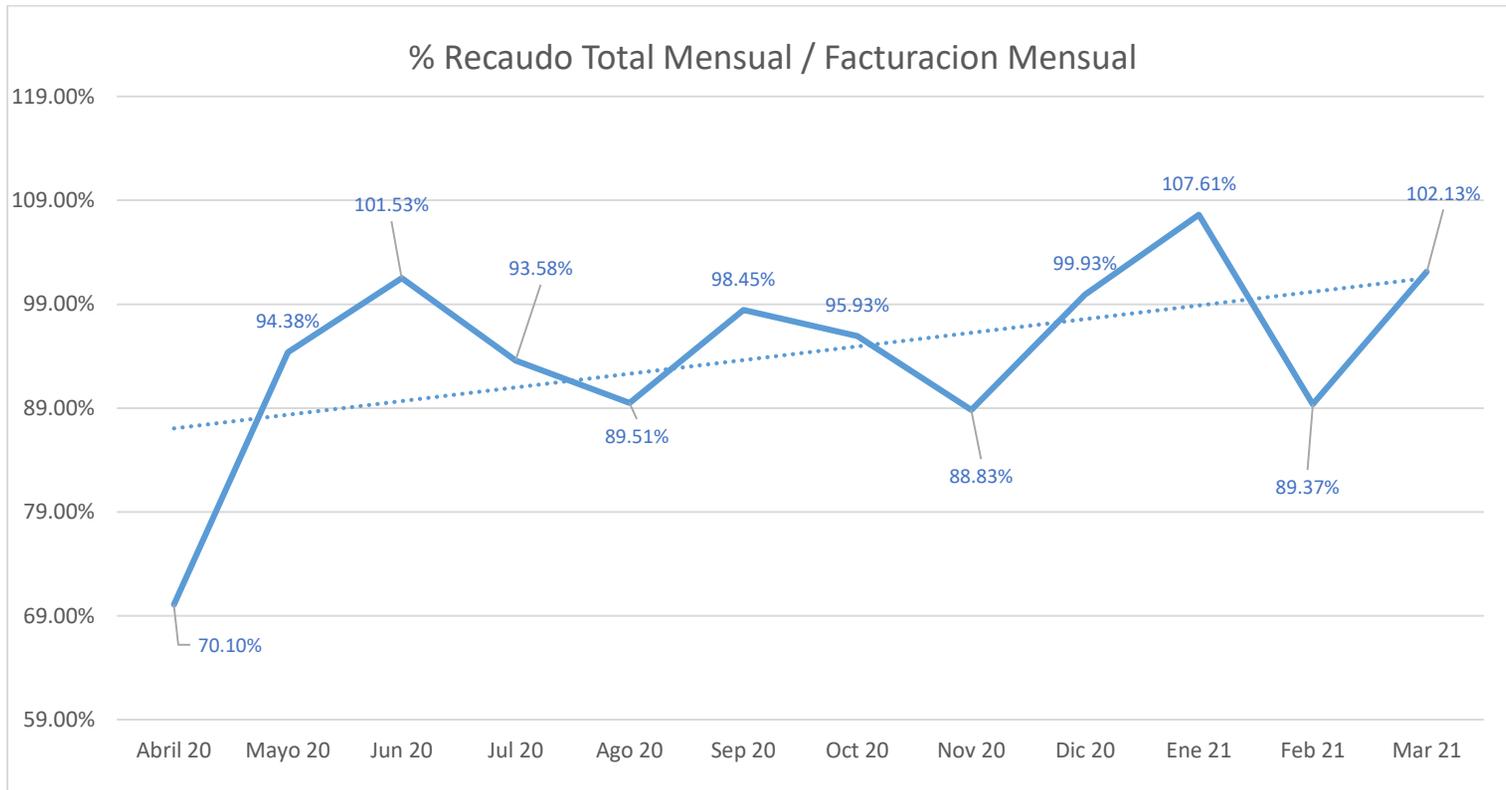


Gráfico Nº 24: Evolución Mensual del Indicador ER (Efectividad en el Recaudo)

El Gráfico siguiente muestra los valores mensuales en MMHNL de la Evolución de la Facturación y el Recaudo Mensual entre Abril₂₀₂₀ y Marzo₂₀₂₁

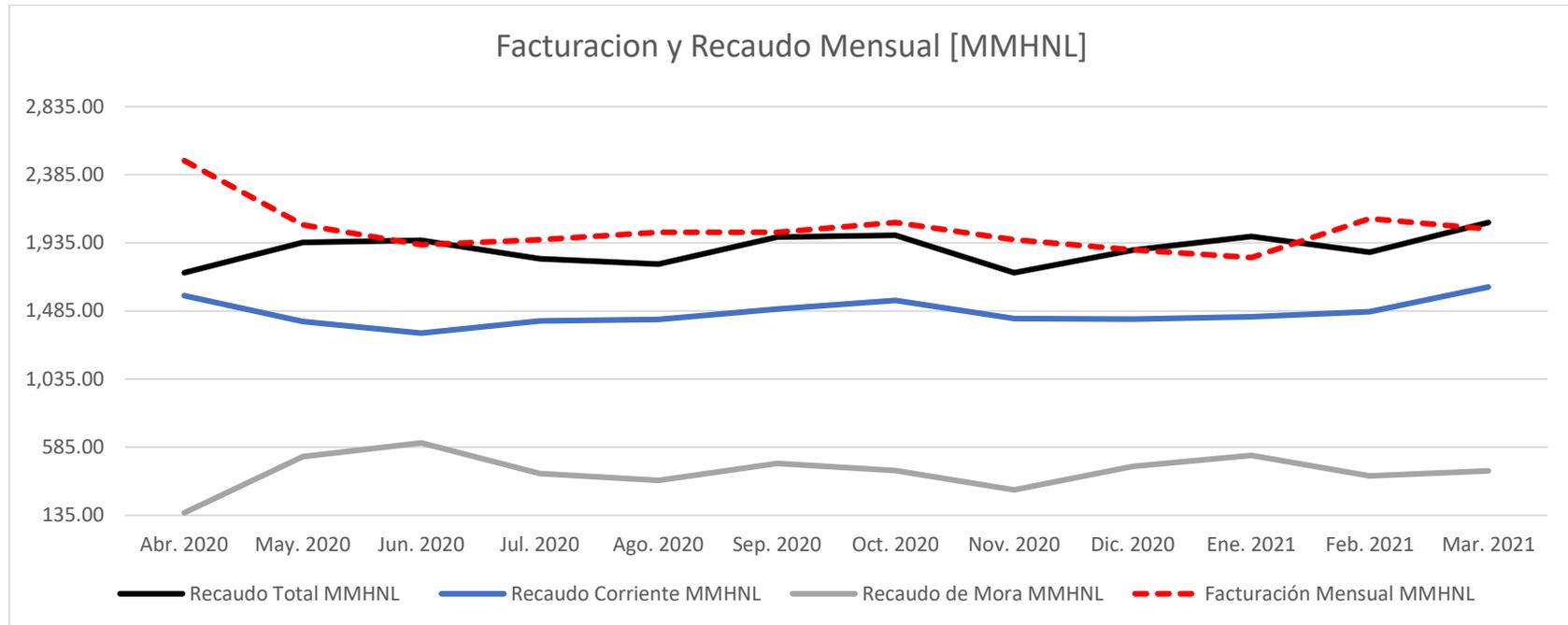


Gráfico N° 25: Facturación y Recaudo mensual [MMHNL]

Aplicando la fórmula del contrato:

$$ER = \frac{\text{Monto recaudado acumulado (HNL)}}{\text{Monto facturado acumulado (HNL)}}$$

En la siguiente tabla y sus gráficos se puede observar el comportamiento del ER durante el periodo de operación de EEH, entre Abril₂₀₂₀ y Marzo₂₀₂₁ en términos de valores acumulados – mes.

2020 - 2021							
Meses	Recaudo Total MMHNL	Recaudo Corriente MMHNL	Recaudo de Mora MMHNL	Facturación Mensual MMHNL	Recaudación del Mes / Facturación Mensual (%)	Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	Recaudación del Mes + Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)
Abr.2020	27,889.25	24,223.15	3,666.09	30,175.96	80.27%	12.15%	92.42%
May.2020	27,396.89	23,442.43	3,954.45	29,515.90	79.42%	13.40%	92.82%
Jun.2020	26,822.08	22,498.31	4,323.76	28,777.79	78.18%	15.02%	93.20%
Jul.2020	25,931.01	21,654.82	4,276.18	28,264.93	76.61%	15.13%	91.74%
Ago.2020	25,188.38	21,062.33	4,126.04	27,524.73	76.52%	14.99%	91.51%
Sep.2020	24,598.24	20,297.93	4,300.30	26,698.67	76.03%	16.11%	92.13%
Oct.2020	24,067.15	19,695.03	4,372.12	26,202.37	75.17%	16.69%	91.85%
Nov.2020	23,407.10	19,051.33	4,355.77	25,717.09	74.08%	16.94%	91.02%
Dic.2020	23,035.94	18,475.44	4,560.50	25,283.26	73.07%	18.04%	91.11%
Ene.2021	22,592.18	17,948.37	4,643.82	24,863.26	72.19%	18.68%	90.87%
Feb.2021	22,271.94	17,475.92	4,796.02	24,743.68	70.63%	19.38%	90.01%
Mar.2021	22,748.63	17,666.24	5,082.39	24,285.50	72.74%	20.93%	93.67%
Promedio	1,895.72	1,472.19	423.53	2,023.79	72.74%	20.93%	93.67%

Tabla Nº 46: Efectividad % en el Recaudo (ER) a nivel PAP y PMA

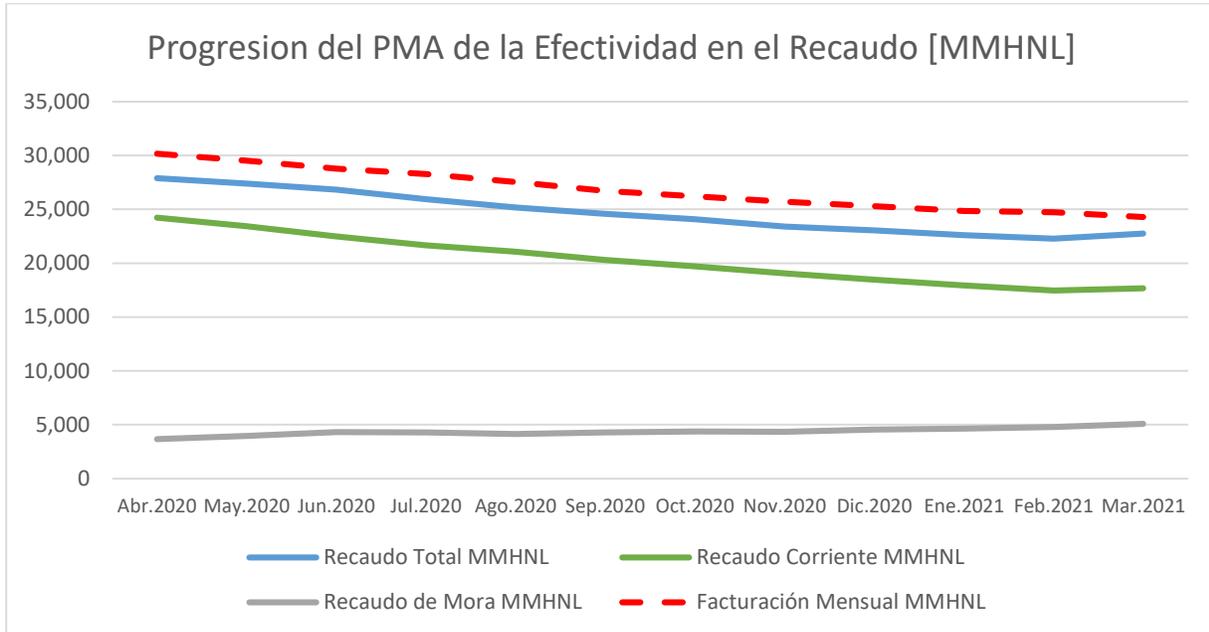


Gráfico Nº 26: Evolución Mensual del PMA de Recaudación y Facturación en MMHNL

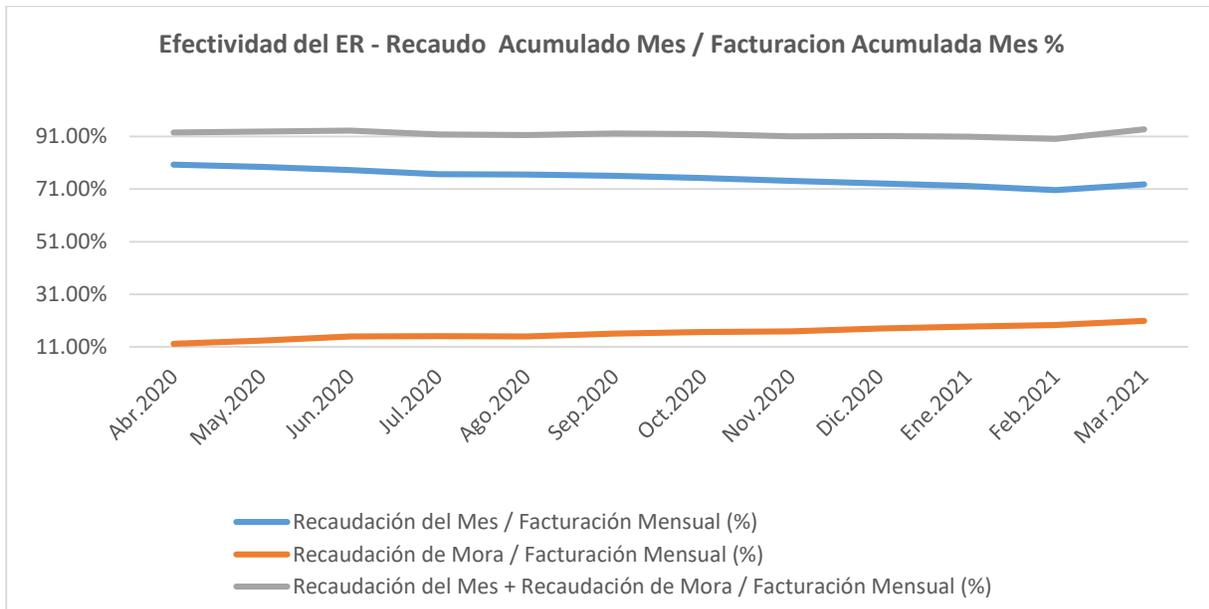


Gráfico Nº 27: Evolución Mensual del Indicador ER (Efectividad %)

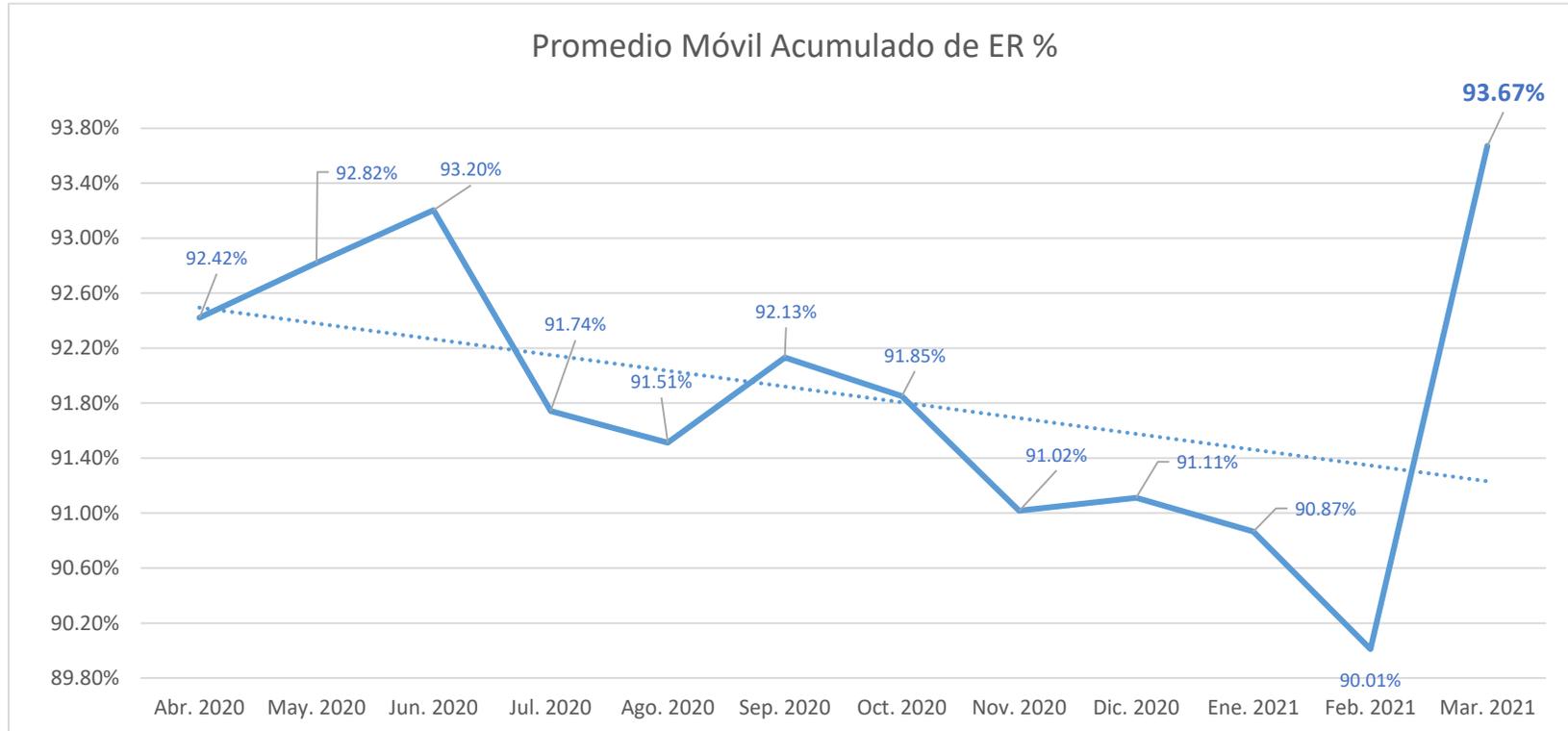


Gráfico Nº 28: Efectividad Acumulada en el Control del Recaudo %



Indicador de Efectividad en la Recaudación (% ER) por Sector de Consumo

Tomando la fórmula de cálculo del ER% utilizada en el contrato, por sector de consumo se obtuvo el indicador ER.

El mayor impacto de la Pandemia en los indicadores de gestión comercial, están referidos a la efectividad de la recaudación sobre la facturación (ER). Y los huracanes han generado efectos similares en la baja de la recaudación. A modo ilustrativo se mencionan estos indicadores por sector para marzo'21.

Los sectores de Gobierno, Servicio Comunitario, Comercial e Industrial fueron los más efectivos con un índice de recaudo superior al 100%; seguido del segmento de mercado Residencial con un 94.18%. Por otro lado, el sector Residencial que representa un 49.2% de la facturación, recaudó L. 939.7 millones.

El sector Autónomo tuvo un ER del 50.39% y el Municipal fue negativa su facturación, seguramente por ajustes.

A continuación, se muestra una tabla con la Efectividad % en el Recaudo (ER) por Sector de Consumo,

(Cifras en Millones de Lempiras) para marzo'21. A nivel empresa, el ER fue mayor que el mes anterior, con un valor de 102.13% de efectividad del recaudo sobre la facturación.

Sector Consumo	Facturación	Recaudo	% ER
Residencial	997.76	939.74	94.18%
Comercial	552.24	593.09	107.40%
Industrial	403.73	427.91	105.99%
Autónomo	64.59	32.55	50.39%
Gobierno	44.13	60.01	135.99%
Municipalidad	-37.46	14.6	-38.96%
Servicio Comunitario	1.51	1.7	112.41%
Total	L. 2,026.50	L. 2,069.59	102.13%

Tabla Nº 47: Efectividad % en el Recaudo (ER) por Sector de Consumo
(Cifras en Millones de Lempiras)

En el mes de marzo'21 la facturación fue afectada por conceptos de Ajustes, Amnistías e Irregularidades:

Descripción		Valor
	Facturación	2,368.68
(-)	Ajustes a la Facturación	165.12
(-)	Amnistía	16.26
(-)	Irregularidades	160.80
	Facturación Final	2,026.50

Tabla N° 48: Facturación Mensual afectada por Ajustes, Amnistías e Irregularidades
 (Cifras en Millones de Lempiras)

6.3.3. Efectividad en el Control de la Mora – Índice ECM

La Metodología de Cálculo definida en el Contrato del Operador, establece en el literal C, del numeral 10.1, Cláusula Séptima, lo siguiente respecto al cálculo del indicador ECM:

$$ECM = \frac{\text{Morosidad acumulada (HNL)}}{\text{Monto facturado en el mes (HNL)}}$$

Este índice mide la relación de lo no cobrado (mora) comparándolo contra lo facturado, refleja el peso de la mora con respecto a la facturación mensual. Este índice servirá para medir el progreso del Inversionista Operador en la reducción de la mora y para formar la línea base de pago del Honorario de Éxito por reducción de la mora. El Inversionista Operador calculará este índice mensualmente, bajo los mismos criterios como se calcula el índice ER y reportarlo al Fiduciario.

Los valores meta de los índices contenidos en esta Cláusula 10.1 podrán ser revisados y reajustados por el Comité Técnico de común acuerdo con el Inversionista Operador durante los primeros seis (6) meses de vigencia del presente Contrato.

Sin embargo, MHI utilizará este indicador sobre la base de valores en la gestión mensual de cuentas de clientes solamente gestionadas bajo la operación de EEH, sin mora acumulada (no incluye deuda histórica de ENEE proveniente antes del contrato al 30/11/2016), esto quiere decir que no se utilizará este indicador para el cálculo de los honorarios de éxito por control de la mora (HDE), ya que para estos efectos de honorario de éxito HDE, se utiliza un indicador ECM y metodología que se basa en la Línea Base de Mora histórica que EEH recibió de ENEE, antes del inicio de las operaciones. Este indicador mensual, por lo tanto, será utilizado solamente para medir lo no recaudado por EEH de la facturación mensual.

$$ECM = \text{Mora} / \text{Facturación} = (\text{Facturación} - \text{Recaudo}) / \text{Facturación} = 1 - \text{Recaudo} / \text{Facturación} = 1 - ER$$



Comentario 17 de MHI: Como se muestra en la formulación anterior, el Índice de Efectividad en el Control de la Mora ECM para estos efectos de gestión mensual, es el complemento del ER, es decir, un porcentaje de todo lo que no se recauda en el mes se convierte en Mora. El análisis de Mora que se hace a continuación se refiere a la Mora del periodo de operación de EEH, por lo tanto, no considera la Línea Base de Mora fijada de común Acuerdo entre ENEE y EEH al 30/11/16. Sin embargo, en cuanto a Recaudo se incluye todo ingreso por venta de electricidad de cada mes.

La tabla siguiente muestra el cálculo de la Efectividad en el Control de Mora (ECM) por mes, entre Abril₂₀₂₀ y Marzo₂₀₂₁

2020 - 2021								
Meses	Recaudo Total MMHNL	Recaudo Corriente MMHNL	Recaudo de Mora MMHNL	Facturación Mensual MMHNL	Recaudación del Mes / Facturación Mensual (%)	Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	Recaudación del Mes + Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	Efectividad en el Control de la Mora %
Abr.20	1,736.41	1,586.07	150.33	2,476.98	64.03%	6.07%	70.10%	29.90%
May.20	1,937.45	1,414.45	523.01	2,052.75	68.90%	25.48%	94.38%	5.62%
Jun.20	1,950.54	1,337.94	612.59	1,921.18	69.64%	31.89%	101.53%	-1.53%
Jul.20	1,829.75	1,418.57	411.18	1,955.24	72.55%	21.03%	93.58%	6.42%
Ago.20	1,793.92	1,428.42	365.50	2,004.15	71.27%	18.24%	89.51%	10.49%
Sep.20	1,973.15	1,496.29	476.86	2,004.20	74.66%	23.79%	98.45%	1.55%
Oct.20	1,984.10	1,554.10	430.00	2,068.29	75.14%	20.79%	95.93%	4.07%
Nov.20	1,737.50	1,434.51	302.99	1,955.91	73.34%	15.49%	88.83%	11.17%
Dic.20	1,887.05	1,429.49	457.56	1,888.37	75.70%	24.23%	99.93%	0.07%
Ene.21	1,976.71	1,445.78	530.94	1,836.86	78.71%	28.90%	107.61%	-7.61%
Feb.21	1,872.46	1,478.83	393.62	2,095.07	70.59%	18.79%	89.37%	10.63%
Mar.21	2,069.59	1,641.78	427.81	2,026.50	81.02%	21.11%	102.13%	-2.13%
Promedio	1,895.72	1,472.19	423.53	2,023.79	72.74%	20.93%	93.67%	6.33%

Tabla Nº 49: Evolución Mensual de los Indicadores ER y ECM

El valor de ECM correspondiente al mes de Marzo₂₀₂₁, en términos acumulados, resultó 6.33 % proveniente de la aplicación de la formula ECM:
 $Enero_{2021} = 1 - ER = 100 \% - 93.67 \% = 6.33 \%$.

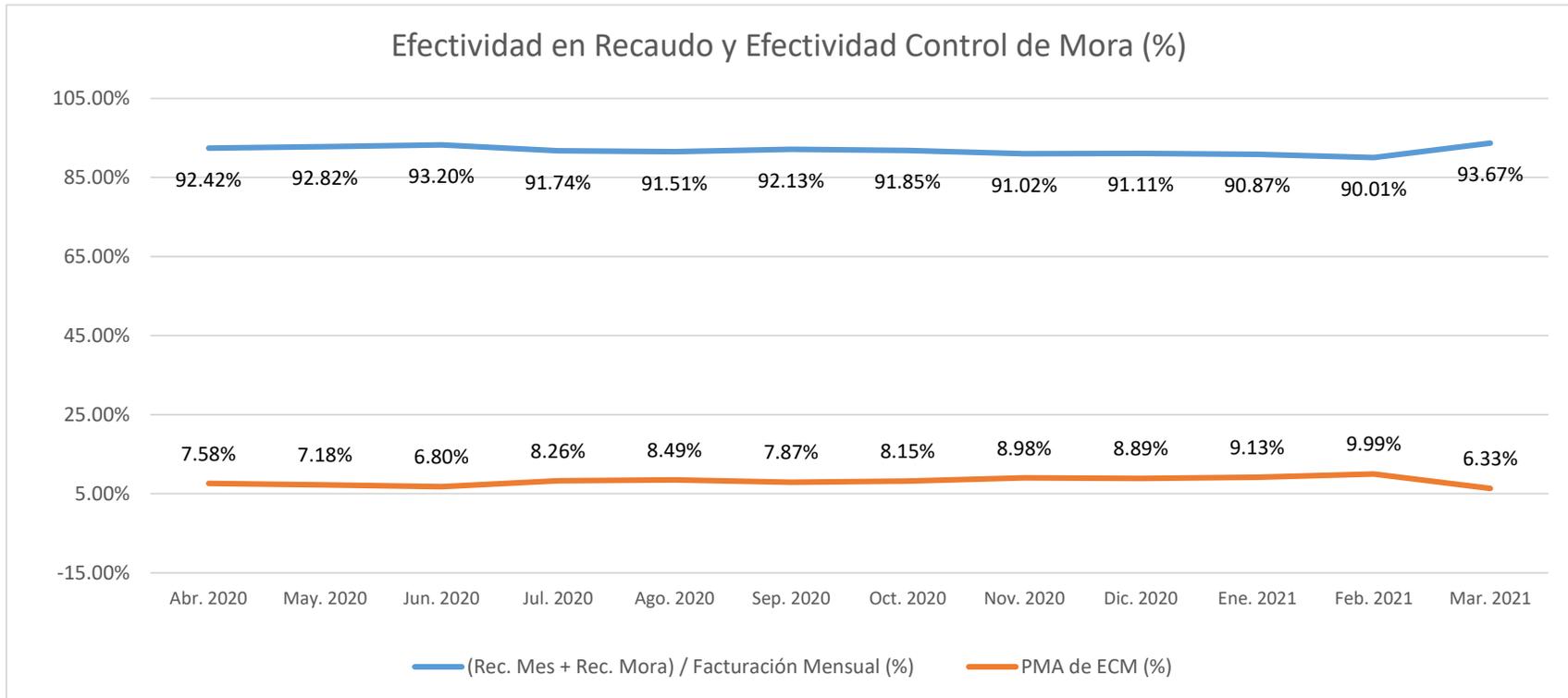


Gráfico N° 29: Efectividad en el Recaudo y Efectividad en el Control de la Mora %

La Efectividad Mensual en el Control de la Mora (ECM) de Marzo₂₀₂₁ resultó = -2.13 %.

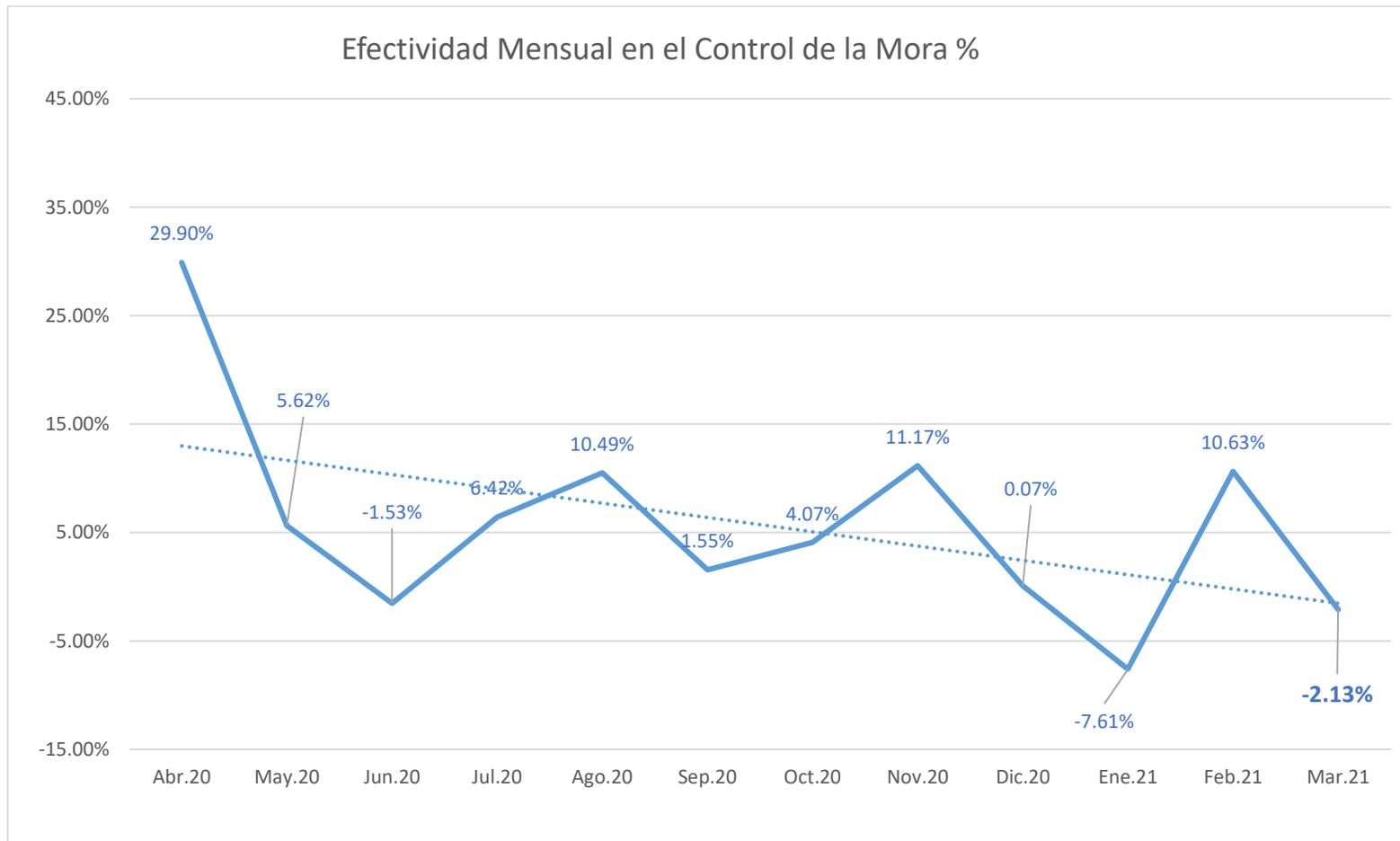


Gráfico N° 30: Efectividad Mensual en el Control de la Mora %



La siguiente tabla y su gráfico muestran el resultado de valores Promedio Móvil Anual de Recaudo, Efectividad en el Recaudo y Facturación Abril₂₀₂₀ – Marzo₂₀₂₁. Esta tabla también muestra la Efectividad en el Control de la Mora, en términos acumulados.

2020 - 2021								
Meses	Recaudo Total MMHNL	Recaudo Corriente MMHNL	Recaudo de Mora MMHNL	Facturación Mensual MMHNL	Recaudación del Mes / Facturación Mensual (%)	Recaudación de Mora / Facturación Mensual (%)	(Rec. Mes + Rec. Mora) / Facturación Mensual (%)	PMA de ECM (%)
Abr. 2020	27,889.25	24,223.15	3,666.09	30,175.96	80.27%	12.15%	92.42%	7.58%
May. 2020	27,396.89	23,442.43	3,954.45	29,515.90	79.42%	13.40%	92.82%	7.18%
Jun. 2020	26,822.08	22,498.31	4,323.76	28,777.79	78.18%	15.02%	93.20%	6.80%
Jul. 2020	25,931.01	21,654.82	4,276.18	28,264.93	76.61%	15.13%	91.74%	8.26%
Ago. 2020	25,188.38	21,062.33	4,126.04	27,524.73	76.52%	14.99%	91.51%	8.49%
Sep. 2020	24,598.24	20,297.93	4,300.30	26,698.67	76.03%	16.11%	92.13%	7.87%
Oct. 2020	24,067.15	19,695.03	4,372.12	26,202.37	75.17%	16.69%	91.85%	8.15%
Nov. 2020	23,407.10	19,051.33	4,355.77	25,717.09	74.08%	16.94%	91.02%	8.98%
Dic. 2020	23,035.94	18,475.44	4,560.50	25,283.26	73.07%	18.04%	91.11%	8.89%
Ene. 2021	22,592.18	17,948.37	4,643.82	24,863.26	72.19%	18.68%	90.87%	9.13%
Feb. 2021	22,271.94	17,475.92	4,796.02	24,743.68	70.63%	19.38%	90.01%	9.99%
Mar. 2021	22,748.63	17,666.24	5,082.39	24,285.50	72.74%	20.93%	93.67%	6.33%
PMA - Mar. 2022	1,895.72	1,472.19	423.53	2,023.79	72.74%	20.93%	93.67%	6.33%

Tabla N° 50: Efectividad Acumulada del ER y ECM en MMHNL y %

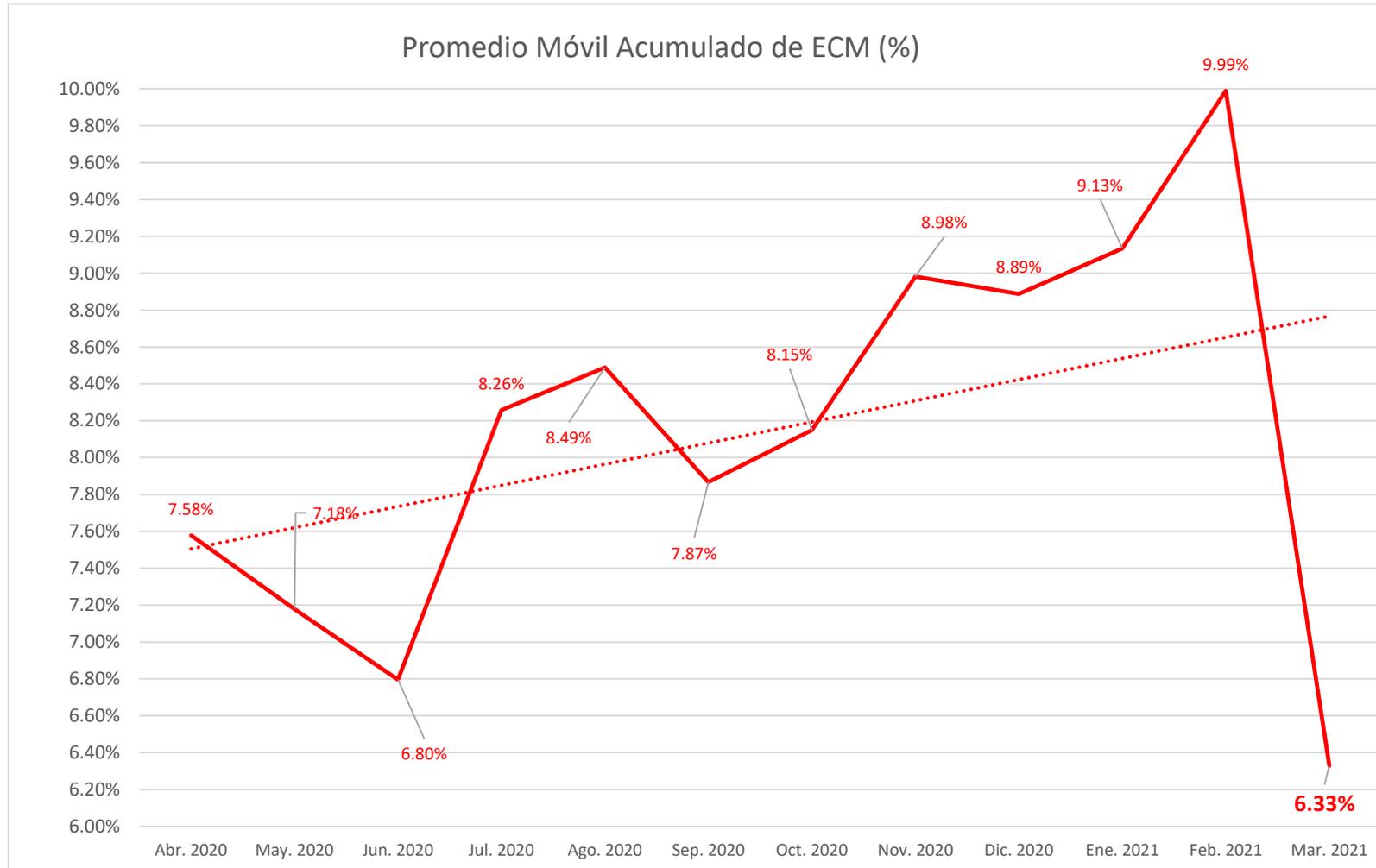


Gráfico N° 31: Efectividad Acumulada en el Control de la Mora %

6.3.4. Evolución de la Morosidad

Resumen de la cartera al 31 de marzo de 2021

La composición de la cartera está dada de la siguiente forma:

Cartera por Bandas en MMHNL	Mar-20	Abr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Ago-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dic-20	Ene-21	Feb-21	Mar-21
Banda de 30 días	198	274	143	99	123	107	99	107	122	94	85	135	228
Banda de 60 días	185	628	420	176	139	158	163	153	182	184	141	144	132
Banda de 90 días	103	185	635	300	132	95	123	111	117	133	125	113	97
Banda de 120 días	9,466	9,850	10,042	10,598	10,894	11,072	11,095	11,198	11,369	11,565	11,618	11,826	11,932
Total Mora	9,952	10,937	11,240	11,173	11,288	11,432	11,480	11,569	11,790	11,976	11,969	12,219	12,389

Tabla N° 51: Cartera por bandas en MMHNL

La tabla anterior permite observar el efecto de la Pandemia **COVID-19** desde marzo'20 a octubre'20 y los efectos del **COVID-19** y los **Huracanes ETA y IOTA** en la morosidad conjunta de noviembre'20.

Para marzo'21, hay un aumento importante en la banda de 30 días, un 69% en relación al mes anterior de febrero'21, y a nivel total un aumento en la morosidad de L. 170 millones entre febrero'21 y marzo'21.

Entre febrero de 2020 (9,452 MML., sin Pandemia) y marzo de 2021, el aumento global absoluto de morosidad ha sido de 2,937 millones de Lempiras nominales (31.07% en base a febrero'20).

La siguiente tabla evidencia que el sector residencial ha sido el de mayor impacto, en valor absoluto, nominal y también en valor porcentual, en el aumento de la morosidad en el periodo indicado, desde el final de febrero'20 hasta el final de marzo'21, con 1,933 millones de Lempiras en incremento (48.94% en base a febrero'20). El aumento nominal de morosidad del sector comercial ha sido L. 568 millones (24.38%), el sector industrial con L. 95 millones (55.15%), y el sector Gobierno con L. 341 millones (11.73%).

Mora en MMHNL	Feb-20	Mar-20	Abr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Ago-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dic-20	Ene-21	Feb-21	Mar-21
Residencial	3,950	4,203	4,666	4,929	4,972	5,042	5,161	5,263	5,319	5,443	5,579	5,590	5,741	5,883
Comercial	2,330	2,418	2,686	2,768	2,747	2,766	2,748	2,727	2,742	2,789	2,835	2,837	2,889	2,898
Industrial	266	292	417	433	341	332	307	310	319	330	333	313	315	361
Gobierno	2,906	3,040	3,168	3,110	3,113	3,147	3,216	3,180	3,189	3,228	3,230	3,229	3,274	3,247
Total Mora	9,452	9,952	10,937	11,240	11,173	11,288	11,432	11,480	11,569	11,790	11,977	11,969	12,219	12,389

Tabla N° 52: Mora por Sector de Clientes en MMHNL

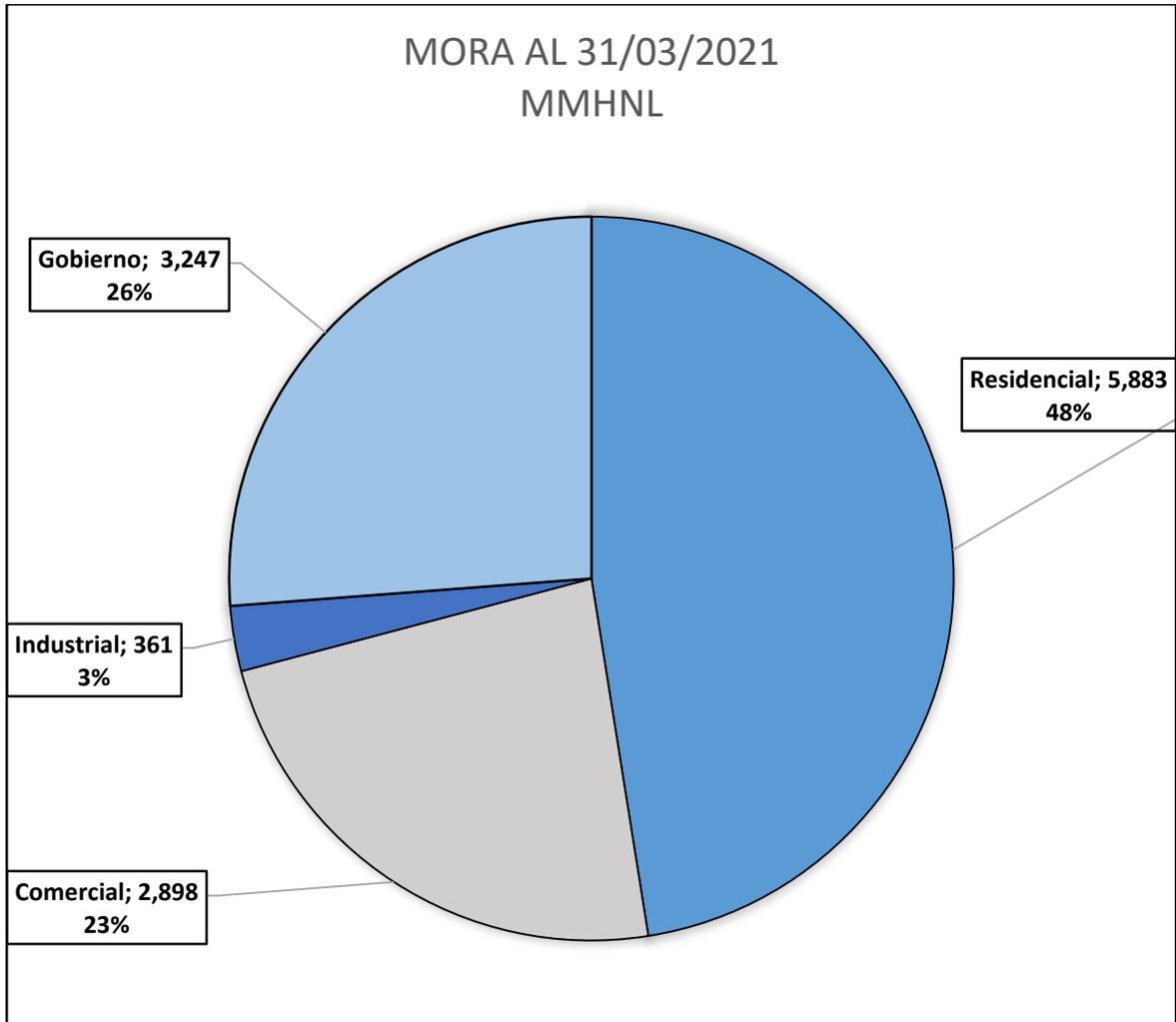


Gráfico N° 32: Saldo de la Mora al 31 de marzo de 2021 por Sector de Clientes

De la gráfica anterior, la deuda del segmento de mercado de Gobierno tiene una participación del 26 % sobre el total de la mora, y asciende a la suma de L. 3,247 MMlls. Esta mora está concentrada en pocos suministros (13,979 cuentas de clientes, con el 2 % de las cuentas en mora).

El detalle de los clientes por sector de consumo y la deuda por banda morosa se presenta a continuación [Cifras de Saldos en millones de Lempiras].

Cartera en Mora al 31 de marzo de 2021 [MMHNL]

Sector Consumo	30 días		60 días		90 días		120 días		Totales		% Clientes	% Mora
	Clientes	Saldos	Clientes	Saldos	Clientes	Saldos	Clientes	Saldos	Clientes	Saldos	%	%
Residencial	134,994	154.0	49,373	82.0	24,481	52	416,754	5,594	625,602	5,882	88.91%	47.47%
Comercial	6,854	44.0	2,915	27.0	1,648	16	51,530	2,812	62,947	2,899	8.95%	23.40%
Industrial	46	10.0	19	5.0	6	5	1,049	341	1,120	361	0.16%	2.91%
Gobierno	1,142	20.0	582	18.0	517	25	11,738	3,185	13,979	3,248	1.99%	26.21%
TOTAL	143,036	228.0	52,889	132.0	26,652	98	481,071	11,932	703,648	12,390	100%	100%
Participación	20.33%	1.84%	7.52%	1.07%	3.79%	0.79%	68.37%	96.30%	100.00%	100.00%		

Tabla N° 53: Cartera en Mora, Saldos en millones de Lempiras

Para marzo'21, del total de los clientes en mora, el 89 % pertenece al sector residencial, con una participación en los montos adeudados del 48 %.

Los sectores comercial, industrial y Gobierno, con el 11 % de los clientes en mora, contribuyen al 52 % de los valores en mora.

Del total de las 481,071 cuentas de clientes ubicadas en la banda morosa de 120 días, el 26.7 % corresponde a morosidad de Gobierno (3,185 millones de Lempiras), en el 2.44% de los clientes en esa banda (11,738 cuentas de clientes de Gobierno).

Las siguientes gráficas muestran la evolución de la cartera morosa.

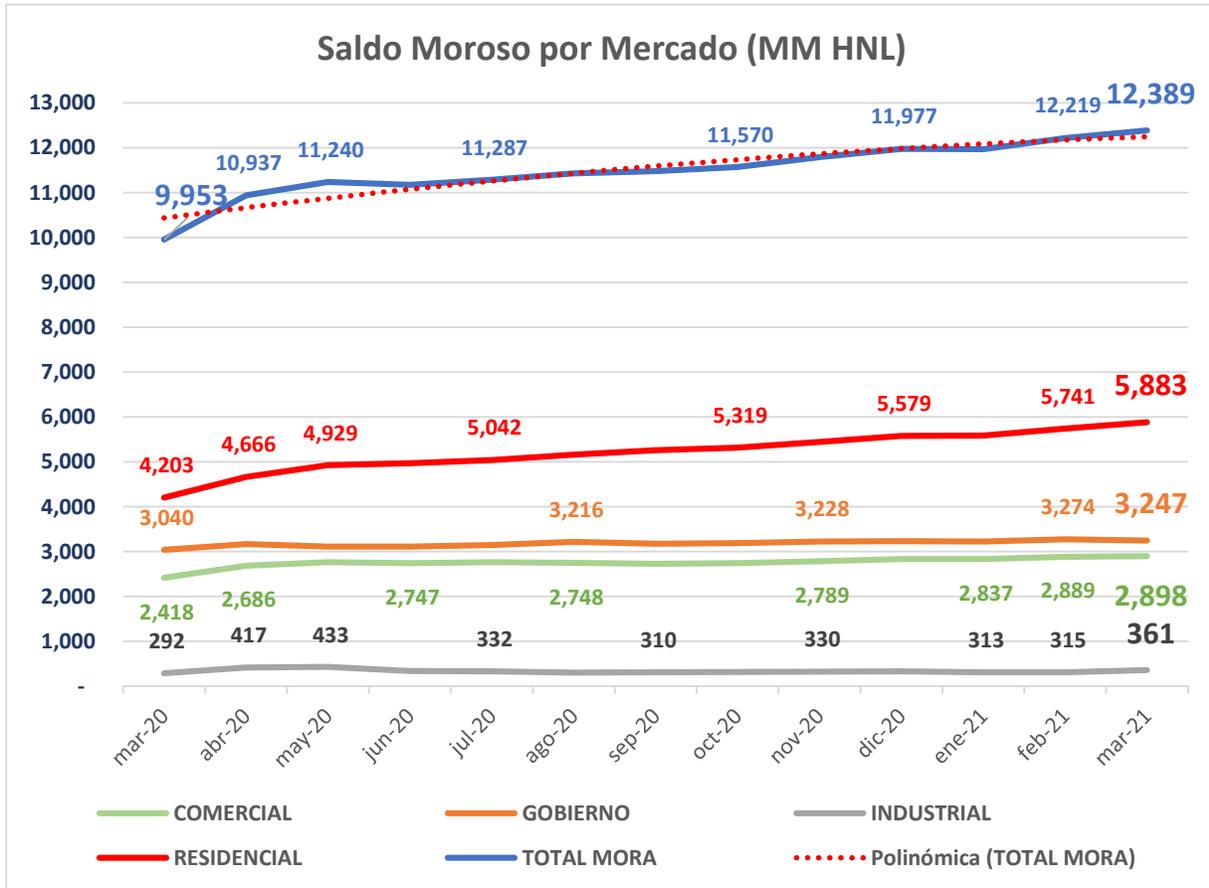


Gráfico N° 33: Evolución de la Cartera Morosa por Mercado (SalDOS, millones de Lempiras)

En 12 meses, todos los sectores de clientes (mercados) han aumentado la morosidad global nominal. Los efectos COVID-19 y huracanes han intensificado la morosidad de los clientes. El gráfico siguiente refleja claramente los cambios en las bandas de morosidad producto del efecto COVID-19 desde marzo 2020 en adelante.

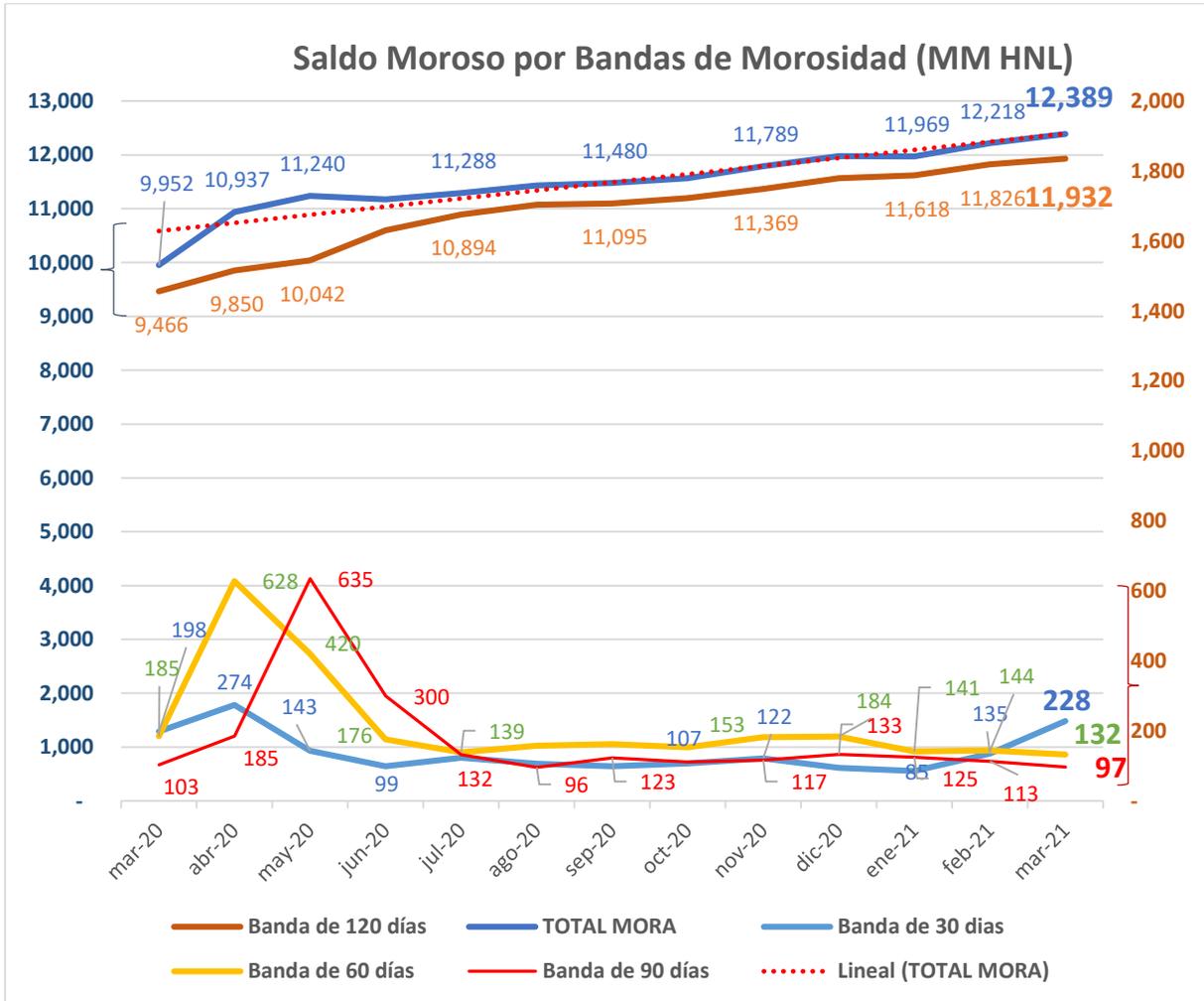


Gráfico Nº 34: Evolución de la Cartera Morosa por Banda de Morosidad (Saldos, millones de Lempiras)

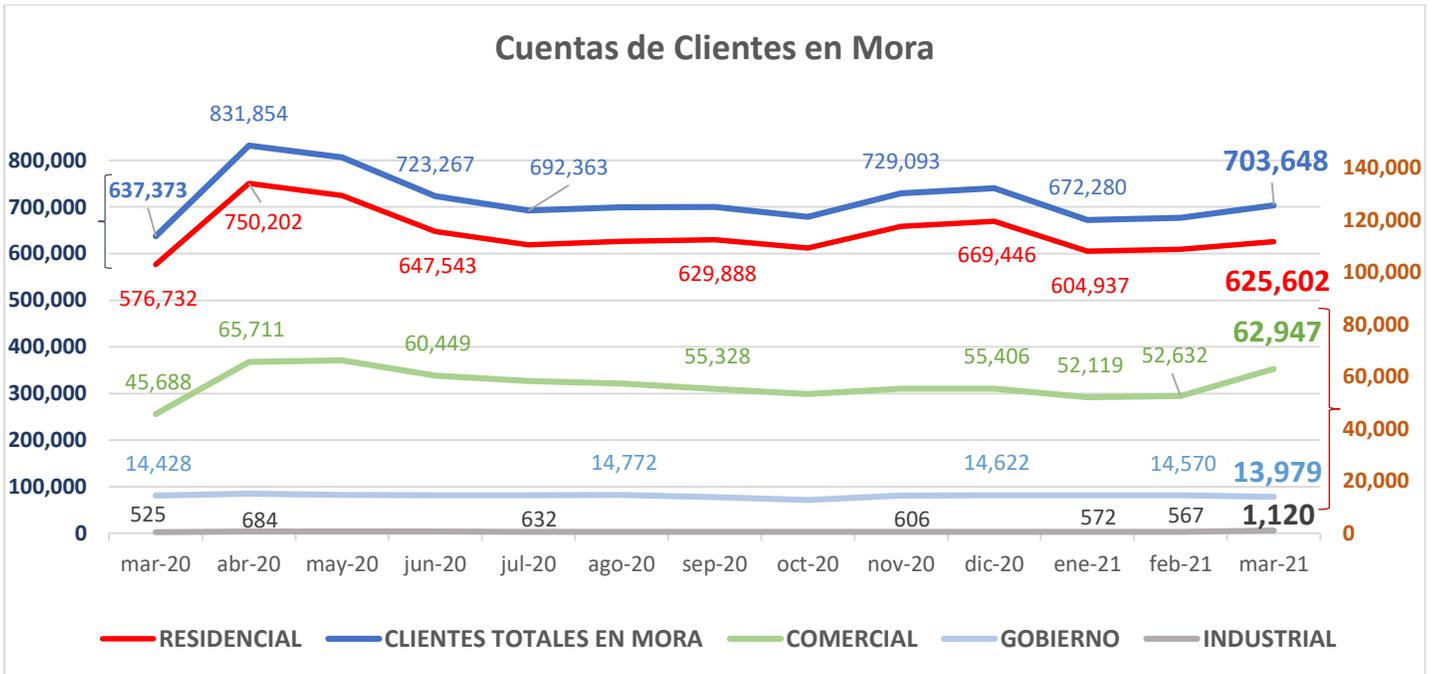


Gráfico N° 35: Evolución de la Cartera Morosa (# Cuentas de Clientes)

En los últimos 12 meses, todos los sectores han aumentado la cantidad de cuentas morosas. El efecto COVID-19 claramente se ve reflejado en los mercados de clientes, la cantidad de morosos aumentando fuertemente desde marzo en adelante, principalmente en sectores residencial y comercial. En noviembre'20 el efecto huracanes se ve reflejado fuertemente en sector residencial y diciembre'20 continuó la tendencia, con enero'21 una leve disminución de cuentas morosas. Sin embargo, marzo'21 la tendencia fue un aumento de cuentas morosas, en particular el mercado Comercial y Residencial.

Comentario 18 de MHI: Es necesario que EEH prepare informes de gestión que permitan identificar claramente la deuda morosa contractual e histórica, separando la morosidad mensual, aún presente de cuentas anteriores a las operaciones de EEH, de aquella nueva deuda acumulada mensual de operaciones de cada año. Esto permite focalizar los esfuerzos y estrategias de recuperación de mora; no solo se trata de estimar el recaudo corriente, y el recaudo de la mora de corto plazo de cada mes, sino realizar un análisis de morosidad, prácticamente por grupos de claves de clientes diferenciados.

Comentario 19 de MHI: A medida que se va recuperando la morosidad de las cuentas heredadas de ENEE, va creciendo la morosidad de las nuevas cuentas gestionadas por EEH desde el inicio de sus operaciones. Como siempre existirán cuentas morosas en la gestión de una empresa de este tipo, el efecto del crecimiento de la morosidad es necesario mitigarlo, y la industria de servicios públicos desarrolla procesos de provisión de cuentas incobrables cada año, hasta su castigo (depuración de estas cuentas incobrables cada dos años, aproximadamente), y/o pasarlas a pérdidas si fuese necesario.

Cartera por Bandas en MMHNL	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Banda de 30 días	274	143	99	123	107	99	107	122	94	85	135	228
Banda de 60 días	628	420	176	139	158	162	153	182	184	141	144	132
Banda de 90 días	185	635	300	132	96	123	111	117	133	125	113	97
Banda de 120 días	9,850	10,042	10,598	10,894	11,072	11,095	11,198	11,369	11,565	11,618	11,826	11,932
Total Mora	10,937	11,240	11,173	11,288	11,433	11,480	11,569	11,790	11,976	11,969	12,218	12,389
Mora en MMHNL	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Residencial	4,666	4,929	4,972	5,043	5,161	5,263	5,319	5,443	5,579	5,590	5,741	5,883
Comercial	2,686	2,768	2,747	2,766	2,748	2,727	2,742	2,789	2,835	2,837	2,889	2,898
Industrial	417	433	341	332	307	310	319	330	332	313	315	361
Gobierno	3,168	3,110	3,113	3,147	3,217	3,180	3,189	3,228	3,230	3,229	3,274	3,247
Total Mora	10,937	11,240	11,173	11,288	11,433	11,480	11,569	11,790	11,976	11,969	12,219	12,389
Mora en % de MMHNL	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Residencial	43%	44%	45%	45%	45%	45.84%	45.98%	46.17%	46.58%	46.70%	46.98%	47.49%
Comercial	25%	25%	25%	25%	24%	23.75%	23.70%	23.66%	23.67%	23.70%	23.64%	23.39%
Industrial	4%	4%	3%	3%	3%	2.70%	2.76%	2.80%	2.77%	2.62%	2.58%	2.91%
Gobierno	29%	28%	28%	28%	28%	27.70%	27.57%	27.38%	26.97%	26.98%	26.79%	26.21%
Total	100%											
Mora en % de Clientes	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Residencial	90%	90%	90%	89%	90%	90.03%	90.16%	90.34%	90.46%	89.98%	89.99%	88.91%
Comercial	8%	8%	8%	8%	8%	7.91%	7.87%	7.60%	7.49%	7.75%	7.78%	8.95%
Industrial	0%	0%	0%	0%	0%	0.09%	0.09%	0.08%	0.08%	0.09%	0.08%	0.16%
Gobierno	2%	2%	2%	2%	2%	1.98%	1.89%	1.98%	1.98%	2.18%	2.15%	1.99%
Total	100%											

Tabla N° 54: Cartera por bandas y por Mes - Mora en MMHNL y en % por mes – y Cantidad porcentual de Clientes Morosos

Cantidad de Clientes en Mora	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Residencial	750,202.00	724,565.00	647,543.00	618,813.00	626,572.00	629,888.00	611,669.00	658,634.00	669,446.00	604,937.00	608,987.00	625,602.00
Comercial	65,711.00	66,318.00	60,449.00	58,300.00	57,370.00	55,328.00	53,365.00	55,393.00	55,406.00	52,119.00	52,632.00	62,947.00
Industrial	684.00	675.00	661.00	632.00	616.00	608.00	588.00	606.00	594.00	572.00	567.00	1,120.00
Gobierno	15,257.00	14,771.00	14,614.00	14,618.00	14,772.00	13,825.00	12,829.00	14,460.00	14,622.00	14,652.00	14,570.00	13,979.00
Clientes Totales en Mora	831,854.00	806,329.00	723,267.00	692,363.00	699,330.00	699,649.00	678,451.00	729,093.00	740,068.00	672,280.00	676,756.00	703,648.00

Tabla Nº 55: Cartera de Clientes en Mora por tipo y por mes

6.3.5. Efectividad del Corte y Reposición de Servicios

Comentario 20 de MHI: *A consecuencia del COVID-19 y el consecuente Decreto PCM-2020-021, desde abril de 2020 no se han efectuado Cortes de Suministro por deuda en terreno, razón por la cual, repetiremos el escenario ocurrido hasta el mes de marzo de 2020, salvo los cortes Telegestionados que se informan hasta Abril₂₀₂₀.*

EEH informa que, como una estrategia en la contención de la mora, se aumenta la generación de cortes en el segmento de clientes de mora alta, lo que disminuye la efectividad del plan en términos porcentuales. En la medida en que el corte se realiza a clientes en mayores bandas morosas, la efectividad del corte disminuye. Sin embargo, en la gestión, el potencial de mayor efectividad en el resultado de cortes se encuentra en los clientes de mora 30 días.

Por lo anterior, para escoger los suministros a suspender, día a día se consultan en el Sistema Comercial aquellos clientes que tienen deuda; esta consulta arroja los clientes que son Candidatos Potenciales a Suspensión, o también llamado Universo de Corte; que no es más que todos los clientes que cumplen con el rango de deuda que los hace acreedores a suspensión del servicio.

Como la capacidad operativa es limitada, sólo se realizan alrededor de 25.000 cortes al mes; para ello, se hace una selección, priorizándolos bajo los criterios de monto adeudado, ubicación geográfica, concentración, etc., para finalmente seleccionar de ese gran universo, cuáles serán suspendidos.

En cifras, este resumen para el mes de Marzo₂₀₂₀ significa que para clientes Candidatos Potenciales a Suspensión de Suministro por Deuda, resultaron 86,698. Por capacidad operativa se suspendieron 10,376 clientes.

Es importante tener en cuenta que la efectividad de este plan es mayor en la mora 30 días. En la medida que la mora crece, los resultados son menores, por lo tanto, la actividad se concentra donde mejor resultados se logra. Este es un plan costoso que debe optimizarse en la medida de lo posible; sin embargo, se concentran las suspensiones en los clientes de morosidad más alta, de manera muy organizada.

Adicionalmente, independiente del costo, no siempre se puede suspender el suministro en todos los sectores seleccionados., en efecto, hay comunidades muy agresivas que no permiten ni siquiera el ingreso de la operativa en sus colonias. En estos casos, el corte suele causar bastantes choques con la comunidad. Para gestionar la cobranza a estos usuarios, EEH tiene otras alternativas de cobro, encaminadas a que, de una u otra forma, se gestione el cobro al cliente en el mes, tales como, Tele-cobranza, Mensajito, Aviso de Cobro y, por último, Cobranza Prejudicial y Judicial.

Por lo anterior, el concepto Cortes Programados, MHI lo ha reemplazado por **Clientes Candidatos a Suspensión**, que comprende: (Clientes Candidatos a Suspensión con Mora 30 días + Clientes

Suspendidos con Mora Superior a 30 días). Los **Cortes Ejecutados**, corresponden a: (Clientes Suspendidos con Mora 30 días + Clientes Suspendidos con Mora Superior a 30 días), es decir, se asume que todos los clientes seleccionados con deudas superior a 30 días, fueron suspendidos.

En la siguiente tabla se muestra el Factor de Efectividad del Corte; se trata de la relación entre la cantidad de Clientes Candidatos a Suspensión de Suministro por Deuda y los Cortes Ejecutados, que a Marzo₂₀₂₀ en términos Mensuales alcanzó 12.00 % y acumulados 16.2 %.

Mes	Clientes Candidatos a Suspensión	Cortes Ejecutados	Efectividad del Corte	PMA %
Abr. 20	0	0	#DIV/0!	16.4%
May. 20	0	0	#DIV/0!	16.4%
Jun. 20	0	0	#DIV/0!	16.4%
Jul. 20	0	0	#DIV/0!	15.3%
Ago. 20	0	0	#DIV/0!	15.2%
Sep. 20	0	0	#DIV/0!	14.1%
Oct. 20	0	0	#DIV/0!	14.1%
Nov. 20	0	0	#DIV/0!	12.6%
Dic. 20	0	0	#DIV/0!	14.3%
Ene. 21	0	0	#DIV/0!	12.9%
Feb. 21	0	0	#DIV/0!	12.0%
Mar. 21	0	0	#DIV/0!	#DIV/0!

Tabla N° 56: Efectividad de Cortes de Suministro – Cortes programados por EEH vs. Cortes Ejecutados

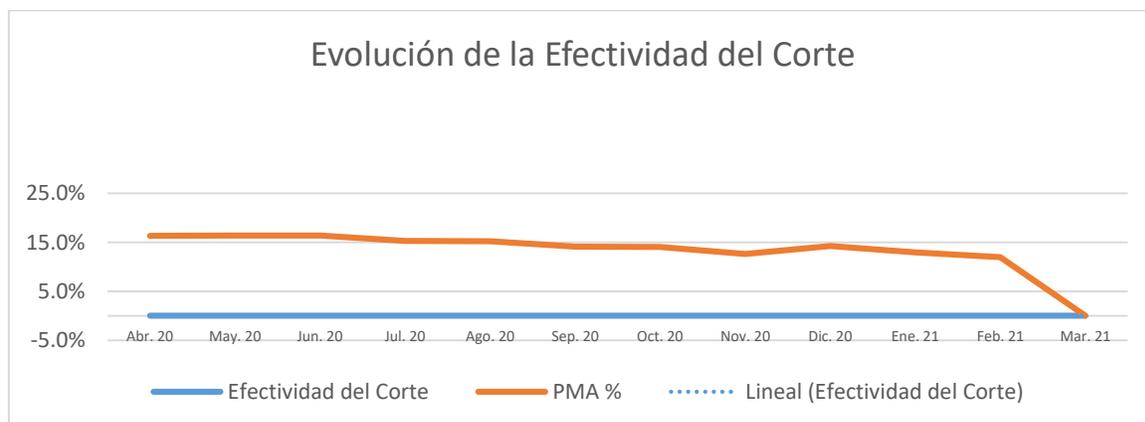


Gráfico N° 36: Evolución de la efectividad del Corte

En el cuadro siguiente se muestra el nivel promedio anual en el Índice de Efectividad de la Reposiciones de Suministro en Marzo₂₀₂₀. Cabe destacar que la normativa de empalmes (Conexiones a la red deficiente) facilita la auto reposición del suministro por los propios clientes.

Mes	Cortes Efectuados	Reconexiones Efectuadas	Efectividad en Reposiciones	PMA %
Abr. 20	0	0	#DIV/0!	91.7%
May. 20	0	0	#DIV/0!	92.1%
Jun. 20	0	0	#DIV/0!	92.3%
Jul. 20	0	0	#DIV/0!	92.2%
Ago. 20	0	0	#DIV/0!	92.1%
Sep. 20	0	0	#DIV/0!	92.5%
Oct. 20	0	0	#DIV/0!	92.5%
Nov. 20	0	0	#DIV/0!	93.7%
Dic. 20	0	0	#DIV/0!	92.6%
Ene. 21	0	0	#DIV/0!	96.8%
Feb. 21	0	0	#DIV/0!	103.3%
Mar. 21	0	0	#DIV/0!	#DIV/0!

Tabla N° 57: Efectividad de Cortes de Suministro- Cortes Efectuados vs. Reconexiones

En el gráfico siguiente se puede observar que de cada 100 cortes declarados como efectuados, a nivel Promedio Móvil Anual, las reposiciones efectuadas en Marzo₂₀₂₀ resultaron 91.9 %.

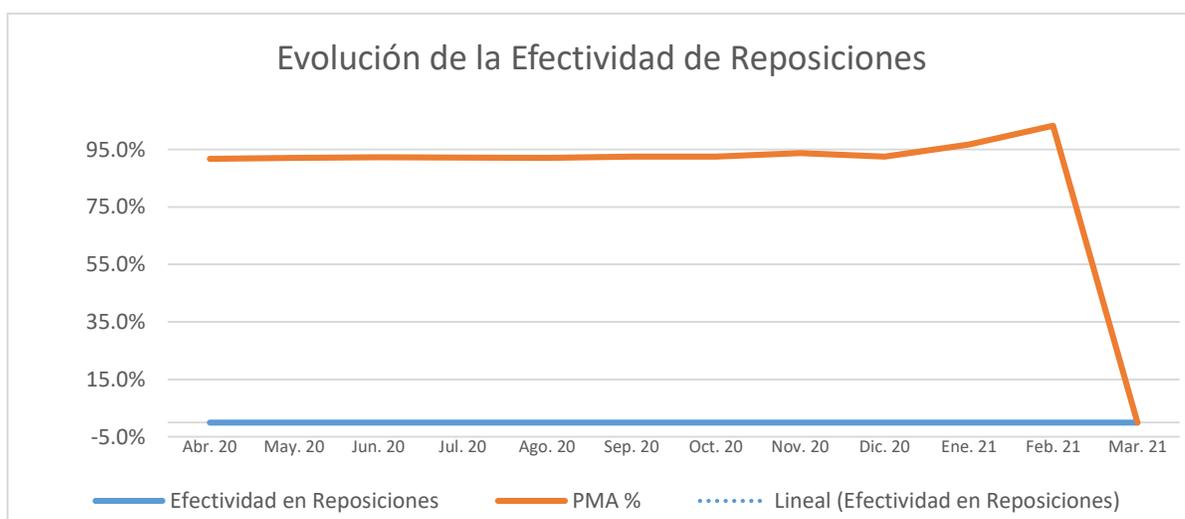


Gráfico N° 37: Evolución de la Efectividad de Reconexiones vs. Cortes Ejecutados

A nivel de recaudo proveniente de cortes de suministros por deuda, en términos mensuales, en Marzo₂₀₂₀ la Efectividad del Corte es 71.7 % y en términos Promedio Móvil Anual es 63.3 %. Es decir, por cada HNL 100 de deudas a recuperar, el valor recuperado es HNL 63.3.

Mes	Programados a Corte HNL	Recaudado por Corte HNL	Efectividad del Corte	PMA %
Abr. 20	0	0	#DIV/0!	60.5%
May. 20	0	0	#DIV/0!	59.8%
Jun. 20	0	0	#DIV/0!	59.7%
Jul. 20	0	0	#DIV/0!	57.8%
Ago. 20	0	0	#DIV/0!	55.4%
Sep. 20	0	0	#DIV/0!	52.1%
Oct. 20	0	0	#DIV/0!	47.8%
Nov. 20	0	0	#DIV/0!	46.7%
Dic. 20	0	0	#DIV/0!	52.2%
Ene. 21	0	0	#DIV/0!	58.8%
Feb. 21	0	0	#DIV/0!	71.7%
Mar. 21	0	0	#DIV/0!	#DIV/0!

Tabla Nº 58: Efectividad Monetaria del Corte de Suministro

El gráfico siguiente muestra la Efectividad Monetaria del Corte a Marzo₂₀₂₀

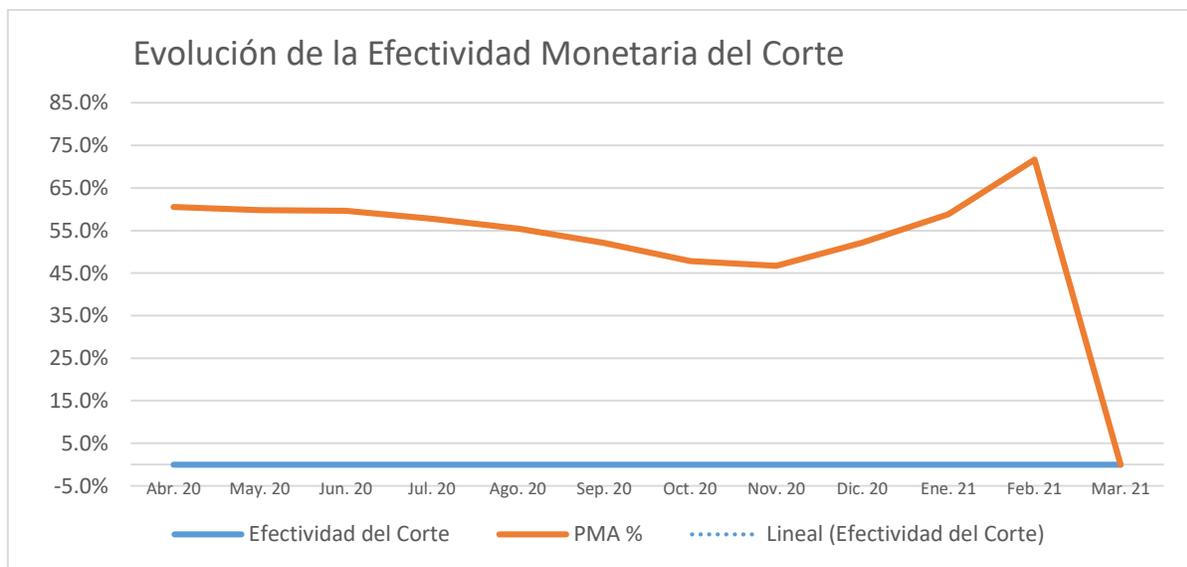


Gráfico Nº 38: Efectividad del Recaudo proveniente del Corte por Deuda

Comentario 21 de MHI: Para mejorar la disciplina de mercado en el servicio de Corte y Reposición de Suministro por Deuda, se debe mejorar la calidad de la red de distribución con redes protegidas, proteger el sistema de medición y mejorar la gestión de cobranza, el corte de energía eléctrica por deuda, la Reposición de Suministro vs. Pago y la supervisión de terreno.

Comentario 22 de MHI: En materia de acciones de cobranza a través de suspensiones de suministro a clientes morosos, EEH ha implementado un sistema de Gestión Remota de Cobranza a Clientes, que incluye el Corte por Deuda a Distancia. El resultado es el siguiente.

Cortes Telegestionados. Es la gestión de corte a través de suministros Tele-gestionados, que no requiere operativa en terreno, ya que el corte y la reconexión se realiza de manera remota.

Se trabaja bajo los siguientes parámetros:

Criterios:

- Clientes con tecnología AMI y con medición los últimos 3 días.
- Clientes en todos los rangos de mora.
- Clientes del segmento masivo en Automático.
- Clientes del segmento Altos a Petición.

Es sin duda uno de los planes más efectivos, la operación de corte y reconexión es rápida y no se entra en conflicto con los clientes. La efectividad es alta para todos los clientes morosos gestionados.

La siguiente tabla muestra la Efectividad de Recuperación con Corte a Distancia para clientes Telegestionados a Abril₂₀₂₀.

Mercado	Mes Mora	Potencial a Corte	Clientes Suspendidos	Deuda HNL	Clientes con Pagos	Recaudo	Reconexiones	Efectividad Clientes	Efectividad Recuperación	Efectividad de Reconexiones
Masivos	Mora 30 días	376	376	4,069,186	261	2,748,245	369	69.41%	68%	98%
	Mora 60 días	12	12	214,058	6	46,701	12	50.00%	22%	100%
	Mora 90 días	6	6	74,815	4	35,872	33	66.67%	48%	550%
Total General		394	394	4,358,059	271	2,830,818	414	69%	65%	105%

Tabla Nº 59: Efectividad de Recuperación con Corte a Distancia

El número de clientes con tecnología AMI suspendidos en Abril₂₀₂₀ fue 394. A partir del mes de Agosto₂₀₁₉ se había realizado un mayor número de suspensiones, duplicando lo realizado en meses anteriores, tendencia que se mantuvo en menor cantidad en el mes de Diciembre₂₀₁₉; lográndose de igual manera una efectividad en el recaudo de 97 %, pero con una efectividad de clientes de 104 %. En Enero₂₀₂₀ se alcanzó una Efectividad de Recuperación de 49% con Efectividad de Clientes de 99%. En

Febrero₂₀₂₀ los cortes ejecutados fueron 2,717 (La cifra más baja del semestre) con una efectividad de recaudo de 84 % y una efectividad de clientes de 105%. En marzo, a consecuencia del COVID-19 la Efectividad de Clientes bajo a 67%, pero con una efectividad de 92%. Sin embargo, en abril de 2020 la efectividad bajo a 65% con una efectividad de clientes de 69%

Mes	Cortes Ejecutados	Deuda	Clientes con Pagos	Recaudo	Reconexiones	Efectividad Clientes	Efectividad Recuperación	Efectividad Reconexión
Septiembre 2019	4,318	30,433,455	3,606	22,236,945	3,620	84%	73%	84%
Octubre 2019	3,412	39,837,774	3,353	22,456,881	3,385	98%	56%	99%
Noviembre 2019	3,049	24,969,542	3,165	17,595,597	3,179	104%	70%	104%
Diciembre 2019	2,260	15,452,622	2,351	14,955,379	2,385	104%	97%	106%
Enero 2020	3,197	35,981,301	3,177	17,640,762	3,188	99%	49%	100%
Febrero 2020	2,717	17,783,409	2,852	15,000,438	2,870	105%	84%	106%
Marzo 2020	1,145	9,951,305	1,048	6,674,658	1,232	92%	67%	108%
Abril 2020	394	4,358,059	271	2,830,818	414	69%	65%	105%

Tabla N° 60: Clientes con Tecnología AMI y con Corte de Suministro por Deuda a Distancia

7. REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS

7.1. Indicadores de Pérdidas

En el presente capítulo de este Informe Mensual N° 50, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/03/2021 y el 18/04/2021, MHI entrega los análisis preliminares de Reducción de Pérdidas hasta Marzo₂₀₂₁, que se basan en la información de facturación que MHI entregó a ENEE.

Por su parte, ENEE ha preparado el Balance de Energía aplicando los acuerdos ENEE-EEH alcanzados hasta el día 18 de septiembre de 2020, fecha en que se llevó a cabo la Sesión N° 30 del Comité de Coordinación en la cual, tanto ENEE como EEH plantearon su posición final en cuanto a cada una de las variables que contiene el Balance de Energía.

Adicionalmente, el Balance efectuado por ENEE, se basa en la *Metodología del Cálculo de Pérdidas*, aprobada por el Comité Técnico en Sesión No. 73, celebrada el día martes 28 de noviembre de 2017, oportunidad en que, *después que el Supervisor realizara su exposición con los puntos expuestos y después de ser ampliamente discutido, los miembros del Comité Técnico resolvieron autorizar lo siguiente:*

- 1) *Se aprueba la metodología para el cálculo de la reducción de pérdidas*
- 2) *La línea base para la reducción de pérdidas al 30 de noviembre de 2016 es de 31.95%*

- 3) La metodología para los Balances que incluye los bordos
- 4) El listado de bordos reconocidos por las municipalidades y levantados por ENEE-EEH

Al 30 de noviembre cuando se haga el cierre del primer año se realizará en base a lo antes expuesto.

De igual forma, El Supervisor del proyecto, la empresa Manitoba Hydro International Ltd., deberá presentar al Comité Técnico un análisis del Anexo N° 6 del Contrato del Operador.

El Acta de Comité de Coordinación No. 14 la cual se hace relación en la exposición del Supervisor del Proyecto, MHI forma parte integral de esta Acta.

Con los antecedentes disponibles, al cierre del informe de Marzo₂₀₂₁, los resultados que se muestran en las tablas siguientes corresponden al Balance Preliminar de Energía del mes de Marzo₂₀₂₁ y acumulado de 12 Meses a Marzo₂₀₂₁.

ENEE informa el Balance de Energía de Distribución, preliminar a marzo 2021, agrega que, dada la validación de la facturación en sistema implementado por ENEE (NDATA), se corrigieron dichos datos de enero 2020 a febrero 2021.

Corregidos los datos de la información de ENEE, los resultados de Pérdidas de Marzo₂₀₂₁ son los siguientes:

Balance Energía Mensual – Marzo 2021	
Energía Entrada (kWh)	768,164,268.60
Ventas Totales (kWh)	530,781,296.00
Pérdidas Totales (kWh)	237,382,972.60
Pérdida del Mes (%)	30.90%

Tabla N° 61: Balance de Energía Mensual

Balance Energía – Abril 2020 – Marzo 2021	
Energía Entrada (kWh)	8,920,863,976.80
Ventas Totales (kWh)	5,803,603,946.98
Pérdidas Totales (kWh)	3,117,260,029.82
Pérdida Remanente (%)	34.94%

Tabla N° 62: Balance de Energía Acumulado Últimos 12 meses

Como se puede observar en las tablas anteriores, el porcentaje de pérdidas del mes de Marzo₂₀₂₁ (30.90%), resulta inferior al valor porcentual de la Pérdida Anual Acumulada (34.94%).

Por otra parte, a consecuencia de la disminución de la actividad económica del país, por los efectos COVID-19 y huracanes ETA e IOTA, en Noviembre₂₀₂₀ la Pérdida del mes resultó 25.54%; versus Diciembre₂₀₂₀ que fue 36.59%.

Situación similar se produjo en Febrero₂₀₂₁ cuando la Pérdida del mes resultó 27.15% versus Marzo₂₀₂₁ que fue 30.90%.

La misma causal produjo un incremento en el índice de Efectividad de Facturación: EF Noviembre₂₀₂₀ 83.40%, EF Diciembre₂₀₂₀ 74.00%, EF Enero₂₀₂₁ 74.23%; EF Febrero₂₀₂₁ 80.93% y EF Marzo₂₀₂₁ 76.85%

La Pérdida Remanente continua sobre el 30% (Pérdida Remanente Marzo₂₀₂₁ 34.94 %).

La tabla siguiente muestra los resultados de reducción de pérdidas del Primer Año de Operaciones conciliado entre ENEE y EEH (4.06 %); del Segundo Año de Operaciones aprobado por Comité Técnico (-0.11 %), del Tercer Año de Operaciones, valor preliminar (-3.79 %), del Cuarto Año de Operaciones, valor preliminar -3.25 % y 0.10 % del Periodo Comprendido entre el 01/12/2020 y el 31/03/2021.

Entre fechas	% Reducción
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2017	4.06%
Entre 1 Dic 2017 y 30 Nov 2018	-0.11%
Entre 1 Dic 2018 y 30 Nov 2019	-3.79%
Entre 1 Dic 2019 y 30 Nov 2020	-3.25%
Entre 1 Dic 2020 y 31 Mar 2021	0.10%

Tabla N° 63: Reducción o incremento de pérdidas al cierre de cada año operacional

Tomando como referencia los valores de Pérdidas Remanentes de cada uno de los Años Base, es decir, 31.95% en el Año Base; 27.89 % al cierre del Primer Año de Operaciones; 28.002 % al cierre del Segundo Año de Operaciones y 31.79 (valor preliminar) al cierre del tercer año de operacional, los resultados de reducción acumulada de pérdidas al 30 de noviembre de cada año operacional, respecto del 1 de diciembre de 2016, son los que se muestran a continuación.

Entre fechas	% Reducción
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2017	4.06%
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2018	3.95%
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2019	0.17%
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2020	-3.08%

Tabla N° 64: Reducción o incremento acumulado de pérdidas de cada año respecto del 01/12/2016

Tomando como referencia los valores de Pérdidas Remanentes de cada uno de los Años Base, es decir, 31.95% en el Año Base; 27.89 % al cierre del Primer Año de Operaciones; 28.002 % al cierre del Segundo Año de Operaciones y 31.79 % (valor preliminar) al cierre del tercer año de operacional, los resultados de reducción de pérdidas entre el 1 de diciembre de cada año, respecto del 30 de noviembre de 2020, son los que se muestran a continuación.

Entre fechas	% Reducción
Entre 1 Dic 2016 y 30 Nov 2020	-3.08%
Entre 1 Dic 2017 y 30 Nov 2020	-7.15%
Entre 1 Dic 2018 y 30 Nov 2020	-7.04%
Entre 1 Dic 2019 y 30 Nov 2020	-3.25%
Entre 1 Dic 2020 y 31 Mar 2021	0.10%

Tabla N° 65: Reducción o incremento de pérdidas desde inicio de cada año al 30/11/2020

Comentario 23 de MHI: Los cálculos, análisis y conclusiones de este capítulo del Informe Mensual N° 49, se basan en la información entregada solamente por ENEE, práctica que MHI ha debido efectuar a consecuencia que, a partir del informe Mensual N° 25 de MHI, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/02/2019 y el 18/03/2019, EEH suspendió la entrega de su Balance de Energía al Supervisor (Tampoco esta información apareció completa en los informes mensuales de EEH). Posteriormente, con nota EEH-GC-2019-01-020 de fecha 06/12/2019, EEH envió a MHI un Balance de Energía, en el que incluyó el aspecto de pérdidas técnicas. El nuevo balance de Energía que fuera enviado por EEH, a solicitud de MHI, el día 24/08/2020, pasó a formar parte de la información incluida en el Informe Especial MHI-2020-074 del 31 de agosto de 2020, denominado INFORME DE CIERRE DE MESAS DE TRABAJO PARA EL PROCESO DE CONCILIACION DEL BALANCE DE ENERGÍA Y DETERMINACION DE LA PÉRDIDA REMANENTE, CORRESPONDIENTE AL TERCER AÑO DE OPERACIONES. Si El Operador renovara la entrega de sus balances mensuales, MHI no tendrá inconveniente en agregarlo a sus informes.

CON FECHA 21 DE SEPTIEMBRE DE 2020, MHI Entregó Al Comité Técnico el Informe MHI-2020-085 – INFORME DE CIERRE DE CONCILIACIÓN DEL BALANCE DE ENERGÍA DEL TERCER AÑO.

7.2. Balance Energía (Abril₂₀₂₀ – Marzo₂₀₂₁)

En la tabla siguiente, preparada con información entregada por ENEE, se puede observar el Balance preliminar de Energía Mensual y Acumulado a Marzo₂₀₂₁.

DETALLE	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20
Energía recibida en el mes kWh (ERMi)	741,741,081.58	760,660,812.45	750,484,231.87	786,353,221.01	803,480,874.96	786,718,970.79
Energía Distribuida en el mes kWh (EDMi)	492,541,487.00	468,195,753.00	444,626,776.00	481,714,131.00	494,147,229.00	495,071,046.00
Pérdidas mes kWh	249,199,595	292,465,059	305,857,456	304,639,090	309,333,646	291,647,925
Pérdidas mes %	33.60%	38.45%	40.75%	38.74%	38.50%	37.07%
Energía recibida acumulada kWh	9,118,835,257.62	9,065,317,157.43	9,028,039,879.95	9,012,326,916.32	8,992,456,421.73	8,988,160,074.28
Energía Distribuida acumulada kWh	6,196,659,924.19	6,120,504,736.14	6,016,255,286.45	5,947,937,028.16	5,880,856,370.92	5,829,042,630.34
Pérdidas totales kWh	2,922,175,333.44	2,944,812,421.29	3,011,784,593.50	3,064,389,888.16	3,111,600,050.81	3,159,117,443.94
Real Pérdidas Acumuladas %	32.05%	32.48%	33.36%	34.00%	34.60%	35.15%

DETALLE	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Energía recibida en el mes kWh (ERMi)	793,870,578.94	645,089,163.54	697,953,286.72	711,261,374.21	675,086,112.13	768,164,268.60
Energía Distribuida en el mes kWh (EDMi)	509,801,139.00	480,350,191.00	442,597,966.00	471,963,201.00	491,813,732.00	530,781,296.00
Pérdidas mes kWh	284,069,440	164,738,973	255,355,321	239,298,173	183,272,380	237,382,973
Pérdidas mes %	35.78%	25.54%	36.59%	33.64%	27.15%	30.90%
Energía recibida acumulada kWh	8,993,801,211.11	8,916,688,244.17	8,904,449,498.29	8,900,829,740.02	8,873,230,414.68	8,920,863,976.80
Energía Distribuida acumulada kWh	5,816,100,339.98	5,792,361,015.98	5,754,748,206.98	5,758,051,641.98	5,780,482,485.98	5,803,603,946.98
Pérdidas totales kWh	3,177,700,871.12	3,124,327,228.19	3,149,701,291.30	3,142,778,098.04	3,092,747,928.70	3,117,260,029.82
Real Pérdidas Acumuladas %	35.33%	35.04%	35.37%	35.31%	34.85%	34.94%

Tabla N° 66: Balance de Energía (Sin Irregularidades facturadas)

Comentario 24 MHI: Entre el 1 diciembre 2016 y el 30 de noviembre de 2017 (en un Año de Operaciones) la Pérdida Remanente del Sistema de Distribución se redujo en 4.06 %; entre el 1 de diciembre 2016 y el 30 de noviembre de 2018 (en dos años de Operaciones) la pérdida remanente se redujo en 3.95 %; entre 1 de diciembre 2016 y el 30 de Noviembre de 2019 (en tres Años de Operaciones) la pérdida remanente se redujo en 0.17 % y entre 1 de diciembre 2016 y el 30 de Noviembre de 2020 (en cuatro Años de Operaciones) la pérdida remanente se incrementó en 3.08 %.

En el gráfico siguiente se observan los porcentajes de pérdidas mensuales y acumulados por mes (Entre abril 2020 y marzo 2021).



Gráfico Nº 39: Pérdida Mensual y Acumulada

La siguiente tabla y gráfico, reproducen la variabilidad porcentual mensual de la Pérdida Remanente entre Abril₂₀₂₀ y Marzo₂₀₂₁, respecto de los Años Base: noviembre 2016 (31,95%) - noviembre 2017 (27.89%), noviembre 2018 (28.002%), noviembre de 2019 (31.79%) y noviembre de 2020 (35.04 %).

Mes-Referencia	Apr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Aug-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dec-20	Jan-21	Feb-21	Mar-21
Resp. 1 Dic - 2016	0.09%	0.53%	1.41%	2.05%	2.65%	3.19%	3.38%	3.08%	3.42%	3.35%	2.90%	2.99%
Resp. 1 Dic - 2017	4.16%	4.59%	5.47%	6.11%	6.71%	7.26%	7.44%	7.15%	7.48%	7.42%	6.96%	7.05%
Resp. 1 Dic - 2018	4.04%	4.48%	5.36%	6.00%	6.60%	7.15%	7.33%	7.04%	7.37%	7.31%	6.85%	6.94%
Resp. 1 Dic - 2019	0.26%	0.70%	1.57%	2.21%	2.81%	3.36%	3.54%	3.25%	3.58%	3.52%	3.07%	3.16%
Resp. 1 Dic - 2020								0.00%	0.33%	0.27%	-0.18%	-0.10%

Tabla Nº 67: Variabilidad mensual de reducción de Pérdidas

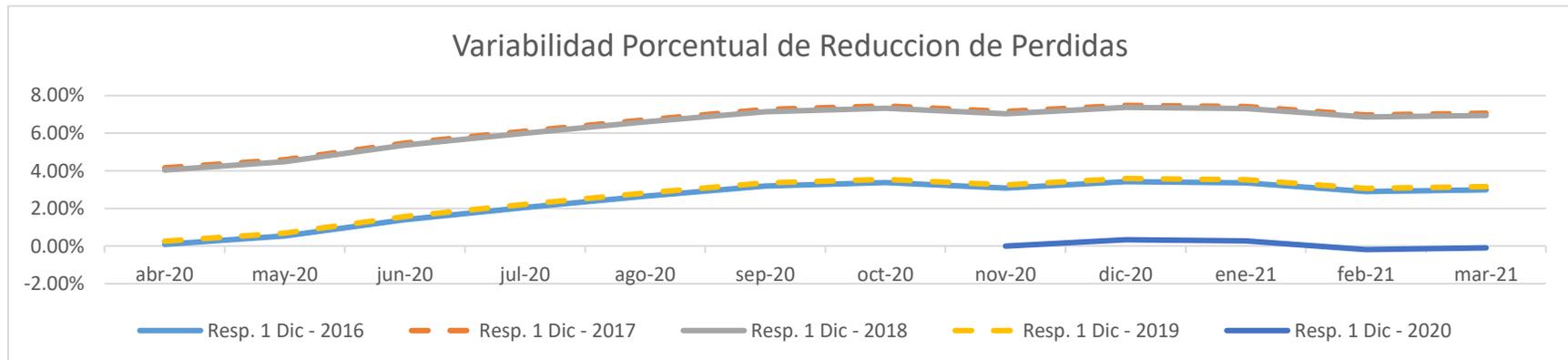


Gráfico Nº 40: Variabilidad Mensual del % de Reducción de Pérdidas

Comentario 25 de MHI: Es conveniente señalar que, Bajo el concepto de *INSTALACIONES ADAPTADAS A LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD* en redes de distribución, debe existir un Plan Permanente de adaptación al Aumento de Potencia de las instalaciones de Media Tensión, Transformación de Media Tensión a Baja Tensión e instalaciones de Baja Tensión, propendente a adaptar el Sistema de Distribución a un Óptimo de Pérdidas Técnicas.

De no efectuarse esta adaptación al crecimiento de la Demanda de Electricidad en las instalaciones de distribución, sucederá que el incremento de la Demanda de Energía en instalaciones de distribución desadaptadas, ocasionará un incremento de las Pérdidas Técnicas y como consecuencia de ello, los resultados de los programas de Reducción de Pérdidas Totales se verán afectados por el incremento de las Pérdidas Técnicas, asociadas al crecimiento de la Demanda de Electricidad en instalaciones desadaptadas. Lo anterior significa que debe haber un Plan de Reducción de Pérdidas Técnicas, sincronizado con un Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas, es decir un Plan Integrado de Reducción de Pérdidas Totales de Distribución.

Además, para que una empresa distribuidora pueda desarrollar un adecuado Plan de Reducción de Pérdidas Técnicas y No Técnicas, es esencial que se disponga de un parque de medición de adecuada precisión, registro, control y análisis de la medida en las entradas del Sistema de Distribución, en los puntos de inyección de Generación Distribuida y en la totalidad del universo de los clientes conectados en MT y BT; así como disponibilidad de Macromedición fija y/o portátil para hacer ranking de circuitos en función de las pérdidas totales que resultan de las pérdidas técnicas y no técnicas.

Los sistemas de medición y empalmes deben cumplir con las normas de calidad y precisión y con los protocolos de protección física y eléctrica para estos equipos.

7.3. Gestiones de EEH en cuanto a Reducción de Pérdidas

Actuación sobre clientes de Medida Especial:

Durante el mes de Marzo₂₀₂₁ se registra un porcentaje de 87.95 % en la ejecución de los planes de medida indirecta, 83.37 % en la ejecución de los planes en los clientes de medida semidirecta; resultando un global de 84.01 % de ejecuciones. Con estas actuaciones se logró el levantamiento de 69 irregularidades con un porcentaje de Detección de 6.91 %.

	Tipo de Medida	Planificado	Ejecutado	% de Ejecución	Irregularidades	% de Detección
Marzo 2021	Revisión y Normalización de Clientes Medida Indirecta	166	146	87.95%	2	1.37%
	Revisión y Normalización de Clientes Medida Semidirecta	1,022	852	83.37%	67	7.86%
TOTALES		1,188	998	84.01%	69	6.91%

Tabla N° 68: Acciones evaluables de medida especial.

Comentario 26 de MHI: Las irregularidades encontradas tienen una baja efectividad de ocurrencia, la protección de ingresos en este tipo de segmento es fundamental en el ciclo comercial y financiero de la Empresa, por su alto impacto en energía no facturada y valor económico correspondiente.

En relación a Actividades Comerciales, se efectuaron 19,000 actividades con 14,088 Anomalías Encontradas y una Efectividad de 74.15 %.

	Plan	Actividades Realizadas	Anomalías Encontradas	Efectividad (%)
Marzo 2021	Optimización del Ciclo Comercial	18,935	14,045	74.17%
	Bolsas AMI ENEE	36	18	50.00%
	Bolsas AMI Fachada	29	25	86.21%
TOTALES		19,000	14,088	74.15%

Tabla N° 69: Actividades Realizadas

7.4. Determinación del Balance de Energía Tercer Año Operacional

A continuación, se entrega un Informe Cronológico de Avance ocurrido entre el 19/08/2020 y el 18/01/2021 del Proceso de Determinación del Balance de Energía del Tercer Año de Operaciones.

18/08/2020, se llevó a cabo la Sesión N° 30 del Comité de Coordinación en la cual tanto ENEE como EEH plantearon su posición final en cuanto a cada una de las variables que contiene el Balance de Energía.

31/08/2020, con motivo del cierre de las mesas de trabajo de Balance de Energía, MHI emitió el Informe MHI-2020-074 denominado INFORME DE CIERRE DE MESAS DE TRABAJO PARA EL PROCESO DE CONCILIACION DEL BALANCE DE ENERGÍA Y DETERMINACION DE LA PÉRDIDA REMANENTE CORRESPONDIENTE AL TERCER AÑO DE OPERACIONES.

17/09/2020, Luego que en Sesión N° 119 de Comité Técnico, el Supervisor concluyera la exposición de RESULTADO DE LAS MESAS TECNICAS DE TRABAJO PARA BALANCE DE ENERGÍA DEL TERCER AÑO DE OPERACIONES DE EEH, el Comité Técnico de por recibido el Informe MHI-2020-074 del 31/08/2020 del Cierre de las Mesas de Trabajo, elaborado por la Supervisión y se ratifica la Resolución del punto 7.5 del Acta de Comité Técnico N° 115, para que MHI elabore el Informe Final del Balance de Energía, correspondiente al Tercer Año de Operaciones, de acuerdo a lo establecido en el Contrato y en las resoluciones emanadas por el Comité Técnico.

A la fecha de publicación del Informe MHI-2020-074, se habían efectuado doce (12) jornadas de Mesas de Trabajo. Las actas y audios de cada una de las Mesas de Trabajo fueron entregadas a cada una de las y entidades y empresas participantes, razón por la cual, en subsidio de las firmas de Ayuda Memorias que no se pueden obtener por COVID-19, MHI considera como testificación de conformidad de las actas los audios entregados a cada uno de los participantes.

21/09/2020 En fecha 21 de septiembre de 2020, mediante Nota MHI-2020-085 – Informe de Cierre de Conciliación del Balance de Energía del Tercer Año, el Supervisor informa que el referido Informe y certificación que se acompaña, denominado CIERRE DEL PROCESO DE CONCILIACION DEL BALANCE DE ENERGÍA Y DETERMINACION DE LA PÉRDIDA REMANENTE CORRESPONDIENTE AL TERCER AÑO DE OPERACIONES, se fundamenta en las metodologías, análisis y conclusiones contenidas en los Informes MHI-2020-074 y MHI-2020-085 (Actual) y en las instrucciones entregadas a Manitoba Hydro International Ltd., por el Comité Técnico del Fideicomiso de ENEE Distribución, en sesiones N° 115 y N° 119, celebradas los días jueves 25 de junio de 2020 y jueves 17 de septiembre de 2020, respectivamente.

CERTIFICACIÓN DEL PORCENTAJE TOTAL DE PÉRDIDAS REMANENTES RESULTANTES AL TÉRMINO DEL TERCER AÑO DE SERVICIOS DE EMPRESA ENERGÍA HONDURAS

En Tegucigalpa, República de Honduras, a 21 de septiembre de 2020, MANITOBA HYDRO INTERNATIONAL LTD., (MHI), Empresa Supervisora del Contrato de Recuperación de Pérdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero, certifica que El Operador del Contrato, la Empresa Energía Honduras (EEH), al término del Tercer Año de Operaciones, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2018 y el 30 de noviembre de 2019, alcanzó un Porcentaje Total de Pérdidas Remanentes al final del Tercer Año de Servicios de 31.647 %. Si este Valor Total de Pérdidas Remanentes de Distribución, se compara con similar valor al 30 de noviembre de 2018, esto es 28.002 %, resulta un incremento de Pérdidas Totales de 3.646 % ***

*** Este valor Preliminar No fue validado por ENEE (Oficio N° CIENEE-CTF-08-2021) fue modificado a 3.79 % (Tabla N° 7).

La presente certificación se fundamenta en las metodologías, análisis y conclusiones contenidas en los Informes MHI-2020-074 y MHI-2020-085 y en las instrucciones entregadas a Manitoba Hydro International Ltd., por el Comité Técnico del Fideicomiso de ENEE Distribución, en sesiones N° 115 y N° 119, celebradas los días jueves 25 de junio de 2020 y jueves 17 de septiembre de 2020, respectivamente.

19/10/2020 En sesión N° 120 de Comité Técnico, celebrada el jueves 19 de octubre de 2020, los señores miembros del Comité Técnico aprobaron por mayoría de votos la propuesta de STEENE, en donde se establece un plazo de quince (15) días para que ENEE y EEH lleguen a un acuerdo sobre el informe MHI-2020-085.

12 y 13/01/2021 En Sesión Ordinaria Virtual N° 121, celebrada los días 12 Y 13 de enero de 2021, el representante de ENEE, Ing. Dennis Hernández informó que ENEE y EEH no habían logrado acuerdo sobre el resultado del Informe MHI-2020-085 del 21/09/2020, denominado *Informe de Cierre de Conciliación del Balance de Energía del Tercer Año*.

20/01/2021 Mediante Oficio N° CIENEE-CTF-08-2021, enviado por La Comisión Interventora de la ENEE, denominado Validación Informe MHI-2021-085, Cierre Balance de Energía Tercer Año, remitido al Vicepresidente de Fideicomisos de Banco FICOHSA, por los abogados Marcos Jourdan Aquino y Allan Romero Lagos, quienes suscriben como Representantes de la Presidencia del

Comité Técnico del Fideicomiso, expresan que la Comisión Interventora de la ENEE, CIENEE, en atención a lo estipulado en la Cláusula Octava Numeral 2), denominada Obligaciones Principales de la ENEE, en donde se establece como obligación principal de la ENEE el validar los informes presentados por el Supervisor del Proyecto ante el Comité Técnico, en plazos establecidos por el mismo, remiten la Validación al Informe Especial MHI-2020-085, denominado Cierre de Conciliación del Balance de Energía del Tercer Año, informe sobre el resultado del proceso de reducción de pérdidas del sistema de distribución de ENEE. Expresan que la Comisión Interventora de la ENEE (CIENEE) no valida el indicador de pérdidas para el tercer año de operaciones presentado en el informe especial MHI-2020-085. La CIENEE presenta la validación para que el Comité Técnico apruebe la validación efectuada por ENEE, en donde se informa que las pérdidas para el tercer año de operaciones ascienden a 31.79 %, representando un incremento de 3.79% respecto al cierre del segundo año de operación.

La Comisión Interventora de la ENEE Valida el Indicador de pérdidas para el Tercer Año de Operaciones descrito a Continuación:

Detalle	Nov-19
Energía Recibida Acumulada kWh	9,069,001,422.96
Energía Distribuida Acumulada kWh	6,186,192,361.34
Pérdidas Totales kWh	2,882,809,061.61
Real Pérdidas Acumuladas %	31.79 %

Tabla Nº 70: Balance de Energía Tercer Año de Operaciones Validado por ENEE

27/01/2021 Mediante Oficio FI-025-2021, remitido por el Secretario, dirigido a la Supervisión (MHI); con Referencia *Incorporación Mesas de Trabajo – Evento Eximente de Responsabilidad*, informa que el Comité Técnico del Fideicomiso, en la Sesión Ordinaria No.121 de fechas doce (12) y trece (13) de enero del año dos mil veintiuno (2021), por mayoría de votos de sus miembros aprobaron la incorporación de la Supervisión (MHI) a las mesas de trabajo entre ENEE y EEH sobre el Evento Eximente de Responsabilidad por la quema de vehículos en San Pedro Sula.

Lo anterior, en referencia al punto 6.2 de la Agenda de la Sesión Ordinaria de Comité Técnico No.115 de fecha veinticinco (25) de junio del año dos mil veinte (2020) y al Oficio No. FI-220-2020 de fecha dos (02) de julio del año dos mil veinte (2020) enviado por el Secretario y dirigido al Ing. Dennis Hernández, Presidente del Comité de Coordinación.

ACTA No.33 DE SESIÓN DE COMITÉ DE COORDINACIÓN

En fecha miércoles diez (10) de febrero 2021, se efectuó la trigésima tercera (33) Reunión de Comité de Coordinación del Fideicomiso de ENEE Distribución.

En el punto 5.1 de Temas de Discusión, denominado *Avance de Mesa Técnica del Tema Evento Eximente de Responsabilidad por Quema de vehículos en SPS*, los miembros del Comité de Coordinación se dan por enterados de los avances de las mesas técnica del tema Evento Eximente de Responsabilidad por Quema de vehículos en SPS.

7.5. ENEE solicita a MHI indicar HDE por Pérdidas

Con Nota MHI-2021-032, de fecha 19 de abril de 2021, bajo Referencia *Informe Especial de Opinión sobre Honorario de Éxito por Recuperación de Mora del Tercer Año de Operaciones-Solicitado a MHI en Sesión N° 125 de Comité Técnico.*, dirigida al señor Rafael Medina, Vicepresidente de FIDEICOMISOS de BANCO FICOHSA, Manitoba Hydro International Ltd., informa lo siguiente:

En referencia a la instrucción emanada de la Sesión Extraordinaria por videoconferencia N° 125 del Comité Técnico, celebrada el jueves 25 de febrero de 2021, para que el Supervisor (MHI) entregue opinión sobre el monto que debe pagarse al Inversionista Operador por Honorario de Éxito por Recuperación de Mora correspondiente al Tercer Año de Operaciones, en línea con la obligación contenida en la CLÁUSULA DÉCIMO QUINTA, denominada INFORMES, capítulo Informes Especiales del Contrato del Supervisor y CLÁUSULA DECIMO OCTAVA, numeral 5, literal d, subíndices i y vii del Contrato del Operador, para que en los informes anuales se comprenda “El reporte de cumplimiento de los Niveles de Servicio y cumplimiento de objetivos por parte del Inversionista Operador y Otros reportes que le sean solicitados del Contrato del Operador”.

Para el cumplimiento de dicha instrucción se solicitó al Inversionista Operador (EEH) que remitiera la información solicitada por el Supervisor (MHI) mediante Oficio MHI-2021-013 de fecha 10 de febrero de 2021, necesaria para generar la opinión referida, la que fuera recibida por la Supervisión (MHI) en fecha 25 de marzo de 2021.

Sobre el particular, MHI, en el marco de sus obligaciones contractuales reitera al Comité Técnico lo manifestado en el Informe MHI-2020-036, denominado Honorario de Éxito por Recuperación de Mora del Tercer Año de Operaciones, que conforme a la información revisada no corresponde pagar Honorario de Éxito por Recuperación de Mora al Inversionista Operador por el Tercer Año de Operaciones, en virtud de no haberse logrado la meta correspondiente al año señalado. MHI, entiende que conforme a la integralidad del Contrato del Operador, dicho Honorario de Éxito está condicionado al cumplimiento de la meta fijada en La Línea Base, sustentada por la unidad de medida del indicador de Efectividad en el Control de la Morosidad (ECM), según los numerales 10.1 y 10.2 de la Cláusula Séptima del Contrato de Recuperación de Pérdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero.

En coherencia con las disposiciones del Contrato, el reconocimiento del Honorario de Éxito en la Reducción de la Mora sin sujeción a la meta del indicador ECM, representa una modificación contractual que impacta la naturaleza jurídica del Honorario de Éxito, así como las obligaciones del Supervisor de la cláusula 18, 5, d, i y vii, citada anteriormente, en el sentido que ya no debería emitir opinión sobre la procedencia de un Honorario de Éxito, lo que consecuentemente debe seguir los pasos establecidos en la CLÁUSULA TRIGÉSIMA OCTAVA. MODIFICACIONES AL CONTRATO, con consulta previa de la SAPP y la Unidad de Contingencias Fiscales de la Secretaría de Finanzas.

Expuesto lo anterior, MHI no tiene inconveniente en presentar el documento adjunto, en el que se plantea un escenario de reconocimiento de Honorario de Éxito sin sujeción a los resultados del indicador ECM, mismo que puede aceptarse como un documento de ilustración, ya que mientras

no se modifique el contrato en ese sentido, lo solicitado a MHI por el Comité Técnico en Sesión Virtual Extraordinaria N° 125 excede nuestras facultades contractuales.

8. INDICADOR DE PROGRESO EN REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.

Este capítulo del Informe mensual de MHI tiene por objeto explicar cómo se determina el CRI (Cash Recovery Index) y cuál es su importancia como indicador de gestión en empresas distribuidoras de electricidad. Adicionalmente, MHI lo considera en su proceso de supervisión, como un elemento de medición que permite evaluar la gestión que debe cumplir EEH en cuanto a la mejora del flujo financiero de ENEE.

El CRI o Indicador de Flujo Efectivo de Fondos, es un indicador de gestión de mucha utilidad para medir el proceso de reducción y control de pérdidas eléctricas en una empresa distribuidora, por cuanto en su cálculo se conjugan las variables físicas del balance de energía con las variables de medición de gestión del Sistema Comercial, en un periodo determinado de tiempo.

El beneficio que tiene este indicador es que exige que las reducciones de pérdidas informadas se traduzcan en un incremento de los ingresos por facturación y recaudo de la Distribuidora a sus clientes.

8.1. Determinación del CRI

En el informe mensual de MHI correspondiente a marzo de 2017 se explicó en forma detallada el armado del CRI, que en resumen se reduce a las siguientes fórmulas:

$$\text{CRI} = (1 - \text{Indicador de Pérdidas}) \times \text{Indicador de Cobranza}$$

$$\text{CRI} = (1 - (\text{E Pérdida GWh} / \text{E ingresada GWh})) \times (\text{E cobrada MMHNL} / \text{E facturada MMHNL})$$

8.2. Proyección del CRI en el Periodo del Contrato

Para determinar la proyección del CRI en el periodo del Contrato, se usó la tabla de Análisis de la Modificación del Anexo 6, que establece la reducción Mínima de Pérdidas totales de Distribución, sobre la base de los valores porcentuales comprometidos en cada año por EEH, aplicando una tasa de crecimiento anual del 2.77 % en la Energía Vendida Anual y los valores porcentuales de reducción de pérdidas comprometidos por el Operador en su contrato.

Año de Servicios "n"	Porcentaje de reducción mínima de Pérdidas Totales de Distribución (FRMA _n)%	Reducción Mínima Anual de Pérdidas Totales de Distribución ajustada por Crecimiento kWh (FRMA _n)	Porcentaje de pérdidas Totales base para el año "n" (FPT _n)	Total de Pérdidas Remanentes al final del año "n" en kWh (PR _n), incluyendo las pérdidas derivadas del crecimiento de la DMx
0			31.95%	2,616,622,198
1	4%	264,406,112	27.95%	2,352,216,087
2	3%	194,211,990	24.95%	2,158,004,096
3	3%	206,800,667	21.95%	1,951,203,429
4	3%	219,938,420	18.95%	1,731,265,010
5	2%	139,751,421	16.95%	1,591,513,589
6	1%	52,339,842	15.95%	1,539,173,747
7	1%	56,469,732	14.95%	1,482,704,016

Tabla N° 71: Reducción Mínima Anual de Pérdidas Totales de Distribución, Anexo 6 del Contrato.

Nota: Estos valores meta de Reducción Mínima Anual de Pérdidas no han sido aprobados por SAPP.

Con este antecedente, se confeccionó la tabla de Cálculo de la Proyección Anual del CRI en el Periodo de 7 años del Contrato, considerando un precio medio de venta de HNL/kWh 3.81 y un ER de 0.95 (año 1), 0.96 (año 2) y 0.98 (año 3 y siguientes).

CALCULO DE LA PROYECCION DEL CRI EN EL PERIODO DE 7 AÑOS DEL CONTRATO					
Mes	Energía Pérdida kWh	Energía Ingresada kWh	Energía Cobrada MMHNL	Energía facturada MMHNL	CRI
2016 - 2017	2,352,216,087	8,415,799,952	22,046,491,022	23,206,832,655	68.45%
2017 - 2018	2,158,004,096	8,649,315,016	23,850,095,715	24,843,849,703	72.05%
2018 - 2019	1,951,203,429	8,889,309,474	26,022,768,067	26,553,844,967	76.49%
2020 - 2021	1,731,265,010	9,135,963,111	27,772,815,819	28,339,607,979	79.43%
2021 - 2022	1,591,513,589	9,389,460,701	29,247,775,662	29,844,669,043	81.39%
2022 - 2023	1,539,173,747	9,649,992,145	30,421,262,612	31,042,104,707	82.37%
2023 - 2024	1,482,704,016	9,917,752,613	31,637,353,462	32,283,013,737	83.35%

Tabla N° 72: Proyección del CRI anual en el Periodo de 7 años del Contrato.

Comentario 27: El valor del CRI proyectado para el Primer Año resulta 68.45 %, para el Segundo Año 72.05 %, para el Tercer Año 76.49 %, para el Cuarto Año 79.43 % y 81.39 % para el Quinto Año del Contrato.

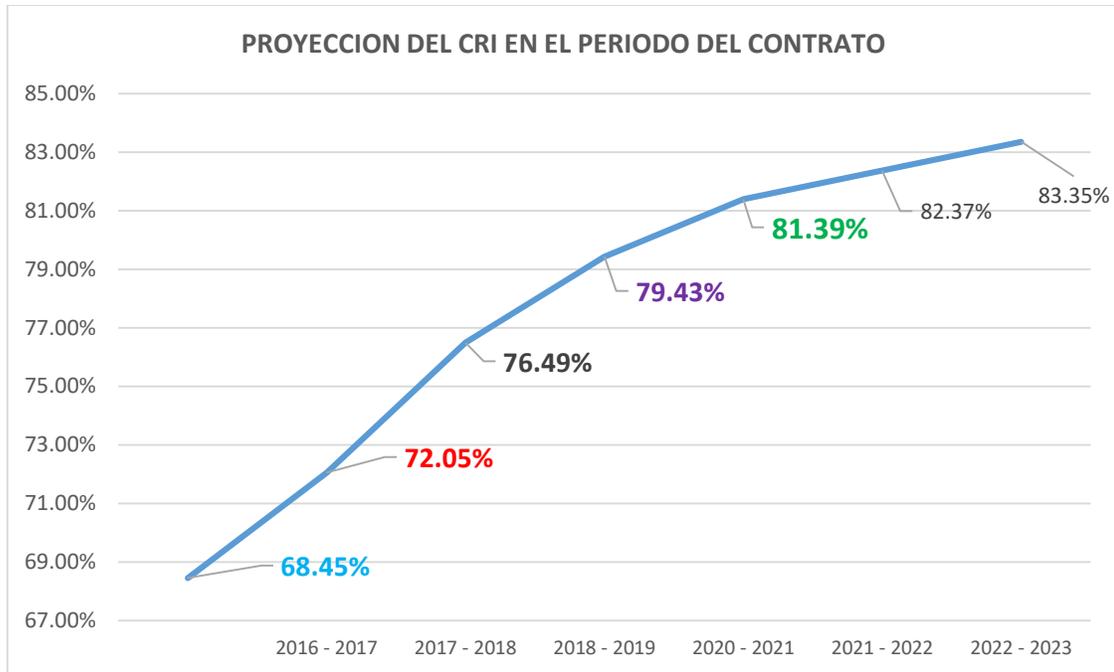


Gráfico N° 41: Proyección del CRI Anual en el Periodo del Contrato.

8.3. Determinación del CRI en la operación de EEH

CRI: Cash Recovery Index

En la siguiente tabla se muestra el cálculo del CRI en la operación de EEH entre los meses Marzo₂₀₂₀ y Febrero₂₀₂₁, aplicando el concepto PMA (Promedio Móvil Anual) para Facturación y Recaudo. Para la energía física ingresada y pérdidas se usan los valores acumulados del Balance de Pérdidas.

Por lo anterior, los CRI resultantes de cada mes indican los efectos de promedios acumulados que la gestión de reducción de pérdidas y la gestión de recaudo tuvieron en cada uno de los meses.

Comentario 28 de MHI: En la tabla y gráfico siguientes se puede observar la evolución decreciente del CRI, desde 62.80 % (Abril₂₀₂₀) a 60.94 % (Marzo₂₀₂₁), lo que significa que EEH no ha podido alcanzar en Marzo₂₀₂₁ la meta proyectada para el Primer Año de Operaciones (68.45%), ni tampoco la del Segundo Año (72.05%), ni menos la del tercer año de operaciones (76.49%), ni la del Cuarto Año (79.43 %) y difícilmente alcanzará la meta proyectada del Quinto Año (81.39 %).

CALCULO DEL CRI CON VALORES ACUMULADOS ANUALES POR MES DE PERDIDAS Y RECAUDO					
Mes	Energia Perdida kWh	Energia Ingresada kWh	Energia Cobrada MMHNL	Energia facturada MMHNL	CRI
Abr.20	2,922,175,333	9,118,835,258	27,889	30,176	62.80%
May.20	2,944,812,421	9,065,317,157	27,397	29,516	62.67%
Jun.20	3,011,784,593	9,028,039,880	26,822	28,778	62.11%
Jul.20	3,064,389,888	9,012,326,916	25,931	28,265	60.55%
Ago.20	3,111,600,051	8,992,456,422	25,188	27,525	59.85%
Sep.20	3,159,117,444	8,988,160,074	24,598	26,699	59.75%
Oct.20	3,177,700,871	8,993,801,211	24,067	26,202	59.40%
Nov.20	3,124,327,228	8,916,688,244	23,407	25,717	59.13%
Dic.20	3,149,701,291	8,904,449,498	23,036	25,283	58.88%
Ene.21	3,142,778,098	8,900,829,740	22,592	24,863	58.78%
Feb.21	2,802,310,723	8,873,230,415	22,272	24,744	61.58%
Mar.21	3,117,260,030	8,920,863,977	22,749	24,286	60.94%

Tabla N° 73: Calculo del CRI con Valores Acumulados Anuales por Mes de Pérdidas y Recaudo

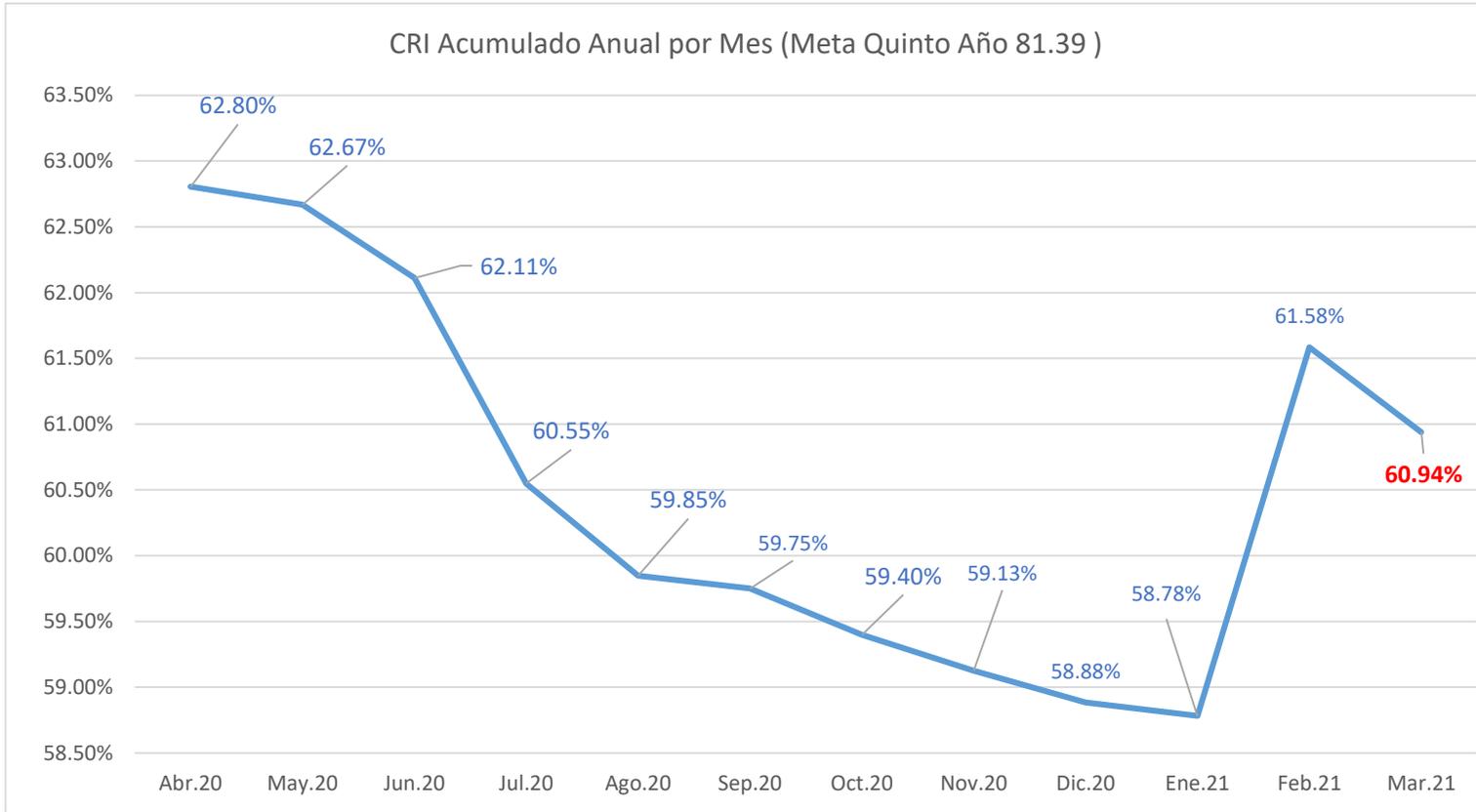


Gráfico Nº 42: Evolución del CRI calculado con Valores Acumulados Anuales por Mes de Pérdidas y Recaudo

En el siguiente gráfico se puede observar como la Energía Ingresada al Sistema de Distribución ha contribuido al resultado del CRI.

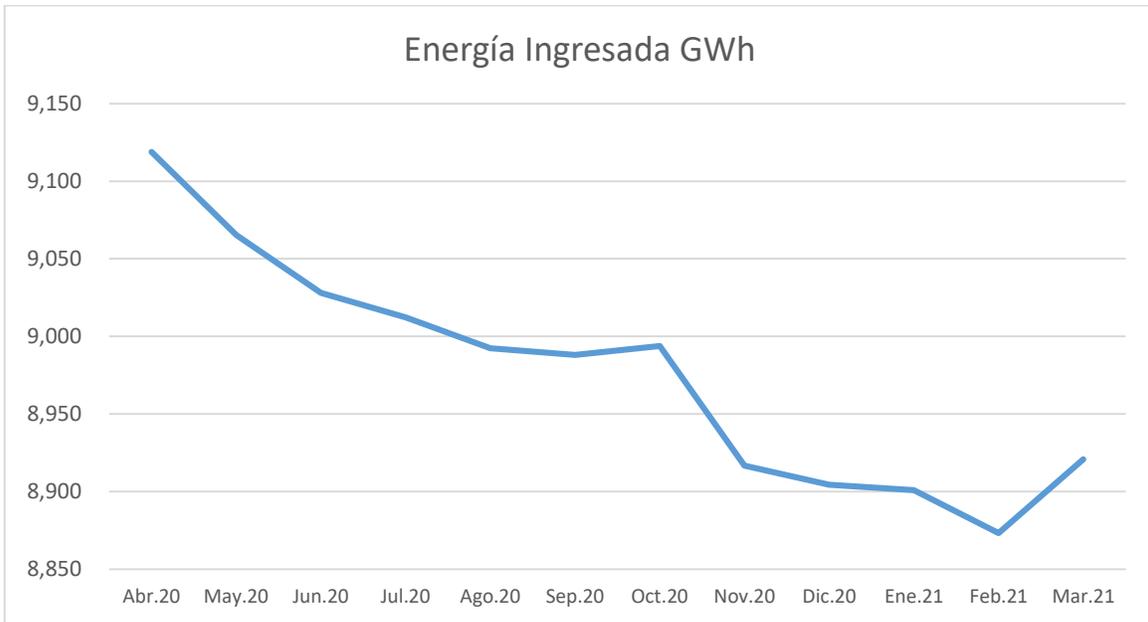


Gráfico N° 43: Evolución de Energía Ingresada a nivel acumulado anual – por mes

En el siguiente gráfico se puede observar como las Pérdidas del Sistema de Distribución ha contribuido al resultado del CRI.

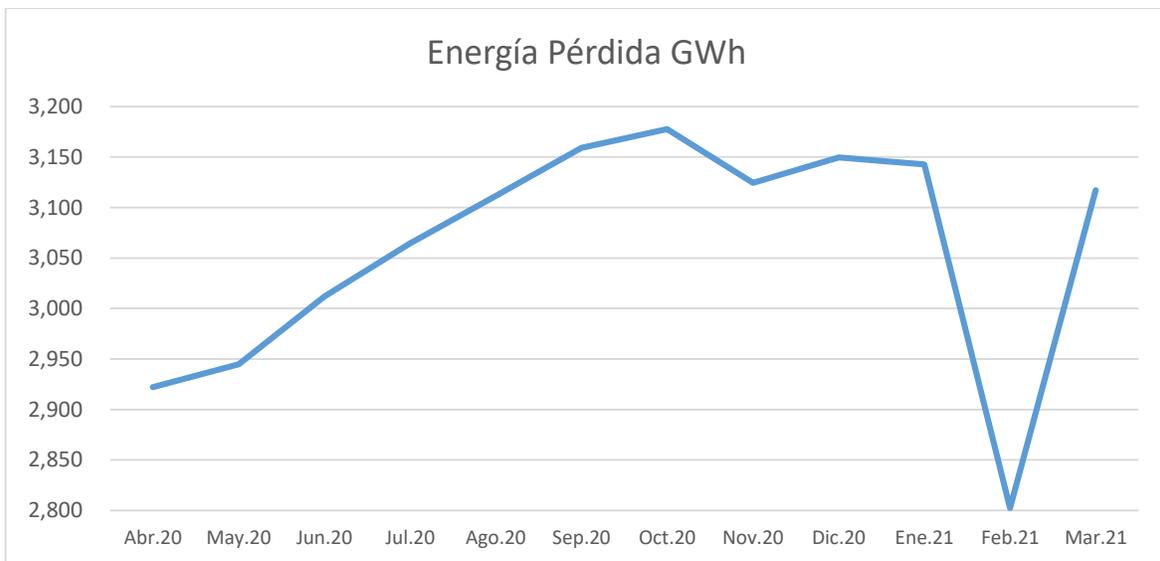


Gráfico N° 44: Evolución de Energía Perdida a nivel acumulado anual – por mes

En el siguiente gráfico se puede observar como la Energía Distribuida ha contribuido al resultado del CRI.

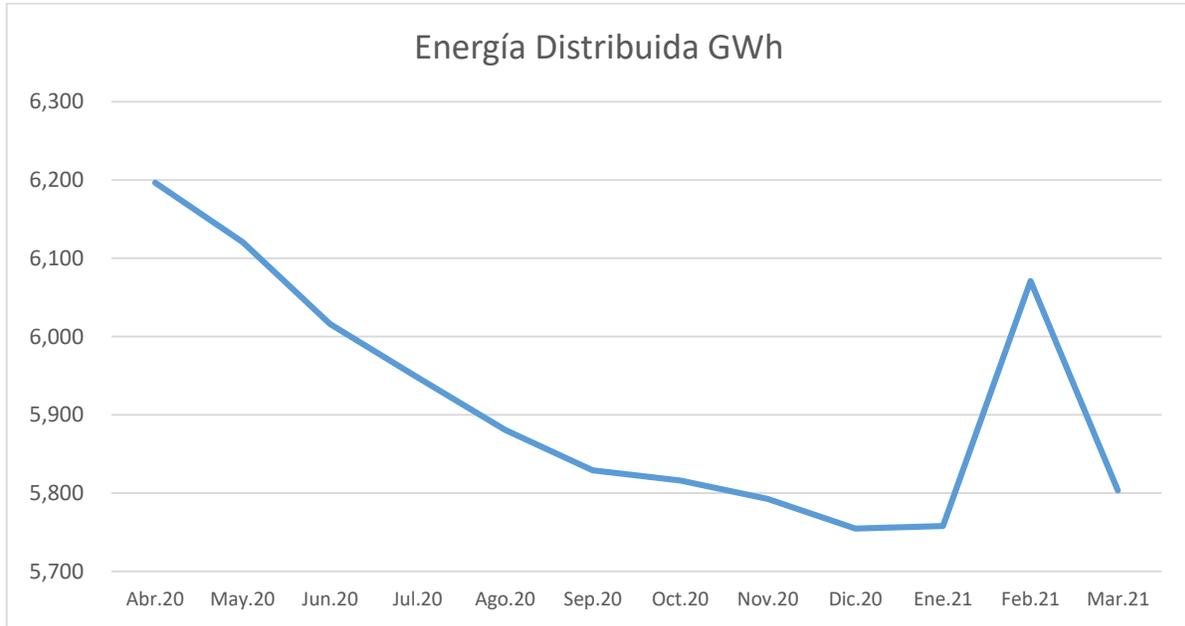


Gráfico N° 45: Evolución de la Energía Distribuida a nivel acumulado anual – por mes

En el siguiente gráfico se puede observar como El Recaudo Mensual ha contribuido al resultado del CRI.

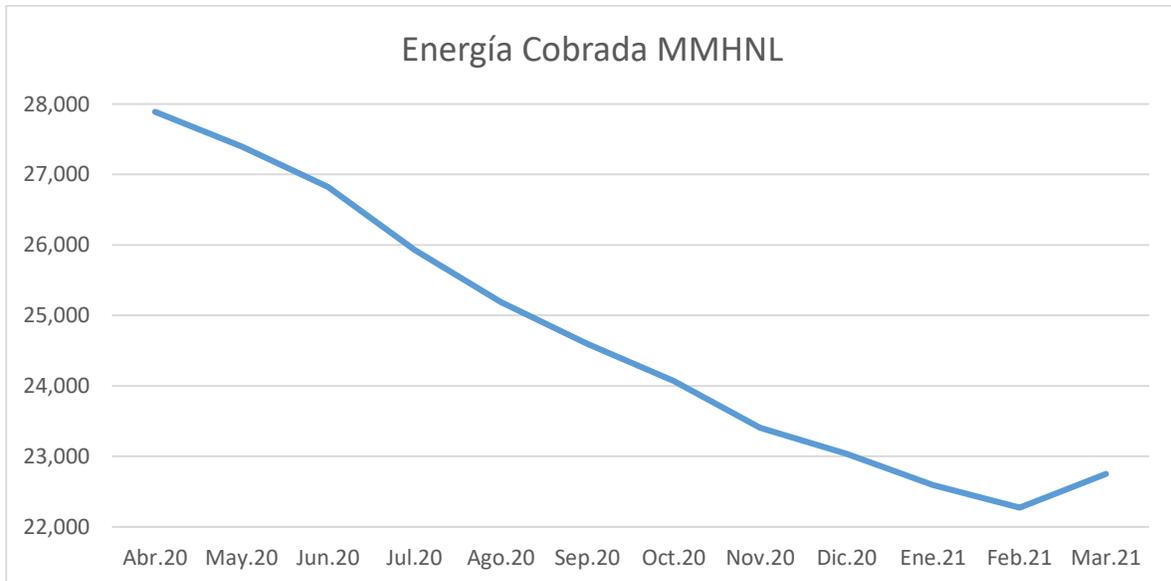


Gráfico N° 46: Evolución del Recaudo a nivel acumulado anual – por mes

En el siguiente gráfico se puede observar como la Facturación Mensual ha contribuido al resultado del CRI.

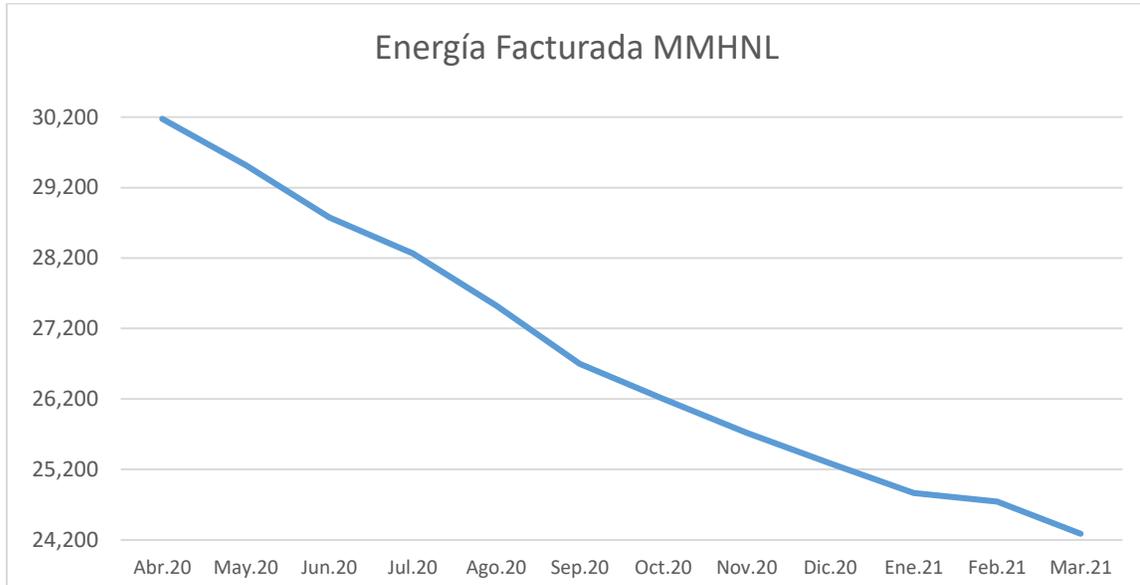


Gráfico N° 47: Evolución de la Facturación a nivel acumulado anual – por mes

9. AVANCE PROCESO DE INVERSIONES QUINTO AÑO

En las siguientes tablas, a Marzo₂₀₂₁, se muestra el Avance físico y financiero del Proceso de Inversiones correspondiente al Presupuesto de Inversiones del Quinto Año de Operaciones.

El avance físico, en cuanto a cantidad de medidores instalados en Marzo₂₀₂₁ respecto del total del Quinto Año de Operaciones resulta 14 %.

Ítem	Nombre del Proyecto		Nº Actividades a realizar en el año	2020	2021			Total Ejecutado a Marzo	Avance sobre el total del año
				Ejecución Física					
				Diciembre	Enero	Febrero	Marzo		
1	Medición en fronteras de entradas de subestaciones		125	7	2	17	8	34	27%
2	Medición en fronteras de entrada de energía en generación distribuida		10	1	0	0	0	1	10%
3	Medición Grandes Consumidores (Medida Indirecta)		436	10	19	19	11	59	14%
4	Medición y normalización de clientes medida semidirecta		2,166	50	137	68	52	307	14%
5	Macromedición de centros de transformación		2,150	13	39	6	43	101	5%
6	Instalación Medida Inteligente (AMI)	AMI	10,000	0	0	0	0	0	0%
7		AMI>100 A	15	13	-13	0	0	0	0%
8		AMI ENEE	18,073	77	32	4	32	145	1%
9	Medición convencional para la optimización del ciclo comercial		324,700	11,115	15,082	12,372	9,410	47,979	15%
10	Proyectos de protección y remodelación de redes en baja tensión		550	0	0	0	0	0	0%
			358,225	11,286	15,298	12,486	9,556	48,626	14%

Tabla Nº 74: Avance Físico de Instalación de Medidores

En la siguiente tabla se muestra la ejecución financiera del Quinto Año de Operaciones a Marzo₂₀₂₁, contra el Presupuesto para el Quinto Año de Operaciones. El avance al mes de Marzo₂₀₂₁ resulta 82 %, el avance sobre el total del año resulta 19 %.

Ítem	Nombre del Proyecto	2020	2021			Total Programado a Marzo US\$	Total Ejecutado a Marzo US\$	Avance al Mes de Marzo %	Avance sobre el total del año %
		Ejecución Financiera Programada							
		Diciembre	Enero	Febrero	Marzo				
1	Medición en fronteras de entradas de subestaciones	\$0.00	\$67,536.62	\$67,536.62	\$67,536.62	\$202,609.87	\$136,830.86	68%	35%
2	Medición en fronteras de entrada de energía en generación distribuida	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$23,928.41	\$23,928.41	\$12,620.20	53%	11%
3	Medición Grandes Consumidores (Medida Indirecta)	\$8,643.34	\$25,930.01	\$43,571.10	\$267,398.02	\$345,542.47	\$643,802.63	186%	17%
4	Medición y normalización de clientes medida semidirecta	\$639,175.82	\$618,921.98	\$599,729.46	\$395,753.05	\$2,253,580.30	\$418,207.83	19%	12%
5	Macromedición de centros de transformación	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$530,204.38	\$530,204.38	\$120,092.72	23%	3%
6	Instalación Medida Inteligente (AMI)	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$442,367.41	\$442,367.41	\$0.00	0%	0%
7		\$0.00	\$0.00	\$40,133.33	\$40,133.33	\$80,266.67	\$47,923.00	60%	40%
8		\$122,647.10	\$122,647.10	\$122,647.10	\$122,647.10	\$490,588.40	\$9,387.00	2%	1%
9	Medición convencional para la optimización del ciclo comercial	\$1,763,253.84	\$2,262,178.50	\$3,153,121.73	\$3,153,121.73	\$10,331,675.80	\$4,931,694.00	48%	14%
10	Proyectos de protección y remodelación de redes en baja tensión	\$119,119.93	\$240,083.23	\$240,083.23	\$240,083.23	\$839,369.63	\$0.00	0%	0%
11	Reducción de Pérdidas Técnicas en la Red de Distribución (Proyectos)	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$315,377.57	\$315,377.57	\$934,622.57	296%	33%
12	Remodelación de redes de media tensión (Cable semiaislado)	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
13	Inventario Redes BT y MT	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%

Ítem	Nombre del Proyecto	2020	2021			Total Programado a Marzo	Total Ejecutado a Marzo	Avance al Mes de Marzo	Avance sobre el total del año
		Ejecución Financiera Programada							
		Diciembre	Enero	Febrero	Marzo				
14	Auditoría Inventario Redes	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
15	Marcación de Postería de la Red de Distribución	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$262,223.44	\$262,223.44	\$132,571.20	51%	6%
16	Remodelación y ampliación del sistema SCADA	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$479,010.31	\$479,010.31	\$3,405,139.11	711%	79%
17	Equipo telegestionado de protección y seccionamiento en media tensión	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$619,397.47	\$619,397.47	\$3,439,601.54	555%	62%
18	Implementación, sistema de gestión de balances de energía	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
19	Licencias Digsilent, AutoCAD, ArcGis y módulos complementarios	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
20	Repotenciación y Reconfiguración de la Red de Distribución (Proyectos) - ENEE.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
21	Tecnología para la lectura y facturación en sitio, reimplantación InCMS (Mejora de los procesos)	\$123,430.78	\$123,430.78	\$123,430.78	\$123,430.78	\$493,723.13	\$0.00	0%	0%
22	Medición Prepago	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
23	Proyecto Medición de la Calidad Del Servicio eléctrico.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
24	Contratación de diseño, adquisición e instalación de interruptores en cabeceras de circuitos de Zona Litoral Atlántico que no cuentan con ellos.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%

Ítem	Nombre del Proyecto	2020	2021			Total Programado a Marzo	Total Ejecutado a Marzo	Avance al Mes de Marzo	Avance sobre el total del año
		Ejecución Financiera Programada							
		Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	US\$	US\$	%	%
25	Adquisición e instalación de Bancos de Reguladores de tensión en transformadores de subestaciones que no cuentan con regulación de tensión protección anti fauna.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
26	Interfaces entre ENERGIS con sistemas corporativos EEH y ENEE y módulos complementarios.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$100,555.56	\$100,555.56	\$295,000.00	293%	33%
27	Mejoras en la red de distribución para Expansión de la Red	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
28	Implementación de Soluciones para resolver restricciones en el SIN con incidencia en distribución.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
29	Mejora en los niveles de tensión de la Red de Distribución.	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	0%	0%
TOTAL US\$		\$2,776,270.80	\$3,460,728.23	\$4,390,253.36	\$7,183,168.42	\$17,810,420.82	\$14,527,492.66	82%	19%

Tabla N° 75: Avance Financiero del Presupuesto de Inversiones

10. COVID-19 y DECRETO PCM-021-2020 (Incluye ETA e IOTA)

A consecuencia de la pandemia mundial COVID-19 que se ha extendido a la Republica de Honduras, a lo establecido en el Decreto Ejecutivo Número PCM-021-2020 de la Presidencia de La República y a lo acordado en el Comité Técnico N° 108, celebrado el lunes 6 de abril de 2020, los representantes de las empresas ENEE-EEH y MHI designados para el efecto, presentaron al Comité Técnico del Fideicomiso de ENEE Distribución, el Plan de Contingencias actualizado al 16/04/2020, en el cual, a la Operación Técnica del Sistema de Distribución en estado de emergencia y/o contingencia, se agregan determinaciones y procedimientos relacionados con el mismo Sistema de Distribución, el Sistema Comercial y Control de Energía, el plan de Contingencia de ENEE Generación y de ENEE Transmisión y se presentan alternativas de las medidas a adoptar en cada una de estas actividades del servicio de electricidad durante el tiempo que dure la emergencia.

Por lo anterior, Manitoba Hydro International ha estimado conveniente incluir en sus informes mensuales, la información a la que el Supervisor está efectuado seguimiento, sobre la base de los informes entregados por el Operador sobre esta materia.

EVENTO	FECHA
Toque de queda absoluto	A partir del 16 de marzo 2020
Reapertura Inteligente	A partir del 8 de junio 2020
Cancelación Apertura Inteligente en Tegucigalpa	A partir del 22 de junio 2020
Fallecimiento primer empleado EEH	Al 31 de julio de 2020

Tabla N° 76: Disposiciones de Gobierno y Afectación COVID-19 a Empleado EEH

Comentario 29 de MHI: La información muestra valores semanales de eventos y no contiene efectos acumulativos. Adicionalmente, el Operador incluye los efectos de los huracanes ETA e IOTA.

N. INFORME	COD. INFORME	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	PERIODO	CANT DIAS	EMPLEADOS LABORANDO	CASOS POSITIVOS (HISTORICO)	CASOS REINTEGRADOS (HISTORICO)
1	EEH-GG-2020-01-099	2020-04-01	2020-04-10	01/04/2020 - 10/04/2020	9	936	0	0
2	EEH-GG-2020-01-106	2020-04-11	2020-04-17	11/04/2020 - 17/04/2020	6	1,115	0	0
3	EEH-GG-2020-01-114	2020-04-18	2020-04-24	18/04/2020 - 24/04/2020	6	1,170	0	0
4	EEH-GG-2020-01-120	2020-04-25	2020-04-30	25/04/2020 - 30/04/2020	5	1,204	0	0
5	EEH-GG-2020-01-127	2020-05-01	2020-05-08	01/05/2020 - 08/05/2020	7	1,247	1	0
6	EEH-GG-2020-01-136	2020-05-09	2020-05-15	09/05/2020 - 15/05/2020	6	1,247	3	0
7	EEH-GG-2020-01-140	2020-05-16	2020-05-22	16/05/2020 - 22/05/2020	6	1,244	5	0
8	EEH-GG-2020-01-150	2020-05-23	2020-05-31	23/05/2020 - 31/05/2020	8	1,266	7	0
9	EEH-GG-2020-01-157	2020-06-01	2020-06-07	01/06/2020 - 07/06/2020	6	1,174	10	0
10	EEH-GG-2020-01-163	2020-06-08	2020-06-14	08/06/2020 - 14/06/2020	6	1,209	12	0
11	EEH-GG-2020-01-169	2020-06-15	2020-06-21	15/06/2020 - 21/06/2020	6	1,021	22	0
12	EEH-GG-2020-01-179	2020-06-22	2020-06-30	22/06/2020 - 30/06/2020	8	1,131	69	8
13	EEH-GG-2020-01-190	2020-07-01	2020-07-05	01/07/2020 - 05/07/2020	4	1,094	76	8
14	EEH-GG-2020-01-2466	2020-07-06	2020-07-12	06/07/2020 - 12/07/2020	6	1,094	105	37

N. INFORME	COD. INFORME	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	PERIODO	CANT DIAS	EMPLEADOS LABORANDO	CASOS POSITIVOS (HISTORICO)	CASOS REINTEGRADOS (HISTORICO)
15	EEH-GG-2020-01-2567	2020-07-13	2020-07-19	13/07/2020 - 19/07/2020	6	1,073	120	50
16	EEH-CGC-2020-01-2684	2020-07-20	2020-07-26	20/07/2020 - 26/07/2020	6	1,013	160	75
17	EEH-CGC-2020-01-2779	2020-07-27	2020-07-31	27/07/2020 - 31/07/2020	4	1,174	191	100
18	EEH-CGC-2020-01-2891	2020-08-01	2020-08-09	01/08/2020 - 09/08/2020	8	1,150	265	156
19	EEH-CGC-2020-01-2982	2020-08-10	2020-08-16	10/08/2020 - 16/08/2020	6	1,497	320	236
20	EEH-GG-2020-01-3098	2020-08-17	2020-08-23	17/08/2020 - 23/08/2020	6	1,140	335	266
21	EEH-GG-2020-01-3207	2020-08-24	2020-08-31	24/08/2020 - 31/08/2020	7	1,221	375	300
22	EEH-GG-2020-01-3423	2020-09-01	2020-09-06	01/09/2020 - 06/09/2020	5	1,237	418	342
23	EEH-GG-2020-01-3545	2020-09-07	2020-09-13	07/09/2020 - 13/09/2020	6	1,173	434	375
24	EEH-GG-2020-01-3644	2020-09-14	2020-09-20	14/09/2020 - 20/09/2020	6	1,271	447	418
25	EEH-GG-2020-01-3738	2020-09-21	2020-09-27	21/09/2020 - 27/09/2020	6	1,282	472	436

N. INFORME	COD. INFORME	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	PERIODO	CANT DIAS	EMPLEADOS LABORANDO	CASOS POSITIVOS (HISTORICO)	CASOS REINTEGRADOS (HISTORICO)
26	EEH-GG-2020-01-3870	2020-09-28	2020-10-04	28/09/2020 - 04/10/2020	6	1,512	512	464
27	EEH-GG-2020-01-4001	2020-10-05	2020-10-11	05/10/2020 - 11/10/2020	6	1,568	544	480
28	EEH-GG-2020-01-4115	2020-10-12	2020-10-18	12/10/2020 - 18/10/2020	6	1,531	564	507
29	EEH-GG-2020-01-4261	2020-10-19	2020-10-25	19/10/2020 - 25/10/2020	6	1,552	573	521
30	EEH-GG-2020-01-4295	2020-10-26	2020-10-31	26/10/2020 - 31/10/2020	5	1,549	573	527
31	EEH-GG-2020-01-4436	2020-11-01	2020-11-08	01/11/2020 - 08/11/2020	7	1,546	586	534
32	EEH-GG-2020-01-4509	2020-11-09	2020-11-15	09/11/2020 - 15/11/2020	6	1,549	589	547

N. INFORME	COD. INFORME	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	PERIODO	CANT DIAS	EMPLEADOS LABORANDO	CASOS POSITIVOS (HISTORICO)	CASOS REINTEGRADOS (HISTORICO)
33	EEH-GG-2020-01-4620	2020-11-16	2020-11-22	16/11/2020 - 22/11/2020	6	1,553	589	548
34	EEH-GG-2020-01-4747	2020-11-23	2020-11-30	23/11/2020 - 30/11/2020	7	1,568	593	548
35	EEH-GG-2020-01-4866	2020-12-01	2020-12-06	01/12/2020 - 06/12/2020	5	1,542	600	547
36	EEH-GG-2020-01-5017	2020-12-07	2020-12-13	07/12/2020 - 13/12/2020	6	1,541	600	552
37	EEH-GG-2020-01-5131	2020-12-14	2020-12-20	14/12/2020 - 20/12/2020	6	1,519	612	558
38	EEH-GG-2020-01-5175	2020-12-21	2020-12-27	21/12/2020 - 27/12/2020	6	1,461	613	563
39	EEH-GG-2021-01-71	2020-12-28	2020-12-31	28/12/2020 - 31/12/2020	3	1,349	613	569

N. INFORME	COD. INFORME	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	PERIODO	CANT DIAS	EMPLEADOS LABORANDO	CASOS POSITIVOS (HISTORICO)	CASOS REINTEGRADOS (HISTORICO)
40	EEH-GG-2021-01-206	2021-01-01	2021-01-10	01/01/2021 - 10/01/2021	9	1,459	623	573
41	EEH-GG-2021-01-311	2021-01-11	2021-01-17	11/01/2021 - 17/01/2021	6	1,482	623	573
42	EEH-GG-2021-01-451	2021-01-18	2021-01-24	18/01/2021 - 24/01/2021	6	1,515	641	597
43	EEH-GG-2021-01-600	2021-01-25	2021-01-31	25/01/2021 - 31/01/2021	6	1,519	641	597
44	EEH-GG-2021-01-793	2021-02-01	2021-02-07	01/02/2021 - 07/02/2021	6	1,580		597
45	EEH-GG-2021-01-962	2021-02-08	2021-02-14	08/02/2021 - 14/02/2021	6	1,559		635
46	EEH-GG-2021-01-1100	2021-02-15	2021-02-21	15/02/2021 - 21/02/2021	6	1,568		642
47	EEH-GG-2021-01-1261	2021-02-22	2021-02-28	22/02/2021 - 28/02/2021	6	1,579		651

N. INFORME	COD. INFORME	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	PERIODO	CANT DIAS	EMPLEADOS LABORANDO	CASOS POSITIVOS (HISTORICO)	CASOS REINTEGRADOS (HISTORICO)
48	EEH-GG-2021-01-1357	2021-03-01	2021-03-07	01/03/2021 - 07/03/2021	6	1,581		661
49	EEH-GG-2021-01-1500	2021-03-08	2021-03-14	08/03/2021 - 14/03/2021	6	1,578		663
50	EEH-GG-2021-01-1698	2021-03-15	2021-03-21	15/03/2021 - 21/03/2021	6	1,561		669
51	EEH-GG-2021-01-1784	2021-03-22	2021-03-28	22/03/2021 - 28/03/2021	6	1,581		680
52	EEH-GG-2021-01-1875	2021-03-29	2021-04-04	29/03/2021 - 04/04/2021	6	1,519		681

Tabla N° 77: Informes EEH COVID-19

N. INFORME	SAIFI	SAIDI	JUSTIFICACION EN LA AFECTACIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y LA INTEGRIDAD DE LA RED	SECTORES CON PROBLEMAS DE ACCESO	TAI
1	0.24	0.33	Situación COVID-19: Bloqueo de calles por parte de alcaldías y particulares.(Algunas alcaldías no dieron validez a los salvoconductos proporcionados por SINAGER)		3.8
2	0.33	0.26	Situación COVID-19 e Incendios Forestales en 6 sectores	11	4.63
3	0.12	0.05	Situación COVID-19 e Incendios Forestales en 6 sectores	6	3.98

N. INFORME	SAIFI	SAIDI	JUSTIFICACION EN LA AFECTACIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y LA INTEGRIDAD DE LA RED	SECTORES CON PROBLEMAS DE ACCESO	TAI
4	0.15	0.25	Situación COVID-19 e Incendios Forestales en 2 sectores	6	7.11
5	0.45	0.25	Situación COVID-19 e Incendios Forestales en 2 sectores	8	4.85
6	0.58	0.43	Situación COVID-19 e Incendios Forestales en 2 sectores	4	4.53
7	0.92	1.25	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de tormentas tropicales)	5	5.68
8	0.90	0.94	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de tormentas tropicales)	8	5.93
9	0.32	0.36	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de tormentas tropicales)	2	5.92
10	0.43	0.51	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de tormentas tropicales)	3	5.8
11	0.32	0.34	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de tormentas tropicales)	2	4.66
12	0.36	0.19	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de tormentas tropicales)	3	4.58
13	0.25	0.36	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de invierno)	3	6.07
14	0.17	0.15	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de invierno)	1	4.11
15	0.38	0.37	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de invierno)	3	4.97
16	0.44	0.49	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de invierno)	3	4.23
17	0.28	0.18	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de invierno)	2	5.01

N. INFORME	SAIFI	SAIDI	JUSTIFICACION EN LA AFECTACIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y LA INTEGRIDAD DE LA RED	SECTORES CON PROBLEMAS DE ACCESO	TAI
18	0.43	0.37	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de invierno)	3	5.21
19	0.15	0.27	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de invierno)	3	4.34
20	0.50	0.63	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de invierno)	1	4.24
21	0.49	0.32	Situación COVID-19 y estado de emergencia por parte de COPECO(Inicio temporada de invierno)	2	5.34
22	0.18	0.06	Efectos de la temporada de invierno y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19	1	5.42
23	0.41	0.24	La cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19	8	5.66
24	0.69	1.17	Efectos de la temporada de invierno y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19	1	5.5
25	0.57	0.64	Efectos de la temporada de invierno y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		4.7
26	0.18	0.43	Efectos de la temporada de invierno y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		5.39
27	0.64	0.45	Efectos de la temporada de invierno y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19	2	3.91

N. INFORME	SAIFI	SAIDI	JUSTIFICACION EN LA AFECTACIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y LA INTEGRIDAD DE LA RED	SECTORES CON PROBLEMAS DE ACCESO	TAI
28	0.48	0.52	Efectos de la temporada de invierno y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19	1	4.71
29	0.24	0.31	Efectos de la temporada de invierno y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19	1	3.8
30	0.39	0.88	Efectos de la temporada de invierno, a la Afectación por el huracán ETA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19	1	5.97
31	0.96	0.70	Efectos de la temporada de invierno, a la Afectación por el huracán ETA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		8.46
32	0.59	0.64	Efectos de la temporada de invierno, a la Afectación por el huracán ETA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		7.41
33	0.63	0.67	Efectos de la temporada de invierno, a la Afectación por el huracán ETA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		9.18

N. INFORME	SAIFI	SAIDI	JUSTIFICACION EN LA AFECTACIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y LA INTEGRIDAD DE LA RED	SECTORES CON PROBLEMAS DE ACCESO	TAI
34	0.42	0.28	Efectos de la temporada de invierno, a la Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		10.63
35	0.21	0.45	Efectos de la temporada de invierno, a la Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		5.09
36	0.30	0.10	Efectos de la temporada de invierno, a la Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		6.63
37	0.16	0.56	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		4.94
38	0.29	0.18	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		4.3
39	0.03	0.06	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		3.2
40	0.16	0.24	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		3.27

N. INFORME	SAIFI	SAIDI	JUSTIFICACION EN LA AFECTACIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y LA INTEGRIDAD DE LA RED	SECTORES CON PROBLEMAS DE ACCESO	TAI
41	0.22	0.16	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		3.46
42	0.19	0.42	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		3.85
43	0.28	0.51	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		4.13
44	0.20	0.33	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		4.29
45	0.21	0.30	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		3.88
46	0.38	0.45	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		4.84
47	0.23	0.38	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		3.57
48	0.30	0.63	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		3.53

N. INFORME	SAIFI	SAIDI	JUSTIFICACION EN LA AFECTACIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y LA INTEGRIDAD DE LA RED	SECTORES CON PROBLEMAS DE ACCESO	TAI
49	0.23	0.39	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		3.47
50	0.29	0.19	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		4.16
51	0.49	0.40	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		3.55
52	0.15	0.06	Afectación por el huracán ETA - IOTA y la cancelación de mantenimientos de mantenimientos preventivos debido a la emergencia por COVID-19		3.56

Tabla N° 78: Justificaciones de Afectación es en Red EEH COVID-19

N. INFORME	REPORTES INGRESADOS POR CALL CENTER	REPORTES EFECTIVOS REPARADOS	AVANCE: CANT CLIENTES VINCULADOS A LA RED	AVANCE: MONTAJE Y EVALUACION DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES MT Y BT
1	1,877	1,300		
2	1,585	937	24,923	124
3	887	497	21,209	92
4	1,611	1,075	14,430	106

N. INFORME	REPORTES INGRESADOS POR CALL CENTER	REPORTES EFECTIVOS REPARADOS	AVANCE: CANT CLIENTES VINCULADOS A LA RED	AVANCE: MONTAJE Y EVALUACION DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES MT Y BT
5	2,452	1,394	21,403	125
6	2,364	1,156	16,710	120
7	3,187	1,167	14,268	136
8	4,463	1,413	14,540	121
9	2,464	1,113	12,064	32
10	2,568	1,063	6,504	27
11	1,630	775	7,400	28
12	2,410	1,190	7,169	24
13	2,319	1,065	6,811	36
14	2,029	1,034	13,566	20
15	2,297	1,203	4,937	24
16	2,515	1,327	2,362	20
17	1,694	1,125	2,468	30

N. INFORME	REPORTES INGRESADOS POR CALL CENTER	REPORTES EFECTIVOS REPARADOS	AVANCE: CANT CLIENTES VINCULADOS A LA RED	AVANCE: MONTAJE Y EVALUACION DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES MT Y BT
18	3,288	1,594	1,813	46
19	2,171	1,185	1,643	73
20	2,773	1,223	1,643	73
21	3,046	1,790	3,462	88
22	2,308	892	1,353	72
23	3,484	1,289	1,160	88
24	3,223	1,305	1,264	46
25	2,075	1,314	1,004	66
26	2,793	1,313	1,281	33
27	2,449	1,339	0	24

N. INFORME	REPORTES INGRESADOS POR CALL CENTER	REPORTES EFECTIVOS REPARADOS	AVANCE: CANT CLIENTES VINCULADOS A LA RED	AVANCE: MONTAJE Y EVALUACION DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES MT Y BT
28	2,200	1,399	1,371	29
29	2,367	1,397	1,533	22
30	2,086	1,352	1,533	1,444
31	3,364	1,465	998	297
32	2,443	1,082	1,630	26
33	3,261	955	1,462	26

N. INFORME	REPORTES INGRESADOS POR CALL CENTER	REPORTES EFECTIVOS REPARADOS	AVANCE: CANT CLIENTES VINCULADOS A LA RED	AVANCE: MONTAJE Y EVALUACION DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES MT Y BT
34	2,831	1,598	1,656	30
35	1,642	878	1,351	34
36	1,892	1,115	5,640	20
37	1,746	1,091	1,091	36
38	1,751	1,219	1,929	21
39	925	633	1,899	10
40	2,008	1,351	4,930	16

N. INFORME	REPORTES INGRESADOS POR CALL CENTER	REPORTES EFECTIVOS REPARADOS	AVANCE: CANT CLIENTES VINCULADOS A LA RED	AVANCE: MONTAJE Y EVALUACION DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES MT Y BT
41	1,772	1,080	2,445	22
42	1,597	1,097	3,148	30
43	1,647	1,116	3,048	14
44	1,797	1,203	1,028	9
45	1,494	1,030	727	9
46	2,025	1,046	516	9
47	1,246	837	485	9
48	1,520	1,009	678	11

N. INFORME	REPORTES INGRESADOS POR CALL CENTER	REPORTES EFECTIVOS REPARADOS	AVANCE: CANT CLIENTES VINCULADOS A LA RED	AVANCE: MONTAJE Y EVALUACION DE PERDIDAS TECNICAS EN REDES MT Y BT
49	1,720	1,149	449	13
50	1,882	1,209	64	13
51	1,764	1,160	227	10
52	1,681	1,229	261	3

Tabla Nº 79: Acciones en Incidencias de la Red EEH COVID-19

N. INFORME	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO DEBIDO AL COVID-19	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO NORMAL	%PROMEDIOS COVID-19 RESPECTO AL TOTAL DE PROMEDIOS	FACTURACION [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)
1			0	#DIV/0!	1,412.86
2			0	#DIV/0!	1,625.92
3	107,198	60,576	46,622	57%	1,868.00
4	76,384	44,933	31,451	59%	
5	32,015	6,606	25,409	21%	995.56
6	70,250	18,221	52,029	26%	1,330.83

N. INFORME	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO DEBIDO AL COVID-19	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO NORMAL	%PROMEDIOS COVID-19 RESPECTO AL TOTAL DE PROMEDIOS	FACTURACION [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)
7	138,227	25,535	112,692	18%	1,699.17
8	213,220	39,914	173,306	19%	2,072.59
9	18,160	72	18,088	0.40%	909.06
10	51,345	82	51,263	0.16%	1,299.69
11	114,765	291	114,474	0.25%	1,652.17
12	180,882	500	180,382	0.28%	2,012.06
13	0	0	0	#DIV/0!	
14	39,238	1,400	37,838	3.57%	1,266.05
15	90,261	2,050	88,211	2.27%	1,592.65
16	144,513	2,670	141,843	1.85%	1,916.24
17	182,196	4,121	178,075	2.26%	1,988.06
18	21,436	0	21,436	0.00%	937.64

N. INFORME	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO DEBIDO AL COVID-19	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO NORMAL	%PROMEDIOS COVID-19 RESPECTO AL TOTAL DE PROMEDIOS	FACTURACION [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)
19	68,992	0	68,992	0.00%	1,439.07
20	129,632	0	129,632	0.00%	1,748.43
21	186,757	0	186,757	0.00%	2,062.66
22	12,988	0	12,988	0.00%	262.10
23	67,602	0	67,602	0.00%	1,390.84
24	113,861	0	113,861	0.00%	1,610.79
25	173,704	0	173,704	0.00%	1,917.78
26	195,190	0	195,190	0.00%	2,035.33
27	37,103	0	37,103	0.00%	1,115.94

N. INFORME	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO DEBIDO AL COVID-19	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO NORMAL	%PROMEDIOS COVID-19 RESPECTO AL TOTAL DE PROMEDIOS	FACTURACION [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)
28	98,100	0	98,100	0.00%	1,604.98
29	164,119	0	164,119	0.00%	1,917.83
30	204,623	0	204,623	0.00%	2,122.70
31	35,471	0	35,471	0.00%	252.10
32	98,237	0	98,237	0.00%	1,401.79
33	245,451	0	245,451	0.00%	1,706.05

N. INFORME	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO DEBIDO AL COVID-19	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO NORMAL	%PROMEDIOS COVID-19 RESPECTO AL TOTAL DE PROMEDIOS	FACTURACION [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)
34	347,042	0	347,042	0.00%	1,971.06
35	12,814	0	12,814	0.00%	247.81
36	74,636	0	74,636	0.00%	1,300.20
37	159,350	0	159,350	0.00%	1,629.87
38	211,239	0	211,239	0.00%	1,813.73
39	233,265	0	233,265	0.00%	1,927.14
40	53,947	0	53,947	0.00%	1,229.36

N. INFORME	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO DEBIDO AL COVID-19	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO NORMAL	%PROMEDIOS COVID-19 RESPECTO AL TOTAL DE PROMEDIOS	FACTURACION [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)
41	125,160	0	125,160	0.00%	1,594.93
42	190,972	0	190,972	0.00%	1,919.80
43	225,770	0	225,770	0.00%	2,097.07
44	30,163	0	30,163	0.00%	1,037.60
45	85,829	0	85,829	0.00%	1,493.98
46	154,116	0	154,116	0.00%	1,838.44
47	209,369	0	209,369	0.00%	2,110.12
48	13,876	0	13,876	0.00%	641.16

N. INFORME	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO DEBIDO AL COVID-19	CLIENTES FACTURADOS POR PROMEDIO NORMAL	%PROMEDIOS COVID-19 RESPECTO AL TOTAL DE PROMEDIOS	FACTURACION [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)
49	59,692	0	59,692	0.00%	1,440.16
50	121,982	0	121,982	0.00%	1,749.27
51	184,747	0	184,747	0.00%	2,074.59
52	210,434	0	210,434	0.00%	2,214.21

Tabla N° 80: Efectos en Facturación EEH COVID-19

N. INFORME	RECAUDO [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)	%ER	PQR ATENDIDAS
1	697.89	49.40%	4,448
2	985.27	60.60%	3,709
3	1,436.00	76.87%	3,757
4		#DIV/0!	5,450

N. INFORME	RECAUDO [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)	%ER	PQR ATENDIDAS
5	317.29	31.87%	10,730
6	761.11	57.19%	9,066
7	1,414.28	83.23%	9,163
8	1,937.35	93.47%	10,877
9	332.87	36.62%	11,011
10	729.58	56.14%	12,287
11	1,332.02	80.62%	11,991
12	1,950.55	96.94%	15,854
13	189.34	#DIV/0!	6,220
14	495.22	39.12%	10,146
15	929.60	58.37%	10,351
16	1,426.66	74.45%	10,149
17	1,829.75	92.04%	10,281

N. INFORME	RECAUDO [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)	%ER	PQR ATENDIDAS
18	287.23	30.63%	10,361
19	654.64	45.49%	12,809
20	1,278.55	73.13%	13,113
21	1,793.92	86.97%	15,584
22	237.21	90.50%	8,701
23	533.39	38.35%	14,809
24	1,060.26	65.82%	13,183
25	1,671.58	87.16%	15,660
26	1,973.15	96.94%	15,498
27	414.13	37.11%	16,408

N. INFORME	RECAUDO [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)	%ER	PQR ATENDIDAS
28	843.21	52.54%	18,411
29	1,467.19	76.50%	16,777
30	1,984.10	93.47%	16,624
31	228.09	90.48%	7,846
32	560.77	40.00%	16,408
33	1,008.07	59.09%	11,441

N. INFORME	RECAUDO [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)	%ER	PQR ATENDIDAS
34	1,738.12	88.18%	18,912
35	246.66	99.54%	11,889
36	565.51	43.49%	18,562
37	1,077.60	66.12%	19,477
38	1,574.86	86.83%	12,097
39	1,887.05	97.92%	1,679
40	432.17	35.15%	20,958

N. INFORME	RECAUDO [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)	%ER	PQR ATENDIDAS
41	878.76	55.10%	20,416
42	1,483.32	77.26%	20,308
43	1,976.71	94.26%	19,525
44	346.20	33.37%	19,301
45	683.55	45.75%	19,335
46	1,349.58	73.41%	19,783
47	1,876.95	88.95%	20,234
48	331.53	51.71%	18,125

N. INFORME	RECAUDO [MILLONES DE LEMPIRAS] (CORTE FECHA FINAL)	%ER	PQR ATENDIDAS
49	675.49	46.90%	19,217
50	1,255.95	71.80%	20,795
51	1,844.10	88.89%	19,766
52	2,069.59	93.47%	9,877

Tabla Nº 81: Efectos en Recaudo y PQR's EEH COVID-19

Comentario 30 de MHI: La información de Energía Consumida No Facturada, atribuida a Eventos Eximentes de Responsabilidad, que entrega periódicamente el Operador, no ha sido validada por el Supervisor, en mesas de trabajo ENEE-EEH-MHI.

N. INFORME	ACTIVIDADES MEDIDA DIRECTA	ACTIVIDADES MEDIDA ESPECIAL	ACTIVIDADES MEDIDA EN FRONTERAS	OS DE IRREGULARIDADES	ECNF [kWh]
1					
2					
3				903	423,760
4	1,849	72	0	444	1,870,513

N. INFORME	ACTIVIDADES MEDIDA DIRECTA	ACTIVIDADES MEDIDA ESPECIAL	ACTIVIDADES MEDIDA EN FRONTERAS	OS DE IRREGULARIDADES	ECNF [kWh]
5	1,737	98	16	949	934,819
6	1,455	110	14	1,205	2,417,038
7	1,549	100	11	1,078	2,358,822
8	8,741	149	12	726	1,231,175
9	1,615	132	10	526	941,816
10	1,732	198	12	828	2,321,121
11	1,849	148	15	674	1,082,497
12	1,681	150	23	1,281	1,469,637
13	1,712	156	16	1,112	1,519,348
14	1,604	168	18	936	812,862
15	1,886	141	15	672	826,647
16	1,705	112	16	426	681,763
17	1,750	186	16	212	282,363

N. INFORME	ACTIVIDADES MEDIDA DIRECTA	ACTIVIDADES MEDIDA ESPECIAL	ACTIVIDADES MEDIDA EN FRONTERAS	OS DE IRREGULARIDADES	ECNF [kWh]
18	1,812	103	16	65	158,052
19	1,938	118	18	298	289,240
20	2,259	189	16	251	264,695
21	2,188	167	14	254	324,159
22	2,494	178	17	375	658,556
23	2,487	218		642	708,009
24	1,586	131		482	2,556,487
25	2,175	167		37	303,369
26	2,488	160	4	66	46,633
27	2,059	288	12	201	286,112

N. INFORME	ACTIVIDADES MEDIDA DIRECTA	ACTIVIDADES MEDIDA ESPECIAL	ACTIVIDADES MEDIDA EN FRONTERAS	OS DE IRREGULARIDADES	ECNF [kWh]
28	2,439	189	6	317	967,985
29	2,627	235	6	826	1,032,750
30	2,430	230	8	1,057	1,934,083
31	430	32	7	944	1,252,895
32	3,116	199	4	1,283	2,809,383
33	2,318	215	19	1,446	3,279,218

N. INFORME	ACTIVIDADES MEDIDA DIRECTA	ACTIVIDADES MEDIDA ESPECIAL	ACTIVIDADES MEDIDA EN FRONTERAS	OS DE IRREGULARIDADES	ECNF [kWh]
34	3,295	310	5	1,652	3,561,458
35	2,147	217	5	523	1,549,992
36	3,541	117	7	558	2,341,268
37	2,968	243	4	476	2,558,084
38	1,936	226	7	323	892,124
39	1,679	162	6	697	1,356,522
40	3,009	154	3	721	1,859,232

N. INFORME	ACTIVIDADES MEDIDA DIRECTA	ACTIVIDADES MEDIDA ESPECIAL	ACTIVIDADES MEDIDA EN FRONTERAS	OS DE IRREGULARIDADES	ECNF [kWh]
41	2,676	160	4	1,940	3,479,835
42	3,510	152	3	2,310	4,358,425
43	3,377	315	3	2,320	9,823,912
44	4,146	213	6	1,909	5,852,127
45	3,353	227	6	1,876	8,338,441
46	3,939	212	16	1,768	6,151,112
47	4,031	259	11	2,015	4,208,430
48	4,254	0	12	1,973	6,010,655

N. INFORME	ACTIVIDADES MEDIDA DIRECTA	ACTIVIDADES MEDIDA ESPECIAL	ACTIVIDADES MEDIDA EN FRONTERAS	OS DE IRREGULARIDADES	ECNF [kWh]
49	3,572	205	16	2,629	9,711,615
50	4,111	212	17	2,724	9,027,608
51	4,111	324	20	2,363	7,250,286
52	1,347	316	2	790	2,362,928

Tabla N° 82: Efectos en Energía Consumida No Facturada EEH COVID-19

N. INFORME	ECNF [kWh]
1	
2	
3	423,760
4	1,870,513
5	934,819
6	2,417,038
7	2,358,822
8	1,231,175
9	941,816
10	2,321,121
11	1,082,497
12	1,469,637
13	1,519,348
14	812,862
15	826,647

N. INFORME	ECNF [kWh]
16	681,763
17	282,363
18	158,052
19	289,240
20	264,695
21	324,159
22	658,556
23	708,009
24	2,556,487
25	303,369
26	46,633

N. INFORME	ECNF [kWh]
27	286,112
28	967,985
29	1,032,750
30	1,934,083
31	1,252,895
32	2,809,383
33	3,279,218

N. INFORME	ECNF [kWh]
34	3,561,458
35	1,549,992
36	2,341,268
37	2,558,084
38	892,124
39	1,356,522
40	1,859,232

N. INFORME	ECNF [kWh]
41	3,479,835
42	4,358,425
43	9,823,912
44	5,852,127
45	8,338,441
46	6,151,112
47	4,208,430
48	6,010,655

N. INFORME	ECNF [kWh]
49	9,711,615
50	9,027,608
51	7,250,286
52	2,362,928

Tabla N° 83: Estadística Casos Positivos a Nivel Nacional COVID-19

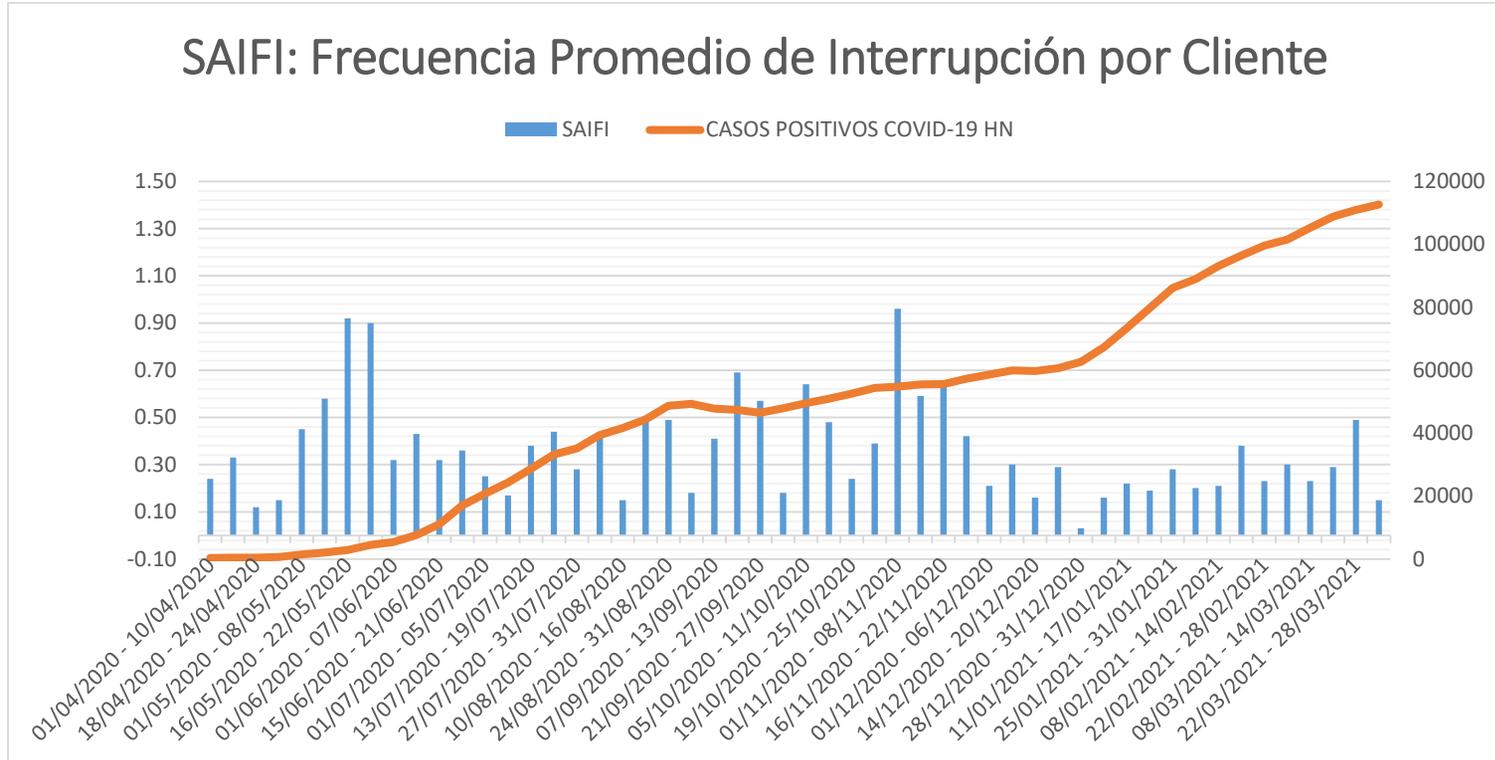


Gráfico Nº 48: SAIFI - COVID-19

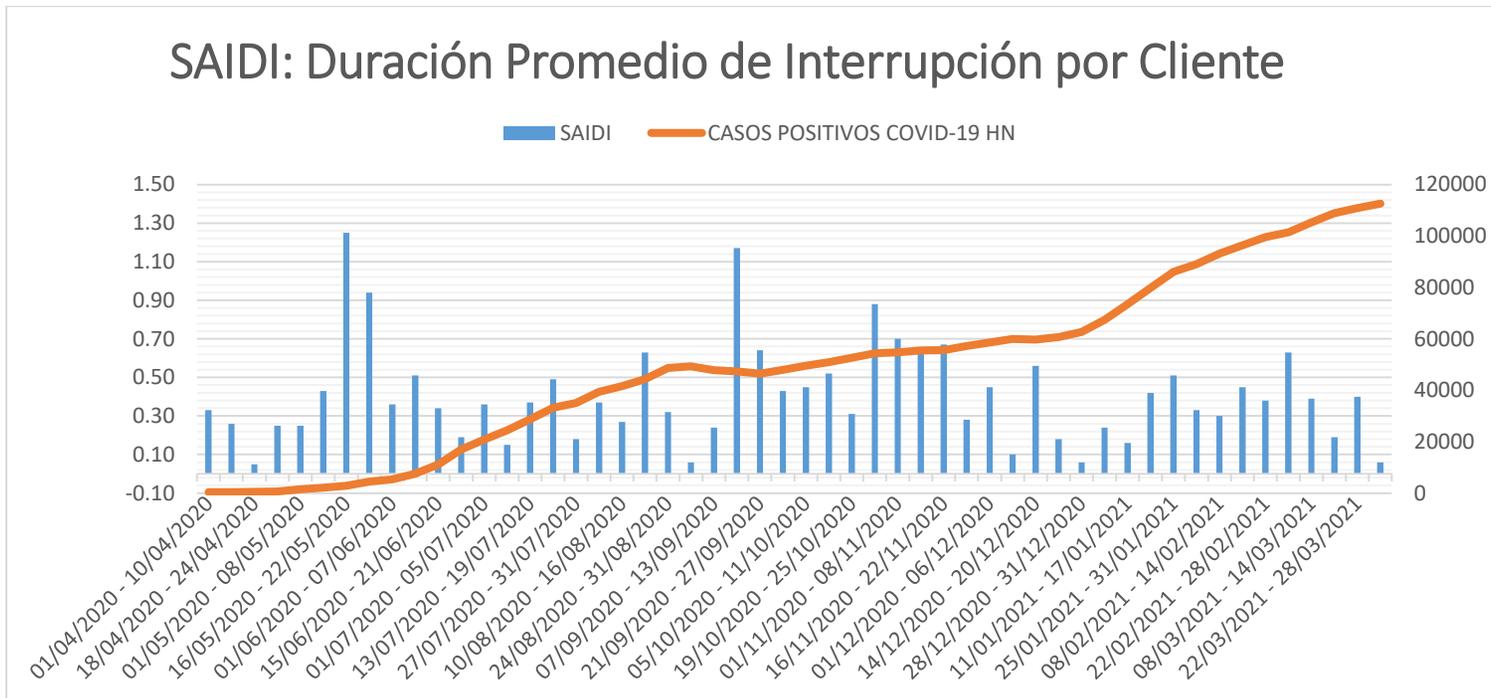


Gráfico N° 49: SAIDI - COVID-19

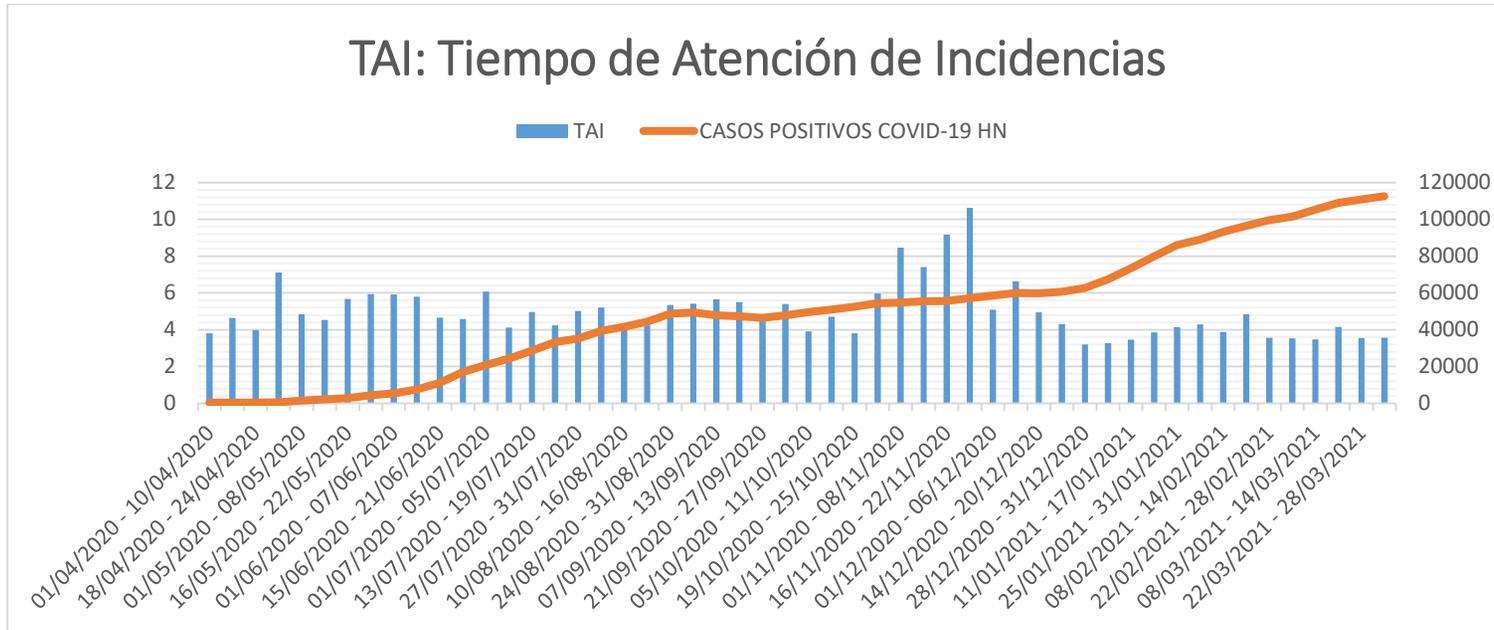


Gráfico N° 50: TAI - COVID-19

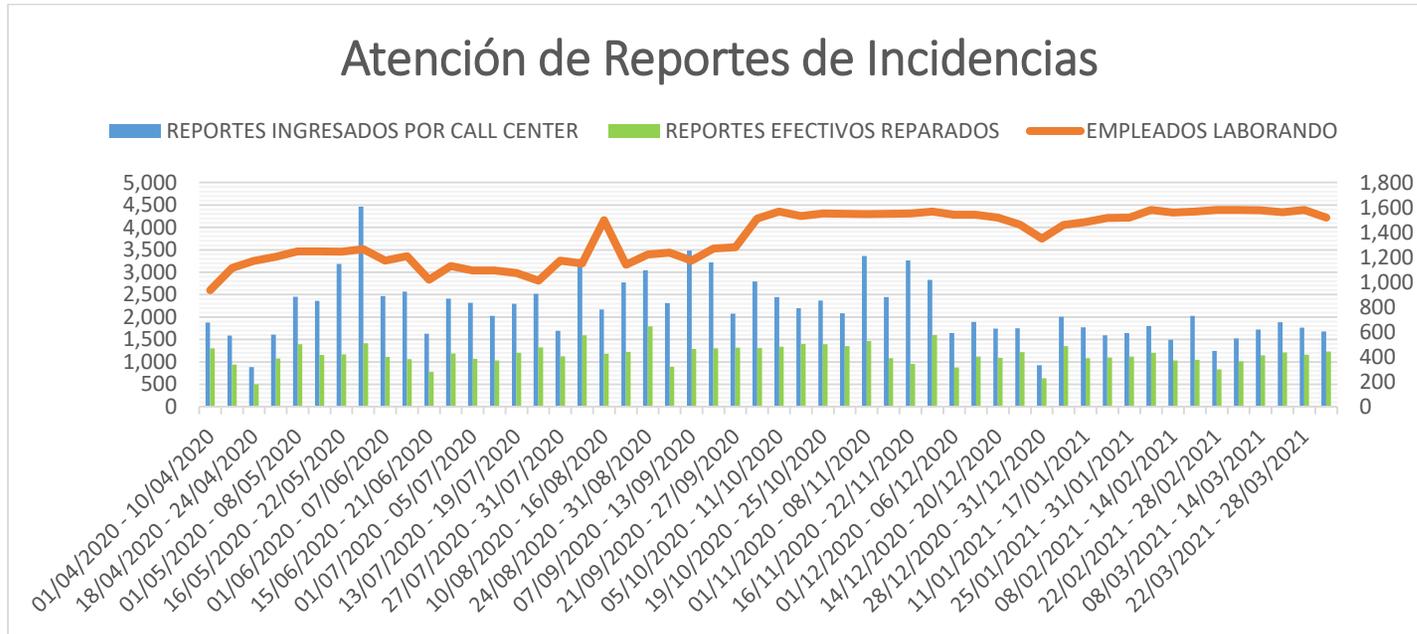


Gráfico Nº 51: Atención de Reportes de Incidencias - COVID-19

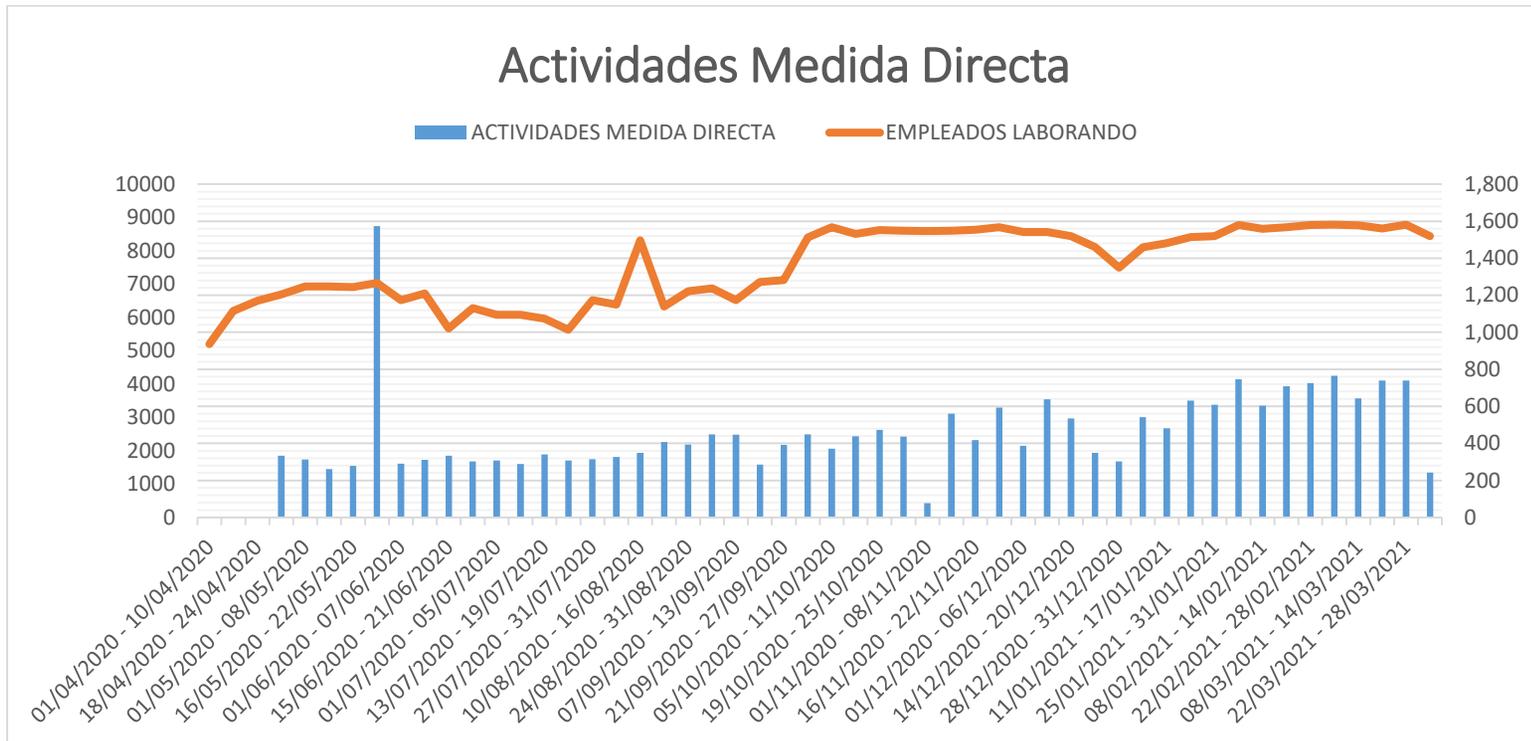


Gráfico Nº 52: Actividades Medida Directa - COVID-19

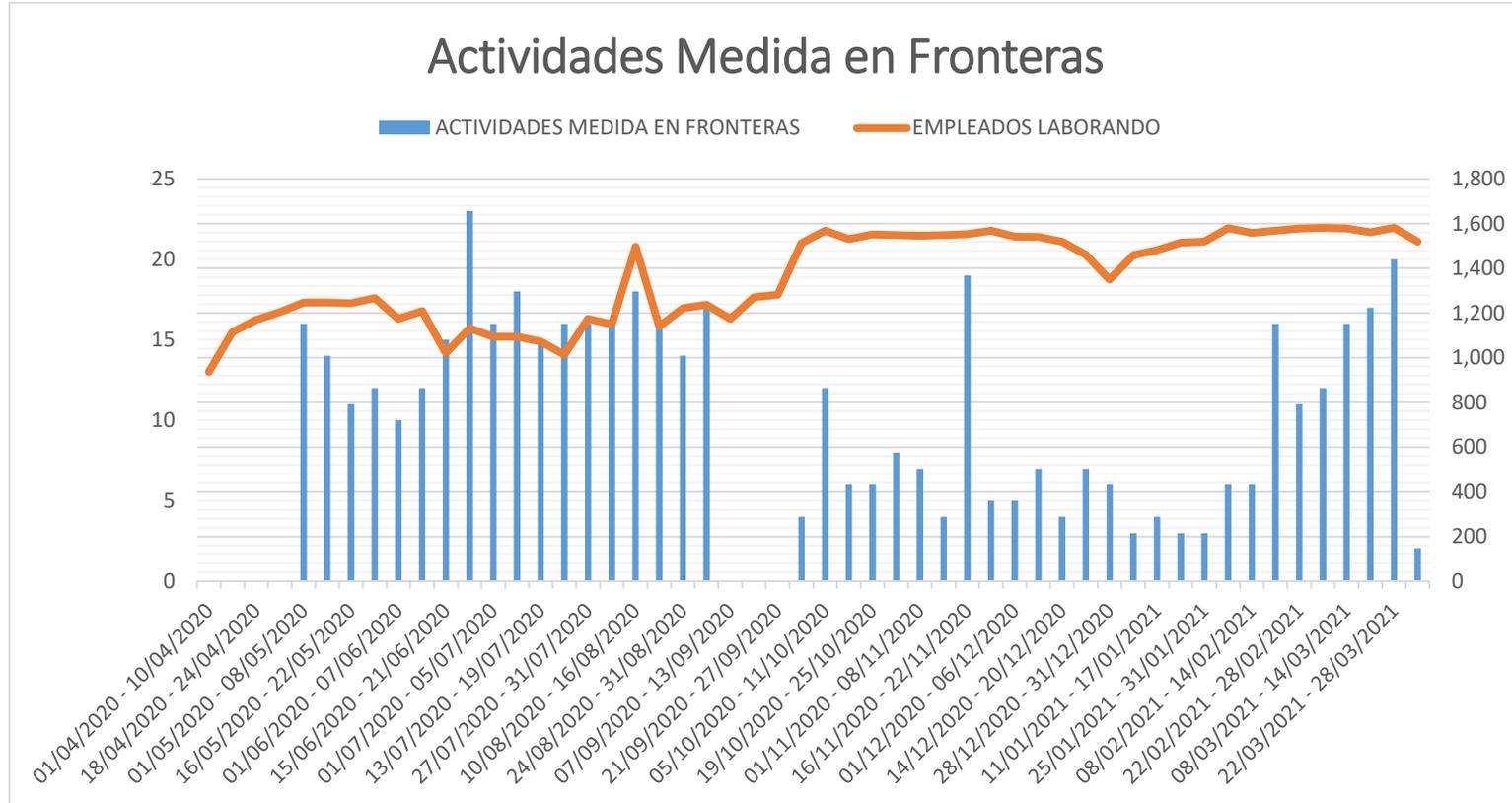


Gráfico N° 53: Actividades Medida en Fronteras - COVID-19

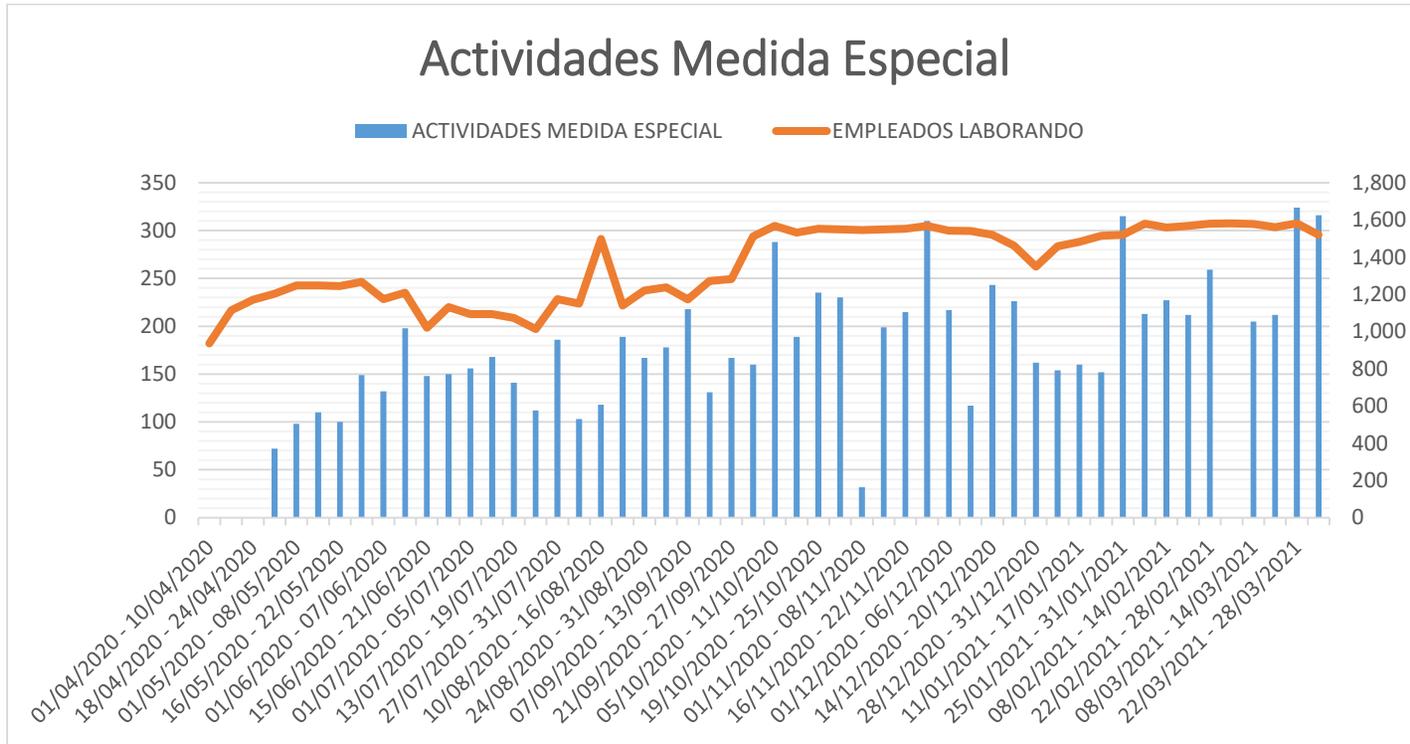


Gráfico N° 54: Actividades Medida Especial - COVID-19

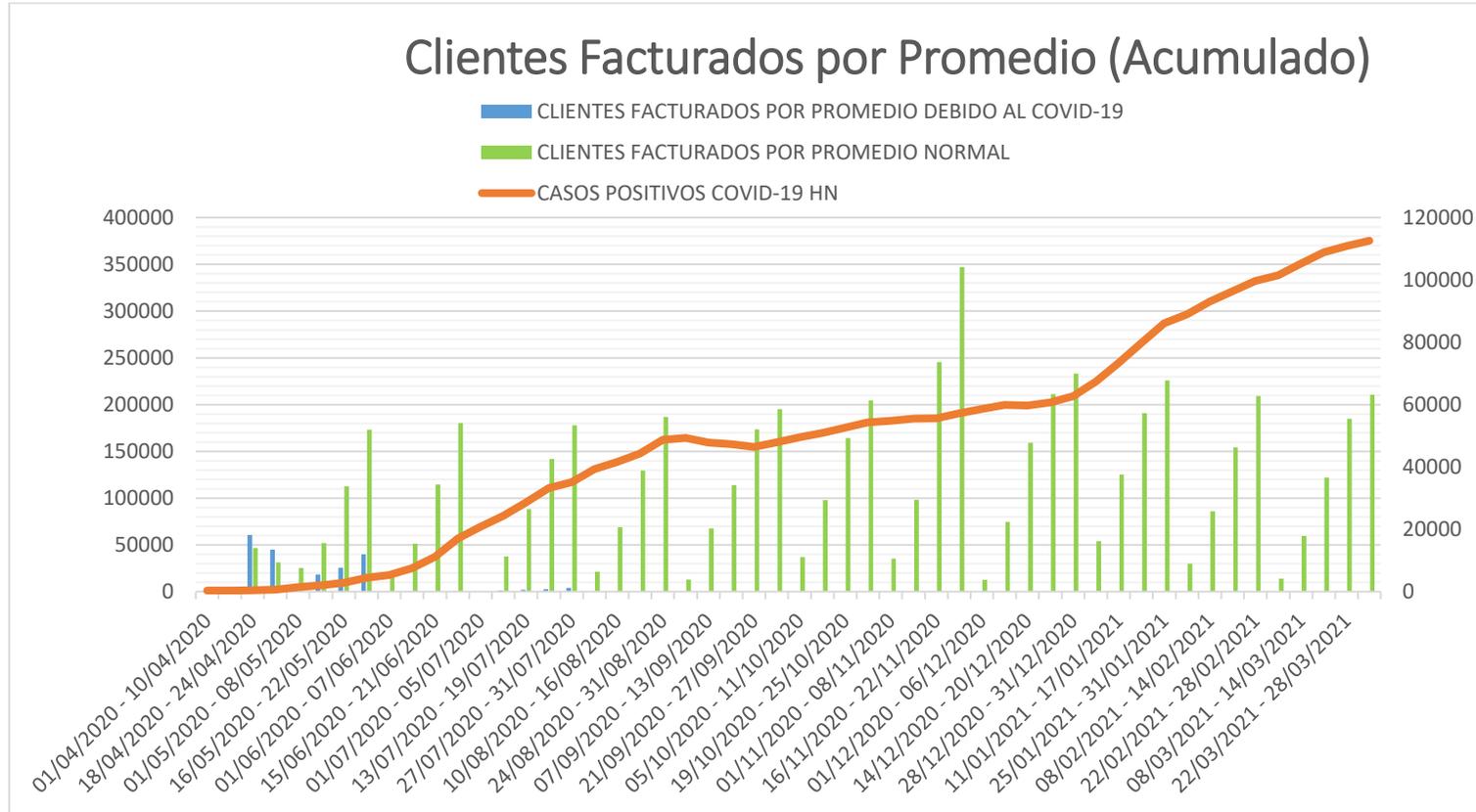


Gráfico Nº 55: Clientes Facturados por Promedio - COVID-19

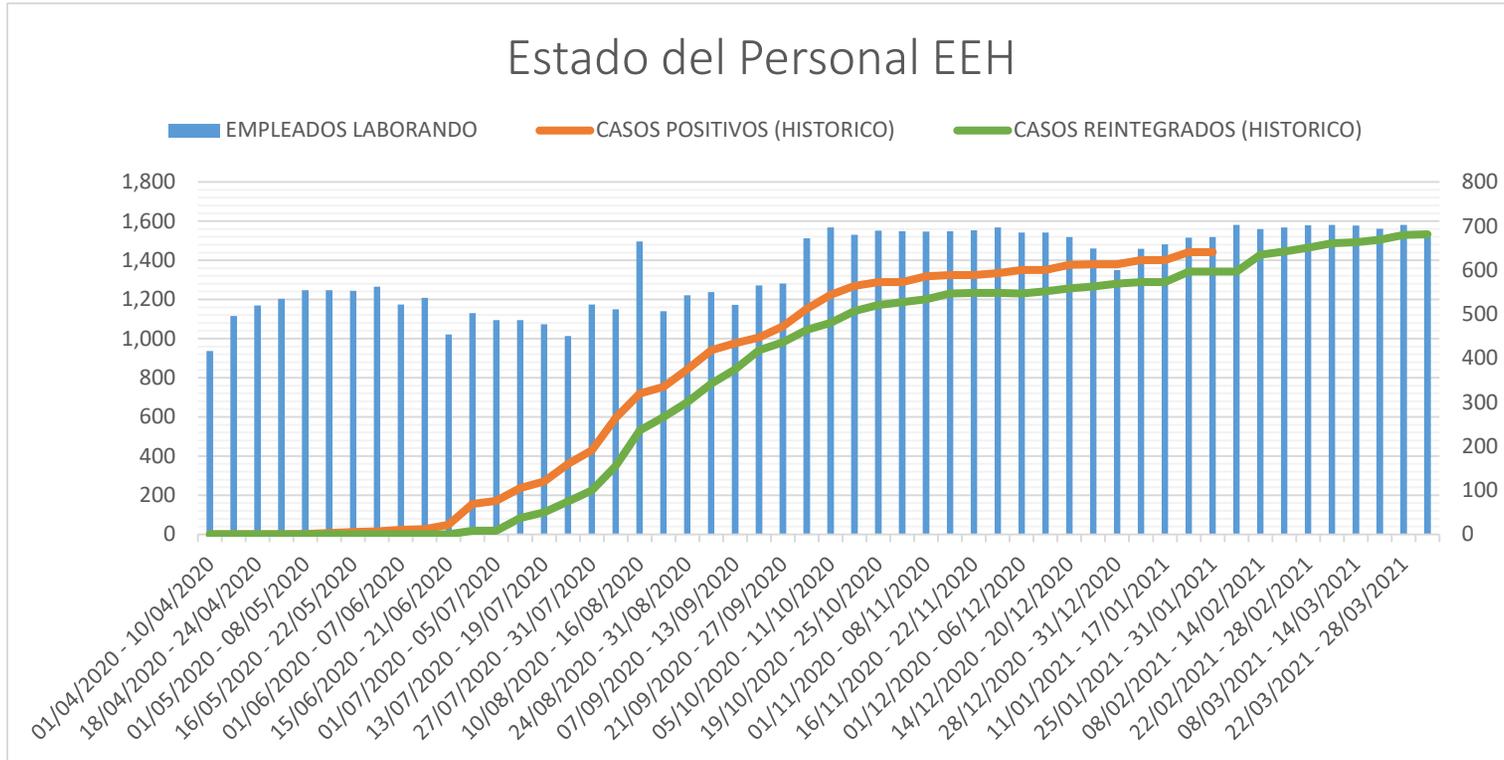


Gráfico Nº 56: Estado del Personal EEH - COVID-19

11. OTROS INFORMES SOLICITADOS A MHI

11.1. Programa de Reuniones MHI

Entre el 19/03/21 y el 18/04/21, MHI desarrolló el siguiente programa de reuniones de carácter técnico o comercial.

Fecha	Lugar de Trabajo	Objeto de la Reunión	Participantes
18/03/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Reunión ENEE – MHI Validación de Inversiones del Tercer Año	Fidel Torres, Martha Moncada, Allan Romero, Dennis Hernandez, Martha Hernandez, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, Henry Galeas, Jose Ardón
		Reunión Mesa Técnica ENEE-EEH-MHI “Nuevas Conexiones”	Jussy Zelaya, Jacobo Toledo, Rosa Delia Rivera, Allan Romero, Dennis Hernández, Fidel Torres, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
19/03/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Preparación Informe Mensual de MHI N° 49	Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
22/03/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Reunión MHI - FICOHSA "Temas Pendientes en el Comité Técnico"	Omar Meza, Blanca Padilla, Roberto Posas, Daniel Aguilar, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
		Mesa de Trabajo “Energía en Evento SPS”	Dennis Hernández, Juan Cárcamo, Emerson Vásquez, José Ardón, Henry Galeas, José León
		Preparación Informe Mensual de MHI N° 49	Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
23/03/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Sesión Virtual N° 35 del Comité de Coordinación	Blanca Padilla, Daniel Aguilar, Atilio Rodriguez, Dennis Hernández, Fidel Torres, Juan Carlos Cárcamo, Enid Arita, Roberto Posas, José Talavera, Alejandra Fonseca, Jacobo Toledo, José Chávez, Allan Romero, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León, Emerson Vásquez, José Ardon, Henry Galeas
		Preparación Informe Mensual de MHI N° 49	Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León

Fecha	Lugar de Trabajo	Objeto de la Reunión	Participantes
24/03/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	<p>Reunión MHI-EEH "Entrega de Datos y Modelo para HDE por Recaudo de Mora"</p> <p>Mesa Técnica ENEE, EEH, MHI "Nuevas Conexiones"</p> <p>Preparación Informe Mensual de MHI N° 49</p>	<p>Darin Argueta, Alejandra Fonseca, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León, Emerson Vásquez, José Ardon.</p> <p>Atilio Rodríguez, Joel Carrasco, Luis Cruz, Gerson Maldonado, Juan Carlos Cárcamo, Jacobo Toledo, Francesco Betancourt, Fidel Torres, Dennis Hernández, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León.</p> <p>Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León</p>
25/03/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	<p>Reunión MHI - BCIE "Temas sobre Sector Eléctrico de Honduras"</p> <p>Preparación Informe Mensual de MHI N° 49</p>	<p>Melisa Gaitán, Florencia Leal, Andrea Kaffati, Roberto Gonzales, Pablo Flores, Luis Cosenza, Carlos López, Armando Navarrete, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León</p> <p>Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León</p>
26/03/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	<p>Sesión de Apertura del Proceso de Compra EEH-GD-2021-03-106 "Equipos de Comunicación con Redundancia en la Red de Distribución"</p> <p>Reunión con EEH para afinar datos de HDE de Mora</p> <p>Preparación Informe Mensual de MHI N° 49</p>	<p>Pamela Sierra, Enid Arita, Desiré Claros, Edwin Padilla, Josseline Solórzano, Francisco Cosenza, Karla Fúnez, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José Ardón</p> <p>Darin Argueta, Emerson Vásquez, José León</p> <p>Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León</p>
29/03/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	<p>Reunión MHI - GUFA "Definición de Tareas asesoramiento legal"</p>	<p>Javier López, Marcela Barralaga, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León.</p>
30/03/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	<p>Revisión y Análisis de las listas presentadas por EEH para los bienes del Contrato</p>	<p>Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León.</p>



Fecha	Lugar de Trabajo	Objeto de la Reunión	Participantes
31/03/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Revisión y Análisis de las listas presentadas por EEH para los bienes del Contrato	Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León.
05/04/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Análisis y Revisión de los documentos MDI-MDI-M-01 "Manual de Operación y Mantenimiento" y MDI-MDI-PL-01 "Plan de Operación y Mantenimiento".	Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
06/04/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Análisis y Revisión de los documentos MDI-MDI-M-01 "Manual de Operación y Mantenimiento" y MDI-MDI-PL-01 "Plan de Operación y Mantenimiento".	Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
07/04/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Mesa Técnica ENEE, EEH, MHI "Nuevos Proyectos ENEE". Software Control de Proyectos. Oficio Recepción de Datos y Accesos a Bases de EEH (Oficio MHI-2021-013)	Roberto Mass, Luis Cruz, Dennis Hernández, Carlos Rodríguez, Fidel Torres, Gionavi Figueroa, Gerardo Salgado, Gerson Maldonado, Grevil Caballero, Jacobo Toledo, Joel Carrasco, Juan Carlos Cárcamo, Jussy Zelaya, Rosa Rivera, Atilio Rodríguez, Ligia Macías, Norma Barahona, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León Arturo Iporre, José León, Emerson Vásquez
08/04/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Reunión de Mesa de Trabajo Técnica ENEE-EEH-MHI-FICOHSA-SAPP "Logística Inversa"	Blanca Padilla, Atilio Rodríguez, Fidel Torres, Jussy Zelaya, José Chávez, José Talavera, Allan Romero, Alejandra Fonseca, Karla Funes, Enid Arita, Roberto Posas, Dennis Hernández, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
09/04/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Reunión de Mesa de Trabajo Técnica ENEE, EEH, MHI "Nuevos Proyectos ENEE", Normas Técnicas de Medición	Ana Suarez, Dennis Hernandez, Mario Erazo, Gerson Maldonado, Grevil Caballero, Jose Luis Cano, Juan Carlos Cárcamo, Jussy Zelaya, Lisandro Orellana, Leonel Sánchez, Giovanni García, Luis Cruz, Rosa Rivera, Cinthia Sosa, Jacinto Daniel, Luis Duque, Luis Argueta, José Cruz, Cindia Matute, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León.

Fecha	Lugar de Trabajo	Objeto de la Reunión	Participantes
		Reuniones coordinación con MHI Canadá	Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León, Daniel Jacobowitz
12/04/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Reunión de Mesa de Trabajo Técnica ENEE-EEH-MHI-FICOHSA-SAPP “Logística Inversa” Reunión con GUFA Asesoramiento Legal MHI	Blanca Padilla, Fidel Torres, Atilio Rodriguez, Roberto Posas, Juan Carlos Cárcamo, Allan Romero, Dennis Hernandez, José Talavera, Alejandra Fonseca, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León Javier López, Marcela Barralaga, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
13/04/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Reunión Mesa de Trabajo Técnica ENEE-EEH-MHI “Revisión Norma de Medición” Preparación Informe Mensual de MHI N° 50 Sesión de Apertura Proceso de Compra EEH-GD-2021-186 “Módems de Comunicación”	Gerson Maldonado, Ana Suárez, Christian Martínez, Gerardo Salgado, Grevil Caballero, Isabela Argueta, Jussy Zelaya, Luis Duque, Rosa Rivera, Cinthia Sosa, Wilma Marena, Dennis Hernandez, Giovanni García, Lisandro Orellana, Mauricio Rodriguez, Jacobo Toledo, Cindia Matute, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León, José Ardon Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León Enid Arita, Pamela Sierra, Pablo Nieto, Ana Claros, Edwin Padilla, Nicole Solórzano, Karla Fúnez, Josseline Solórzano, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José Ardon
14/04/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Reunión con GUFA Asesoramiento Legal MHI Revisiones Informe Especial HDE 3er Año Preparación Informe Mensual de MHI N° 50	Javier López, Marcela Barralaga, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León, Daniel Jacobowitz Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
15/04/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Reunión de Mesa de Trabajo Técnica ENEE-EEH-MHI-FICOHSA-SAPP “Logística Inversa”	Blanca Padilla, Allan Romero, Atilio Rodriguez, Dennis Hernandez, Fidel Torres, José Talavera, José Chávez, Juan Carlos Cárcamo, Roberto Posas, Jussy Zelaya, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León

Fecha	Lugar de Trabajo	Objeto de la Reunión	Participantes
		Preparación Informe Mensual de MHI N° 50 Reunión con GUFA Asesoramiento Legal MHI	Javier López, Marcela Barralaga, Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León
16/04/2021	Oficina virtual de MHI, Torre Morazán 1	Preparación Informe Mensual de MHI N° 50	Arturo Iporre, Eduardo Saavedra, José León

Tabla N° 84: Detalle de las reuniones de carácter técnico o comercial

11.2. Notas de MHI y Correspondencia Asociada a Proyectos

A continuación, se entrega un listado de Notas emitidas por MHI y Correspondencia Recibida. También se entregan los testimonios más relevantes del mes.

Correspondencia Recibida Marzo/abril 2021

#	REFERENCIA	FECHA
1	Oficio No. SAPP-147-2021 Respuesta a Oficio FI-060-2021 sobre solicitud del CRF sobre Informe especial MHI-2021-005	02/03/2021
2	EEH-GG-2021-01-1296 Respuesta a Oficio MHI-2021-017 Solicitud de Información para Informe Trimestral	05/03/2021
3	EEH-GG-2021-01-1312 Estado Aprobación Manual Logística Inversa	08/03/2021
4	EEH-GG-2021-01-1339 Declaratoria de Urgencia para la Adquisición de Medidores 2S CI-100	09/03/2021
5	EEH-GG-2021-01-1345 Solicitud de Convocatoria a Sesión Extraordinaria del Comité de Coordinación	10/03/2021
6	EEH-GG-2021-01-1412 Respuesta a Oficio MHI-2021-013	12/03/2021
7	EEH-GG-2021-01-1497 Plan y Manual de Operación y Mantenimiento	18/03/2021
8	FI-101-2021 Remisión Validación CIENEE-CTF-08-2021 e Informe Especial MHI-2020-085	18/03/2021
9	EHH-GG-2021-01-1631 Respuesta Oficio GED-18-II-2021	23/03/2021
10	FI-108-2021 Temas Pendientes de Comité Técnico	30/03/2021
11	EEH-GG-2021-01-1787 Requerimiento Pago Valores Pendientes Honorario Fijo	05/04/2021
12	GRUPO LAEISZ Aprobación Decreto Legislativo 116-2020	08/04/2021
13	GRUPO LAEISZ Aprobación Decreto Legislativo 117-2020	08/04/2021
14	SAPP-207-2021 Respuesta a Oficio CIENEE-234-2021	06/04/2021



#	REFERENCIA	FECHA
15	EEH-GG-2021-01-1892 Solicitud Aprobación Recomendación Adjudicación Oferta Proceso EEH-GE-2020-10-176	12/04/2021
16	LFP-020-21 Lufussa Aprobación Decreto Legislativo 87-2020 y 88-2020	20/04/2021

Correspondencia Emitida por MHI Marzo/abril 2021

#	REFERENCIA	FECHA
1	MHI-2021-021 – Entrega Decimooctavo Informe Trimestral de MHI	08/03/2021
2	MHI-2021-022 - Declaratoria de Urgencia Adquisición de Medidores 2S CI-100	13/03/2021
3	MHI-2021-023 - Avance en la Revisión Documental de la Inversión Referencial del Cuarto Año	13/03/2021
4	MHI-2021-024 - Informe Especial “Análisis del Anexo 6 del Contrato del Operador”	15/03/2021
5	MHI-2021-025 - Envío de Audio Mesa Técnica de Febrero 8 de 2021	17/03/2021
6	MHI-2021-026 – Envío del Informe Mensual N° 48 de MHI a la SAPP	26/03/2021
7	MHI-2021-027 - Entrega Cuadragésimo Noveno Informe Mensual	26/03/2021
8	MHI-2021-028 - Informe Especial “Análisis del Factor de Carga”	30/03/2021
9	MHI-2021-029 Manual y Plan de Operación y Mantenimiento de EEH 2021	08/04/2021
10	MHI-2021-029 Manual y Plan de Operación y Mantenimiento de EEH 2021	08/04/2021
11	MHI-2021-030 - Entrega de Información según EEH-GG-2021-01-1412. Del 8 de abril, enviado a FICOHSA.	08/04/2021
12	MHI-2021-031 – Informe Especial “Proposición de MHI para el Tratamiento de Bienes del Contrato y del Fideicomiso”	14/04/2021
13	MHI-2021-032 Informe Especial de Opinión sobre HDE por Recuperación de Mora 3er Año Operaciones	19/04/2021
14	MHI-2021-033 - Solicitud Aprobación Proceso de Compra EEH-GE-2020-10-176	19/04/2021

12. COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

- Dado que, con motivo del COVID-19, en Empresa Eléctrica Honduras sus técnicos tuvieron que adaptar sus sistemas de Tecnología de información para trabajar de forma remota, el Operador se ha obligado a cambiar todo el modelo de seguridad perimetral, incluyendo upgrade del Fortinet y actualizando desde las puertas de enlace con los operadores de redes (TIGO y Columbus). Lo anterior, ha significado que MHI y ENEE, febrero 2020, no habían podido acceder al InCMS para efectuar la descarga de perfiles del Sistema de Gestión Comercial y con ello disponer de la información de Facturación, insumo fundamental para el Balance de Energía. Sin embargo, a mediados de marzo de 2020 MHI logró acceder a la Base de Datos del InCMS, por ello, el presente Cuadragésimo Octavo Informe Mensual contiene la información de Pérdidas



Eléctricas y de Cash Recovery Index (CRI) hasta el mes de Enero 2020. Adicionalmente, a partir del mes de septiembre de 2020, MHI ha podido tener acceso a los registros de facturación por tipo de tarifas, lo que ha permitido obtener promedios ponderados de tarifas en función de los volúmenes de venta de kWh, parámetro fundamental para poder calcular los flujos de efectivo disponibles para reembolsar la Inversión Referencial del Operador.

- En Marzo 2021 ENEE informa que adjunta el Balance de Energía de Distribución preliminar a Marzo 2021, y que dada la validación de la facturación en sistema implementado por ENEE (NDATA), se corrigieron dichos datos entre Enero 2020 y Febrero 2021.
- Los cálculos, análisis y conclusiones de este capítulo del Informe Mensual N° 50, se basan en la información entregada solamente por ENEE, práctica que MHI ha debido efectuar a consecuencia que, a partir del informe Mensual N° 25 de MHI, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/02/2019 y el 18/03/2019, EEH suspendió la entrega de su Balance de Energía al Supervisor (Tampoco esta información apareció completa en los informes mensuales de EEH). Posteriormente, con nota EEH-GC-2019-01-020 de fecha 06/12/2019, EEH envió a MHI un Balance de Energía, en el que incluyó el aspecto de pérdidas técnicas. El nuevo Balance de Energía que fuera enviado por EEH, a solicitud de MHI, el día 24/08/2020, pasó a formar parte de la información incluida en el Informe Especial MHI-2020-074 del 31 de agosto de 2020, denominado INFORME DE CIERRE DE MESAS DE TRABAJO PARA EL PROCESO DE CONCILIACION DEL BALANCE DE ENERGÍA Y DETERMINACION DE LA PÉRDIDA REMANENTE, CORRESPONDIENTE AL TERCER AÑO DE OPERACIONES. No obstante, si el Operador renovara la entrega de sus balances mensuales, MHI no tendrá inconveniente en agregarlo a sus informes.
- EEH informa que el tiempo promedio de atención de incidencias en Febrero 2021 fue de 3.64 hrs., desde que es recibida la llamada hasta que la incidencia se soluciona.
- La explicación entregada por EEH respecto del deterioro en Confiabilidad de Servicio, consiste en que se han efectuado trabajos inevitables de mantenimiento y reparaciones, pero en opinión de MHI, también influyó la disminución en Grupos de Trabajo que había efectuado EEH, desde Enero 2019 oportunidad en que rebajó las cuadrillas de 225 (Diciembre 2018) a 189, es decir, en 16% menos (desde Enero 2019) y reducción de las tasas de recambio de componentes en el Sistema de Distribución de hasta 70.00 % menos respecto del Segundo Año. En Diciembre 2019 EEH aumentó las cuadrillas a 196 y en Noviembre 2020 a 226. Desde hace seis meses ha empezado a normalizar los recambios de componentes respecto de 2019.
- La pandemia COVID-19 y el consecuente Decreto PCM-021-2020 han tenido consecuencias en los niveles de confiabilidad de servicio, a partir de marzo de 2020. En Noviembre 2020 se agregan los efectos de los huracanes ETA y IOTA. EEH debe informar cuánto del efecto obedece a COVID-19, cuanto a los huracanes y cuánto a reducción de presupuesto operacional.
- Las PQR's Ingresadas en los 12 meses (697,094) + las PQR's Pendientes al ingreso de abril 2020 (31,654), corresponden al Total de PQR's Acumuladas por atender en el año (728,748), y que las PQR's Resueltas Acumuladas son 676,366.
- La baja efectividad mensual del tratamiento de PQR's, del primer mes del periodo anual coincide con el inicio de las medidas restrictivas de la Pandemia COVID-19, se observa con mejoría a partir de mayo '20, manteniéndose alrededor del 60%.



- Las PQR's pendientes por mes son obtenidas en el balance entre las ingresadas del periodo, sumadas las pendientes del periodo anterior y restadas las PQR's resueltas totales del periodo respectivo.
- Se puede observar que las PQR's Pendientes de solución por mes, tienen una tendencia a aumentar. Al inicio del año 2020, enero'20, se tuvieron 19,193 PQR's Pendientes, subiendo a 31,654 en marzo'20. En marzo'21 las PQR's Pendientes han llegado a 52,382.
- En los meses de septiembre'20 a febrero'21, EEH presenta su gestión de atenciones al cliente a nivel agregado por Sector promedio, no por Oficina de Atención de Clientes y Sector como lo realizaba hasta el mes anterior de agosto'20, que permitía analizar la gestión de los Principales Indicadores de Atención al Cliente en forma específica a nivel de Oficina, y permitía evaluar los niveles del servicio comercial.
- Con relación al avance porcentual del Plan de Mantenimiento Programado de EEH, lo pendiente del Plan de Mantenimiento Mensual se incluye en la programación del plan del mes siguiente.
- La comunicación promedio en este mes de febrero'21 es del 93.24% de equipos comunicando con el Centro de Gestión de la Medida. Las mejores prácticas de este tipo de solución de control de pérdidas y aseguramiento de ingresos, indica que la comunicación promedio se sitúa cercana al 99%. Medidores Landis & Gyr tienen un índice de comunicación del 18.22% en marzo'21 (en febrero'21 fue de 54 % y enero'21 de 50%). Por otro lado, se sugiere que EEH tenga un mayor refuerzo en su equipo de Analistas para atender al territorio nacional y disponer de cuadrillas propias en terreno, proporcional al número de suministros con medición remota, asignadas específicamente al Centro de Gestión de la Medida.
- Para efectos de reducción de pérdidas y llevar un control de la medida a nivel de grandes consumos, es relevante avanzar y acelerar la instalación, llevar una comunicación con los suministros sobre el 99% de efectividad, y gestión tele comandada de equipos inteligentes en todos los clientes de mayor consumo, y entre ellos, los clientes del mercado masivo que consumen más de 500 kWh por mes.
- Los últimos meses los clientes telemedidos han facturado en diversas proporciones, dentro del total de la facturación de la empresa. Se recomienda ir incrementando la proporción de energía facturada por medio de tecnologías de telemedición, protegiendo los ingresos sostenidos en los principales clientes de la empresa.
- Es necesario que EEH presente resultados mensuales de la gestión de energía recuperada y aflorada en este segmento de clientes Tele gestionados (en kWh/mes por mercado y tipo de anomalía encontrada); un detalle de las acciones realizadas y sus resultados en energía, en qué zonas, sectores, tipo de clientes, nivel de reincidencias, montos de impacto en la facturación y recaudación de la empresa, grado de cumplimiento de los objetivos del plan de pérdidas y rentabilidad de las inversiones de control de pérdidas en estos segmentos, y un conjunto de evidencias e indicadores de seguimiento.
- El indicador de efectividad mensual de facturación (EF) ha tenido un decrecimiento en el mes de Marzo₂₀₂₁, respecto de Febrero₂₀₂₁ de 4.08 % (Marzo₂₀₂₁ 76.85 % vs. Febrero₂₀₂₁ 80.93 %).
- Con relación al EF-TAM, en el mismo periodo se ha producido un decrecimiento de 0.02 % alcanzándose en Marzo₂₀₂₁ un EF-TAM de 72.70 % vs 72.72 % en Febrero₂₀₂₁.



- Se debe mejorar al máximo el proceso de cierre de proyectos en coordinación con ENEE y las altas de nuevos suministros, porque es muy posible que estos procesos estén afectando el índice de Efectividad de la Facturación.
- La unidad de Facturación de EEH informa que, por disposición de ENEE, cuando se promedien consumos, se debe facturar con los consumos reales de los últimos tres meses, si en esos tres meses hay un consumo real =0, se debe facturar en base a ese consumo real. Al mes siguiente, si se promedia, se va a promediar 0. Cuando ya pasan los tres meses siempre va a ser cero. Expresa EEH que esta determinación ha afectado el resultado de la facturación.
- ENEE replica que no es ENEE quien ha dispuesto la aplicación de ese algoritmo, sino la CREE que lo dispuso en la Regulación. El objeto es No Promediar, sino instalar medidores.
- El Índice de Efectividad en el Control de la Mora ECM para estos efectos de gestión mensual, es el complemento del ER, es decir, un porcentaje de todo lo que no se recauda en el mes se convierte en Mora. El análisis de Mora que se hace a continuación se refiere a la Mora del periodo de operación de EEH, por lo tanto, no considera la Línea Base de Mora fijada de común Acuerdo entre ENEE y EEH al 30/11/16. Sin embargo, en cuanto a Recaudo se incluye todo ingreso por venta de electricidad de cada mes.
- Es necesario que EEH prepare informes de gestión que permitan identificar claramente la deuda morosa contractual e histórica, separando la morosidad mensual, aún presente de cuentas anteriores a las operaciones de EEH, de aquella nueva deuda acumulada mensual de operaciones de cada año. Esto permite focalizar los esfuerzos y estrategias de recuperación de mora; no solo se trata de estimar el recaudo corriente, y el recaudo de la mora de corto plazo de cada mes, sino realizar un análisis de morosidad, prácticamente por grupos de claves de clientes diferenciados.
- En la medida que se va recuperando la morosidad de las cuentas heredadas de ENEE, va creciendo la morosidad de las nuevas cuentas gestionadas por EEH desde el inicio de sus operaciones. Como siempre existirán cuentas morosas en la gestión de una empresa de este tipo, el efecto del crecimiento de la morosidad es necesario mitigarlo, y la industria de servicios públicos desarrolla procesos de provisión de cuentas incobrables cada año, hasta su castigo (depuración de estas cuentas incobrables cada dos años, aproximadamente), y/o pasarlas a pérdidas si fuese necesario.
- A consecuencia del COVID-19 y el consecuente Decreto PCM-2020-021, desde abril de 2020 no se han efectuado Cortes de Suministro por deuda en terreno, razón por la cual, repetiremos el escenario ocurrido hasta el mes de marzo de 2020, salvo los cortes Telegestionados que se informan hasta Abril2020.
- Para mejorar la disciplina de mercado en el servicio de Corte y Reposición de Suministro por Deuda, se debe mejorar la calidad de la red de distribución con redes protegidas, proteger el sistema de medición y mejorar la gestión de cobranza, el corte de energía eléctrica por deuda, la Reposición de Suministro vs. Pago y la supervisión de terreno.
- En materia de acciones de cobranza a través de suspensiones de suministro a clientes morosos, EEH ha implementado un sistema de Gestión Remota de Cobranza a Clientes, que incluye el Corte por Deuda a Distancia. El resultado es el siguiente.



- Los cálculos, análisis y conclusiones de este capítulo del Informe Mensual Nº 50, se basan en la información entregada solamente por ENEE, práctica que MHI ha debido efectuar a consecuencia que, a partir del informe Mensual Nº 25 de MHI, correspondiente al periodo comprendido entre el 19/02/2019 y el 18/03/2019, EEH suspendió la entrega de su Balance de Energía al Supervisor (Tampoco esta información apareció completa en los informes mensuales de EEH). Posteriormente, con nota EEH-GC-2019-01-020 de fecha 06/12/2019, EEH envió a MHI un Balance de Energía, en el que incluyó el aspecto de pérdidas técnicas. El nuevo balance de Energía que fuera enviado por EEH, a solicitud de MHI, el día 24/08/2020, pasó a formar parte de la información incluida en el Informe Especial MHI-2020-074 del 31 de agosto de 2020, denominado INFORME DE CIERRE DE MESAS DE TRABAJO PARA EL PROCESO DE CONCILIACION DEL BALANCE DE ENERGÍA Y DETERMINACION DE LA PÉRDIDA REMANENTE, CORRESPONDIENTE AL TERCER AÑO DE OPERACIONES. Si El Operador renovara la entrega de sus balances mensuales, MHI no tendrá inconveniente en agregarlo a sus informes.
- Entre el 1 diciembre 2016 y el 30 de noviembre de 2017 (en un Año de Operaciones) la Pérdida Remanente del Sistema de Distribución se redujo en 4.06 %; entre el 1 de diciembre 2016 y el 30 de noviembre de 2018 (en dos años de Operaciones) la pérdida remanente se redujo en 3.95 %; entre 1 de diciembre 2016 y el 30 de Noviembre de 2019 (en tres Años de Operaciones) la pérdida remanente se redujo en 0.17 % y entre 1 de diciembre 2016 y el 30 de Noviembre de 2020 (en cuatro Años de Operaciones) la pérdida remanente se incrementó en 3.08 %.
- Es conveniente señalar que, Bajo el concepto de INSTALACIONES ADAPTADAS A LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD en redes de distribución, debe existir un Plan Permanente de adaptación al Aumento de Potencia de las instalaciones de Media Tensión, Transformación de Media Tensión a Baja Tensión e instalaciones de Baja Tensión, propendente a adaptar el Sistema de Distribución a un Óptimo de Pérdidas Técnicas.
- De no efectuarse esta adaptación al crecimiento de la Demanda de Electricidad en las instalaciones de distribución, sucederá que el incremento de la Demanda de Energía en instalaciones de distribución desadaptadas, ocasionará un incremento de las Pérdidas Técnicas y como consecuencia de ello, los resultados de los programas de Reducción de Pérdidas Totales se verán afectados por el incremento de las Pérdidas Técnicas, asociadas al crecimiento de la Demanda de Electricidad en instalaciones desadaptadas. Lo anterior significa que debe haber un Plan de Reducción de Pérdidas Técnicas, sincronizado con un Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas, es decir un Plan Integrado de Reducción de Pérdidas Totales de Distribución.
- Además, para que una empresa distribuidora pueda desarrollar un adecuado Plan de Reducción de Pérdidas Técnicas y No Técnicas, es esencial que se disponga de un parque de medición de adecuada precisión, registro, control y análisis de la medida en las entradas del Sistema de Distribución, en los puntos de inyección de Generación Distribuida y en la totalidad del universo de los clientes conectados en MT y BT; así como disponibilidad de Macromedición fija y/o portátil para hacer ranking de circuitos en función de las pérdidas totales que resultan de las pérdidas técnicas y no técnicas.
- Los sistemas de medición y empalmes deben cumplir con las normas de calidad y precisión y con los protocolos de protección física y eléctrica para estos equipos.



- Las irregularidades encontradas tienen una baja efectividad de ocurrencia, la protección de ingresos en este tipo de segmento es fundamental en el ciclo comercial y financiero de la Empresa, por su alto impacto en energía no facturada y valor económico correspondiente.
- El valor del CRI proyectado para el Primer Año resulta 68.45 %, para el Segundo Año 72.05 %, para el Tercer Año 76.49 %, para el Cuarto Año 79.43 % y 81.39 % para el Quinto Año del Contrato.
- Se puede observar la evolución decreciente del CRI, desde 62.80 % (Abril2020) a 60.94 % (Marzo2021), lo que significa que EEH no ha podido alcanzar en Marzo2021 la meta proyectada para el Primer Año de Operaciones (68.45%), ni tampoco la del Segundo Año (72.05%), ni menos la del tercer año de operaciones (76.49%), ni la del Cuarto Año (79.43 %) y difícilmente alcanzará la meta proyectada del Quinto Año (81.39 %).
- La información de Evento Eximente de Responsabilidad (Covid – 19) muestra valores semanales de eventos y no contiene efectos acumulativos. Adicionalmente, el Operador incluye los efectos de los huracanes ETA e IOTA.
- La información de Energía Consumida No Facturada, atribuida a Eventos Eximentes de Responsabilidad, que entrega periódicamente el Operador, no ha sido validada por el Supervisor, en mesas de trabajo ENEE-EEH-MHI.

MANITOBA HYDRO INTERNATIONAL LTD

MHI - 26/04/2021