**INFORME DE EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DIARIA**

**JUEVES 1 DE JUNIO DE 2023**

**1. EVALUACIÓN TÉCNICA**

**1.1. DESPACHOS DEL COES SINAC**

**1.1.1. EVOLUCIÓN HORARIA DE LA DEMANDA TOTAL**

Se muestra la evolución de la demanda en el día:

|  |
| --- |
|  |

**Programa:** Emitido a las 18:33 h. del día 31.05.2023

**Reprogramas:**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Hora** | **Reprograma** | **Motivo** |
| 00:00 | SCO - 152-A / Sem 22 | mayor disponibilidad de combustible adicional de la C.T.R.F. Ilo y menor disponibilidad hídrica en las CC.HH. Cheves y Platanal |
| 00:00 | SCO - 152-B / Sem 22 | menor disponibilidad hídrica en las CCHH Chimay, Cheves y Chaglla |
| 00:00 | SCO - 152-C / Sem 22 | actualización del perfil de pruebas de la CT Fenix |
| 00:00 | SCO - 152-D / Sem 22 | variación del perfil de pruebas de la C.T. Fénix |
| 00:00 | SCO - 152-E / Sem 22 | menor disponibilidad hídrica en la C.H. Yuncan |

* El factor de carga del SEIN obtenido del diagrama ejecutado fue 0.93, siendo este valor 0.32 % mayor que el martes de la semana pasada.
* La velocidad de crecimiento de la carga al entrar a la hora punta dentro del periodo de 18:30 a 19:00 h aproximadamente, fue 7.68 MW/min, siendo este valor 26.35% menor que el día de ayer y 23.59% menor que el martes de la semana pasada.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **SEIN** | **NORTE** | **SUR** | **CENTRO** |
| **Pendiente (MW/min)** | 10.50 | 6.45 | 3.45 | 0.85 |
| **Hora de Toma de Carga** | 18:30 | 18:30 | 17:30 | 18:30 |

* La mínima demanda del SEIN fue 5917 MW y ocurrió a las 03:00 h, mientras que la mayor demanda de la mañana alcanzó un valor de 728 MW a las 15.30 h

**1.1.2. EVOLUCIÓN HORARIA DE LA DEMANDA POR ÁREA**

|  |
| --- |
|  |

* La máxima demanda del SEIN se presentó a las 15:30 h., mientras que las máximas demandas de las áreas Norte, Centro y Sur ocurrieron a las 19:30 h, 15:00 h y 20:30 h, respectivamente.

* La contribución del área Centro a la máxima demanda del SEIN fue 60.4 %, mientras que las áreas Norte y Sur contribuyeron con 15.9 % y 23.6 % respectivamente.
* Los factores de carga fueron: Área Norte: 0.853, Área Centro: 0.891, Área Sur: 0.94.
* La velocidad de crecimiento de carga de las áreas Centro, Norte y Sur fueron 3.6, 3.25 y 0.84 MW/min respectivamente.

**1.1.3. EVOLUCIÓN HORARIA DE LAS CARGAS MAS IMPORTANTES**

|  |
| --- |
|  |

|  |
| --- |
|  |

|  |
| --- |
|  |

|  |
| --- |
|  |

**1.1.4. RECURSOS ENERGÉTICOS Y DIAGRAMA DE DURACIÓN DE CARGA**  
 Se presenta el siguiente gráfico:

|  |
| --- |
|  |

Del diagrama se observa que:

* La energía total producida(Incluye exportación a Ecuador) fue 160352.67 MWh.
* La energía proporcionada por las centrales de pasada y regulación fueron 27742.91 y 75016.53 MWh respectivamente.
* La energía térmica de tipo diesel fue de 0 MWh(0 %).La energía generada con residual fue de 105.55 MWh(0.1 %).La energía generada con gas fue de 49391.85 MWh(30.8 %), con carbón fue de 0 MWh(0 %), bagazo y biogás fueron de 831.93 MWh(0.5 %), la energía eólica fue de 4749.65 MWh(3 %) y la energía generada por las centrales solares fueron de 2514.25 MWh(1.6 %).
* Durante 19.5 horas la demanda fue mayor al 85 % de la máxima demanda(81.25 % del tiempo total).
* Durante 4.5 horas la demanda estuvo entre el 70 y 85 % de la máxima demanda(18.75 % del tiempo total).

**1.2. EVOLUCIÓN DIARIA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA**

Se muestra el siguiente gráfico:

Nota: La energía ejecutada fue 160312.21 MWh

La energía ejecutada fue 3622.35 MWh(2.21 %) menor que la programada y 2819.51 MWh(1.73 %) menor que la producida el martes de la semana pasada.

La producción de energía proviene de datos puntuales(instantáneos) de potencia cada 30 minutos por lo que deben ser considerados referenciales. Los valores definitivos se Informan al culminar el mes y corresponderán a registro de medidores.

**1.3. MÁXIMA GENERACIÓN INSTANTÁNEA**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **DÍA** | **EJECUTADO** | | **PROGRAMADO** | | **DESVIACIÓN  (%)** |
| **MW** | **HORA** | **HORA** |  |
| MAR 27 | 7351.2 | 11:30 | 7511.9 | 12:00 | -2.19 |
| LUN 2 | 7072.9 | 20:30 | 7363.8 | 19:30 | -4.11 |
| MAR 3 | 7261.1 | 15:30 | 7344.8 | 15:00 | -1.15 |

Nota: La máxima generación instantánea fue 7261.1 MW

La máxima demanda del SEIN disminuyó 90.11 MW(1.23 %) respecto al martes de la semana pasada.

La máxima demanda es a nivel de generación, y proviene de datos puntuales(instantáneos) de potencia cada 30 minutos por lo que deben ser considerados referenciales. Los valores definitivos se informan al culminar el mes y corresponderán a registro de medidores.

**1.4. PRINCIPALES EVENTOS(FALLAS, INTERRUPCIONES Y RACIONAMIENTO**

Se describen los siguientes eventos:

**1.5. MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Y EJECUTADOS**

En el siguiente cuadro se resumen las principales desviaciones al programa diario de mantenimiento:

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **EMP** | **UBICACIÓN** | **EQUIPO** | **HORA** | | **TIPO** | **MOTIVO** |
| **PROG.** | **EJEC.** |  |
| REP | L. CHICLAYO OESTE - FELAM | L-2238 | No programado | 08:51 a 17:06 | MC | Limpieza de aisladores(r0097234). |
| EGA | C.T. CHILINA D | TG | No programado | 00:00 a 00:00 | MP | Mantenimiento del virador de la turbina |
| STAT | C.H. PARIAC | CH2 - G2 | No programado | 08:51 a 17:06 | MC | Indisponible por falla del bobinado del generador. |
| EGA | C.H. CHARCANI IV | G2 | No programado | 00:00 a 00:00 | MP | Mantenimiento electromecánico plan 2 |

*MC: Mantenimiento correctivo MP: Mantenimiento preventivo*

**1.6. OPERACIÓN DE EQUIPOS**

**1.6.1. OPERACIÓN DE CALDEROS**

No existe información.

**1.6.2. OPERACIÓN A CARGA MÍNIMA**

Las unidades generadoras que operaron a carga mínima fueron:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **EMPRESA** | **UBICACIÓN** | **EQUIPO** | **INICIO** | **FINAL** |
| ENELG | C.T. VENTANILLA | CENTRAL | 00:00 | 04:18 |
| ENELG | C.T. VENTANILLA | CENTRAL | 05:06 | 07:10 |
| ENELG | C.T. VENTANILLA | TG4 | 23:25 | 24:00 |
| ENG | C.T. CHILCA 1 | CENTRAL | 00:00 | 08:17 |
| FENIX | C.T. CHILCA 1 | CENTRAL | 00:00 | 08:17 |
| FENIX | C.T. FENIX | CENTRAL | 00:00 | 09:28 |

**1.7. RESERVA NO SINCRONIZADA DEL COES**

En el siguiente gráfico se muestra la evolución horaria de la reserva no sincronizada de las unidades térmicas del SEIN(reserva fría).

Nota: En el cálculo de la Reserva fría no están incluidas las unidades térmicas con un tiempo de sincronización mayor a 6 horas.

|  |
| --- |
|  |

Nota: Corresponde a las unidades de Generación no despachadas pero disponibles con combustible Gas Natural y Carbón.

**1.8. REGULACION DE TENSIÓN**

Las líneas de transmisión que salieron de servicio por falta de equipos de compensación reactiva para regular tensión fueron:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **EMP** | **UBICACIÓN** | **EQUIPO** | **INICIO** | **FINAL** | **MOTIVO** |
| EDS | L. MANCHAY - PACHACUTEC | L-2133 | 03:34 | 09:27 | Por regulación de tensión en Lima. |
| EDS | L. PACHACUTEC - PROGRESO | L-2135 | 03:35 | 09:27 | Por regulación de tensión en Lima. |

**1.9. PRUEBAS DE UNIDADES**

**A. ALEATORIAS DE DISPONIBILIDAD**

Se realizaron las siguientes pruebas:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **EMPRESA** | **UBICACIÓN** | **EQUIPO** | **INICIO** | **FINAL** | **OBSERVACIÓN** |
| SHO | C.T. SAN NICOLÁS | TV3 | 01:08 | 03:48 | A las 15:30 h del 02-01-2023 se coordinó arranque. A las 01:48 h, llegó a máxima potencia. |

**B. POR REQUERIMIENTOS PROPIOS**

No se realizaron pruebas.

**C. A SOLICITUD DE TERCEROS**

No se realizaron pruebas.

**1.10. SISTEMAS AISLADOS**

No hubo sistemas aislados.

**1.11. CONGESTIÓN**

Mediante Resolución Dirección Ejecutiva N°1277 - 2021 - D / COES se establecieron los límites de transmisión de potencia hacia el Área Operativa Sur, vigente desde el miércoles 01 de diciembre de 2021.

https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/DecisionesEjecutivasNotasTecnicas

Se presenta el siguiente cuadro:

No hubo congestión.

**1.12. CALIDAD DE PRODUCTO(FRECUENCIA**

*(\*) Estos valores de frecuencia son calculados según lo dispuesto por la NTCSE para verificar la tolerancia de las variaciones súbitas(1 minuto).*

*(\*\*) Estos valores de frecuencia son calculados según lo dispuesto por la NTCSE para verificar la tolerancia de las variaciones sostenidas(15 minutos).*

|  |
| --- |
|  |

**1.13. FLUJOS POR LAS INTERCONEXIONES(MW)**

Se muestra la evolución horaria de los flujos por las interconexiones.

|  |
| --- |
|  |

|  |
| --- |
|  |

|  |
| --- |
|  |

Medido en las SS.EE.Tintaya y Puno

**1.14. Interconexiones Internacionales**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **PAÍS IMPORTADOR** | **PAÍS EXPORTADOR** | **EQUIPO** | **INICIO** | **FINAL** | **OBSERVACIÓN** |
| Ecuador | Perú | L-2280 | 22:41 | 24:00 | Se transfirió la carga de 23,72 MW de la S.E. Zorritos al sistema de Ecuador. |

**2. EVALUACIÓN ECONÓMICA**

**2.1. COSTO TOTAL DE LA OPERACIÓN POR DÍA**

El costo total de la operación ejecutado fue S /. 5160846 y resultó S /. 2941707(36.31 %) menor que el correspondiente al martes de la semana pasada.

**3. OBSERVACIONES**

3.1 Los datos utilizados en los numerales 1.1.1, 1.1.2, 1.1.3, 1.1.4, 1.2, 1.3, 1.8.3.B y 1.12 provienen de datos instantáneos del sistema SCADA de las Empresas.

3.2 El informe incluye los siguientes anexos: Generación ejecutada activa y reactiva, desviación del despacho de las centrales, información hidrológica, compromisos y transferencias por RPF, demandas por áreas operativas, stock y consumo de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.Además los reportes de Horas de operación de las unidades térmicas y de mantenimientos ejecutados.

**4. ANEXOS**

**Anexo 1: Resumen de la operación**

1.1 RESUMEN - Resumen de generación de energía eléctrica por Empresas Integrantes del COES.

1.2 G\_AREAS - Generación por tipo de generación por áreas operativas.

1.3 GENERACION RER -Generación eléctrica de las centrales RER(MW).

1.4 COGENERACION - Centrales de Cogeneración del SEIN.

1.5 TIPO\_RECURSO – Reporte de potencia generada por tipo de recurso.

1.6 DESPACHO\_EJECUTADO - Potencia activa ejecutada de las unidades de generación del SEIN(MW).

1.7 PROGRAMADO - Programación diaria.

1.8 REPROGRAMADO - Reprogramación diaria.

1.9 DESVIACIÓN - Desviación del despacho de las centrales de generación COES(MW).

1.10 REACTIVA - Potencia reactiva ejecutada de las unidades de generación del COES(MVAR).

1.11 DEMANDA\_UL - Potencia de los grandes Usuarios Libres(MW).

1.12 DEMANDA\_AREAS - Reporte de la demanda por áreas y sub - áreas operativas(MW).

1.13 FLUJOS - Potencia activa líneas de transmisión del SEIN.

1.14 INTERCONEXIONES - Interconexión entre sistemas operativos del SEIN.

1.15 STOCK\_COMB - Reporte de stock de combustibles.

1.16 ENERGÍA\_PRIMARIA – Reporte de fuente de Energía Primaria de las unidades RER.

1.17 CALOR\_ÚTIL – Registro de Calor Útil.

1.18 STOCK\_COMB - Reporte de stock de combustibles.

1.19 CONSUMO\_COMB - Reporte de consumo de combustibles.

1.20 PRESIÓN\_GAS - Presiones de gas natural de las centrales termoeléctricas.

1.21 TEMP\_AMB - Temperatura Ambiente de las centrales termoeléctricas.

1.22 DISPONIBILIDAD\_GAS – Reporte de disponibilidad de Gas Natural.

1.23 TRANSGRESIONES – Reporte de GPS.

1.24 RESTRIC\_OPE - Restricciones Operativas.

**Anexo 2: Hidrología de la operación**

2.1 Principales caudales de los principales afluentes y volúmenes de embalses y reservorios.

2.2 Vertimientos de Embalses.

2.3 Descarga de Lagunas.

**Anexo 3: Asignación de reserva Primaria y secundaria del SEIN.**

**Anexo 4: Horas de operación de las unidades térmicas del SEIN.**

**Anexo 5: Mantenimientos ejecutados del SEIN.**

**Anexo 6: Costo Marginal de Corto Plazo del SEIN.**

|  |  |
| --- | --- |
| ELABORADO POR: | APROBADO POR |
| Ing. Edgar Egúsquiza | Ing. Jorge Izquierdo |
| ESPECIALISTA DE LA SUBDIRECCIÓN DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN | SUBDIRECTOR DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN |

Hora de emisión del informe: 12:36 h.

Fecha: 28.08.2023

Difusión: SGI, SEV, SPR, SME, SCO, SNP, SPL, DP, DO, CC - INTEGRANTES.

NOTA1: Las siglas utilizadas en el presente documento están de acuerdo a la 'Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos'.

NOTA2: Para el cálculo de la demanda del COES, se considera solo la generación de los Integrantes del COES.