

NEPR

Received:

Oct 27, 2021

5:55 PM

**GOVERNMENT OF PUERTO RICO
PUERTO RICO PUBLIC SERVICE REGULATORY BOARD
PUERTO RICO ENERGY BUREAU**

IN RE:

**IN RE: PUERTO RICO ELECTRIC POWER
AUTHORITY PERMANENT RATE**

CASE NO. NEPR-MI-2020-0001

SUBJECT: Motion in Compliance with Order

MOTION IN COMPLIANCE WITH ORDER

TO THE HONORABLE PUERTO RICO ENERGY BUREAU:

COME now LUMA Energy, LLC (“ManagementCo”), and **LUMA Energy ServCo, LLC** (“ServCo”), (jointly referred to as the “Operator” or “LUMA”), and respectfully state and request the following:

1. On October 5, 2021, this Energy Bureau issued a Resolution and Order, setting a public hearing to discuss the following topics:

- (i) The causes of the critical situation of generation availability that caused the significant deviation from the previously projected economic dispatch;
- (ii) The measures taken, if any, to try to avoid the load shifts experienced in the past few days; and
- (iii) The course of action or specific corrective measures taken, or to be taken, to try to prevent or avoid the situation of insufficient available generation from happening again.

See October 5th Resolution and Order at page 1.

2. The public hearing was held on October 25, 2021. Mr. Wayne Stensby, President and CEO LUMA, offered an initial statement. LUMA representatives also appeared, offered a presentation, and responded to questions by the Energy Bureau.

3. An oral bench order was issued during the public hearing directing LUMA to inform the results of the calculation on the reconciliation of fuel purchase and purchased power costs for the month of September 2021. In compliance with the bench order issued during the October 25th public hearing, LUMA hereby informs that for the month of September 2021, the Fuel Charge Costs and the prior period adjustments were \$204,041,216.43 and revenues totaled \$167,143,166.11, which were reduced by \$5,025,469.33 recovered on September from the not billed customers from June through August. There was a revenue insufficiency of \$41,923,519.65. On the other hand, the Purchased Power Costs and the prior period adjustments were \$45,034,408.96 and revenues totaled \$53,536,117.33 adjusted by \$1,607,100.51 recovered on September from not billed customers between June and August. *Id.* There was an excess revenue of \$5,415,235.18. The net amount from both reconciliations including the revenues recovered from June to August was \$36,508,284.47. The September 2021 reconciliation would increase the FCA by \$0.0189/kWh and the PPCA would decrease by \$0.0028/kWh.

4. Furthermore, LUMA hereby submits the presentation offered during the public hearing. It is filed in the English and Spanish languages. *See* Exhibits 1 and 2. LUMA also hereby submits the initial statement offered during the public hearing by Mr. Wayne Stensby. The statement is submitted in the English and Spanish languages. *See* Exhibits 3 and 4.

WHEREFORE, LUMA respectfully requests that the Energy Bureau **deem** that LUMA complied with the bench order issued during the October 25th public hearing to inform the results of the calculation on the reconciliation of fuel purchase and purchased power costs for the month of September 2021 and **accept** the English and Spanish language versions of LUMA's presentation and the initial statement by Mr. Wayne Stensby offered during the public hearing.

RESPECTFULLY SUBMITTED.

In San Juan, Puerto Rico, this 27th day of October 2021.

I hereby certify that I filed this Motion using the electronic filing system of this Energy Bureau.



DLA Piper (Puerto Rico) LLC
500 Calle de la Tanca, Suite 401
San Juan, PR 00901-1969
Tel. 787-945-9107
Fax 939-697-6147

/s/ Margarita Mercado Echegaray
Margarita Mercado Echegaray
RUA NÚM. 16,266
margarita.mercado@us.dlapiper.com

Exhibit 1
English Language Presentation



Public Hearing

NEPR-MI-2021-0001

October 25, 2021



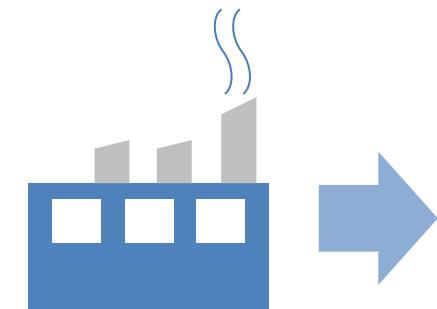
Puerto Rico electrical system organization



Puerto Rico Electric
Power Authority

and Private Generators

Generation



Roles of participants in bulk power system

Per Puerto Rico law, the T&D O&M Agreement and System Operation Principles

LUMA System Operator	Puerto Rico Electric Power Authority & Private Generators	Generators
<ul style="list-style-type: none">• Performs economic dispatch of generating units given system security constraints• Coordinates planned outages (transmission and generation) for maintenance• Balances supply and demand, and maintains technical parameters of the system (frequency, voltage, etc.)• Prepares load (demand) forecast to schedule available supply to match load• Sets and monitors system operating reserve levels	<ul style="list-style-type: none">• Operate the power plants• Plan and execute scheduled outages and perform maintenance of units• Procure, schedule, manage fuel and fuel forecasts• Provide availability and performance data for all units to System Operator• React to and fix any unplanned, forced outages• Provide generation and fuel data to LUMA	

Puerto Rico's Generation Fleet

Base Load



Facility	Aguirre
Fuel	Diesel / Oil
Tech	CCGT / ST



Facility	Costa Sur
Fuel	Gas / Oil
Tech	ST



Facility	Palo Seco
Fuel	Oil
Tech	ST



Facility	San Juan
Fuel	Gas / Diesel / Oil
Tech	CCGT / ST



Facility	EcoElectrica
Capacity	507 MW
Fuel	Gas
Tech.	CCGT



Facility	AES
Capacity	454 MW
Fuel	Coal
Tech.	ST

Peaking



Facility	Mayaguez
Fuel	Diesel
Tech	CT



Facility	Cambalache
Fuel	Diesel
Tech	CT

Small Peakers

1. Daguaao
2. Jobos
3. Vega Baja
4. Yabucoa
5. Palo Seco
6. Aguirre
7. Costa Sur

Hydroelectric Plants

1. Caonillas (1 and 2)
2. Dos Bocas
3. Garzas (1 and 2)
4. Patillas
5. Rio Blanco
6. Yauco (1 and 2)
7. Toro Negro (1 and 2)

Utility Scale Renewables

Solar

1. AES Illumina
2. Windmar
3. San Fermin
4. Horizon
5. Oriana
6. Coto Laurel
7. Humacao

Wind

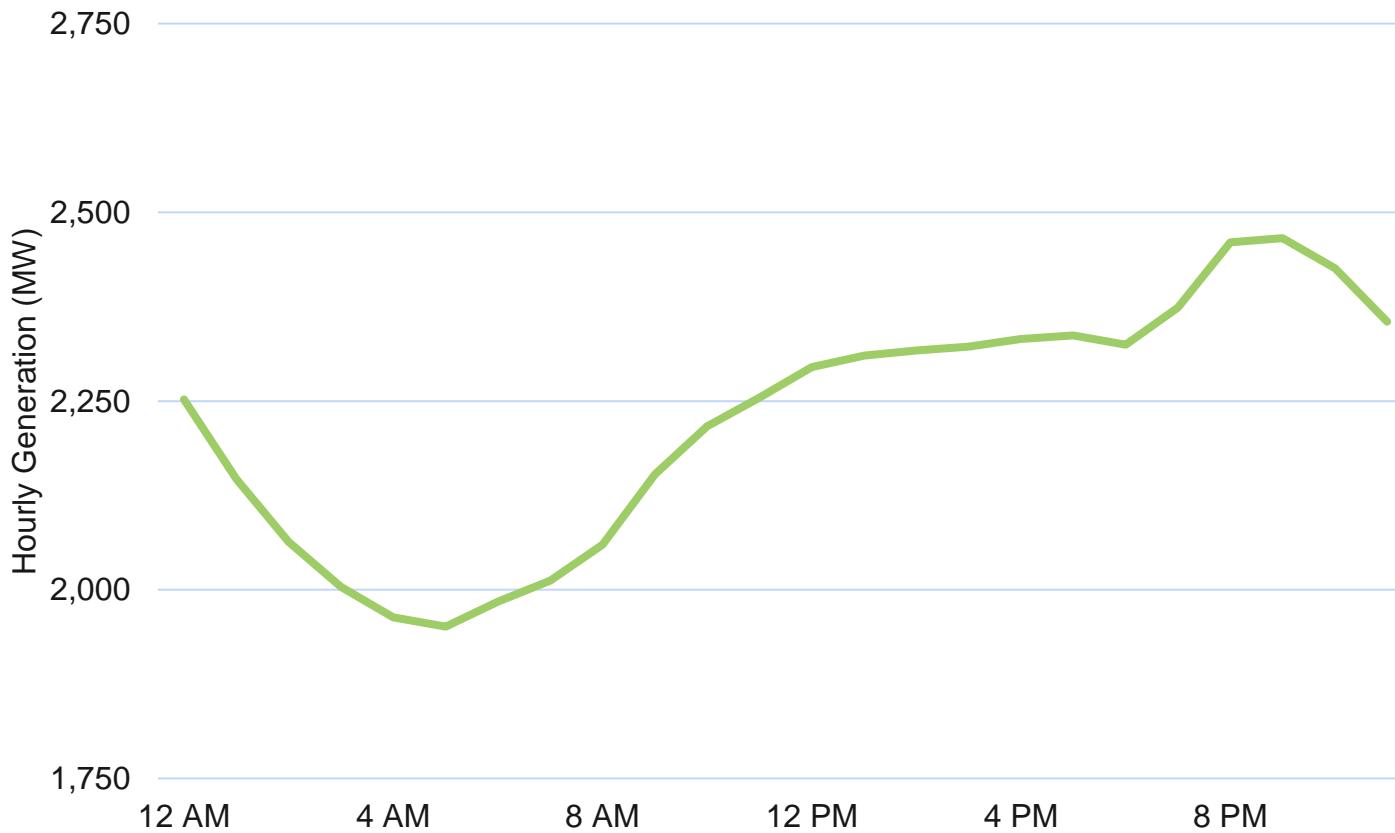
1. Santa Isabel

Landfill Gas

1. Fajardo
2. Toa Baja

Daily Generation Profile

Average Gross Generation Production per Hour
(average of 2019-2020 data)



- Summer peak demand is considerable higher between June-October
- Daily peak demand occurs between 6-10 pm
 - Consumer demand trends up just after sunset, when solar resources are not available
 - Significant demand extends until ~2 am in summer months

Topics within October 5, 2021 Resolution and Order

- The causes of the critical situation of **generation availability that caused the significant deviation** from the previously projected economic dispatch;
- The **measures taken**, if any, to try to avoid the load sheds experienced in the past few days; and
- The **course of action or specific corrective measures taken, or to be taken**, to try to prevent or **avoid the situation of insufficient available generation** from happening again.

Generation Availability

Generators are responsible for making generation units available for dispatch

- Generation operation and maintenance, which determines unit availability, is the responsibility of generators (PREPA and private generators)
- Generators are responsible for fuel purchases and supply
- Generators report to LUMA when generation units are out and when will be available
- Generators perform root cause analysis of generation outages

Significant portion of PREPA's base generating capacity offline

- On average, for the weeks below, 46-57% of PREPA's base units were offline; none of the outages were scheduled

Units	August										September								
	22	23	24	25	26	27	28	29 *	30 *	31 *	1	2	3	4	5	6 *	7 *	8	
<i>Expected System Capacity</i>	MW	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	
<i>Capacity Offline</i>																			
Plant	Unit	<i>Available Capacity</i>																	
Aguirre	1	450	80	80	95	120	120	120	330	450	450	450	450	270	270	270	270	270	
Aguirre	2	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	270	
Costa Sur	5	410	60	60	60	60	60	60	35	35	30	30	30	30	30	30	30	30	
Costa Sur	6	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	
Palo Seco	3	216	6	6	6	6	6	6	146	216	81	216	6	6	6	6	6	6	
Palo Seco	4	216	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	
San Juan	CC 5	170	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
San Juan	CC STG 5	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Juan	CC 6	170	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
San Juan	CC STG 6	50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Juan	9	100	10	10	10	10	10	10	50	45	45	45	45	45	45	45	10	10	
Other		MW	961	961	931	931	881	881	831	831	781	781	746	746	696	676	676	676	
Total Capacity Offline		MW	2,473	2,103	2,073	2,088	2,063	2,063	2,153	2,473	2,428	2,513	2,298	2,263	2,083	2,033	2,013	1,978	1,978
Available Capacity		MW	2,570	2,940	2,970	2,955	2,980	2,980	2,890	2,570	2,615	2,530	2,745	2,780	2,960	3,010	3,030	3,065	3,065
<i>Percent of System Capacity Offline</i>	%		49%	42%	41%	41%	41%	41%	43%	49%	48%	50%	46%	45%	41%	40%	40%	39%	39%

Less than 33% of capacity offline

Between 33% and 67% of capacity offline

More than 67% of capacity offline

* Load shedding occurred due to supply shortfall.

Significant portion of PREPA's base generating capacity offline

- On average, for the weeks below, 45-68% of PREPA's base units were offline; none of the outages were scheduled

Units	September																				
	13	14*	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26*	27*	28*	29*	30*			
<i>Expected System Capacity</i>		MW	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043			
<i>Capacity Offline</i>																					
Plant	Unit		<i>Available Capacity</i>																		
Aguirre	1	450 MW	MW	75	80	250	250	75	75	75	75	75	75	75	75	450	450	450	75	95	
Aguirre	2	450 MW	MW	100	90	90	90	82	82	82	82	82	82	82	82	282	330	330	340	330	
Costa Sur	5	410 MW	MW	35	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	
Costa Sur	6	410 MW	MW	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	
Palo Seco	3	216 MW	MW	-	-	16	216	196	26	26	26	26	26	76	26	26	36	216	216	216	
Palo Seco	4	216 MW	MW	90	90	96	96	96	91	91	91	136	136	86	86	216	91	91	216	216	
San Juan	CC 5	170 MW	MW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20		
San Juan	CC STG 5	50 MW	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
San Juan	CC 6	170 MW	MW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20		
San Juan	CC STG 6	50 MW	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
San Juan	9	100 MW	MW	100	44	66	74	74	71	70	70	30	-	100	-	-	7	7	8	8	
Other			MW	952	836	901	941	896	881	880	851	1,001	967	992	974	974	987	987	872	866	880
Total Capacity Offline		MW	1,702	1,956	2,213	2,453	2,205	2,015	2,014	1,985	2,180	2,146	2,171	2,103	2,233	2,706	2,934	2,944	2,573	2,597	
Available Capacity		MW	3,341	3,087	2,830	2,590	2,838	3,028	3,029	3,058	2,863	2,897	2,872	2,940	2,810	2,337	2,109	2,099	2,470	2,446	
<i>Percent of System Capacity Offline</i>		%	34%	39%	44%	49%	44%	40%	40%	39%	43%	43%	43%	42%	44%	54%	58%	58%	51%	52%	

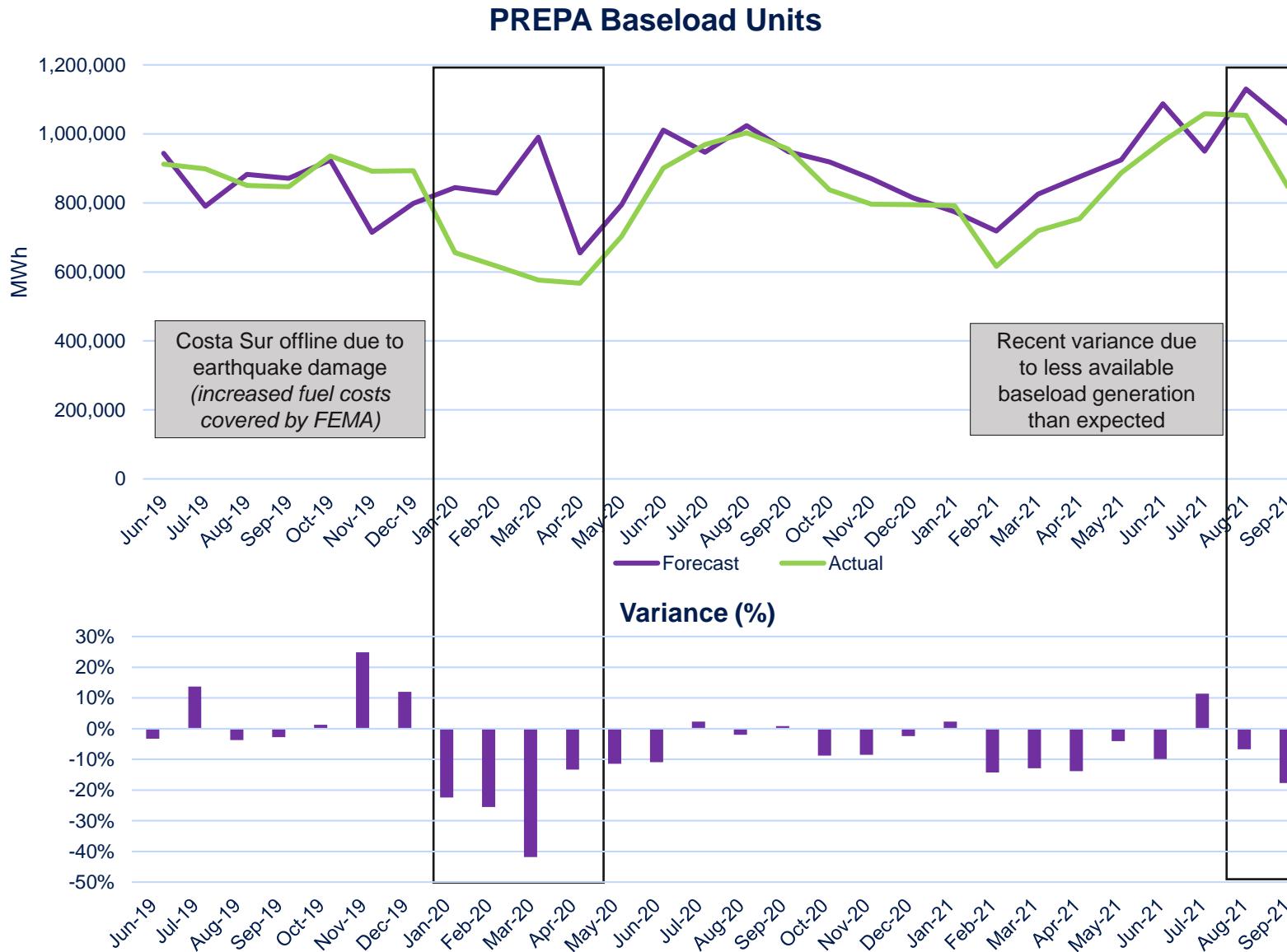
Less than 33% of capacity offline

Between 33% and 67% of capacity offline

More than 67% of capacity offline

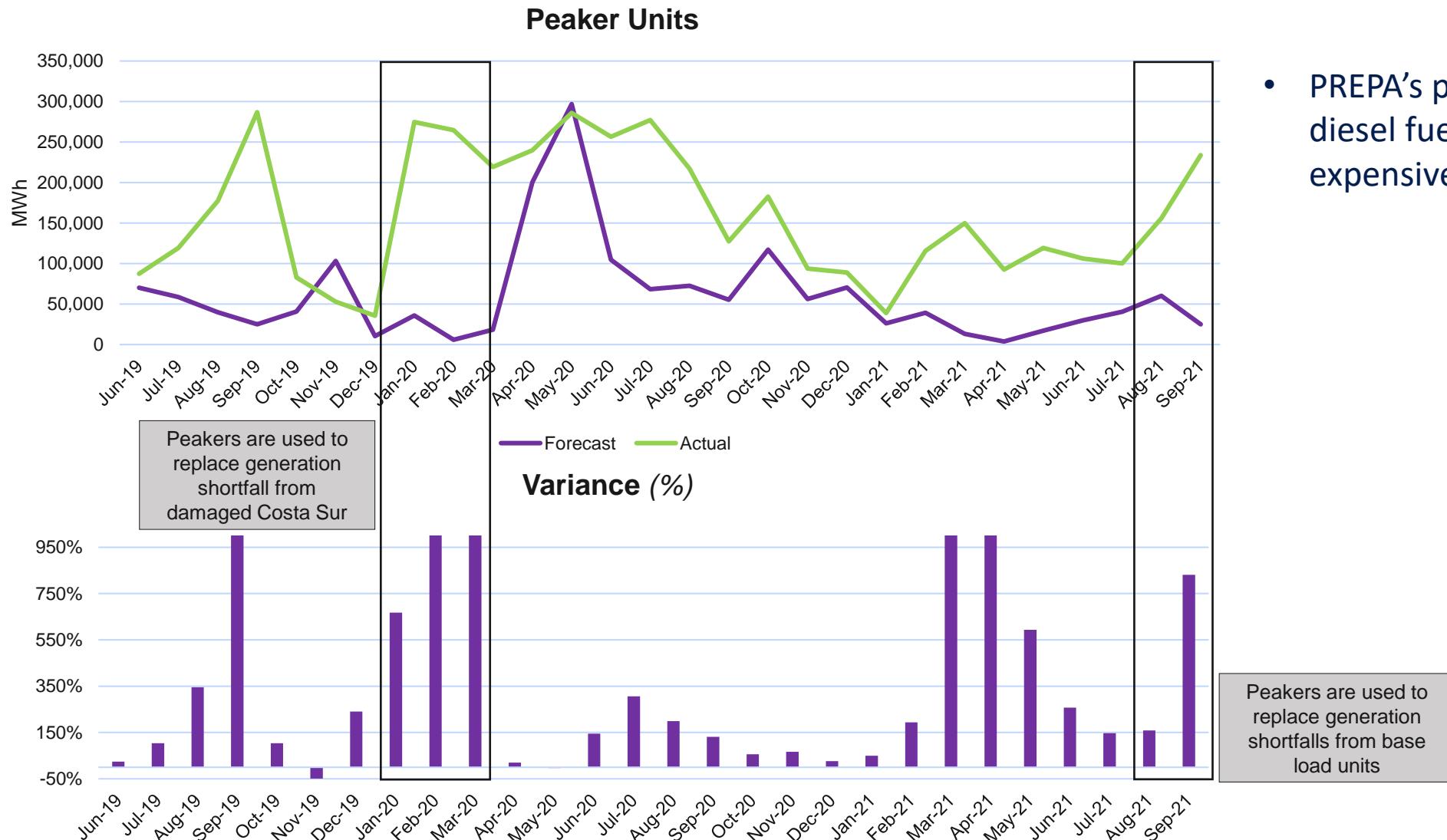
* Load shedding occurred due to supply shortfall.

Variance between forecasted dispatch and actual dispatch of PREPA's base load plants



- PREPA's base load units mostly use natural gas and residual fuel, the less expensive fuels

Shortfalls in availability of PREPA's baseload units forces higher dispatch of peakers

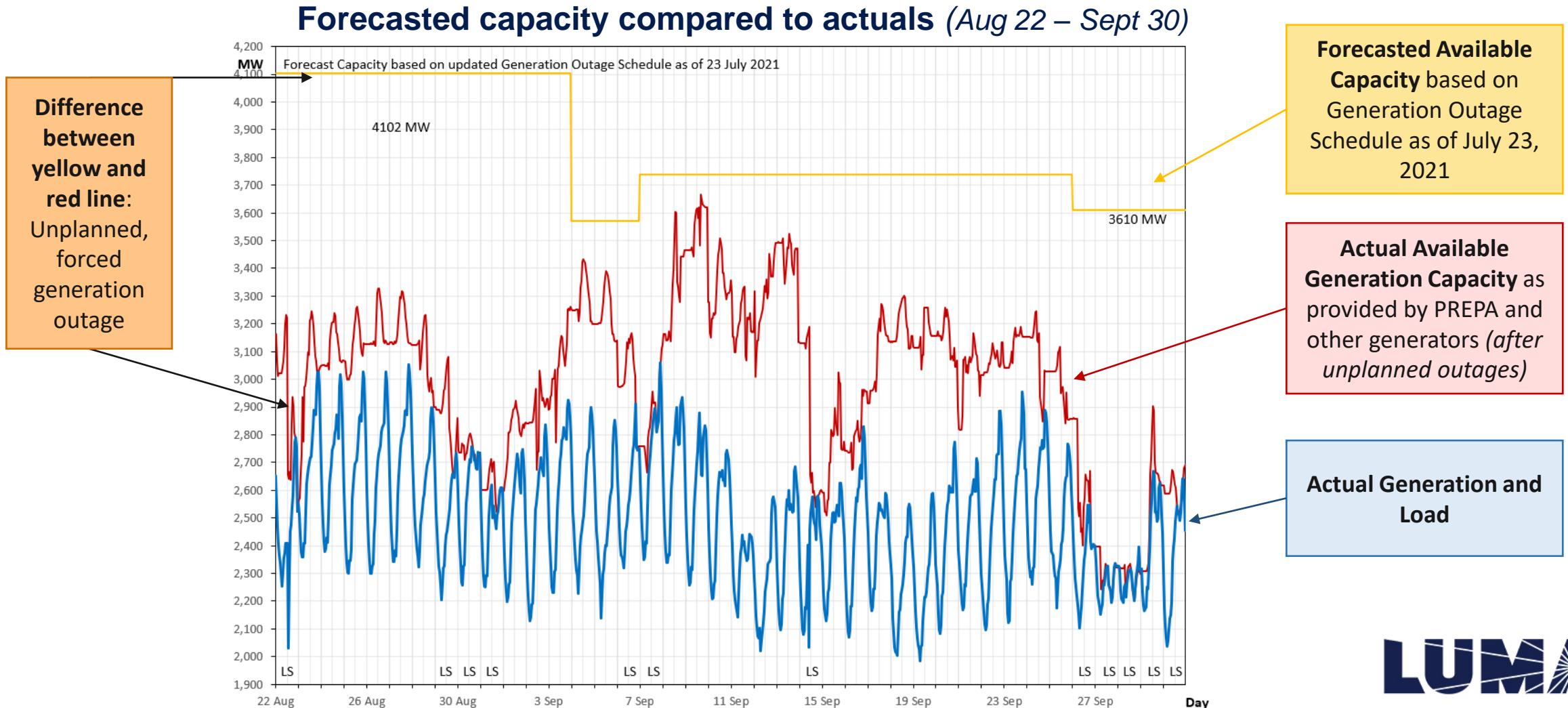


- PREPA's peaker units use diesel fuel, the most expensive fuel

Measures Taken to Try and Avoid Load Shedding

Currently there are few alternatives to load shedding when supply falls significantly below demand

- Load shedding was performed as a preventative measure to avoid a catastrophic failure of the system when there was insufficient generation



Load shed events controlled to reduce customer impact

- LUMA follows sequential steps to carry out controlled load shed
 - Initially based on PREPA's load shedding practices
 - In early September, a review and removal of critical loads was performed
 - Program is being improved to minimize impact to customers
- Based on morning dispatch plan, determine amount of load reduction required to match available supply and maintain system parameters
- Utilizing preset “blocks” of load, load shedding begins when reserves reach 0 MW and when frequency begins to drop
- Blocks are de-energized until the frequency is stable
- Blocks coordinated and rotated to reduce duration of customer interruption
- As demand falls, reserves are re-established, and frequency rises; service to blocks re-established blocks when frequency reaches 60.10 to 60.15 Hz levels

Measures Taken to Avoid Recent Load Shedding Events

- In advance of a manual load shedding event, System Operators coordinated with large industrial (pharmaceutical) customers who have self generation capabilities
- Voltage reduction to reduce number of customers subject to load shed
- Reschedule planned outages to compensate for unplanned availability shortfalls
- Load shedding protocols designed to minimize impact of load shedding to customers

Preventative Action to Avoid Insufficient Available Generation

LUMA has implemented actions to mitigate load shedding

Near-Term Outage Planning

- Daily outage update meetings as result of changes in plant availability
- Target AES/ECO as the resource most able to defer outages
- Continually maintain multiple outage rescheduling scenarios as outage deferment options are constantly considered
- Conduct cost benefit evaluations using PROMOD of outage schedule alternatives

Long-Term Outage Planning

- Based on Generator's requests, coordinate 2-year outage schedule with staggered schedules and minimizes summer outages
- Coordinate outages to avoid conflicts when they occur
- Adjust outage schedules as needed to minimize impacts of unscheduled outages
- Ensure targeted reserve levels exist with planned outages assumptions
- If a trip or extended forced outage occurs, readjust outage maintenance schedules so maintenance can occur during outage

Longer-Term Measures

- PREPA Generation to implement specific, targeted necessary maintenance projects in existing units to improve availability
- Add dispatchable resource capacity
- Integration of Distributed Energy Resources
 - Demand-response programs to shift load from on-peak to off-peak periods
 - Energy efficiency programs to reduce overall consumption

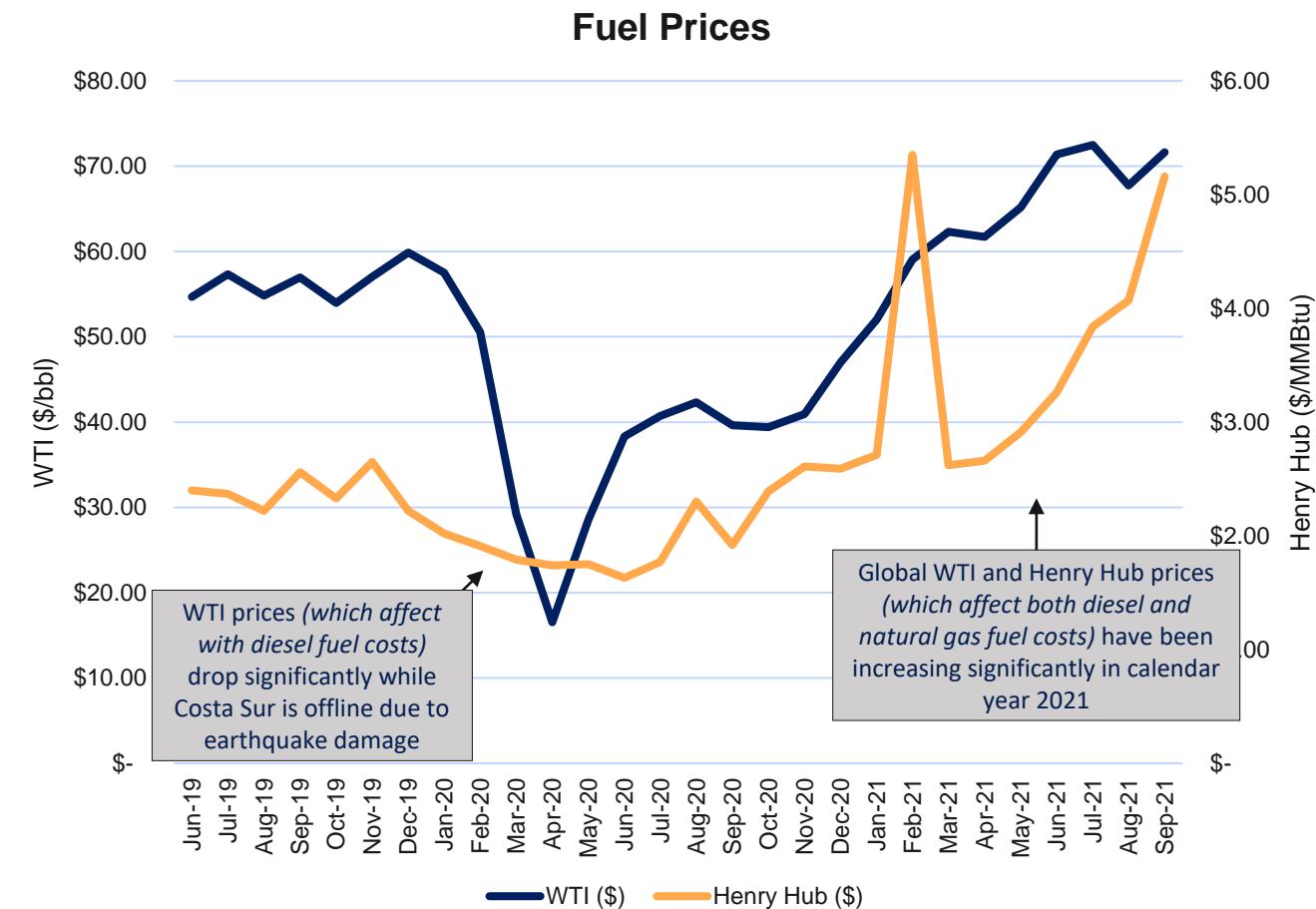
These solutions require multiple stakeholders

Thank you



Appendix

International commodity fuel prices – both oil and natural gas and oil have increased substantially over the last 18 months



- Oil prices rise also impacting gasoline at the pumps in Puerto Rico, increasing over 50% since June 2020
- Natural gas prices are rising with increased volatility
 - Current independent market forecasts tend to signal continued high prices and volatility

Costa Sur Failure on August 22, 2021 - Facts

- Transmission line failures do not damage or break steam turbine rotors
- Facts related to the event:
 - Transmission line 38900, on the north side of the island suffered a phase to phase fault and tripped at approximately on August 22, 2021 at **12:25 hours**
 - This transmission line connects two transmission substations and does not have a direct connection to a generating station
 - This trip caused a transmission system disturbance which was exacerbated by San Juan generating units 5 & 6 tripping and also Palo Seco generating unit tripping. Throughout this event Costa Sur unit 5 & 6 showed expected operation and were witnessed as operating normally
 - on August 22, 2021 at approximately **19:25 hours (over 7 hours later)**, a separate and wholly unrelated event occurred when the generation output of Costa Sur was manually decreased by Costa Sur operating staff. **There were no transmission outages at or through this period.** At 22:30 on August 22, 2021, Costa Sur 6 was tripped by plant operating staff

Costa Sur Failure on August 22, 2021 - Timeline

On August 22, 2021, at **12:25:01** a B-C fault was sensed by the transient recorders at line 38900. A fault was sensed and cleared from the system on 19 cycles.

At 12:25:36, Palo Seco Unit #4 tripped for unknown reasons.

At 12:29:34 the Control Center personnel began emergency manual load shed.

The manual load shed continued until 12:33:00.

19:23:28, SCADA shows that the load at Costa Sur Unit # 6 is decreased from 410 to 365 MW. Contingency load shed were performed



At 12:25:03 and 12:25:05, San Juan combined units #5 & #6 lost their respective steam units. The generator tripped after the fault was cleared from the system

At 12:28:24, San Juan Unit # 6 tripped causing an automatic load shed.

At 12:31:03, Palo Seco generator # 3 tripped.

~7 Hours

At 22:29:54 Costa Sur # 6 was tripped by the plant personnel because the vibrations cannot be controlled

Exhibit 2
Spanish/Language Presentation



Vista Pública

NEPR-MI-2021-0001
25 de octubre de 2021



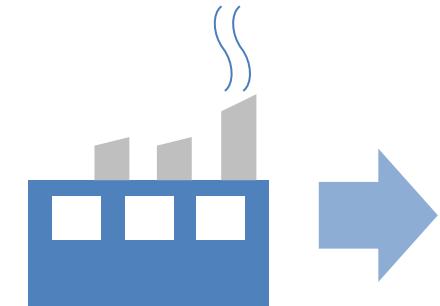
Organización del sistema eléctrico de Puerto Rico



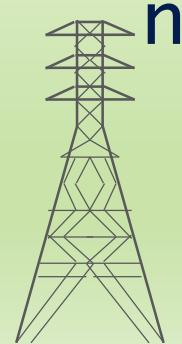
Puerto Rico Electric
Power Authority

y Generadores
Privados

Generación



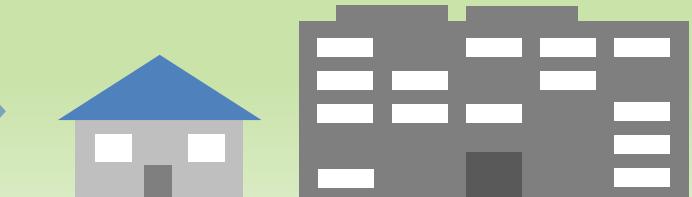
Operacione s del Sistema Transmisió n



Distribució n



Servicio al Cliente



Funciones de los participantes en el sistema de energía

Por ley de Puerto Rico, el Acuerdo de O&M de T&B y los Principios de Operación del Sistema

LUMA Operador del Sistema	Puerto Rico Electric Power Authority & Generadores Privados	Generadores
<ul style="list-style-type: none">Realiza el despacho económico de las unidades de generación teniendo en cuenta las limitaciones de seguridad del sistema.Coordina las salidas planificadas (transmisión y generación) para el mantenimientoEquilibra la oferta y la demanda energética y mantiene los parámetros técnicos del sistema (frecuencia, voltaje, etc.)Prepara la proyección de carga (demanda) para programar la disponibilidad de energía que cumpla la cargaEstablece y supervisa los niveles operacionales de reserva del sistema	<ul style="list-style-type: none">Opera las centrales generatricesPlanifica y ejecuta las salidas programadas y realiza el mantenimiento de las unidadesAdquiere, programa, administra y proyecta el combustibleProporciona los datos de disponibilidad y rendimiento de todas las unidades al Operador del SistemaReacciona y soluciona cualquier interrupción forzada no programadaProporciona datos de generación y combustible a LUMA	

Flota Generatriz de Puerto Rico

Carga Base



Facility	Aguirre
Fuel	Diesel / Oil
Tech	CCGT / ST



Facility	Costa Sur
Fuel	Gas / Oil
Tech	ST



Facility	Palo Seco
Fuel	Oil
Tech	ST



Facility	San Juan
Fuel	Gas / Diesel / Oil
Tech	CCGT / ST



Facility	EcoElectrica
Capacity	507 MW
Fuel	Gas
Tech.	CCGT



Facility	AES
Capacity	454 MW
Fuel	Coal
Tech.	ST

Unidades Pico (Peaking)



Facility	Mayaguez
Fuel	Diesel
Tech	CT



Facility	Cambalache
Fuel	Diesel
Tech	CT

Peakers Pequeños

- 1. Dagua 5. Palo
- 2. Jobos Seco
- 3. Vega 6. Aguirre
- Baja 7. Costa
- 4. Yabucoa

Plantas Sur Hidroeléctricas

- 1.Caonillas (1 and 2)
- 2.Dos Bocas
- 3.Garzas (1 and 2)
- 4.Patillas
- 5.Rio Blanco
- 6.Yauco (1 and 2)
- 7.Toro Negro (1 and 2)

Energía Renovable

Solar

- 1. AES Ilumina
- 2. Windmar
- 3. San Fermin
- 4. Horizon
- 5. Oriana
- 6. Coto Laurel
- 7. Humacao

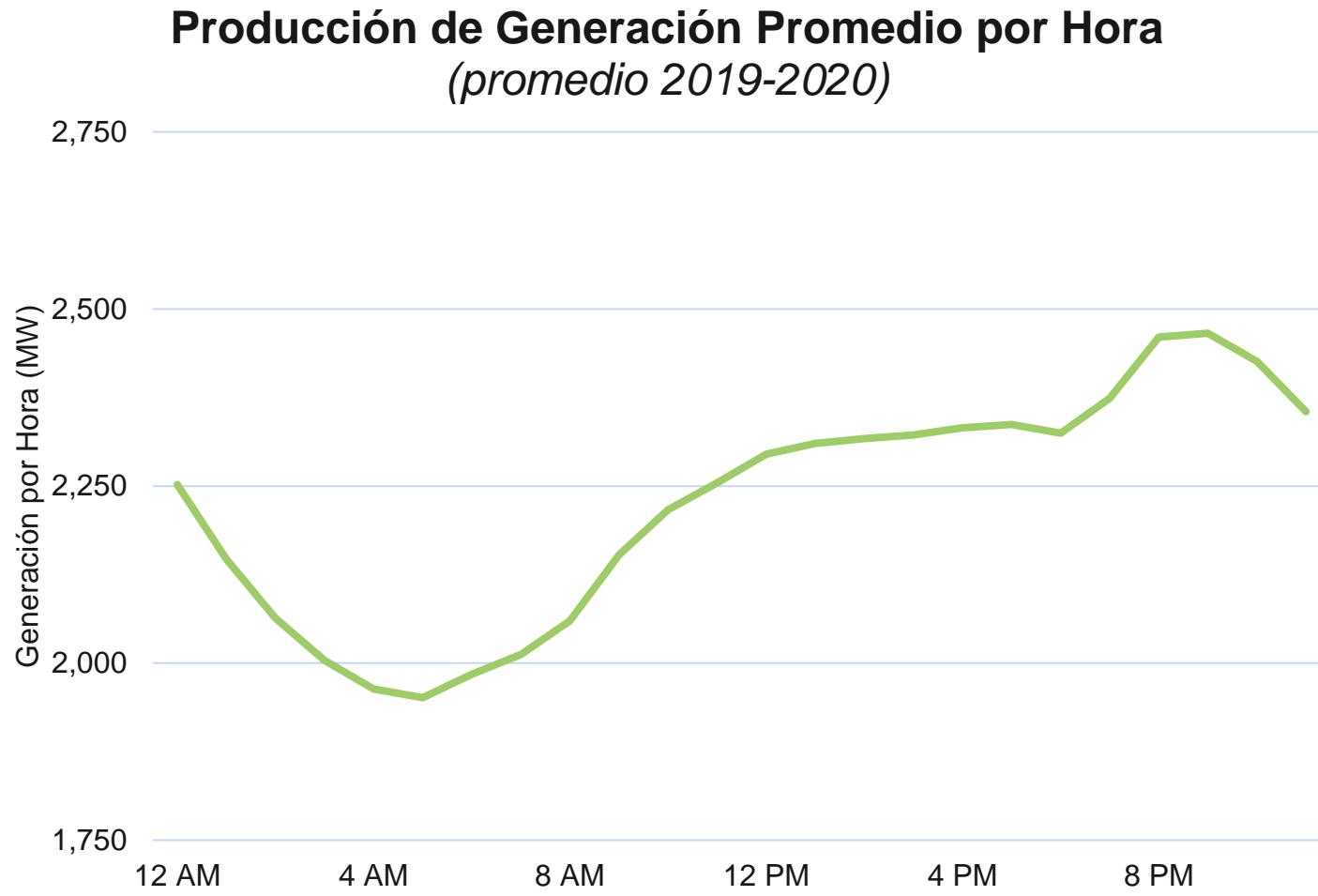
Viento

- 1. Santa Isabel

Landfill Gas

- 1. Fajardo
- 2. Toa Baja

Perfil de la Generación Diaria



- La demanda máxima de verano es considerablemente mayor entre junio y octubre
- La demanda máxima diaria se produce entre las 6-10 pm
 - La demanda de los consumidores tiende a aumentar después de la puesta de sol, cuando los recursos solares no están disponibles
 - La demanda significativa se extiende hasta las 2 a.m. en los meses de verano

Temas en la Resolución y Orden del 5 de octubre de 2021

- Las causas de la situación crítica de disponibilidad de generación que ocasionó la desviación significativa del despacho económico proyectado previamente;
- Las medidas tomadas, si alguna, para tratar de evitar los relevos de carga experimentados en los últimos días; y
- El curso de acción o las medidas correctivas concretas tomadas o a tomar para tratar de prevenir o evitar que la situación de insuficiencia de generación disponible recorra.

Disponibilidad de la Generación

Los productores de energía son responsables de hacer que las unidades de generación estén disponibles para el despacho

- La operación y el mantenimiento de la generación, quien determina la disponibilidad de las unidades, es responsabilidad de los productores de energía (AEE y los generadores privados)
- Los productores de energía son responsables de la compra y suministro de combustible
- Los productores de energía informan a LUMA cuando las unidades generatrices están fuera de servicio y cuando estarán disponibles
- Los productores de energía desarrollan análisis de la causas principales de las interrupciones de generación

Una proporción significativa de la capacidad generatriz base de la AEE estaba fuera de servicio

- En promedio, durante las siguientes semanas, entre el 46 a 57% de las unidades base de la AEE estuvieron fuera de servicio; ninguna de las salidas fue programada

Units	August												September							
	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8		
<i>Expected System Capacity</i>	MW	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	
<i>Capacity Offline</i>																				
Plant	Unit	Available Capacity																		
Aguirre	1	450	80	80	95	120	120	120	330	450	450	450	450	270	270	270	270	270	270	
Aguirre	2	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	270	
Costa Sur	5	60	60	60	60	60	60	60	35	35	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
Costa Sur	6	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	
Palo Seco	3	6	6	6	6	6	6	146	216	81	216	6	6	6	6	6	6	6	6	
Palo Seco	4	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	
San Juan	CC 5	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
San Juan	CC STG 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Juan	CC 6	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
San Juan	CC STG 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Juan	9	10	10	10	10	10	10	10	50	45	45	45	45	45	45	45	45	10	10	
Other		MW	961	961	931	931	881	881	831	831	781	781	746	746	696	676	676	676	676	
Total Capacity Offline		MW	2,473	2,103	2,073	2,088	2,063	2,063	2,153	2,473	2,428	2,513	2,298	2,263	2,083	2,033	2,013	1,978	1,978	1,798
Available Capacity		MW	2,570	2,940	2,970	2,955	2,980	2,980	2,890	2,570	2,615	2,530	2,745	2,780	2,960	3,010	3,030	3,065	3,065	3,245
<i>Percent of System Capacity Offline</i>	%	49%	42%	41%	41%	41%	41%	43%	49%	48%	50%	46%	45%	41%	40%	40%	39%	39%	36%	

Less than 33% of capacity offline

Between 33% and 67% of capacity offline

More than 67% of capacity offline

* Se produjeron relevos de carga debido a la limitación en el suministro energía.

Una proporción significativa de la capacidad generatriz base de la AEE estaba fuera de servicio

- En promedio, durante las siguientes semanas, entre el 45 a 68% de las unidades base de la AEE estuvieron fuera de servicio; ninguna de las salidas fue programada

Units	September																				
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30			
<i>Expected System Capacity</i>	MW	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043	5,043			
Capacity Offline																					
Plant	Unit	Available Capacity																			
Aguirre	1	450 MW	MW	75	80	250	250	75	75	75	75	75	75	75	75	450	450	450	75	95	
Aguirre	2	450 MW	MW	100	90	90	90	82	82	82	82	82	82	82	82	282	330	330	340	330	
Costa Sur	5	410 MW	MW	35	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	
Costa Sur	6	410 MW	MW	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	
Palo Seco	3	216 MW	MW	-	-	16	216	196	26	26	26	26	76	26	26	36	216	216	216	216	
Palo Seco	4	216 MW	MW	90	90	96	96	96	91	91	91	136	136	86	86	216	91	91	216	216	
San Juan	CC 5	170 MW	MW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
San Juan	CC STG 5	50 MW	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Juan	CC 6	170 MW	MW	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
San Juan	CC STG 6	50 MW	MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San Juan	9	100 MW	MW	100	44	66	74	74	71	70	70	30	-	100	-	-	7	7	7	8	8
Other		MW	952	836	901	941	896	881	880	851	1,001	967	992	974	974	987	987	872	866	880	
Total Capacity Offline		MW	1,702	1,956	2,213	2,453	2,205	2,015	2,014	1,985	2,180	2,146	2,171	2,103	2,233	2,706	2,934	2,944	2,573	2,597	
Available Capacity		MW	3,341	3,087	2,830	2,590	2,838	3,028	3,029	3,058	2,863	2,897	2,872	2,940	2,810	2,337	2,109	2,099	2,470	2,446	
<i>Percent of System Capacity Offline</i>		%	34%	39%	44%	49%	44%	40%	40%	39%	43%	43%	43%	42%	44%	54%	58%	58%	51%	52%	
Less than 33% of capacity offline										Between 33% and 67% of capacity offline										More than 67% of capacity offline	

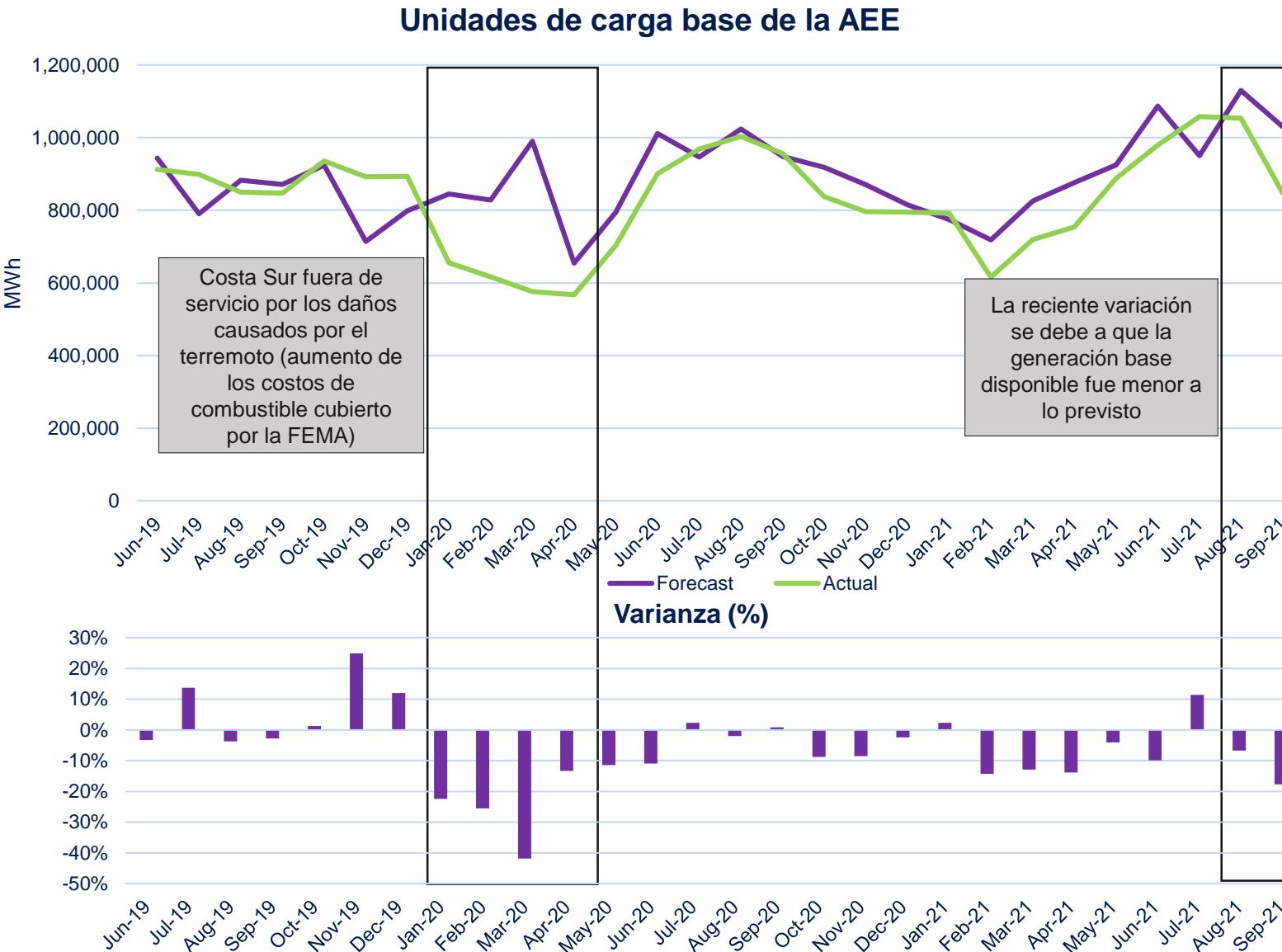
Less than 33% of capacity offline

Between 33% and 67% of capacity offline

More than 67% of capacity offline

* Se produjeron relevos de carga debido a la limitación en el suministro energía.

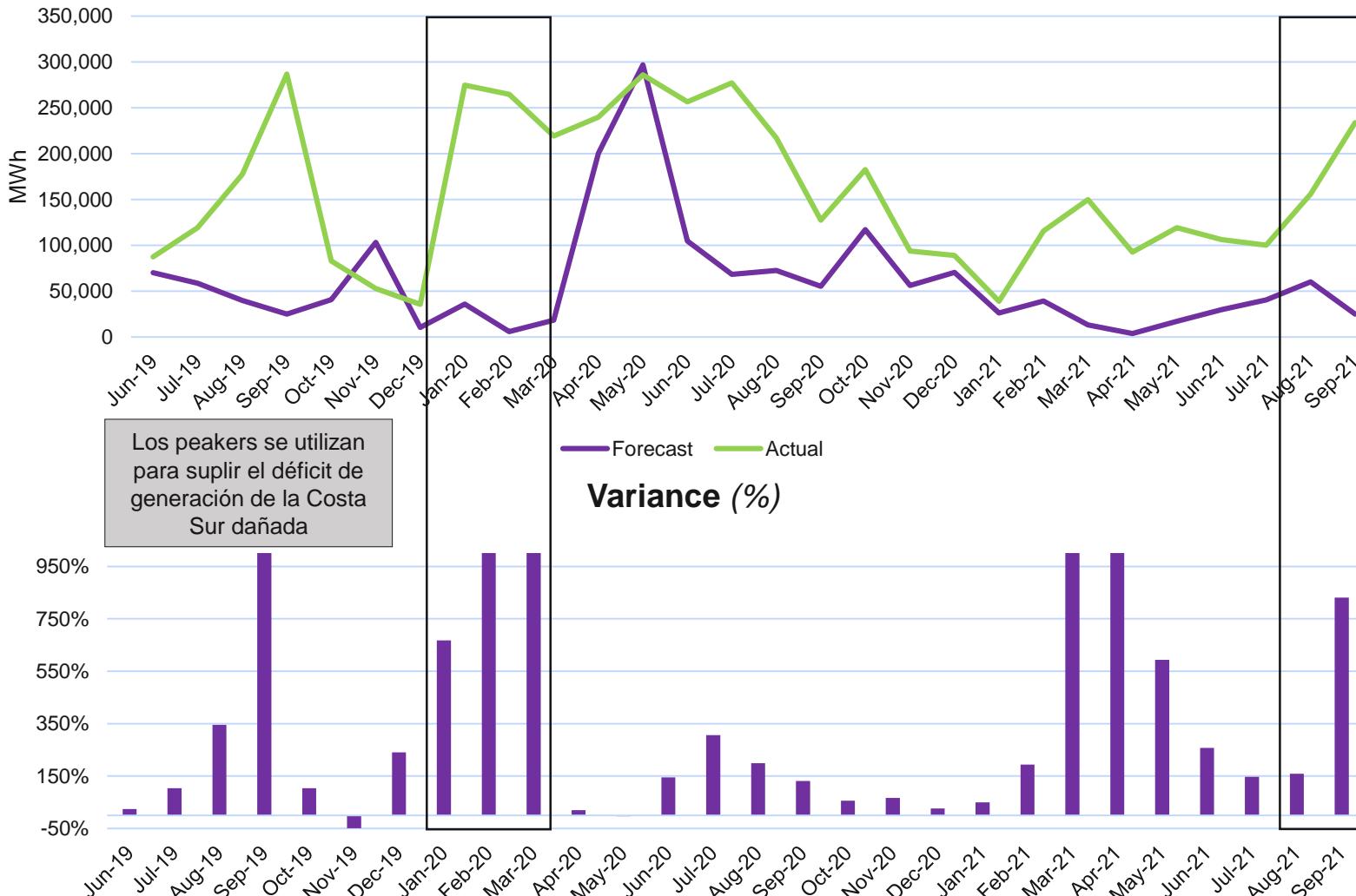
Variación entre el despacho de las plantas de carga base de la AEE proyectado y real



- Las unidades de carga base de la AEE utilizan principalmente gas natural y combustible residual, los combustibles menos costosos.

La falta de disponibilidad de las unidades de carga base de la AEE ocasionó un mayor despacho de las unidades pico (peakers)

Unidades Peaker



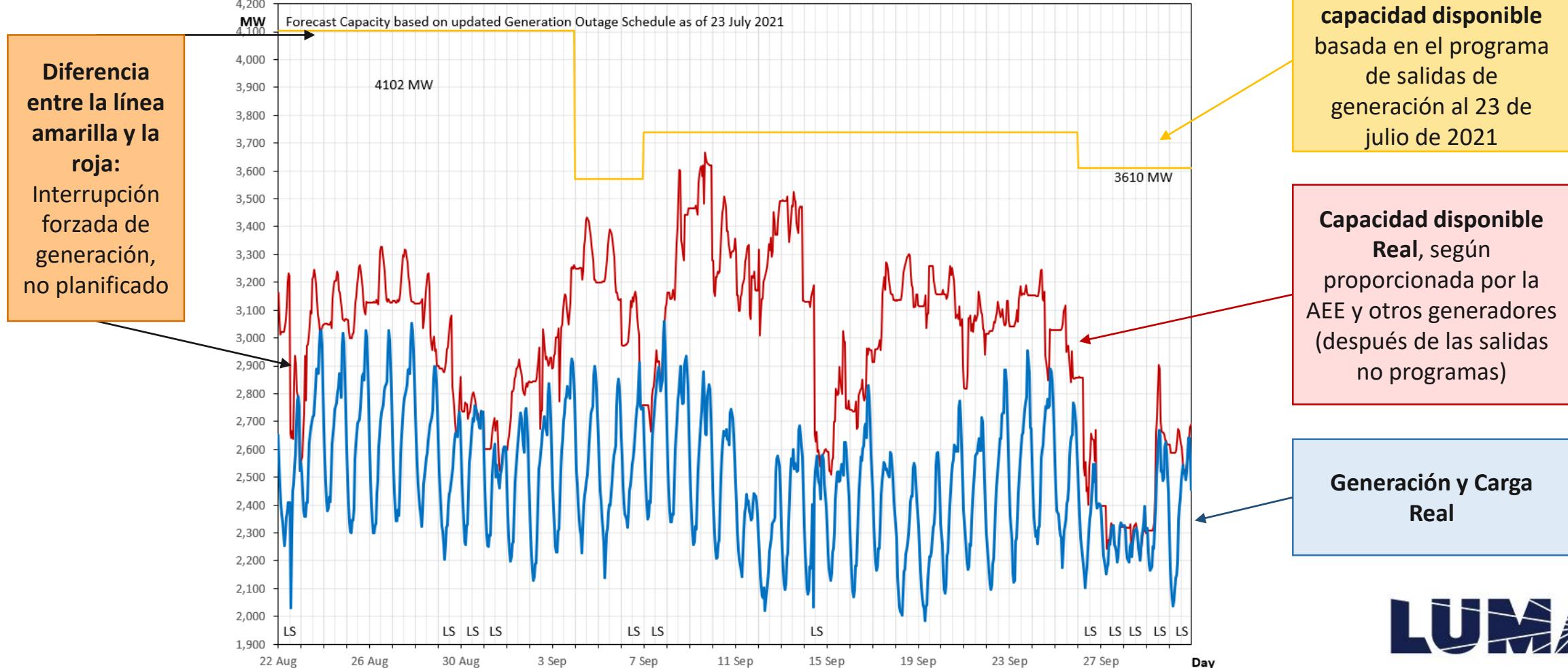
- Las unidades pico (peakers) de la AEE utilizan destilado, el combustible más caro

Medidas Tomadas para evitar los Relevos de Carga

Actualmente existen pocas alternativas para los relevos de carga cuando la producción de energía es significativamente menor a la demanda

- Los relevos de carga se realizaron como medida preventiva para evitar un fallo catastrófico del sistema cuando no había suficiente generación.

Capacidad proyectada comparada con la real (22 de agosto - 30 de septiembre)



Relevos de carga controlados para reducir el impacto en el cliente

- LUMA sigue pasos secuenciales para realizar un relevo de carga controlado
 - Inicialmente se basaron en las prácticas de relevo de carga de la AEE
 - A principios de septiembre, se revisaron y eliminaron las cargas críticas
 - Se está mejorando el programa para minimizar el impacto a los clientes
- A base del plan de despacho de la mañana, se determina la cantidad de carga a reducirse para cumplir con generación disponible y mantener los parámetros del sistema
- Utilizando "bloques" de carga preestablecidos, los relevos de carga comienzan cuando las reservas llegan a 0 MW y cuando la frecuencia comienza a bajar
- Los bloques se desconectan hasta que la frecuencia se estabilice
- Los bloques se coordinan y rotan para reducir la duración de la interrupción a los clientes
- A medida que disminuye la demanda, se restablece la reserva y aumenta la frecuencia; se restablece el servicio a los bloques cuando la frecuencia alcanza los niveles de 60.10 a 60.15 Hz

Medidas tomadas para evitar los recientes relevos de carga

- Antes de que se produzca un relevo de carga manual, los operadores del sistema coordinan con clientes industriales grandes (farmacéuticas) que tienen capacidad de generación propia
- Reducción de voltaje para reducir el número de clientes sujetos a relevo de carga
- Reprogramación de las salidas programadas para compensar la reducción de la disponibilidad no programada
- Protocolos de relevo de carga diseñados para minimizar el impacto del relevo de carga en los clientes

Medidas preventivas para evitar la insuficiencia de la generación disponible

LUMA implementó acciones para mitigar los relevos de carga

Planificación de las interrupciones a corto plazo

- Reuniones diarias para actualizar las interrupciones como resultado de los cambios en la disponibilidad de la planta
- AES/ECO como el mejor recurso disponible para aplazar las interrupciones
- Considerar continuamente múltiples escenarios de reprogramación de interrupciones, ya que las opciones de aplazar las interrupciones se consideran constantemente
- Llevar a cabo evaluaciones costo-beneficio de las alternativas de salidas programadas utilizando PROMOD

Planificación de las interrupciones a largo plazo

- A base a las peticiones del productor de energía, coordinar las salidas programadas para dos años con horarios escalonados y minimizando las interrupciones de verano
- Coordinar las interrupciones para evitar conflictos cuando se produzcan.
- Ajustar las salidas programadas, según sea necesario, para minimizar el impacto de las salidas no programados.
- Garantizar los niveles de reserva con los supuestos de interrupciones planificadas.
- Si se produce un disparo o una salida forzada prolongada, reajustar el programa de salida por mantenimiento de manera que se pueda realizar el mantenimiento durante la interrupción.

Medidas a largo plazo

- Generación de la AEE implementará proyectos de mantenimiento específicos y necesarios en las unidades existentes para mejorar la disponibilidad
- Añadir capacidad de recursos despachables
- Integración de recursos de generación distribuida
 - Programas de respuesta de demanda para cambiar la carga de periodos pico (on-peak) a periodos fuera de pico (off-peak)
 - Programas de eficiencia energética para reducir el consumo general

Estas soluciones requieren de las partes interesadas

Gracias

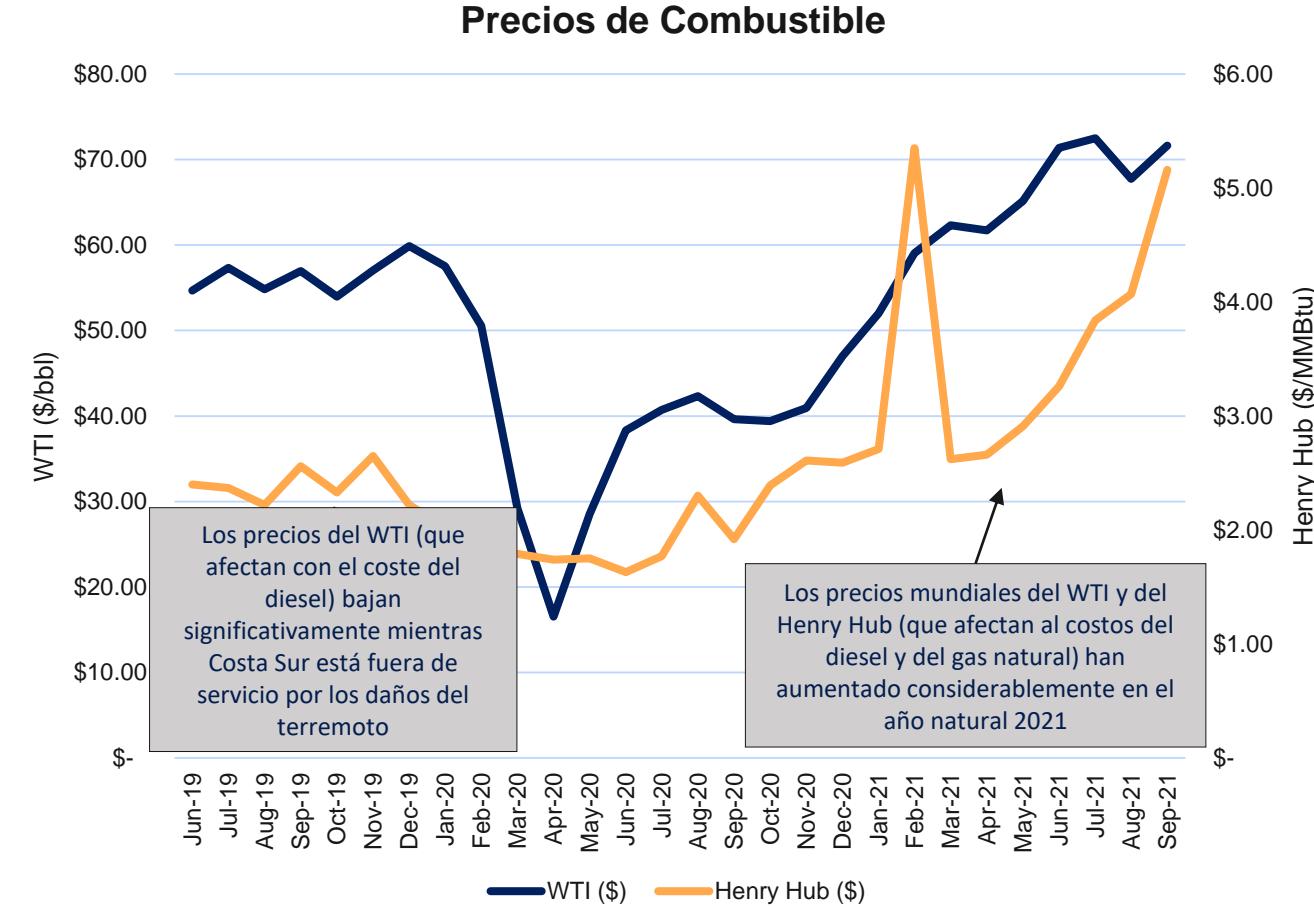


Anexo

- Draft Work Product - For Internal Discussion
Purposes Only -



Los precios internacionales de los combustibles básicos - tanto del petróleo como del gas natural- aumentaron considerablemente en los últimos 18 meses



- El aumento de los precios del petróleo también impactó el costo gasolina en Puerto Rico, un aumento de sobre 50% desde junio de 2020
- Los precios del gas natural aumentan con mayor volatilidad
 - Las proyecciones actuales del mercado independiente tienden a señalar precios altos y volátiles

Falla de Costa Sur el 22 de agosto de 2021 - Hechos

- Los fallos en las líneas de transmisión no dañan ni rompen los rotores de las turbinas de vapor
- Hechos relacionados con el evento:
 - La línea de transmisión 38900, en el lado norte de la isla, sufrió una falla fase a fase y se disparó aproximadamente el 22 de agosto de 2021 a las **12:25 horas**
 - Esta línea de transmisión conecta dos subestaciones de transmisión y no tiene una conexión directa con una estación de generación
 - Esta disparo causó una perturbación del sistema de transmisión que se vio agravada por la salida de las unidades San Juan 5 y 6 y también se disparó una unidad de Palo Seco. A lo largo de este evento, las unidades Costa Sur 5 y 6 mostraron el funcionamiento esperado y se observó que operaban normalmente
 - El 22 de agosto de 2021, aproximadamente a las **19:25 horas (más de 7 horas después)**, se produjo un evento separado y totalmente no relacionado en el cual la producción de Costa Sur fue disminuida manualmente por el personal operativo de Costa Sur. **No hubo interrupción de transmisión en o a través de este período.** A las 22:30 horas del 22 de agosto de 2021 el personal operativo de Costa Sur disparó la Unidad 6.

Falla de Costa Sur el 22 de agosto de 2021 - Cronología

El 22 de agosto de 2021, a las **12:25:01**, los registradores de transitorios detectaron una falla B-C en la línea 38900. Se detectó un fallo y se eliminó del sistema en 19 ciclos.

A las 12:25:36, la Unidad #4 de Palo Seco se disparó por razones desconocidas.

A las 12:29:34 el personal del Centro de Control inició la descarga manual de emergencia.

La descarga manual continuó hasta las 12:33:00.

19:23:28, el SCADA muestra que la carga de la Unidad 6 de Costa Sur ha disminuido de 410 a 365 MW. Se realizó un desprendimiento de carga de contingencia



A las 12:25:03 y 12:25:05, las unidades combinadas #5 y #6 de San Juan perdieron sus respectivas unidades de vapor. El generador se disparó después de que la falla se eliminó del sistema

A las 12:28:24, la Unidad # 6 de San Juan se disparó provocando un desprendimiento de carga automático.

A las 12:31:03, el generador # 3 de Palo Seco se disparó.

~7 Horas

A las 22:29:54 el personal de la planta disparó la Costa Sur # 6 porque las vibraciones no pueden ser controladas

Exhibit 3
English-Language Statement

Opening Statement

Wayne Stensby

Good morning Commissioners and thank you for your time this morning and the opportunity to Share LUMA Energy's perspective as System Operator of the Generation Availability in Puerto Rico. As the people of Puerto Rico have seen over the period of late August and the month of September, generation shortfalls have greatly impacted customers.

Load shedding with the Puerto Rico electricity system is not new and as previously documented reserve margins have been low for many years, however the recent load shedding was unusual in its magnitude and its duration.

1) Role of LUMA and PREPA

As Mario will discuss in further detail, LUMA as T&D System Operator is responsible for economic dispatch of generating units given system constraints. Using the generation available, LUMA dispatches energy to balance supply and demand and maintain the technical parameters of the system. Under the T&D O&M Agreement and the System Operation Principles approved by this Bureau, LUMA does not operate, maintain, or manage fuel purchasing for the generation units. Generator operators, PREPA and independent power plant operators, are responsible for these activities.

2) Causes of the shortfalls

Over the past two months, generation shortfalls resulted in load shedding and elevated fuel costs which have impacted our customers. There were weeks where the System



Operator was faced with over half of the PREPA baseload capacity offline, and on September 28th, 2021 over 75% of PREPA's base load was offline. As part of our presentation today LUMA will show information related to when generation units are offline. However, analyses to determine why generation capacity is offline must be provided by each generation operator - PREPA and independent power producers.

3) Causes of the higher fuel costs

Another impact of unavailable base load is higher costs for customers. When the more efficient base load units are not available, less efficient diesel consuming peaking units are required to balance the system. This is coupled with increasing global oil and natural gas prices, causing higher spending on fuel.

4) Actions that have been taken to avoid and minimize load shedding

With the performance of the current generation portfolio, there are no alternatives to load shedding when supply falls below demand. However, as our team will discuss, LUMA has taken steps to reduce the impact of recent load shedding events and follows a systematic process to control load shed events and reduce customer impact.

5) Further actions to be taken to avoid this situation in the future

As our team will discuss LUMA has implemented actions to mitigate load shedding. However, without more generation availability, there are no alternatives for System Operations. Long-term solutions are needed to avoid repeating recent events.

Exhibit 4
Spanish-Language Statement

Comentarios de apertura

Wayne Stensby

Buenos días comisionados, gracias por su tiempo esta mañana y por la oportunidad de compartir la perspectiva de LUMA Energy como Operador del Sistema de la generación disponible en Puerto Rico. Como el pueblo de Puerto Rico ha visto en el período de finales de agosto y el mes de septiembre, la falta de generación ha impactado enormemente a los consumidores.

Los relevos de carga en el Sistema Eléctrico de Puerto Rico no son nuevos, y como se ha documentado anteriormente, los niveles de reserva han sido bajos durante varios años. Sin embargo, los recientes relevos de carga fueron inusuales debido a la magnitud y su duración.

1) Rol de LUMA y AEE

Como discutirá más adelante Mario Hurtado, LUMA como Operador del Sistema T&D es responsable del despacho económico de las unidades generadoras dadas las restricciones del sistema. Utilizando la generación disponible, LUMA despacha energía para equilibrar la oferta y la demanda y mantener los parámetros técnicos del sistema. Bajo el Acuerdo de T&D O&M y los Principios de Operación del Sistema aprobados por este Negociado, LUMA no opera, mantiene, ni administra la compra de combustible para las unidades de generación. Los operadores de generadores, la AEE y los operadores independientes de las centrales eléctricas son responsables de estas actividades.



2) Causas de las deficiencias

En los últimos dos meses, las deficiencias en generación resultaron en relevos de carga y en elevados costos de combustible que han afectado a nuestros clientes. Hubo semanas en las que el Operador del Sistema se enfrentó a más de la mitad de la capacidad de carga base de la AEE fuera de línea, y el 28 de septiembre de 2021 más del 75% de la carga base de la AEE estaba fuera de línea. Como parte de nuestra presentación en el día de hoy, LUMA presentará información relacionada a las unidades de generación que estuvieron fuera de servicio. Sin embargo, los análisis para determinar el por qué la capacidad de generación estuvo fuera de servicio, deben ser provistos por cada operador de generación – AEE y los productores independientes de energía.

3) Causas de altos costos de combustible

Otro impacto de la carga base no disponible son los mayores costos para los clientes. Cuando las unidades de carga base más eficientes no están disponibles, se requieren unidades pico de consumo (diésel) menos eficientes para equilibrar el sistema. Esto se combina con el aumento de los precios mundiales del petróleo y el gas natural, lo que provoca un mayor gasto en combustible.

4) Acciones que se han tomado para evitar y minimizar relevos de carga

Con el rendimiento del portfolio actual de generación, no hay alternativas a los relevos de carga cuando la oferta cae por debajo de la demanda. Sin embargo, como nuestro equipo discutirá, LUMA ha tomado medidas para reducir el impacto de los recientes eventos de

relevos de carga y sigue un proceso sistemático para controlar los eventos de relevos de carga y reducir el impacto en los consumidores.

5) Otras medidas que deben adoptarse para evitar esta situación en el futuro

Como nuestro equipo discutirá, LUMA ha implementado acciones para mitigar los relevos de carga en el futuro. Sin embargo, sin más disponibilidad de generación, no hay alternativas para la operación del sistema. Se necesitan soluciones a largo plazo para evitar que se repitan los acontecimientos recientes.