

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

NEPR

Received:

Dec 18, 2019

3:51 PM

**IN RE: PUERTO RICO ELECTRIC POWER
AUTHORITY INTEGRATED RESOURCE PLAN**

CASE NO. CEPR-AP-2018-0001

**SUBJECT: MOTION SUBMITTING
ATTESTATION AND APOSTILLE TO
PRE-FILED SUPPLEMENTAL
TESTIMONY**

**LOCAL ENVIRONMENTAL ORGANIZATIONS' MOTION SUBMITTING
ATTESTATION AND APOSTILLE TO PRE-FILED SUPPLEMENTAL
TESTIMONY OF RONNY SANDOVAL**

TO THE HONORABLE PUERTO RICO ENERGY BUREAU:

COME NOW, Local Environmental Organizations¹, through the undersigned counsels, and respectfully states, alleges and claims as follows:

1. On December 11, 2019, LEO submitted the testimony of its expert witness, Ronny Sandoval. However, attestation was not received from the County Clerk's office until a later date.
2. Local Environmental Organizations respectfully request that the Energy Bureau take notice of the above and accepts the pre-filed Testimony, attestation, and apostille.

Respectfully submitted,

/s/ Raghu Murthy

Raghu Murthy

Earthjustice

¹ Comité Diálogo Ambiental, Inc., El Puente de Williamsburg, Inc. -Enlace Latino de Acción Climática, Comité Yabucoño Pro-Calidad de Vida, Inc., Alianza Comunitaria Ambientalista del Sureste, Inc., Sierra Club and its Puerto Rico chapter, Mayagüezanos por la Salud y el Ambiente, Inc., Coalición de Organizaciones Anti-Incineración, Inc., Amigos del Río Guaynabo, Inc., Campamento Contra las Cenizas en Peñuelas, Inc., and CAMBIO Puerto Rico, Inc., ("Local Environmental Organizations")

CERTIFICATE OF SERVICE

We hereby certify that, on December 18, 2019, we have filed this Motion via the Energy Bureau's online filing system, and sent to the Puerto Rico Energy Bureau Clerk and legal counsel to: secretaria@energia.pr.gov; astrid.rodriguez@prepa.com; jorge.ruiz@prepa.com; n-vazquez@aeep.com; c-aquino@prepa.com and to the following persons:

- PREPA (mvazquez@diazvaz.law; kbolanos@diazvaz.law)
- Sunrun (javier.ruajovet@sunrun.com);
- EcoElectrica (carlos.reyes@ecoelectrica.com and ccf@tcmrslaw.com);
- Grupo Windmar (victorluisgonzalez@yahoo.com, mgrpcorp@gmail.com);
- Oficina Independiente de Protección al Consumidor (hrivera@oipc.pr.gov, jrivera@cnslpr.com);
- Empire Gas Company (manuelgabrielfernandez@gmail.com);
- National Public Finance Guarantee (acasellas@amgprlaw.com and corey.brady@weil.com);
- Progression Energy (maortiz@lvprlaw.com and rnegron@dnlawpr.com);
- Shell (paul.demoudt@shell.com, sproctor@huntonak.com);
- Wartsila North America (escott@ferraiuoli.com);
- Non Profit Intervenors (agraitfe@agraitlawpr.com);
- EDF (acarbo@edf.org);
- Arctas Capital Group (sierra@arctas.com, tonytorres2366@gmail.com);
- SESA PR & Caribe GE (cfl@mcvpr.com);
- League of Cooperatives of Puerto Rico and AMANESER 2025 (info@liga.coop, amaneser2020@gmail.com);
- AES-PR (apagan@mpmlawpr.com, mpietrantoni@mpmlawpr.com)

Respectfully submitted on this day December 18, 2019

s/Pedro Saadé
PEDRO J. SAADÉ
LLORÉNS
Colegiado Núm. 5452
RUA Núm. 4182
Calle Condado 605, Oficina
611
San Juan, Puerto Rico
00907
Tel & Fax (787) 948-4142
pedrosaade5@gmail.com

s/Raghu Murthy
RAGHU MURTHY
Earthjustice
48 Wall Street, 19th Floor
New York, NY 10005
Tel. (212) 823-4991
rmurthy@earthjustice.org

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

**IN RE: IN RE PUERTO RICO ELECTRIC
POWER AUTHORITY INTEGRATED
RESOURCE PLAN**

CASE NO. CEPR-AI-2018-0001

**SUBJECT: MOTION TO SUBMIT
SUPPLEMENTAL EXPERT TESTIMONY**

1

**LOCAL ENVIRONMENTAL ORGANIZATIONS' MOTION TO SUBMIT
SUPPLEMENTAL EXPERT TESTIMONY**

TO THE HONORABLE PUERTO RICO ENERGY BUREAU:

COME NOW, Local Environmental Organizations, by and through their legal counsel, to respectfully set forth and pray:

Local Environmental Organizations request that the Puerto Rico Energy Bureau accept this supplemental expert testimony of Ronny Sandoval, President of ROS Energy Strategies LLC. Mr. Sandoval's testimony is notarized, and we will submit the attestation as soon as it is received from the County Clerk's office.

RESPECTFULLY SUBMITTED, on December 11, 2019.

/s/ Raghu Murthy

Raghu Murthy
Earthjustice
48 Wall Street, 15th Floor
New York, NY 10005
212.823.4991
rmurthy@earthjustice.org

2

CERTIFICATION OF SERVICE

We hereby certify that, on December 11, 2019, we have filed this Motion and Supplemental Testimony via the Energy Bureau's online filing system, and sent to the Puerto Rico Energy Bureau Clerk and legal counsel to: secretaria@energia.pr.gov; astrid.rodriguez@prepa.com; jorge.ruiz@prepa.com; n-vazquez@aepr.com; c-aquino@prepa.com and to the following persons:

- PREPA (mvazquez@diazvaz.law; kbolanos@diazvaz.law)
- Sunrun (javier.ruajovet@sunrun.com);
- EcoElectrica (carlos.reyes@ecoelectrica.com and ccf@tcmrslaw.com);
- Grupo Windmar (victorluisgonzalez@yahoo.com, mgrpcorp@gmail.com);
- Oficina Independiente de Protección al Consumidor (hrivera@oipc.pr.gov, jrivera@cnslpr.com);
- Empire Gas Company (manuelgabrielfernandez@gmail.com);
- National Public Finance Guarantee (acasellas@amgprlaw.com and corey.brady@weil.com);
- Progression Energy (maortiz@lvprlaw.com and rnegron@dnlawpr.com);
- Shell (paul.demoudt@shell.com);
- Wartsila North America (escott@ferraiuoli.com);
- Non Profit Intervenors (agraitfe@agraitlawpr.com);
- EDF (acarbo@edf.org);
- Arctas Capital Group (sierra@arctas.com, tonvtorres2366@gmail.com);
- SESA PR & Caribe GE (cfl@mcvpr.com);
- League of Cooperatives of Puerto Rico and AMANESER 2025 (info@liga.coop, amaneser2020@gmail.com)

Respectfully submitted on this day December 11, 2019

s/Pedro Saadé

PEDRO J. SAADÉ LLORÉNS
Colegiado Núm. 5452
RUA Núm. 4182
Calle Condado 605, Oficina 611
San Juan, Puerto Rico 00907
Tel & Fax (787) 948-4142
pedrosaade5@gmail.com

s/Raghu Murthy

RAGHU MURTHY
Earthjustice
48 Wall Street, 19th Floor
New York, NY 10005
Tel. (212) 823-4991
rmurthy@earthjustice.org

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

IN RE:

**Review of the Puerto Rico Electric Power
Authority Integrated Resource Plan**

CASE NO.:

CEPR-AP-2018-0001

**SUPPLEMENTAL EXPERT TESTIMONY OF RONNY O. SANDOVAL ON
BEHALF OF LOCAL ENVIRONMENTAL ORGANIZATIONS**

Comité Diálogo Ambiental, Inc., El Puente de Williamsburg, Inc. - Enlace Latino de Acción Climática, Comité Yabucoño Pro-Calidad de Vida, Inc., Alianza Comunitaria Ambientalista del Sureste, Inc., Sierra Club and its Puerto Rico chapter, Mayagüezanos por la Salud y el Ambiente, Inc., Coalición de Organizaciones Anti-Incineración, Inc., Amigos del Río Guaynabo, Inc., Campamento Contra las Cenizas en Peñuelas, Inc., and CAMBIO Puerto Rico, Inc.

1 **I. BACKGROUND AND QUALIFICATIONS**

2
3 **Q. Please state your name, employer and business address.**

4 A. My name is Ronny Sandoval. I am President of ROS Energy Strategies, LLC, a Colorado
5 based limited liability company specializing in energy consulting. My business address is
6 1905 15th St. #7241, Boulder, CO 80306.

7 **Q. On whose behalf are you testifying?**

8 A. I am testifying on behalf of the Local Environmental Organizations: Comité Diálogo
9 Ambiental, Inc., El Puente de Williamsburg, Inc. - Enlace Latino de Acción Climática,
10 Comité Yabucoeño Pro-Calidad de Vida, Inc., Alianza Comunitaria Ambientalista del
11 Sureste, Inc., Sierra Club and its Puerto Rico chapter, Mayagüezanos por la Salud y el
12 Ambiente, Inc., Coalición de Organizaciones Anti-Incineración, Inc., Amigos del Río
13 Guaynabo, Inc., Campamento Contra las Cenizas en Peñuelas, Inc., and CAMBIO Puerto
14 Rico.

15 **Q. Have you previously testified before this Bureau?**

16 A. Yes. In this same proceeding, CEPR-AP-2018-0001 on October 23, 2019.

1 **Q. What is the purpose of your supplemental testimony?**

2 A. My supplemental testimony addresses PREPA’s responses to the Puerto Rico Energy
3 Bureau’s 9th set of requirements of information related to energy efficiency, as submitted
4 on November 27, 2019. I believe PREPA should consider the potential for expanding the
5 portfolio of energy efficiency and demand side management program offerings in its
6 Integrated Resource Plan.

7 **Q. What aspect of the PREPA’s responses on energy efficiency does your supplemental**
8 **testimony address?**

9 A. In its response to the Puerto Rico Energy Bureau’s ninth requirement of information,
10 PREPA indicated that Demand Side Management programs “are always managed to an
11 annual cap—even during the ramping years. We ramped adoption conservatively to
12 ensure market demand would likely exceed supply.” In the results section of the ROIs,
13 PREPA further recognized the uncertainty in the demand forecast in identifying the ESM
14 as its preferred plan “in case that the demand did not drop as expected”. It should be
15 noted that PREPA’s annual caps are based on the specific energy efficiency measures and
16 customer segments PREPA has identified in its forecasts, and does not include the
17 potential for additional measures that customers could be offered as a result of decisions
18 made in the Regulation for Energy Efficiency and Demand Response docket¹. In its
19 Amicus Brief filed September 20, 2019², Rocky Mountain Institute observed that the

¹ Regulation for Energy Efficiency and Demand Response <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/09/Resolution-NEPR-MI-2019-0015-2.pdf>

² Amicus Brief filing of Rocky Mountain Institute; September 20, 2019
<http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/09/RMI-Amicus-Brief-PREPA-IRP.pdf>

1 “demand forecast presented in this IRP is very uncertain, so it is critical that a plan be
2 robust to demand changes, especially if demand is higher than forecast.”

3 **Q. What are your recommendations for managing these concerns around the**
4 **uncertainty of energy efficiency and demand side management measure adoption?**

5 A. One potential strategy for managing this uncertainty could include expanding the energy
6 efficiency and demand side management program offerings to include additional
7 measures and customer segments.

8 A report recently released by the “Queremos Sol” coalition³ identifies a series energy
9 efficiency and demand side management program offerings, based on historical
10 experiences in Puerto Rico and DSM measure potential based on similar planning
11 regions. The Queremos Sol coalition views these offerings as incremental to the program
12 efforts identified in the IRP. Some of the measures identified in the Queremos Sol report
13 include the replacement of inefficient refrigerators, commercial demand response,
14 conservation voltage reduction, and distributed storage. Diversifying the program
15 offerings to include additional measures that are tailored to the energy use of Puerto
16 Rico’s customer segments, could aid PREPA in managing this uncertainty in its forecast.
17 For instance, if a few programs underperform in the early years, having additional well-
18 designed energy efficiency programs that overperform could make up a potential shortfall
19 in the demand reductions achieved.

³ A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico – Phase I Report; Sandoval, R. ; November 2019
<https://ieefa.org/puerto-rico-update-queremos-sol-coalition-calls-for-adopting-decentralized-and-renewables-based-energy-plan/> The Report is attached as exhibit LEO-RQS-2 to my testimony.

1 Additional demand side management offerings as those identified in the report could
2 serve as a hedge against the underperformance of measures already identified in the IRP.

3 **Q. Do you have any additional observations on demand side management program and**
4 **planning?**

5 A. As also stated in its Amicus Brief, RMI observed that “PREB could provide greater
6 clarity by establishing both clear lines of responsibility and clear goals and direction for
7 distributed storage programs, whether in this IRP or in the Energy Efficiency and
8 Demand Response docket.” Coordination across the IRP, Energy Efficiency & Demand
9 Response, and Distribution System Planning dockets is critical to establishing a solid
10 foundation by which to pursue measures that manage uncertainty, increase the likelihood
11 of customer adoption of efficiency, and prioritize Puerto Rico’s energy policy objectives
12 to benefit the public good.

13 **Q. Does this conclude your prepared supplemental testimony?**

14 A. Yes.

CERTIFICATION

I, Ronny Sandoval, CERTIFY that the contents of my testimony are known to me and are the truth according to the best of my abilities and reasonable knowledge. The technical and operational aspects included in the testimony are based on information that has been gathered in good faith; but I cannot guarantee the truthfulness of information gathered from third parties.



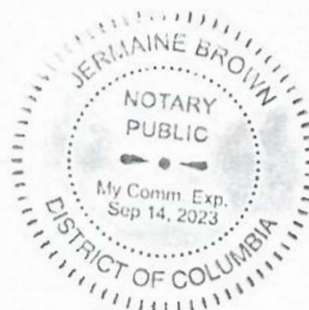
Ronny Sandoval

Before me, the undersigned Notary Public, personally appeared Ronny Sandoval,
who acknowledges that the above is true this day of December 12th, 2019 in
The UPS Store.

() Personally known _____ OR (☒) Identification Document provided
Driver's License.



Notary Public Name, Signature, Seal



Serial A 40124

DISTRICT OF COLUMBIA

To ALL WHOM THESE PRESENTS SHALL COME, GREETING:

I CERTIFY THAT **JERMAINE BROWN**

whose name is subscribed to the accompanying instrument, was at the time of signing the same a Notary Public in and for the District of Columbia, and duly commissioned and authorized by the laws of said District of Columbia to take the acknowledgment and proof of deeds or conveyance of lands, tenements, or hereditaments, and other instruments in writing, to be recorded in said District, and to administer oaths; and that I am well acquainted with the handwriting of said Notary Public and verily believe that the signature and impression of seal thereon are genuine, after comparison with signature and impression of seal on file in this office.

IN WITNESS WHEREOF, the Executive Secretary to Commissioner of the District of Columbia, has hereunto caused the Seal of the District of Columbia to be affixed at the City of Washington, D.C., this

12 DECEMBER

day of

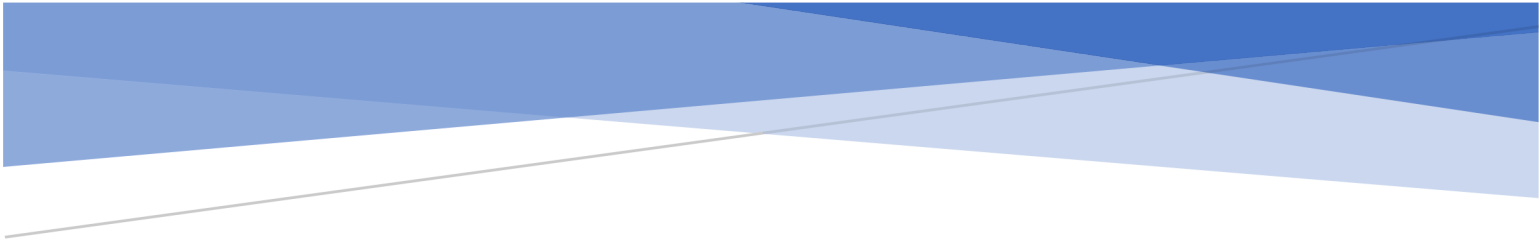
2019

(D. C. SEAL)

Judi Gold

Chief, Notary Public Section

JUDI GOLD



A DISTRIBUTED ENERGY RESOURCE ROADMAP FOR PUERTO RICO

PHASE I REPORT

Abstract

An evaluation of the capability for Distributed Energy Resources and Non-Wires Alternatives to defer or avoid large centralized infrastructure across Puerto Rico's energy system.

November 18, 2019

Ronny Sandoval
ROSENERGYSTRATEGIES@GMAIL.COM



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico

Phase I Report

Table of Contents

I.	Report Summary	3
A.	Approach	3
B.	Report Structure	4
II.	Policy Landscape and Planning Environment.....	5
A.	Methodology	5
B.	Primary References	6
C.	Resource Requirements	7
III.	Distributed Energy Resources and Non-Wires Alternatives	11
	Relationship between Energy Efficiency and Distributed Generation	11
A.	Residential and Commercial Lighting	12
B.	Solar Water Heaters.....	13
C.	Refrigerator Replacements	14
D.	Air Conditioners.....	14
E.	Solar PV and Energy Storage	15
F.	Commercial Demand Response	16
G.	Conservation Voltage Reduction.....	16
	Figure 1	18
	Figure 2	19
IV.	Analysis Results and Levelized Cost of Energy.....	20
A.	Results	20
	Figure 3	21
	Figure 4	22
B.	Levelized Cost of Energy	23
	Figure 5	23
V.	Foundations for Growth in DERs and NWAs	24
A.	Hosting Capacity Analysis.....	24
B.	Streamlined Interconnection Process	24
C.	Non-Wires Alternatives Solicitations	25
D.	Potential Funding Sources	25
	Utility Planning Budgets	25
	Renewable Energy Certificates.....	25
	Federal Assistance.....	26
VI.	Conclusion.....	26
	About the Author	27



I. Report Summary

This report delivers a high-level analysis of the required non-wires alternatives, Distributed Energy Resource (DER) integration, and coordination that will defer or eliminate the need for large traditional centralized investments across Puerto Rico's electric system, such as proposed 302-MW natural gas combined cycle units.

The analysis demonstrates that a portfolio of Distributed Energy Resources can deliver demand reductions at the scale needed to realize large capital deferrals, and in a manner that advances community resilience, customer choice, and the public interest.

A. Approach

- Identify a portfolio of non-wires alternatives and distributed energy resources that can provide the capabilities needed to defer or eliminate the need for a proposed 302-MW natural gas combined cycle unit.
- The Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan (IRP) primarily relies on large scale energy resources and large capital investments in transmission and distribution to address future energy needs.
- Utilities in other regions have had great success in proactively pursuing and deploying a mix of non-wires alternatives and distributed energy resources as a means of meeting future energy needs reliably and cost-effectively.
- This portfolio approach allows various technologies to work in concert and complement each other's capabilities in a way that the entire mix delivers greater benefits than the sum of its parts.
- This analysis seeks to identify a portfolio of resources that could eliminate the need for a 302-MW natural gas combined cycle or completely place it out of the IRP's planning horizon.



B. Report Structure

This report is organized as follows:

Section II explores the policy landscape, history, and planning environment for the deployment of Distributed Energy Resources.

Section III presents various Distributed Energy Resource solutions and explains why each is a good fit for Puerto Rico.

Section IV presents the results of the analysis, including expected reductions in energy demand and the costs associated with the selection of each technology.

Section V discusses some of the foundational elements needed to support the growth of DERs in a purposeful and methodical way.

Section VI concludes the report with additional insights and key takeaways from the analysis.



II. Policy Landscape and Planning Environment

The year 2009 marked the first time the Weatherization Assistance Program (WAP), part of American Recovery and Reinvestment Act (ARRA) stimulus package, was introduced in Puerto Rico. Prior to the rollout of this effort, the island did not have a strong history administering energy efficiency programs. The introduction of WAP led to the development of a robust infrastructure that allowed the island to manage the roughly \$65 Million that was allocated to it for this purpose. By many measures, including customer satisfaction with the program offerings, customer referrals to friends and family, and the resultant energy savings, the program can be considered a success. However, once the original grant period concluded, there weren't other funding streams readily available to continue program activities at this level and resulted in the winding down of the effort.

The Green Energy Fund was established in 2010 by the "Puerto Rico Green Energy Incentives Act" to promote sustainability by incentivizing the development of renewable energy projects, but operational challenges have slowed the continued progress of the program's mission.

The Energy Public Policy Act of 2019 has reignited a discussion on how to advance energy efficiency and clean energy by setting ambitious targets for these sustainable solutions, including those sited at or near the customer. The Puerto Rico Energy Bureau has initiated several dockets that address the process and funding necessary to ensure the successful execution of the goals of the recent energy law.

We are at the early stages of this new effort, however ensuring there is a supportive environment for sustainable solutions to be identified, procured, and installed across communities to enhance resilience and foster economic growth is more important now than ever.

A. Methodology

When pursuing all cost-effective energy efficiency, Distributed Energy Resources, and Non-Wires Alternatives it's a common practice to first perform a potential study to serve as a guide of what resources are possible to attain within a given time frame to serve a specific need. A recent notice from the Puerto Rico Energy Bureau¹ recognized the importance of conducting this study to aid in program design and in establishing the alternative DER measures to pursue across various customer classes. Given the current absence of such a potential study of these alternatives across Puerto Rico, past experiences on DER deployment across the island were supplemented with experiences across places including Florida and Hawaii to arrive at the portfolio of solutions identified in the analysis conducted here.

¹ In RE: Regulation for Energy Efficiency and Demand Response; Puerto Rico Energy Bureau; NEPR-MI-2019-0015; September 4, 2019

<http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/09/Resolution-NEPR-MI-2019-0015-2.pdf>



B. Primary References

U.S. Territories and Weatherization Assistance Program During the Recovery Act Period; Tonn B., Rose E.; Oak Ridge National Laboratory; March 2015 https://weatherization.ornl.gov/wp-content/uploads/pdf/WAPRecoveryActEvalFinalReports/ORNL_TM-2014_592.pdf

Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019 Appendix 4: Demand Side Resources; Siemens – prepared for Puerto Rico Electric Power Authority; June 7, 2019

State of Hawaii Energy Efficiency Potential Study Final; EnerNOC Utility Solutions Consulting – prepared for Hawaii Public Utilities Commission; January 15, 2014

Measured Energy and Peak Demand Reduction from High Efficiency Air Conditioner Replacement; John A. Masiello and Matthew P. Bouchelle, Progress Energy Florida, Inc., Danny S. Parker and John R. Sherwin, Florida Solar Energy Center



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

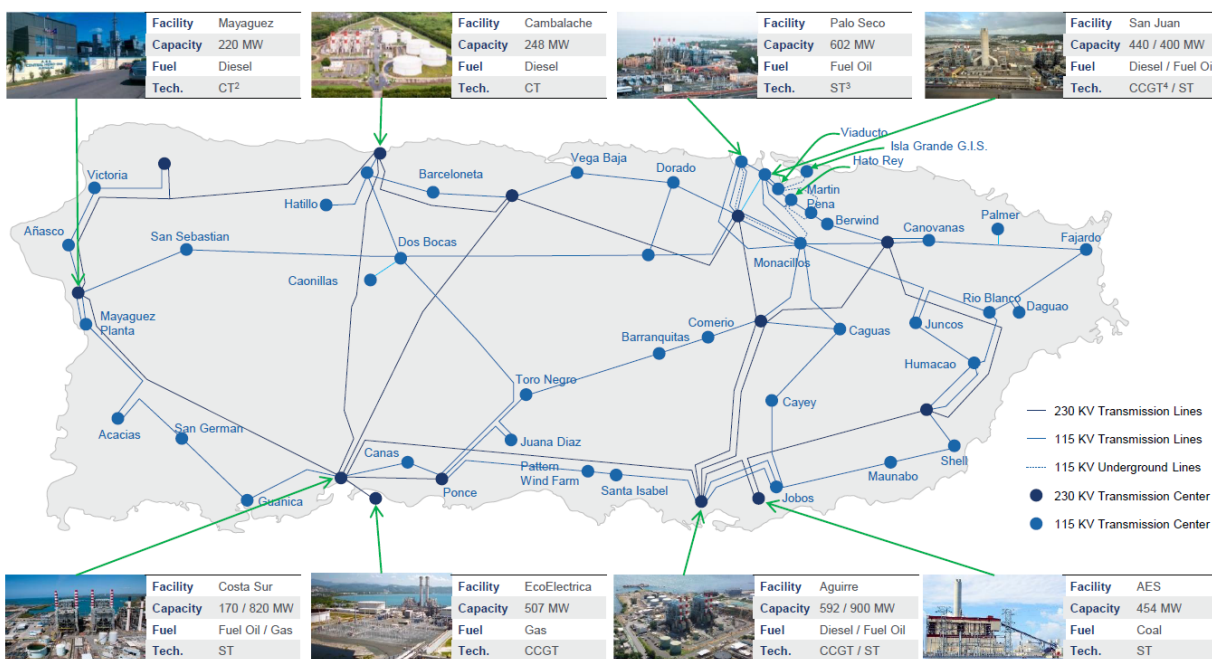
C. Resource Requirements

Puerto Rico's energy planning efforts currently face several challenges that most other utilities don't have to grapple with, including:

- Much of the generation fleet is slated to retire because of inefficiencies, environmental regulations, and policy decisions;
- A declining energy demand forecast that runs contrary to either the stagnant or rising demand other regions experience;
- Market forces and a focus on resilience introduce additional considerations for customers to explore alternatives to grid power.

Current State of Generation Assets¹

The majority of Puerto Rico's generation capacity is located on the southern coastline and requires large 230 kV transmission lines to connect to the major northern load center in the San Juan Metro Area.



¹ Includes both PREPA-owned and contracted (third party-owned) generation assets

² Combustion Turbine (CT)

³ Steam Turbine (ST)

⁴ Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)

35



² 2019 Fiscal Plan for the Puerto Rico Electric Power Authority; Certified June 27, 2019 p. 35

[https://aeepr.com/es-pr/Documents/Exhibit%201%20-%202019%20Fiscal Plan for PREPA Certified FOMB%20on June 27 2019.pdf](https://aeepr.com/es-pr/Documents/Exhibit%201%20-%202019%20Fiscal%20Plan%20for%20PREPA%20Certified%20FOMB%20on%20June%2027%202019.pdf)



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

These dynamics present complexities to investment decisions regarding capital intensive investments across the grid. Thus, for the purposes of this assessment, the alternatives will be presented relative to the capacity of a large centralized gas plant.

Table 1: Summary of gas infrastructure by scenario, 2025

Gas Infrastructure Summary, 2025			
Scenario:	ESM	S4S2	S3S2S8
LNG Terminals:	- EcoElectrica (Peñuelas) - San Juan (ship-based) - San Juan (land-based) - Yabucoa (ship-based) - Mayagüez (ship-based)	- EcoElectrica (Peñuelas) - San Juan (ship-based) - San Juan (land-based)	- EcoElectrica (Peñuelas) - San Juan (ship-based)
Gas Capacity in 2025:	- San Juan 5&6 (440 MW) - Palo Seco (302 MW) - EcoElectrica contract renewed (507 MW) - Yabucoa (302 MW) - Conversion of Mayagüez units (200 MW) - Mobile generators (421 MW)	- San Juan 5&6 (440 MW) - Palo Seco (302 MW) - Costa Sur (302 MW) - Gas Peaking Generation (371 MW)	- San Juan 5&6 (440 MW) - Costa Sur (302 MW) - Gas Peaking generation (348 MW)

3

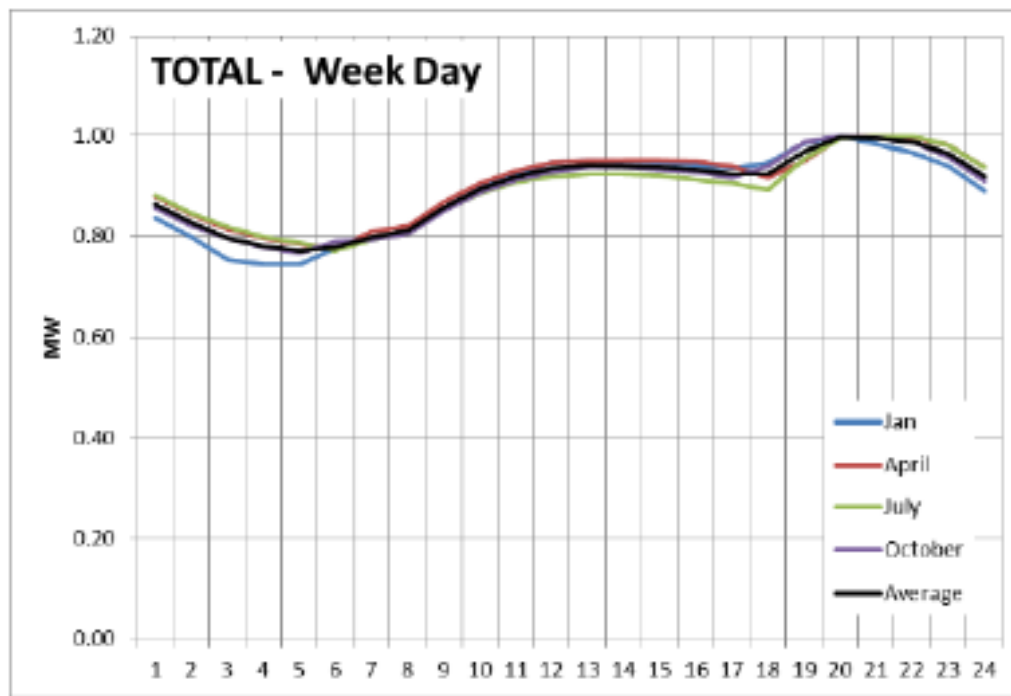
Depending on the scenarios analyzed as part of PREPA's Integrated Resource Plan (see table above), there can be significant variation in the magnitude and scale of the investment in centralized gas infrastructure each approach calls for.

³ Amicus Brief filing of Rocky Mountain Institute; September 20, 2019
<https://drive.google.com/file/d/1xFY7Qa3-0XSPd9Ybv2F99szHFyobLO0N/view>



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

Normalized Load Shape for System Total



Source Workpaper: Load Forecast by Region PREPA 2018 IRP Base Case Revised 35 pct EE 050319.xlsm

Compared to many regions across the continental United States, the load shape across the Puerto Rico electric grid is relatively flat throughout the day. Many regions encounter very pronounced peaks, which as a result often dictate the energy conservation and DER solutions that are pursued in managing peak demand. PREPA's grid⁴ as a whole peaks at night (see chart above), staying relatively constant for a period of about five hours, before dipping and ramping up again in the middle of the day. There is value in reducing consumption throughout the entire day or in targeting the pronounced peaks in a manner that doesn't create new peaks to manage.

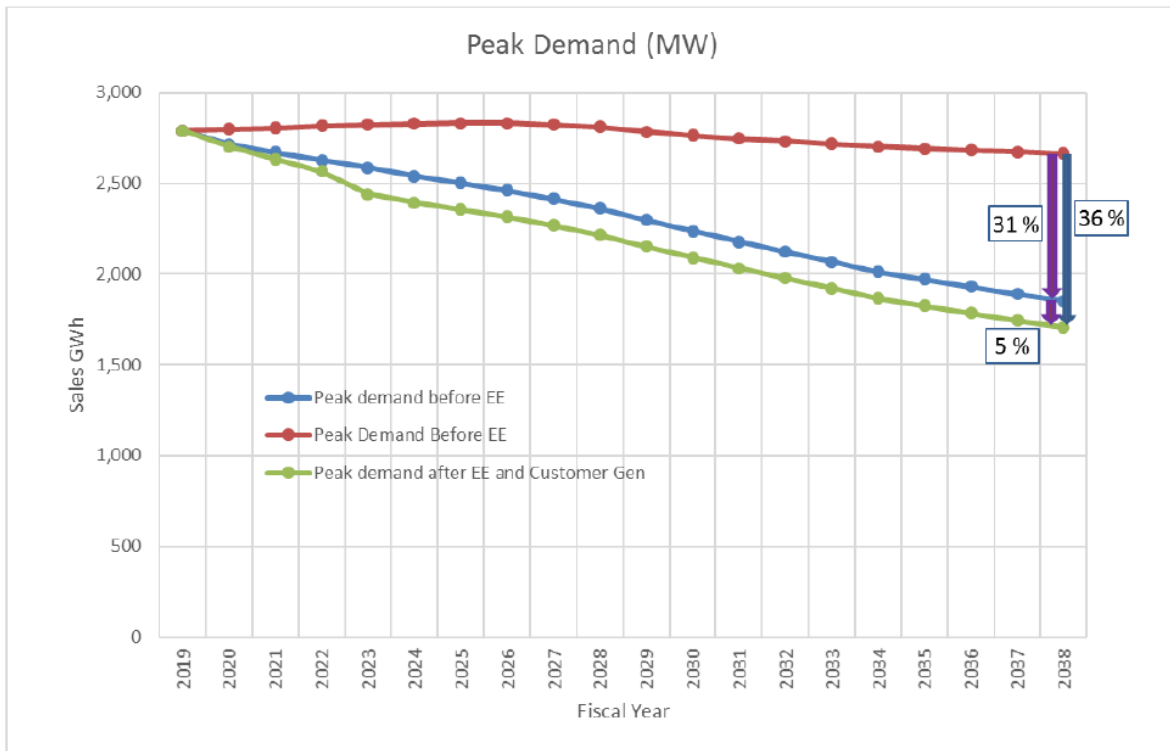
⁴ IRP 2019 – Main Report REV2 06182019 wERRATA, p 2-19



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

The IRP already incorporates a significant amount of energy efficiency, demand response, and other distributed energy resources that result in lower energy consumption and demand (see below).

Exhibit 3-27. Comparison Peak Demand before and after EE & Customer Owned Generation



Source Workpaper: Load Forecast by Region PREPA 2018 IRP Base Case Revised 35 pct EE 050319.xlsm

The following section identifies a portfolio of Distributed Energy Resources that is incremental to the DERs included in the IRP and can defer or eliminate the need for centralized gas infrastructure investments.



III. Distributed Energy Resources and Non-Wires Alternatives

Distributed Energy Resources, or DERs, can be defined as energy solutions or technologies located close to the electric customer that can provide a service or value, including to other customers and the electric grid as a whole. These technologies and solutions can include “distributed generation resources, energy efficiency, energy storage, electric vehicles, and demand response technologies”⁵

Due to converging trends such as the sharp decline in costs for distributed energy solutions including residential systems⁶, increased customer interest in resilient power due to greater reliance on electricity as part of modern society, and customer interest in making clean energy choices, DERs have increasingly become a “go-to” option for customers, utilities, and stakeholders looking to transition to a more efficient, and cost-effective energy system.

Though DERs are usually found closer to the customer, utilities have taken note of the potential for these resources to assist in meeting their responsibility of providing reliable energy service, at potentially lower cost than traditional centralized investments and with better outcomes for the customer. When DERs are used in this manner, they are referred to as “Non-Wires Alternatives” or “projects [that] allow utilities to defer or avoid conventional infrastructure investments by procuring distributed energy resources (DER) that lower costs and emissions while maintaining or improving system reliability.”⁷

When utilities include DERs in the portfolio of solutions that can be used to meet future energy needs, it creates opportunities for selecting solutions that can be less expensive and include people and their communities in addressing future energy challenges.

Though the electric grid was originally designed with a one-way flow of electricity from the utility to the customer in mind, a more distributed future requires that electricity be managed to accommodate the flow of energy from customers as well. Processes and solutions are emerging every day that allow this new paradigm to be better managed. Greater transparency, standards, and communication between the utility, customers, energy service companies, and others can ensure that DERs can effectively operate in concert with the grid.

Relationship between Energy Efficiency and Distributed Generation

Energy efficiency measures and distributed generation can complement each other in a manner that increases value for individual customers and communities. Many microgrid installation

⁵ California’s Distributed Energy Resources Action Plan: Aligning Vision and Action; California Public Utilities Commission September 29, 2016
https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/About_Us/Organization/Commissioners/Michael_J_Picker/2016-09-26%20DER%20Action%20Plan%20FINAL3.pdf

⁶Tracking the Sun – Installed Price Trends for Distributed Photovoltaic Systems in the United States; LBL; September 2018 https://emp.lbl.gov/sites/default/files/tracking_the_sun_2018_briefing_0.pdf

⁷ NY REV CONNECT; NYSERDA <https://nyrevconnect.com/non-wires-alternatives/>



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

designs located at the customer's premise often begin by reducing energy waste through energy efficiency, before deciding on what generation technologies to select. This not only saves money by installing only the amount of generation that is necessary, but can ensure that critical equipment, including refrigerators and other appliances consume less energy, and can be powered through an outage.

The following list of measures can not only deliver energy and cost savings individually but can result in more resilient solutions when working in concert.

A. Residential and Commercial Lighting

Lighting is often one of the most cost-effective measures that one can pursue in any region. It also has a relatively high coincidence with the system peak, given that Puerto Rico's peak demand takes place at night. The IRP already included some residential and commercial lighting, but not to the point of saturation of the measure. Given these factors and the low cost of the measure, lighting contribution was increased by 10% in the moderate scenario but 25% in the aggressive scenario.

Why it's right for Puerto Rico:

Lighting is a critical service to maintain through large prolonged outages, with implications for the safety and security of communities, including in remote areas of the island. The more efficient the lighting measure, the more likely on-site generation can be used to power this measure through disruptions. Throughout the year, efficient lighting measures can deliver energy demand reductions at Levelized Cost of Energy of about \$0.06 / kWh for residential offerings and at higher rate of \$0.12 / kWh for commercial installations due to higher administrative costs for the latter. Redesigns of these programs can likely reduce these costs further to fall in line with the lower costs realized in lighting programs across other parts of the United States.

Residential and Commercial Lighting Reductions in Moderate Scenario:

5 MWs by 2025; 15 MWs by 2038

Residential and Commercial Lighting Reductions in Aggressive Scenario:

12 MWs by 2025; 38 MWs by 2038

In its Integrated Resource Plan, PREPA's proposed a residential and commercial lighting programs that would engage around 150,000 participants a year. The reductions presented in this analysis account for an incremental participation of 14,000 residential customers and 1,000 commercial customers a year, totaling an additional 300,000 participants by the end of the 20-year period ending in 2038 for the moderate scenario. This participation rate is roughly doubled in the aggressive scenario.



B. Solar Water Heaters

In 2010, the U.S. Department of Energy's Weatherization Assistance Program (WAP) in Puerto Rico prioritized the installation of 1,200 solar water heaters across income-eligible residents, with support from American Recovery and Reinvestment Act funds. In 2011, the number of installations increased ten-fold to cover an additional 10,000 units⁸.

Though the lifetime savings from these systems are relatively significant (considering the high energy consumption of the electric water heater alternative), the capital costs of installing these systems is high compared to other measures and can be out of reach for the average consumer.

That said, the estimated Levelized Cost of Energy for residential solar water heaters of \$0.19 / kWh⁹ could still be a competitive energy option for customers, especially in a high retail rate environment. Jurisdictions have begun to update their building codes to require solar water heaters in new construction of single-family homes.

For the moderate scenario analyzed, only an annual install rate comparable to that of WAP in 2011 are presented. For the aggressive scenario, this install rate is essentially doubled. Given observations from the WAP administration on demand and eligibility among customers, the installation of these resources will likely continue to be a desired measure over the planning horizon.

Why it's right for Puerto Rico:

In the aftermath of Hurricanes Irma and Maria, Federal Emergency Management Agency (FEMA) assessed¹⁰ the performance of various structures and facilities across Puerto Rico. FEMA observed an "excellent" performance from solar water heaters anchored to roof systems, in part due to the strong frame required to support the water tanks that increased their resistance to strong winds. These systems are well suited to the concrete homes found on the island.

Solar Water Heater Reductions in Moderate Scenario:

18 MWs by 2025; 52 MWs by 2038

Solar Water Heater Reductions in Aggressive Scenario:

36 MWs by 2025; 104 MWs by 2038

⁸ U.S. Territories and Weatherization Assistance Program During the Recovery Act Period; Tonn B., Rose E.; Oak Ridge National Laboratory; March 2015

⁹ State of Hawaii Energy Efficiency Potential Study Final; EnerNOC Utility Solutions Consulting; January 15, 2014 https://puc.hawaii.gov/wp-content/uploads/2013/04/State_of_HI_Potential_Study_Final.pdf

¹⁰ Hurricanes Irma and Maria in Puerto Rico - Building Performance, Observations Recommendations, and Technical Guidance - Mitigation Assessment Team Report; FEMA; October 2018 <https://www.fema.gov/media-library-data/1551103959254-8696c36e064ea9540499dfe85cbb7ef3/FINALFEMAPRMATP-2020-022219.pdf>



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

The reductions presented here represent solar water heater installations at around 7,000 units per year or around 130,000 units by the end of the 20-year period ending in 2038 in the moderate scenario. These total installations are essentially doubled in the aggressive scenario to about 260,000 installations by the end of the 20-year period. These projections are in line with rates observed for this measure through the Weatherization Assistance Program.

C. Refrigerator Replacements

This measure focuses on the replacement of inefficient refrigerators with newer units that meet current and more stringent standards. Refrigerators generally have a long life, but even older units that are technically still functional lose efficiency over time. Some refrigerators can predate modern efficiency standards and can consume very large amounts of electricity. With careful selection of the participant population, savings from the replacement of these refrigerators have been routinely been observed at “well over 1,000 kWh / year”¹¹.

Why it's right for Puerto Rico:

WAP administrators identified the installation of Energy-Star rated refrigerators to be a key measure for efficiency, at one point installing around 50 units per day.¹² Efficient refrigerators can more likely be powered through a large power disruption with on-site distributed generation and energy storage than those that produce a large amount of waste. Aside from having a large population of likely program participants, the low Levelized Cost of Energy for this measure of about \$0.08 / kWh makes this an attractive customer solution.

Refrigerator Replacement Reductions in Moderate and Aggressive Scenarios:

12 MWs by 2025; 35 MWs by 2038

These reductions represent refrigerator replacements at the rate of about 20,000 per year. This would total roughly 400,000 replacements by the end of the 20-year period ending in 2038 and reflects a rate of installation observed previously through the Weatherization Assistance Program.

D. Air Conditioners

Window Air Conditioners were included as a measure in the IRP, though the program does not include a dedicated offering for wall-mounted units. WAP experience indicates this is a significant

¹¹Refrigerator Replacements for the Weatherization Program; Moore A. - D&R International, Ltd., Kinney L. - E Source / Platts / McGraw Hill
https://aceee.org/files/proceedings/2002/data/papers/SS02_Panel2_Paper16.pdf

¹² U.S. Territories and Weatherization Assistance Program During the Recovery Act Period; Tonn B., Rose E.; Oak Ridge National Laboratory; March 2015 https://weatherization.ornl.gov/wp-content/uploads/pdf/WAPRecoveryActEvalFinalReports/ORNLTM-2014_592.pdf



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

portion of the residential cooling segment. As a conservative assumption, the AC measures included in the IRP were increased by 10%.

Why it's right for Puerto Rico:

Air conditioning use in Puerto Rico is estimated to make up 24%¹³ of all energy use for residential customers. Replacing inefficient cooling systems with Energy Star rated appliances could result in annual energy savings of 500 kWh per unit / per year and can be delivered at a relatively low Levelized Cost of Energy of about \$0.07 / kWh.

Air Conditioner Reductions in Moderate and Aggressive Scenarios:

4 MWs by 2025; 11 MWs by 2038

In its Integrated Resource Plan, PREPA's proposed a residential air conditioner program that would install a little over 100,000 units a year. The reductions presented in this analysis account for an incremental replacement of 10,000 air conditioner units per year, totaling an additional 200,000 units by the end of the 20-year period ending in 2038.

E. Solar PV and Energy Storage

The IRP included large capacity installations of utility-scale solar photovoltaics and energy storage to varying degrees across planning scenarios - with a recognition for the anticipated growth of distributed generation also included in the energy and demand forecast. However, residential and commercial energy storage was not included in the IRP assumptions.

Distributed Energy Storage can provide significant value to the grid, by shifting the solar energy generated during relatively low demand periods and when production is high in a similar manner as is projected at the utility scale. The island's peak occurs at night and remains relatively constant for about 5 hours. This presents an ideal opportunity and application for distributed energy storage to dispatch the energy it can store from solar systems off-peak to this peak period.

The analysis examined deployment levels of energy storage needed to shift a percentage of the energy from the projected distributed PV systems to realize demand reductions across the 5-hour peak period. The resultant energy reductions are presented for a moderate scenario, where 5-7% of the distributed solar PV systems have energy storage and can shift energy generated to the peak and a more aggressive scenario where 8-10 % is shifted over the peak period.

The annualized costs for distributed energy storage were obtained from documents submitted as part PREPA's IRP filing, at a projected \$164 / kW.

Why it's right for Puerto Rico:

Communities in Puerto Rico have pursued distributed Solar PV, alongside energy storage as a means of enhancing energy resilience. Energy storage allows the power produced from solar systems to be dispatched when its needed on-site. Most current configurations disconnect solar

¹³ U.S. Territories and Weatherization Assistance Program During the Recovery Act Period; Tonn B., Rose E.; Oak Ridge National Laboratory; March 2015 https://weatherization.ornl.gov/wp-content/uploads/pdf/WAPRecoveryActEvalFinalReports/ORNL_TM-2014_592.pdf



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

generation from demand when an outage occurs. The combined offering could additionally help in managing distribution dynamic conditions that can arise from the two-way flow of power resulting from higher deployment of distributed generation.

Residential and Commercial Storage Reductions in Moderate Scenario:

10 MWs by 2025; 25 MWs by 2038

Residential and Commercial Storage Reductions in Aggressive Scenario:

16 MWs by 2025; 37 MWs by 2038

These reductions represent distributed solar PV and energy storage system installations totaling around 6,000 in the moderate scenario and about 9,000 systems in the aggressive scenario by 2038. The required number of systems to meet these peak demand reductions can vary depending on the size of the energy storage systems, dispatch capabilities etc. It is assumed that stored energy from these systems would be available to be dispatched during the required hours of the system peak.

F. Commercial Demand Response

Only some small commercial DER was included in the IRP, resulting in a total of about 7 MWs of demand response for this segment by 2038. In contrast, the residential demand response projected in the IRP by the year 2038 was 75 MWs, more than 10 times that of the commercial sector. In most regions, commercial demand response far eclipses the contributions of the residential sector given the demand controls and other options available to the large commercial market. As a conservative assumption, the commercial demand response contribution was assumed to be in the order of that presented in the IRP for the residential sector, accounting for the coincidence of the commercial sector with the system peak for both the moderate and aggressive scenarios.

Why it's right for Puerto Rico:

This measure is relatively untapped in Puerto Rico and can be deployed in a targeted manner across large commercial sites. There's a lower volume of customers to market these demand response programs to relative to the residential market, which can result in higher engagement and faster realization of demand reductions across the planning horizon.

The estimated levelized cost for these demand reductions is \$ 70 / kW.

Commercial Demand Response Reductions in Moderate and Aggressive Scenario:

50 MWs by 2025; 72 MWs by 2038

G. Conservation Voltage Reduction



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

Integrated Volt / VAR Control (IVVC) involves the management of various electric distribution system assets and advanced control technologies to "right-size" the voltage delivered to end-use electric customers. Conservation Voltage Reduction (CVR) is a specialized application of IVVC, and can reduce overall voltage levels, while ensuring these voltages remain within acceptable standards for electric distribution. Reductions in distribution system voltage have been demonstrated to result in reductions in energy consumption across the electric circuits on which this practice is applied.

Electric customers across circuits with active IVVC management and lower voltage levels typically consume less energy without needing to make changes to their individual consumption behavior. Investments in IVVC technology and grid modernization can result not only in energy reductions, but also may provide additional visibility and operational flexibility in responding to a variety of dynamic system conditions.

For instance, Duke Energy Progress (DEP) in North Carolina implemented¹⁴ a Conservation Voltage Reduction program specifically deployed during peak demand times to defer the construction of a new Combustion Turbine (CT) plant. This specialized use of modernization technologies most resembled a Demand Response program, in that it was primarily deployed during system peaks and emergencies. It had a target of achieving 310 MW of peak reductions. The North Carolina Utility Commission, which regulates DEP, classified this solution as an Energy Efficiency program and allowed expenditures to be recovered through a rider. The peak demand reduction goals for the program were exceeded, reaching 322 MW of reductions. These reductions alone nearly matched the generation capabilities of Duke Energy's Asheville Plant Units 3 & 4, which have a combined production of 324 MW at peak.

Conservation Voltage Reduction can typically deliver reductions in the range of 2.5% - 3.0%¹⁵, across the circuits that it is applied (see Figure 1 and Figure 2). This means that if a series of circuits where CVR is applied have 100 MW of demand, a 3% reduction performance from CVR solutions will result in a net demand of 97 MW across the circuits instead, all while maintaining adequate electric service. These reductions are observed on the customer side of the meter, which means that in addition to the energy avoided, delivery losses are also reduced as with other energy efficiency measures.

Why it's right for Puerto Rico:

Figure 1 and Figure 2 show a drop over time in the amount of peak demand reductions coming from CVR across the IRP planning horizon. Since CVR operates by reducing a percentage of the total load across the circuits on which it is applied, as PREPA's load forecasts continue to decrease the closer one gets to the end of the plan at 2038, the reductions from CVR also decrease.

¹⁴ 2018 Smart Grid Technology Plans of Duke Energy Carolina, LLC and Duke Energy Progress, LLC and Duke Energy Progress, LLC; NCUC Docket No. E-100, Sub 157 p.47
<https://starw1.ncuc.net/NCUC/ViewFile.aspx?id=637b938c-008b-4b25-bc20-b50d9d9f5034>

¹⁵ Conservation Voltage Reduction; Paladino J.; Office of Electricity Delivery & Energy Reliability ; October 13, 2015 <https://www.smartgridclimatechange.org/wp-content/uploads/2013/10/Joe-Paladino-DOE.pdf>



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

However, one additional significant benefit of deploying CVR in the earlier years, is that if energy efficiency and distributed energy resources underperform resulting in higher net demands, CVR will automatically overperform and make up some of the progress.

Another benefit is that these solutions can be installed quickly over a few years - increasing the efficiency of the electric grid in Puerto Rico and reducing how much energy customers consume without requiring any action on their part.

The estimated Levelized Cost of Energy for Conservation Voltage Reduction was \$0.03 / kWh.

Some CVR providers have estimated the Levelized Cost of Energy for Conservation Voltage Reduction as low as \$0.01 / kWh.

Conservation Voltage Reductions in Moderate Scenario:

45 MWs by 2025; 26 MWs by 2038

Conservation Voltage Reductions in Aggressive Scenario:

54 MWs by 2025; 31 MWs by 2038

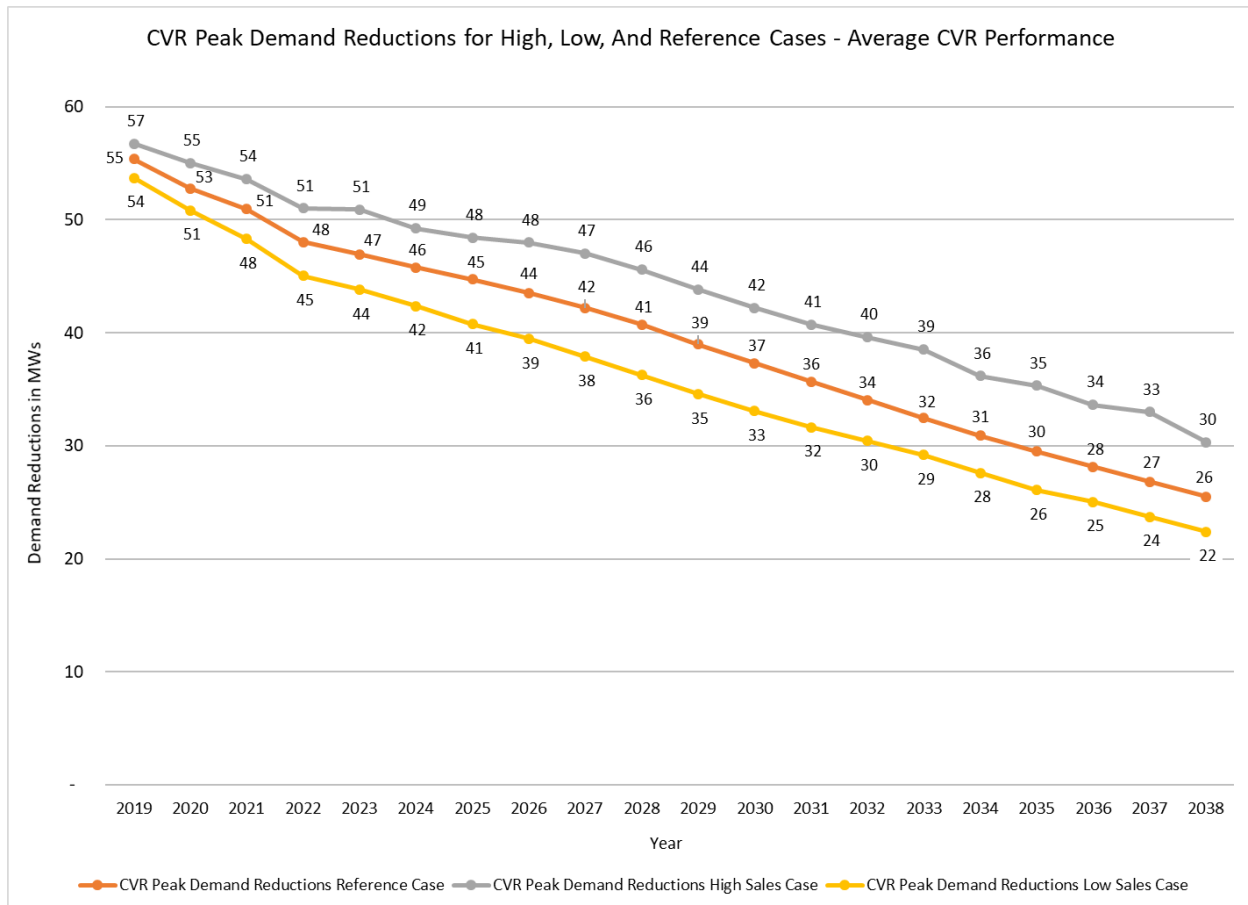


Figure 1 – Peak Demand Reductions from CVR for the High, Low, and Reference load forecasts of PREPA’s 2019 IRP, assuming an average performance from the CVR solutions.



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

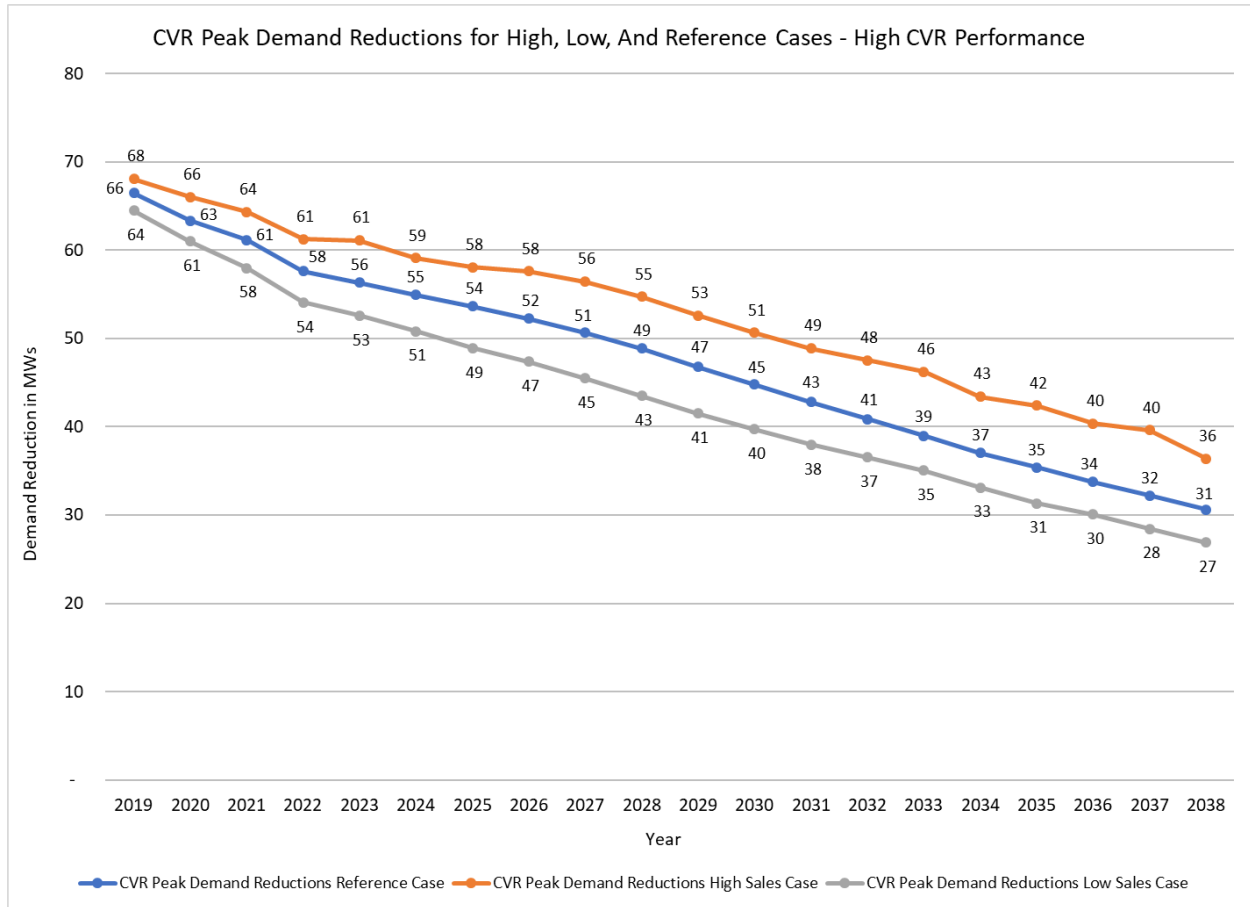


Figure 2 – Peak Demand Reductions from CVR for the High, Low, and Reference load forecasts PREPA’s 2019 IRP, assuming a high-end performance from the CVR solutions.



IV. Analysis Results and Levelized Cost of Energy

A. Results

Conservation Voltage Reduction, solar water heaters, refrigerator replacements, and to a slightly lesser extent, window AC replacements and lighting, have relatively uniform demand reduction throughout the day. Commercial Demand Response and energy storage act as more dispatchable resources during system peaks and complement the solar generation available during the day but not found during the five or so hours at night when the system peaks. Solar PV is not presented in the peak demand reductions across these scenarios but serve a critical role in ensuring the energy storage resources needed at night are charged and available to meet system peaks.

Utilities that pursue these kinds of resource portfolios are beginning to develop tools that help orchestrate the contribution of Distributed Energy Resources throughout the day. For example, Con Edison built a “Distributed Energy Resource Evaluation” tool “using both internal and external expertise, to evaluate on a comparable basis a diverse range of DER while accounting for duration of availability (e.g., four hour battery, eight-plus-hour energy efficiency, two-hour demand response), risk, maturity, flexibility, and ability to otherwise meet the needs” in a target area.¹⁶ This would help incorporate additional analytics to optimize the selection and operation of DERs in a given portfolio.

¹⁶ BQDM Quarterly Expenditures & Program Report Q2-2019; Consolidated Edison Company of New York, Inc.; August 2019



PEAK DEMAND REDUCTIONS BY MEASURE - MODERATE SCENARIO

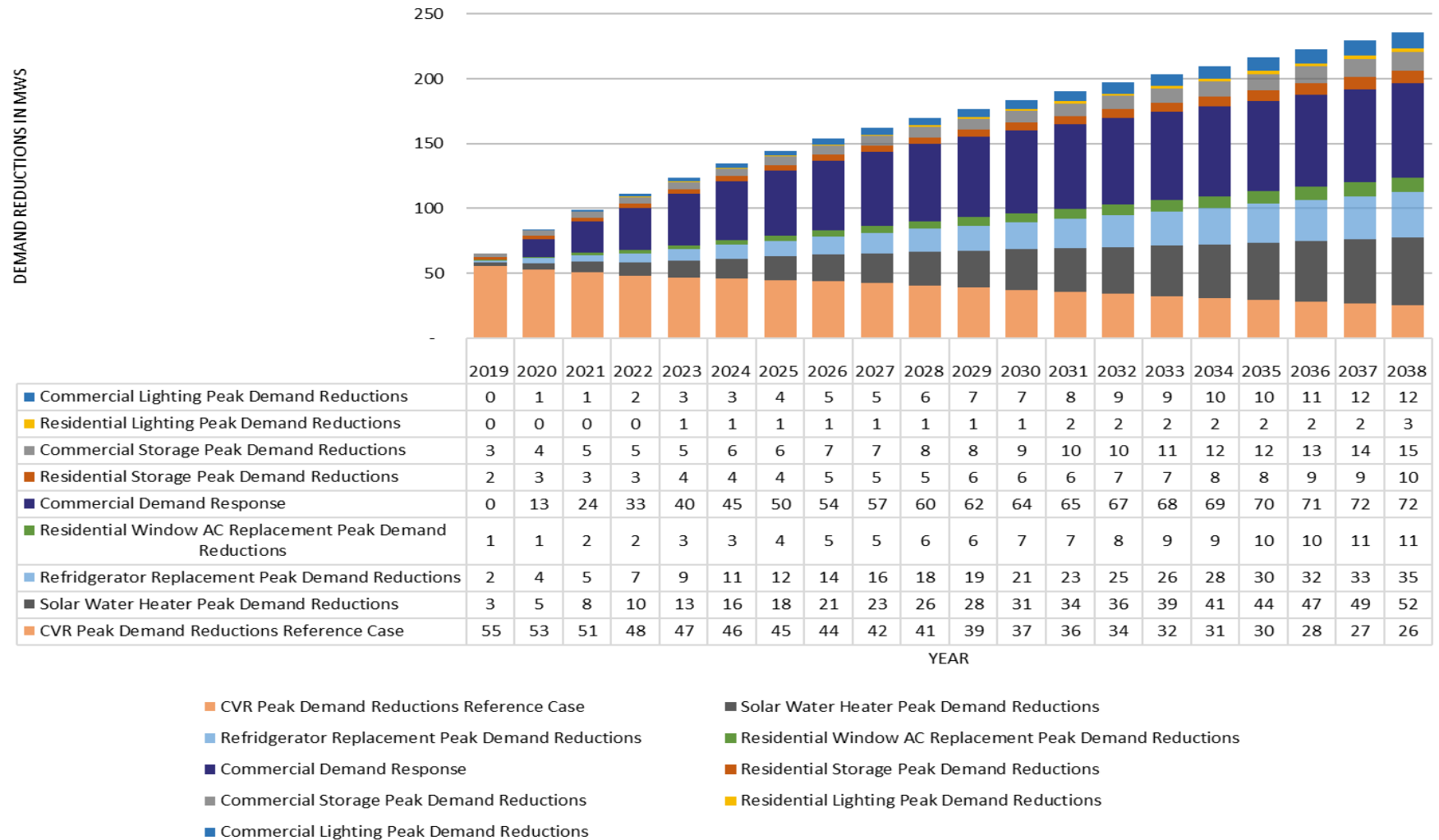


Figure 3 – System-wide Peak Demand Reductions from a moderate deployment of measures using information from the 2019 PREPA IRP Reference load forecast. Projections are based on anticipated operational performance and do not reflect a maximum potential for the individual measures.

PEAK DEMAND REDUCTIONS BY MEASURE - AGGRESSIVE SCENARIO

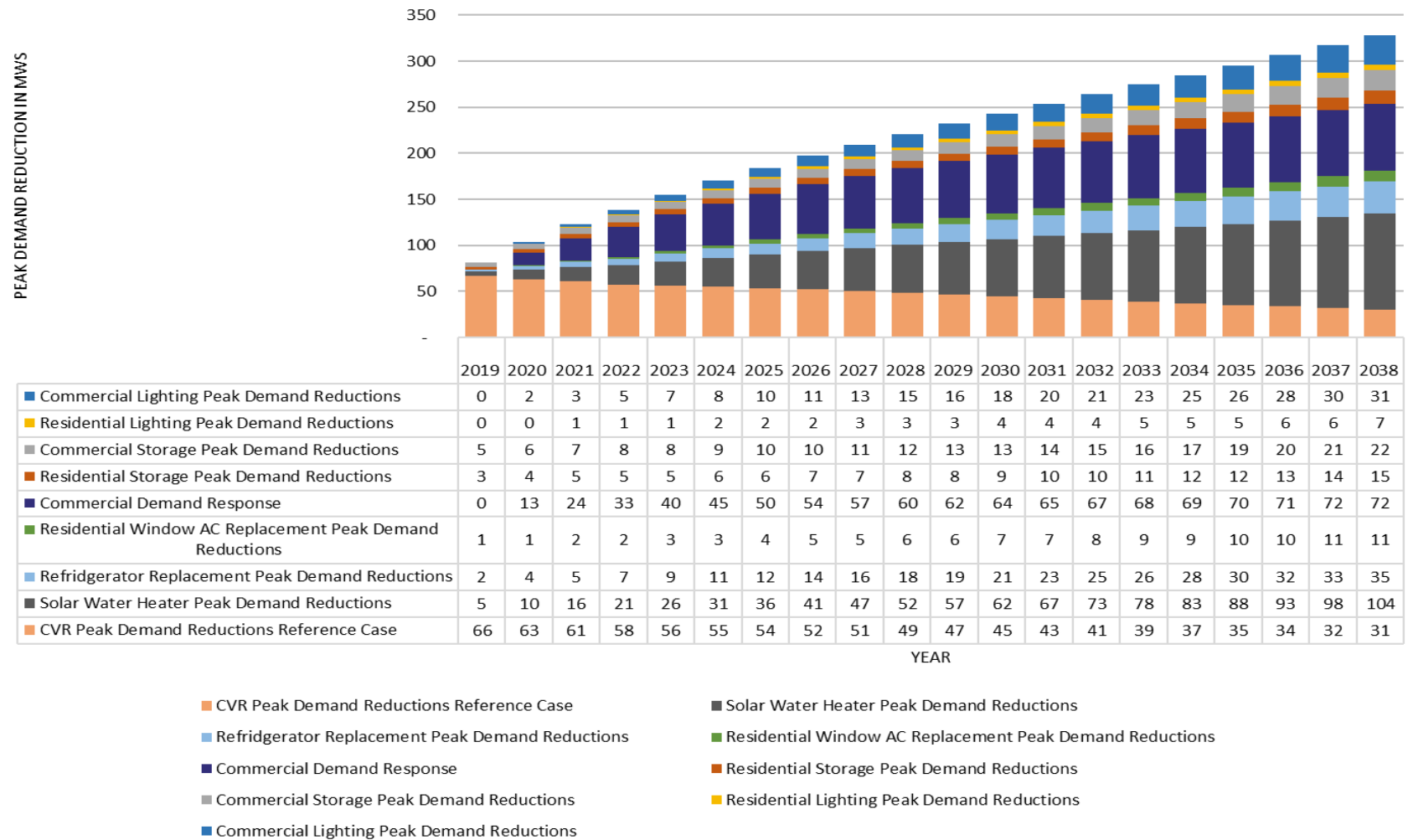


Figure 4 - System-wide Peak Demand Reductions from a more aggressive deployment of measures using information from the 2019 PREPA IRP Reference load forecast. Projections are based on anticipated operational performance and do not reflect a maximum potential for the individual measures.

B. Levelized Cost of Energy

A comparison of the Levelized Cost of Energy for the Distributed Energy Resource and Non-Wires alternatives for the measures discussed is presented in the table below. These measures deliver year-round energy savings, which when compared to their associated costs over the life of each measure, arrive at a Levelized Cost of Energy in \$ / kWh. Other measures including energy storage and demand response are instead dispatched over specific hours. Thus, the costs for these measures are reflected in \$ / kW to reflect the value over specific hours. It should be noted that when these energy conservation measures are implemented, customer don't just save on energy – they also save on transmission, distribution, and associated technical losses because the energy saved doesn't have to go through the electric grid. Thus, these DER costs should be compared to the retail rate versus just the cost of generation.

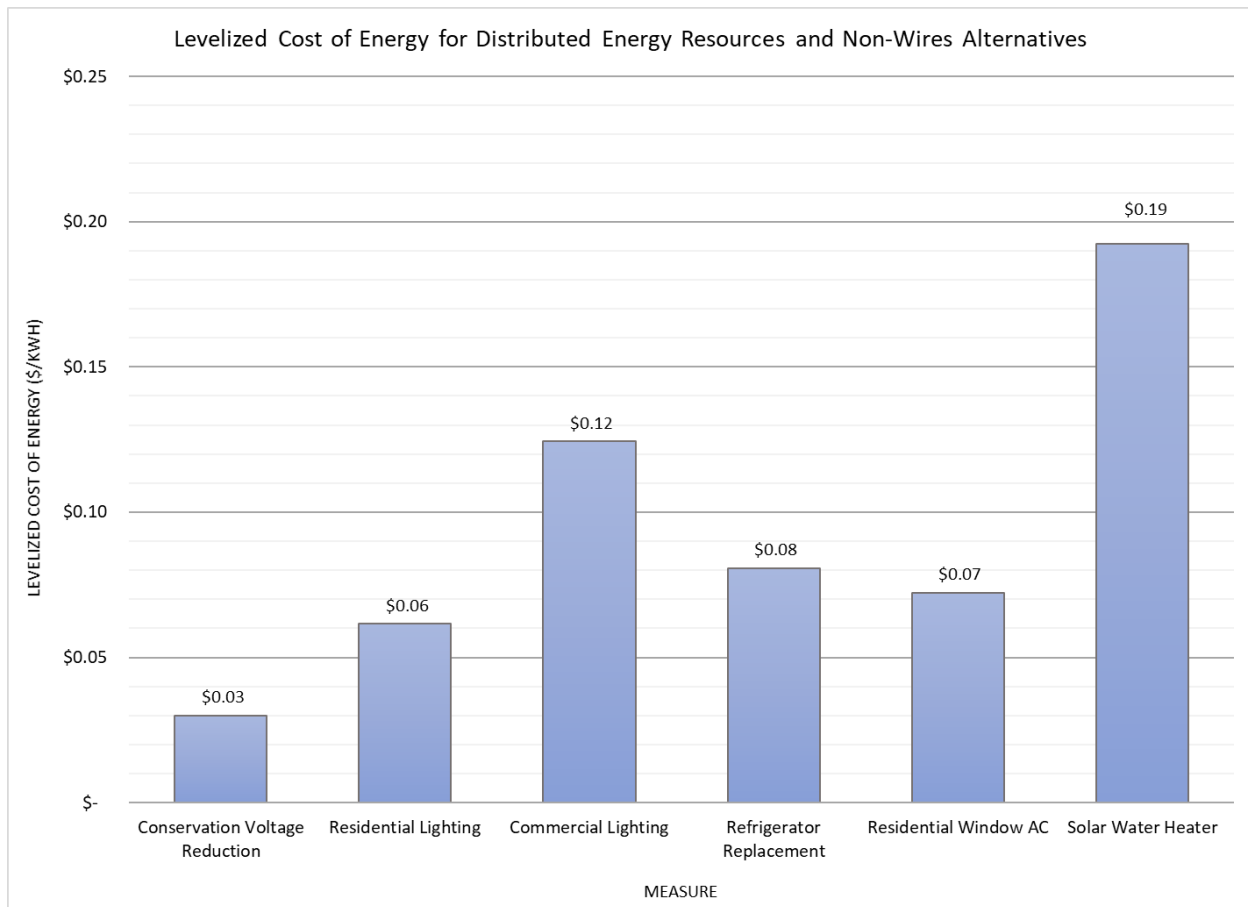


Figure 5 – Measure Levelized Cost of Energy.

V. Foundations for Growth in DERs and NWAs

In its Integrated Resource Plan, PREPA indicated it would need to invest in “changes to the transmission and distribution system to support the incorporation of rooftop PV and the recommended energy efficiency and demand response programs.”¹⁷ Though PREPA estimated nearly \$1B in distribution investments to accommodate DERs across the first seven years of the IRP alone, the company also recognized the limitations of the high-level analysis behind these estimates.

PREPA noted that this analysis “can only be used for screening purposes and it is not a substitute for the necessary detailed system studies that must consider the feeder topology, assets in service, and location of the load and PV systems. This future detailed analysis, which is beyond the scope of this evaluation, must include an evaluation of the expected performance of equipment; refinement of the definition of the necessary improvements, capital expenditures, and timing to implement the projects.”

In order to establish a supportive environment where DERs and NWAs can grow and thrive, the following capabilities should be developed through a collaboration with PREPA and its many stakeholders.

A. Hosting Capacity Analysis

Hosting capacity analyses allow utilities to develop a better sense of the amount of distributed energy resources that may be integrated at the local feeder level, with current system assets and without impacting power quality or reliability. When this hosting information is shared through maps and other accessible tools, customers and other stakeholders can make more informed decisions with regards to siting and project design. As hosting capacity analyses are further informed by feeder level DER forecasts and modeling, utilities and its stakeholders can identify where future system upgrades may be required in order to support DER growth. Data access and presentation to customers is key to following through and ensuring the utility meets changing customer demands.

B. Streamlined Interconnection Process

Regions without a standardized interconnection process may lack clarity in terms technical requirements for systems looking to connect, costs and fees for customers and third-party energy companies, as well as the expected timelines for when the projects are to hit certain milestones and completion.

¹⁷ IRP 2019 – Main Report REV2 06182019 wERRATA, p 9-1



A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico Phase I Report

This can create unnecessary friction and create barriers for the installation of these projects. Standards help create a uniform set of expectations and experiences for the customer and third parties as a result of thoughtful consideration.

C. Non-Wires Alternatives Solicitations

Non-wire alternative solicitations initiated by utilities allow stakeholders to propose solutions that could defer or avoid costly infrastructure investments otherwise required to meet a clearly defined system need. Through these competitive solicitations, utilities communicate the requirements of the system needs to be addressed including the location, magnitude of the load relief needed, and the required in-service date for the proposed solution. Communities, customers and stakeholders working alongside the utility, can expand the solution set of investments available for meeting system needs to include cost-effective DERs—resulting in significant savings for all customers in the form of avoided infrastructure investments.

In addition, studies such as the aforementioned “Distributed Energy Resource Evaluation” should be conducted in order to identify how energy efficiency, demand response, energy storage, and other forms of DER can work in concert to meet system needs beyond capacity. NWA projects in some regions have incentivized utilities¹⁸ to increase the diversity of DER that participate through these solicitations to achieve local public policy goals.

D. Potential Funding Sources

Utility Planning Budgets

Successful NWA solutions allow utilities to select a less costly or a more beneficial societal solution than historically would have been the case through system planning. Utility budgets that would have ordinarily been assigned to a traditional utility solution could instead be used to fund NWAs, potentially at a lower cost, closer to the customer, and with greater overall benefits. Additionally, as DER and NWA design and interconnection process becomes standardized, local lenders and green banks may develop a better sense of risks and opportunities involved in financing these projects – potentially bringing down financing costs for the customer.

Renewable Energy Certificates

Renewable Energy Certificates (RECs) function as a form of incentive and are created whenever one MWh of renewable energy is generated in certain regions. The price for these RECs (the effective incentive) is determined based on the demand for these certificates at a specific point in time. Select entities are required to obtain a certain number of RECs, thus creating a demand for

¹⁸ Order Establishing Brooklyn / Queens Demand Management Program; State of New York Public Service Commission; December 11, 2014 Case 14-E-0302
<http://documents.dps.ny.gov/public/MatterManagement/CaseMaster.aspx?MatterSeq=45800>



these RECs. Rather than being offered a fixed incentive, renewable energy resources receive payments based on the demand for RECs.

Federal Assistance

In addition to the Weatherization Assistance Program discussed, it may be possible to coordinate with local agencies on the use of Federal funding sources, including the Hazard Mitigation Grant Program funds to support the deployment of beneficial DER solutions. Though this report has primarily focused on the ability of DERs to defer capital investments, DERs can also offer services that enhance community resilience¹⁹ and the lower the risk to loss of life prioritized by these Federal grants.

VI. Conclusion

There is great potential in pursuing a DER resource portfolio that includes some of the most promising and cost-effective measures suitable for the Puerto Rico energy system. Through a combination of assessing past experiences of pursuing these measures on the island and identifying incremental opportunities that remain untapped beyond those identified in the Integrated Resource Plan, a moderate and aggressive scenario for a higher level of DER resources was developed across a 20-year planning horizon.

Additional analysis of transmission constraints and distribution system interactions may indicate whether a specific plant can be deferred or eliminated based on the location and magnitude of the DERs in the resource portfolio. As discussed, DERs and NWAs have been demonstrated to realize demand reductions at scales large enough to defer capital investments in centralized resources across other jurisdictions. However, a conducting a study on the potential of each measure, considering the Puerto Rico planning environment, could provide additional information on how much can be deployed and when. Similarly, an NWA solicitation may yield an actual market response that can provide this information.

The moderate scenario identified peak demand reductions of 144 MW by 2025 and 236 MW by 2038, while the more aggressive scenario identified 184 MW of reductions by 2025 and 328 MWs by 2038. 2025 is a key year in the IRP in that, depending on the planning assumptions scenario of the study, one or more large centralized plant is scheduled to come on-line. Depending on the location and other power system dynamics, the reductions provided by a portfolio of distributed resources deployed before a plant investment is made may eliminate the project from the planning horizon.

¹⁹ Alternative Energy Generation Opportunities in Critical Infrastructure; NREL; E. Hotchkiss, I. Metzger, J. Salasovich, and P. Schwabe; November 2013 <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60631.pdf>



About the Author

Ronny Sandoval

Ronny Sandoval is President of ROS Energy Strategies, a consultancy focused on advancing the modernization and transformation of the electric system. He has testified as an expert witness across several states on issues regarding system planning, grid modernization, and energy efficiency. He has over ten years of management experience in the utility business, including areas of transmission and distribution system planning and demand side management as well as forecasting the long-range impacts of energy efficiency programs for revenue and system planning. He currently sits on multiple boards of non-profit organizations that champion the transformation of the electric grid, workforce development, and customer empowerment.





HOJA DE RUTA DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS PARA PUERTO RICO

INFORME FASE I

Resumen

Una evaluación de la capacidad de los recursos de energía distribuida y alternativas sin cables para diferir o evitar inversiones en infraestructura centralizada en el sistema energético de Puerto Rico.

18 de noviembre de 2019

Ronny Sandoval
ROSENERGYSTRATEGIES@GMAIL.COM

Contenido

I. Resumen del informe	4
A. Enfoque	4
B. Estructura del informe	5
II. Políticas públicas y entorno de planificación	6
A. Metodología.....	6
B. Referencias primarias	7
C. Requisitos de recursos	8
III. Recursos energéticos distribuidos y alternativas sin cables	12
Relación entre eficiencia energética y generación distribuida	13
A. Iluminación Residencial y Comercial.....	13
B. Calentadores de agua solares	14
C. Reemplazos de refrigeradores	15
D. Aire acondicionado	15
E. Almacenamiento solar fotovoltaico y de energía	16
F. Respuesta a la demanda comercial	17
G. Reducción de la conservación de voltaje	18
Figura 1 —.....	20
Figura 2 —.....	21
IV. Resultados de análisis y costo nivelado de la energía.....	22
A. Resultados del análisis.....	22
Figura 3 —.....	23
Figura 4 —.....	24
B. Costo nivelado de la energía	25
Figura 5 —.....	25
V. Fundamentos para el Crecimiento en DERs y NWA	26
A. Análisis de capacidad de alojamiento	26
B. Proceso de interconexión simplificado	26
C. Solicitudes de alternativas sin cables.....	27
D. Posibles fuentes de financiación	27
Presupuestos de planificación de servicios públicos	27

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico

Informe Fase I

Certificados de Energía Renovable	27
Asistencia Federal.....	27
VI. Conclusión	28
Acerca del autor	29

I. Resumen del informe

Este informe ofrece un análisis de alto nivel de alternativas sin cables (Non-Wire Alternatives, NWA en inglés), de integración de Recursos Energéticos Distribuidos (RED) y de la coordinación necesaria podrían eliminar la necesidad de inversiones en sistemas centralizados, como las propuestas unidades de ciclo combinado de gas natural de 302 MW.

El análisis demuestra que una cartera de Recursos Energéticos Distribuidos puede ofrecer reducciones de la demanda a escala necesaria que hagan innecesarias grandes inversiones capital en sistemas centralizados, y de una manera que adelante la resiliencia de la comunidad, la elección del cliente y el interés público.

A. Enfoque

- Identificar una cartera de alternativas sin cables y recursos energéticos distribuidos que puedan proporcionar las capacidades necesarias que podrían eliminar la necesidad de una unidad propuesta de ciclo combinado de gas natural de 302 MW.
- El Plan Integrado de Recursos (PIR) de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico se basa principalmente en recursos energéticos a gran escala y grandes inversiones de capital en transmisión y distribución para abordar las necesidades energéticas futuras.
- Las empresas de servicios públicos de otras regiones han tenido gran éxito en la búsqueda proactiva y el despliegue de una combinación de alternativas sin cables y recursos energéticos distribuidos como mecanismo para satisfacer las necesidades energéticas futuras de manera confiable y rentable.
- Este enfoque de cartera permite que varias tecnologías trabajen en conjunto y complementen las capacidades de cada una de manera que la mezcla ofrezca mayores beneficios que la suma de sus partes.
- Estos despliegues se han materializado en magnitudes lo suficientemente grandes como para satisfacer los requisitos críticos de carga dentro de algunas de las mini redes regionales identificadas en el PIR.
- Este análisis busca identificar una cartera de recursos que podrían eliminar la necesidad de un ciclo combinado de gas natural de 302 MW fuera del horizonte de planificación del PIR.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

B. Estructura del informe

El informe se organiza de la siguiente manera:

La Sección II explora el panorama de las políticas, la historia y el entorno de planificación para el despliegue de Recursos Energéticos Distribuidos.

La Sección III presenta varias soluciones de Recursos Energéticos Distribuidos y explica por qué cada una es una buena opción para Puerto Rico.

La Sección IV presenta los resultados del análisis, incluidas las reducciones previstas en la demanda de energía y los costos asociados con la selección de cada tecnología.

En la Sección V se examinan algunos de los elementos fundamentales necesarios para apoyar el crecimiento de los RED de manera intencional y metódica.

La Sección VI concluye el informe con información adicional y elementos clave del análisis.

II. Políticas públicas y entorno de planificación

El año 2009 marcó la primera vez que se introdujo en Puerto Rico el Programa de Asistencia de Climatización (WAP, por sus siglas en japonés), parte del paquete de estímulo de la Ley de Recuperación y Reinversión Estadounidense (ARRA en inglés). Previo al despliegue de este esfuerzo, la Isla no contaba con gran historial administrando programas de eficiencia energética. La introducción de WAP condujo al desarrollo de una infraestructura robusta que permitió a la Isla manejar los aproximadamente \$65 millones que se le asignaron para este propósito. Por diversas medidas, incluyendo la satisfacción del cliente con las ofertas del programa, los referidos de clientes a amigos y familiares, y el ahorro de energía resultante, el programa puede considerarse un éxito. Sin embargo, una vez concluido el período de la asignación de fondos, no había otras fuentes de financiación disponibles que permitieran continuar las actividades del programa a este nivel y dio lugar a la liquidación del esfuerzo.

El Fondo de Energía Verde fue establecido en 2010 por la “Ley de Incentivos a la Energía Verde de Puerto Rico” para promover la sostenibilidad al incentivar el desarrollo de proyectos de energía renovable, pero los retos operacionales han detenido el progreso continuo de la misión del programa.

La Ley de Política Pública Energética de 2019 ha reavivado un debate sobre cómo promover la eficiencia energética y las energías limpias a través de objetivos ambiciosos para estas soluciones sostenibles, incluidas las que se encuentran en o cerca del cliente. El Negociado de Energía de Puerto Rico ha abierto varios expedientes que abordan tanto el proceso como la necesidad de fondos para asegurar la ejecución exitosa de los objetivos de la reciente ley energética.

Estamos en las primeras etapas de este nuevo esfuerzo, por lo que es más importante que nunca garantizar que haya un entorno de apoyo para poder identificar, procurar e instalar soluciones sostenibles en todas las comunidades para mejorar la resiliencia y fomentar el crecimiento económico.

A. Metodología

Cuando se busca toda la eficiencia energética rentable, los recursos energéticos distribuidos y las alternativas sin cable, es práctica común completar primero un estudio potencial para servir como guía de los recursos viables para alcanzar dentro de un período de tiempo determinado y satisfacer una necesidad específica. Un anuncio reciente del¹ Negociado de Energía de Puerto Rico reconoció la importancia de llevar a cabo este estudio para ayudar en el diseño de programas y en el establecimiento de las medidas alternativas de RED a seguir en varias clases de clientes. Debido a que este estudio de potenciales alternativas no está disponible para Puerto Rico se complementaron experiencias pasadas sobre el despliegue de RED en toda la Isla, con experiencias de lugares como Florida y Hawái para llegar a la cartera de soluciones identificadas en el análisis que aquí se presenta.

¹ En RE: Regulación para la eficiencia energética y respuesta a la demanda; Negociado de Energía de Puerto Rico; NEPR-MI-2019-0015; 4 de septiembre de 2019
<http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/09/Resolution-NEPR-MI-2019-0015-2.pdf>

B. Referencias primarias

Territorios de los Estados Unidos y Programa de Asistencia de Climatización durante el período de la Ley de Recuperación; Tonn B., Rose E.; Laboratorio Nacional Oak Ridge; https://weatherization.ornl.gov/wp-content/uploads/pdf/WAPRecoveryActEvalFinalReports/ORNLTM-2014_592.pdf, marzo de 2015.

Plan Integrado de Recursos de Puerto Rico 2018-2019 Apéndice 4: Recursos secundarios de la demanda; Siemens – preparado para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico; 7 de junio de 2019.

Estudio Final del Potencial de Eficiencia Energética del Estado de Hawái; EnerNOC Utility Solutions Consulting – preparado para la Comisión de Servicios Públicos de Hawái; 15 de enero de 2014.

Reducción de la energía medida y la demanda máxima a partir del reemplazo de aire acondicionado de alta eficiencia; John A. Masiello y Matthew P. Bouchelle, Progress Energy Florida, Inc., Danny S. Parker y John R. Sherwin, Florida Solar Energy Center.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

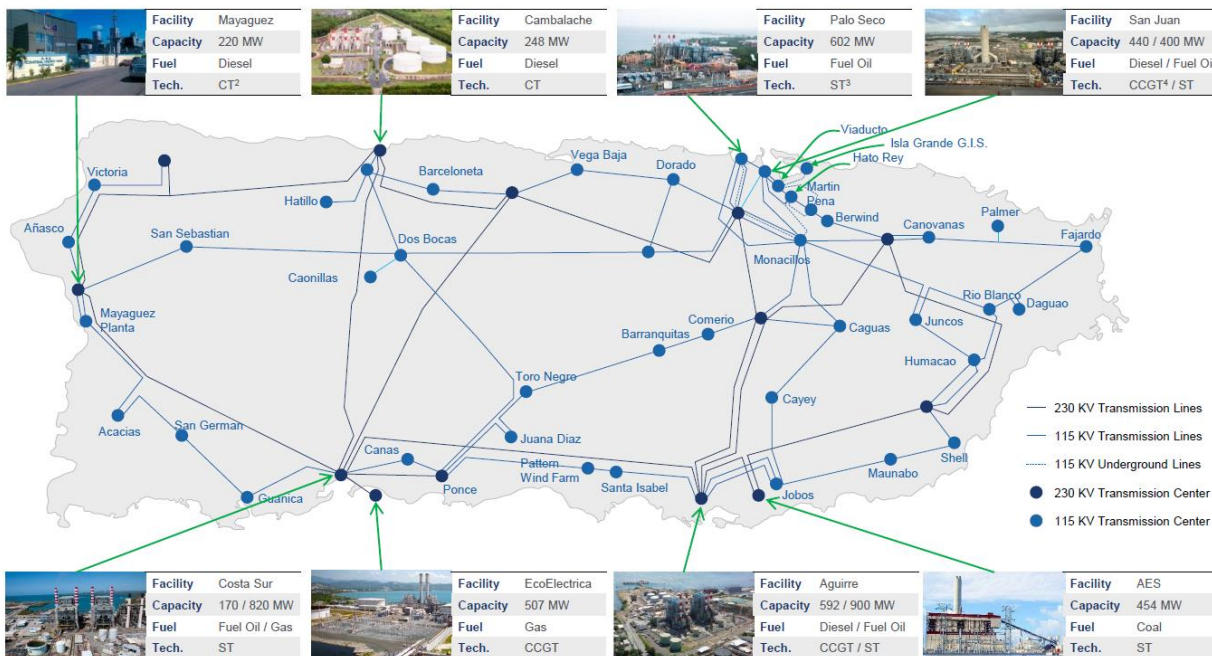
C. Requisitos de recursos

Los esfuerzos de planificación energética de Puerto Rico actualmente enfrentan varios desafíos con los que la mayoría de otras empresas de servicios públicos no tienen que lidiar, incluyendo:

- Gran parte de la flota de generación está lista para retirarse debido a las ineficiencias, las regulaciones ambientales y las decisiones de política pública.
- Una proyección en descenso de la demanda de energía, que es contraria a la demanda creciente o estable que otras regiones experimentan.
- Las fuerzas del mercado y un enfoque en la resiliencia se presentan como consideraciones adicionales para que los clientes exploren alternativas a la energía de la red.

Current State of Generation Assets¹

The majority of Puerto Rico's generation capacity is located on the southern coastline and requires large 230 kV transmission lines to connect to the major northern load center in the San Juan Metro Area.



¹ Includes both PREPA-owned and contracted (third party-owned) generation assets

² Combustion Turbine (CT)

³ Steam Turbine (ST)

⁴ Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)

35



² Plan Fiscal 2019 para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico; Certificado 27 de junio de 2019 p. 35
[https://aeepr.com/es-pr/Documents/Exhibit%201%20-%202019%20Fiscal Plan for PREPA Certified FOMB%20on June 27 2019.pdf](https://aeepr.com/es-pr/Documents/Exhibit%201%20-%202019%20Fiscal%20Plan%20for%20PREPA%20Certified%20FOMB%20on%20June%2027%202019.pdf)

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

Estas dinámicas presentan complejidades para las decisiones de inversión relativas a las inversiones intensivas de capital en toda la red. Así, a los efectos de esta evaluación, las alternativas se presentarán con relación a la capacidad de una gran planta de gas centralizada.

Table 1: Summary of gas infrastructure by scenario, 2025

Gas Infrastructure Summary, 2025			
Scenario:	ESM	S4S2	S3S2S8
LNG Terminals:	- EcoElectrica (Peñuelas) - San Juan (ship-based) - San Juan (land-based) - Yabucoa (ship-based) - Mayagüez (ship-based)	- EcoElectrica (Peñuelas) - San Juan (ship-based) - San Juan (land-based)	- EcoElectrica (Peñuelas) - San Juan (ship-based)
Gas Capacity in 2025:	- San Juan 5&6 (440 MW) - Palo Seco (302 MW) - EcoElectrica contract renewed (507 MW) - Yabucoa (302 MW) - Conversion of Mayagüez units (200 MW) - Mobile generators (421 MW)	- San Juan 5&6 (440 MW) - Palo Seco (302 MW) - Costa Sur (302 MW) - Gas Peaking Generation (371 MW)	- San Juan 5&6 (440 MW) - Costa Sur (302 MW) - Gas Peaking generation (348 MW)

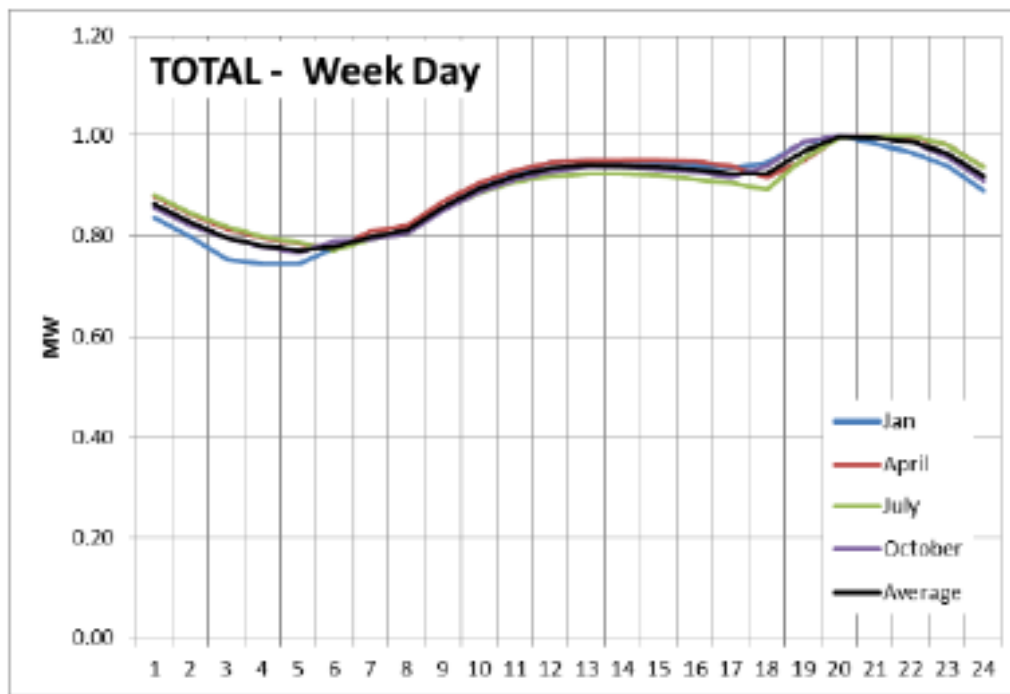
3

Dependiendo de los escenarios analizados como parte del Plan Integrado de Recursos de AEE (ver tabla anterior), puede haber una variación significativa en la magnitud y escala de la inversión en infraestructura de gas centralizada que cada enfoque requiere.

³ Amicus curiae del Instituto de las Montañas Rocosas; 20 de septiembre de 2019
<https://drive.google.com/file/d/1xFY7Qa3-0XSPd9Ybv2F99szHFyobLO0N/view>

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

Forma de carga normalizada para el total del sistema



Fuente: Pronóstico de carga por región AEE 2018 CASO base PIR revisado 35 pct EE 050319.xlsm

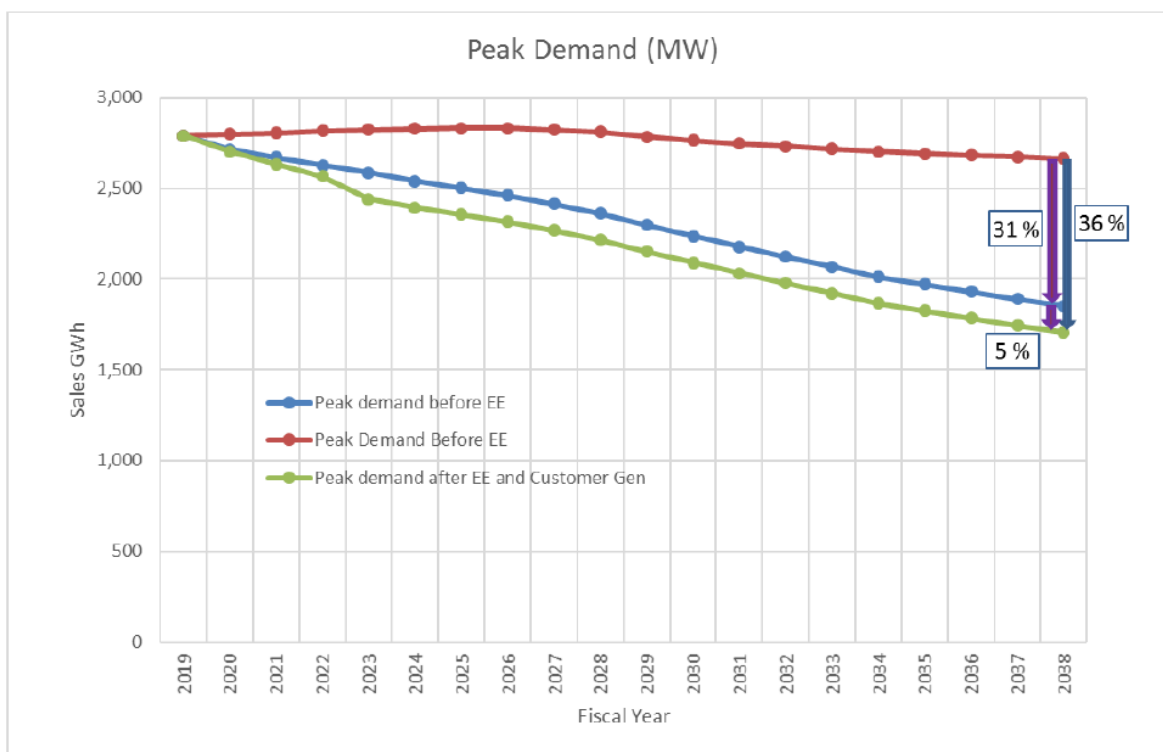
En comparación con muchas regiones de los Estados Unidos continentales, la distribución de carga a través de la red eléctrica de Puerto Rico es relativamente plana durante todo el día. Muchas regiones se encuentran con picos muy pronunciados, que como resultado a menudo dictan las soluciones de conservación de energía y de RED que se persiguen en el manejo de la demanda máxima. La red⁴ de AEE experimenta picos en la noche (ver gráfica arriba), y permanece relativamente constante durante un período de aproximadamente cinco horas, antes de disminuir y aumentar de nuevo en el medio del día. Hay valor en reducir el consumo durante el día o en atender los picos pronunciados de manera que no se creen nuevos picos para manejar.

⁴ PIR 2019 – Informe Principal REV2 06182019 wERRATA, p 2-19

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

El PIR ya incorpora una cantidad significativa de eficiencia energética, respuesta a la demanda y otros recursos energéticos distribuidos que resultan en un menor consumo y demanda de energía (véase más adelante).

Exhibit 3-27. Comparison Peak Demand before and after EE & Customer Owned Generation



Source Workpaper: Load Forecast by Region PREPA 2018 IRP Base Case Revised 35 pct EE 050319.xlsm

Fuente: Pronóstico de carga por región AEE 2018 PIR Caso Base Revisado 35 pct EE 050319.xlsm

En la siguiente sección se identifica una cartera de Recursos de Energía Distribuida que es incremental a los RED incluidos en el plan y puede eliminar la necesidad de inversiones centralizadas en infraestructura de gas.

III. Recursos energéticos distribuidos y alternativas sin cables

Los Recursos Energéticos Distribuidos, o REDs, se pueden definir como soluciones energéticas o tecnologías ubicadas cerca del cliente que pueden proporcionar un servicio o valor, inclusive a otros clientes y a la red eléctrica. Estas tecnologías y soluciones pueden incluir “recursos de generación distribuidos, eficiencia energética, almacenamiento de energía, vehículos eléctricos y tecnologías de respuesta a la demanda”.⁵

Debido a tendencias convergentes, como la marcada disminución de los costos de las soluciones de energía renovable distribuida, incluidos los sistemas residenciales,⁶ mayor interés de los clientes en un servicio de energía resiliente debido a una mayor dependencia en la electricidad en la sociedad moderna y el interés de los clientes en adoptar alternativas de energía limpia, los REDs se han convertido en una opción de primer recurso para los clientes, las empresas de servicios públicos y las partes interesadas que buscan la transición a un sistema de energía más eficiente y rentable.

Aunque los RED se encuentran generalmente más cerca del cliente, las empresas de servicios públicos han reconocido el potencial de estos recursos y su contribución en cumplir con su responsabilidad de proporcionar un servicio de energía confiable, a un costo potencialmente menor en comparación con inversiones centralizadas tradicionales y con mejores resultados para el cliente. Cuando los RED se utilizan de esta manera, se denominan “alternativas sin cables” o “proyectos [que] permiten a los servicios públicos aplazar o evitar las inversiones en infraestructura convencional mediante la adquisición de recursos energéticos distribuidos (RED) que reducen los costos y las emisiones mientras mantienen o mejoran la confiabilidad del sistema”.⁷

Cuando las las empresas de servicios públicos incluyen RED en la cartera de soluciones que se pueden utilizar para satisfacer las necesidades energéticas futuras, se presentan oportunidades para soluciones que pueden ser menos costosas que permiten incorporar a las personas y sus comunidades en la búsqueda de soluciones a los desafíos energéticos futuros.

Aunque la red eléctrica fue diseñada originalmente con un flujo unidireccional, desde la empresa de servicios públicos al cliente, un futuro de recursos distribuidos requiere que la electricidad se maneje para acomodar también el flujo de energía proveniente de los clientes. A diario están surgiendo nuevos procesos y soluciones que permiten gestionar este nuevo paradigma. Con mayor transparencia, estándares y buena comunicación entre la empresa de servicios públicos, los clientes, los que ofrezcan servicios energéticos y otros se puede garantizar que los RED puedan operar en conjunto con la red de una manera de manera coordinada y efectiva.

⁵ Plan de Acción de Recursos Energéticos Distribuidos de California: Alinear la Visión y la Acción; Comisión de Servicios Públicos de California, 29 de septiembre de 2016.
https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/About_Us/Organization/Commissioners/Michael_J_Picker/2016-09-26%20DER%20Action%20Plan%20FINAL3.pdf

⁶ Seguimiento del Sol – Tendencias de Precios Instalados para Sistemas Fotovoltaico Distribuidos en los Estados Unidos; LBL; septiembre de 2018 https://emp.lbl.gov/sites/default/files/tracking_the_sun_2018_briefing_0.pdf

⁷ NY REV CONNECT; NYSEDA <https://nyrevconnect.com/non-wires-alternatives/>

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

Relación entre eficiencia energética y generación distribuida

Las medidas de eficiencia energética y de generación distribuida pueden complementarse entre sí de manera que aumente el valor para los clientes y las comunidades. Muchos diseños de instalación de microrredes ubicados en propiedad del cliente comienzan por reducir el desperdicio de energía a través de medidas de eficiencia energética para entonces proceder a seleccionar la tecnología de generación. Esto no sólo ahorra dinero al instalar sólo la cantidad de generación que es necesaria, pero puede garantizar que los equipos críticos, como refrigeradores y otros enseres que consumen menos energía, puedan continuar funcionando ante una interrupción en la red eléctrica.

La siguiente lista de medidas no solo puede ofrecer ahorros de energía y costos a nivel individual, sino que pueden dar paso a soluciones más resistentes cuando se trabajan en conjunto.

A. Iluminación Residencial y Comercial

La iluminación es a menudo una de las medidas más rentables que se pueden atender en cualquier región. Además, coincide con el pico del sistema, dado que la demanda máxima de energía en Puerto Rico ocurre en la noche. El PIR incluye algunas medidas de iluminación residencial y comercial, pero no al punto de saturación de la medida. Dado estos factores y el bajo costo de la medida, se incrementó la contribución en medidas que atienden la iluminación en un 10% en el escenario moderado, y en un 25% en el escenario agresivo.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

La iluminación es un servicio crítico que debe procurar mantenerse en eventos de interrupciones prolongadas, pues guarda relación con la seguridad de las comunidades, incluyendo áreas remotas de la Isla. Mientras más eficiente sea la medida de iluminación, más probable que esta demanda pueda atenderse a través de generación *in situ* en eventos de interrupciones de la red. A lo largo del año, las medidas de iluminación eficiente pueden ofrecer reducciones en la demanda de energía a un costo nivelado de energía de aproximadamente \$0.06/kWh para instalaciones residenciales y a una tasa más alta de \$0.12/kWh para instalaciones comerciales, debido a los costos administrativos más altos para este último. Un rediseño de estos programas puede reducir aún más estos costos para alinearse con costos logrados en programas de iluminación en los Estados Unidos.

Reducciones de iluminación comercial y residencial en el escenario moderado:

5 MWs para 2025; 15 MWs para 2038

Reducciones de iluminación comercial y residencial en el escenario agresivo:

12 MWs para 2025; 38 MWs para 2038

En su Plan Integrado de Recursos, AEE propuso un programa de iluminación residencial y comercial que involucraría a alrededor de 150,000 participantes al año. Las reducciones presentadas en este análisis representan una participación incremental de 14,000 clientes residenciales y 1,000 clientes comerciales al año, con un total de 300,000 participantes adicionales al final del período de 20 años que finaliza en 2038 para el escenario moderado. Esta tasa de participación se duplica aproximadamente en el escenario agresivo.

B. Calentadores de agua solares

En 2010, el Programa de Asistencia de Climatización de la Energía (WAP) del Departamento de Energía de los Estados Unidos en Puerto Rico priorizó la instalación de 1,200 calentadores de agua solares entre residentes elegibles por concepto de ingresos con el apoyo de fondos de la Ley de Recuperación y Reinversión Estadounidense. En 2011, el número de instalaciones se multiplicó por diez para cubrir 10,000 unidades adicionales⁸.

Aunque el ahorro de estos sistemas a través de su vida útil es relativamente significativo (teniendo en cuenta el alto consumo de energía de la alternativa que sería un calentador de agua eléctrico) los costos iniciales de instalación de estos sistemas son altos en comparación con otras medidas y pueden estar fuera del alcance del consumidor promedio.

Dicho esto, el costo de energía nivelado para calentadores de agua solares a nivel residencial estimado en de \$0.19/kWh⁹ todavía podría ser una opción de energía competitiva para los clientes, especialmente en un lugar de tarifas de energía altas. Diversos lugares han comenzado a actualizar sus códigos de construcción para exigir calentadores de agua solares en la construcción de viviendas nuevas unifamiliares.

Para el escenario moderado que se considera, sólo se presenta una tasa de instalación anual comparable a la de WAP en 2011. Para el escenario agresivo, esta tasa de instalación se duplica. Dados los resultados del WAP sobre la demanda y elegibilidad entre los clientes, la instalación de estos recursos probablemente continuará siendo una medida deseada en el horizonte de planificación.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

Después de los huracanes Irma y María, la Agencia¹⁰ Federal para el Manejo de Emergencias (FEMA en inglés) evaluó el desempeño de varias estructuras e instalaciones en todo Puerto Rico. FEMA observó un rendimiento “excelente” de calentadores de agua solares anclados en techos, en parte debido al fuerte marco requerido para apoyar los tanques de agua, lo cual aumenta su resistencia ante fuertes vientos. Estos sistemas son muy adecuados para las casas de hormigón en la Isla.

Reducciones de calentadores de agua solares en el escenario moderado:

18 MWs para 2025; 52 MWs para 2038

Reducciones de calentadores de agua solares en el escenario agresivo:

⁸ Territorios de los Estados Unidos y Programa de Asistencia de Climatización durante el Período de la Ley de Recuperación; Tonn B., Rose E.; Laboratorio Nacional Oak Ridge; marzo de 2015

⁹ Estudio Final del Potencial de Eficiencia Energética del Estado de Hawái; Consultoría de Soluciones de Empresas de Servicio Público EnerNOC; 15 de enero de 2014. https://puc.hawaii.gov/wp-content/uploads/2013/04/State_of_HI_Potential_Study_Final.pdf

¹⁰ Huracanes Irma y María en Puerto Rico - Desempeño de Edificios, Recomendaciones de Observaciones y Orientación Técnica - Informe del Equipo de Evaluación de Mitigación; FEMA; octubre de 2018. <https://www.fema.gov/media-library-data/1551103959254-8696c36e064ea9540499dfe85cbb7ef3/FINALFEMAPRMATP-2020-022219.pdf>

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

36 MWs para 2025; 104 MWs para 2038

Las reducciones presentadas aquí representan instalaciones de calentadores de agua solares en alrededor de 7,000 unidades por año o alrededor de 130,000 unidades al final del período de 20 años que termina en 2038 en el escenario moderado. Estas instalaciones totales se duplican esencialmente en el escenario agresivo a unas 260,000 instalaciones al final del período de 20 años. Estas proyecciones están en línea con las tasas observadas para esta medida a través del Programa de Asistencia de Climatización.

C. Reemplazos de refrigeradores

Esta medida se enfoca en la sustitución de refrigeradores ineficientes por unidades nuevas que cumplen con los estándares más estrictos actuales. Los refrigeradores generalmente tienen una vida útil larga, pero aún las unidades con más tiempo que técnicamente todavía funcionan pierden eficiencia a través de los años. Algunos refrigeradores pueden preceder los estándares modernos de eficiencia y pueden consumir grandes cantidades de electricidad. Con una selección adecuada de la población participante, los ahorros provenientes de la sustitución de estos refrigeradores se han observado rutinariamente en “más de 1,000 kWh/año”.¹¹

Por qué es correcto para Puerto Rico:

Los administradores de WAP identificaron que la instalación de refrigeradores clasificados *Energy Star* era una medida clave para la eficiencia. El programa llegó a instalar alrededor de 50 unidades por día.¹² Es más probable poder mantener operando con generación in situ refrigeradores eficientes durante eventos de interrupción de la red que refrigeradores que operan de manera ineficiente. Aparte de contar con una gran población que podrían participar del programa, el costo nivelado de energía para esta medida es de aproximadamente \$0.08/kWh lo que le hace una solución atractiva para el cliente.

Reducciones de reemplazos de refrigeradores, en los escenarios moderados y agresivos:

12 MWs para 2025; 35 MWs para 2038

Estas reducciones representan reemplazos de refrigeradores a una tasa de alrededor de 20,000 por año. Esto totalizaría aproximadamente 400,000 reemplazos al final del período de 20 años que termina en 2038 y refleja una tasa de instalación observada anteriormente a través del Programa de Asistencia de Climatización.

D. Aire acondicionado

Los aires acondicionados de ventana se incluyeron como medida en el PIR, aunque el programa no incluye una oferta para unidades de pared. La experiencia WAP indica que esta es una porción significativa del

¹¹ Reemplazos de refrigerador para el Programa de Climatización; Moore A. - D&R International, Ltd., Kinney L. - E Source/Platts/McGraw Hill. https://aceee.org/files/proceedings/2002/data/papers/SS02_Panel2_Paper16.pdf

¹² Territorios de los Estados Unidos y Programa de Asistencia de Climatización durante el Período de la Ley de Recuperación; Tonn B., Rose E.; Laboratorio Nacional Oak Ridge; marzo de 2015. https://weatherization.ornl.gov/wp-content/uploads/pdf/WAPRecoveryActEvalFinalReports/ORNLTM-2014_592.pdf

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

segmento de enfriamiento residencial. Como suposición conservadora, las medidas de AC incluidas en el PIR se incrementaron en un 10%.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

Se estima que el uso de aire acondicionado¹³ en Puerto Rico constituye el 24% del consumo total de energía en clientes residenciales. Reemplazar los sistemas de refrigeración ineficientes con electrodomésticos con clasificación Energy Star podría resultar en un ahorro de energía anual de 500 kWh por unidad/por año y un costo de energía nivelado relativamente bajo de aproximadamente \$0.07/kWh.

Reducciones de reemplazos de aire acondicionado, en los escenarios moderados y agresivos:

4 MWs para 2025; 11 MWs para 2038

En su Plan Integrado de Recursos, la AEE propuso un programa de aire acondicionado residencial que instalaría un poco más de 100,000 unidades al año. Las reducciones presentadas en este análisis representan una sustitución incremental de 10,000 unidades de aire acondicionado al año, con un total de 200,000 unidades adicionales al final del período de 20 años, que finaliza en 2038.

E. Almacenamiento solar fotovoltaico y de energía

El PIR incluyó instalación de energía solar fotovoltaica a gran escala y almacenamiento de energía en diferentes grados dependiendo del escenario de planificación – y se reconoce al crecimiento previsto de la generación distribuida en las proyecciones la energía y demanda. Sin embargo, el almacenamiento de energía a nivel de residencial y comercial no se incluyó en los supuestos del PIR.

El almacenamiento de energía distribuida puede proporcionar un valor significativo a la red, trasladando la energía solar generada durante períodos de baja demanda y cuando la producción es alta de una manera similar a como se proyecta la generación a gran escala. El pico de la Isla se produce por la noche y permanece relativamente constante durante unas 5 horas. Esto presenta una oportunidad y aplicación ideal para el almacenamiento de energía distribuida al poder despachar energía almacenada proveniente de sistemas solares fuera de pico de demanda para utilizarla durante el periodo de pico.

El análisis examinó los niveles de despliegue de almacenamiento de energía necesarios para trasladar un porcentaje de la energía proyectada de los sistemas fotovoltaicos distribuidos para lograr reducciones en la demanda a lo largo del período pico de 5 horas. Las reducciones de energía resultantes se presentan para un escenario moderado, donde el 5-7% de los sistemas fotovoltaicos solares distribuidos tienen almacenamiento de energía y pueden desplazar la energía generada al pico y un escenario más agresivo donde el 8-10% se desplaza sobre el período cumbre.

Los costos anualizados para el almacenamiento de energía distribuida se obtuvieron de los documentos presentados como parte de la presentación del PIR de AEE, a una tasa proyectada de \$164/kW.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

¹³ Territorios de los Estados Unidos y Programa de Asistencia de Climatización durante el Período de la Ley de Recuperación; Tonn B., Rose E.; Laboratorio Nacional Oak Ridge; marzo de 2015.
https://weatherization.ornl.gov/wp-content/uploads/pdf/WAPRecoveryActEvalFinalReports/ORNL_TM-2014_592.pdf

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

Las comunidades en Puerto Rico han optado por la energía solar fotovoltaica distribuida, junto con el almacenamiento de energía, como método para mejorar la resiliencia energética. El almacenamiento de energía permite que la energía producida a partir de los sistemas solares se despache cuando sea necesaria en el lugar. La mayoría de las configuraciones actuales desconectan la generación solar de la demanda cuando se produce una interrupción. La combinación de energía solar distribuida y almacenamiento podría también contribuir a administrar condiciones dinámicas a nivel de distribución que pueden surgir del flujo bidireccional de energía proveniente de un mayor despliegue de la generación distribuida.

Reducciones de almacenamiento comercial y residencial en el escenario moderado:

10 MWs para 2025; 25 MWs para 2038

Reducciones de almacenamiento comercial y residencial en el escenario agresivo:

16 MWs para 2025; 37 MWs para 2038

Estas reducciones representan instalaciones distribuidas de sistemas solares fotovoltaicos y de almacenamiento de energía que suman alrededor de 6,000 en el escenario moderado y alrededor de 9,000 sistemas en el escenario agresivo para 2038. El número necesario de sistemas para satisfacer estas reducciones de demanda máxima puede variar dependiendo del tamaño de los sistemas de almacenamiento de energía, capacidades de envío, etc. Se supone que la energía almacenada de estos sistemas estaría disponible para ser enviada durante las horas requeridas del pico del sistema.

F. Respuesta a la demanda comercial

Sólo un RED pequeño a nivel comercial fue incluido en el PIR, resultando en un total aproximado de 7 MWs de respuesta a la demanda para este segmento para 2038. En contraste, la respuesta a la demanda residencial proyectada en el PIR para el año 2038 fue de 75 MW, más de 10 veces la del sector comercial. En la mayoría de las regiones, la respuesta a la demanda comercial es mayor por mucho que las contribuciones del sector residencial dado los controles de demanda disponible y otras opciones disponibles para el mercado comercial. Conservadoramente, se asumió que la contribución de la respuesta a la demanda comercial estaba en el orden de la presentada en el PIR para el sector residencial, tomando en cuenta que la coincidencia del sector comercial con el pico del sistema tanto para el escenario moderado como agresivo.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

Esta medida prácticamente no se ha explorado en Puerto Rico y se puede implementar de manera específica en grandes ubicaciones comerciales. Hay un menor volumen de clientes a quienes ofrecer estos programas de respuesta a la demanda en relación con el mercado residencial, lo que puede resultar en una mayor participación y en lograr de manera más rápida las reducciones de la demanda a través del periodo planificación.

El costo nivelado estimado para estas reducciones de la demanda es de \$70/kW.

Reducciones de respuesta a la demanda comercial, en los escenarios moderados y agresivos:

50 MWs para 2025; 72 MWs para 2038

G. Reducción de la conservación de voltaje

El Control Integrado de Voltaje/VAR Control (IVVC, por sus siglas en inglés) implica el manejo de varios activos del sistema de distribución eléctrica, así como tecnologías de control avanzadas para adecuar correctamente el voltaje que llega al cliente. La reducción de conservación del voltaje (CVR en inglés) es una aplicación especializada de IVVC y puede reducir los niveles generales de voltaje al tiempo que garantiza que estos voltajes permanezcan dentro de los estándares aceptables para la distribución eléctrica. Se ha demostrado que las reducciones de voltaje del sistema de distribución resultan en reducciones en el consumo de energía en los circuitos eléctricos en los que se aplica esta práctica.

Los clientes eléctricos a través de circuitos con gestión IVVC activa y niveles de voltaje más bajos suelen consumir menos energía sin necesidad de realizar cambios en su comportamiento de consumo individual. Las inversiones en tecnología IVVC y modernización de la red pueden dar lugar no sólo a la reducción de la energía, sino también pueden proporcionar visibilidad adicional y flexibilidad operativa para responder a una variedad de condiciones dinámicas del sistema.

Duke Energy Progress (DEP) en Carolina del Norte implementó¹⁴ un programa de reducción de voltaje de conservación desplegado específicamente durante los tiempos de mayor demanda y aplazaron la construcción de una nueva turbina de combustión (CT). Este uso especializado de las tecnologías de modernización se asemejaba más a un programa de respuesta a la demanda, ya que se implementó principalmente durante los picos y emergencias del sistema. Tenía el objetivo de lograr reducciones de 310 MW en el pico. La Comisión de Servicios Públicos de Carolina del Norte, que regula el DEP, clasificó esta solución como un programa de Eficiencia Energética y permitió que los gastos se recuperaran a través de una cláusula adicional. Los objetivos de reducción de la demanda máxima para el programa fueron realmente superados, alcanzando 322 MW de reducciones. Estas reducciones por sí solas casi igualaron las capacidades de generación de las unidades de planta Asheville 3 y 4 de Duke Energy, que tienen una producción combinada de 324 MW en su pico.

La reducción de conservación de voltaje normalmente puede ofrecer reducciones en el rango de 2.5%-3.0%,¹⁵ a través de los circuitos que se aplica (ver Figura 1 y Figura 2). Esto significa que, si una serie de circuitos donde se aplica CVR tienen 100 MW de demanda, un rendimiento de reducción del 3% de las soluciones CVR resultará en una demanda neta de 97 MW en los circuitos en su lugar, todo mientras se mantiene un servicio eléctrico adecuado. Estas reducciones se observan en el metro del lado del cliente, lo que significa que además de la energía evitada, las pérdidas de entrega también se reducen al igual que con otras medidas de eficiencia energética.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

La Figura 1 y la Figura 2 muestran una caída en el tiempo en la cantidad de reducciones de demanda máxima provenientes de CVR a través del horizonte de planificación de PIR. Dado que el CVR opera

¹⁴ 2018 Smart Grid Technology Plans de Duke Energy Carolina, LLC y Duke Energy Progress, LLC y Duke Energy Progress, LLC; Expediente NCUC No. E-100, Sub 157 p.47
<https://starw1.ncuc.net/NCUC/ViewFile.aspx?Id=637b938c-008b-4b25-bc20-b50d9d9f5034>

¹⁵ Reducción de Voltaje de Conservación; Paladino J.; Oficina de Suministro de Electricidad y Confiabilidad Energética; 13 de octubre de 2015. <https://www.smartgridclimatechange.org/wp-content/uploads/2013/10/Joe-Paladino-DOE.pdf>

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

reduciendo un porcentaje de la carga total a través de los circuitos en los que se aplica, ya que las previsiones de carga de AEE continúan disminuyendo cuanto más se acerca al final del plan en 2038, las reducciones de CVR también disminuyen.

Sin embargo, un beneficio significativo adicional de la implementación de CVR en los años anteriores es que, si la eficiencia y los recursos energéticos distribuidos tienen un rendimiento inferior al esperado, lo que resulta en mayores demandas netas, el CVR automáticamente compensará parte de este progreso.

Otro beneficio es que estas soluciones se pueden instalar rápidamente durante unos años, aumentando la eficiencia de la red eléctrica en Puerto Rico y reduciendo la cantidad de energía que consumen los clientes sin requerir acción de su parte.

El costo nivelado estimado de energía para la reducción de voltaje de conservación fue de \$0.03/kWh.

Algunos proveedores de CVR han estimado el costo nivelado de energía para la reducción de voltaje de conservación tan bajo como \$0.01/kWh.

Reducciones de la conservación de voltaje en el escenario moderado:

45 MWs para 2025; 26 MWs para 2038

Reducciones de la conservación de voltaje en el escenario agresivo:

54 MWs para 2025; 31 MWs para 2038

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico
Informe Fase I

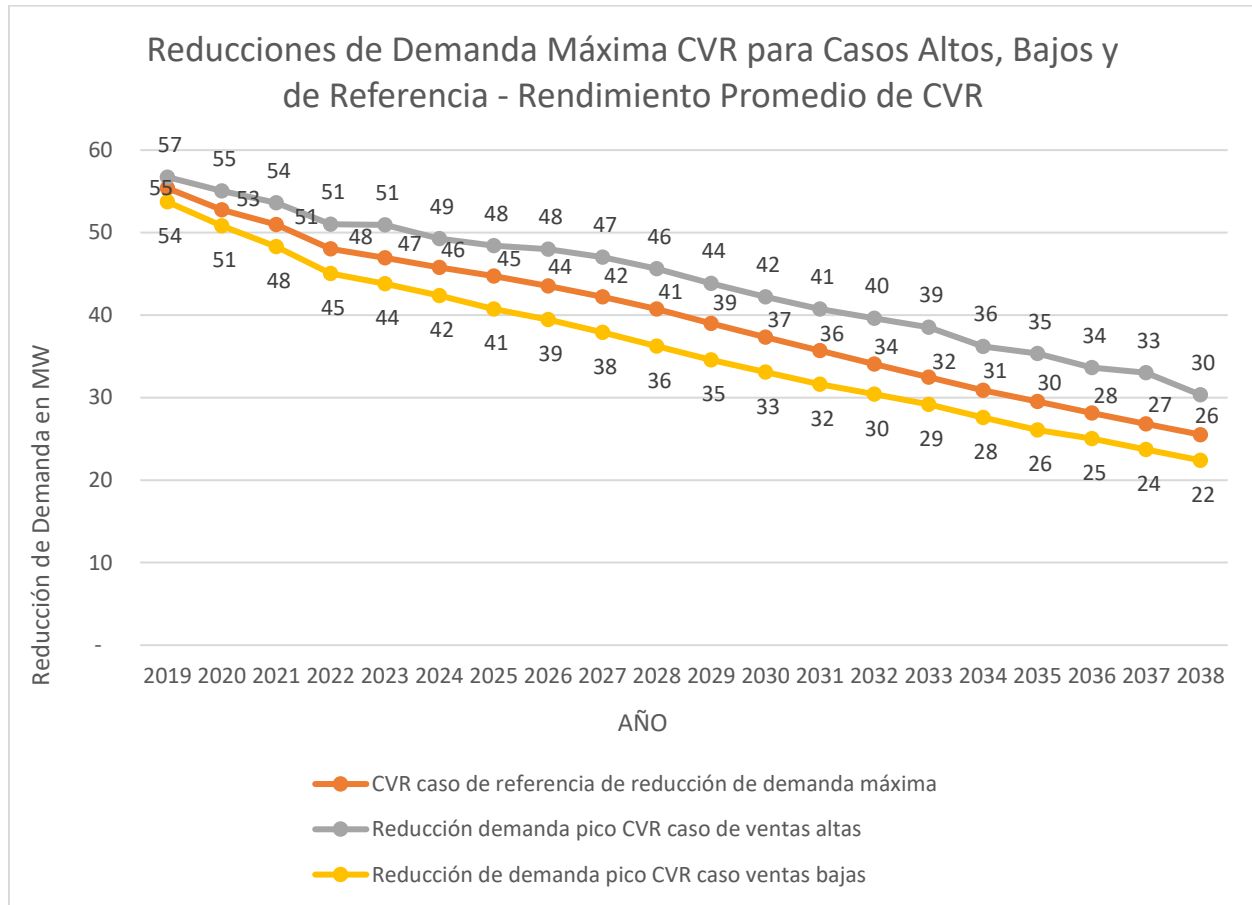


Figura 1 – Reducciones en la demanda pico por concepto de CVR para las proyecciones de carga alta, baja y de referencia del PIR 2019 de AEE, suponiendo un rendimiento promedio de las soluciones de CVR.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico
Informe Fase I

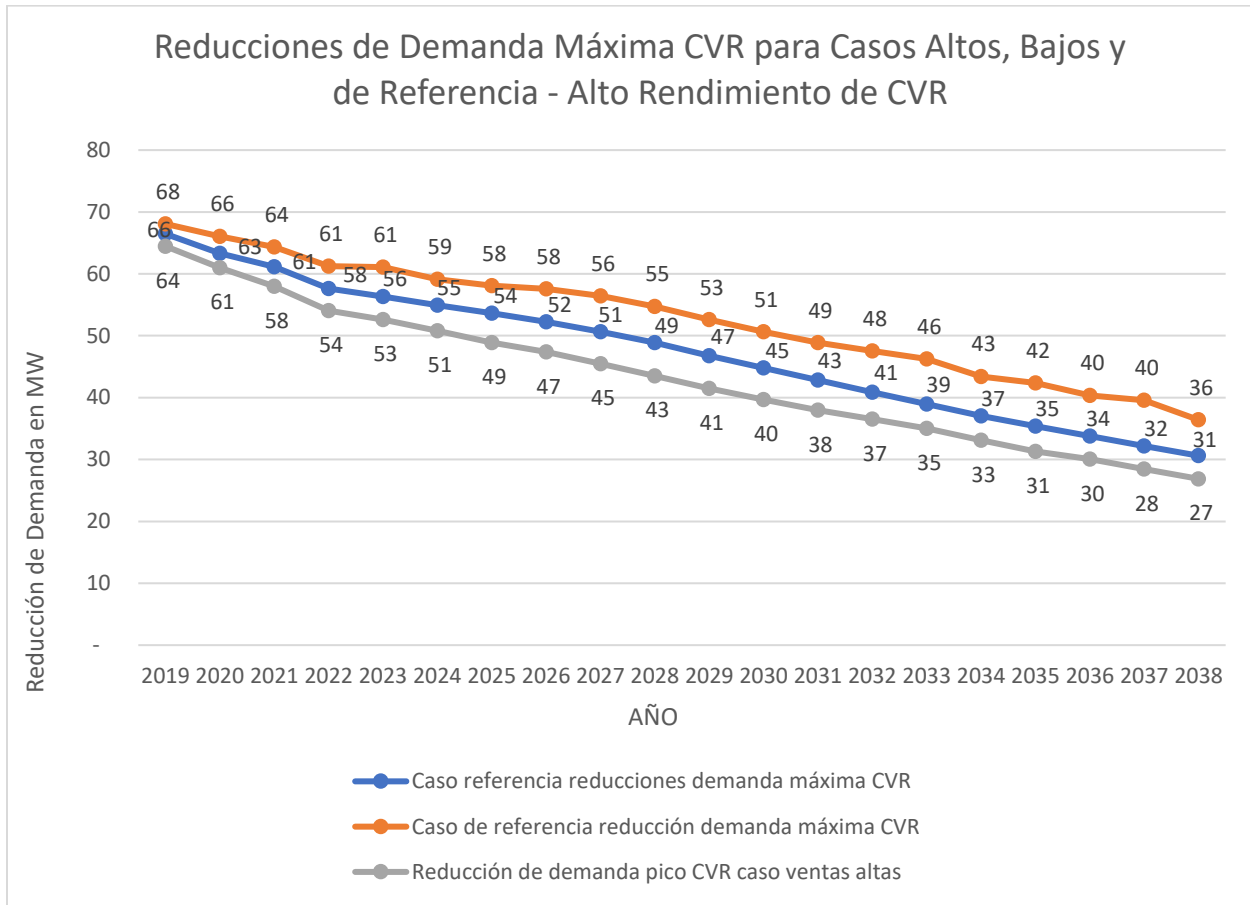


Figura 2 – Reducciones en la demanda máxima por concepto de CVR para las proyecciones de carga alta, baja y de referencia del PIR 2019 de AEE, asumiendo un rendimiento de gama alta de las soluciones de CVR.

IV. Resultados de análisis y costo nivelado de la energía

A. Resultados del análisis

La reducción de conservación del voltaje, los calentadores de agua solares, los reemplazos de refrigeradores y, en menor medida, los reemplazos de acondicionadores de aire y la iluminación, brindan una reducción de la demanda relativamente uniforme a lo largo del día. La respuesta a la demanda comercial y el almacenamiento de energía actúan como recursos despachables durante los picos de demanda del sistema y complementan la generación solar que está disponible durante el día, pero no así en la noche durante las cinco horas estimadas en que ocurre la demanda pico. La energía solar fotovoltaica no se presenta dentro de los recursos de reducción de la demanda máxima que se incluyen en estos escenarios, pero desempeñan un papel fundamental para garantizar que los recursos de almacenamiento de energía necesarios por la noche se carguen y estén disponibles para satisfacer los picos del sistema.

Las empresas de servicios públicos que actualmente procuran este tipo de carteras de recursos están empezando a desarrollar herramientas que ayudan a coordinar la contribución de Recursos Energéticos Distribuidos a lo largo del día. Por ejemplo, Con Edison creó una herramienta de “Evaluación de Recursos Energéticos Distribuidos” utilizando experiencia interna y externa, para evaluar de manera comparable una amplia gama de RED a la vez que contabiliza la duración de la disponibilidad (por ejemplo, batería de cuatro horas, eficiencia energética de ocho horas, respuesta a la demanda de dos horas), riesgo, madurez, flexibilidad y capacidad para satisfacer las necesidades” en un área específica.¹⁶ Esto ayudaría a incorporar análisis adicionales para optimizar la selección y el funcionamiento de los RED en una cartera determinada.

¹⁶ Informe del Programa de Gastos Trimestrales de BQDM Q2-2019; Consolidated Edison Company of New York, Inc.; agosto de 2019.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico
Informe Fase I

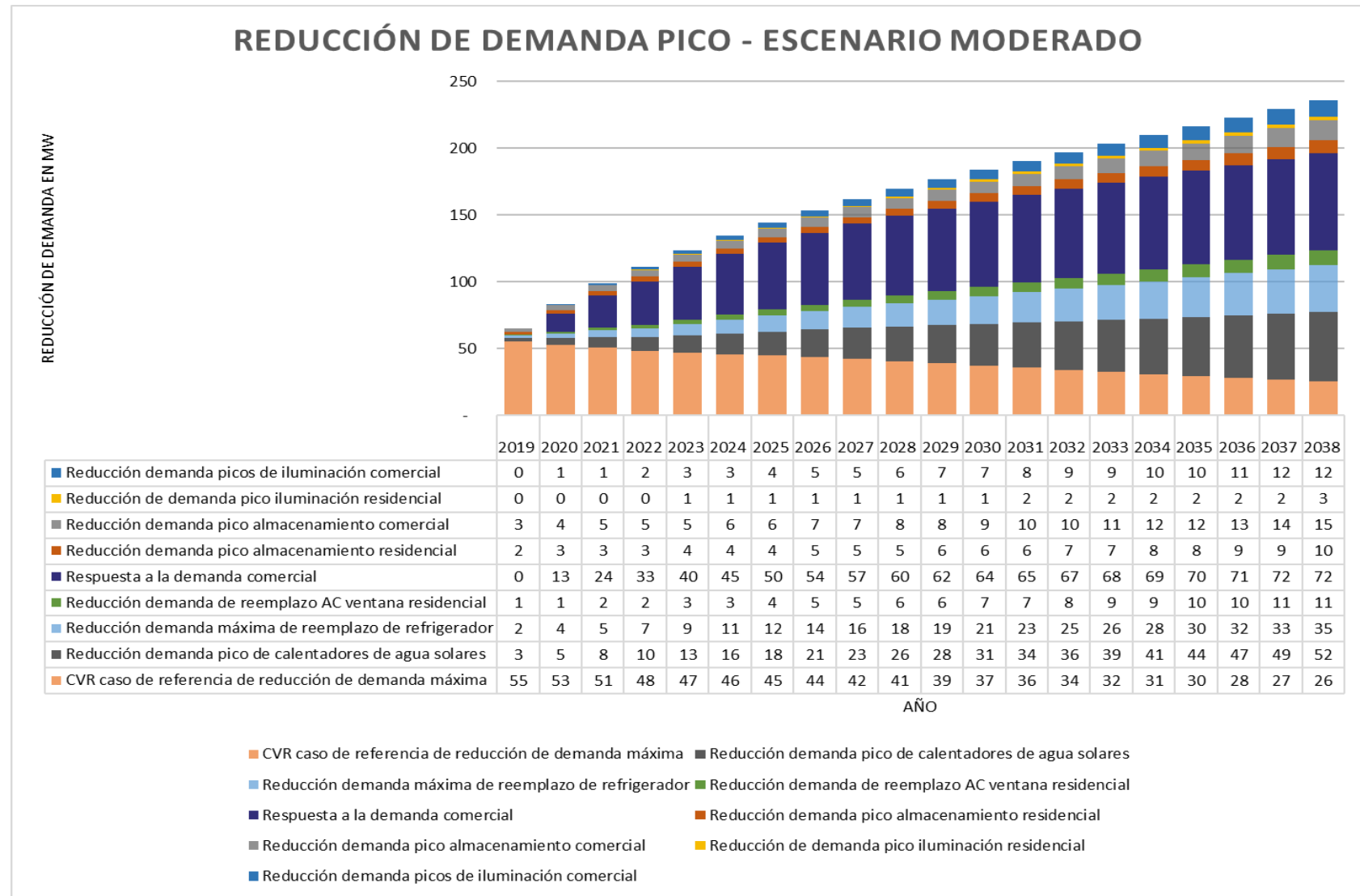


Figura 3 – Reducciones de la demanda máxima en todo el sistema a partir de una implementación moderada de medidas utilizando información de la previsión de carga de referencia PIR AEE 2019. Las proyecciones basadas en el rendimiento operativo previsto y no reflejan un potencial máximo para las medidas individuales.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico
Informe Fase I

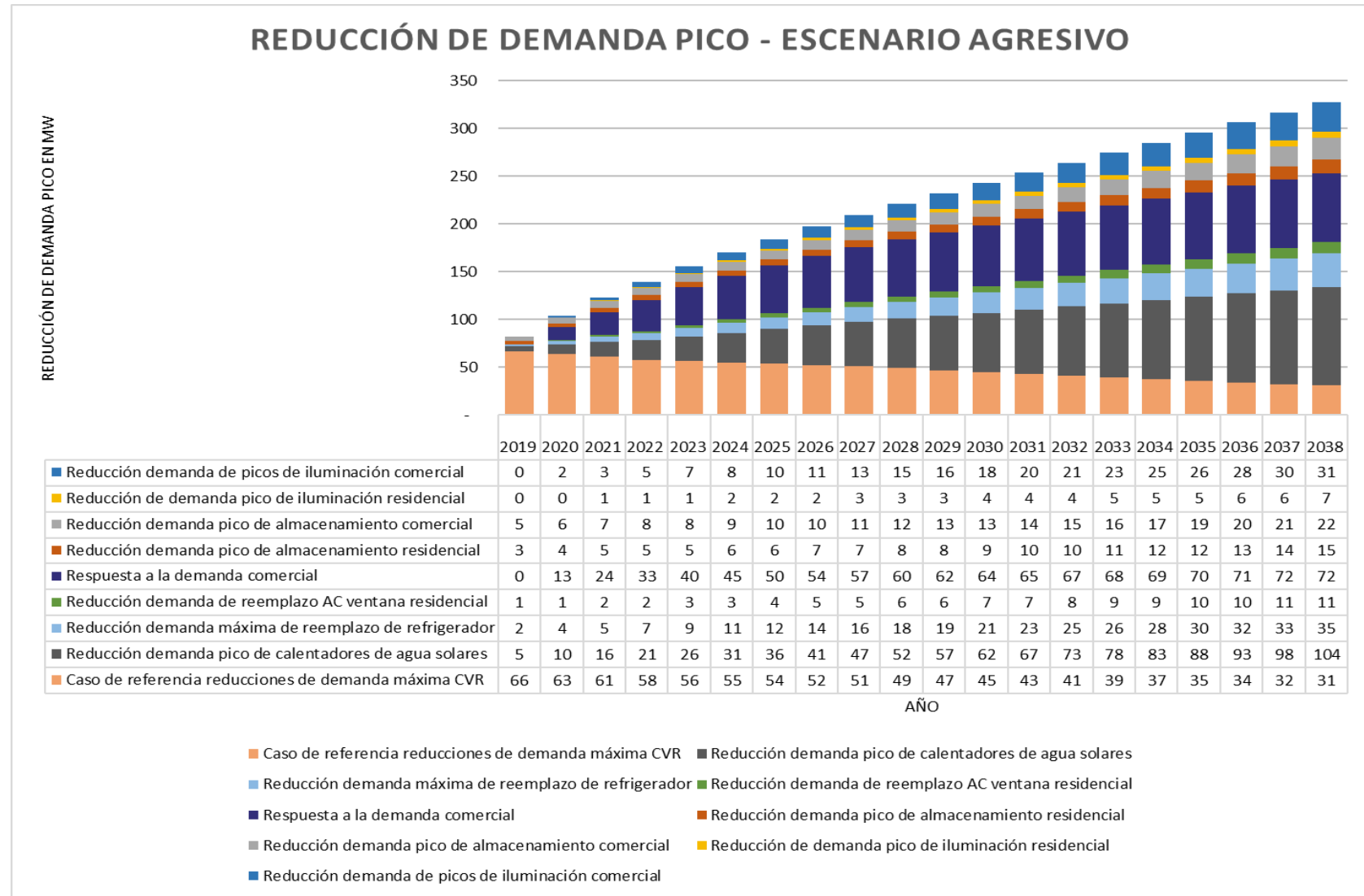


Figura 4 – Reducciones de la demanda máxima en todo el sistema a partir de una implementación más agresiva de medidas utilizando información de la previsión de carga de referencia PIR AEE 2019. Las proyecciones basadas en el rendimiento operativo previsto y no reflejan un potencial máximo para las medidas individuales.

B. Costo nivelado de la energía

En la tabla siguiente se presenta una comparación de las alternativas de Costo Nivelado de Energía para los Recursos Energéticos Distribuidos y Sin Cables para las medidas discutidas anteriormente. Estas medidas ofrecen ahorros de energía durante todo el año, que se comparan con sus costos asociados durante la vida de la medida, para llegar a la \$ / kWh. Otras medidas, como el almacenamiento de energía y la respuesta a la demanda, se despachan durante horas específicas. Por lo tanto, los costos de estas medidas se reflejan en \$ / kW para evidenciar el valor en horas específicas. Cabe señalar que cuando se implementan estas medidas de conservación de energía, el cliente no solo ahorra energía, sino que también ahorra en transmisión, distribución y pérdidas técnicas asociadas porque la energía que se ahorra no tiene que pasar por la red eléctrica. Por lo tanto, estos costos de RED deben compararse con la tarifa de venta versus simplemente frente al costo de generación.

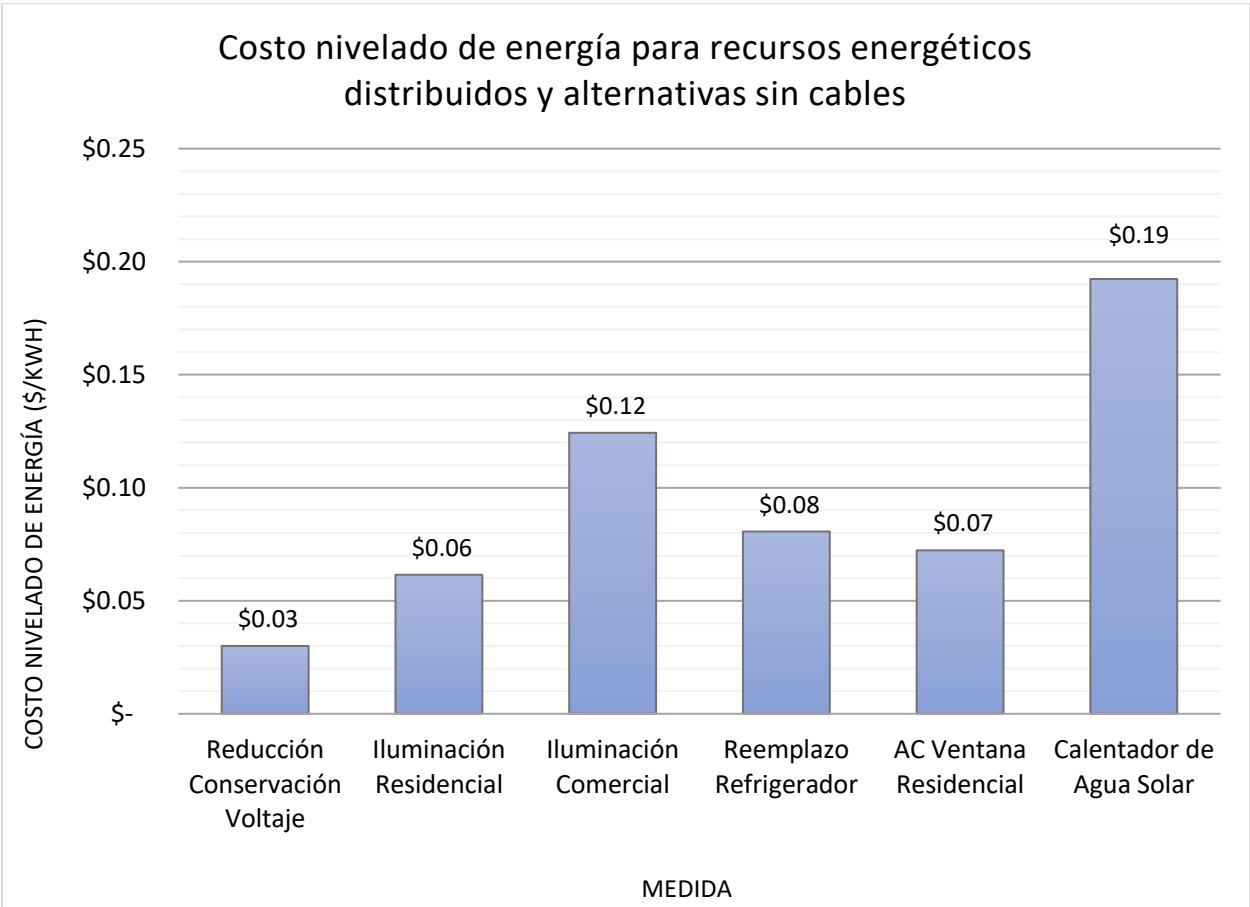


Figura 5 – Medir el costo nivelado de la energía.

V. Fundamentos para el Crecimiento en DERs y NWA

En su Plan Integrado de Recursos, la AEE indicó que tendría que invertir en “cambios en el sistema de transmisión y distribución para apoyar la incorporación de sistemas fotovoltaicos en techos y los programas recomendados de eficiencia energética y respuesta a la demanda”.¹⁷ Aunque la AEE estimó casi mil millones de dólares en inversiones de distribución para acomodar RED en los primeros siete años del PIR solamente, la Autoridad también reconoció las limitaciones del análisis de alto nivel detrás de estas estimaciones.

AEE señaló que este análisis “sólo se puede utilizar con fines de detección y no sustituye los estudios detallados necesarios del sistema que deben tener en cuenta la topología del alimentador, los activos en servicio y la ubicación de la carga y los sistemas fotovoltaicos. Este análisis detallado futuro, que está fuera del alcance de esta evaluación, debe incluir una evaluación del rendimiento esperado de los equipos; perfeccionamiento de la definición de las mejoras necesarias, los gastos de capital y el calendario para ejecutar los proyectos”.

Con el fin de establecer un entorno de apoyo en el que los RED y las alternativas sin cable puedan crecer y prosperar, las siguientes capacidades deben desarrollarse mediante una colaboración entre AEE y los “stakeholders”.

A. Análisis de capacidad de alojamiento

Los análisis de capacidad de alojamiento permiten a las empresas de servicios públicos desarrollar una mejor idea de la cantidad de recursos de energía distribuidos que pueden integrarse a nivel de alimentador local, con los activos actuales del sistema y sin afectar la calidad o confiabilidad de la energía. Cuando esta información de alojamiento se comparte a través de mapas y otras herramientas accesibles, los clientes y otras partes interesadas pueden tomar decisiones más informadas con respecto al alojamiento y el diseño. A medida que los análisis de la capacidad de alojamiento se nutren de las proyecciones y el modelado de RED a nivel de alimentación, las empresas de servicios públicos y sus partes interesadas pueden identificar dónde pueden ser necesarias futuras actualizaciones del sistema para apoyar el crecimiento de RED. El acceso y la presentación a los clientes es clave para dar seguimiento y garantizar que la empresa de servicio público cumpla con las cambiantes demandas de los clientes.

B. Proceso de interconexión simplificado

Las regiones sin un proceso de interconexión estandarizado pueden carecer de claridad en términos de requisitos técnicos para los sistemas que buscan conectarse, los costos y las tarifas para los clientes y terceros, así como los plazos esperados para cuando los proyectos deben alcanzar ciertos hitos y completarse.

Esto puede crear fricción innecesaria y presentarse como obstáculos para la instalación de estos proyectos. Los estándares ayudan a crear un conjunto uniforme de expectativas y experiencias para el cliente y terceros como resultado de una consideración cuidadosa.

¹⁷ PIR 2019 – Informe Principal REV2 06182019 wERRATA, p 9-1

C. Solicitudes de alternativas sin cables

Las solicitudes de alternativas sin cables iniciadas por las empresas de servicios públicos permiten a las partes interesadas proponer soluciones que podrían evitar costosas inversiones en infraestructura que de otro modo se requieran para satisfacer una necesidad del sistema. A través de estas solicitudes competitivas, los servicios públicos comunican los requisitos del sistema que deben abordarse, incluida la ubicación, la magnitud del alivio de carga necesario y la fecha de servicio requerida para la solución propuesta. Las comunidades, los clientes y las partes interesadas trabajando en conjunto con la empresa de servicio público, pueden ampliar el ofrecimiento de soluciones de inversiones disponibles para satisfacer las necesidades del sistema para incluir RED costo efectivos -- lo que resulta en ahorros significativos para todos los clientes en forma de costo evitado en inversiones en infraestructuras.

D. Posibles fuentes de financiación

Presupuestos de planificación de servicios públicos

Las soluciones NWA exitosas permiten a las empresas de servicios públicos seleccionar una solución de menos costo o más beneficio social de lo que habría sido el caso a través de la planificación tradicional. Los presupuestos de servicios públicos que normalmente se habrían asignado a una solución tradicional de empresa pública podrían usarse en su lugar para financiar los NWA, potencialmente a un costo menor, más cerca del cliente y con mayores beneficios generales. Además, a medida que el proceso de diseño e interconexión de CER y NWA se estandariza, los prestamistas locales y los bancos verdes pueden desarrollar una mejor sensación de riesgos y oportunidades involucradas en la financiación de estos proyectos, lo que podría reducir los costos de financiamiento al cliente.

Certificados de Energía Renovable

Los Certificados de Energía Renovable (CER o REC en inglés) funcionan como una forma de incentivo y se crean cada vez que se genera un MWh de energía renovable en ciertas regiones. El precio de estos CER (el incentivo efectivo) se determina en función de la demanda de estos certificados en un momento específico. Se requiere que determinadas entidades obtengan cierto número de CER, creando así una demanda para estos CER. En lugar de que se les ofrezca un incentivo fijo, los recursos de energía renovable reciben pagos basados en la demanda de CER.

Asistencia Federal

Además del Programa de Asistencia para la Climatización discutido, puede ser posible coordinar con las agencias locales sobre el uso de fuentes de financiamiento federales, incluyendo los fondos del Programa de Subvenciones para la Mitigación de Peligros para apoyar el despliegue de soluciones beneficiosas de RED. Aunque este informe se ha centrado principalmente en la capacidad de los RED para aplazar las inversiones de capital, los RED también pueden ofrecer servicios que mejoran la resiliencia de la comunidad¹⁸ y menor es el riesgo de pérdida de vidas priorizada por estas subvenciones federales.

¹⁸ Oportunidades Alternativas de Generación de Energía en Infraestructura Crítica; NREL; E. Hotchkiss, I. Metzger, J. Salasovich, y P. Schwabe; noviembre de 2013 <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60631.pdf>

VI. Conclusión

Existe un gran potencial en procurar una cartera de recursos energéticos distribuidos que incluya algunas de las medidas más prometedoras, rentables y adecuadas para el sistema energético de Puerto Rico. Mediante una combinación de evaluación de pasadas experiencias e identificando oportunidades incrementales que permanecen sin explorar y que van más allá de las identificadas en el Plan Integrado de Recursos, se desarrolló un escenario moderado y agresivo para recursos de RED para un horizonte de planificación de 20 años.

Un análisis adicional de las restricciones de transmisión y las interacciones del sistema de distribución permitirían precisar si una planta específica se puede eliminar en función de la ubicación y magnitud de los RED en la cartera de recursos. Como se ha discutido, los RED y NWA han demostrado que logran reducciones de la demanda a escalas lo suficientemente grandes como para aplazar las inversiones de capital en recursos centralizados en otras jurisdicciones. Sin embargo, una realización de un estudio sobre el potencial de cada medida, teniendo en cuenta el entorno de planificación de Puerto Rico en particular, podría proporcionar información adicional sobre cuánto se puede implementar y cuándo. Del mismo modo, una solicitud de NWA puede dar lugar a una respuesta real del mercado que puede proporcionar esta información.

El escenario moderado identificó reducciones de la demanda pico de 144 MW para 2025 y 236 MW para 2038, mientras que el escenario más agresivo identificó 184 MW de reducciones para 2025 y 328 MW para 2038. 2025 es un año clave en el PIR en el que, dependiendo del escenario de supuestos de planificación del estudio, una o más plantas centralizadas están programadas para entrar en línea. Dependiendo de la ubicación y otras dinámicas del sistema de energía, la reducción proporcionada por la cartera de recursos antes de realizar una inversión de planta puede eliminar el proyecto del horizonte de planificación.

Acerca del autor

Ronny Sandoval

Ronny Sandoval es presidente de ROS Energy Strategies, una firma de consultoría enfocada en avanzar la modernización y transformación del sistema eléctrico. Ha testificado como perito en varios estados sobre cuestiones relacionadas con la planificación de sistemas, la modernización de la red y la eficiencia energética. Tiene más de diez años de experiencia en gerencia de empresas de servicios públicos, así como en áreas de planificación de sistemas de transmisión y distribución y gestión de la demanda, incluyendo la previsión de los impactos a largo plazo de los programas de eficiencia energética para ingresos y planificación del sistema. Actualmente es parte de múltiples juntas de organizaciones sin fines de lucro que defienden la transformación de la red eléctrica, el desarrollo de la fuerza de trabajo y el empoderamiento de los clientes.