



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# Optimización del despacho de potencia reactiva en autogeneradores solares basado en la resolución CREG 015 de 2018

Melqui Camacho Espitia

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2022



# Optimización del despacho de potencia reactiva en autogeneradores solares basado en la resolución CREG 015 de 2018

Melqui Camacho Espitia

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:  
**Magister en Ingeniería: Automatización Industrial**

Director:  
Ph.D. Gustavo Adolfo Osorio Londoño

Línea de Investigación:  
Eficiencia Energética  
Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas  
Medellín, Colombia  
2022



# Dedicatoria

A mi familia, quienes desde un principio me apoyaron para formarme profesionalmente y me impulsaron a ser mejor cada día. Mis sobrinos, quienes espero me vean como un buen ejemplo; mis hermanos, quienes siempre me han compartido su sabiduría y llenado de consejos; mi madre, quien me enseñó mis valores y principios; mi prometida, quien ha estado apoyándome día y noche estos últimos años; mi padre, quien recuerdo cada día y confío en sus palabras, confío en DIOS.

# Agradecimientos

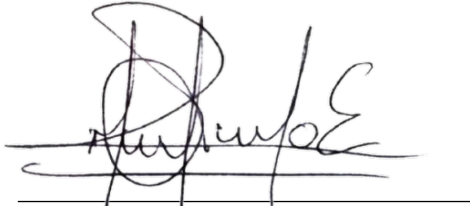
Al Ph.D. Gustavo Adolfo Osorio Londoño, Profesor de la Universidad Nacional de Colombia, quien ejerció como Director para la realización de este trabajo y me entregó toda su dedicación para llevarlo a buen término.

Al Ing. Andrés Felipe Pineda Cortés, Director de proyectos de la empresa ERCO Energía, quien aportó en la resolución de dudas técnicas referentes al problema planteado en el presente trabajo y siempre estuvo dispuesto a colaborar activamente.

# Declaración

Me permito afirmar que he realizado la presente tesis de manera autónoma y con la única ayuda de los medios permitidos y no diferentes a los mencionados en la propia tesis. Todos los pasajes que se han tomado de manera textual o figurativa de textos publicados y no publicados, los he reconocido en el presente trabajo. Ninguna parte del presente trabajo se ha empleado en ningún otro tipo de tesis.

Medellín, 02.08.2022

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Melqui Camacho Espitia', written over a horizontal line.

Melqui Camacho Espitia





## Resumen

La entrada en vigencia de la resolución CREG 015 de 2018 ha llevado a implementar acciones de control sobre el consumo y exportación de energía reactiva a los usuarios finales que han integrado autogeneradores solares como fuente de generación de potencia activa para sus instalaciones. Este trabajo busca brindar una solución a estos usuarios finales para que puedan hacer uso de las características de los inversores solares que permiten la generación de potencia reactiva. Se desarrollan dos algoritmos de control basados en el modelamiento matemático realizado en este mismo trabajo, los cuales son posteriormente simulados para evaluar su comportamiento con datos tomados de una planta de  $1,8MWp$ , en la cual posteriormente son implementados los algoritmos durante periodos de tiempo de 30 días. Con la obtención de los resultados, se logró determinar una reducción del 99,4% en el exceso de consumo de energía reactiva inductiva y del 94,9% en la magnitud de la energía reactiva capacitiva.

**Palabras clave:** Potencia activa, Potencia reactiva, factor de potencia, CREG 015, SSFV, ORPD, SVG, gradiente descendente .

## Abstract

### **Optimization of reactive power dispatch in solar self-generators based on CREG resolution 015 of 2018.**

The entry into force of CREG resolution 015 of 2018 has led to actions to control consumption and implement export of reactive energy to end users who have integrated solar self-generators as a source of active power generation for their facilities. This work seeks to provide a solution to these end users so that they can make use of the characteristics of solar inverters that allow them to reactivate power generation. Two control algorithms are developed based on the mathematical modeling carried out in this same work, which are subsequently simulated to evaluate their behavior with data taken from a  $1,8MWp$  plant, in which the algorithms are subsequently implemented during periods of 30 days time. Once the results are obtained, a reduction of 99,4% in excess inductive reactive energy consumption and 94,9% in the magnitude of capacitive reactive energy will be determined.

**Keywords:** Active power, Reactive power, power factor, CREG 015, SSFV, ORPD, SVG, gradient descent

# Índice general

<b>Dedicatoria</b>	<b>v</b>
<b>Agradecimientos</b>	<b>vi</b>
<b>Declaración</b>	<b>vii</b>
<b>Resumen</b>	<b>ix</b>
<b>Lista de figuras</b>	<b>xi</b>
<b>Lista de tablas</b>	<b>xi</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Análisis matemático</b>	<b>7</b>
2.1 Factor de potencia . . . . .	7
2.2 Función de costo . . . . .	8
2.3 Solución aproximada . . . . .	12
2.4 Interpretación resolución CREG 015 de 2018 . . . . .	13
<b>3 Algoritmos y simulación</b>	<b>19</b>
3.1 Algoritmos . . . . .	19
3.2 Simulación . . . . .	22
<b>4 Validación experimental</b>	<b>30</b>
4.1 Descripción de la planta . . . . .	30
4.2 Puesta en funcionamiento . . . . .	31
4.3 Análisis de resultados . . . . .	33
<b>5 Conclusiones y recomendaciones</b>	<b>37</b>
5.1 Conclusiones . . . . .	37
5.2 Recomendaciones . . . . .	38
<b>Bibliografía</b>	<b>39</b>

# Lista de Figuras

<b>1-1</b>	Consumo de potencias . . . . .	2
<b>2-1</b>	$Q_{red}$ . . . . .	9
<b>2-2</b>	Aporte de $Q$ . . . . .	10
<b>2-3</b>	Consumo a . . . . .	15
<b>2-4</b>	Consumo b . . . . .	16
<b>2-5</b>	Consumo c . . . . .	16
<b>2-6</b>	Consumo d . . . . .	17
<b>2-7</b>	Consumo e . . . . .	18
<b>3-1</b>	Algoritmo 1 . . . . .	20
<b>3-2</b>	Algoritmo 2 . . . . .	22
<b>3-3</b>	Algoritmos caso a . . . . .	23
<b>3-4</b>	Algoritmos caso b . . . . .	24
<b>3-5</b>	Algoritmos caso c . . . . .	25
<b>3-6</b>	Algoritmos caso d . . . . .	26
<b>3-7</b>	Algoritmos caso e . . . . .	26
<b>4-1</b>	Unifilar . . . . .	31
<b>4-2</b>	Caso a . . . . .	32
<b>4-3</b>	Caso b . . . . .	32
<b>4-4</b>	Caso c . . . . .	33
<b>4-5</b>	Exceso de reactiva inductiva . . . . .	34
<b>4-6</b>	Reactiva capacitiva . . . . .	34

# Lista de Tablas

<b>2-1</b>	Relación P/S inversores . . . . .	7
<b>3-1</b>	Energías caso a . . . . .	23
<b>3-2</b>	Energías caso b . . . . .	24
<b>3-3</b>	Energías caso c . . . . .	25
<b>3-4</b>	Energías caso d . . . . .	26
<b>3-5</b>	Energías caso e . . . . .	27
<b>4-1</b>	Datos figura <b>4-5</b> . . . . .	35
<b>4-2</b>	Datos figura <b>4-6</b> . . . . .	36

# 1 Introducción

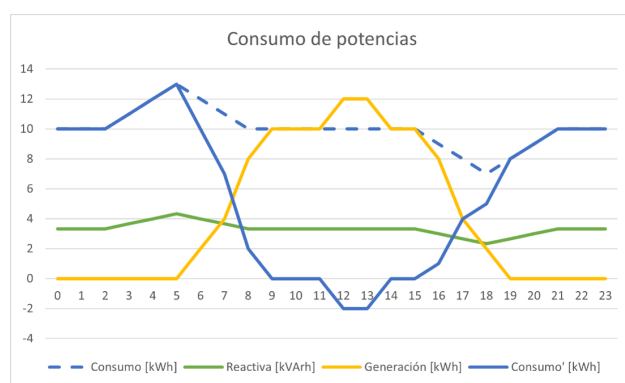
La resolución CREG 015 de 2018 en su capítulo 12 [1] establece los lineamientos para determinar el costo del transporte de energía reactiva. En esta se determina que un usuario final podrá consumir como máximo en energía reactiva inductiva un cincuenta por ciento (50 %) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, si se supera este valor se le generará un cobro por el transporte de la misma. También determina que si un usuario final registra transporte de energía reactiva capacitiva, se le generará un cobro por el transporte de igual forma. Además, determina que si estas condiciones persisten en el tiempo se incrementará gradualmente una constante multiplicativa hasta un valor de 12.

La CREG presenta una excepción para el pago del costo de transporte de energía reactiva para las plantas generadoras que están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva. En diversos conceptos técnicos emitidos por la CREG [2, 3], superintendencia de servicios públicos [4] y por el consejo nacional de operación CNO [5], se explica que todos los sistemas cogeneradores y autogeneradores, así como autogeneradores a pequeña escala AGPE, están incluidos dentro de esta definición, por lo cual, se podría plantear el uso del control de tensión mediante la utilización de un regulador automático de tensión que traen integrados los inversores. Sin embargo, la CREG también aclara que este control debe ser instalado en coordinación con el operador de red OR.

Al realizar la solicitud al OR para coordinar la integración de la regulación de tensión automática de tensión dispuesta por los inversores, se ha recibido respuestas como: El circuito tiene muy buen nivel de tensión en todo el recorrido; es posible realizar el control del voltaje en la red con el ajuste del tap en la subestación de forma automática; la participación del autogenerador es mínima; la tensión que podría aumentar el autogenerador no es considerable. Por las razones dadas, el OR no considera viable la regulación de voltaje por parte del autogenerador y, por tanto, el autogenerador no queda exento del cobro por transporte de energía reactiva. Es de considerar que las respuestas nombradas por el OR son en consideración a un circuito urbano con muy buenas condiciones de operación, otras podrían haber sido las respuestas en un circuito rural, una cola de circuito, donde el autogenerador logre tener un efecto considerable en la regulación de tensión, como se presentó en el caso tratado en [6].

Este tema es de interés en la actualidad para la industria de la energía solar en Colombia,

por tanto, se han llevado a cabo espacios de comunicación como webinar, capacitaciones o conversatorios, en los que expertos en el tema y personas involucradas en la energía solar que están siendo afectadas por el cobro de penalización de energía reactiva. Ejemplo de estos espacios son: el webinar organizado por ATA Insights Channel, titulado “Fotovoltaica para la autogeneración a pequeña escala (AGPE) en Colombia – Oportunidades y retos” [7]; el conversatorio organizado por COCIER ORG, titulado “Conversatorio: Energía Reactiva en Colombia - Retos CREG 015 de 2018” [8]; la conferencia ofrecida por INGSAC TRAINING, titulada “CREG 015-2018 Implicaciones económicas en su empresa” [9]; la capacitación dada por Asieb Sindical, titulada “Capacitaciones ASIEB: Resolución Creg-015 2018” [10]; la capacitación dada por XM SA ESP, titulada “Resolución CREG 015 de 2018” [11].



**Figura 1-1:** Consumo de potencias

La figura **1-1** expone la problemática que se tiene al instalar un Sistema Solar Fotovoltaico SSFV bajo las condiciones planteadas por la CREG. Al instalar un SSFV se busca que el factor de potencia  $f_p$  de los inversores sea igual a 1, con el fin de generar la potencia activa máxima posible y reducir en mayor medida el consumo de potencia activa de la red. Sin embargo, el valor de potencia reactiva que es consumido no se ve afectado, por tal motivo, cuando la potencia activa consumida es disminuida a causa de la generación solar, se incurre en los lineamientos expuestos por la CREG que generan cobro por transporte de energía reactiva.

El problema de optimización de despacho de potencia reactiva ORPD, por sus siglas en inglés (Optimal Reactive Power Dispatch), se ha convertido en una necesidad en los sistemas generadores en red, dado que se deben cumplir estándares en cuanto al uso y producción. Además, la potencia reactiva soporta el voltaje de la red que debe mantenerse dentro de los límites deseables para la confiabilidad del sistema. Generalmente, este problema es tratado para lograr minimizar las pérdidas en la transmisión de potencia activa, como se trata en [12].

En [13], se proponen dos puntos de vista para la ORPD en parques eólicos. Una primera solución que busca la optimización para el punto actual de operación, realizando gestión de

la potencia reactiva en tiempo real para cada instante de tiempo, lo cual da como resultado pérdidas mínimas en el proceso de optimización. Como segunda solución se tiene una optimización para un horizonte de tiempo previsto. En esta, la optimización se realiza para un escenario dado, que incluye un conjunto de puntos operativos futuros para un determinado horizonte de tiempo.

En [14] se aborda el problema de ORPD para parques eólicos, se plantean dos estrategias que buscan definir cuál debe ser el aporte que debe entregar cada generador para lograr la minimización de la pérdida de potencia. Como estrategia A se plantea un despacho proporcional, es decir, la potencia reactiva de referencia requerida por la red se distribuye entre todos los generadores según su potencia reactiva disponible; como estrategia B se propone utilizar un algoritmo de optimización (PSO) para obtener la potencia reactiva referencia de cada generador. Como resultado, al comparar ambas estrategias, con la implementación de la estrategia B se logra una menor pérdida de potencia.

En [15], se plantea la necesidad de tener una ORPD donde se tenga en cuenta el creciente aumento de fuentes renovables, presentando un procedimiento de formulación y solución para el problema estocástico de ORPD con incertidumbres en la demanda de carga, energía eólica y solar.

En [16], se propone un controlador autoadaptativo que permite gestionar la potencia reactiva suministrada por inversores fotovoltaicos. Este tipo de propuesta se basa en realizar acciones de control sobre los elementos propios del inversor, permitiendo modificar la corriente o el voltaje suministrado por el inversor para de esta forma manipular la potencia reactiva entregada a la red. Este principio es la base para lograr control de potencia activa o reactiva con los inversores solares, ya que al entregarle una potencia referencia a los inversores, procesos como los planteados en este apartado son los que se llevan a cabo.

En [17], se sugiere un esquema de control local que distribuye la potencia reactiva de cada inversor fotovoltaico en función de las mediciones instantáneas locales de los componentes reales y reactivos de la potencia consumida y la potencia real generada por los inversores fotovoltaicos. Utilizando un parámetro ajustable por circuito, se equilibra los requisitos de calidad de la energía y el deseo de minimizar las pérdidas térmicas en el circuito. Lo anterior atendiendo a la necesidad que plantean los altos niveles de penetración de la generación fotovoltaica distribuida en un circuito de distribución eléctrica. Además, se plantea que los inversores fotovoltaicos de reacción rápida con capacidad VAR (voltioamperio reactivo) pueden proporcionar la inyección o el consumo de energía reactiva necesarios para mantener la regulación de voltaje en condiciones transitorias difíciles.

En [18, 19, 20, 21, 22, 23, 24], se plantean diferentes técnicas de control para lograr la com-

pensación de potencia reactiva a nivel de inversor, modificando el voltaje o la corriente con el fin de controlar el factor de potencia y de este modo la potencia reactiva entregada. Esto con el fin de aportar a la regulación de voltaje en unos casos y en otros con la finalidad de compensar potencia reactiva. Además, se plantean algunos problemas de optimización de pérdidas de potencia, se comparan diferentes técnicas para la compensación de potencia reactiva utilizando bancos de capacitores, generadores síncronos, entre otros.

En [25, 26], se presentan las limitaciones que impone esta resolución en su capítulo 12, dentro de las cuales están: un consumidor final puede tener un consumo máximo de energía reactiva inductiva del 50 % del consumo de energía activa que tenga este mismo en cada hora del día, y además, no puede generar energía reactiva capacitiva en ningún momento [2]. Mientras que en [27], se presentan las penalidades que se tienen por causa de esta resolución. En los casos anteriores se busca lograr una optimización del despacho de la potencia reactiva a partir del uso de bancos de capacitores, por tanto, se realiza el planteamiento y dimensionamiento de estos con la finalidad de cumplir con la norma.

Esta resolución solo aplica para el territorio colombiano, sin embargo, realizando la búsqueda de los antecedentes, se encontró que en otros países existen regulaciones similares que determinan los porcentajes de consumo y generación de potencia reactiva. En [24], se presenta las limitaciones establecidas para Portugal, dentro de las cuales están: La potencia reactiva suministrada por la red de transporte a la red de distribución durante los períodos de carga máxima no puede superar el 40 % del flujo de potencia activa total en los nodos de entrega en el mismo período; no se permite suministrar potencia reactiva (capacitiva) a la red de transporte durante los períodos de baja carga.

Las soluciones comerciales enfocadas a tratar el problema de la potencia reactiva en la industria se enfocan en 2 soluciones:

- Banco de condensadores:

La entrada en funcionamiento de los bancos de condensadores se da principalmente por dos métodos denominados fijo y variable. El método fijo consiste en instalar un banco de condensadores de una capacidad determinada y que actúa al mismo tiempo con la carga a la cual se busca corregir el factor de potencia, es decir que para cada carga inductiva se tendrá una compensación capacitiva adecuada y su funcionamiento será sincrónico. Para el caso del método variable, se tiene un banco de condensadores general, que está dividido en varias etapas, y se conecta al barraje principal de la instalación, mediante un sensor de factor de potencia y a través de un controlador se activan o desactivan diferentes etapas del banco de condensadores, con lo cual se obtiene una compensación variable en función del factor de potencia que se esté presentando



[28].

- SVG Generador estático de VAR:

Es el nuevo estándar en compensación de energía reactiva. Es una fuente de corriente basada en electrónica de potencia. Se plantea como la solución precisa y altamente confiable para las redes actuales caracterizadas por un aumento significativo de armónicos, variaciones de voltaje causadas por fuentes renovables intermitentes conectadas a la red. La topología IGBT controlada por DSP permite una perfecta compensación en cada fase tanto para cargas inductivas como capacitivas. Se ofrece como una solución libre de mantenimiento y reutilizable en cualquier configuración de red. Tiene tiempos de operación desde 5 a 15 milisegundos. Su vida útil es muy superior a los condensadores o a los filtros LC, generalmente son de un 35 % del tamaño de un banco de condensadores [29, 30].

Se plantea el objetivo de diseñar un algoritmo para la optimización del despacho de potencia reactiva en autogeneradores que permita cumplir los límites de exportación y consumo de energía reactiva establecidos por la CREG en la resolución 015 de 2018, capítulo 12, haciendo uso de la potencia reactiva que pueden entregar los inversores solares al modificar su factor de potencia. Para lograr este fin se plantean las siguientes acciones: Definir un modelo matemático para las funciones de costos y restricciones del problema de optimización propuesto. Diseñar un algoritmo que permita determinar las acciones de monitoreo y control a realizar. Implementar los algoritmos de optimización diseñados sobre una plataforma que permita realizar un análisis comparativo de los resultados.

Se busca analizar los resultados obtenidos de la implementación de algoritmos basados en el modelo matemático establecido, en simulación y de forma práctica, con el fin de determinar si las propuestas realizadas son viables, las limitaciones que tienen y las consideraciones a tener en cuenta para mejorarlos.

La entrada en vigencia de la resolución CREG 015 de 2018 ha llevado a implementar acciones de control sobre el consumo y exportación de energía reactiva a los usuarios finales que han integrado autogeneradores solares como fuente de generación de potencia activa para sus instalaciones, los cuales se han encontrado con cobros por penalización de energía reactiva, ya que al integrar son SSFV efectivamente su consumo de energía activa disminuyó, pero el consumo de energía reactiva no tuvo el mismo cambio. Este trabajo busca brindar una solución a estos usuarios finales para que puedan hacer uso de las características de los inversores solares que permiten la generación de potencia reactiva, evitando así la instalación de nuevos elementos como bancos de capacitores o SVG, los cuales pueden llevar a altos costos de instalación y mantenimiento.

Se desarrollan dos algoritmos de control basados en el modelamiento matemático realizado en este mismo trabajo, su funcionamiento se basa en los límites de consumo de energía reactiva expuestos por la CREG, la característica de los inversores para generación y consumo de VAR, teniendo en cuenta sus límites de funcionamiento, y en métodos iterativos de minimización o maximización como lo son el gradiente descendente y Newton Raphson. Posteriormente, son simulados para evaluar su comportamiento con datos tomados segundo a segundo de una planta de  $1,8MWp$ , esto con el fin de entender su comportamiento y evaluar puntos de mejora y optimización de los algoritmos. En esta planta también son implementados los algoritmos durante periodos de tiempo de 30 días, buscando evaluar su funcionamiento y dando un punto de comparación real versus las matrices de consumo de energía reactiva de la planta cuando no tenía integrado el SSFV y luego con los inversores configurados en un  $fp$  fijo. Con la obtención de los resultados, se logró determinar una reducción del 99,4% en el exceso de consumo de energía reactiva inductiva y del 94,9% en la magnitud de la energía reactiva capacitiva.

El desarrollo de este trabajo busca argumentar el problema y la solución propuesta desde tres puntos de vista, los cuales se distribuyen en los capítulos siguientes: en el capítulo 2 se desarrolla el análisis matemático del problema, con el cual se busca llegar a una formulación matemática que permita comprender el problema, plantear soluciones y analizar resultados; el capítulo 3, titulado algoritmos y simulación, permite plantear dos algoritmos que buscan dar solución al problema planteado y se encuentra un análisis de simulaciones realizadas; con el fin de evaluar las soluciones propuestas, se desarrolla el capítulo 4, validación experimental, en este se describe la planta usada para la validación y se analizan los resultados obtenidos con la implementación de los algoritmos planteados en el capítulo 2. Con el desarrollo del capítulo 5 se notan las conclusiones más relevantes y se proponen puntos clave para realizar trabajo futuro sobre este tema.

## 2 Análisis matemático

El análisis realizado en este capítulo busca determinar un modelo matemático que permita implementar los algoritmos que den solución al problema planteado, además de permitir comprender el comportamiento de los elementos involucrados. Se justifican los límites permitidos para el fp en los inversores, se llega a ecuaciones que permiten modelar el problema y se realiza un análisis matemático a lo expuesto por la resolución CREG 015 de 2018, capítulo 12.

### 2.1. Factor de potencia

Realizando la revisión de las hojas de datos de diferentes referencias y marcas de inversores [31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40], se encuentra que la potencia activa nominal de salida, guarda una proporción de  $0,91 * S_{nominal}$ , siendo  $S_{nominal}$  la potencia aparente nominal del inversor.

Se presentan algunos ejemplos:

Marca	Referencia	Max. AC S[VA]	Rated AC P[W]	P/S
HUAWEI	SUN2000-20KTL-M3	22000	20000	0.91
CPS	SCA50KTL-DO/US-480	55000	50000	0.91
EATON	Power Xpert Solar 1500kW	1650000	1500000	0.91
GROWATT	MOD 10KTL3-XH	11000	10000	0.91
Solis	Solis-60K-4G	66000	60000	0.91
Deye	SUN-3K-SG04LP1-24-EU	3300	3000	0.91
ABB	PVS300-TL-8000W-2	8900	8100	0.91
CANADIAN SOLAR	CSI-4KTL1P-GI-FL	4400	4000	0.91
HAVELLS	Enviro GTi 136 KT-HV	150000	136000	0.91
SUNWAYS	STT-17KTL-P	18700	17000	0.91

**Tabla 2-1:** Relación P/S inversores

Con base en la definición de la IEEE [41], del triángulo de potencia, se tiene que:

$$fp = \frac{P}{S} \quad (2-1)$$

por lo tanto, se puede determinar, que las diferentes referencias de inversores, alcanzan su valor nominal de potencia activa a un valor de 0,91 del factor de potencia. Característica que ya dejan por explícito algunas referencias de inversores, indicando que para instalaciones donde se hace necesario el soporte de potencia reactiva, se puede llevar el factor de potencia del inversor hasta  $\pm 0,91$  sin afectar la potencia activa nominal del inversor [33].

## 2.2. Función de costo

Con el fin de lograr un proceso de optimización sobre la potencia reactiva consumida de la red, por parte de una planta que cuenta con un SSFV, se hace necesario la definición de una función de costo, que permita evaluar el funcionamiento de algoritmos de control.

Definiciones:

- Pred: Potencia activa importada de la red o exportada de la red
- Sgen: Potencia aparente generada por el SSFV
- Qcon: Potencia reactiva consumida por la planta industrial
- Qgen: Potencia reactiva generada por el SSFV
- Qred: Potencia reactiva importada de la red o exportada de la red
- $fp$ : factor de potencia

La potencia reactiva que lee el medidor del comercializador de energía para una frontera que cuenta con una fuente de autogeneración está definida por:

$$Q_{red} = Q_{con} - Q_{gen} \quad (2-2)$$

donde,  $Q_{gen}$ , que es la potencia generada por el SSFV, se puede definir como:

$$Q_{gen} = S_{gen} \sqrt{1 - fp^2} \quad (2-3)$$

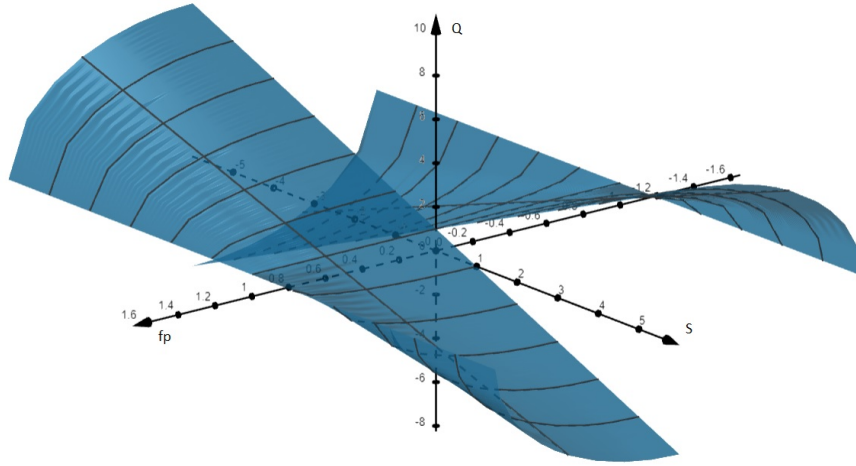
con  $fp$  definido entre 0,91 y 1 o  $-0,91$  y 1.

Entonces, reemplazando (2-3) en (2-2) se tiene:

$$Q_{red} = Q_{con} - S_{gen} \sqrt{1 - fp^2} \quad (2-4)$$

(2-4) aplica para el caso en que se tiene un solo inversor, o se considera la potencia generada de todos los inversores como una sola.

Su gráfica con  $Q_{con} = 1$  se presenta en la figura 2-1.



**Figura 2-1:** Qred

Si consideramos que  $Q_{gen}$  es la suma de la potencia entregada por cada inversor perteneciente a un mismo SSFV, entonces (2-4) se define como:

$$Q_{red} = Q_{con} - \sum_{i=1}^n S_{gen_i} \sqrt{1 - fp_i^2} \quad (2-5)$$

Con el objetivo de cumplir la resolución 015 de 2018 de la CREG, se busca que:

$$Q_{red} = \begin{cases} 0 & \text{si } Pred = 0 \\ 0,5 Pred & \text{si } Pred > 0 \end{cases} \quad (2-6)$$

Considerando que se tiene un solo inversor, o la potencia de todos los inversores como una sola, se puede despejar  $fp$  de (2-4) con el fin de cumplir los lineamientos expuestos en (2-6).

Cuando  $Pred > 0$ :

$$0,5Pred = Q_{con} - S_{gen} \sqrt{1 - fp^2} \quad (2-7)$$

$$fp = \sqrt{1 - \left( \frac{Q_{con} - 0,5Pred}{S_{gen}} \right)^2} \quad (2-8)$$

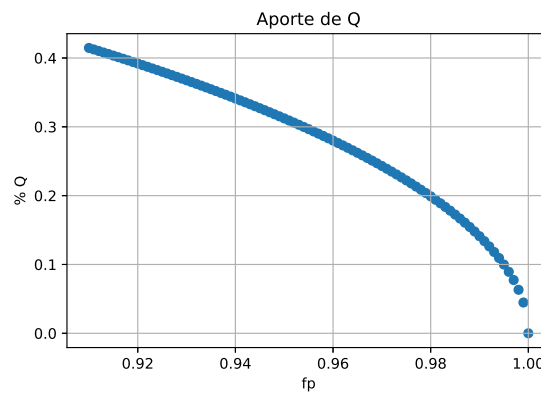
Ahora cuando  $Pred = 0$ :

$$0 = Q_{con} - S_{gen} \sqrt{1 - fp^2} \quad (2-9)$$

$$fp = \sqrt{1 - \left( \frac{Q_{con}}{S_{gen}} \right)^2} \quad (2-10)$$

Observando (2-8), se puede evidenciar que si  $P_{red} = 0$ , entonces (2-8) es igual a (2-10). Por lo tanto,  $fp$  puede generalizarse para las condiciones de (2-6) mediante (2-8).

Si se calcula el aporte de potencia reactiva que puede entregar un SSFV con una potencia de  $1kVA$  mediante el uso de (2-3), se puede encontrar el aporte en porcentaje que entregaría un SSFV de cualquier potencia. Se debe tener en cuenta que la resolución máxima que se permite para el cambio de  $fp$  es de 0,001, según las hojas de datos de los inversores.



**Figura 2-2:** Aporte de Q

De la figura **2-2**, se puede extraer que:

- El aporte máximo de potencia reactiva que entrega un SSFV se da cuando el  $fp = 0,91$ , entregando una  $Q$  equivalente al 41,46 % de  $S$ .
- La variación máxima de  $Q$  será de 4,47 %
- La variación promedio de  $Q$  será de 0,46 %
- La variación mínima de  $Q$  será de 0,22 %

Considerando estos porcentajes para el caso de un SSFV con una potencia de  $1000VA$ , se tiene que los aportes de  $Q$  son:

- El aporte máximo  $414,6kVar$ .
- La variación máxima  $44,7kVar$
- La variación promedio  $4,6kVar$
- La variación mínima  $2,2kVar$

Esto implica que, una vez se alcance una referencia establecida para  $Q_{red}$ , ante pequeñas perturbaciones en la referencia (menores a  $1kVAr$ , por ejemplo) el sistema oscilará en promedio  $\pm 4,6kVAr$ , sin embargo, si el  $fp$  se encuentra cercano a 1, las oscilaciones serán mucho más fuertes. Por lo anterior, se hace necesario tener control del  $fp$  de cada inversor, permitiendo así una resolución mucho más alta. Por ejemplo, si el mismo sistema de  $1000kVA$  cuenta con 10 inversores de  $100kVA$ , la variación cuando se tenga la máxima generación sería:

- La variación máxima  $4,47kVAr$
- La variación promedio  $0,46kVAr$
- La variación mínima  $0,22kVAr$

Esto lleva a que  $Q_{red}$  se debe definir como (2-5):

$$Q_{red} = Q_{con} - \sum_{i=1}^n S_{gen_i} \sqrt{1 - fp_i^2} \quad (2-11)$$

Despejando para  $Q_{red} = 0,5P_{red}$ , en busca de los  $fp_i$ , se tiene:

$$0,5P_{red} = Q_{con} - \sum_{i=1}^n S_{gen_i} \sqrt{1 - fp_i^2} \quad (2-12)$$

$$Q_{con} - 0,5P_{red} = \sum_{i=1}^n S_{gen_i} \sqrt{1 - fp_i^2} \quad (2-13)$$

$$A = Q_{con} - 0,5P_{red} \quad (2-14)$$

$$B = \sum_{i=1}^n S_{gen_i} \sqrt{1 - fp_i^2} \quad (2-15)$$

Con  $fp_i = 0,91$ , aportando el máximo posible de Q:

- Si  $A > B$  la ecuación no tiene solución.
- Si  $A < B$  la ecuación tiene múltiples soluciones.

Considerando que (2-3) no tiene forma de despejarse para calcular cada uno de los  $fp_i$ , se propone el uso de métodos numéricos como el gradiente descendente o Newton Raphson para encontrar una solución aproximada. Donde la ecuación (2-11) se utiliza como función de costo.

## 2.3. Solución aproximada

### 2.3.1. Gradiente descendente

El método del gradiente descendente propone que si se tiene una función

$$J(\theta) \text{ con } \theta \in \mathfrak{R} \quad (2-16)$$

se puede encontrar el  $\theta$  que minimiza a la función  $J$  mediante la iteración de (2-17) :

$$\theta^{k+1} = \theta^k - \alpha \frac{\partial J(\theta)}{\partial \theta} \quad (2-17)$$

donde  $\alpha$  es un factor de regularización escalar positivo que define el tamaño del paso [42].

Aplicando el gradiente descendente a (2-11), en busca de encontrar los valores de  $fp_i$  que la minimizan, se tiene:

$$\frac{\partial Q_{red}(fp_i)}{\partial fp_i} = \frac{\partial(Q_{con} - \sum_{i=1}^n S_{gen_i} \sqrt{1 - fp_i^2})}{\partial fp_i} \quad (2-18)$$

$$= \frac{\partial(Q_{con})}{\partial fp_i} - \sum_{i=1}^n S_{gen_i} * \frac{\partial(\sqrt{1 - fp_i^2})}{\partial fp_i} \quad (2-19)$$

$$\frac{\partial Q_{red}(fp_i)}{\partial fp_i} = \frac{S_{gen_i} * fp_i}{\sqrt{1 - fp_i^2}} \quad (2-20)$$

aplicando (2-20) a (2-17)

$$fp_i^{k+1} = fp_i^k - \alpha \frac{S_{gen_i} * fp_i}{\sqrt{1 - fp_i^2}} \quad (2-21)$$

siendo (2-21) la fórmula de actualización para encontrar los valores de  $fp_i$  que minimizan a  $Q_{red}$ .

### 2.3.2. Newton Raphson

El método de Newton Raphson propone que si se tiene una función

$$J(\theta) \text{ con } \theta \in \mathfrak{R} \quad (2-22)$$

se puede encontrar el  $\theta$  que minimiza a la función  $J$  mediante la iteración de (2-23):

$$\theta^{k+1} = \theta^k - \alpha \frac{J(\theta)}{J'(\theta)} \quad (2-23)$$



siendo  $J'(\theta)$  la derivada de  $J(\theta)$  [42].

Teniendo como base el planteamiento para el gradiente descendente, la aplicación del método de Newton Raphson sobre  $Qred$  es:

$$fp_i^{k+1} = fp_i^k - \frac{Qcon - \sum_{i=1}^n Sgen_i \sqrt{1 - fp_i^2}}{Sgen_i * fp_i * (1 - fp_i^2)^{(-1/2)}} \quad (2-24)$$

Tanto para el método del gradiente descendente como para Newton Raphson, se hace necesario la evaluación de  $fp_i^{k+1}$  sobre la función de costo  $Qred$ , con el fin de determinar la condición de finalización del algoritmo iterativo.

- Si  $Pred > 0$ , iterar  $fp_i$  hasta que  $Qred \leq 0,5Pred$ .
- Si  $Pred = 0$ , iterar  $fp_i$  hasta que  $Qred \leq 0$ .

Sin embargo, la resolución 015 de 2018 de la CREG determina que habrá penalidad cuando haya exportación de energía reactiva, es decir, cuando  $Qred < 0$ . Por lo tanto, no basta con minimizar  $Qred$ , ya que si esta es menor que 0, es necesario maximizarla, para lo cual basta con cambiar el signo de (2-21) o (2-24), dando como resultado al método del gradiente ascendente o Newton Raphson para maximizar.

Gradiente ascendente:

$$fp_i^{k+1} = fp_i^k + \alpha \frac{Sgen_i * fp_i}{\sqrt{1 - fp_i^2}} \quad (2-25)$$

Newton Raphson para maximizar:

$$fp_i^{k+1} = fp_i^k + \frac{Qcon - \sum_{i=1}^n Sgen_i \sqrt{1 - fp_i^2}}{Sgen_i * fp_i * (1 - fp_i^2)^{(-1/2)}} \quad (2-26)$$

## 2.4. Interpretación resolución CREG 015 de 2018

La resolución CREG 015 de 2018 [1], define que el pago del costo de transporte de energía reactiva se deberá efectuar cuando un OR o un usuario final se encuentren incursos en alguna de las siguientes condiciones:

- “Cuando un usuario final registre en su frontera comercial un consumo de energía reactiva inductiva superior al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario ...”
- “Cuando se registre en una frontera comercial el transporte de energía reactiva capacitiva, independientemente del valor de energía activa ...”

En (2-6) se estableció que con el objetivo de cumplir la resolución CREG, buscando evitar incurrir en costos por concepto de transporte de energía reactiva, se debe controlar  $Q_{red}$  en cada instante de tiempo. Interpretando lo establecido por la resolución, en la cual se habla de energía en un periodo horario (kWh, kVArh), (2-6) se define como:

$$EQ_{red} \begin{cases} EQ_{redc} = 0 \\ EQ_{redi} > 0,5 EP_{red} \text{ si } EP_{red} > 0 \end{cases} \quad (2-27)$$

Donde:

- $EQ_{red}$  es la energía reactiva importada o exportada de la red [kVArh]
- $EQ_{redc}$  es la energía reactiva capacitiva, exportada de la red [kVArch]
- $EQ_{redi}$  es la energía reactiva inductiva, importada de la red [kVArh]
- $EP_{red}$  es la energía reactiva importada o exportada de la red [kWh]

El término  $E$  que antepone a cada una de las variables hace referencia a energía, esta se calcula para  $EQ_{redc}$ , por exponer un ejemplo, de la siguiente forma:

$$EQ_{redc} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_{redc_i} * Ts_i}{3600} \quad (2-28)$$

Donde:

- $Ts_i$  es el periodo de muestreo de la muestra  $i$ , dado en segundos.
- 3600 es la cantidad de segundos en 1 hora, un periodo horario.

Si se considera que  $Ts_i = cte$  y  $n = 3600$ , se tendría una muestra por segundo, cada una con el mismo aporte porcentual a la sumatoria de energía, por lo tanto,  $EQ_{redc}$  (y en general cualquiera de las energías listadas) se puede calcular como:

$$EQ_{redc} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_{redc_i} \quad (2-29)$$

Si se considera  $Q_{redc} = cte$  entonces,  $EQ_{redc} = Q_{redc}$ .

Con base en lo anterior, se generará cobro por concepto de transporte de energía reactiva según la resolución cuando:

$$\begin{cases} EQ_{redc} > 0 \\ ExEQ_{redi} > 0 \end{cases} \quad (2-30)$$

El prefijo  $Ex$  añadido a  $EQ_{redi}$  hace referencia al exceso de consumo de  $EQ_{redi}$ , el cual se calcula como:

$$ExEQredi = EQredi - 0,5EPred_{imp} \quad (2-31)$$

Si  $ExEQredi$  es mayor que 0 hay cobro, en caso contrario, no hay cobro.

Con base en el análisis realizado hasta el momento, se procede a evaluar algunos casos que se pueden presentar para el consumo de potencias de un usuario final.

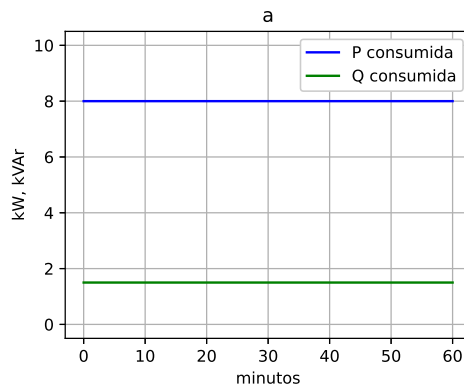
a. Pred = 8, Qred = 1.5:

$$ExEQredi = 1,5 - 0,5 * 8$$

$$ExEQredi = -2,5 , \text{ No hay cobro}$$

Se tiene un consumo constante de  $EPred$  lo suficientemente grande para no incurrir en  $ExEQredi$ . Este caso se se presenta normalmente cuando:

- No hay generación.
- Hay baja irradiancia.
- El aporte del SSFV al consumo del usuario final es muy bajo



**Figura 2-3:** Consumo a

b. Pred = 2.5, Qred = 1.5:

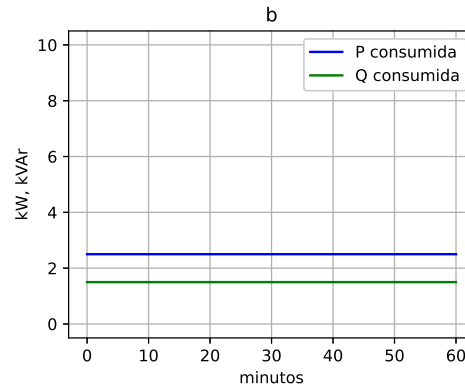
$$ExEQredi = 1,5 - 0,5 * 2,5$$

$$ExEQredi = 0,25 , \text{ Hay cobro}$$

Se tiene un consumo constante de  $EPred$  que no es suficiente para compensar el consumo de  $EQredi$ , por lo tanto, se incurre en  $ExEQredi$ . Este caso se presenta normalmente cuando:

- Hay autogeneración por parte del usuario final.

- No se cuenta con controles activos de  $Q_{red}$ .
- El consumo del usuario final es bajo.



**Figura 2-4:** Consumo b

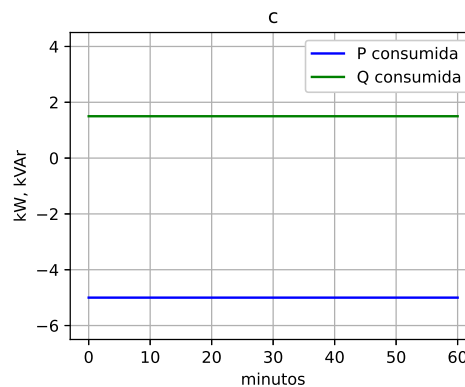
c.  $P_{red} = 0$ ,  $Q_{red} = 1.5$ :

$$ExEQ_{redi} = 1,5 - 0,5 * 0$$

$$ExEQ_{redi} = 1,5, \text{ Hay cobro}$$

Se tiene un consumo de  $EP_{red}$  nulo, debido a que se está exportando energía a la red durante la totalidad del periodo horario. Por lo tanto, no se compensa el consumo de  $EQ_{redi}$  y se incurre en  $ExEQ_{redi}$ . Este caso se presenta normalmente cuando:

- Hay alta autogeneración por parte del usuario final.
- No se cuenta con controles activos de  $Q_{red}$ .
- El consumo del usuario final es bajo.



**Figura 2-5:** Consumo c

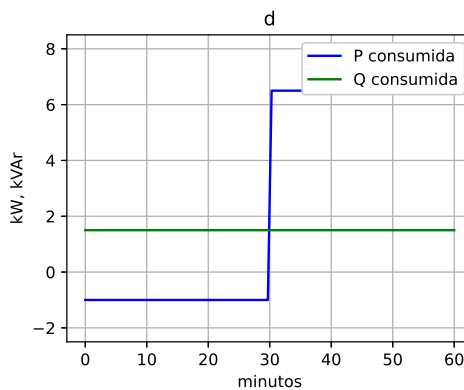
d.  $Pred = 0$  (0:30) - 6.5 (30:60),  $Qred = 1.5$ :

$$ExEQredi = 1,5 - \frac{0}{2} - \frac{6,5}{2}$$

$$ExEQredi = -1,75, \text{ No hay cobro}$$

Se tiene un consumo de  $Pred$  nulo en la primera mitad del periodo horario y en la segunda mitad se genera un consumo, el cual es lo suficiente para compensar el consumo constante de  $EQredi$  durante todo el periodo horario. Este caso se presenta normalmente cuando:

- Hay alta autogeneración por parte del usuario final y una irradiancia variante en el tiempo.
- No se cuenta con controles activos de  $Qred$ .
- El consumo del usuario final es variante en el tiempo.



**Figura 2-6:** Consumo d

Para un usuario final que integra autogeneración por medio de energía solar, este caso es el más representativo en el mundo real, dado que la naturaleza de su funcionamiento, la cual depende de la irradiancia dada por el sol, puede cambiar en cualquier momento, al igual que su consumo. Condiciones que generan incertidumbre, ya que es posible que la  $EQredi$  sea compensada por la  $EPred$  consumida, como también es posible que el aporte del sistema de autogeneración no lo permita. De esta incertidumbre parte la necesidad de controlar  $EQred$  de forma dinámica, en tiempo real y teniendo en cuenta el periodo horario.

- e. Si se considera el caso  $c$ , se debe realizar un control de  $Qred$  durante la totalidad del periodo horario para que  $EQredi = 0$ , caso que es muy complejo de cumplir debido a la variación de consumo y generación, naturales del sistema. Dos posibles resultados de poner en funcionamiento un controlador para  $Qred$  son:

- Reducir  $Q_{red}$  muy cercano a 0, lo cual provoca oscilaciones en dicha región, dando como resultado valores de  $Q_{red}$  negativos.
- Mantener  $Q_{red}$  en valores negativos.

En cualquiera de los dos casos,  $EQ_{redc} > 0$ , por tanto, se genera cobro. Estos dos casos se detallan en la figura 2-7:

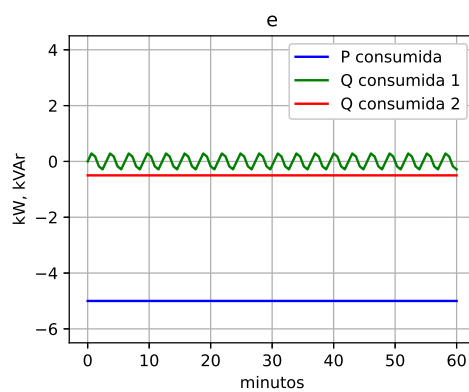


Figura 2-7: Consumo e

## 3 Algoritmos y simulación

Con base en la teoría planteada en el capítulo anterior, se plantea el diseño de dos algoritmos que permitan cumplir con el objetivo de minimizar los costos por consumo en exceso de potencia reactiva al optimizar el despacho de la misma. Los cuales además fueron implementados en el lenguaje de programación Python para, a partir de datos reales de consumo de potencia, lograr aproximaciones de simulación.

### 3.1. Algoritmos

El diagrama de flujo expuesto en la figura **3-1**, determina los procesos y flujos a realizar con el fin de lograr llevar la potencia reactiva  $Q_{red}$  a un valor de referencia definido por  $ref$ .

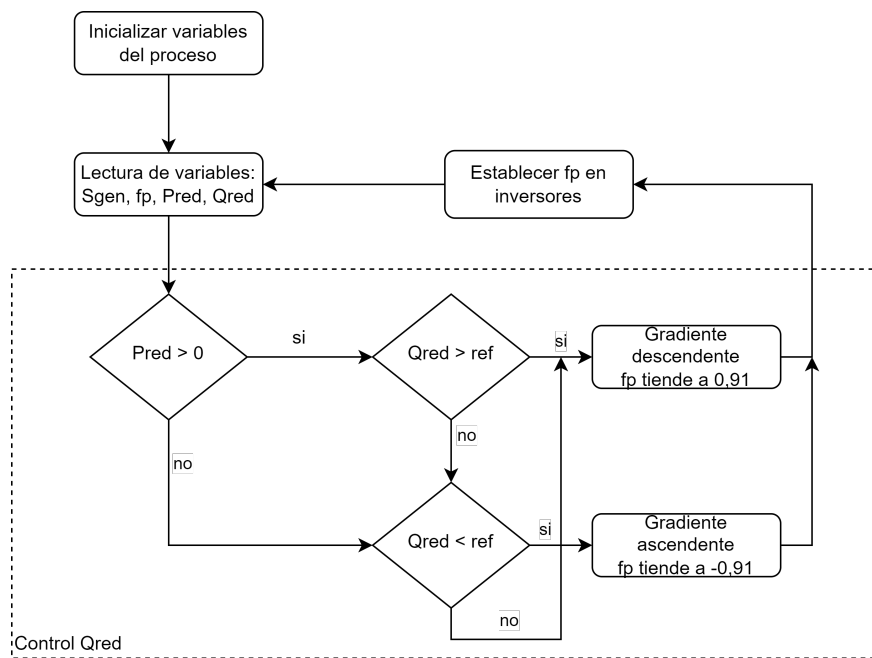
Dentro del flujo se hace uso de las siguientes variables:

- $S_{gen}$ : Potencia aparente generada de cada inversor.
- $fp$ : Factor de potencia de cada inversor.
- $P_{red}$ : Potencia activa exportada de la red o importada de la red.
- $Q_{red}$ : Potencia reactiva exportada de la red o importada de la red.

#### 3.1.1. Pasos Algoritmo 1

1. Con base en la información entregada por las variables consultadas, se evalúa la condición que se debe cumplir según la resolución CREG 015.
2. Si  $P_{red} > 0$ , entonces  $Q_{red}$  puede ser como máximo  $0,5P_{red}$ , este sería el valor que debe tomar  $ref$  para este caso.
3. En caso contrario, si  $P_{red} < 0$ , entonces  $Q_{red}$  debe ser 0, valor que debe tomar  $ref$  para este caso.

4. Una vez evaluada la condición de  $Pred$  y determinado el valor de  $ref$ , se evalúa el valor de  $Qred$  respecto de  $ref$  y con base en este se determina si se debe aplicar el gradiente de forma descendente o ascendente según sea el caso.
5. Ya con los valores óptimos de factor de potencia entregados por el algoritmo del gradiente, se configuran los inversores con sus correspondientes valores para que de esta forma se ajuste su aporte de potencia reactiva, con lo cual se da paso a una nueva iteración del flujo.



**Figura 3-1:** Algoritmo 1

Al plantear el valor de  $ref$ , tal cual como define la resolución, conlleva a generar un control como el expuesto en la figura 2-7, en el cual, se presentan oscilaciones al rededor del valor de la referencia. Como se expuso anteriormente para este caso, se generan valores de potencia reactiva capacitiva, los cuales serán objeto de penalización y cobro en el caso que  $ref = 0$ . Por lo anterior se plantea alejar la referencia de los límites con el fin de:

- Minimizar el riesgo de incurrir en penalización y cobro por concepto de potencia reactiva capacitiva. ( $ref > 0$ ).
- Mantener un margen que minimice el riesgo de incurrir en penalización y cobro por concepto de exceso en el consumo de potencia reactiva inductiva. ( $ref < 0,5Pred$ ).



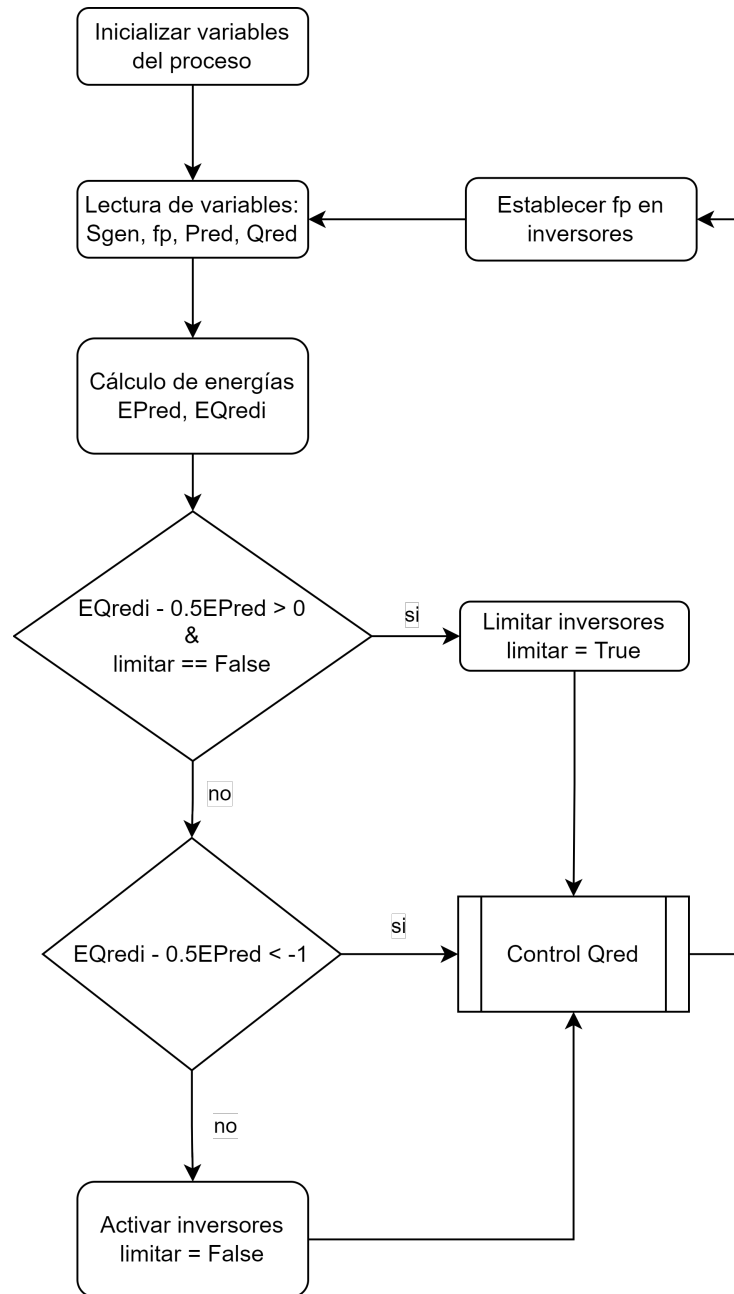
Con base en el anterior planteamiento se propone un rango para  $ref$  definido entre  $(0, 0,5Pred)$ , lo suficiente mayor que 0 para evitar que los problemas generados por las oscilaciones y lo suficiente menor que  $0,5Pred$  para no estar al límite de la norma.

### 3.1.2. Algoritmo 2

El algoritmo 1, presenta una limitación para los casos en que el sistema solar mantiene una generación mayor al consumo, es decir, se encuentra exportando energía. En este caso, al realizar el cálculo del exceso de consumo de energía reactiva, su valor se encontrará cercano a  $ref$ . Lo anterior dado que se asume un valor de  $ref > 0$  para minimizar los problemas generados por las oscilaciones. Por tal motivo no hay forma de cumplir la resolución para este caso con el algoritmo propuesto.

El algoritmo 2, presenta una solución para la limitación expuesta del algoritmo 1, sin embargo, tiene un costo: aumentar el consumo de energía en ciertos periodos de tiempo. Esto para mantener un margen de potencia reactiva que se podrá consumir a futuro dentro del periodo horario.

1. Con base en la información entregada por las variables consultadas, se calcula los valores de energías activa consumida y reactiva inductiva consumida.
2. Se evalúan dos condiciones: si hasta el momento hay exceso de consumo de energía reactiva y si la bandera limitar está activa.
3. En caso de ser verdadero, se limita la potencia generada por los inversores, con el fin de aumentar el consumo, se actualiza la bandera limitar a verdadero. Se procede con los pasos 1, 2, 3, 4 y 5 descritos en el algoritmo 1.
4. En caso de ser falso, se evalúa si hay una diferencia menor a 1, respecto al límite permitido de consumo de potencia reactiva.
5. Si es verdadero se procede con los pasos 1, 2, 3, 4 y 5 descritos en el algoritmo 1.
6. En caso de ser falso, se quita la limitación de potencia generada por los inversores y se actualiza la bandera limitar a falso.
7. Se procede con los pasos 1, 2, 3, 4 y 5 descritos en el algoritmo 1.



**Figura 3-2:** Algoritmo 2

## 3.2. Simulación

Se presentan 5 casos de simulación con los cuales se busca realizar una comparación de los resultados obtenidos por los algoritmos 1 y 2.

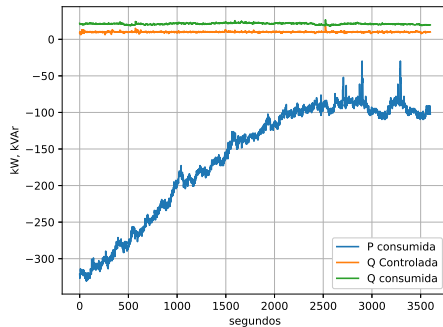
En estos casos se relacionan las siguientes variables:

- $EQred$ : Energía reactiva consumida, sin aplicar control, dada en [kVArh].
- $EQredc$ : Energía reactiva capacitiva, aplicando control, dada en [kVArh].
- $EQredi$ : Energía reactiva inductiva, aplicando control, dada en [kVArh].
- $Pred+$ : Energía activa generada, dada en [kWh].
- $Pred-$ : Energía activa consumida, dada en [kWh].

La simulación fue realizada en el lenguaje de programación Python y los datos de potencias fueron obtenidos mediante la monitorización de inversores y un analizador de red en una planta de confección real. La frecuencia de muestreo es de 1 segundo, por lo cual se cuenta con 3600 datos. En las figuras se representan tres gráficas, las cuales indican: en color azul, la potencia activa consumida o exportada; en color verde, la potencia reactiva sin aplicar control; y en color naranja, la potencia reactiva aplicando el respectivo algoritmo de control.

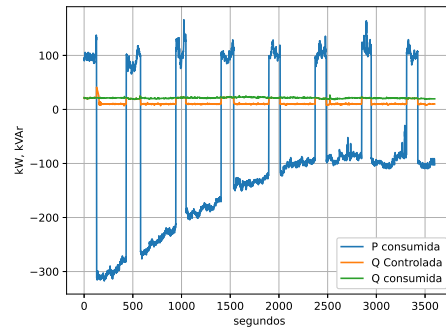
Para todos los casos se plantearon los siguientes valores para  $ref$ :  $10kVAr$  cuando  $Pred < 0$  y  $0,3Pred$  cuando  $Pred > 0$ ; además, si  $0,3Pred < 10kVAr$ , se da el valor de  $10kVAr$  a  $ref$ .

- Caso a. Exportación.



3-3.1

(a) Algoritmo 1



3-3.2

(b) Algoritmo 2

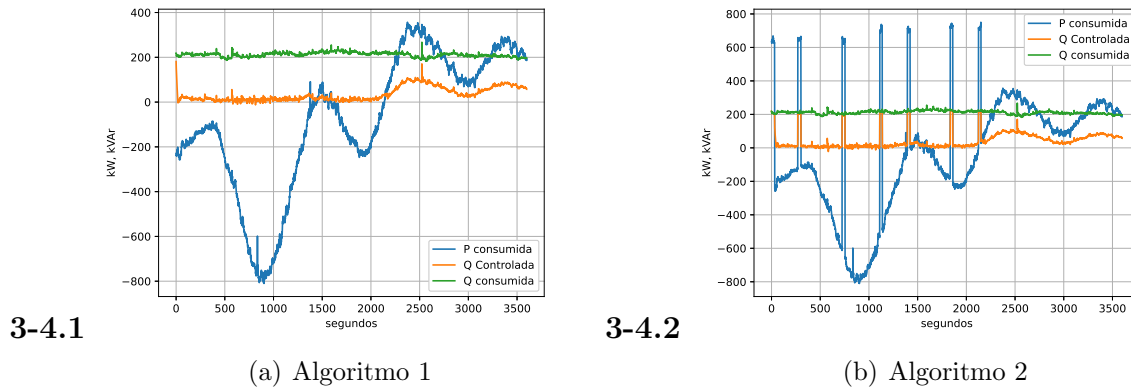
Figura 3-3: Algoritmos caso a

Caso a	$EQred$	$EQredc$	$EQredi$	$EPred+$	$EPred-$
Algoritmo 1	21.17	0	10	161.39	0
Algoritmo 2	21.17	0	0	115.2	27.2

Tabla 3-1: Energías caso a

Se presenta exportación durante la totalidad del intervalo horario, además, no se presentan cambios fuertes en los valores de generación y consumo, lo que permite tener una mejor respuesta por parte del control. Para este caso con el algoritmo 1 se logra minimizar el exceso de consumo de potencia reactiva inductiva hasta un valor de  $8,4kVAr$  y se tiene  $0,6kVAr$  de potencia reactiva capacitiva, mientras que con el algoritmo 2 se logra llevar estos valores hasta 0 y  $0,57$  respectivamente. Por tanto, se puede inferir que el algoritmo 2 presenta un mejor resultado, sin embargo, hay que evidenciar el aumento en el consumo y la disminución en la generación que también se presentan.

■ Caso b. Exportación y consumo.



**Figura 3-4:** Algoritmos caso b

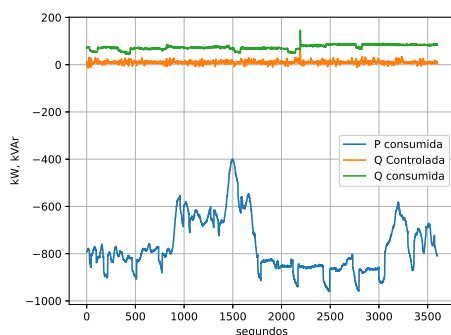
Caso b	EQred	EQredc	EQredi	EPred+	EPred-
Algoritmo 1	211.7	0.03	0	165.72	85.26
Algoritmo 2	211.7	0.03	0	152.02	123.07

**Tabla 3-2:** Energías caso b

Se presenta exportación durante la primera mitad del intervalo horario, sin embargo, en la segunda mitad se genera consumo, esto le permite al algoritmo 1 tener una compensación de la energía reactiva que estaba en exceso; en el caso del algoritmo 2, el cual está diseñado para asegurar que no se tenga exceso de energía reactiva, al iniciar el periodo horario en exportación, se generan intervalos de consumo para ir compensando la energía reactiva, al finalizar el periodo horario, dejan de presentarse estos intervalos de consumo, dado que por condiciones externas al algoritmo de control, el consumo ha aumentado. Para ambos algoritmos se tienen valores de  $0,03$  y  $0 kVArh$  para las variables de energía reactiva capacitiva e inductiva. Cabe notar nuevamente el

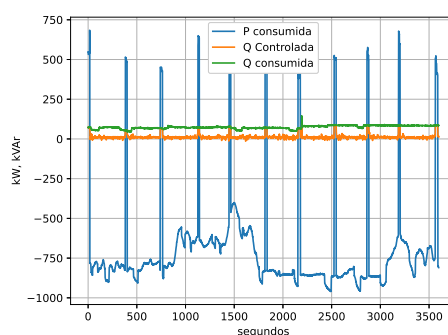
aumento en el consumo y la disminución en la generación que se presentan por parte del algoritmo 2.

- Caso c. Alta exportación.



3-5.1

(a) Algoritmo 1



3-5.2

(b) Algoritmo 2

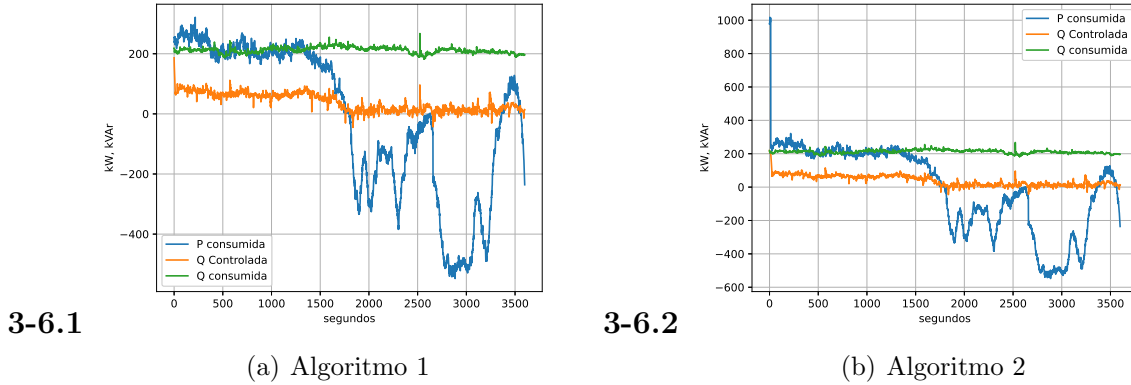
**Figura 3-5:** Algoritmos caso c

Caso c	EQred	EQredc	EQredi	EPred+	EPred-
Algoritmo 1	74.11	0.1	10.8	770	0
Algoritmo 2	74.11	0.1	0	721.7	31.96

**Tabla 3-3:** Energías caso c

Se presenta una alta exportación durante la totalidad del intervalo horario, aplica el mismo análisis realizado que en el caso a, se puede agregar que el tiempo que duran los intervalos de consumo son menores, debido a que el consumo presentado en el caso c es mucho mayor.

- Caso d. Consumo y exportación.



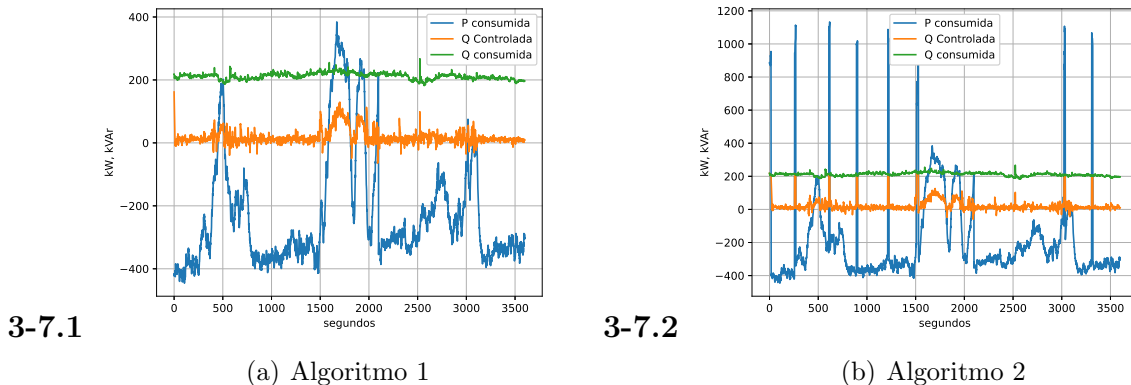
**Figura 3-6:** Algoritmos caso d

Caso d	EQred	EQredc	EQredi	EPred+	EPred-
Algoritmo 1	211.7	0.3	0	112.54	102.47
Algoritmo 2	211.7	0.3	0	112.53	105.19

**Tabla 3-4:** Energías caso d

Es el caso contrario al caso b, el intervalo horario inicia con consumo, por lo tanto, el algoritmo 2 acumula energía al principio del intervalo y luego no se tiene la necesidad de generar intervalos de consumo.

- Caso e. Exportación y Alto consumo.



**Figura 3-7:** Algoritmos caso e

Caso e	EQred	EQredc	EQredi	EPred+	EPred-
Algoritmo 1	211.7	0.6	8.4	248.64	23.04
Algoritmo 2	211.7	0.57	0	239.51	52.68

**Tabla 3-5:** Energías caso e

Este caso presenta condiciones de exportación y consumo durante el intervalo horario, además de cambios fuertes en los valores de generación y consumo, lo cual dificulta la operación del control. Con el algoritmo 1 se logra minimizar  $EQred$  hasta llevarla a  $8,4kVArh$  inductivos y  $0,6kVArh$  capacitivos, con el algoritmo 2 se obtienen valores de 0 y 0,57 respectivamente. Se busca resaltar que los intervalos de consumo generados por el algoritmo 2 no tiene periodos de ocurrencia o duración definidos.

Con base en los casos presentados, se puede concluir que el algoritmo 2 presenta mejores resultados al realizar una evaluación con base en lo expuesto por la resolución CREG 015 de 2018, sin embargo, como se advirtió, este mejor comportamiento tiene un costo que implica el aumento del consumo de energía dada por el comercializador de energía, debido a la disminución de la energía activa generada. Para definir el uso del algoritmo 1 o 2, se debe realizar un estudio económico teniendo como base los precios por kilovatio de cada una de las variables involucradas y el valor de la variable  $m$  para la penalización.

Por ejemplo, para el caso del comercializador de energía EPM, los precios para el mes de marzo de 2022 en el mercado no regulado fueron:

- Precio de  $EQredc$  es 77,81
- Precio de  $EQredi$  es 77,81
- Precio de  $EPred-$  es 427,32

Asumiendo que el usuario final logre fijar un precio de venta a la energía exportada:

- Precio de  $EPred+$  es 190.

El precio total a pagar está dado por:

$$\text{Precio} = 427,32 * EPred- + 77,81 * (EQredc + EQredi) * m - 190 * EPred+$$

Para el caso a:

$$\text{Precio Algoritmo 1} = 427,32 * 0 + 77,81 * (0 + 10) * m - 190 * 161,39$$

$$\text{Con } m = 1, \text{ Precio Algoritmo 1} = -29886$$

Con  $m = 12$ , Precio Algoritmo 1 =  $-21326,9$

Precio Algoritmo 2 =  $427,32 * 27,2 + 77,81 * (0 + 0) * m - 190 * 115,2$

Con  $m = 1$ , Precio Algoritmo 2 =  $-10264,9$

Con  $m = 12$ , Precio Algoritmo 2 =  $-10264,9$

Para este ejemplo, es claro que, económicamente, lo mejor es aplicar el algoritmo 1, sin embargo, todo depende de cada uno de los precios y magnitudes asociados a las variables.

Dentro del negocio de la energía solar, existen dos modelos de negocio principales, estos son:

- EPC:

El modelo de negocio EPC es básicamente la venta de proyecto “llave en mano”, que es el tipo de contrato donde el contratista se compromete a suministrar los equipos necesarios, instalarlos y ponerlos en funcionamiento en el lugar y tiempo acordados con el cliente, y este adquiere el sistema solar Fotovoltaico por un valor determinado [43].

En otras palabras, un contratista se compromete con un cliente al diseño, construcción y mantenimiento del proyecto, en este caso, una instalación solar fotovoltaica, a cambio de un precio.

Es decir, el cliente es quien compra el proyecto completo y toma los beneficios. En ese caso, el contratista acompaña al cliente, brindando toda la asesoría y se encarga de las gestiones y los trámites para que sea el cliente quien obtenga dicho beneficio.

- PPA:

Un PPA (Power Purchase Agreement) es un acuerdo de compraventa de energía limpia a largo plazo desde un activo concreto y a un precio prefijado entre un desarrollador renovable y un consumidor —por lo general, empresas que necesitan grandes cantidades de electricidad— o entre un desarrollador y un comercializador que revenderá la energía. La firma de un PPA podría entenderse como la venta de un proyecto y sus atributos medioambientales (Garantías de Origen): es un compromiso que permite al desarrollador renovable tomar una decisión de inversión bajo criterios de rentabilidad vs. riesgo y/o conseguir la financiación necesaria para ejecutar el proyecto [44].



---

Este modelo le permite a una empresa tener un SSFV en sus instalaciones que le brinda un aporte a su consumo de energía, sin tener que pagar por su instalación o mantenimiento, solamente paga por la energía que consume.

Teniendo en cuenta los modelos EPC y PPA se podría pensar que para un modelo EPC la implementación del algoritmo 1 sería lo mejor, ya que minimizaría el costo, mientras que para un modelo PPA lo mejor sería el algoritmo 2, ya que el cliente no se vería afectado por el cobro asociado a potencia reactiva.

## 4 Validación experimental

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos de la validación experimental, permitiendo llegar a conclusiones acerca del comportamiento real del sistema. Se realiza una descripción de la planta física a partir de un diagrama unifilar simplificado, se muestran resultados detallados de la puesta en funcionamiento para comprender la operación de los algoritmos, para luego presentar los resultados obtenidos en un periodo de tiempo de larga duración.

### 4.1. Descripción de la planta

Para la validación experimental se hizo uso de una planta de manufactura textil industrial, la cual cuenta con un consumo promedio mensual cercano a los 500000 kWh, además, cuenta en sus instalaciones con un sistema de autogeneración por cuenta de un SSFV de 1,8MWp el cual es capaz de suplir aproximadamente un 30 % del consumo mensual.

El SSFV cuenta con 23 inversores marca CPS de 60kW [31], los cuales cuentan con la posibilidad de modular el factor de potencia para controlar la potencia reactiva que entregan.

Se cuenta con un analizador de red marca FANOX de referencia SIL-G [45], el cual censa la conexión a la red en un nivel de tensión de 44kV.

Tanto los inversores como el analizador de red, cuenta con una interfaz de comunicación modbus RTU, de la cual se hace uso para obtener la información asociada a cada elemento.

Como elemento de procesamiento, se hace uso de una raspberry pi zero W [46], la cual cuenta con un procesador integrado moncore ARM 11 Broadcom BCM2835 @ 1 GHz y memoria RAM de 512 MB, además, fue integrada con una interfaz de comunicación RS485, con base en el integrado MAX485 [47], para permitirle trabajar con el protocolo modbus RTU.

La descripción realizada puede verse gráficamente en la figura 4-1.

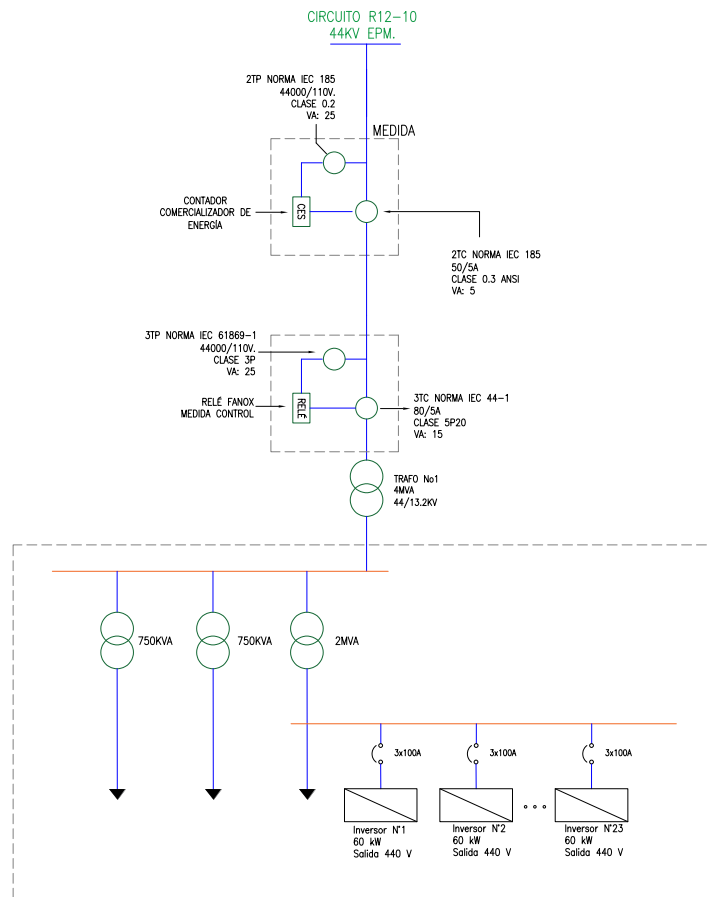


Figura 4-1: Unifilar

## 4.2. Puesta en funcionamiento

Las figuras mostradas en esta sección son el resultado de realizar medición sobre la potencia activa y reactiva de la planta. El título que lleva cada una corresponde a *mes – día – hora* en que fueron tomados los datos. Se representan diferentes casos de funcionamiento, en los cuales se tiene la acción de control sobre la potencia reactiva. Las figuras buscan mostrar la representación gráfica de casos opuestos que se pueden presentar en el funcionamiento normal de la planta.

### 4.2.1. Caso a

Se presentan dos horas de funcionamiento, una a las 7 am y otra a las 12 m. El comportamiento de las 7 am, en el cual se puede observar que la potencia activa disminuye, se debe

al incremento en la irradiancia que se presenta en lo largo de esta hora; el control, para este caso, está llevando la potencia reactiva a la referencia de  $0,3P_{Pred}$ , lo cual se puede validar analizando los datos de la gráfica. En el intervalo de las 12, hay una radiación constante y alta, la cual permite que se tengan excedentes de energía, para este caso el control lleva la referencia a  $10kVAr$  y cada que es necesario, limita la generación para compensar el consumo de potencia reactiva, funcionamiento explicado para el algoritmo 2.

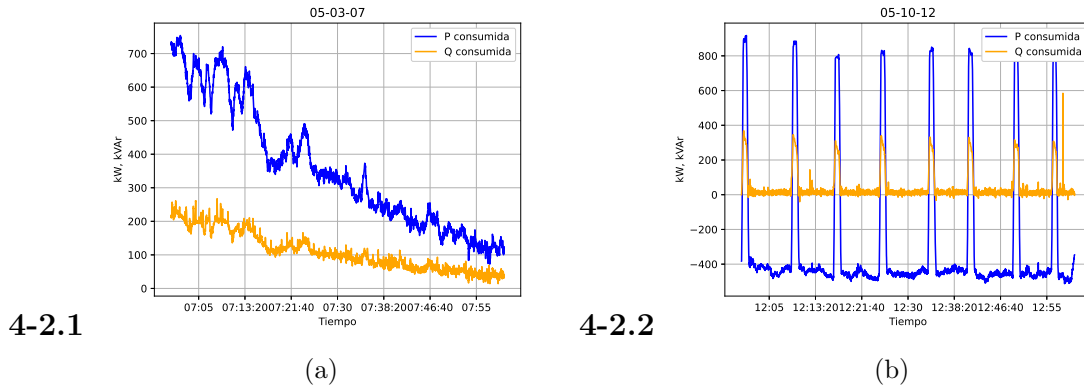


Figura 4-2: Caso a

#### 4.2.2. Caso b

Se presentan los intervalos horarios de las 10 am y 11 am en dos días diferentes, en la hora 10, se tiene consumo de potencia activa en la primera mitad del intervalo, lo que permite compensar la potencia reactiva consumida, en la segunda mitad el consumo no es suficiente y se debe realizar compensación limitando la generación, caso opuesto al presentado en la hora 11, en la cual en la primera mitad del intervalo el sistema está exportando, por tanto, se debe compensar la potencia reactiva y para la segunda mitad aumenta el consumo.

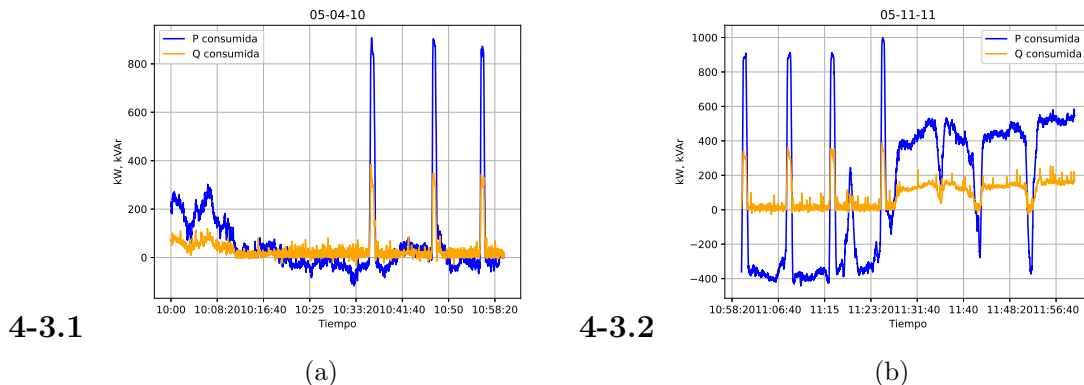


Figura 4-3: Caso b

### 4.2.3. Caso c

En los dos intervalos horarios mostrados, no es necesario compensar la potencia reactiva limitando la generación, esto debido a que en el principio del intervalo el consumo de energía activa fue suficiente. El control mantiene la potencia reactiva cercana a la referencia, la cual mientras hay consumo se mantiene en  $0,3P_{red}$  y cuando se pasa a exportación se mantiene en  $10kVAr$ .

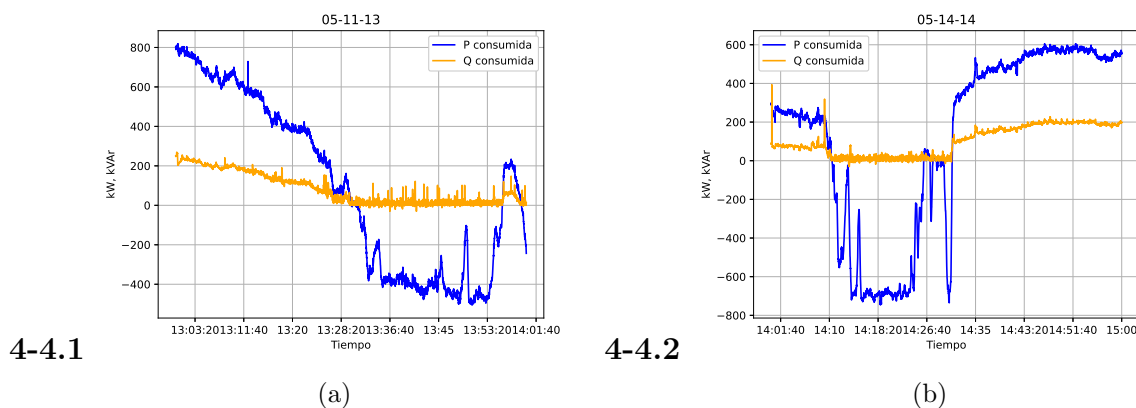


Figura 4-4: Caso c

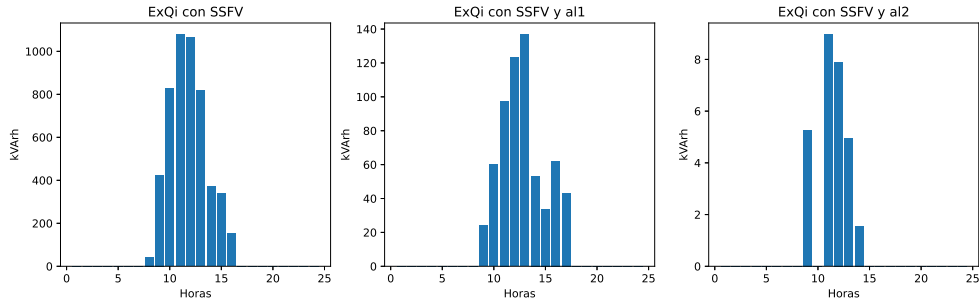
## 4.3. Análisis de resultados

Con el fin de tener una validación experimental del funcionamiento de los algoritmos 1 y 2, se evaluó su funcionamiento por un periodo de 30 días, en los cuales se obtuvo medidas de exceso de consumo de energía reactiva inductiva ( $ExQ_i$ ) y de energía reactiva capacitiva ( $ExQ_c$ ). Estas medidas están discriminadas por periodos horarios y el valor que se presenta es la suma de cada periodo en el total de los días evaluados.

Se presentan tres gráficas, las cuales representan la magnitud de energía reactiva que se tuvo en cada periodo horario:  $ExQ_x$  con SSFV se evaluó bajo condiciones de  $f_p$  constante igual a 0,95c;  $ExQ_x$  con SSFV y al1 se evaluó bajo las condiciones descritas por el algoritmo 1;  $ExQ_x$  con SSFV y al2 se evaluó bajo las condiciones descritas por el algoritmo 2.

De la figura 4-5 la cual presenta las gráficas referentes a la energía reactiva inductiva, se puede evidenciar la disminución que se tiene en  $kVArh$  a lo largo del periodo de evaluación, pasando de tener un pico de  $1078kVArh$  con el  $f_p$  constante, a picos de 136,74 y 8,96 con los algoritmos 1 y 2 respectivamente. En términos generales, se pasó de tener un total de  $5120,72kVArh$  con el  $f_p$  constante a 574,4 y 28,6 con los algoritmos 1 y 2 respectivamente.

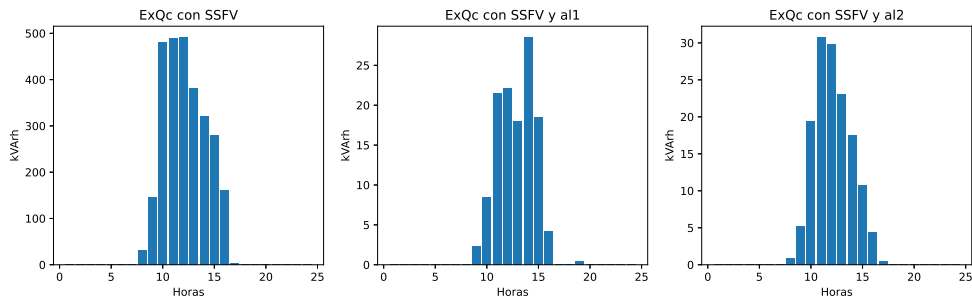
Los resultados obtenidos representan una reducción del 88,8% al utilizar el algoritmo 1 y del 99,4% al utilizar el algoritmo 2, esto teniendo como referencia los resultados obtenidos con el fp constante.



**Figura 4-5:** Exceso de reactiva inductiva

De la figura 4-6 la cual presenta las gráficas referentes a la energía reactiva capacitiva, al igual que en el caso de la reactiva inductiva, se puede evidenciar la disminución que se tiene en  $kVArh$  a lo largo del periodo de evaluación, con el fp constante se tiene un pico de  $490,88kVArh$ , mientras que al aplicar los controles descritos por los algoritmos 1 y 2 se tienen picos de 28,48 y 30,72 respectivamente. Al tener en cuenta el total del periodo evaluado se tiene que con el fp constante se entregaron a la red  $2783,04kVArh$ , mientras que con los algoritmos 1 y 2 se entregaron 124,08 y 142,36 respectivamente.

En este caso, los resultados obtenidos representan una reducción del 95,5% al utilizar el algoritmo 1 y del 94,9% al utilizar el algoritmo 2, esto teniendo como referencia los resultados obtenidos con el fp constante.



**Figura 4-6:** Reactiva capacitiva

En términos generales se puede decir que con la aplicación del algoritmo 2 se puede tener una mayor disminución en los valores de energía reactiva, sin embargo, se debe considerar el costo de generar un consumo de energía activa para lograr compensar la energía reactiva consumida.

Hora	Fp Cte	A11	A12
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	43,18	0	0
9	426,04	24,06	5,26
10	827,86	97,68	0
11	1078	123,2	8,96
12	1065,24	136,74	7,9
13	818,16	53,42	4,96
14	371,5	33,9	1,56
15	338,22	62,12	0
16	152,52	43,32	0
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0

**Tabla 4-1:** Datos figura 4-5

Realizando una evaluación minuciosa a los datos, se pudo determinar que durante el periodo de evaluación del algoritmo 2 no se logró llevar a 0 total debido a que en algunos momentos los inversores presentaron fallas y no se pudo contar con su aporte de generación.

Otro punto que se determinó como factor de error es el hecho de que se tienen dos instrumentos de medida de diferente aplicación. Mientras el operador de red realiza la medición de las variables con un instrumento de medida enfocado a la comercialización de energía, las variables suministradas al controlador son tomadas con un instrumento de medida enfocado a la protección, el cual maneja una menor precisión.

Luego de evaluar los resultados obtenidos, se evidencia que con el algoritmo 1 se realiza una

Hora	Fp Cte	A11	A12
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	31,08	0	0,92
9	146,2	2,28	5,2
10	481,24	8,4	19,4
11	488,6	21,56	30,72
12	490,88	22,08	29,88
13	381	18,04	23,04
14	320,2	28,48	17,48
15	279,44	18,48	10,72
16	160,88	4,2	4,44
17	3,44	0	0,52
18	0,08	0	0
19	0	0,44	0
20	0	0	0
21	0	0,08	0
22	0	0	0
23	0	0,04	0,04
24	0	0	0

**Tabla 4-2:** Datos figura 4-6

gran reducción de la energía reactiva (mayor al 85%), sin embargo, solo con el algoritmo 2 se podría llevar esta reducción al 100%, esto con las consideraciones de consumo de energía activa que ya se han tratado. Como alternativa al algoritmo 2, se puede plantear el uso del algoritmo 1 para llevar la potencia reactiva a una referencia de magnitud pequeña, menor a  $10kVAr$ , y añadir otro elemento de control como un SVG que permita llevar la potencia reactiva a muy cercana a 0.

Este planteamiento puede permitir disminuir el costo de un SVG, ya que para este caso debería tener una capacidad de alrededor de  $300kVAr$ , pero con la implementación del algoritmo 1 la capacidad necesaria del mismo podría estar por debajo de los  $10kVAr$ .



# 5 Conclusiones y recomendaciones

## 5.1. Conclusiones

- Mediante la ecuación (2-11) se logra definir un modelo matemático que permite estudiar el comportamiento de la potencia reactiva en una planta que cuenta con un SSFV. Aplicando esta a los lineamientos expuestos por la resolución CREG 015 de 2018, como se realiza en la ecuación (2-30) con lo cual se pueden evaluar modelos de control que busquen su cumplimiento.
- Con los procedimientos enmarcados bajo los algoritmos 1 y 2 expuestos en **3-1** y **3-2**, se logra fijar una ruta para la implementación en código de los elementos y procesos necesarios para lograr realizar control sobre la potencia reactiva. Procedimientos que son validados posteriormente con la simulación e implementación de los mismos.
- Al realizar la implementación de los algoritmos propuestos en una planta física se logró obtener resultados reales, los cuales permitieron validar las simulaciones realizadas y encontrar detalles importantes a tener en cuenta como lo son: el tiempo de respuesta de los inversores, los posibles fallos, el error implícito en los elementos de medida, los consumos de energía históricos.
- Con la implementación del algoritmo 1 se logró una reducción del 88.8% en el exceso de consumo de energía reactiva inductiva y una reducción del 95.5% de la magnitud de la energía reactiva capacitiva, esto respecto a mantener el  $fp$  constante.
- Con la implementación del algoritmo 2 se logró una reducción del 99.4% en el exceso de consumo de energía reactiva inductiva y una reducción del 94.9% de la magnitud de la energía reactiva capacitiva, esto respecto a mantener el  $fp$  constante.
- Aprovechando la funcionalidad de los inversores que les permite modificar su factor de potencia para generar potencia reactiva, con la implementación del algoritmo 1 como complemento a otro elemento de control como un SVG, se puede disminuir en gran magnitud la capacidad del SVG y, por tanto, su costo.

## 5.2. Recomendaciones

- Se hace necesario un estudio económico detallado que permita determinar el alcance del algoritmo 2, el cual puede ayudar a cumplir a cabalidad con lo dispuesto por la CREG en [1].
- Lograr el funcionamiento conjunto del algoritmo 1 junto con la implementación de un SVG en una misma planta, la adición de este elemento puede permitir cumplir la resolución 015 de 2018 de la CREG, sin la necesidad de generar consumo de potencia activa como lo hace el algoritmo 2.
- Evaluar métodos que permitan predecir los valores de potencia reactiva que van a ser consumidos por la planta y que pueden ser generados por el sistema solar, con el fin de anticiparse y determinar los valores de  $fp$  necesarios para cubrir la demanda de potencia reactiva del instante siguiente de tiempo.

# Bibliografía

- [1] CREG, “Resolución creg 015 de 2018, capítulo 12,” 2018.
- [2] CREG, “Concepto 1982 de 2020,” 2020 [online]. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto\\_creg\\_0001982\\_2020.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0001982_2020.htm).
- [3] CREG, “Concepto 599 de 2022,” 2022 [online]. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto\\_creg\\_0000599\\_2022.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0000599_2022.htm).
- [4] Superservicios, “Solicitud de concepto - comportamiento de or - agpe a nivel residencial,” 2021 [online]. [https://drive.google.com/file/d/1IK7\\_gaRH0-uu8kfNAJGe4N0Gn68sbSWn/view?usp=sharing](https://drive.google.com/file/d/1IK7_gaRH0-uu8kfNAJGe4N0Gn68sbSWn/view?usp=sharing).
- [5] CNO, “Acuerdo 1259,” 2019 [online]. [https://sercolombia.org/normatividad/cno/CNO\\_Acuerdo\\_1259.pdf](https://sercolombia.org/normatividad/cno/CNO_Acuerdo_1259.pdf).
- [6] E. de Energía de Pereira, “Exención en el pago de energía reactiva en horario de generación solar,” 2022 [online]. <https://drive.google.com/file/d/1zxxVRyZpaR6O1v0uMWK6Uut0smbxF6Mi/view?usp=sharing>.
- [7] ATA, “Fotovoltaica para la autogeneración a pequeña escala (agpe) en colombia – oportunidades y retos,” 2022 [online]. <https://www.youtube.com/watch?v=rgEWkllfBqMlist=LLindex=2>.
- [8] COCIER, “Conversatorio: Energía reactiva en colombia - retos creg 015 de 2018,” 2022 [online]. <https://www.youtube.com/watch?v=OGjMu9sG6dk>.
- [9] INGSAC, “Creg 015-2018 implicaciones economicas en su empresa,” 2022 [online]. <https://www.youtube.com/watch?v=IkKNKe7yDzw>.
- [10] Asieb, “Capacitaciones asieb: Resolución creg-015 2018 / junio 8 de 2021 / sesión no.1,” 2021 [online]. [https://www.youtube.com/watch?v=rX2jrpCa\\_rg](https://www.youtube.com/watch?v=rX2jrpCa_rg).
- [11] XM, “Resolución creg 015 de 2018,” 2022 [online]. <https://www.youtube.com/watch?v=ERlGoXLrIZU>.

- 
- [12] T. Das, R. Roy, and K. K. Mandal, “Impact of the penetration of distributed generation on optimal reactive power dispatch,” *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 5, 12 2020.
- [13] I. Erlich, “Optimal dispatch of reactive sources in wind farms,” 2011.
- [14] N. Wang, J. Li, W. Hu, B. Zhang, Q. Huang, and Z. Chen, “Optimal reactive power dispatch of a full-scale converter based wind farm considering loss minimization,” *Renewable Energy*, vol. 139, pp. 292–301, 8 2019.
- [15] P. P. Biswas, P. N. Suganthan, R. Mallipeddi, and G. A. Amaratunga, “Optimal reactive power dispatch with uncertainties in load demand and renewable energy sources adopting scenario-based approach,” *Applied Soft Computing Journal*, vol. 75, pp. 616–632, 2 2019.
- [16] A. Cagnano, F. Torelli, F. Alfonzetti, and E. D. Tuglie, “Can pv plants provide a reactive power ancillary service? a treat offered by an on-line controller,” *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 1047–1052, 3 2011.
- [17] K. Turitsyn, P. Sulc, S. Backhaus, and M. Chertkov, “Local control of reactive power by distributed photovoltaic generators,” 2010.
- [18] K. Turitsyn, P. Šulc, S. Backhaus, and M. Chertkov, “Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, pp. 1063–1073, 2011.
- [19] L. Liu, H. Li, Y. Xue, and W. Liu, “Reactive power compensation and optimization strategy for grid-interactive cascaded photovoltaic systems,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, pp. 188–202, 2015.
- [20] Y. S. Abdel-Fatah, “Reactive power dispatch solution with optimal installation of renewable energy resources considering uncertainties,” 2019.
- [21] M. Braun, “Reactive power supplied by pv inverters-cost-benefit-analysis,” 2007.
- [22] M. N. I. Sarkar, L. G. Meegahapola, and M. Datta, “Reactive power management in renewable rich power grids: A review of grid-codes, renewable generators, support devices, control strategies and optimization algorithms,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 41458–41489, 5 2018.
- [23] A. G. Madureira and J. A. P. Lopes, “Voltage and reactive power control in mv networks integrating microgrids,” 2007.
- [24] J. A. P. Lopes, “Voltage and reactive power control provided by dg units,” 2005.

- [25] D. Restrepo, “Dimensionamiento de bancos de capacitores automáticos para las subestaciones eléctricas 14,15 y 16 de la empresa compañía de empaques,” *Universidad de Antioquia*, 2020.
- [26] J.Arias, “Diseño de un banco de capacitores en el módulo a para la empresa compañía de empaques,” *Universidad de Antioquia*, 2021.
- [27] R. O. J. GUZMÁN, “Caracterización de la calidad de la energía de un sistema eléctrico industrial con cargas eléctricas variables no lineales,” *CALIDAD DE LA ENERGÍA*, 2020.
- [28] J. C. Vargas, “Estudio de consumos energéticos y diseño de un banco de condensadores para la empresa arenas industriales de sogamoso,” *Universidad Antonio Nariño*, 2020.
- [29] sice, “Dvg/svg,” 2022 [online]. <https://sicelta.com/>.
- [30] zddq electric, “Wall mounted static var generator,” 2022 [online]. [https://www.zddqelectric.com/wall-mounted-static-var-generator\\_p137.html](https://www.zddqelectric.com/wall-mounted-static-var-generator_p137.html).
- [31] CPS, “Cps-sca50-60ktl-do-us-480,” 2022.
- [32] HUAWEI, “Sun2000-20ktl-m3,” 2022.
- [33] EATON, “Eaton power xperte solar 1500 kw and 1650 kw,” 2022.
- [34] GROWATT, “Hoja de datos mod 10ktl3-xh,” 2022.
- [35] Solis, “Hoja de datos solis-60k-4g,” 2022.
- [36] Deye, “Hoja de datos sun-3k-sg04lp1-24-eu,” 2022.
- [37] ABB, “Hoja de datos pvs300-tl-8000w-2,” 2022.
- [38] CANADIAN-SOLAR, “Hoja de datos csi-4ktl1p-gi-fl,” 2022.
- [39] HAVELLS, “Hoja de datos enviro gti 136 kt-hv,” 2022.
- [40] SUNWAYS, “Hoja de datos stt-17ktl-p,” 2022.
- [41] I. P. E. Society, “Ieee standard definitions of the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions,” 2000.
- [42] M. Fathi and H. Bevrani, *Optimization in Electrical Engineering*. Springer, 2019.
- [43] A. Energy, “¿qué es epc en energía solar fotovoltaica?” 2022 [online]. <https://allianzenergy.com.co/que-es-epc-en-energia-solar-fotovoltaica>.

- [44] Iberdrola, “Contrato de compraventa de energía,” 2022 [online].  
<https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia>.
- [45] FANOX, “Manual sil-g feeder relay,” 2022.
- [46] Raspberry, “Hoja de datos raspberry pi zero w,” 2022.
- [47] Maxim, “Hoja de datos max485,” 2022.