

Disparos incorrectos de las protecciones eléctricas de parques fotovoltaicos conectados al Sistema Eléctrico de Cuba

Faulty tripping of electrical protection devices photovoltaic solar power plants connecting to Cuban Electric Power System

Lenyer Padrón Suárez^{I,*}, Manuel Ignacio Ayala Chauvin^{II}, Ernesto Torres Breffe^{III}, Osmani Pantoja Gómez^I, Maikel Alvarez Hechevarría^{III}

^IUnión Eléctrica, La Habana, Cuba

^{II}Universidad Tecnológica Indoamérica, Ambato, Ecuador

^{III}Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba

*Autor de correspondencia: oetbreffe@yahoo.es

Recibido: 12 de febrero de 2023

Aprobado: 25 de mayo de 2023

Este documento posee una [licencia Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/) 

RESUMEN/ABSTRACT

Los tradicionales sistemas de potencias se están enfrentando con el gradual y continuo avance de las fuentes renovables de generación. Los pequeños parques solares generalmente están integrados en redes de media tensión mediante múltiples líneas en topología de ramales, haciendo un estudio en una importante cuestión: las mediciones de las protecciones. Evitar disparos innecesarios no solo reduce las pérdidas económicas, sino también favorece la estabilidad del sistema. El objetivo de este trabajo es estudiar eventos de fallas registrados en parques solares en Cuba que provocan falsos disparos en las protecciones del primario de los transformadores de potencia de sus subestaciones. Simulando en DIGSILENTPowerFactory, fue demostrado que los transformadores en estrella – delta, son una fuente de corrientes de secuencia cero, condición que causa los falsos disparos. Finalmente, un cambio de conexión el transformador ha sido aplicada, permitiendo la correcta operación de las protecciones, y reduciendo los índices de consumos de los parques fotovoltaicos.

Palabras clave: Fotovoltaico, secuencia cero, falla, protecciones, arquitectura de sistemas fotovoltaicos, conexión del transformador

Conventional power systems are confronted with continuous and gradual advance of renewable power generation. Small photovoltaic power plants are usually integrated into the medium voltage grid through multiple branch lines in branched topologies, making the study of protective measures, an important issue. Avoiding unnecessary trips not only reduces economic losses but also contributes to system's stability. The objective of this work is to study real fault events recorded in solar power plants in Cuba that cause false tripping of the protection devices installed on the primary side of the power plants transformers. Using simulations performed in DIGSILENTPowerFactory, it was shown that when transformers are wye- delta, they become zero current sources, since this is the condition that causes false tripping. Finally, a new transformer configuration has been applied that allows the correct operation of protection system and a reduction of the feed-in of the photovoltaic systems.

Keywords: Photovoltaic, zero sequence, fault, protection, architectures of solar systems, transformer connection.

INTRODUCCIÓN

Todas las instalaciones eléctricas asociadas a las Fuentes Renovables de Energía (FRE), en su gran mayoría, presentan transformadores con conexión Estrella-delta (Ynd) conectadas sólidamente a tierra en el lado de la estrella. Esta conexión a tierra en el lado de alta tensión hacia el sistema (SEN), hace que el transformador se comporte como una fuente de secuencia cero. Las corrientes de secuencia cero en el transformador provocadas por cortocircuitos de fase a tierra externos, provocan disparos incorrectos de los esquemas de protección existentes en cada instalación.

Cómo citar este artículo:

Lenyer Padrón Suárez y otros. Disparos incorrectos de las protecciones eléctricas de parques fotovoltaicos conectados al Sistema eléctrico de Cuba. Ingeniería Energética. 2023. 44 (2), mayo/agosto. ISSN: 1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>

En condiciones normales, sin la existencia de fallas eléctricas en la red, es muy común que existan desbalances en las tensiones de las fases en las redes de distribución donde la presencia de cargas monofásicas es representativa. La conexión a tierra del neutro de estos transformadores en las plantas de generación distribuidas en la red, provoca un aporte de secuencia cero para reducir estos desbalances de corrientes. Esta energía aportada por el transformador es leída por los instrumentos de fiscalización de energía eléctrica como consumo propio de las instalaciones, reduciendo la eficiencia de la empresa y puede llegar incluso a afectar los salarios de los trabajadores por energía dejada de servir, aunque depende de cada empresa.

Esquemas de Instalaciones de Fuentes Renovables de Energía

Las configuraciones típicas de parques fotovoltaicos y eólicos son compuestas por diferentes grupos de generación (cadenas de paneles o aerogeneradores) que se conectan uno o varios inversores para lograr una corriente eléctrica sinusoidal a partir de la corriente directa.

Los diferentes esquemas que se analizarán se clasifican de la siguiente forma:

1. El nivel de tensión en que se conectan
2. Las conexiones de los transformadores elevadores de los parques fotovoltaicos
3. Posición del parque en el circuito de distribución

El nivel de tensión en que se conectan

Los parques fotovoltaicos, eólicos, así como los grupos electrógenos se conectan en diferentes redes con diferentes niveles de tensión. Están los que se conectan en 13.8kV que son los más empleados en nuestro país y otros, los de mayor potencia, se conectan las redes de 34.5kV (figura 1).

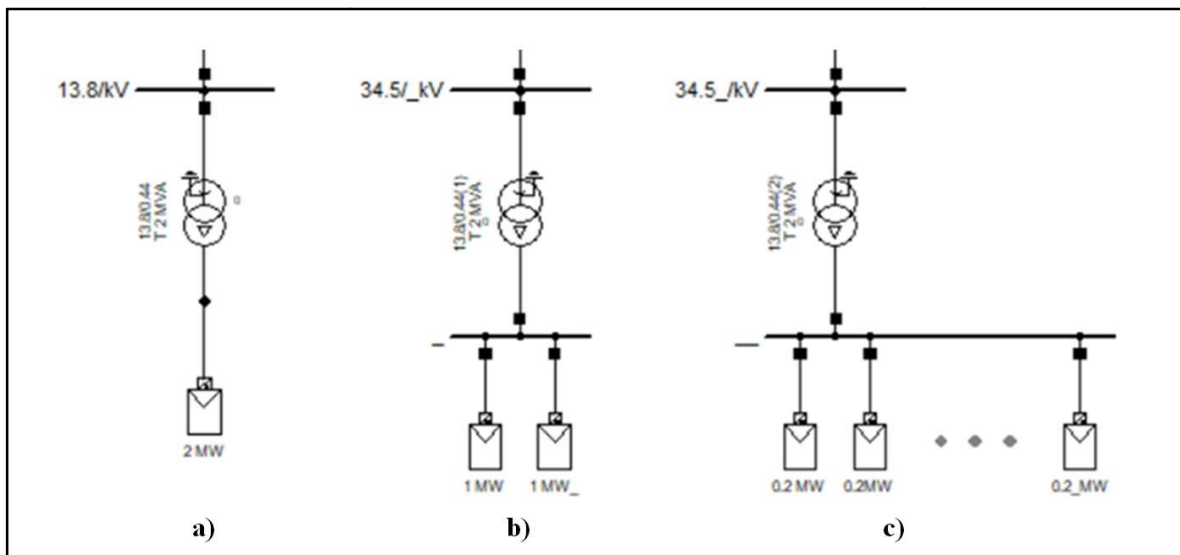


Fig. 1. Esquemas de conexión de sistemas fotovoltaicos con transformadores estrella-delta de 2 devanados

El comportamiento de la impedancia de secuencia cero en ambos tipos de redes de 13.8kV y 34.5kV no son los mismos, y es precisamente por el tipo de conexión del neutro.

Las conexiones de los transformadores elevadores de los parques fotovoltaicos

La figura 1, muestra la conexión típica más utilizada en los transformadores de parques fotovoltaicos, eólicos y hasta en instalaciones de pequeños grupos electrógenos. El primario o lado de media tensión está conectado en estrella conectada a tierra de forma directa y el devanado secundario o de baja tensión está conectado en delta.

La conexión en delta por el lado de baja tensión permite limitar las intensidades corrientes de las fallas monofásicas a tierra. Este tipo de fallas son detectadas mediante protecciones de tensión por el inversor, por lo cual dicho equipamiento debe estar diseñado para soportar transitorios de sobre tensiones durante los primeros instantes de inicio de la falla, hasta tanto la propia protección del inversor aisle la falla [1-3].

La posición del parque en el circuito de interconexión

La disponibilidad de terrenos con dimensiones y características adecuadas para la construcción de parques y su cercanía con las subestaciones definen la interconexión de las instalaciones a las redes. En dependencia de la posición de la instalación con respecto al circuito se clasifican en cuatro [4]:

1. Instalaciones conectadas directamente en las subestaciones
2. Conectadas a circuitos expresos hasta la propia subestación
3. Instalaciones conectadas en un punto intermedio de los circuitos de distribución (figura 2-a)
4. Instalaciones conectadas al final de los circuitos de distribución (figura 2-b)

Frecuentemente estos parques fotovoltaicos son conectados en las inmediaciones de los circuitos de distribución (figura 2-a), principalmente en zonas urbanas, donde existe poca disponibilidad de terrenos para su construcción y se dificulta la instalación de nuevos circuitos de enlaces. Los casos más complejos son cuando existen terrenos disponibles muy lejos de las subestaciones y como única alternativa se pueden conectar al final de los ramales de distribución (figura 2-b).

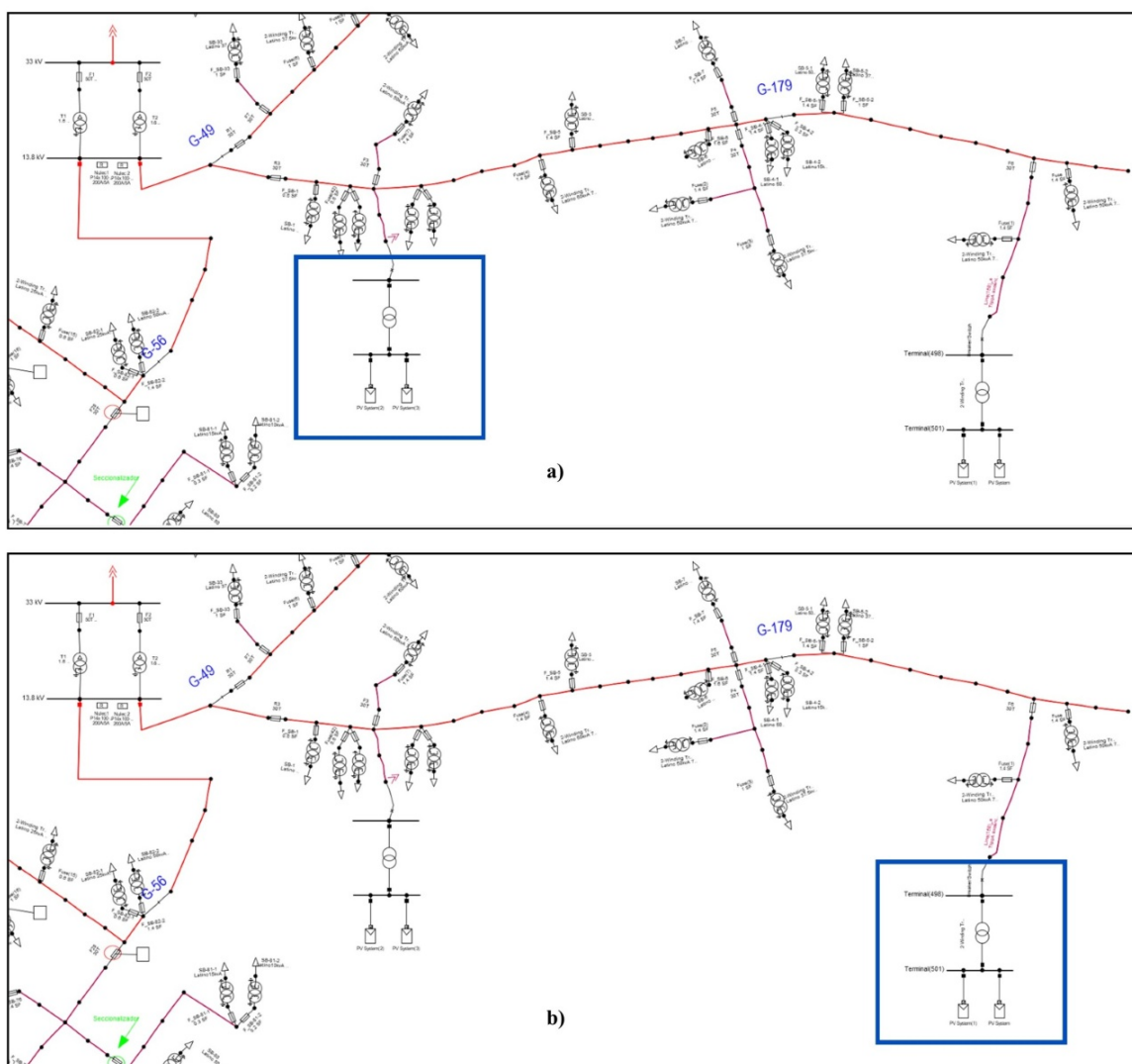


Fig. 2. Instalación fotovoltaica conectada en circuitos de distribución donde se muestra la ubicación del parque (cuadro azul) dentro de la compleja y amplia red de distribución. a) En la mitad del circuito b) Al final del circuito

La posición del parque respecto a las subestaciones y circuitos de distribución influye directamente en su comportamiento ante los diferentes regímenes de los sistemas eléctricos [5, 6]. Los desequilibrios y cortocircuitos son algunas de las perturbaciones de objetos de estudio de este trabajo.

MATERIALES Y MÉTODOS

En la realización de este estudio para la explicación y solución del fenómeno físico que provoca dichos disparos incorrectos en las protecciones del transformador de la subestación de los parques. Para ello se realiza un análisis de distintas redes de secuencia cero en el modelo del estudio.

Circuitos de secuencia cero en instalaciones con fuentes renovables de energía

Es precisamente la topología de la instalación respecto a la red quien determinará la configuración de la red de secuencia cero y el comportamiento posterior de las corrientes de secuencia cero. En el caso de instalaciones ubicadas muy cercanas a la subestación (figura 3-a) o mediante una línea expresa (figura 3-b), son representadas por redes de secuencia cero de acuerdo a los siguientes esquemas:

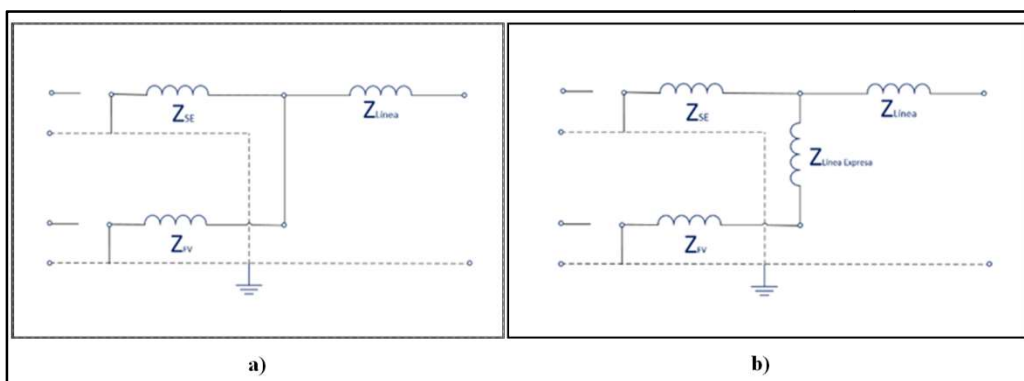


Fig. 3. Red de secuencia cero de un sistema con una instalación fotovoltaica conectada en la subestación de distribución

La figura 3-a, representa el transformador de la planta fotovoltaica conectada directamente a la subestación Z_{SE} , por lo cual no existe impedancia alguna entre las impedancias de sus transformadores Z_{FV} . La circulación de la corriente de secuencia cero en cada uno de los transformadores, dependerá exclusivamente de la diferencia entre sus impedancias. Mientras menor sea la impedancia, mayor será el aporte del equipo primario. En caso de existir una impedancia entre el parque fotovoltaico y la subestación (línea expresa $Z_{Línea Expresa}$), el diagrama de secuencia cero se puede representar de acuerdo al esquema de la figura 3-b.

La impedancia de secuencia de las líneas y cables crece rápidamente con la longitud. La impedancia de secuencia cero oscila en 2-3 veces la impedancia de secuencia positiva [7, 8]. Esto quiere decir que, en los casos de instalaciones de plantas fotovoltaicas conectadas mediante líneas expresas a las subestaciones, las corrientes de secuencia cero debido a los desequilibrios en los circuitos de la subestación, circularán por los transformadores de dicha subestación y en menor medida por el transformador de la planta fotovoltaica.

Cuando el parque está ubicado en las inmediaciones o al final del circuito, se pueden representar las redes de secuencia de acuerdo a la siguiente figura 4.

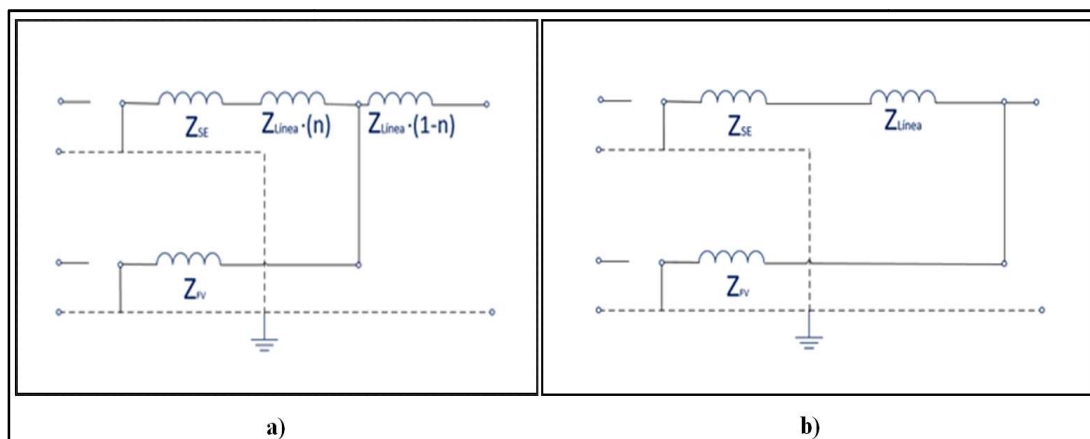


Fig. 4. Red de secuencia cero de un sistema con una instalación fotovoltaica conectada en la subestación de distribución

n - por ciento del circuito de distribución, al cual se encuentra conectado el parque.

A medida que el parque fotovoltaico se aleja de la subestación, aumenta la impedancia equivalente de secuencia cero que existe entre el transformador de la subestación y el de la instalación (figura 4-a). En este caso es más probable que los desequilibrios sean absorbidos por el transformador de dicho parque y en menor escala por el transformador de la subestación. Cuando el parque fotovoltaico se encuentra al final del circuito (figura 4-b), la impedancia equivalente entre el punto de conexión y la subestación toma su mayor valor, ya que toda la impedancia de línea limita el aporte a desequilibrios por parte del transformador de la subestación.

Corrientes de secuencia cero debido a cortocircuitos externos y desequilibrios. Disparos incorrectos y reducción de la eficiencia de los parques

Para estudiar el fenómeno de aparición de secuencia cero en el primario del transformador del parque solar (puede ser cualquier tipo de generación) y sus efectos, se empleó un modelo en PowerFactory (figura 5).

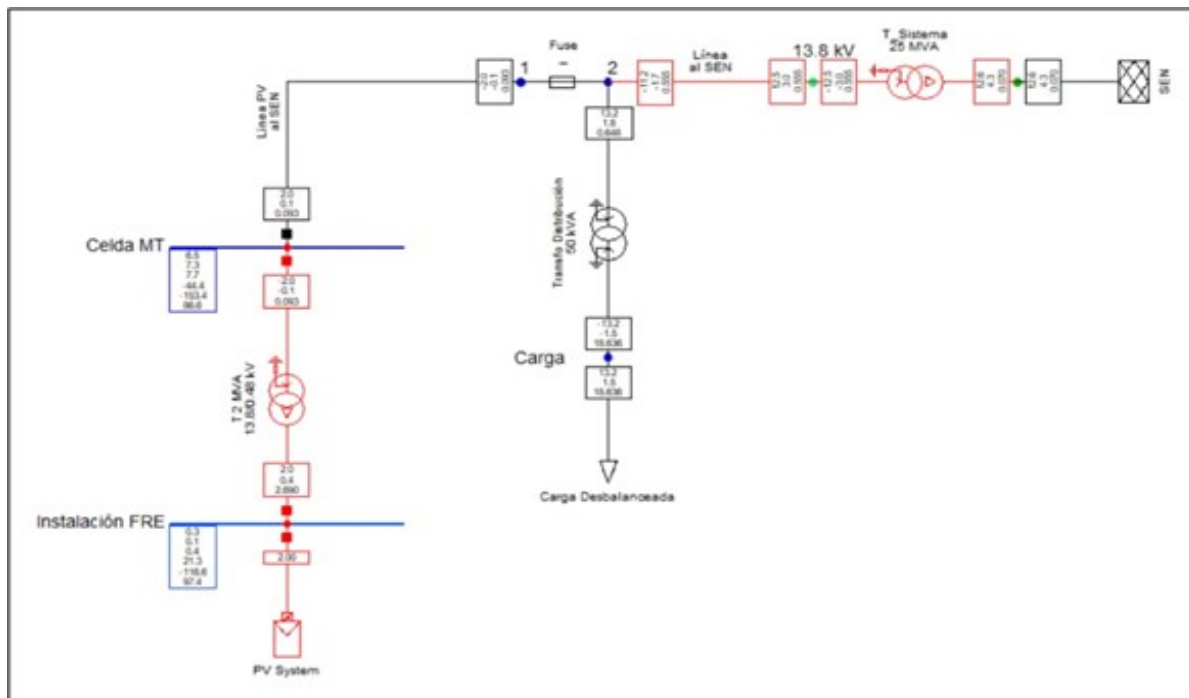


Fig. 5. Modelo simplificado en PowerFactory de una red de distribución y un único parque al final de la red

Se simula una planta solar de 2 MW conectada al final de una red de distribución con parámetros típicos y en el medio de dicha red, una carga desbalanceada que simulará el desequilibrio de la red de distribución. La red es alimentada por una fuente equivalente a partir de una potencia de cortocircuito de los niveles típicos de distribución.

Con este modelo presentado en la figura 5, se aplican cortocircuitos asimétricos en la red y desequilibrios de diferentes magnitudes en la carga que permitirán observar los efectos de estos eventos en la corriente de secuencia cero y en la potencia activa que se estaría midiendo en el primario del transformador entrando hacia el parque solar (insumos propios).

Análisis de los cortocircuitos de fases a tierra

A partir de representaciones fasorial de los valores de tensión y corriente durante un cortocircuito de fase a tierra se podrá analizar su influencia en el funcionamiento de la protección. El diagrama fasorial correspondiente a una falla monofásica entre la fase A (figura 6-a) y una bifásica entre las fases B, C y tierra (figura 6-b).

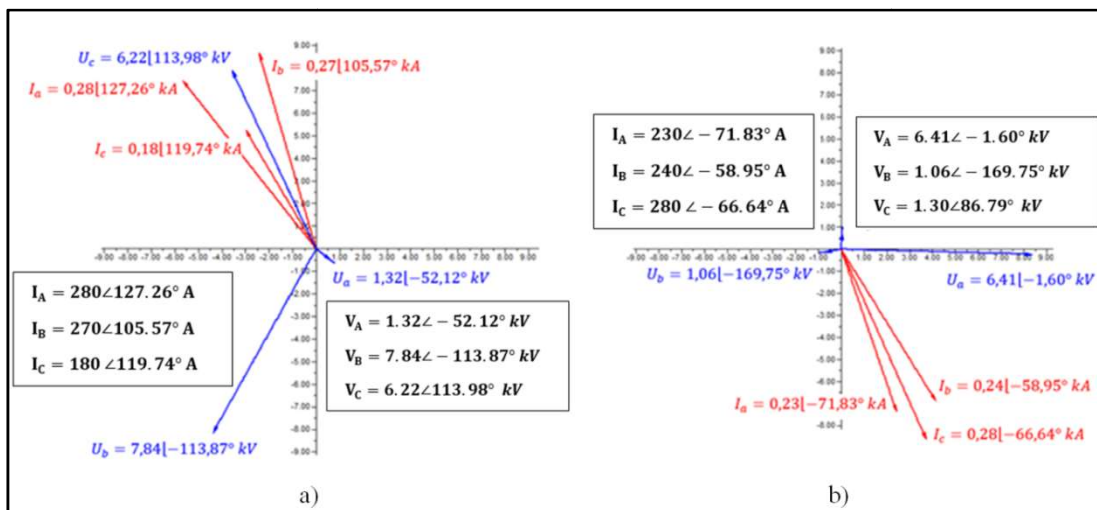


Fig. 6. Representación fasorial de fallas monofásicas (a) y bifásicas (b) a tierra con la instalación en servicio

Cuando la instalación fotovoltaica se encuentra sin entregar potencia activa porque no hay suficiente radiación, el comportamiento es similar; solo que en este caso los valores en fase y ángulo de las tres fases son idénticos, pero existe el mismo riesgo de disparo incorrecto cuando el parque está entregando potencia como si no lo está.

Análisis del incremento del consumo propio

La circulación de corrientes de secuencia cero, cuando el neutro del transformador está conectado a tierra, trae asociado implícitamente pérdidas, así que se debe tener en cuenta un consumo relacionado con dichas corrientes de secuencia cero y por eso se realizan simulaciones con diferentes resistencias de puesta a tierra.

En condiciones de desequilibrios, cuando los módulos de las corrientes no superan los umbrales de disparos, el problema no es la actuación incorrecta de las protecciones, sino de las potencias que se pierden en la subestación de salida de la planta. Cuando los parques fotovoltaicos se encuentran en circuitos de distribución donde normalmente existen grandes desequilibrios, las corrientes de secuencia cero provocan un incremento de la energía que es registrada por los equipos de fiscalización como insumo propio de la instalación (figura 7).

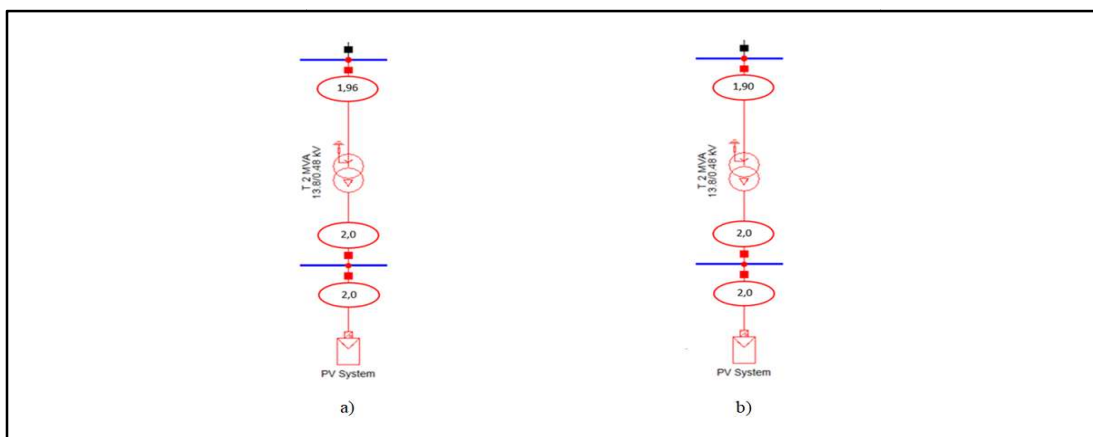


Fig. 7. Representación del resultado del flujo de carga de una instalación fotovoltaica en servicio, conectada a un circuito de distribución desequilibrado

En la figura 7, se muestra la potencia neta en ambos lados de un transformador de salida de un parque fotovoltaico. El transformador modelado posee una potencia nominal de 2 MVA, pérdidas de 10 kW y su resistencia de conexión a tierra es de 1 Ω en el caso de la figura 7-a y 5 Ω en el caso de la figura 7-b. Para la simulación se conecta una carga desbalanceada aguas arriba del parque fotovoltaico con 8 MW en la fase A, 2 MW en la fase B y 3.2 MW en la C. Si la resistencia de puesta a tierra es 0 Ω (caso imposible), no existe medición de potencia activa.

Lo que demuestra que la potencia activa generada por la circulación de la corriente de secuencia cero se está perdiendo en la malla a tierra de la subestación y, por tanto, también está incidiendo negativamente en su vida útil. En los casos de que los parques fotovoltaicos estén sin generación, el valor de resistencia de puesta a tierra influye de la misma manera negativa en el balance energético de las instalaciones fotovoltaicas [9].

Posibles soluciones

Las soluciones están orientadas a resolver los problemas de disparos incorrectos y de disminuir la relación entre la energía generada y consumida en las instalaciones fotovoltaicas. Se proponen 3 posibles soluciones para los problemas abarcados en el desarrollo de este trabajo:

- Aumentar del valor de ajuste de las protecciones o cambiar el tipo de protecciones
- Cambiar la conexión de los dispositivos de medición
- Cambiar el esquema de puesta a tierra del transformador

Cada uno de estos métodos minimiza las deficiencias expuestas anteriormente, pero al mismo tiempo suponen efectos secundarios que deben ser tomados en cuenta por el personal técnico para su realización.

RESULTADOS

Cada uno de las posibles soluciones fueron analizados y se tomaron en cuenta todas las dificultades y ventajas de cada una de ellas. La mayoría de estos proyectos son inversiones extranjeras en nuestro país, así que los cambios deben ser tratados con los inversionistas y analizar el cumplimiento de las garantías.

Aumento del valor de ajuste de las protecciones o cambiar el tipo de protecciones

El aumento del umbral de ajustes de las protecciones de tierra y de fase, es posiblemente uno de los métodos más usados en la actualidad, tanto por los diseñadores de los sistemas de protecciones, como por los explotadores de las plantas fotovoltaicas a los cuales se les presentan dichos problemas. Sin embargo, esta práctica no siempre es factible de aplicar ya que provoca la disminución de la sensibilidad de las protecciones. Esta solución, en caso de ser aplicada, solo resuelve el problema de los disparos incorrectos, sino que reduce su frecuencia de aparición, porque para fallas externas muy cercanas a la planta el disparo es inevitable por esta vía. La problemática de la reducción de la eficiencia, tanto con el parque en servicio, como fuera de servicio, seguiría afectando de manera negativa el rendimiento energético de la instalación.

Otrocambio es no utilizar una protección de sobre corriente de secuencia cero sino poner una protección direccional de sobre corriente de secuencia cero con dirección al transformador. Con esta función de protección no sería necesario cambiar ajustes, dado a que solo actuaría para fallas internas en el transformador. Tanto la protección de fase como la de tierra pueden actuar incorrectamente en estos casos, así que será necesario ponerle direccional a ambas funciones de sobre corriente, tanto la de fase como la de tierra. La mayoría de protecciones direccionales de fase son del tipo cruzada o conocida como direccional de 90 grados. Esta función de protección tiene deficiencias justo en este tipo de aplicaciones. Es conocido que esta protección igualmente puede disparar incorrectamente cuando tiene enfrente un transformador en estrella aterrizada delta [10].

Esta solución de cambiar la función de protección tampoco es la solución completa a los problemas de los disparos incorrectos de las protecciones, así que se continúa analizando las demás posibles soluciones a dichos problemas.

Cambio del esquema y equipo de medición

La conexión típica de los equipos primarios y secundarios de medición es estrella aterrizada y la solución consiste en la conexión en delta de los transformadores de corriente, la cual elimina la salida de la componente de secuencia cero hacia los equipos de medición. Sin embargo, esta conexión necesariamente necesita una corrección que debe ser realizada a partir de algoritmos matemáticos del propio equipo de medición (figura 8).

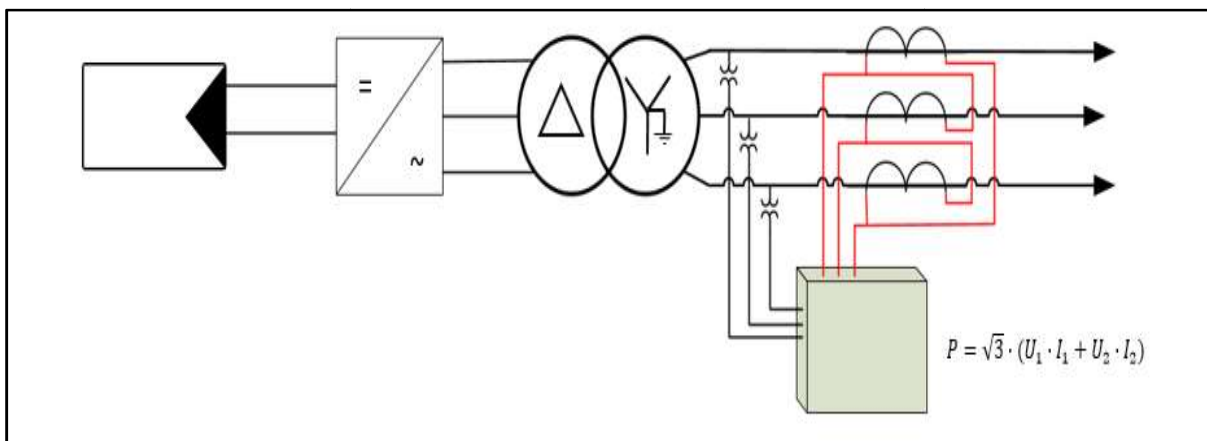


Fig. 8. Conexión para la medición de potencia despreciando la corriente de secuencia cero

Esta solución sin duda resuelve la problemática de los insumos, eliminando la corriente de secuencia cero a la medición. De aplicar la misma solución al esquema de protecciones sin dudas evitará el disparo incorrecto para falla externas, pero al mismo tiempo provocará la total insensibilidad para fallas internas en el transformador. Esto es una solución solo para la medición, pero genera problemas para las protecciones del transformador.

Cambio del esquema de puesta a tierra del transformador

Es la solución más práctica en cuanto a facilidad y aplicación. Consiste en la apertura de la conexión a tierra del neutro de la estrella del devanado de alta tensión (figura 9).

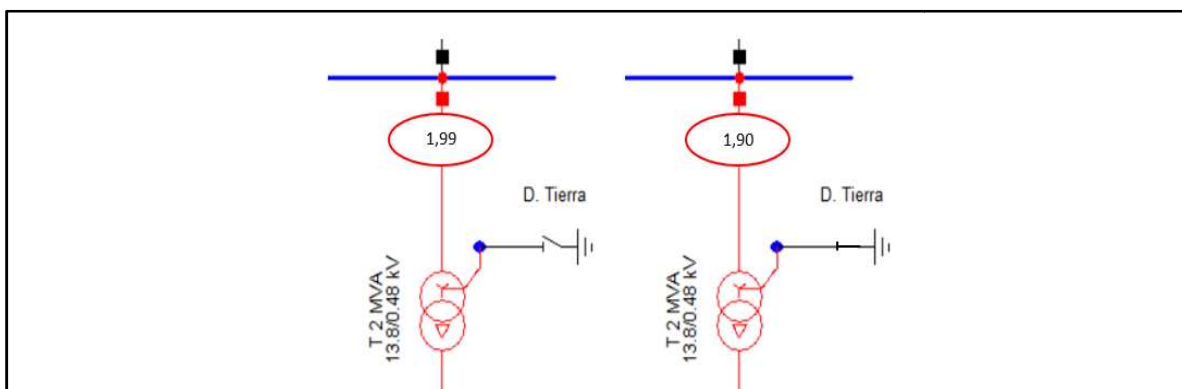


Fig. 9. Cambio del esquema de conexión del neutro del transformador del parque fotovoltaico

Es importante tener en cuenta este modo de trabajo anti-isla, ya que si se desconecta la tierra y la instalación trabaja en modo isla, sin ninguna otra referencia a tierra, se producirán sobre tensiones en todo el sistema producto de los desbalances. Estas sobre tensiones no son solo peligrosas para la propia instalación, sino para el resto del sistema que alimentan, incluyendo equipos y personas.

Una recomendación para estos casos es utilizar un sistema de conexión a tierra mediante desconectivos. De esta manera se puede aislar la conexión estrella de tierra cuando se trabaje en modo anti-isla y se puede conectar a tierra cuando se trabaje o se detecte el modo isla. Esta operación de conexión y desconexión de tierra puede hacerse incluso de forma automática estableciendo un control sobre el desconectivo de tierra [11].

Esta solución evitará el disparo incorrecto para falla externas y la operación correcta para fallas internas en el transformador, así como resolverá el problema del incremento de los insumos durante sincronización con los sistemas eléctricos. Esta solución ya ha sido aplicada en varios parques fotovoltaicos en nuestro país en las provincias de Santiago de Cuba e Isla de la Juventud que tenían disparos incorrectos de sus protecciones de falla a tierra sin causa aparentemente detectadas. Problemas similares están apareciendo en los grupos electrógenos que operan con combustible fósil, que están afectando los índices de consumo de estas plantas.

CONCLUSIONES

Los parques fotovoltaicos sin importar su configuración en cuanto a la cantidad de convertidores, utilizan transformadores conectados mayormente en estrella aterrizado en el primario y delta en el secundario, así que son fuentes de secuencia cero hacia la red de distribución. Este comportamiento como fuente de corriente de secuencia cero del transformador hace sensible al parque frente a fallas de fase a tierra como a los desequilibrios en la red. Los cortocircuitos externos de fase a tierra lo hacen disparar de forma frecuente e incorrecta y los desequilibrios les aumentan los consumos propios. Los parques fotovoltaicos más afectados serán aquellos que están instalados más alejados de las subestaciones, aunque todos pueden ser perjudicados. Mientras mayor es la resistencia del sistema de puesta a tierra, mayores serán las pérdidas y menor será la eficiencia de la instalación.

Estas corrientes están provocando calentamiento en los conductores de la puesta a tierra y la está deteriorando con el paso del tiempo. De todas las soluciones para evitar los problemas mencionados la más factible técnica y económicamente para nuestro país, es separar el neutro de los transformadores de potencias de la tierra. Se recomienda hacerlo con un seccionador. La solución ya ha sido aplicada con éxitos en varios parques fotovoltaicos de nuestro país, tanto en la reducción de los índices de consumo propio como para evitar los disparos incorrectos de las protecciones.

REFERENCIAS

- [1] V. M. Suslov y V. A. Bosneaga. "Method of Parameters Determination for Multi-Winding Transformer Equivalent Circuit in the Form of Multi-Beam Star". 2019 8th International Conference on Modern Power Systems (MPS), may 2019, p. 1-4, doi: 10.1109/MPS.2019.8759746. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8759746>
- [2] Mario Martín Heredia Borja y Rafael Humberto Intriago Bernita. "Análisis de sistemas trifásicos de transformadores conexión D-Y", Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, Ecuador, 2015. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/10450/1/UPS-GT001540.pdf>
- [3] Hernández Coliote Francisco Javier. "Análisis de las corrientes de corto circuito en un transformador delta/estrella", Tesis de grado, Instituto Politécnico Nacional, México, D. F., 2016. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/17338/05-05-16.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [4] I. Guaita-Pradas, *et al*, "Analyzing territory for the sustainable development of solar photovoltaic power using GIS databases," *Environ. Monit. Assess.*, vol. 191, n. 12, p. 764, 2019, doi: 10.1007/s10661-019-7871-8. Disponible en: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10661-019-7871-8>
- [5] Q.-T. Tran, M. Cong Pham, L. Parent, y K. Sousa. "Integration of PV Systems into Grid: From Impact Analysis to Solutions", en 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe), jun. 2018, p. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494400. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8494400>
- [6] Syafii, A. elGazaly, y A. Abadi. "Load Flow Analysis of PV System Integration in Universitas Andalas Distribution System", en 2019 3rd International Conference on Electrical, Telecommunication and Computer Engineering (ELTICOM), sep. 2019, p. 17-20, doi: 10.1109/ELTICOM47379.2019.8943836. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8943836>
- [7] T. Ngnegueu, *et al*. "Zero phase sequence impedance and tank heating model for three phase three leg core type power transformers coupling magnetic field and electric circuit equations in a finite element software", *IEEE Transactions on Magnetics*, vol. 31, n. 3, p. 2068-2071, may 1995, doi: 10.1109/20.376451. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/376451>
- [8] F. L. Quilumba, *et al*. "Positive- and zero-sequence impedance estimation of YNyn-d-connected main power transformers in wind power applications", *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, p. 1-9, 2020, doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.03080. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=9133622>
- [9] L. O. Laurencio y R. M. Laurencio. "Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal; Energetic analysis of a photovoltaic system integrated to a horizontal flatroof", *Ingeniería Energética*, vol. 37, n. 1, ene. 2016. Disponible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012016000100006
- [10] I. Evkay, S. Ashraf, M. Baysal, U. S. Selamogullari and O. Hasan, "Single Dual Setting Directional Over-current Relay Based Line Protection Logic for Distributed Generation Integrated Power Systems," 2020 2nd Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), Izmir, Turkey, 2020, p. 245-250, doi: 10.1109/GPECOM49333.2020.9247868. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9247868>
- [11] F. L. Quilumba, *et al*, "Positive-and zero-sequence impedance estimation of YNyn0+d-connected main power transformers in wind power applications," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 7, n. 1, p. 57-65, 2021, doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.03080. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9133622>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existe conflicto de intereses.

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Lenyer Padrón Suárez: <https://orcid.org/0000-0001-5127-3971>

Diseño de la investigación, recolección de datos, análisis y procesamiento de los resultados, confección del borrador del artículo.

Manuel Ignacio Ayala Chauvin: <https://orcid.org/0000-0002-3911-377X>

Diseño y supervisión de la investigación, recolección de datos, análisis de los resultados y redacción del borrador.

Ernesto Torres Breffe: <https://orcid.org/0000-0001-7781-2611>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, revisión crítica y aprobación final del artículo.

Osmani Pantoja Gómez: <https://orcid.org/0009-0008-4559-7337>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo y aprobación final del artículo.

Maikel Alvarez Hechevarría: <https://orcid.org/0009-0005-9445-9908>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo y aprobación final del artículo.