

ALTERNATIVAS PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN. CASO ESTUDIO: CIRCUITO ARENOSA-YAGUARA I-II

Hernández, C.; Monagas, E.; Romero, L.

Departamento de Potencia. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería.
Universidad de Carabobo. Valencia. Estado Carabobo. Venezuela.

e-mail: leoromerot@gmail.com

Resumen: El propósito de esta investigación es consolidar una propuesta de solución a los problemas de carga que presentan algunas líneas de la industria eléctrica de Venezuela y que contribuyen a la emergencia ya decretada en el sector desde el análisis de alternativas para aumentar la capacidad de transmisión de energía eléctrica. A tal fin se analiza el comportamiento de diferentes tecnologías en conductores eléctricos, tradicionales y nuevas tecnologías emergentes que aún no han sido implementados en el sistema eléctrico venezolano para determinar cuál satisface los requerimientos eléctricos de la línea Arenosa-Yaguara I-II en 115 kV. Esta investigación es un proyecto factible, tipo documental, con diseño metodológico en tres fases para la obtención de la propuesta de configuración final del circuito caso estudio. Los resultados muestran que con la sustitución de la actual línea existente de conductor ACAR 500kcmil 18/19 por conductores de altas prestaciones térmicas es posible duplicar la capacidad de transmisión.

Palabras clave: Transmisión, conductor, nuevas tecnologías, industria eléctrica.

ALTERNATIVES TO INCREASE CAPACITY TRANSMISSION. CASE STUDY: ARENOSA – YAGUARA I-II CIRCUIT

Abstract: The target of this research is to consolidate a solution proposed to the problems of load present some lines of Venezuela electric industry and contribute to the emergence enacted in the sector, for analysis of alternatives to increase the capacity of power transmission. The analyze behavior of different technologies in electrical wires, traditional and new emerging technologies that have not been implemented in the Venezuelan electrical system yet, to determine which the electrical requirements meets the Arenosa-Yaguara I-II line at 115 kV. This research is a feasible project, document type, with methodological design in three phases to obtain the proposed final circuit configuration case study. The results show that with the replacement of the current existing line driver 500kcmil ACAR conductors 18/19 by high thermal performance can double the transmission capacity.

Key words: Transmission, wire, new technologies, electric industry.

INTRODUCCIÓN

El sistema de transmisión de energía venezolano está constituido principalmente por conductores, y en menor proporción cables, que de acuerdo al Boletín Estadístico Mensual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) N°492 a enero 2010 y de acuerdo a noticias del portal oficial de la Corporación Eléctrica Nacional (Corpoelec) corresponde a 25.074km de líneas de transmisión con las que cuenta la industria eléctrica.

Desde el año 2007, el sistema de transmisión presenta dificultades de sobrecarga por la creciente demanda. Este problema incide sobre el comportamiento de ese sistema del cual se requiere alta confiabilidad debido a los bloques de energía que maneja. De acuerdo a Colorado (2010), uno de los principales problemas del sector es la falta de planificación a mediano y largo plazo, el crecimiento de la demanda con las mismas redes de transmisión lo que ha traído como consecuencia un aumento en la frecuencia de interrupción en el sistema de transmisión sufriendo un incremento promedio de 275% en redes de 115 kV para el año 2009.

Particularmente la línea Arenosa-Yaguara I-II no escapa de esta problemática. Esta línea está bajo la supervisión del Departamento de Mantenimiento de Líneas de Corpoelec Zona III del Estado Carabobo y está diseñada con conductor de 500kcmil para una capacidad de 630A. Sin embargo, llegó a presentar una demanda pico de 728A, lo que representa problemas de sobrecarga con sus respectivas consecuencias: aceleración en la pérdida de la vida útil, imposibilidad de ser respaldo ante fallas de otros circuitos y elimina las posibilidades de crecimiento futuro a pesar que la zona alimentada está en pleno desarrollo industrial y residencial.

El propósito de esta investigación es elaborar una propuesta para aumentar la capacidad

de transmisión del circuito Arenosa-Yaguara I-II. Para tal fin y tomando en consideración, Mejías (2008), además de realizar una verificación del estado físico, capacidad, elongación, asilamiento, límites de operación, parámetros meteorológicos y eléctricos de la red, para aumentar la capacidad de las líneas existentes las alternativas se orientan a: cambios de calibre, cambio de la configuración aumentando el número de conductores por fase, elevación de la tensión de operación, aumento de la temperatura de operación, cambio a conductores de altas prestaciones térmicas, instalación de dispositivos de electrónica de potencia.

Esta investigación se orienta al análisis de conductores y las posibilidades indicadas, tomando como premisa la no modificación o sustitución de las estructuras existentes.

Abordaje teórico

Para consolidar una propuesta para aumentar la capacidad de transmisión del circuito Arenosa-Yaguara I-II que se fundamente en el análisis de los conductores es necesario conocer la clasificación y características de los conductores, los cálculos eléctricos, térmicos y mecánicos. En este caso, es necesario abordar los fundamentos de la propuesta para conocer:

- La clasificación y características de conductores normalizados en los sistemas de transmisión en Venezuela.
- La clasificación y características de conductores no normalizados en los sistemas de transmisión en Venezuela también llamados no convencionales.
- Los cálculos eléctricos, térmicos y mecánicos.

Tipos de conductores convencionales y no convencionales

Para el planteamiento y análisis de propuestas en la industria eléctrica

122

venezolana se consideran las Normas de Generales de Diseño para Proyectos de Líneas de Transmisión a 115 kV y 230 kV (1985) vigentes. Por tanto, en el sistema de transmisión venezolano la mayoría de las líneas tienen instalados conductores de aluminio con alma de acero (ACSR) y aluminio con alma de aleación de aluminio (ACAR) los cuales pueden ser operados hasta temperaturas de 75 °C y durante condiciones de emergencia hasta los 90°C.

Sin embargo, las actuales condiciones de carga del circuito Arenosa-Yaguara I-II abren la posibilidad de analizar la alternativa de implementar nuevas tecnologías emergentes de conductores no convencionales capaces de operar a elevada temperatura (250°C) conservando las distancias mínimas a tierra

de las líneas actuales y manteniendo las actuales condiciones mecánicas.

Considerando los niveles de temperatura de operación, se revisó a Albizu, Mazón y Fernández (2012) quienes abordaron los conductores de altas prestaciones térmicas. Para incorporar al análisis las tecnologías emergentes se considera la propuesta de Guerra y Pazmiño (2008) quienes utilizaron conductores de última generación tipo "T" donde figuran los conductores ACSR/TW, ACSS/TW y ACCC/TW.

Finalmente, la clasificación de los conductores convencionales y no convencionales usados para la transmisión de energía eléctrica se resume en la tabla N°1.

Tabla N°1. Clasificación de los conductores

Tipo de Aluminio	Tipo de Alma	Alambres Esféricos	Alambres Trapezoidales	Tipo GAP
Aleación de Aluminio 6201-T81		AAAC		
Aluminio 1350-H19	Aleación de Aluminio 6201-T81	ACAR		
	Acero	ACSR	ACSR/TW	
Aluminio Recocido	Compuestos de fibras de vidrio y carbono		ACCC/TW	
	Acero de gran dureza Recubierto de Al.	ACSS	ACSS/TW	
Aluminio Termo-Resistente (Nueva tecnología)	Acero de gran dureza Recubierto de Al.			G(Z)TACSR
	INVAR recubierto de Aluminio	(Z)TACIR		
	Compuesto de fibras de Al. Con matriz de Al.	ACCR	ACCR/TW	

La clasificación define si el conductor tiene alma, si es de alambres esféricos, trapezoidales o tipo gap e identifica las tecnologías emergentes.

Cálculo eléctrico, térmico y mecánico

Para los cálculos eléctricos se verifican las metodologías existentes. Para este caso se consideró a Sanín (2008) quien consolida todas las alternativas para estado estable

que corresponden al basado en el estándar IEEE-738 (2006) y la metodología propuesta por la International Council on Large Electric Systems (CIGRÉ). Sin embargo, para este trabajo se consideró el estándar IEEE-738 (2006).

Para el cálculo mecánico se consideran las Normas Generales de Diseño para Proyectos de Líneas de Transmisión a 115 kV y 230 kV (1985, CADAFE) referentes al cálculo mecánico de conductores, a las distancias mínimas y aislación. En este caso, se aplica la ecuación de cambio de estado (1) para determinar las tensiones mecánicas para cada una de las hipótesis que se establecen en las normas generales de diseño para líneas de transmisión en 115 kV y 230 kV.

$$(e_2 - e_1) + \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) + \frac{t_2 - t_1}{A \cdot E} = \frac{S^2}{24} \cdot \left[\frac{w_2^2}{t_2^2} - \frac{w_1^2}{t_1^2} \right] \quad (1)$$

Esta ecuación considera la deformación plástica del conductor por efectos térmicos o fluencia (efecto creep) debido a que éste forma parte del proceso de elongación del conductor. Aunque aún no se ha desarrollado una ecuación o modelo matemático para anticipar dichas deformaciones en conductores de transmisión, experimentalmente se acepta que estas deformaciones son función del tiempo, del esfuerzo y la temperatura.

Para el cálculo de los árboles de carga, se verificaron los tipos de estructuras existentes en la línea, sus fabricantes, así como tipo de torre, tipo de amarre (alineación, en ángulo, en derivación o terminal) ya que los esfuerzos en algunas de las hipótesis podrían ser diferentes ya que se involucran nuevas condiciones. Se determinan las cargas, longitudinales, transversales y verticales en cada caso de acuerdo al caso típico mostrado en la figura 1.

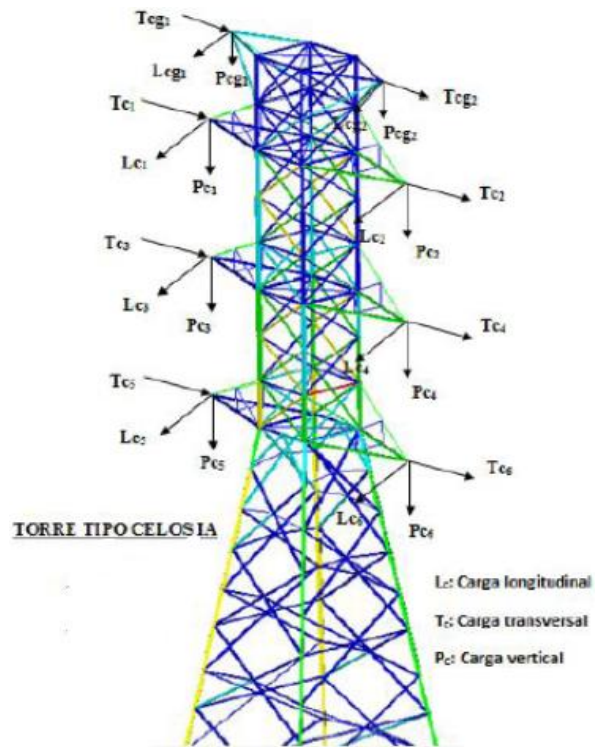


Figura 1. Diagrama básico de cargas para soportes de doble terna

METODOLOGÍA

Esta investigación es un proyecto factible debido a que consistió en el diagnóstico de la situación en la línea Arenosa-Yaguara I-II del 115kV, el análisis de conductores, la elaboración y desarrollo de una propuesta viable para solucionar problemas de sobrecarga y limitaciones de crecimiento en esa línea que pertenece a Corpoelec.

Es tipo documental debido a que el estudio del problema requirió la ampliación y profundización en el conocimiento de la naturaleza de los conductores en el mercado, de las variables involucradas en el diseño y rediseños de líneas de transmisión que necesita el apoyo en trabajos previos, información y datos divulgados por medios impresos o electrónicos, normas y estándares. El diseño metodológico se realizó en tres fases para la obtención de la propuesta de configuración final del circuito caso estudio. Estas fases corresponden a:

diagnóstico de la situación actual, diseño de la propuesta y la verificación de la factibilidad económica. El diagnóstico de la situación actual de la línea involucró la recolección de datos en el Departamento de Mantenimiento de Líneas de CORPOELEC Transmisión Central Zona III: valores actuales de potencia eléctrica, conductor existente, tipos de estructuras, planos y topografía. También involucró la actualización en campo, digitalización de los planos, análisis preliminares basados en los cálculos de las condiciones actuales de operación mediante la aplicación del estándar IEEE-738 (2006) y las Normas Generales de Diseño para Proyectos de Líneas de Transmisión a 115 kV y 230 kV y verificación de las fundaciones

existentes mediante el cálculo de los factores de seguridad y su respectiva comparación con los establecidos por la norma vigente.

En la figura 2 se presenta el procedimiento implementado para la obtención de la máxima corriente de carga en estado estable según lo expuesto en el Std. 738 IEEE (2006). Por su parte, para el cálculo térmico este trabajo también se sustenta en el estándar IEEE-738 (2006). Utilizando los datos climatológicos presentes en la zona que se encuentra ubicada la línea Arenosa-Yaguara I-II, en la figura 3 se presenta el procedimiento de cálculo para el balance térmico.

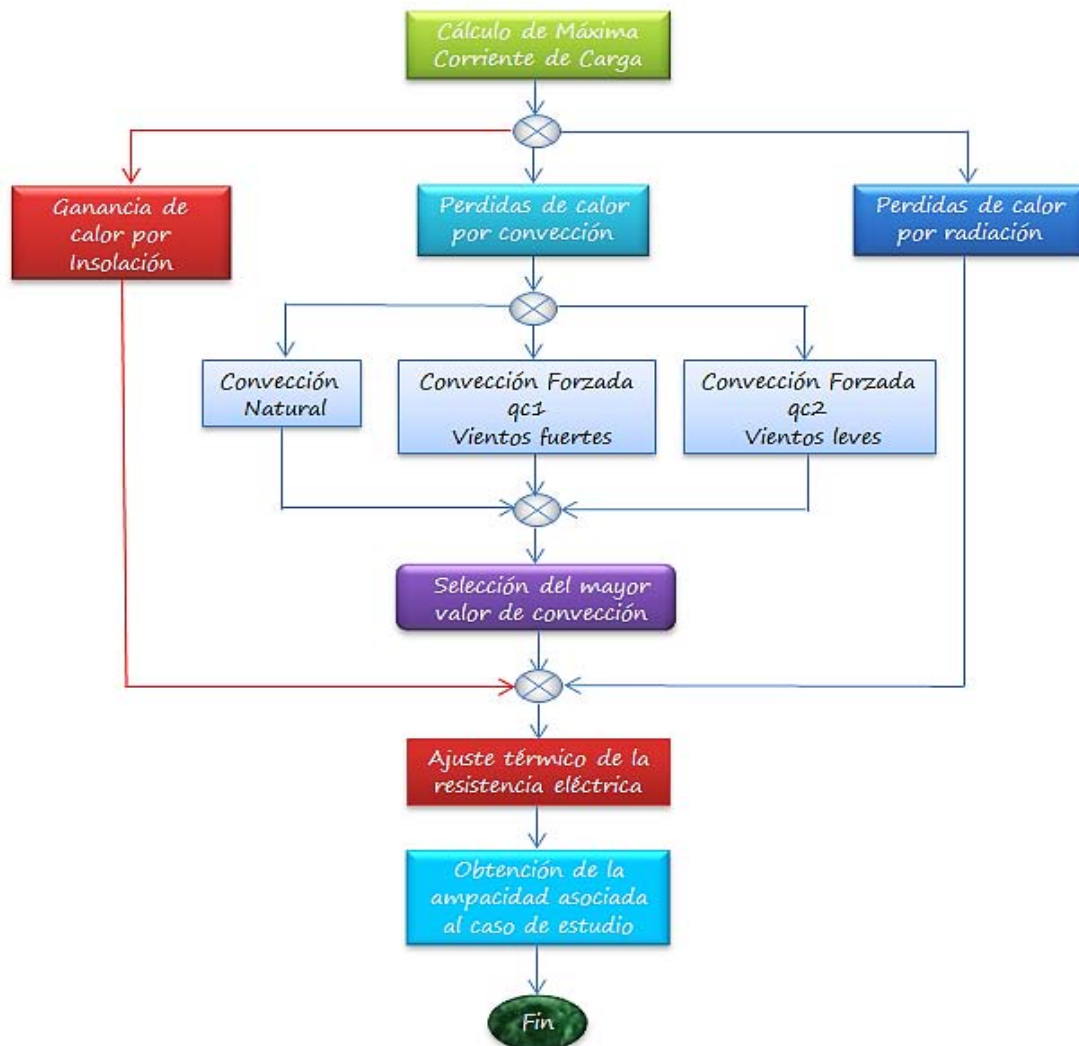


Figura 2. Cálculo de la máxima corriente de carga en estado estable basado en el Std. 738 IEEE (2006)

El diseño de la propuesta comprende la verificación, para cada una de las alternativas de la tabla N°1, la capacidad de transmisión del conductor eléctrico y térmico mediante el estándar IEEE-738 (2006) siguiendo los mismos procedimientos anteriores de las figuras 2 y 3, y el cálculo mecánico de acuerdo a las Normas Generales de Diseño para Proyectos de Líneas de Transmisión a 115 kV y 230 kV. En este caso, dado que la premisa es la no modificación o sustitución de las estructuras

existentes se verifican Verificar la capacidad de carga de todas las estructuras, los parámetros de las condiciones límites de operación de la línea con la finalidad de obtener las catenarias de cada tramo, las tablas de tensado de cada uno de los conductores eléctricos elegidos en el presente estudio para determinado rango de posibles temperaturas ambiente presentes en la zona, momentos de volcamiento, esfuerzos de arrancamiento y de compresión.

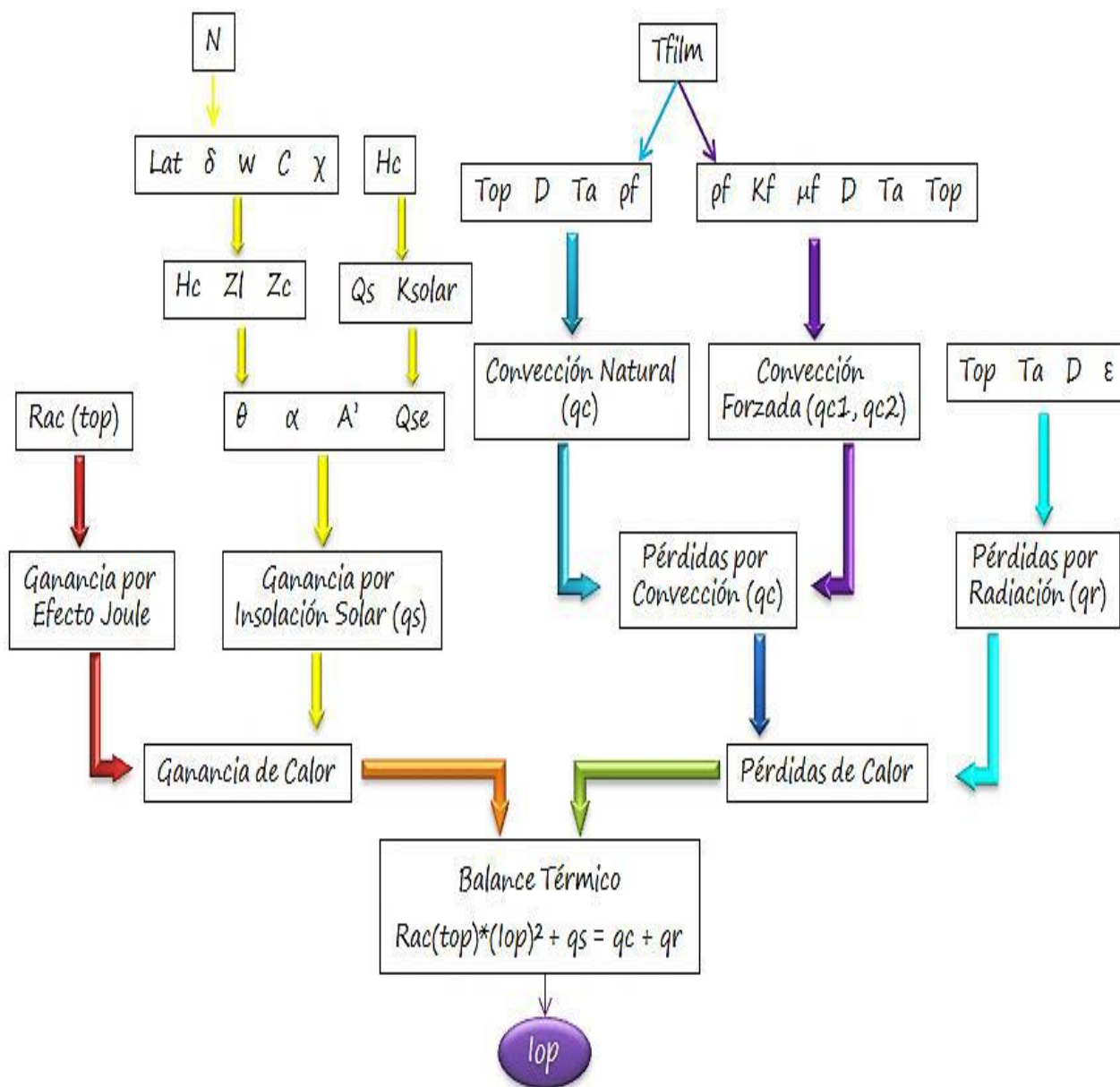


Figura 3. Cálculo de balance térmico en conductores eléctricos aéreos basado en el Std. 738 IEEE (2006)

El análisis de la factibilidad económica se realizó considerando precios referenciales del mercado, análisis de costos de cada uno de los elementos que se deberían modificar tales como herrajes, accesorios, etc. El mismo se realizará sin incluir los costos de materiales menores, trabajos de montaje o desmontaje.

Situación actual

La línea de transmisión Arenosa-Yaguara I-II es una doble terna en 115 kV que sale de la subestación eléctrica "La Arenosa" y cuenta en total con 38 soportes en todo el recorrido, dentro de los cuales se encuentra un tramo que está diseñado con pórticos (6 estructuras) debido a que se cruza con una línea de 400 kV y para el cumplimiento de las distancias mínimas entre las líneas.

Por su parte, la subestación eléctrica Yaguara cuenta con una capacidad instalada de 112 MVA, la cual se encuentra distribuida en 2 transformadores de 20 MVA en

115/13,8 kV y 2 transformadores de 36 MVA en 115/34,5 kV, los cuales alimentan a los subestaciones San Carlos, Tinaquillo, Tinaco y Bejuma.

Para la línea de transmisión que se estudió en este proyecto ARENOSA-YAGUARA I-II, se tiene un circuito doble terna en 115 kV, conductor ACAR 500Kcmil, ubicada en latitud 10°2'24.58" N y longitud 68°4'56.90" O (ARENOSA) hasta latitud 10° 2'44.48"N y longitud 68° 7'34.66"O (YAGUARA I-II), se recopilamos los siguientes datos: Los datos climatológicos se presentan en la tabla N° 2 y se obtuvieron de los reportes en la estación meteorológica 804720 (SVVA), la cual se encuentra ubicada en el estado Carabobo, exactamente a 10°9'39" latitud norte y 67°55'48" de longitud oeste, a una altitud de 430 msnm.

En la tabla N°3 se presentan los datos del conductor actual suministrados por Corpoelec.

Tabla N°2. Datos climatológicos

Características	Valencia, Venezuela
Temperatura (°C)	
Media	26,5
Máxima media	32,7
Máxima absoluta	37,2
Mínima absoluta	16,9
Velocidad del viento (m/s)	
Media	2,06
Máxima	24,17

Tabla N° 3. Datos del conductor actual

ACAR 500 Kcmil 18/19	
Diámetro (mm)	D=20,67
Resistencia en corriente alterna (60 Hz) del conductor a la temperatura T_C (Ω /km)	$R_{(TC=Low)} = 125,9 \times 10^{-6}$
Resistencia en corriente alterna (60 Hz) del conductor a la temperatura T_C (Ω /km)	$R_{(TC=Higt)} = 148,7 \times 10^{-6}$
Coeficiente de Emisividad (entre 0,23 y 0,91)	$\epsilon = 0,5$
Coeficiente de absorción solar (entre 0,23 y 0,91)	$\alpha = 0,5$

La tabla N°4 presenta los datos geográficos para la zona donde se ubica la línea en estudio.

Tabla N°4. Datos geográficos

Velocidad del flujo de aire sobre el conductor (m/s)	$V_w=0,61$
Angulo del viento respecto al eje del conductor (grados)	$\Phi = 90^\circ$
Elevación del conductor sobre el nivel del mar (m).	$H_e = 430$
Temperatura ambiente (°C)	$T_a= 26,5$
Temperatura del conductor (°C)	$T_c= 75$
Latitud norte (grados)	$Lat = 10^\circ$
Altitud del sol (grados)	$HC = 12pm$
Dirección de la línea	Oeste-Este
Atmósfera	Clara
Día del año (días)	$N = 180$
Azimut de la línea (grados)	$Z_l= 90^\circ$

En la tabla N°5 se presentan los datos del sistema.

Tabla N°5. Datos del sistema

Tensión eléctrica del conductor (kV)	$V=115$
Potencia aparente (MVA)	$S = 125$
Factor de potencia del sistema (Adim)	$fp = 0,85$

Los resultados de la capacidad de transmisión en función de las condiciones favorables, desfavorables e intermedias bajo las cuales se puede encontrar la Línea Arenosa-Yaguara I-II, de conductor ACAR 500kcmil 18/19 se presentan en la tabla N°6.

Tabla N°6. Capacidad de transmisión de la línea en diferentes situaciones climatológicas

CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN AMPERIOS (A)				
Top (°C)	Con Viento Sin Sol	Con Viento Con Sol	Sin Viento Con Sol	Sin Viento Sin Sol
50	484	391	186	340
55	529	447	252	379
60	570	496	305	414
65	607	540	350	446
70	642	580	389	447
75	674	616	425	506
80	704	649	459	533
90	759	710	518	583

En la tabla se observa que para una temperatura de operación de 75°C en la condición "con viento/ sin sol" se tiene una

capacidad de transmisión de 674 A, lo cual favorece a la línea ya que cuando se presenta el máximo consumo diario es bajo

esta condición y aunque las capacidad de diseño de la línea es inferior a dicho valor, esto nos indica que el límite térmico de la línea puede soportar sobrecargas temporales en hora pico. La condición más favorable es con viento sin sol mientras que la más desfavorable es la de sin viento con sol.

Cálculo térmico y eléctrico

Con los datos anteriores y la curva del comportamiento general de la carga horaria

en la línea de transmisión de energía eléctrica Arenosa-Yaguara I-II, elegida para día en el que se presentó el máximo consumo, se identifican las horas en las que se presentan los dos picos máximos de carga diaria y en función a dicha condición se comparan los valores de transmisión teórico (límite térmico) con el valor real de transmisión en la línea y se ajustan las condiciones de funcionamiento. Los resultados se presentan en la tabla N°7.

Tabla N°6. Valores picos de transmisión y % de carga

Condiciones	Límite Térmico	Carga real	% Carga	Hora
Sin viento/Con sol	425	680	160	15:00
Con viento/Con sol	616	680	110	15:00
Sin viento/Sin sol	506	740	146	20:00
Con viento/Sin sol	674	740	110	20:00

Se observa que el conductor actual está presentando sobrecargas en ambos picos de carga durante el día debido a las condiciones climatológicas presentes a la hora del pico de carga. Considerando que el conductor ya que tiene más de veinte (20) años de instalación, se infiere que existe la posibilidad que esté presentando daños y/o pérdida de las propiedades mecánicas.

Cálculo mecánico

Para el cálculo mecánico se consideran los valores correspondientes a las condiciones establecidas por la norma de CADAPE para diseño de líneas de transmisión en 115 kV. Las cargas mecánicas límites en los conductores fueron las definidas en las

hipótesis de carga en la Norma de CADAPE, para lo cual se verifican las condiciones de viento, tensión límite y temperatura en condiciones iniciales en conductores de fase y cable de guarda que se consideran las hipótesis de carga.

Planteadas las hipótesis de carga se procede a realizar la tabla del cálculo mecánico del conductor y cable de guarda respectivamente, y considerando las características del conductor ACAR 500 kcmil 18/19 en el catálogo de un reconocido fabricante en Venezuela, en la tabla N°7 se resumen las condiciones límites e hipótesis de carga.

Tabla N°7. Condiciones límites e hipótesis de carga

HIPÓTESIS DEL CONDUCTOR	
	T (Kg)
HIPOTESIS I ; $T < 50\%CRc$, θ_{min} , Viento MAX	2995
HIPOTESIS II ; $T < 28\%CRc$, θ_{min} , Viento=0	1677.2
HIPOTESIS III ; $T < 20,5\%CRc$, θ_{amb} , Viento=0	1227.95

La hipótesis III es la predominante para los valores reales de vanos, por tanto se deduce que no existe vano crítico. Se verificó que las demás hipótesis cumplieran con las condiciones límites de tensión establecidas en la norma de CADAPE.

Finalmente, se realiza el cálculo mecánico del conductor para condiciones iniciales, considerando que no existe vano crítico y para las condiciones planteadas como hipótesis lo cual ofrece los resultados para los 20 vanos de la línea estudiada, tanto para los conductores de fase como de guarda.

Se verifico que no existe otro vano crítico entre ninguna de las combinaciones de hipótesis posibles, donde se verificaron valores de tensiones iniciales para vanos hasta los 400 m, ya que el mayor vano presente en la línea en estudio no supera este valor.

Por su parte, para el cálculo de árbol de carga se realizaron las revisiones indicadas y se realizaron los cálculos para el máximo valor de vano presente en la condición actual para cada tipo de torre, por ser la condición más desfavorable que se presentara en determinado tipo de estructura. Los resultados muestran que no se ha superado ningún esfuerzo de diseño por lo cual no se requiere modificar la estructura ya que no está comprometida su integridad mecánica, por lo cual la condición actual del conductor ACAR 500 Kcmil 18/19 no presenta

inconvenientes en las cargas mecánicas actuantes en las estructuras existentes.

Igualmente, se levantó la hoja de localización de la situación actual identificando la estructura (tipo, altura útil, derivación, alineación), cota base, ángulo, vano (real, medio) así como vanos que teóricamente necesitan contrapeso debido a que la torre presenta desequilibrio entre las fuerzas de arranque y las de compresión. Con esta información se determinaron los parámetros caliente y frío de cada tramo calculados para ACAR 500 kcmil 18/19 y se consolidan las tablas de tensado.

Tomando en consideración los valores de tensiones iniciales para el conductor, y los vanos reales de la línea, se procede a seleccionar una gama de temperaturas que se espera encontrar en sitio al momento de ejecutar la regulación de los conductores, la cual se estima entre los 16°C y 38°C. Esta gama de temperaturas se subdivide en pasos discretos de 2°C c/u, para los cuales se obtiene los valores de tensión de cada uno de los conductores involucrados.

Las flechas presentes para cada una de las posibles temperaturas no son considerables debido a que el vano correspondiente es pequeño y dichas flechas son proporcionales a la longitud del vano, sin embargo se observó en un tramo que no se cumple la distancia mínima a tierra establecida por la norma para torres de transmisión en 115 kV y el tipo de terreno ($d_{min} = 7$ m). Es decir,

que ya en la situación actual hay un tramo que no está dentro del margen establecido por la norma por tanto se viola el margen de seguridad. El cálculo de las catenarias actuales no es necesario ya que la línea está en funcionamiento.

parte de la premisa que se hará lo posible para no modificar ningún tipo de elemento de la línea actual más que el conductor, entonces se procede a evaluar que los factores de seguridad de las estructuras se sigan cumpliendo cuando se evalúa cada una de las alternativas en conductores.

En cuanto a las fundaciones, debido a que el objeto de la evaluación de esta investigación

Tabla N°8. Condiciones actuales de las fundaciones

VANOS MAXIMOS	CALCULO DE FUNDACIONES				
	TORRE TIPO B	Sigma(σ)<2		fsv > 1,5	
177,84	B-3	0.45	NO se hunde	5.71	NO se vuelca
300,2	B+0	0.71	NO se hunde	3.42	NO se vuelca
254,38	B+3	0.78	NO se hunde	3.13	NO se vuelca
312,98	B+6	1.00	NO se hunde	2.40	NO se vuelca
304,34	B+9	1.14	NO se hunde	2.09	NO se vuelca
	TORRE TIPO D	Sigma(σ)<2		fsv > 1,5	
266,49	D-3	0.48	NO se hunde	6.12	NO se vuelca
	TORRE TIPO H	Sigma(σ)<2		fsv > 1,5	
113,99	H-6	0.19	NO se hunde	43.49	NO se vuelca
217,97	H-3	0.34	NO se hunde	18.81	NO se vuelca
312,94	H+0	0.51	NO se hunde	11.16	NO se vuelca
246,43	H+3	0.58	NO se hunde	9.62	NO se vuelca
217,97	H+6	0.69	NO se hunde	7.92	NO se vuelca

Por tanto se determinan las fuerzas de arranque y de compresión, y el área de la fundación que se comparan con los factores de seguridad de volcamiento y de hundimiento que establece la norma para el tipo de estructura existente con el conductor actual. En la tabla N°8 se presentan las condiciones actuales de las fundaciones que permiten observar que cumplen con los factores de seguridad.

La propuesta

Esta propuesta comprende evaluar los métodos tradicionales de repotenciación de

la línea y los métodos no tradicionales que involucran el uso de nuevas tecnologías.

Métodos tradicionales

Dentro de los métodos tradicionales se encuentra la repotenciación de líneas existentes que nace de la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión en zonas en donde la demanda ha ido creciendo sostenidamente y donde también es difícil implementar nuevas líneas de transmisión debido a las dificultades de obtener servidumbres. Los casos son:

- Cambiar el conductor existente por uno de mayor calibre logrando así mayor capacidad de transporte de corriente y por ende de potencia. Sin embargo, el aumento del peso del conductor (esfuerzos verticales), el aumento del diámetro del conductor (esfuerzos horizontales), el posible aumento de la tensión mecánica longitudinal sobre las estructuras y la poca ganancia en posibilidades eléctricas para acometer la sobrecarga actual y permitir crecimiento futuro ya que los aumentos de capacidad no superan un incremento del 20% en la capacidad de transmisión de potencia actual no permiten que sea una alternativa para el caso de la línea Arenosa-Yaguara I-II.
- Implementar la configuración de dos o más conductores por fase (conductores en haz). Esta solución es posible si las estructuras han sido diseñadas previamente para soportar un segundo conductor por fase, pero en este caso no fue así y contraviene el criterio inicial de no instalar nuevas estructuras en reemplazo de las existentes o modificarlas.
- Elevar el nivel de voltaje de operación de la red. Aunque se obtiene un aumento de 30% en la capacidad de transmisión, se genera un aumento de la flecha del conductor, por ende, una disminución de la distancia reglamentaria al suelo y a las instalaciones y obras existentes que se cruzan con la línea. En este caso, se requiere retensados, montar nuevas estructuras de mayor altura, modificar estructuras actuales o la inserción de nuevas torres. Por lo cual tampoco cumple con las premisas de esta investigación.

Los métodos tradicionales de repotenciación no ofrecen un aumento considerable de la

capacidad de transmisión respecto a la condición original, además se puede dar el caso en el que se deben realizar modificaciones sobre las estructuras debido al aumento de las solicitudes mecánicas sobre las ménsulas y sobre las fundaciones debido a los esfuerzos de arranque ejercidos sobre la torre.

Métodos no tradicionales

Los métodos no tradicionales consisten en el uso de conductores de altas prestaciones térmicas y flecha pequeña (HTLS). Estos conductores permiten aumentar la capacidad de transmisión de una línea, ya que los materiales que lo componen, pueden operar a temperaturas muy superiores a las de los conductores tradicionales de aluminio (75°C), pudiendo llegar incluso hasta 240°C y presentan las siguientes ventajas:

1. Se evita la construcción de nuevas líneas de transmisión.
2. Las flechas del conductor de alta capacidad son, generalmente, muy similares a las del conductor existente, por lo que se mantienen la distancias de seguridad al suelo.
3. Los esfuerzos mecánicos sobre las estructuras, no se ven sobrepasados, ya que el nuevo conductor de alta capacidad generalmente tiene características físico-geométricas similares a las del conductor existente.

Considerando que no se quiere realizar modificaciones en las estructuras, fundaciones y demás elementos afectados por el nuevo conductor, se consideran conductores de diámetro y peso similar al actual. En la tabla N°9 se presentan los conductores seleccionados de acuerdo a este caso.

Tabla N°9. Conductores seleccionados

Características	ACAR500	ACAR800	ACCR382	ACCR405	ACCR565	ACCC530	ACSS397
Díámetro	20,67	26,14	19,51	19,9	21,8	20,5	19,1
Sección	253	405	192,8	234	332	308,5	215,4
Peso	0,697	1,117	0,646	0,669	0,947	0,816	0,667
Carga Ruptura	5990	7507	7076	7434	10228	10300	3461

La capacidad de transmisión en amperios de cada una de las alternativas consideradas, considerando las mismas condiciones climatológicas para todos las alternativas estudiadas (Con Viento/Con Sol). La capacidad de transmisión de los conductores HTLS de calibre similar al ACAR 500 Kcmil es de 1,6 a 2 veces mayor y dependiendo de la condición del día en que se evalúe el límite térmico estas relaciones pueden aumentar. De igual manera se comparan los conductores en la flecha que generan estos para un mismo valor de vano (vano ficticio máximo) y para la misma condición de cálculo mecánico a su respectiva temperatura de operación nominal. Se observa que los conductores ACCR 382-T16 y ACCR 405-T16 presentan valores de flecha menores que el conductor ACAR 500 Kcmil 18/19 para la temperatura de operación nominal y de también una mayor capacidad de transmisión.

El conductor que mayor flecha presenta para su temperatura de operación nominal es el ACSS 397 Kcmil 20/7 y también es uno de los que menor capacidad de transmisión presenta respecto a los conductores HTLS seleccionados. Todos los conductores HTLS seleccionados presentan menor tensión

mecánica en sus respectivas temperaturas de operación que el conductor actual e incluso que el conductor ACAR 800 Kcmil 30/7.

En cuanto a los arboles de carga de las estructuras solo los conductores ACCR 565-T16 y ACCC 529,5 Kcmil presentan esfuerzos transversales mayores a los de diseño de las torres tipo H, dicho valor supera en un 30% al valor de diseño.

Si se considera la posibilidad de aumentar la altura útil de la torre N°2 (H-6), entonces todos los tipos de conductores seleccionados a excepción del ACSS cumplen con las distancias mínimas a tierra establecidas por la norma vigente, de lo contrario todas las alternativas e incluyendo el conductor actual incumplen estas distancias en los primeros dos tramos de la línea.

También se determinó que los factores de seguridad calculados para cada tipo de estructura no presentan problemas de un posible volcamiento o hundimiento.

Luego de haber evaluado cada una de las alternativas consideradas, las características de las fundaciones actuales cumplen con los requerimientos máximos exigidos para los

diferentes conductores eléctricos seleccionados. Igualmente, los actuales sistemas de amarre son compatibles con los requeridos para conductores HTLS.

Factibilidad económica

Para el análisis de los costos se consideraron los siguientes aspectos: estructura y materiales, herrajes y accesorios y proceso de instalación.

El análisis económico involucra el costo de la inversión contra los beneficios que genera la repotenciación de la línea y considera los costos inherentes a las pérdidas por la transmisión de energía eléctrica, el costo de las pérdidas por efectos del posible perjuicio que sería causado a los usuarios por la ausencia de energía. En la tabla N°11 se presentan los costos referenciales para los conductores preseleccionados y aunque todos son mayores al conductor tradicional las capacidades de transmisión comprenden las amortizaciones del proyecto.

Tabla N°11. Costos referenciales

Tipo de Conductor	Costo US\$/Km	Relación con respecto al conductor tradicional
ACAR 500 Kcmil	9820*	1
ACAR 800 Kcmil	15712**	1,6
ACCR 405 Kcmil	15551	1,58
ACCC 530 Kcmil	11900	1,21
ACSS 397 Kcmil	5788	0,59

La propuesta para dar solución a la problemática de la capacidad de transmisión de la línea Arenosa-Yaguara I-II sería la tecnología de 3M-ACCR debido a que presenta no solo las ventajas técnicas al igual que lo hacen los demás conductores

HTLS, sino que se tiene acceso al producto ya que se cuenta con representantes y proveedores de 3M en Venezuela. Aunque en cuanto a costos representa un 21% de aumento en la inversión respecto a los conductores tradicionales, las ventajas que ofrece en cuanto a capacidad de transmisión son muy superiores para el crecimiento futuro.

CONCLUSIONES

En el diagnóstico, el análisis eléctrico y térmico de la línea muestran que el conductor se encuentra fuera de límites de carga en periodos mayores a ocho horas cada día, y por fuera de límites térmicos en los picos de carga que ocurren a las 15.00 horas y 20:00 horas por lo que no se existe la posibilidad a corto plazo de incorporar nuevas cargas a este circuito y seguir manteniendo los estándares de confiabilidad requeridos.

En el cálculo de las catenarias generadas por las condiciones límites se observó que algunos tramos de la línea no se cumple con las distancias mínimas a tierra según lo establecido por las normas vigentes, aunque los arboles de carga calculados sobre las diferentes estructuras existentes cumplen con los valores de diseño, por tanto las verificaciones de las fundaciones se mantienen dentro de los factores de seguridad establecidos por la norma.

Con la finalidad de no cambiar torres y fundaciones, la propuesta se orienta al uso de conductores de altas prestaciones térmicas para el aumento de la capacidad de transmisión de la línea debido que al revisar los cálculos de algunos de los esfuerzos generados por el conductor convencional de mayor calibre se nota que estos superan a los valores de diseño de las estructuras originales, por lo que se debe reforzar las

ménsulas para que soporten dichas sobrecargas.

En este caso, con los conductores de altas prestaciones térmicas es posible duplicar la capacidad de transmisión de la línea existente de conductor ACAR 500 Kcmil 18/19, además de contar con la ventaja de reducir el tiempo de instalación minimizando los trabajos sobre la línea que, además, evitan los tramites de solicitud de permisos de construcción, permisos ambientales, indemnización a propietarios, etc.

El análisis financiero se realizó respetando las estructuras y vanos existentes de la línea Arenosa-Yaguara I-II en 115 kV, obteniéndose así la mínima inversión del cambio de conductor.

Desde el punto de vista técnico todos los conductores de altas prestaciones térmicas cumplen con todos los requerimientos eléctricos y mecánicos requeridos sin incrementar la flecha, aunque pudieron observarse variaciones despreciables en coeficiente de dilatación lineal, valores de carga de ruptura, a excepción del ACSS, módulo de elasticidad.

La solución con el conductor 3M ACCR, demostró cumplir con los requerimientos de flecha a lo largo de la línea, respeta la distancia mínima de seguridad reglamentaria respecto al terreno, el tiro de instalación propuesto permite conservar las estructuras de la línea sin modificación alguna y demuestra un ahorro significativo en el aspecto económico y de tiempo, ya que no debe invertirse en el refuerzo ni adición de estructuras, lo que a su vez reduciría el tiempo de instalación.

Los conductores de altas prestaciones térmicas aún no están normalizados en Venezuela, por lo cual los estudios futuros

requieren el desarrollo normativo para su aplicación.

Igualmente conviene el desarrollo de proyectos futuros que deriven en la organización de bases de datos para el cálculo con conductores de altas prestaciones térmicas así como el análisis a profundidad del comportamiento de las grapas de compresión.

REFERENCIAS

3M. (2012). Conductor de aluminio con refuerzo de compuesto. Recuperado el 7 de julio de 2013, de http://www.cigre.cl/sem_24_may_12/informacion_evento/presentaciones/bloque%201/3M%20ACCR%20CIGRE%20Chileno_Mayo%202012.pdf

Albizu, I., Mazón, A.J. y Fernández, E. (2012). Conductores aéreos de altas prestaciones térmicas y baja flecha. Saarbrücken: editorial académica española.

CABEL. (2010). Interamericana de Cables Venezuela, S.A. Recuperado el 18 de junio de 2012, de http://www.interacables.com.ve/icv/productos/ALUMINIO_DESNUDO.pdf

CADAFE. (1985). Normas Generales de Diseño para Proyectos de Líneas de Transmisión a 115 kV y 230 kV. En CADAFE, Distancias Mínimas y Aislación (págs. VI.20 - VI.29). Caracas.

CADAFE. (1985). Normas Generales de Diseño para Proyectos de Líneas de Transmisión a 115 kV y 230 kV. En CADAFE, Cálculo mecánico del conductor (págs. VI.50 - VI.60). Caracas.

Colorado, D. (2010). Diagnóstico del estado actual de sistema de transmisión eléctrica en Venezuela. Recuperado el 17 de Noviembre

de 2012, de
http://www.uma.edu.ve/postgrados/gestion/revistas/revista_nro2/Teg%20y%20otros/teg_diana_colorado_2da.pdf

Guerra, C., y Pazmiño, C. (2008). Repotenciación de una línea de transmisión de 230kV con conductores de última generación tipo "T". Recuperado el 6 de febrero de 2013, de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/942/1/CD-1851%282009-01-26-08-49-42%29.pdf>

IEEE-738. (2006). IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors. Recuperado el 9 de junio de 2013, de www.dlqyw.net/down/soft/标准共享/国际标准/IEEE%20Std%20738-2006%20架空裸导线载流量和温度的关系计算.pdf

Mejía, A. (2008). Análisis técnico y económico de la repotenciación de líneas aéreas de alta tensión en un sistema de subtransmisión. Recuperado el 23 de septiembre de 2012, de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/11059/1055/1/6213192M516.pdf>

Sanín, I. (2008). Análisis de metodologías para el cálculo de la ampacidad en conductores desnudos, bajo la condición de estado estable. Recuperado el 26 de mayo de 2013, de <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/2923/2/128416.pdf>

Fecha de recepción: 25 de mayo del 2016

Fecha de aceptación: 13 de junio del 2016