

# Diseño Preliminar Y Evaluación de la Nueva Línea Macará-Zapotillo de 69kV Mediante el Uso de Herramientas Computacionales de Software Libre

Josué Moreno, Escuela Politécnica Nacional (EPN) Quito-Ecuador  
Paúl Vásquez, Escuela Politécnica Nacional (EPN) Quito-Ecuador

**Resumen**— En el presente documento, se realiza el diseño preliminar de la nueva línea Macará-Zapotillo 69kV para el Sistema de Subtransmisión de la EERSSA, con el objetivo de plantear una alternativa frente al incumplimiento de la regulación 005/18 del ARCONEL, por parte de los alimentadores Sabanilla y Zapotillo.

Además, se podrá evaluar la potencialidad y limitaciones del software libre IMEDEXSA, y establecer el nivel de confiabilidad de esta herramienta para el diseño mecánico de sistemas de transmisión de energía a 69kV.

Por lo que, a partir de los resultados obtenidos tanto del diseño eléctrico como del diseño mecánico, en coordinación con los ingenieros de la EERSSA se determinará la viabilidad técnico-económica del proyecto, y establecer si este software representa una alternativa viable frente a los costosos softwares empleados para este tipo de estudios.

**Términos de índice**—Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), Calidad de Energía, Demanda Eléctrica, Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA), Comisión Internacional de Electrotecnia (IEC), Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, (IEEE), Líneas de Transmisión.

## I. INTRODUCCIÓN

Las empresas distribuidoras se encuentran en la responsabilidad de planificar la infraestructura eléctrica para zonas de su área de concesión, en donde se prevea importantes incrementos de demanda eléctrica, o que elementos eléctricos del sistema de distribución incumplan con la normativa requerida.

Motivo por el cual, la incorporación de nuevas líneas de subtransmisión, se plantea como una alternativa ante esta problemática, en donde la metodología aplicada deberá garantizar una viabilidad técnica y económica de las líneas.

En este artículo, se presenta un diseño preliminar de la Nueva Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo, en donde se abarcará desde la proyección de demanda eléctrica hasta el diseño eléctrico y mecánico para un periodo de 15 años.

En la sección II, se detalla la base teórica del trabajo a realizar, en la sección III se detalla la metodología desarrollada, en la

sección IV se indica los resultados y su discusión, y en la parte final se detallan las conclusiones.

## II. MARCO TEÓRICO

### A. Demanda Eléctrica

“La demanda de un sistema o instalación eléctrica es la potencia promedio que consume una carga durante un intervalo de tiempo. El periodo de tiempo se lo denomina intervalo de demanda; este intervalo estará relacionado con el tipo de demanda que se requiera encontrar”[1].

Sus principales unidades son kW, kVARS, kVA.

### B. Demanda Máxima

“Es la mayor demanda que presenta un sistema en un periodo de tiempo determinado, más conocida como demanda pico” [1].

La demanda máxima permite determinar en qué momento se produce la mayor caída de voltaje en el sistema, en donde se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia [1].

### C. Curva Demanda Anual

Para poder analizar estas curvas es necesario tener al menos 4 periodos estadísticos, para determinar la tasa de crecimiento, y establecer un patrón de tendencia para la demanda [1].

Estas curvas son obtenidas de los valores de la hora pico de cada mes, en donde se puede visualizar las variaciones de los picos mensuales y anuales. Dichas variaciones, permiten obtener conclusiones prácticas del comportamiento del sistema [1].

### D. Factor de Coincidencia

Este factor se lo calcula a partir de la demanda máxima coincidente de un grupo de clientes y la sumatoria de las

demandas máximas individuales, evaluados en un determinado intervalo de tiempo y punto de alimentación [1].

$$F_{co} = \frac{D_M \text{ Grupo}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}} = \frac{1}{F_{div}} \quad (1)$$

Cuando realiza la planificación de un sistema de potencia, el factor de coincidencia juega un papel importante; debido que ajustará de manera más real y óptima la demanda proyectada.

E. Tipos de Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión de energía pueden llegar a ser clasificadas de acuerdo a su longitud o en función del nivel de voltaje.

Los tipos de línea de acuerdo a su longitud son:

- a) Líneas de longitud corta (menor a 80 km)
- b) Líneas de longitud media (entre 80 y 240 km)
- c) Líneas de longitud larga (mayor a 240km)

Los tipos de línea de acuerdo al nivel de voltaje son:

- a) Alto Voltaje (HV)
- b) Extra Alto Voltaje (EHV)
- c) Ultra Alto Voltaje (UHV)

Las líneas de transmisión emplean valores altos de tensión para reducir la corriente que fluye a través del conductor, y evitar altas pérdidas de potencia. En la tabla 1.1 se indican los valores de tensión de acuerdo a la norma ANSI C84 y C92.2 [3].

TABLA I.  
NIVELES DE TRANSMISIÓN

Nivel de Transmisión	Voltaje de [kV]	
	Nominal	Máximos
HV	34,5	36,5
	46	48,3
	69	72,5
	115	121
EHV	138	145
	161	169
	230	242
	345	362
UHV	500	550
	765	800
	1100	1200

Fuente: ANSI C84 y C92.2

Para seleccionar el nivel de transmisión de una línea de transmisión, es necesario tener en cuenta la potencia que va a transmitir. Por lo que, entre mayor sea dicha potencia se requiere un mayor nivel de voltaje [3].

F. Estructuras Soportantes [7]

Las estructuras de una línea de transmisión tienen la función de soportar los esfuerzos mecánicos generados por el conductor de fase y de protección, así como de los aisladores y accesorios de sujeción. Las fuerzas generadas por los conductores de fase e hilo de guarda son provocadas por factores como el hielo, peso propio del conductor, viento, y topografía de la línea.

Además, las estructuras de soporte son las encargadas de garantizar las distancias de seguridad de los conductores hacia las distintas superficies, y el aislamiento entre los conductores de fase y los conductores de fase a tierra.

Los materiales más empleados para construcción de las estructuras de soporte son el acero y el hormigón armado. Ya que, estos materiales presentan una alta resistencia frente a las clemencias climatológicas, y son sometidas a tratamientos especiales para alargar su vida útil.

En el Sistema de Transmisión Ecuatoriano se emplean estructuras autosoportantes se acero galvanizado, resistentes a la corrosión y empleadas para niveles de voltaje de 69, 138 y 230 kV.

III. METODOLOGÍA

A. Trazado de la Ruta

El trazado de la ruta de la línea de subtransmisión, se lo realizó a partir de las cartas topográficas y ortofotos de la zona de estudio, facilitadas por la Dirección de Obras Públicas del GAD de Zapotillo. Las cuales mediante un proceso llamado fotogrametría, se obtuvo un perfil topográfico y planimetría con curvas de nivel cada 1 metro.

Para el trazado de la ruta de la línea se aprovechó la topografía de la zona, tratando de buscar los puntos más altos, y evitando las superficies cóncavas.

Cabe recalcar, que el trazado de la ruta no pasará por zonas pobladas, en donde los costos por indemnizaciones pueden llegar a elevar el precio final de la línea de subtransmisión.

Además, previo al trazado de la ruta se verificó que la línea de subtransmisión, no comprometa zonas protegidas, ni ponga en peligro especies endémicas.

B. Proyección de la Demanda

- Nos basamos en el comportamiento de las demandas máximas anuales, registradas por los equipos de medición en cabecera de los alimentadores, que vayan a ser abastecidos por la línea de transmisión. La información deberá ser avalada por el Departamento de Planificación de la Empresa Distribuidora. Esta información deberá ser mínima de los últimos 4 años, y dependiendo de la base de datos que se obtenga, se podrá establecer el tiempo de proyección.

- Se omitirá valores en los cuales pueda existir un pico que no esté de acuerdo al comportamiento histórico, provocado posiblemente por una transferencia de potencia entre los alimentadores.
- La determinación de la demanda total se realiza en relación a la demanda máxima coincidente que presentan los alimentadores primarios al último año de información disponible.
- La demanda máxima coincidente del sistema del último año disponible, servirá para determinar las relaciones de demandas coincidentes entre los alimentadores de interés. Estas relaciones, servirán para obtener las demandas coincidentes para los años proyectados.
- El tiempo de horizonte será establecido por la empresa distribuidora.
- En caso de que la empresa distribuidora prevea la incorporación de cargas especiales, la demanda será proyectada tomando en cuenta este criterio.

C. Diseño Eléctrico

Para el diseño eléctrico se modelará el sistema de subtransmisión de la empresa distribuidora, en el software DigSilent Power Factory a partir de la información facilitada por el Departamento de Planificación. Una vez realizado lo anterior, se procederá a obtener un equivalente de Thévenin en la barra de la subestación de salida, para luego esquematizar la línea de transmisión con la carga conectada a la barra de llegada.

Luego se escogerá 10 conductores de tipo ACSR, los mismos que se emplearán para realizar las simulaciones de flujos de potencia que permitirán obtener las caídas de voltaje, eficiencia, cargabilidad y pérdidas de potencia por efecto joule para un horizonte de 15 años.

La ampacidad de los conductores seleccionados se basará en la norma IEEE Std.738-1993. Para la determinación del conductor económico se realizará una comparación entre los diferentes calibres, en donde el costo de inversión y costos operativos sea el más bajo. La coordinación de aislamiento se la realizará a partir del nivel de contaminación según la norma IEC 60815, verificando que los voltajes críticos disruptivos tanto a frecuencia industrial como por descarga atmosférica, no requieran una cadena de aisladores superior a la calculada por el nivel de contaminación.

Por último, para el diseño de puesta a tierra se lo determinará a partir de la norma IEEE Std. 80-2000 y IEEE Std. 81-1983.

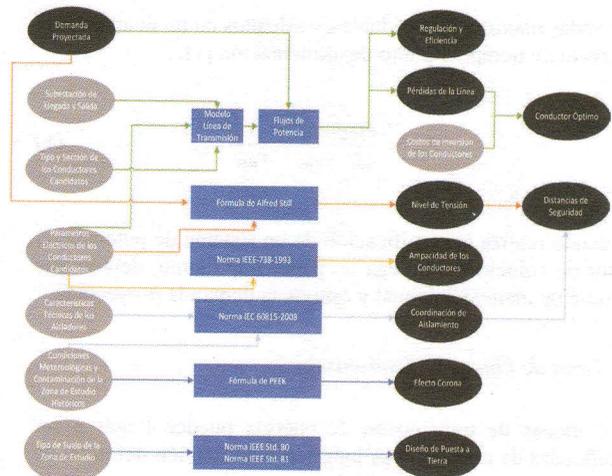


Fig. 1 Diagrama Esquemático para el Diseño Eléctrico.

D. Diseño Mecánico

En esta parte, se utilizará la ecuación de estado para verificar que el conductor de calibre óptimo cumpla con los requerimientos mecánicos. Caso contrario se procederá a seleccionar un calibre que, si lo cumpla, y el costo final sea el más bajo.

Para el cálculo mecánico se lo realizará mediante el software libre IMDEXSA 12; este software facilitará el cálculo de la flecha de tendido y vano de regulación en condiciones de operación máxima. También nos permitirá realizar la ubicación y selección óptima de las estructuras soportantes. Cabe recalcar, que las estructuras obtenidas por el software serán modificadas de acuerdo a la altura útil de nuestra base de diseño. De tal forma, que se obtenga un aproximado de la cantidad de estructuras necesarias, y se pueda determinar los puntos más bajos que presenten las catenarias a lo largo de la línea.

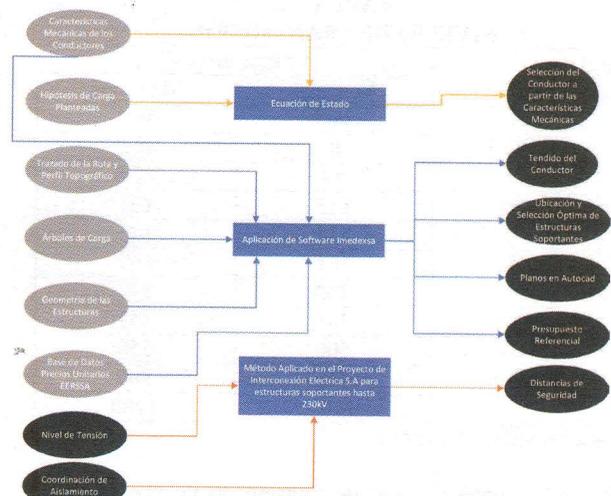


Fig. 2 Diagrama Esquemático para el Diseño Mecánico.

E. Presupuesto Referencial

En esta parte, se incluirá el listado de los materiales obtenidos en el diseño mecánico y eléctrico de la línea subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo. Tanto con la lista de materiales y la base datos de precios unitarios de la EERSSA, se procederá a obtener el presupuesto referencial del proyecto.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A. Evolución de la Demanda Subestación Zapotillo

TABLA II.  
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA  
PARA LA SUBESTACIÓN ZAPOTILLO

Año	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAR]	Fp
2019	1367,57	449,50	0,95
2020	1432,34	470,79	0,95
2021	1497,11	492,08	0,95
2022	2177,88	715,83	0,95
2023	2242,65	737,12	0,95
2024	2307,42	758,41	0,95
2025	2372,19	779,70	0,95
2026	2436,96	800,99	0,95
2027	2501,73	822,28	0,95
2028	2566,50	843,57	0,95
2029	2631,27	864,86	0,95
2030	2696,03	886,14	0,95
2031	2760,80	907,43	0,95
2032	2825,57	928,72	0,95
2033	2890,34	950,01	0,95

El factor de potencia para la proyección de demanda eléctrica tiene un valor 0.95, teniendo en cuenta que el solicitado por la entidad regulatoria es de 0.92. Esto se lo realizó, para evitar comprometer los índices de calidad de energía de los alimentadores que van ser abastecidos.

Los valores obtenidos en la tabla II serán empleados para determinar la capacidad de la Subestación de llegada Zapotillo.

La subestación Zapotillo tendrá una capacidad 5MVA con ventilación natural y 6.25 MVA con ventilación forzada por aire.

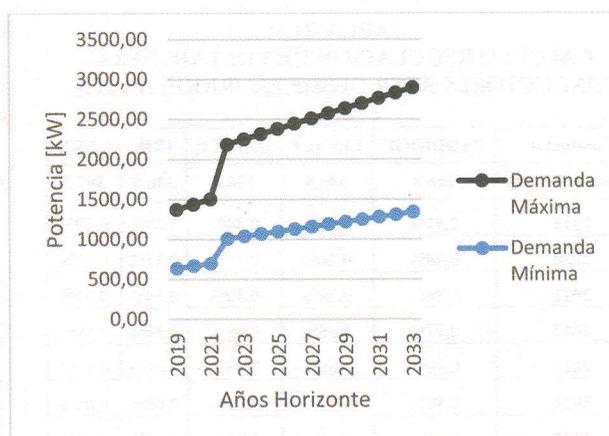


Fig. 3. Curva de demanda para la Subestación Zapotillo [Elaboración propia]

En la Fig. 3, se puede observar el comportamiento de la evolución de la demanda eléctrica de la Subestación Zapotillo tanto para condiciones de demanda máxima como mínima.

Para el año 2023, el Departamento de Planificación prevé la incorporación de cargas especiales; por lo que, la demanda eléctrica para año el mencionado sufrirá un incremento sustancial.

B. Nivel de Tensión

A partir de la ecuación de Alfred Still, se obtiene el siguiente resultado:

$$U = 5,5 * \sqrt{\left(\frac{40}{1,609}\right) + \left(\frac{5554,6}{100}\right)} \quad (2)$$

$$U = 49,32 \text{ kV}$$

Para nuestro diseño el nivel de voltaje será seleccionado a partir de los siguientes criterios:

- La infraestructura del anillo de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional de Sur, únicamente opera con un nivel de voltaje de 69kV en todos los nodos de conexión.
- La potencia máxima para transmitir para el año 2033 no supera los 48MW por lo que cumple la norma IEC-60038-2002.

De tal forma, que el diseño de la línea Macará-Zapotillo se realizará para un nivel de 69kV, a pesar de que el voltaje óptimo de diseño sea 49,32kV.

C. Regulación de Voltaje

**TABLA III.**  
CÁLCULO REGULACIÓN DE VOLTAJE PARA  
CONDUCTORES ACSR DESDE PADRIDGE HASTA  
LARK

Conductor	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
Calibre (MCM)	266.8	336.8	336.8	336.8	397.5
2019	0,41%	0,34%	0,34%	0,29%	0,29%
2020	0,44%	0,36%	0,36%	0,32%	0,32%
2021	0,46%	0,39%	0,39%	0,34%	0,34%
2022	0,77%	0,66%	0,65%	0,58%	0,58%
2023	0,80%	0,68%	0,68%	0,61%	0,61%
2024	0,83%	0,71%	0,71%	0,63%	0,63%
2025	0,85%	0,73%	0,73%	0,66%	0,66%
2026	0,88%	0,76%	0,76%	0,68%	0,68%
2027	0,91%	0,79%	0,79%	0,70%	0,71%
2028	0,94%	0,81%	0,81%	0,73%	0,73%
2029	0,98%	0,84%	0,84%	0,75%	0,75%
2030	1,01%	0,87%	0,87%	0,78%	0,78%
2031	1,04%	0,89%	0,89%	0,80%	0,80%
2032	1,07%	0,92%	0,92%	0,83%	0,83%
2033	1,10%	0,95%	0,95%	0,85%	0,85%

En la Tabla III, se puede observar que los conductores seleccionados no presentan caídas de voltaje superiores al 3%. Por lo que, cumplen con los requerimientos establecidos por el ARCONEL.

*D. Eficiencia Energética*

**TABLA IV.**  
CÁLCULO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA  
CONDUCTORES ACSR DESDE PADRIDGE-LARK

Conductor	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
Calibre (MCM)	266.8	336.8	336.8	336.8	397.5
2019	99,67%	99,74%	99,74%	99,78%	99,78%
2020	99,66%	99,73%	99,73%	99,77%	99,77%
2021	99,64%	99,72%	99,72%	99,76%	99,76%
2022	99,46%	99,57%	99,57%	99,64%	99,64%
2023	99,44%	99,56%	99,56%	99,63%	99,63%
2024	99,43%	99,55%	99,55%	99,62%	99,62%
2025	99,41%	99,53%	99,53%	99,61%	99,60%
2026	99,39%	99,52%	99,52%	99,60%	99,59%
2027	99,37%	99,50%	99,50%	99,58%	99,58%
2028	99,36%	99,49%	99,49%	99,57%	99,57%
2029	99,34%	99,48%	99,48%	99,56%	99,56%
2030	99,32%	99,46%	99,46%	99,55%	99,54%
2031	99,30%	99,45%	99,45%	99,54%	99,53%
2032	99,28%	99,43%	99,43%	99,52%	99,52%
2033	99,27%	99,42%	99,42%	99,51%	99,51%

En la Tabla IV, se puede observar que conductores seleccionados presentan porcentajes de eficiencia energética muy altos, en donde las pérdidas por efecto joule en ninguno de los casos es superior al 1%.

*E. Pérdidas de la Línea de Transmisión*

**TABLA V.**  
PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO DE JOULE DE  
PARA CONDUCTORES ACSR DESDE PADRIDGE-LARK

Conductor [kW]	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
Calibre (MCM)	266.8	336.8	336.8	336.8	397.5
2019	2,92	2,31	2,31	1,94	1,96
2020	3,22	2,55	2,55	2,14	2,15
2021	3,52	2,79	2,79	2,34	2,36
2022	7,71	6,10	6,10	5,12	5,15
2023	8,19	6,49	6,48	5,44	5,48
2024	8,70	6,88	6,88	5,78	5,82
2025	9,22	7,30	7,30	6,12	6,17
2026	9,76	7,72	7,72	6,48	6,52
2027	10,31	8,16	8,16	6,85	6,89
2028	10,88	8,61	8,61	7,23	7,28
2029	11,47	9,08	9,07	7,61	7,67
2030	12,07	9,55	9,55	8,01	8,07
2031	12,68	10,04	10,03	8,42	8,48
2032	13,32	10,54	10,54	8,84	8,90
2033	13,98	11,06	11,06	9,28	9,34

*F. Ampacidad del Conductor*

**TABLA VI.**  
CÁLCULO DE AMPACIDAD CONDUCTORES ACSR  
PADRIDGE-LARK

T [grados]	CONDUCTORES TIPO ACSR (AMPERIOS)				
	PADRIDGE	LINNET	ORIOLE	IBIS	LARK
45	51,23	46,63	102,67	136,74	134,73
50	151,34	174,27	204,56	244,12	244,35
55	208,57	242,91	271,37	318,03	319,25
60	253,61	296,56	325,24	378,35	380,26
65	292,04	342,21	371,72	430,68	433,14
70	326,14	382,65	413,21	477,55	480,48
75	357,10	419,32	451,03	520,38	523,72

En la tabla VI, se indican los valores de corriente nominal a distintas temperaturas de los conductores seleccionados, basados en las condiciones meteorológicas de la zona por donde atraviesa la línea de subtransmisión.

Estos resultados servirán para determinar de una manera más adecuada, el porcentaje de cargabilidad de la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo 69kV para el periodo proyectada.

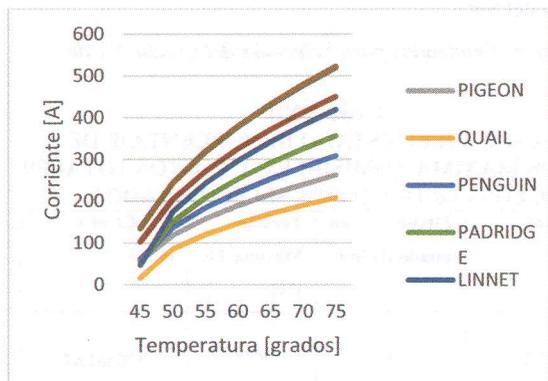


Fig. 4. Curva de ampacidad vs temperatura para los conductores seleccionados [Elaboración Propia]

G. Efecto Corona

TABLA VII. RESULTADOS DE EFECTO CORONA PARA CONDUCTORES SELECCIONADOS

Conductor	Voltaje Disruptivo Crítico [kV]	Corona
PADRIDGE	255,03	No
LINNET	260,83	No
ORIOLE	273,51	No
IBIS	280,37	No
LARK	295,08	No

H. Coordinación de Aislamiento

- Sobrevoltajes a frecuencia industrial

$$CFO = 1.10 * \frac{72.5}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} * \frac{1}{(1-3.5*0.02)} \quad (3)$$

$$CFO = 70.02 \text{ kV}$$

Luego, se procede a realizar el cálculo a condiciones de trabajo reales

$$CFO = \frac{70.02}{0.9*0.95*1} = 81.89 \text{ kV} \quad (4)$$

A partir del resultado del CFO, y la información del fabricante del aislador, se determina que se requiere una cadena de 2 aisladores ANSI-52-3.

- Sobrevoltajes de Impulso por descargas atmosféricas

$$CFO = \frac{350}{(1-1.3*0.03)*1} = 364.20 \text{ kV} \quad (5)$$

A partir del resultado del CFO, y la información del fabricante del aislador, se determina que se requiere una cadena de 4 aisladores ANSI-52-3.

Finalmente, mediante la norma IEC-60815 y con la comprobación de los voltajes críticos disruptivos, se determina que se requiere una cadena de 4 aisladores para estructuras de suspensión y 5 aisladores para estructuras de retención o amarre para la línea de transmisión Macará-Zapotillo.

$$L_f = \frac{72.5}{\sqrt{3}} * 28 * 1 = 1172,02 \text{ [mm]} \quad (6)$$

$$N_a = \frac{1172,02}{320,68} = 3,65 \approx 4 \quad (7)$$

I. Diseño de Puesta a Tierra

TABLA VIII. RESULTADOS DISEÑO PUESTA A TIERRA

Caso	Resistividad del Suelo				Resistencia de Puesta a Tierra (ohms)			Selección
	Medición				Cálculo			
	ohm-m	Xpromedio	Lnp=sz+Xprom	p	Una Varilla	Dos varillas	Cuatro Varillas	
1	100.00	4.61	4.73	113.41	48.18	23.25	10.13	4 Var
2	150.00	5.01	5.14	170.12	72.26	34.87	15.20	4 Var
3	200.00	5.30	5.42	226.82	96.35	46.50	20.27	4 Var

A partir de los resultados de la tabla VIII, y en función del tipo de suelo de la zona influencia de la línea de subtransmisión Macará-Zapotillo 69kV, se requiere un sistema de puesta a tierra conformado por 4 varillas copperweld de 16mm.

J. Cálculo del Conductor Económico

TABLA IX. COSTO NETO, COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERATIVOS DE LOS CONDUCTORES SELECCIONADOS

Conductor	Calibre	Costo del Conductor [€]	Total de Pérdidas [€]	Costo Neto del Conductor
PADRIDGE	336,8	168750	27500,72	196250,72
LINNET	336,8	208620	21768,73	230388,74
ORIOLE	336,8	225090	21762,16	246852,16
IBIS	397,5	247320	18267,21	265587,21
LARK	477	273150	18393,46	291543,47

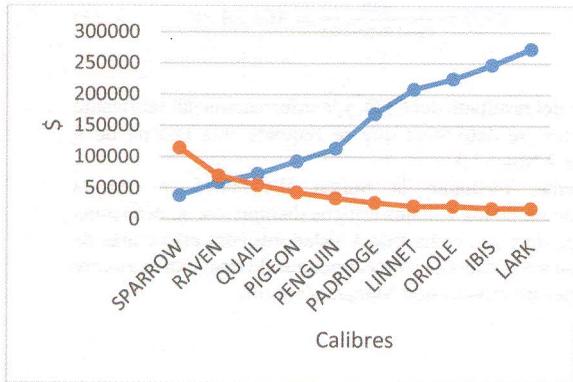


Fig. 5. Curva de costos del conductor vs costos de pérdidas

A partir de la Fig. 5 se determina que el conductor económico se encuentra en el rango entre Raven y Quail, pero se será necesario verificar si cumple con los requerimientos mecánicos bajo las normativas establecidas.

**K. Selección del Conductor a Partir de las Ecuaciones de Estado**

**TABLA X.**  
RESULTADOS DE ECUACIONES DE ESTADO DE LOS CONDUCTORES DE FASE SELECCIONADOS

ACSR PADRIDG E	Hipótesis	Tem. [°C]	V. viento [Km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]
Estado I	5	0	1501,0	29,2	5,57	
Estado II	18	90	1675,7	32,7	7,03	
Estado III	50	0	1127,5	22	7,41	
Estado IV	70	0	1015,2	19,8	8,24	

**TABLA XI.**  
RESULTADOS DE ECUACIONES DE ESTADO DE LOS CONDUCTOR DE PROTECCIÓN

OPGW- 24HILOS	Hipótesis	Tem. [°C]	V. viento [Km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]
Estado I	5	0	1564,10	30,69	3,63	
Estado II	18	90	1634,50	32,01	5,21	
Estado III	50	0	1121,12	22	5,069	
Estado IV	70	0	975,66	19,14	5,82	

El conductor de protección para la línea de transmisión Macará-Zapotillo, será el OPGW-24 hilos, el cual cumple con los requerimientos técnicos para la transferencia de información solicitados por el Centro de Control de la Empresa Eléctrica Regional del Sur.

**L. Criterios Empleados para Selección del Conductor de Fase**

**TABLA XII.**  
FLECHAS EN EL ESTADO III, PORCENTAJE DE TENSIÓN MÁXIMA ADMISIBLES, Y COSTOS TOTALES DE LOS CONDUCTORES SELECCIONADOS.

Conductor	Flecha en estado III [m]	Tensión Máxima TR [%]	CT=CC+CP [US\$]
QUAIL	7,93	36,99	128461,67
PENGUIN	8,00	33,88	147953,65
PADRIDGE	7,41	32,70	196250,72

Como se puede observar el conductor Padridge tiene la menor flecha en el estado III, y su porcentaje de tensión admisible es menor al 33%, de tal forma que cumple con los requerimientos mecánicos. Sin embargo, su costo total es el más elevado en comparación con los conductores Quail, Pigeon, Penguin, los cuales no pueden ser seleccionados debido a que superan el porcentaje de tensión admisible. Por lo que, para la Línea de Transmisión Macará-Zapotillo se seleccionará el conductor Padridge.

**M. Selección y Ubicación Óptima de Estructuras Soportantes**

La ubicación y selección óptima de estructuras soportantes tensión para el diseño mecánico de la línea de transmisión Macará-Zapotillo, será calculada con la ayuda del software libre IMEDEXSA 12, tratando de ajustar las necesidades de nuestro diseño a las herramientas de esta aplicación. En donde se tomaron en cuenta los siguientes criterios técnicos.

- Las características técnicas del conductor de fase y de protección, deberán ser ingresadas manualmente en la biblioteca del software, para posteriormente ser utilizadas en el diseño.
- Las características de la cadena de aisladores deberán ser ingresadas manualmente en la biblioteca del software, para posteriormente ser utilizadas en el diseño.
- El tipo de cruceta para nuestro diseño será el tipo S.
- El software requerirá el perfil topográfico de la línea, en donde se ingresará manualmente ángulos de deflexión que se presenten a lo largo de la ruta.
- La ubicación y selección óptima de estructuras, se la realizará con las herramientas de este software, a partir

de las necesidades del perfil topográfico. Se tomará como criterios los vanos mínimos y máximos, permitidos por las estructuras seleccionadas.

- Una vez realizada la ubicación y selección de estructuras se modificará la altura útil de las estructuras de soporte de acuerdo a la geometría de las estructuras que tenemos como base de diseño.
- A partir del tendido del conductor de fase y protección, se revisará que no existe ningún punto del tendido del conductor que incumpla con las distancias de seguridad verticales hacia el suelo de acuerdo a la regulación 005/10.
- Finalmente se procederá a exportar el perfil definitivo a AUTOCAD, en donde se podrá visualizar la ubicación de estructuras con sus respectivas catenarias y cálculos mecánicos.

#### N. Tendido del Conductor de Fase y Protección

En esta parte, se empleará los resultados de la selección y ubicación óptima de las estructuras soportantes. En donde, se obtendrán las tensiones y flechas para cada vano del perfil topográfico, para temperaturas en condiciones normales de operación desde temperaturas 0°C hasta los 50°C.

TABLA XIII.  
TENDIDO CONDUCTOR FASE ACSR PADRIDGE  
DESDE 35 °C - 50 °C

Vano	Long. Vano (m)	Vano Reg. (m)	35°C		40°C		45°C		50°C	
			T	F	T	F	T	F	T	F
1-2	294	294	590	10,0 5	582	10,1 9	574	10,3 3	566	10, 47
2-3	294	273	458	13,1 3	454	13,2 6	449	13,4 0	445	13, 53
3-4	246	273	458	9,15	454	9,24	449	9,34	445	9,4 3
4-5	246	246	580	7,15	569	7,28	559	7,41	549	7,5 5
5-6	286	286	589	9,54	580	9,68	572	9,82	564	9,9 5

#### O. Presupuesto Referencial

El presupuesto referencial de la Construcción de la Línea de Subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo es de \$5.913.686,28.

#### V. CONCLUSIONES

La construcción de la línea de subtransmisión 69kV Macará-Zapotillo, se plantea como una alternativa viable para mejorar la calidad del producto de los alimentadores Sabanilla y Zapotillo; ya que estos alimentadores, de acuerdo a las mediciones en cabecera, en condiciones de demanda máxima presentan caídas de voltaje de -5,83%, muy cercanas a la valor

permitido por la regulación 005/18 del ARCONEL. Por lo que, pueden llegar a ocasionar caídas entre el 10-12% en distintos puntos aguas abajo, ya que sus centros de carga están ubicados a 35 y 55 km para cada alimentador respectivamente.

A partir de los resultados obtenidos en el estudio técnico-económico de varios conductores ACSR, se determinó que el conductor óptimo era el conductor QUAIL 2/0; pero finalmente se terminó seleccionando el conductor PADRIDGE 266.8 MCM, ya que este si cumple con los requerimientos mecánicos, y tiene el costo final más bajo. Aunque, de acuerdo a la figura 3 se puede observar que el conductor PADRIDGE no presenta una relación óptima entre el costo de inversión y costos de pérdidas, lo cual se justifica principalmente porque la demanda proyectada para el periodo establecido es baja.

En zonas donde los niveles de nubosidad son bajos, la vegetación no es muy prominente y están por debajo de los 1000 m.s.n.m, el perfil topográfico generado por las ortofotos y las cartas topográficas de la zona será de una muy buena precisión; ya que, mediante interpolación se puede obtener curvas de nivel de hasta 1 metro. De tal forma, que esta técnica puede ser una herramienta muy útil para que el proyectista, obtenga un diseño topográfico preliminar muy cercano al definitivo.

El software libre IMDEXSA 12 empleado para el cálculo mecánico, puede ser una herramienta muy útil para las empresas distribuidoras para realizar diseños preliminares de líneas de subtransmisión de 69kV, ya que permite tener una referencia de la cantidad, tipo y altura útil de las estructuras soportantes requeridas para el diseño; así mismo como la longitud de los vanos mínimos y máximos para un diseño óptimo.

#### VI. REFERENCIAS

- [1] S. Ramírez, «Distribución de Energía Eléctrica,» Universidad Manizales, Colombia, 2009.
- [2] J. Cervantes, «Sistemas Distribución de Energía Eléctrica,» Sans Serif Editores, México, 1998.
- [3] J. Grainger y W. Stevenson, «Análisis de Sistemas de Potencia,» McGraw-Hill, USA, 1996.
- [4] J. A. Martínez, «Coordinación de Aislamiento en redes eléctricas de alta tensión,» MC Graw Hill, España, 2008.
- [5] J. Arias, «Proyecto de Normalización para diseño de líneas de transmisión aéreas,» EPN, Quito, 2011.
- [6] J. Chamorro y B. Muyulema, «Incidencia del viento en la temperatura del conductor y en los esfuerzos mecánicos de las estructuras. Caso: línea de Transmisión Totoras-Quevedo,» EPN, Quito, 2010.
- [7] EX-INECEL, «Normas de proyectos para líneas de 138kV- Sistema Nacional de Transmisión,» Quito, 1976.
- [8] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Regulación 005/18,» Quito, 2018.
- [9] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Regulación 01/18,» ARCONEL, Quito, 2018.
- [10] C. Guerra, «Repotenciación de una línea de transmisión de 230kV con conductores de última generación tipo T,» EPN, Quito, 2008.
- [11] IEEE Standard 738-1993, «IEEE Standard For Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors,» IEEE, USA, 1993.
- [12] M. Checa, «Líneas de transporte de Energía,» Alfaomega, Bogotá, 2000.
- [13] M. H. Cusco Cuzco, «Estudio de la Influencia de la Altitud en el Nivel del Aislamiento Eléctrico para Líneas de 138kV y 230 kV debido a la reducción de la presión atmosférica,» EPN, Quito, 2016.
- [14] «Memoria Técnica de la Línea de Transmisión Bomboiza-Gaulaquiza,» EERSSA, Loja, 2017.
- [15] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «Reglamento de Líneas de Tensión hasta 230kV,» España, 2008.

## VII. BIOGRAFÍAS



**Josué David Moreno Live**, Nace en la ciudad de Loja, 14 de Julio 1995, sus estudios superiores los realiza actualmente en la Escuela Politécnica Nacional en la Facultad Eléctrica y Electrónica en la especialidad Eléctrica. Sus áreas de interés son Sistemas de Transmisión de Energía, Energía Renovables, Planificación de Sistemas de Distribución y modelación de Sistemas Eléctricos de Potencia.



**Paúl Vásquez Miranda**: Ingeniero Eléctrico "Escuela Politécnica Nacional," Quito, 2001. Trabajó para Movistar encargado del área de planificación 2003-2004. Se graduó de doctor en ingeniería eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina-2009. Colaboró como investigador invitado durante un año, 2008-2009, en el Instituto de Energía Eléctrica (LENA) de la Universidad Otto-von-Guericke en Magdeburg, Alemania. Actualmente, es profesor de pregrado y posgrado en la Escuela Politécnica Nacional, EPN. Sus áreas de interés son: planificación, calidad de SEP, confiabilidad de SEP, optimización, modelación de incertidumbres y técnicas de manejo de riesgos.