

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN ESTADO  
ESTABLE DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL PERÚ  
POR LOS MÉTODOS IEEE, IEC Y AWCO**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**ABRAHAM MARAVÍ REÁTEGUI**

**PROMOCIÓN**

**2005 – II**

**LIMA – PERÚ**

**2011**

**ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN ESTADO  
ESTABLE DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL PERÚ  
POR LOS MÉTODOS IEEE, IEC Y AWCO**

**Un agradecimiento eterno a  
mis padres, por su apoyo y  
estar conmigo en todo  
momento.**

## SUMARIO

En todos los diseños de líneas de transmisión se realiza el cálculo de la capacidad térmica del conductor para hallar su temperatura máxima de operación, y de esta manera determinar la “hipótesis de flecha máxima”. Esta hipótesis se utiliza para la distribución de estructuras en el terreno, verificando las distancias de seguridad del conductor al terreno; por esta razón, se hizo necesario analizar las metodologías del cálculo de la Capacidad de Corriente en las variadas condiciones ambientales y geográficas que presenta el Perú, y así conocer la metodología más apropiada.

En este trabajo se seleccionó tres líneas de transmisión representativas de las regiones: Costa, Sierra y Selva; empleándose para los cálculos tres (03) metodologías que han sido usadas en el diseño de líneas de transmisión en el Perú: IEEE STD 738-2006. /1/. IEC 1597. /2/. y AWCO (Aluminium Wire & Cable Company). /3/.

Para todos los cálculos de capacidad de corriente se efectuó estudios de sensibilidades bajo diferentes condiciones climatológicas, geográficas y otros factores, obteniendo con ello la variación de la capacidad de corriente con respecto a la variación del parámetro correspondiente, determinando así qué parámetros son los más prevaletentes en el cálculo de la capacidad térmica. De esta información fue posible obtener las observaciones, recomendaciones y conclusiones del presente estudio, que servirán para los futuros diseños de líneas de transmisión.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>ANTECEDENTES</b>	
1.1 Problemática del cálculo de capacidad de corriente	2
1.2 Estudios realizados	2
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b>	
2.1 Descripción de las zonas de análisis	4
2.1.1 L.T. 220 kV Independencia – Aceros Arequipa L-2217	4
2.1.2 L.T. 220 kV Pachachaca Pomacocha L-2226	4
2.1.3 L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa L-1125	5
2.2 Características técnicas de las líneas de transmisión	5
2.2.1 L.T. 220 kV Independencia – Aceros Arequipa L-2217	5
2.2.2 L.T. 220 kV Pachachaca – Pomacocha L-2226	6
2.2.3 L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa L-1125	6
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTO</b>	
3.1 Tipo de investigación	8
3.2 Método de investigación	8
3.3 Técnica de recopilación de datos	8
3.4 Tratamiento de la información	9
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>BASES TEÓRICAS</b>	
4.1 Transferencia de Calor	10
4.1.1 Transferencia de Calor por Conducción	10
4.1.2 Transferencia de Calor por Convección	10
4.1.3 Transferencia de Calor por Radiación	10
4.2 Coeficientes de Emisividad y Absortividad Solar	11

4.2.1	Emisividad	11
4.2.2	Absortividad Solar	11
4.3	Número de Reynolds (Re)	11
4.4	Radiación Solar	11

## **CAPÍTULO V**

### **DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO DE CAPACIDAD DE CORRIENTE**

5.1	El límite térmico de los conductores	13
5.2	Descripción general del cálculo de capacidad de corriente	13
5.3	Consideraciones del estudio	14
5.4	Descripción del cálculo de Capacidad de Corriente - Norma IEEE	16
5.4.1	Calor perdido por radiación (Qr) – IEEE	16
5.4.2	Calor perdido por convección (Qc) – IEEE	16
5.4.3	Calor ganado por irradiación solar (Qs) – IEEE	17
5.5	Descripción del cálculo de Capacidad de Corriente - Norma IEC	18
5.5.1	Calor perdido por radiación (Qr) – IEC	18
5.5.2	Calor perdido por convección (Qc) – IEC	19
5.5.3	Calor ganado por irradiación solar (Qs) – IEC	19
5.6	Descripción del cálculo de Capacidad de Corriente - Metodología AWCO	20
5.6.1	Calor perdido por radiación (Qr) – AWCO	21
5.6.2	Calor perdido por convección (Qc) – AWCO	21
5.6.3	Calor ganado por irradiación solar (Qs) – AWCO	21

## **CAPÍTULO VI**

### **PRINCIPALES CRITERIOS Y DATOS DE ENTRADA**

6.1	L.T. 220 kV Independencia – Aceros Arequipa L-2217	24
6.2	L.T. 220 kV Pachachaca – Pomacocha L-2226	25
6.3	L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa L-1125	26

## **CAPÍTULO VII**

### **CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE EN EL CASO BASE**

7.1	Resultados del Cálculo de la Capacidad de Corriente	28
7.1.1	Resultados del Cálculo – Norma IEEE	28
7.1.2	Resultados del Cálculo – Norma IEC	28
7.1.3	Resultados del Cálculo – Metodología AWCO	28
7.2	Comparación de las tres (03) metodologías	29

7.2.1	Comparación de las tres metodologías, línea Independencia – Aceros Arequipa	29
7.2.2	Comparación de las tres metodologías, línea Pachachaca – Pomacocha	29
7.2.3	Comparación de las tres metodologías, línea Aguaytia – Pucallpa	29

## **CAPÍTULO VIII**

### **SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE RESPECTO A LOS PARÁMETROS PARA LA L.T. 220 KV INDEPENDENCIA – ACEROS AREQUIPA**

8.1	Sensibilidad al valor del albedo	31
8.2	Sensibilidad a la Emisividad	33
8.3	Sensibilidad a la Absortividad Solar	34
8.4	Sensibilidad a la Temperatura Ambiente	36
8.5	Sensibilidad a la Velocidad del Viento	39
8.6	Sensibilidad a la Elevación del Conductor sobre el nivel del mar	41
8.7	Sensibilidad a la Latitud	43
8.8	Sensibilidad al Día del Año	44
8.9	Sensibilidad a la Hora	46
8.10	Sensibilidad al Azimut de la línea	48
8.11	Sensibilidad a la Temperatura del Conductor	51

## **CAPÍTULO IX**

### **SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE RESPECTO A LOS PARÁMETROS PARA LA L.T. 220 KV PACHACHACA – POMACOCHA**

9.1	Sensibilidad al valor del albedo	55
9.2	Sensibilidad a la Emisividad	57
9.3	Sensibilidad a la Absortividad Solar	59
9.4	Sensibilidad a la Temperatura Ambiente	61
9.5	Sensibilidad a la Velocidad del Viento	63
9.6	Sensibilidad a la Elevación del Conductor sobre el nivel del mar	65
9.7	Sensibilidad a la Latitud	67
9.8	Sensibilidad al Día del Año	68
9.9	Sensibilidad a la Hora	70
9.10	Sensibilidad al Azimut de la línea	73
9.11	Sensibilidad a la Temperatura del Conductor	76

## **CAPÍTULO X**

### **SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE RESPECTO A LOS PARÁMETROS PARA LA L.T. 138 KV AGUAYTIA – PUCALLPA**

10.1	Sensibilidad al valor del albedo	79
10.2	Sensibilidad a la Emisividad	81
10.3	Sensibilidad a la Absortividad Solar	82
10.4	Sensibilidad a la Temperatura Ambiente	84
10.5	Sensibilidad a la Velocidad del Viento	87
10.6	Sensibilidad a la Elevación del Conductor sobre el nivel del mar	89
10.7	Sensibilidad a la Latitud	91
10.8	Sensibilidad al Día del Año	92
10.9	Sensibilidad a la Hora	94
10.10	Sensibilidad al Azimut de la línea	97
10.11	Sensibilidad a la Temperatura del Conductor	100

## **CAPÍTULO XI**

### **RESUMEN DE SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE**

11.1	Variación de la corriente ante los parámetros de cálculo	103
11.2	Aplicaciones prácticas	103

### **RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES** 105

## **ANEXOS**

### **ANEXO A**

RESULTADOS DE CAPACIDAD DE CORRIENTE -CASO BASE

### **ANEXO B**

PROGRAMACION VISUAL BASIC

### **BIBLIOGRAFÍA** 134



## PRÓLOGO

Para todo diseño de línea de transmisión, es necesario realizar el cálculo de Capacidad de Corriente del conductor y así determinar la temperatura a la que se encontrará operando el conductor. Por otro lado, estando el cálculo de Capacidad de Corriente relacionado directamente con las condiciones ambientales, y tomando en cuenta que en el Perú las condiciones ambientales son muy variadas, surge la necesidad de analizar y si es posible establecer una metodología que se adapte mejor a las condiciones del Perú. Por esta razón se seleccionó tres líneas de transmisión representativas de las regiones: Costa, Sierra y Selva, con el objetivo de realizar los cálculos a las condiciones ambientales y geográficas más variadas y extremas que se presentan en el país. En Capítulo II se menciona la ubicación y las condiciones ambientales y geográficas de cada línea de transmisión, información que posteriormente servirá de datos de entrada para los cálculos de Capacidad de Corriente. Se describe también las principales características técnicas de las líneas de transmisión, siendo el conductor activo el dato más importante. Posteriormente en el Capítulo III, se indica las metodologías de cálculo que serán empleadas y se describe el procedimiento para poder comparar las metodologías.

En el Capítulo IV, se define los conceptos principales que se deben tener en cuenta, previo al cálculo de Capacidad de Corriente; y posteriormente en el Capítulo V, se hace la descripción del cálculo de Capacidad de Corriente, presentándose la ecuación de balance térmico (en que se basa las tres metodologías), y se detalla los modelos matemáticos de cada metodología.

En el Capítulo VI se indica los criterios y datos de entrada que serán empleados en los cálculos, definiéndose así el Caso Base, cuyos resultados se indican en el Capítulo VII, y se realiza una comparación entre las metodologías, encontrándose en algunos casos diferencias considerables; por esta razón en los Capítulos VIII, IX y X se realiza una sensibilidad a cada parámetro involucrado en el cálculo, de tal manera que se determina su magnitud de influencia. En los Capítulos XI se resume las sensibilidades de la Capacidad de Corriente para las tres líneas de transmisión, empleando las tres metodologías. Finalmente se mencionan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del estudio.

## **CAPÍTULO I**

### **ANTECEDENTES**

Ante el constante aumento de la demanda de energía eléctrica en el Perú, surge la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión de las líneas existentes, así como construir nuevas líneas de transmisión, realizando previamente el cálculo de Capacidad de Corriente del conductor.

#### **1.1 Problemática del cálculo de capacidad de corriente**

Actualmente existen muchas metodologías reconocidas internacionalmente para el cálculo de Capacidad de Corriente; sin embargo, estas pueden no ser apropiadas para las condiciones del Perú. Por ejemplo, la metodología de la IEEE Std 738-1993 se adaptaba solo a zonas con latitudes norte de 20° a 70°, la versión posterior IEEE Std 738-2006 /1/ ya considera todas las latitudes (norte y sur).

Por otro lado, estando el cálculo de Capacidad de Corriente relacionado directamente con las condiciones ambientales, y tomando en cuenta que en el Perú las condiciones ambientales son muy variadas, surge la necesidad de analizar y si es posible establecer una metodología que se adapte mejor a las condiciones del Perú.

#### **1.2 Estudios realizados**

Existen diversos estudios de diseño de líneas de transmisión a nivel de ingeniería básica y de detalle, en los cuales se han hecho cálculos de la Capacidad de Corriente del conductor; sin embargo, en la gran mayoría se ha utilizado una sola metodología para el cálculo (IEEE, IEC o AWCO).

Los estudios en que se han realizado los cálculos de la capacidad de transmisión en estado estacionario, empleando las tres (03) metodologías (IEEE, IEC o AWCO), son por ejemplo:

- a) Estudio de la Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea 220 kV – 25 km, Planta 2 Pisco a 180 MW /4/.
- b) Ingeniería Básica y de Detalle de la Nueva SET. Chilca 220/60/22,9 kV y Líneas Asociadas de 220 y 60 kV /5/.

Por otro lado, existen otros estudios que analizaron la capacidad de transmisión en estado estable empleando una sola metodología (IEEE); sin embargo, debido a la ruta que atraviesan las líneas de transmisión, los cálculos se realizaron en diferentes niveles de altitud (entre 0 y 5000 msnm):

- c) Repotenciación de las Líneas de Transmisión 220 kV de REP. (nueve líneas de transmisión, Mantaro – Lima) /6/.
- d) Reforzamiento de la Línea de Transmisión Mantaro – Cotaruse – Socabaya /7/.

## **CAPÍTULO II**

### **DESCRIPCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Los cálculos análisis del presente estudio se realizaron tomando tres (03) líneas de ejemplo:

- L.T. 220 kV Independencia - Aceros Arequipa L-2217;
- L.T. 220 kV Pachachaca - Pomacocha L-2226;
- L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa L-1125.

Estas tres (03) líneas están ubicadas en la costa, sierra y selva del Perú respectivamente. Es decir, en las tres (03) metodologías se considera las variadas condiciones que se presentan en el país, como son la contaminada atmósfera salina, húmeda y sin lluvias de la costa peruana; la altitud de los Andes con su clima templado; así como la atmósfera cálida y lluviosa de la selva.

En el presente capítulo se describe las tres (03) zonas de análisis correspondientes a cada línea de transmisión, así como las características técnicas más importantes de cada línea.

#### **2.1 Descripción de las zonas de análisis**

A continuación se describe las tres (03) zonas de análisis correspondientes a cada línea de transmisión.

##### **2.1.1 L.T. 220 kV Independencia – Aceros Arequipa L-2217**

La línea de transmisión 220 kV Independencia – Aceros Arequipa se halla en el departamento de Ica, provincia de Pisco, en la costa sur del país, con alturas que comprenden de 70 a 295 msnm.

El área tiene terrenos eriazos arenosos intercalados con terrenos de cultivo. La temperatura ambiente varía entre 4 °C y 32,1 °C.

La atmósfera es corrosiva, contiene humedad y contaminación salina procedente del mar.

##### **2.1.2 L.T. 220 kV Pachachaca Pomacocha L-2226**

La línea de transmisión 220 kV Pachachaca Pomacocha se halla en el departamento de Junín, provincia de Yauli, en la sierra central del país, con alturas que comprenden de 4020 a 4380 msnm.

El clima en la localidad del área del proyecto presenta características propias de la sierra central, cuyas principales características son los bajos grados de temperatura y humedad. La precipitación anual es de 505 mm a 850 mm.

La temperatura ambiente varía entre -15 °C y 18,5 °C. La zona está desprovista de contaminación, y soporta lluvias periódicas

### **2.1.3 L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa L-1125**

La línea de transmisión 138 kV Aguaytía – Pucallpa se halla en el departamento de Ucayali, provincias de Padre Abad y Coronel Portillo; en la región oriental del país con alturas que comprenden de 130 a 400 msnm.

El clima y vegetación corresponde a Selva Baja, caracterizados por precipitaciones pluviales intensas, las precipitaciones pluviales fluctúan entre 1.800 a 2.000 mm al año.

La temperatura ambiente varía entre 8 °C y 39 °C.

La línea de transmisión se encuentra ubicada en un ambiente relativamente libre de factores contaminantes.

## **2.2 Características técnicas de las líneas de transmisión**

A continuación se describe las características técnicas más importantes de las líneas de transmisión.

### **2.2.1 L.T. 220 kV Independencia – Aceros Arequipa L-2217**

Las características principales de la línea de transmisión son las siguientes:

- Tensión : 220 kV
- Potencia máxima : 180 MW
- Número de ternas : 1
- Disposición conductores : Horizontal
- Frecuencia : 60 Hz
- Longitud : 24,8 km
- Conductor Activo : ACAR 442,7 mm<sup>2</sup>
- Estructuras
  - Material : Madera
  - Configuración de la estructura : Tipo H
- Cable de guarda : No lleva
- Aislador Cerámico tipo Fog U120BP
  - Cadenas de Suspensión: 17 unidades

- Cadenas de anclaje: 18 unidades

### **2.2.2 L.T. 220 kV Pachachaca – Pomacocha L-2226**

Las características principales de la línea de transmisión son las siguientes:

- Tensión : 220 kV
- Potencia máxima : 152 MVA
- Número de ternas : 1
- Disposición conductores : Triangular
- Frecuencia : 60 Hz
- Longitud : 13,5 km
- Conductor Activo : ACSR Curlew 592 mm<sup>2</sup>
- Estructuras
  - Material : Metálicas, Acero Galvanizado
  - Configuración de la estructura : Tipo Pino
- Cable de guarda : EHS 70 mm<sup>2</sup>
- Aislador Cerámico
  - Cadenas de Suspensión: 21 unidades (U 120B)
  - Cadenas de anclaje: 22 unidades (U 160BS)

### **2.2.3 L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa L-1125**

Las características principales de la línea de transmisión son las siguientes:

- Tensión : 138 kV
- Potencia máxima : 50 MVA
- Número de ternas : 1
- Disposición conductores : Triangular
- Frecuencia : 60 Hz
- Longitud : 131 km
- Conductor Activo : AAAC 300 mm<sup>2</sup>
- Estructuras
  - Material : Metálicas, Acero Galvanizado
  - Configuración de la estructura : Tipo Pino
- Cable de guarda : EHS 50 mm<sup>2</sup>
- Aislador Cerámico

- Cadenas de Suspensión: 10 unidades (U 70BL)
- Cadenas de anclaje: 11 unidades (U 100BL)

## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTO

En el presente capítulo se desarrolla la descripción general de la metodología y procedimiento empleada en el estudio.

#### 3.1 Tipo de investigación

Para todos los cálculos de capacidad de transmisión por límite térmico, se efectuó estudios de sensibilidades bajo diferentes condiciones climatológicas, geográficas y otros factores, obteniendo con ello la variación de la capacidad de transmisión con respecto a la variación del parámetro correspondiente, determinando así qué parámetros son los más prevalecientes en el cálculo de la capacidad térmica. La sensibilidad se realizó mediante las tres (03) metodologías (IEEE, IEC y AWCO) y para las tres (03) líneas de transmisión.

#### 3.2 Método de investigación

Para los cálculos de capacidad de transmisión, se empleó tres (03) metodologías que han sido empleadas en el diseño de líneas de transmisión en el Perú:

- IEEE STD 738-2006 “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”. /1/.
- IEC 1597 Overhead Electrical Conductors – Calculation Methods for Stranded Bare Conductors. /2/.
- AWCO (Aluminium Wire & Cable Company). /3/.

#### 3.3 Técnica de recopilación de datos

Para la recopilación de datos se empleó los estudios a nivel definitivo correspondiente a cada línea de transmisión:

- **L.T. 220 kV Independencia - Aceros Arequipa L-2217:**
  - Informe Final Línea de Transmisión a 220 kV S.E. Independencia – S.E. Laminadora del Pacífico. “PyV Ingenieros S.A. 1980”. /8/.
- **L.T. 220 kV Pachachaca - Pomacocha L-2226:**
  - Informe Final de Supervisión de la Línea de Transmisión Mantaro-Pachachaca-Callahuanca y Pachachaca-Pomacocha. “Acres International Limited/Cesel S.A. 1984”.



/9/.

- Estudio Definitivo de la Variante L.T. 220 kV Pachachaca – Pomacocha L-2226. “Cesel S.A. 2001”./10/.

- **L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa L-1125**

- Estudio Definitivo de la Línea de Transmisión 138 kV Aguaytía - Pucallpa y Subestaciones. “Cesel S.A. 2000”. /11/.

### **3.4 Tratamiento de la información**

De los estudios recopilados, se tomó toda la información implicada en el cálculo de la Capacidad de Corriente; para a fin de poder realizar la sensibilidad de parámetros con valores reales.

## **CAPÍTULO IV**

### **BASES TEÓRICAS**

Previo a la Descripción General del Cálculo de la Capacidad de Corriente se define los siguientes conceptos:

#### **4.1 Transferencia de Calor**

Es el proceso por el que se intercambia energía en forma de calor entre distintos cuerpos, o entre diferentes partes de un mismo cuerpo que están a distinta temperatura. El calor se transfiere mediante conducción, convección o radiación.

##### **4.1.1 Transferencia de Calor por Conducción**

Es la transferencia de calor a través de un objeto sólido, por ejemplo, al calentar un extremo de una varilla metálica, de forma que aumente su temperatura, el calor se transmite hasta el extremo más frío por conducción, debido al movimiento de los electrones libres que transportan energía cuando existe una diferencia de temperatura. Esta teoría explica por qué los buenos conductores eléctricos también tienden a ser buenos conductores del calor

##### **4.1.2 Transferencia de Calor por Convección**

Es la transferencia de energía entre una superficie sólida y el fluido adyacente (líquido o gas). Comprende los efectos combinados de la conducción y el movimiento del fluido. Existe movimiento macroscópico de las partículas del fluido. Cuanto más rápido es el movimiento del fluido, mayor es la transferencia de calor por convección. En ausencia de dicho movimiento la transferencia de calor entre una superficie sólida y el fluido adyacente será por conducción pura. Por ejemplo, al calentar el agua en una tetera con la llama, la transferencia de calor por convección será la causa de que el agua se caliente uniformemente, aunque solo su parte inferior esté en contacto con la llama.

##### **4.1.3 Transferencia de Calor por Radiación**

Es la transferencia de calor por medio de ondas electromagnéticas. No se requiere de un medio para su propagación. La energía irradiada se mueve a la velocidad de la luz. Todos los cuerpos que tienen una temperatura por encima del cero absoluto, es decir, por encima

de  $-273\text{ }^{\circ}\text{C}$ , emiten continuamente esta energía en forma de calor.

Por ejemplo, al colocar un objeto bajo los rayos directos del Sol, notaremos que al poco tiempo este se calentará. El intercambio de calor entre el Sol y el objeto ocurrirá por medio de radiación.

## **4.2 Coeficientes de Emisividad y Absortividad Solar**

Previo a la definición de los coeficientes de Emisividad y Absortividad Solar, definimos un “cuerpo negro” como aquél que absorbe toda la energía que incide sobre él. Asimismo un cuerpo negro es un emisor perfecto, es decir, emite el máximo posible de energía para su temperatura.

### **4.2.1 Emisividad**

Es una propiedad de los materiales que informa sobre la capacidad o eficiencia de estos para emitir radiación comparada con un cuerpo negro. El cuerpo negro tiene un coeficiente de emisividad de 1.

### **4.2.2 Absortividad Solar**

Es la razón entre la radiación térmica absorbida por una superficie y la que incide sobre esta superficie. El cuerpo negro tiene un coeficiente de absortividad solar de 1.

## **4.3 Número de Reynolds ( $Re$ )**

El Número de Reynolds es un número adimensional que caracteriza el movimiento de un fluido, relaciona la densidad, viscosidad, velocidad y dimensión típica de un flujo en una expresión adimensional. Dicho número o combinación adimensional aparece en muchos casos relacionado con el hecho de que el flujo pueda considerarse laminar (número de Reynolds pequeño) o turbulento (número de Reynolds grande).

El Número de Reynolds representa la relación que existe entre las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas que actúan sobre un elemento de volumen de un fluido.

## **4.4 Radiación Solar**

La radiación solar es el flujo de energía que se recibe del Sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias (luz visible, infrarrojo y ultravioleta).

En función de cómo reciben la radiación solar los objetos, se puede distinguir tres tipos de radiación:

- Radiación Solar Directa: Es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección.
- Radiación Solar Difusa: Cuando la atmósfera terrestre difumina o desvía los rayos solares, la llamamos radiación difusa. Este desvío de los rayos solares se produce por el

choque directo con ciertas moléculas y partículas contenidas en el aire; por este motivo, los rayos solares no tienen una dirección directa.

- Radiación Reflejada: Es la radiación que procede de la reflejada por el suelo. Al cociente entre la radiación reflejada y la incidente en la superficie de la tierra se le llama albedo.

La Radiación Solar Total es la suma de las tres radiaciones (directa, difusa y reflejada).

## **CAPÍTULO V**

### **DESCRIPCIÓN DEL CÁLCULO DE CAPACIDAD DE CORRIENTE**

En el presente capítulo se desarrolla una descripción detallada del cálculo de capacidad de corriente para cada metodología empleada en el estudio. Previamente se define el límite térmico de los conductores.

#### **5.1 El límite térmico de los conductores**

Cuando el conductor opera a muy altas temperaturas se produce un envejecimiento prematuro, así como la pérdida de sus propiedades mecánicas (de manera irreversible y acumulativa). La magnitud de este fenómeno dependerá de la temperatura alcanzada y del tiempo de duración. De acuerdo a la práctica internacional se ha adoptado como temperatura máxima admisible (en régimen permanente) entre 75 °C a 90 °C, temperatura donde el conductor no sufrirá ninguna pérdida significativa de sus propiedades. En los diseños de líneas de transmisión en el Perú se ha empleado una temperatura máxima de operación (por límite térmico) de 75 °C.

#### **5.2 Descripción general del cálculo de capacidad de corriente**

El cálculo de la capacidad de corriente de los conductores se usa para determinar el valor de corriente por límite térmico que se puede transportar a través del conductor, bajo ciertos parámetros ambientales; o en viceversa obtener la temperatura de operación del conductor a determinado valor de corriente circulante, bajo los mismos parámetros ambientales.

La temperatura en estado estacionario de un conductor es alcanzada siempre que el calor ganado por el conductor sea igual al calor perdido. Por tanto el cálculo en estado estacionario de la capacidad térmica para un conductor trenzado desnudo, en donde son conocidos los parámetros ambientales del estado estacionario ( $T_a$  = temperatura ambiente,  $V_v$  = velocidad del viento, etc.), se efectúa mediante una ecuación de balance térmico.

De la ecuación de balance térmico se obtiene la corriente (I) que produce la temperatura del conductor bajo las condiciones ambientales establecidas, mediante la siguiente expresión.

$$Q_C + Q_R = Q_S + I^2 R_{(T_c)} \quad (5.1)$$

Donde:

$Q_C$  = Calor perdido por convección (W/m)

$Q_R$  = Calor perdido por radiación (W/m)

$Q_S$  = Calor ganado por irradiación solar (W/m)

$I$  = Corriente del conductor en amperios a 60 Hz

$R(T_c)$  = Resistencia del conductor en ohm/km a 60 Hz

Este cálculo se puede realizar para cualquier temperatura de conductor y condiciones ambientales. Como las tasas de pérdida de calor por radiación y convección no son linealmente dependientes de la temperatura del conductor, la ecuación de balance de calor se resuelve para la temperatura del conductor en términos de corriente y variables ambientales mediante un proceso iterativo. Para determinar una corriente de conductor se siguen los siguientes pasos:

- Se asume la temperatura de conductor ( $T_c$ );
- Se calculan las correspondientes pérdidas de calor;
- Se calcula la corriente de conductor que resulta de la temperatura inicial de conductor asumida;
- La corriente calculada es comparada con la corriente de conductor dado;
- La temperatura del conductor es luego aumentada o disminuida hasta que la corriente calculada iguale a la corriente dada.

### 5.3 Consideraciones del estudio

La Metodología de la IEC no indica formulaciones matemáticas para calcular la intensidad de radiación solar ( $q_s$ ), valor más importante para obtener el calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ). Por esta razón y con el único objetivo de poder realizar un análisis comparativo, se optó por emplear la metodología de V.T. Morgan /12/ para calcular el calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ); es decir, en todo el estudio, cuando hace referencia a resultados de la IEC, se está considerando la metodología de V.T. Morgan en el cálculo de  $Q_s$ .

En Capítulo VI se definió el Caso Base, con el cual se realizó el cálculo de la capacidad de transmisión del conductor, caso que considera las condiciones ambientales y geográficas más desfavorables; por otro lado, es también aquella condición sobre la cual se basaron todas las sensibilidades de los Capítulos VIII, IX y X.

En la tabla N° 1.1 indica la identificación de símbolos empleada en el estudio.

Tabla N° 1.1 Unidades e Identificación de Símbolos

Símbolo	Descripción	Unidad (SI)
C	Constante de azimuth solar	grados
$D_c$	Diámetro del conductor	mm
d	Diámetro del hilo externo del conductor	mm
Hc	Altitud del sol	grados
He	Elevación del conductor sobre el nivel del mar	m
I	Corriente en el conductor	A
$K_{\text{angulo}}$	Factor de dirección del viento	-
$K_{\text{solar}}$	Factor de corrección por altitud del calor solar	-
kf	Conductividad térmica del aire	W/(m-°C)
Lat	Latitud	grados
N1	Día del año (21 de enero = 21, 12 de Febrero = 43, etc) (IEEE e IEC)	-
N2	Número de días a partir del 22 de setiembre (AWCO)	-
Nu	Número de Nusselt	-
$Q_c, Q_{cN}, Q_{c1}, Q_{c2}$	Calor perdido por convección	W/m
Qr	Calor perdido por radiación	W/m
Qs	Calor ganado por irradiación solar	W/m
qs	Intensidad de radiación solar (IEEE)	W/m <sup>2</sup>
qsE	Intensidad de radiación solar corregida por altura (IEEE)	W/m <sup>2</sup>
qsD	Intensidad de radiación solar directa (AWCO e IEC)	W/m <sup>2</sup>
qsD	Intensidad de radiación solar difusa (AWCO e IEC)	W/m <sup>2</sup>
Re	Número de Reynolds	-
R(Tc)	Resistencia del conductor en AC a la temperatura Tc	Ohm/km
S	Constante de Stefan Boltzmann	W/(m <sup>-2</sup> -°C <sup>-4</sup> )
Ta	Temperatura ambiente	°C
Tc	Temperatura conductor	°C
T <sub>film</sub>	(Tc+Ta)/2	°C
Vv	Velocidad del viento	m/s
Zc	Azimuth del sol	grados
Z <sub>l</sub>	Azimuth de la línea	grados
$\alpha$	Absortividad solar	-
$\delta$	Declinación solar	grados
$\varepsilon$	Emisividad	-
$\phi$	Ángulo entre el viento y el eje del conductor	grados
$\rho_f$	Densidad del aire	kg/m <sup>3</sup>
$\theta$	Ángulo de incidencia del sol	grados
$\mu_f$	Viscosidad dinámica del aire	Pa-s
w	Hora angular	grados
$\chi$	Variable de azimuth solar	-
$\nu$	viscosidad cinemática del aire	m <sup>2</sup> /s
$\xi$	Albedo	-

#### 5.4 Descripción del cálculo de Capacidad de Corriente - Norma IEEE

A continuación se indica los modelos matemáticos empleados por la Norma IEEE Std 738-2006 para calcular cada componente de la ecuación (5.1), donde el calor ganado por el conductor sea igual al calor perdido.

##### 5.4.1 Calor perdido por radiación (Q<sub>r</sub>) – IEEE

Las pérdidas de calor por radiación están dadas por la ecuación siguiente:

$$Q_r = 0,0178 D_c \varepsilon \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (5.2)$$

Donde:

D<sub>c</sub> : diámetro del conductor (mm)

ε : coeficiente de emisividad

T<sub>a</sub> : temperatura ambiente (°C)

T<sub>c</sub> : temperatura en el conductor (°C)

##### 5.4.2 Calor perdido por convección (Q<sub>c</sub>) - IEEE

Las pérdidas de calor por convección están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$Q_{c1} = \left[ 1,01 + 0,0372 \left( \frac{D_c \rho_f V_v}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f K_{angulo} (T_c - T_a) \quad (5.3)$$

$$Q_{c2} = \left[ 0,0119 \left( \frac{D_c \rho_f V_v}{\mu_f} \right)^{0,6} \right] k_f K_{angulo} (T_c - T_a) \quad (5.4)$$

$$Q_{cN} = 0.0205 \rho_f^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25} \quad (5.5)$$

Donde:

V<sub>v</sub> : velocidad del viento (m/s)

D<sub>c</sub> : diámetro del conductor (mm)

T<sub>a</sub> : temperatura ambiente (°C)

T<sub>c</sub> : temperatura en el conductor (°C)

μ<sub>f</sub> : Viscosidad dinámica del aire (Pa-s), dado por la ecuación (5.6):

$$\mu_f = \frac{1.458 (T_{film} + 273)^{1.5} 10^{-6}}{T_{film} + 383.4} \quad (5.6)$$

T<sub>film</sub> : (T<sub>c</sub>+T<sub>a</sub>)/2 (°C)

ρ<sub>f</sub> : Densidad del aire (kg/m<sup>3</sup>), dado por la ecuación (5.7):

k<sub>f</sub> : Conductividad térmica del aire (W/(m-°C)), dado por la ecuación (5.8):



$$k_f = 2.424 \times 10^{-2} + 7.477 \times 10^{-5} T_{film} - 4.407 \times 10^{-9} T_{film}^2 \quad (5.8)$$

$$\rho_f = \frac{1.293 - 1.525 H_e 10^{-4} + 6.379 H_e^2 10^{-9}}{1 + 0.00367 T_{film}} \quad (5.7)$$

He : elevación del conductor sobre el nivel del mar (m)

Kangulo: Factor de dirección del viento, dado por la ecuación (5.9):

$$K_{angulo} = 1,194 - \cos(\phi) + 0.194 \cos(2\phi) + 0.368 \text{sen}(2\phi) \quad (5.9)$$

La ecuación (5.3) es aplicada para el caso de velocidades de viento bajo, mientras que la ecuación (5.4) es aplicada para velocidades de viento alto. La ecuación (5.5) es aplicada cuando la velocidad del viento es cero (convección natural).

La metodología de la IEEE considera cálculos para convección forzada y natural (velocidad del viento cero); las metodologías de la IEC y AWCO consideran solo convección forzada (velocidad del viento mayor que 0), lo cual es usado para calcular la capacidad de transmisión en una línea aérea.

### 5.4.3 Calor ganado por irradiación solar (Qs) - IEEE

El calor ganado por irradiación solar está dado por la ecuación (5.10):

$$Q_s = \alpha \frac{D_c}{1000} q_{se} \text{seno}(\theta) \quad (5.10)$$

Donde:

$\alpha$  : Absortividad solar

Dc : diámetro del conductor (mm)

$\theta$  : Ángulo de incidencia del sol, dado por la ecuación (5.11):

$$\theta = \ar \cos(\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_1)) \quad (5.11)$$

Z1 : Azimut de la línea (grados)

Zc : Azimut del sol (grados) , dado por la ecuación (5.12):

$$Z_c = C + \arctan(\chi) \quad (5.12)$$

X : Variable de azimut solar

$$\chi = \frac{\text{seno}(w)}{\text{seno}(Lat) \cos(w) - \cos(Lat) \tan(\delta)} \quad (5.13)$$

w : Hora angular (grados), 15° por hora desde medio día (ejemplo, 11 a.m. es -15°, 2 p.m. es +30°)

Lat : Latitud (grados)

$\delta$  : Declinación solar (grados), dada por la ecuación (5.14):

$$\delta = 23.4583 \operatorname{seno} \left[ \frac{284 + N1}{365} 360 \right] \quad (5.14)$$

N1 : día del año (21 de enero =21, 15 febrero = 46, etc.)

C : Constante de azimut solar (grados)

w	C si $\chi \geq 0$	C si $\chi < 0$
$-180 \leq w < 0$	0	180
$0 \leq w \leq 180$	180	360

Hc : Altitud del sol (grados), dada por la ecuación (5.15):

$$H_c = \operatorname{arcseno} [\cos(Lat) \cos(\delta) \cos(w) + \operatorname{seno}(Lat) \operatorname{seno}(\delta)] \quad (5.15)$$

qs : Intensidad de radiación solar (W/m<sup>2</sup>), dada por las ecuaciones (5.16) y (5.17):

Para Atmósfera clara:

$$q_s = -42.2391 + 63.8044 * hc - 1.922 * hc^2 + 3.46921 * 10^{-2} * hc^3 - 3.61118 * 10^{-4} * hc^4 + 1.94318 * 10^{-6} * hc^5 - 4.07608 * 10^{-9} * hc^6 \quad (5.16)$$

Para Atmósfera industrial

$$q_s = 53.1821 + 14.211 * hc + 6.6138 * 10^{-1} * hc^2 - 3.1658 * 10^{-2} * hc^3 + 5.4654 * 10^{-4} * hc^4 - 4.3446 * 10^{-6} * hc^5 - 1.3236 * 10^{-8} * hc^6 \quad (5.17)$$

q<sub>SE</sub> : Intensidad de radiación solar corregida por altura (W/m<sup>2</sup>), dada por la ecuación (5.18):

$$q_{SE} = K_{solar} q_s \quad (5.18)$$

$$K_{solar} = 1 + 1.148 * 10^{-4} H_e - 1.108 * 10^{-8} H_e^2 \quad (5.19)$$

H<sub>e</sub> : elevación del conductor sobre el nivel del mar (m)

Nota: las otras metodologías (AWCO e IEC) consideran en sus modelos matemáticos la Intensidad de Radiación Solar Directa (q<sub>sd</sub>) y la Intensidad de Radiación Solar difusa (q<sub>sd</sub>). La IEEE en su modelo considera solo una Intensidad de radiación solar (qs) que, de acuerdo a su fuente "Heating, Ventilating and Air Conditioning Guide" /13/, es la suma de ambas (intensidad directa más intensidad difusa).

## 5.5 Descripción del cálculo de Capacidad de Corriente - Norma IEC

A continuación se indica los modelos matemáticos empleados por la Norma IEC 1597 para calcular cada componente de la ecuación de balance térmico (5.1), donde el calor ganado por el conductor sea igual al calor perdido

### 5.5.1 Calor perdido por radiación (Q<sub>r</sub>) - IEC

Las pérdidas de calor por radiación están dadas por la ecuación siguiente:

$$Q_r = s\pi D_c \varepsilon [(T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \times 10^{-3} \quad (5.20)$$

Donde:

$D_c$  : diámetro del conductor (mm)

$s$  : constante de Stefan-Boltzmann ( $5.67 * 10^{-8} Wm^{-2} \circ C^{-4}$ )

$\varepsilon$  : coeficiente de emisividad

$T_a$  : temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ )

$T_c$  : temperatura en el conductor ( $^{\circ}C$ )

### 5.5.2 Calor perdido por convección ( $Q_c$ ) - IEC

Las pérdidas de calor por convección están dadas por la ecuación:

$$Q_c = k_f Nu (T_c - T_a) \pi \quad (5.21)$$

Donde:

$k_f$  : conductividad térmica del aire, asumido constante e igual a  $0,02585 Wm^{-1} \circ C^{-1}$

$Nu$  : número Nusselt, dado por la ecuación (5.22):

$$Nu = 0,65 Re^{0,2} + 0,23 Re^{0,61} \quad (5.22)$$

$Re$  : Número de Reynolds, dado por la ecuación (5.23):

$$Re = 1,644 \times 10^6 V_v D_c (T_a + 273 + 0,5(T_c - T_a))^{-1,78} \quad (5.23)$$

$V_v$  : velocidad del viento (m/s)

$D_c$  : diámetro del conductor (mm)

$T_a$  : temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ )

$T_c$  : temperatura en el conductor ( $^{\circ}C$ )

### 5.5.3 Calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) - IEC

El calor ganado por irradiación solar está dado por la ecuación:

$$Q_s = \alpha \left( \frac{D_c}{1000} \right) q_s \quad (5.24)$$

Donde:

$\alpha$  : Absortividad solar

$D_c$  : diámetro del conductor (mm)

$q_s$ : Intensidad de radiación solar ( $W/m^2$ )

La Metodología de la IEC no indica cómo calcular la intensidad de radiación solar ( $q_s$ ). Por esta razón para calcular el calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ), se adoptó la metodología de V.T. Morgan "The thermal rating of overhead-line conductors Part 1. The

steady-state thermal model” /12/. Sin embargo, esta solo considera un tipo de atmósfera (“Clara”) a diferencia de la metodología IEEE que considera dos tipos de atmósferas (“Clara” e “Industrial”) y de la metodología AWCO que considera cinco tipos de atmósferas (“Excepcionalmente Clara y Seca”, “Excepcionalmente Clara”, “Muy Clara”, “Clara” e “Industrial”). Por tanto, con el único objetivo de poder hacer una comparación de metodologías se asumió dos “factores” para estimar la intensidad de radiación solar directa ( $q_{SD}$ ) y difusa ( $q_{sd}$ ) en una atmósfera industrial (para la IEC). Esto se obtuvo empleando los datos de la Tabla 5 de “Heating, Ventilating and Air Conditioning Guide” /13/, donde se estima un factor de 0,65 para convertir la  $q_{SD}$  (de atmósfera clara a atmósfera industrial) y de 1,85 para convertir la  $q_{sd}$  (de atmósfera clara a atmósfera industrial).

$$q_s = \left[ q_{SD} \left( \text{seno}(\theta) + \xi \frac{\pi}{2} \text{seno}(H_c) \right) + \frac{\pi}{2} q_{sd} (1 + \xi) \right] \quad (5.25)$$

$\theta$  : Ángulo de incidencia del sol, dado por la ecuación (5.26):

$$\theta = \arccos[\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_1)] \quad (5.26)$$

$Z_1$  :Azimut de la línea (grados)

$Z_c$  :Azimut del sol (grados) , dado por la ecuación (5.27):

$$Z_c = \arcseno\left(-\cos \delta \frac{\text{seno}(w)}{\cos(H_c)}\right) \quad (5.27)$$

$w$  :Hora angular (grados),  $15^\circ$  por hora desde medio día (ejemplo, 11 a.m. es  $-15^\circ$ , 2 p.m. es  $+30^\circ$ )

$\delta$  :Declinación solar (grados), dada por la ecuación (5.28):

$$\delta = 23.4583 \text{seno}\left[\frac{284 + N1}{365} 360\right] \quad (5.28)$$

$N1$  : día del año (21 de enero =21, 15 febrero = 46, etc.)

$H_c$  : Altitud del sol (grados), dado por la ecuación (5.29):

$$H_c = \arcseno[\cos(Lat) \cos(\delta) \cos(w) + \text{seno}(Lat) \text{seno}(\delta)] \quad (5.29)$$

$Lat$  : Latitud (grados)

$\xi$  : Albedo del terreno

$q_{SD}$  :Intensidad de radiación solar directa ( $W/m^2$ )

$q_{sd}$  :Intensidad de radiación solar difusa ( $W/m^2$ )

## 5.6 Descripción del cálculo de Capacidad de Corriente - Metodología AWCO

A continuación se indica los modelos matemáticos empleados por la Metodología de la

AWCO para calcular cada componente de la ecuación (5.1).

### 5.6.1 - Calor perdido por radiación (Q<sub>r</sub>) - AWCO

Las pérdidas de calor por radiación está dada por la ecuación:

$$Q_r = s\pi D_c \varepsilon \left[ (T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4 \right] \times 10^{-3} \quad (5.30)$$

Donde:

s : constante de Stefan-Boltzmann  $(5.67 \times 10^{-8} \text{ Wm}^{-2} \text{ } ^\circ\text{C}^{-4})$

D<sub>c</sub> : diámetro del conductor (mm)

ε : coeficiente de emisividad

T<sub>a</sub> : temperatura ambiente (°C)

T<sub>c</sub> : temperatura en el conductor (°C)

### 5.6.2 Calor perdido por convección (Q<sub>c</sub>) - AWCO

Las pérdidas de calor por convección están dadas por la ecuación:

$$Q_c = \pi k_f (T_c - T_a) C \left( \frac{V_v D_c}{1000 \nu} \right)^P \quad (5.31)$$

Donde:

V<sub>v</sub> : velocidad del viento (m/s)

D<sub>c</sub> : diámetro del conductor (mm)

T<sub>a</sub> : temperatura ambiente (°C)

T<sub>c</sub> : temperatura en el conductor (°C)

T<sub>film</sub> : (T<sub>c</sub>+T<sub>a</sub>)/2 (°C)

k<sub>f</sub> : Conductividad térmica del aire (W/(m·°C)), dado por la ecuación (5.32):

$$k_f = 2.42 \times 10^{-2} + 7 \times 10^{-5} T_{film} \quad (5.32)$$

ν : viscosidad cinemática del aire (m<sup>2</sup>/s), dada por la ecuación (5.33):

$$\nu = 1.32 \times 10^{-5} + 9.6 \times 10^{-8} T_{film} \quad (5.33)$$

C=0,57 y p=0,485 Para  $\frac{V_v D_c}{1000 \nu} \leq 3000$

C=0,051 y p=0,79 Para  $\frac{V_v D_c}{1000 \nu} > 3000$

### 5.6.3 Calor ganado por irradiación solar (Q<sub>s</sub>) - AWCO

El calor ganado por irradiación solar está dado por la ecuación (5.34):

$$Q_s = \alpha \frac{D_c}{1000} q_{SE} \quad (5.34)$$

Donde:

$\alpha$  : Absortividad solar

$D_c$  : diámetro del conductor (mm)

$H_e$  : elevación del conductor sobre el nivel del mar (m)

$q_{SE}$  : Intensidad de radiación solar corregida por altura ( $W/m^2$ ), dada por la siguiente ecuación (5.35):

$$q_{SE} = K_{solar} q_S \quad (5.35)$$

$$K_{solar} = 1 + 1.148 * 10^{-4} H_e - 1.076 * 10^{-8} H_e^2 \quad (5.36)$$

$q_S$  : Intensidad de radiación solar ( $W/m^2$ ), dada por la ecuación (5.37):

$$q_S = \left[ q_{SD} \left( \text{seno}(\theta) + \xi \frac{\pi}{2} \text{seno}(H_C) \right) + q_{sd} \left( 1 + \frac{\pi}{2} \xi \right) \right] \quad (5.37)$$

$\theta$  : Angulo de incidencia del sol, dado por la ecuación (5.38):

$$\theta = \arccos[\cos(H_C) \cos(Z_C - Z_1)] \quad (5.38)$$

$Z_1$  : Azimut de la línea (grados)

$Z_C$  : Azimut del sol (grados) , dado por la ecuación (5.39):

$$Z_C = \arcseno \left( -\cos \delta \frac{\text{seno}(w)}{\cos(H_C)} \right) \quad (5.39)$$

$w$  : Hora angular (grados),  $15^\circ$  por hora desde medio día (ejemplo, 11 a.m. es  $-15^\circ$ , 2 p.m. es  $+30^\circ$ )

$\delta$  : Declinación solar (grados), dada por la ecuación (5.40):

$$\delta = 23.4 \text{seno}(0,0172 * N2) \quad (5.40)$$

$N2$  : Número de días a partir del 22 de setiembre

$H_c$  : Altitud del sol (grados), dado por la ecuación (5.41):

$$H_C = \arcseno[\cos(Lat) \cos(\delta) \cos(w) + \text{seno}(Lat) \text{seno}(\delta)] \quad (5.41)$$

$Lat$  : Latitud (grados)

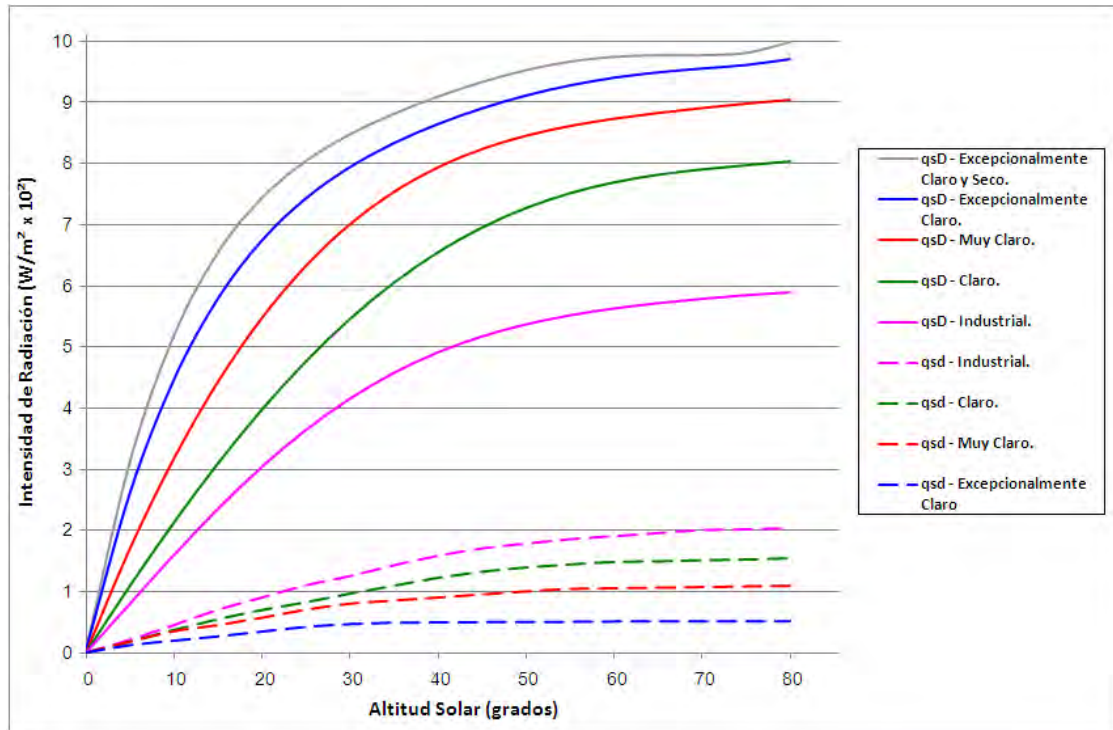
$\xi$  : Albedo del terreno

$q_{SD}$  : Intensidad de radiación solar directa ( $W/m^2$ )

$q_{sd}$  : Intensidad de radiación solar difusa ( $W/m^2$ )

La metodología AWCO considera cinco tipos de atmósferas (“Excepcionalmente Clara y Seca”, “Excepcionalmente Clara”, “Muy Clara”, “Clara” e “Industrial”); la figura 5.1 presenta nueve curvas que muestran la variación de la intensidad de radiación solar directa ( $q_{SD}$ ) y la intensidad de radiación solar difusa ( $q_{sd}$ ) en función de la Altitud Solar ( $H_c$ ), de

esta manera esta metodología permite un cálculo mas “fino” del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ). En la figura 5.1 se asume que el valor de la intensidad de radiación solar difusa ( $q_{sd}$ ) para una atmósfera del tipo “Excepcionalmente Clara y Seca” es de cero.



**Figura 5.1** Intensidad de Radiación Solar Directa y Difusa

## CAPÍTULO VI

### PRINCIPALES CRITERIOS Y DATOS DE ENTRADA

El cálculo de la capacidad de transmisión de las líneas se realizó para las condiciones más desfavorables (temperatura ambiente máxima, velocidad de viento mínima, etc.) que se presentan durante la operación de estas. Para ello, se revisó y actualizó las condiciones actuales: temperatura ambiente según datos del SENAMHI, datos del conductor (coeficiente de emisividad y absorptividad solar), entre otros. Con esta información se definió el Caso Base, con el cual se realizó el cálculo de la capacidad de transmisión del conductor, y aquella condición sobre la cual se basaron todas las sensibilidades de los Capítulos VIII, IX y X.

#### 6.1 L.T. 220 kV Independencia – Aceros Arequipa L-2217

A continuación se indican los criterios y datos de entrada (en el Caso Base) empleados para el cálculo de la capacidad de transmisión de la línea en 220 kV Independencia – Aceros Arequipa.

<b>Tensión Nominal:</b>	220 kV
<b>Datos del Calentamiento Solar</b>	
Latitud del conductor en grados:	-13,75 ° (Hemisferio Sur)
Tipo de atmósfera:	Industrial
Hora del día en que se produce mayor calor:	12
Azimut de la línea:	71 grados
Albedo:	0,2
<b>Datos del tiempo</b>	
Temperatura del aire:	32,1°C
Velocidad del viento:	0,61 m/s (2,2 Km/h)
Ángulo entre el viento y el conductor:	90°
Altitud del conductor sobre el nivel del mar:	180 msnm
<b>Datos del Conductor</b>	
Descripción:	ACAR



Diámetro del conductor:	27,36 mm
Resistencia AC del conductor a 25°:	0,0730 Ohm/km
Resistencia AC del conductor a 75°:	0,0858 Ohm/km
Emisividad del conductor:	0,5
Absortividad solar del conductor:	0,5
<b>Temperatura de Operación del Conductor</b>	<b>55 °C</b>

Para el cálculo de Capacidad de Corriente del conductor de la línea de 220 kV, se tomaron las siguientes consideraciones:

- En el cálculo de Capacidad de Corriente para la obtención de la potencia transmitida se empleó la tensión nominal del sistema 220 kV.
- Para el parámetro de la temperatura del aire se consideró la “Temperatura Máxima Media” de acuerdo con los datos suministrados por SENAMHI. Estación Pisco – Código 140600.
- La velocidad del viento por utilizar estará de acuerdo con las recomendaciones de la IEEE Std 738-2006.

## 6.2 L.T. 220 kV Pachachaca – Pomacocha L-2226

A continuación se indican los criterios y datos de entrada (en el Caso Base) empleados para el cálculo de la capacidad de transmisión de la línea en 220 kV Pachachaca – Pomacocha.

**Tensión Nominal:** 220 kV

### Datos del Calentamiento Solar

Latitud del conductor en grados:	-11,68 ° (Hemisferio Sur)
Tipo de atmósfera:	Claro
Hora del día en que se produce mayor calor:	12
Azimut de la línea:	34 grados
Albedo:	0,25

### Datos del tiempo

Temperatura del aire:	18,5°C
Velocidad del viento:	0,61 m/s (2,2 Km/h)
Ángulo entre el viento y el conductor:	90°
Altitud del conductor sobre el nivel del mar:	4020 msnm

### Datos del Conductor

Descripción: ACSR

Diámetro del conductor:	31,65 mm
Resistencia AC del conductor a 25°:	0,0568 Ohm/km
Resistencia AC del conductor a 75°:	0,0676 Ohm/km
Emisividad del conductor:	0,5
Absortividad solar del conductor:	0,5
<b>Temperatura de Operación del Conductor</b>	<b>50 °C</b>

Para el cálculo de Capacidad de Corriente del conductor de la línea de 220 kV, se tomaron las siguientes consideraciones:

- En el cálculo de Capacidad de Corriente para la obtención de la potencia transmitida se empleó la tensión nominal del sistema 220 kV.
- Para el parámetro de la temperatura del aire se consideró la “Temperatura Máxima Media” de acuerdo con los datos suministrados por SENAMHI. Estación La Oroya – Código 000604.
- La velocidad del viento a utilizar estará de acuerdo con las recomendaciones de la IEEE Std 738-2006.

### 6.3 L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa L-1125

A continuación se indican los criterios y datos de entrada (en el Caso Base) empleados para el cálculo de la capacidad de transmisión de la línea en 138 kV Aguaytía – Pucallpa.

**Tensión Nominal:** 138 kV

#### **Datos del Calentamiento Solar**

Latitud del conductor en grados:	-8,72 ° (Hemisferio Sur)
Tipo de atmósfera:	Claro
Hora del día en que se produce mayor calor:	12
Azimut de la línea:	54 grados
Albedo:	0,10

#### **Datos del tiempo**

Temperatura del aire:	39 °C
Velocidad del viento:	0,61 m/s (2,2 Km/h)
Ángulo entre el viento y el conductor:	90°
Altitud del conductor sobre el nivel del mar:	280 msnm

#### **Datos del Conductor**

Descripción:	AAAC
Diámetro del conductor:	22,63 mm

Resistencia AC del conductor a 25°:	0,1132 Ohm/km
Resistencia AC del conductor a 75°:	0,1321 Ohm/km
Emisividad del conductor:	0,5
Absortividad solar del conductor:	0,5
<b>Temperatura de Operación del Conductor</b>	<b>55 °C</b>

Para el cálculo de Capacidad de Corriente del conductor de la línea de 138 kV, se tomaron las siguientes consideraciones:

- a) En el cálculo de Capacidad de Corriente para la obtención de la potencia transmitida se empleó la tensión nominal del sistema 138 kV.
- b) La velocidad del viento a utilizar estará de acuerdo con las recomendaciones de la IEEE Std 738-2006.

## CAPÍTULO VII

### CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE EN EL CASO BASE

Según los datos definidos en el Capítulo VI y los modelos matemáticos de las respectivas metodologías (IEEE Std 738-2006, IEC 1597 y AWCO), se procedió a determinar la Capacidad de Corriente de los conductores de las tres (03) líneas de transmisión en el Caso Base (ver Anexo A).

#### 7.1 Resultados del Cálculo de la Capacidad de Corriente

A continuación se presenta el resumen de resultados del Cálculo de Capacidad de corriente por las tres metodologías:

##### 7.1.1 Resultados del Cálculo – Norma IEEE

En la tabla N° 7.1 se indica el resumen de los resultados de la Capacidad de Corriente mediante la Norma IEEE Std 738-2006.

**Tabla N° 7.1** Resultados de la Capacidad de Corriente, Norma IEEE

Línea de Transmisión	Qc (W/m)	Qr (W/m)	Qs (W/m)	I (A)	S (MVA)
L.T. 220 kV Independencia - Aceros Arequipa	30,64	7,08	11,85	566,4	215,8
L.T. 220 kV Pachachaca - Pomacocha	35,60	10,32	21,05	632,3	240,9
L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa	19,31	4,23	12,10	303,1	72,4

##### 7.1.2 Resultados del Cálculo – Norma IEC

En la tabla N° 7.2 se indica el resumen de los resultados de la Capacidad de Corriente mediante la Norma IEC 1597.

**Tabla N° 7.2** Resultados de la Capacidad de Corriente, Norma IEC

Línea de Transmisión	Qc (W/m)	Qr (W/m)	Qs (W/m)	I (A)	S (MVA)
L.T. 220 kV Independencia - Aceros Arequipa	33,20	7,09	16,73	540,4	205,9
L.T. 220 kV Pachachaca - Pomacocha	50,98	10,33	24,95	764,5	291,3
L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa	20,68	4,23	14,95	282,9	67,6

##### 7.1.3 Resultados del Cálculo – Metodología AWCO

En la tabla N° 7.3 se indica el resumen de los resultados de la Capacidad de Corriente mediante la Metodología AWCO.

**Tabla N° 7.3** Resultados de la Capacidad de Corriente, Metodología AWCO

Línea de Transmisión	Qc (W/m)	Qr (W/m)	Qs (W/m)	I (A)	S (MVA)
L.T. 220 kV Independencia - Aceros Arequipa	31,24	7,09	14,61	542,1	206,6
L.T. 220 kV Pachachaca - Pomacocha	46,18	10,33	30,39	648,0	246,9
L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa	19,90	4,23	14,49	278,1	66,5

## 7.2 Comparación de las tres (03) metodologías

Se realizó una comparación de las tres metodologías empleando los resultados obtenidos en el Caso Base.

### 7.2.1 Comparación de las tres metodologías, línea Independencia – Aceros Arequipa

En la tabla N° 7.4, se indica los calores ganados y perdidos por el conductor en estado estacionario. Se observa que los calores perdidos por convección y radiación tienen valores similares en las tres metodologías. Sin embargo, el calor ganado por irradiación solar presenta diferencias considerables, que trae como consecuencia diferencias en la capacidad de transmisión.

**Tabla N° 7.4** Calores ganados y perdidos, línea Independencia – Aceros Arequipa

	IEEE	AWCO	IEC
Qc (W/m)	30,64	31,24	33,20
	100%	102%	108%
Qr (W/m)	7,08	7,09	7,09
	100%	100%	100%
Qs (W/m)	11,85	14,61	16,73
	100%	123%	141%
I (A)	566,4	542,1	540,4
	100%	96%	95%
S(MVA)	215,8	206,6	205,9

### 7.2.2 Comparación de las tres metodologías, línea Pachachaca – Pomacocha

En la tabla N° 7.5, se indica los calores ganados y perdidos por el conductor en estado estacionario. Se observa que el calor perdido por radiación tiene valor similar en las tres metodologías. Sin embargo, el calor perdido por convección y el calor ganado por irradiación solar presentan diferencias considerables, que trae como consecuencia diferencias considerables en la capacidad de transmisión.

### 7.2.3 Comparación de las tres metodologías, línea Aguaytía – Pucallpa

En la tabla N° 7.6, se indica los calores ganados y perdidos por el conductor en estado estacionario. Se observa que los calores perdidos por convección y radiación tienen valores similares en las tres metodologías. Sin embargo, el calor ganado por irradiación solar presenta diferencias considerables, que trae como consecuencia diferencias considerables en la capacidad de transmisión.

**Tabla N° 7.5** Calores ganados y perdidos, Pachachaca – Pomacocha

	IEEE	AWCO	IEC
Qc (W/m)	35,60 100%	46,18 130%	50,98 143%
Qr (W/m)	10,32 100%	10,33 100%	10,33 100%
Qs (W/m)	21,05 100%	30,39 144%	24,95 119%
I (A)	632,3 100%	648,0 102%	764,5 121%
S(MVA)	240,9	246,9	291,3

**Tabla N° 7.6** Calores ganados y perdidos, línea Aguaytia – Pucallpa

	IEEE	AWCO	IEC
Qc (W/m)	19,31 100%	19,90 103%	20,68 107%
Qr (W/m)	4,23 100%	4,23 100%	4,23 100%
Qs (W/m)	12,10 100%	14,49 120%	14,95 124%
I (A)	303,1 100%	278,1 92%	282,9 93%
S(MVA)	72,4	66,5	67,6

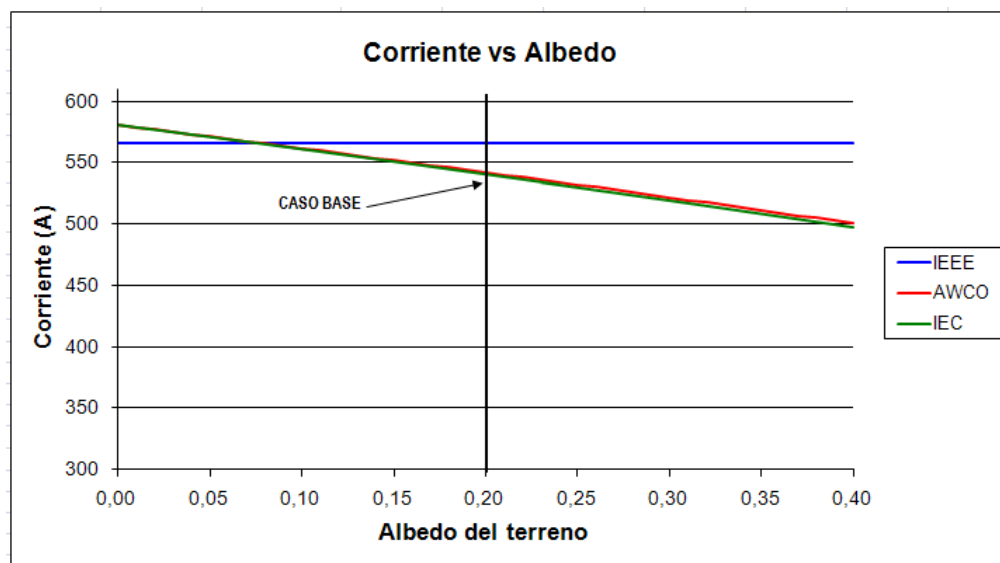
**CAPÍTULO VIII**  
**SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE RESPECTO A LOS**  
**PARÁMETROS PARA LA L.T. 220 KV INDEPENDENCIA – ACEROS**  
**AREQUIPA**

Para poder realizar un análisis detallado de la capacidad de transmisión es necesario realizar su sensibilidad respecto a los parámetros involucrados en el cálculo. De esta manera se determinará en que magnitud influye cada parámetro en el cálculo de la Capacidad de Corriente, como también cuáles son los parámetros más influyentes de acuerdo a las condiciones ambientales y geográficas propias de cada línea. Por otro lado, estos resultados obtenidos servirán para definir los criterios de cálculo de la Capacidad de Corriente en el diseño de una línea de transmisión.

Para la L.T. 220 kV Independencia – Aceros Arequipa, se realizó una sensibilidad de la capacidad de transmisión respecto a los parámetros de cálculo. El Caso Base es el definido en el Capítulo VI. Se obtuvo los siguientes resultados:

### 8.1 Sensibilidad al valor del albedo

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto al valor del albedo.

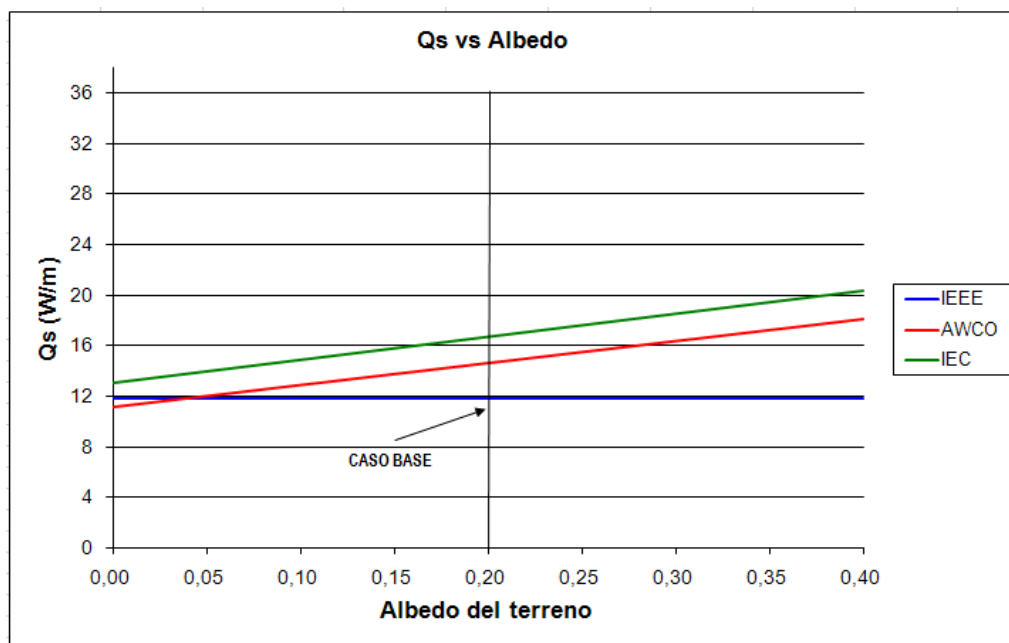


**Figura 8.1** Sensibilidad al Albedo, línea de transmisión en costa.

La figura 8.1 muestra la variación de la corriente transmitida respecto a la variación del albedo. Se observa lo siguiente:

- Las metodologías de la AWCO y la IEC presentan una ligera diferencia, menor a 1%.
- El valor del albedo no es considerado en la metodología de la IEEE; por esta razón el valor de la corriente se mantiene constante.
- A medida que aumenta el valor del albedo, la diferencia de las metodologías AWCO e IEC respecto a la metodología IEEE se hará mayor. Por otro lado, para valores de albedo pequeños (alrededor de 0,07) las tres metodologías se acercan (es lógico, pues la IEEE no considera el valor del albedo). Para valores de albedo mayor a 0,2 la diferencia entre las metodologías superaría el 5%, llegando a ser hasta de 12% para valores de albedo de 0,4.

En la figura 8.2, se muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al valor del albedo. Se observa que conforme aumenta el valor del albedo aumentará el calor irradiado por el sol (metodologías AWCO e IEC) y, por tanto, se transportará menos corriente para una determinada temperatura de operación. Es decir, en este aspecto las metodologías AWCO e IEC son más conservadoras que la metodología de la IEEE. Los calores  $Q_c$  y  $Q_r$  se mantienen constantes ante la variación del albedo.



**Figura 8.2**  $Q_s$  vs Albedo, línea de transmisión en costa.

De la figura 8.1 se puede concluir que, para un incremento de 0,1 en el valor del albedo, la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación)



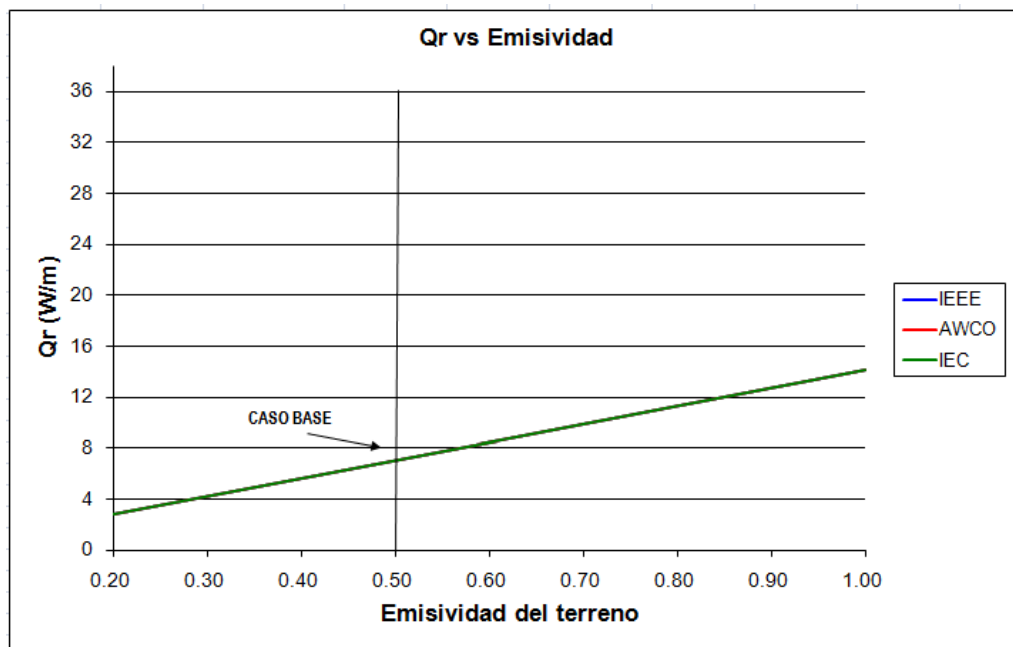
disminuye en 20 A (4%) para la metodología de la AWCO, y en 21 A (4%) para la metodología de la IEC. (Ver tabla N° 8.1).

**Tabla N° 8.1** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 en el valor del albedo

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	0	-20	-21
%	0%	-4%	-4%

## 8.2 Sensibilidad a la Emisividad

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la emisividad del conductor.



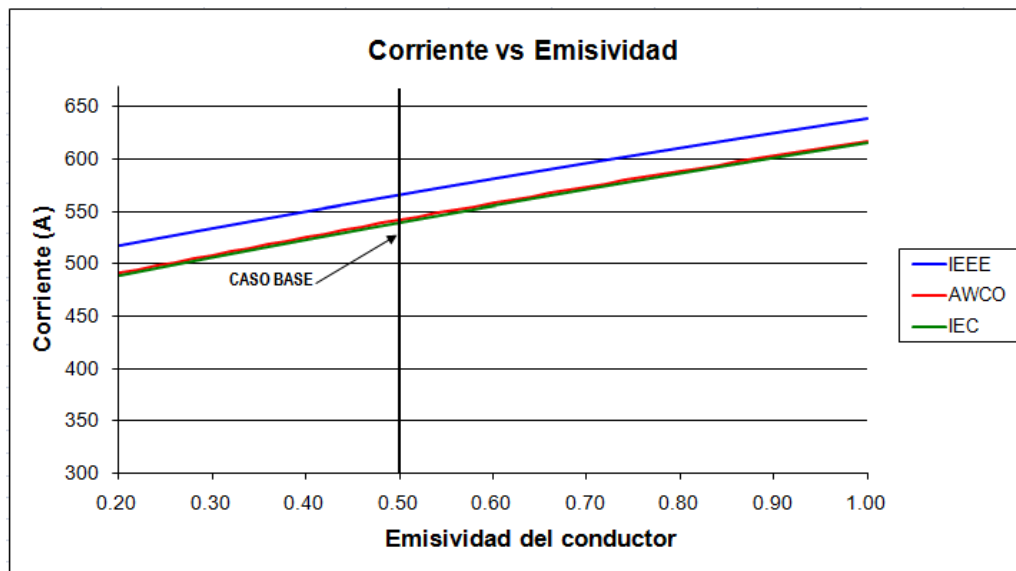
**Figura 8.3** Qr vs Emisividad, línea de transmisión en costa.

La figura 8.3 muestra la variación del calor perdido por radiación respecto al valor de la emisividad. Se observa que las tres curvas coinciden (las tres metodologías emplean similar formulación); y teniendo en cuenta que el valor de la emisividad del conductor influye de manera proporcional al calor perdido por radiación  $Q_r$  (ver ecuaciones (5.2),(5.20) y (5.30)), estas curvas serán líneas rectas.

Al mantenerse constantes los calores  $Q_s$  y  $Q_c$  ante la variación de la emisividad, la capacidad de transmitir corriente aumentará ante el incremento de la emisividad (Ver Figura 8.4) también de manera casi lineal.

En el Caso Base, la diferencia entre los resultados obtenidos mediante las metodologías AWCO e IEC es menor al 1% y se mantiene casi constante ante variaciones de la

emisividad. A su vez los resultados obtenidos con la metodología de la IEEE difieren en aproximadamente 5% de las otras dos metodologías; de la misma manera, esta diferencia se mantiene casi constante ante variaciones de la emisividad.



**Figura 8.4** Sensibilidad a la emisividad, línea de transmisión en costa.

De la figura 8.4, se puede concluir que, para un incremento de 0,1 en el valor de la emisividad, la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) aumenta en 16 A (3%) en las tres (03) metodologías. Ver tabla N° 8.2. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida.

**Tabla N° 8.2** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 en el valor de la emisividad

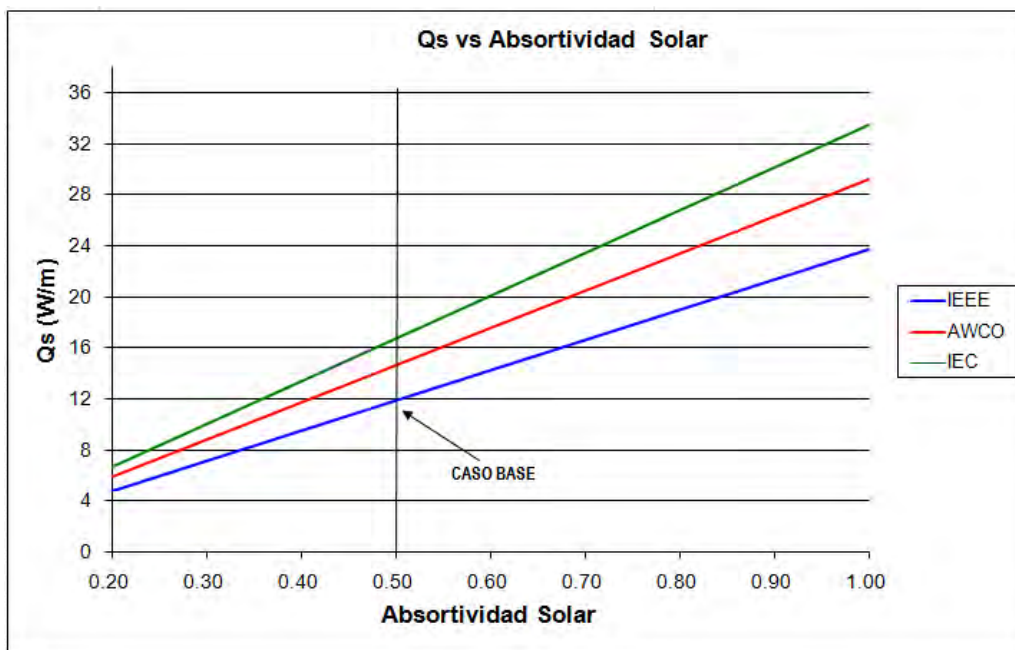
	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+16	+16	+16
%	+3%	+3%	+3%

### 8.3 Sensibilidad a la Absortividad Solar

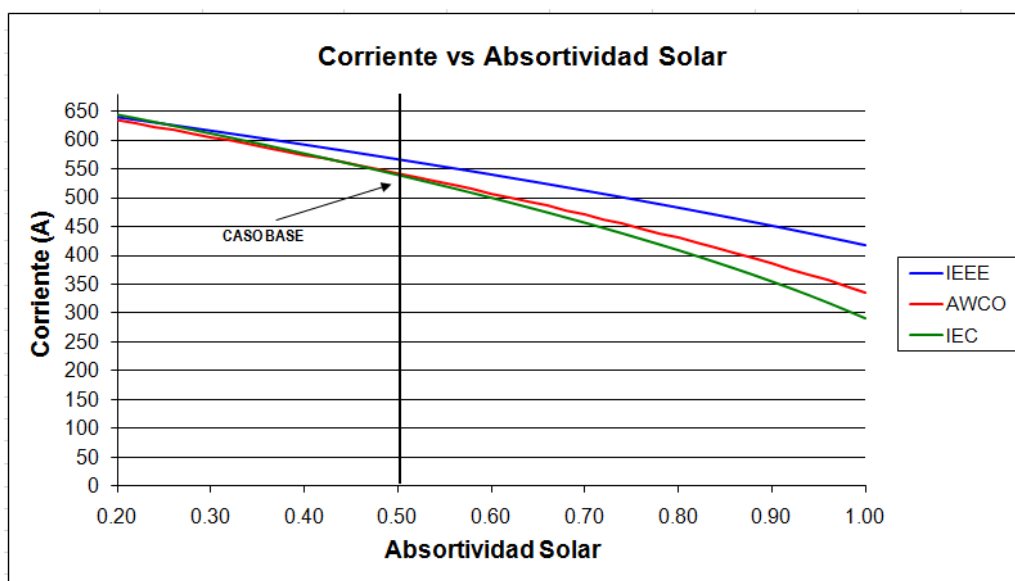
Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la absortividad solar del conductor.

La figura 8.5 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al valor de la absortividad solar ( $\alpha$ ) del conductor. Esta variación es lineal debido a que en las tres (03) metodologías el valor de la absortividad solar influye de manera proporcional al  $Q_s$  (ver ecuaciones (5.10), (5.24) y (5.34)). Al mantenerse constantes los calores  $Q_r$  y  $Q_c$  ante la variación de  $\alpha$ , la capacidad de transmitir corriente disminuirá ante el incremento

de  $\alpha$  (Ver figura 8.6).



**Figura 8.5** Qs vs Absortividad Solar, línea de transmisión en costa.



**Figura 8.6** Sensibilidad a la Absortividad Solar, línea de transmisión en costa.

Empleando los resultados indicados en la figura 8.6, se elaboró la tabla N° 8.3, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión en las tres (03) metodologías. Se observa lo siguiente:

- En el Caso Base la diferencia entre los resultados obtenidos mediante las tres (03) metodologías no supera el 5%.
- Para valores de  $\alpha$  pequeños, los resultados de las tres (03) metodologías se aproximan (debido a que la IEEE no considera el albedo).

- Para valores de  $\alpha$  grandes, los resultados obtenidos entre las tres (03) metodologías llegan a tener diferencias muy considerables. Esto se debe a que la principal diferencia entre las tres (03) metodologías es el valor de  $Q_s$  (Ver tabla N° 7.4). De esta manera, al disminuir o aumentar  $Q_s$  (disminuyendo o aumentando  $\alpha$ ) la diferencia (%) entre los resultados de las metodologías disminuirá o aumentará respectivamente.

**Tabla N° 8.3** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de  $\alpha$

$\alpha$	IEEE	AWCO	IEC
0,2	100%	99%	101%
0,5	100%	96%	95%
0,7	100%	92%	89%
1,0	100%	81%	70%

De la figura 8.6 se puede concluir que, para un incremento de 0,1 en el valor de  $\alpha$ , la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) disminuye de acuerdo a la tabla N° 8.4. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor del Caso Base; y para valores de  $\alpha$  alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes (ver figura 8.6)

**Tabla N° 8.4** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 en el valor de la absorptividad solar

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-26	-33	-38
%	-5%	-6%	-7%

#### 8.4 Sensibilidad a la Temperatura Ambiente

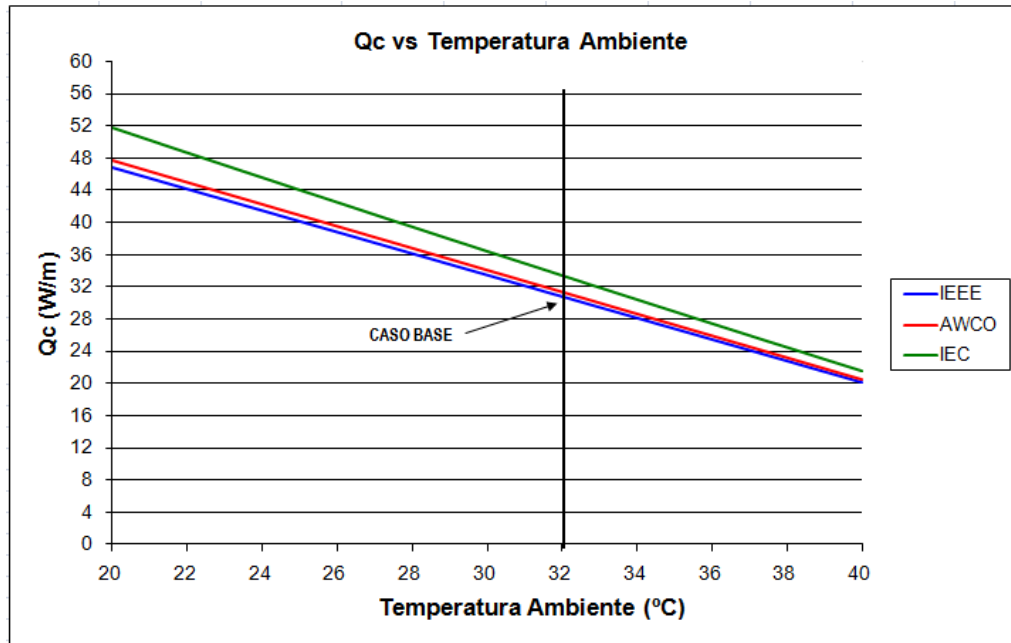
Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la temperatura ambiente ( $T_a$ ).

Las figuras 8.7 y 8.8 muestran la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) y calor perdido por radiación ( $Q_r$ ) respecto al valor de la temperatura ambiente ( $T_a$ ). Se observa que a medida que aumenta el valor de  $T_a$  los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$  disminuirán (para un valor fijo de temperatura del conductor  $T_c$ ); por otro lado, el valor de  $Q_s$  no depende de  $T_a$ . De esta manera, se obtiene la figura 8.9, donde se indica que conforme incrementa  $T_a$  se transportará menos corriente para una determinada temperatura de operación.

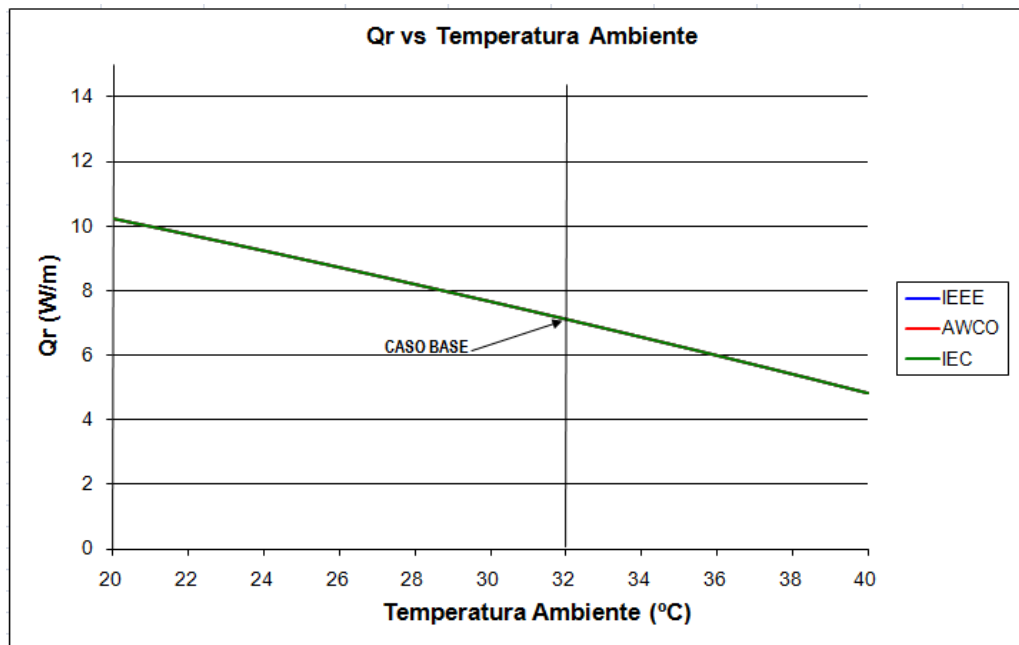
Empleando los resultados indicados en la figura 8.9, se elaboró la tabla N° 8.5, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las

capacidades de transmisión en las tres (03) metodologías. Se observa lo siguiente:

- La diferencia entre las metodologías AWCO e IEC nunca superan el 5% ante variaciones de  $T_a$  (debido a que ambas metodologías consideran el valor del albedo en sus ecuaciones).



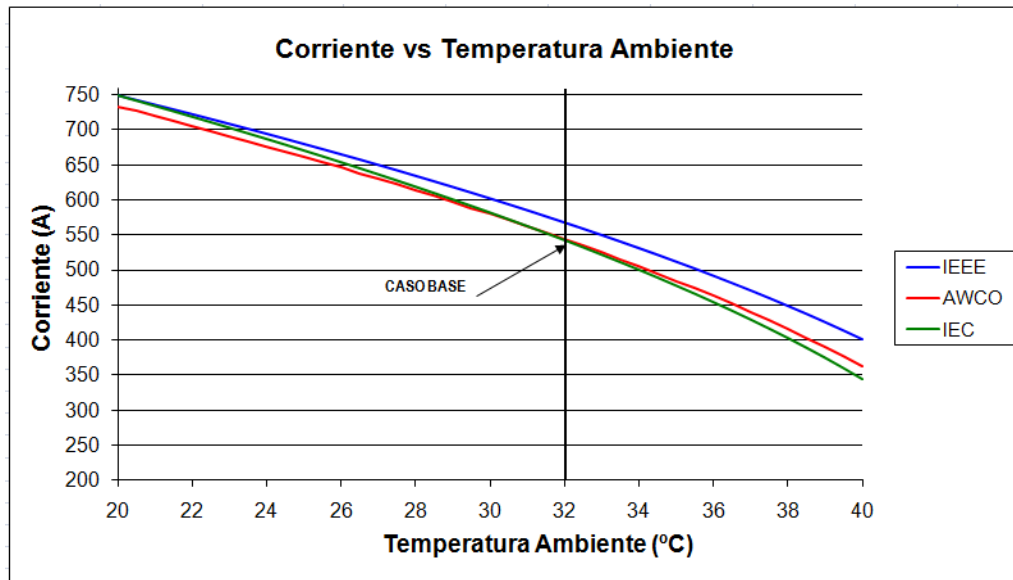
**Figura 8.7**  $Q_c$  vs Temperatura Ambiente, línea de transmisión en costa.



**Figura 8.8**  $Q_r$  vs Temperatura Ambiente, línea de transmisión en costa.

- Conforme  $T_a$  disminuye los resultados de las tres (03) metodologías se van acercando.
- Para valores de  $T_a$  mayores, el resultado obtenido con la metodología de la IEEE llega a tener diferencias considerables respecto a las otras dos (02) metodologías (AWCO e

IEC). Esto se debe a que al aumentar  $T_a$  disminuye los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$ , haciendo que “predomine” el valor de  $Q_s$  en la ecuación de balance térmico, y siendo el valor de  $Q_s$  la principal diferencia entre las metodologías, los resultados obtenidos resultarán considerables.



**Figura 8.9** Sensibilidad a la Temperatura Ambiente, línea de transmisión en costa

**Tabla N° 8.5** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de  $T_a$

$T_a$ (°C)	IEEE	AWCO	IEC
20	100%	98%	100%
26	100%	97%	98%
32,1	100%	96%	95%
40	100%	90%	86%

**Tabla N° 8.6** Variación de la corriente ante un incremento de 1°C en la temperatura ambiente  $T_a$

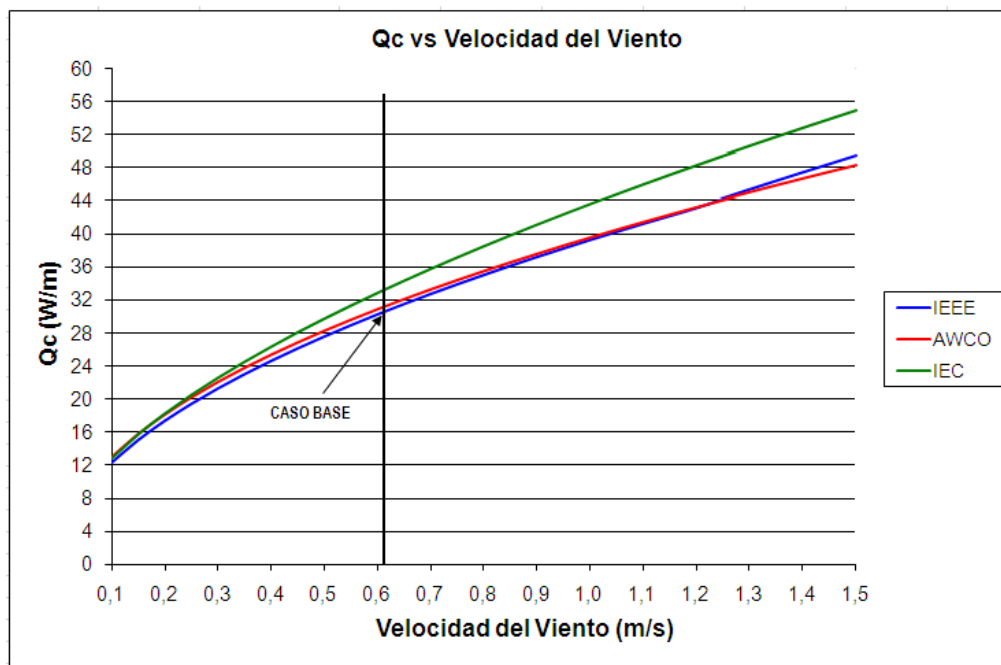
	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-18	-19	-20
%	-3,1%	-3,4%	-3,7%

De la figura 8.9 se puede concluir que, para un incremento de 1 °C en el valor de  $T_a$ , la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) disminuye de acuerdo a la tabla N° 8.6. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor del Caso Base; y para valores de  $T_a$  alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes (ver figura. N° 8.9).

## 8.5 Sensibilidad a la Velocidad del Viento

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la velocidad del viento ( $V_v$ ).

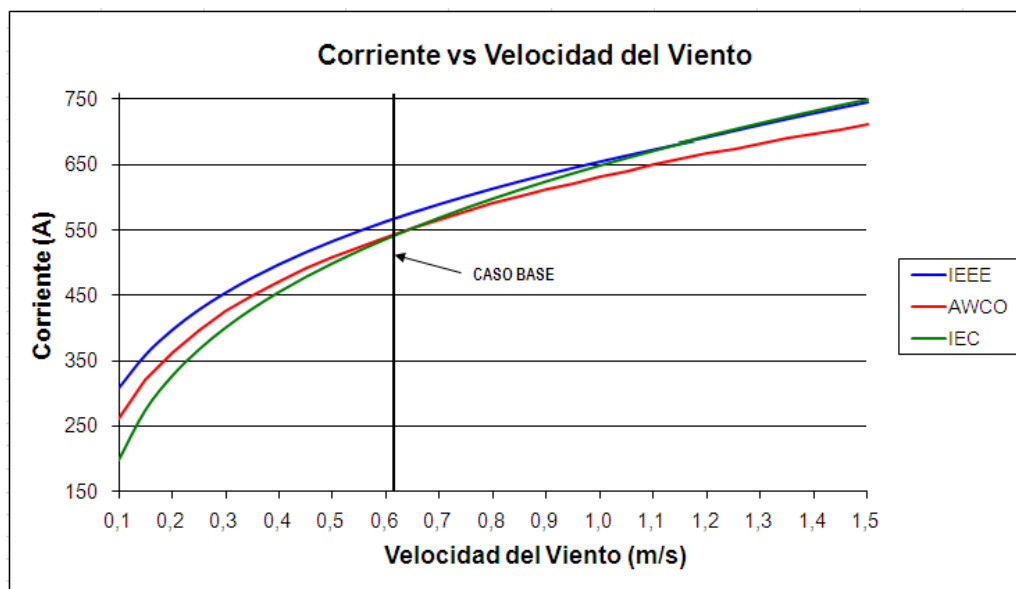
Para calcular  $Q_c$ , la metodología de la IEEE distingue las ecuaciones (5.3) y (5.4), que se aplican para  $V_v$  baja y alta respectivamente, aunque no indica que valor de  $V_v$  es el limitante; Sin embargo, menciona que se debe calcular con las dos ecuaciones y emplear el valor de  $Q_c$  más alto obtenido. La metodología AWCO emplea la ecuación (5.31), que presenta coeficientes (“C” y “p”) cuyos valores dependerán de la magnitud de  $(V_v \cdot D_c)/(1000 \cdot v)$ ; es decir, la elección de los coeficientes dependerá también del valor de  $V_v$  (si es alto o bajo). La metodología de la IEC indica una sola formulación, donde empleando valores de  $V_v$  hasta de 0,5 m/s (ver figura 8.10) se obtiene resultados cercanos al 5% respecto a la AWCO (que si distingue la dimensión de  $V_v$ ). Por tanto, se entiende que la formulación de  $Q_c$  con la metodología IEC es válida solo para vientos bajos. Considerando que todo cálculo de capacidad de transmisión debe ser realizado en las condiciones ambientales más desfavorables ( $V_v$  mínima,  $T_a$  máxima, etc.), la sensibilidad se realizó hasta un viento de 1,5 m/s (5,4 km/h), cuyo valor se puede considerar bajo.



**Figura 8.10**  $Q_c$  vs Velocidad del Viento, línea de transmisión en costa.

La figura 8.10 muestra la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) respecto al valor de la velocidad del viento ( $V_v$ ). Se observa que el valor de  $Q_c$  aumenta ante el incremento de  $V_v$ . Por otro lado, los valores de  $Q_r$  y  $Q_s$  no dependen de la variación de  $V_v$ .

De esta manera, al incrementar el valor de  $V_v$  aumentará la capacidad de transmisión (Ver figura 8.11).



**Figura 8.11** Sensibilidad a la Velocidad del Viento, línea de transmisión en costa.

Empleando los resultados indicados en la figura 8.11, se elaboró la tabla N° 8.7, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión en las tres (03) metodologías. Se observa lo siguiente:

- Para valores de  $V_v$  muy bajas la diferencia entre las tres metodologías son considerables (diferencias mayores al 5%)
- En el Caso Base la diferencia entre los resultados obtenidos mediante las tres (03) metodologías no supera el 5%.
- Para valores de  $V_v$  superiores a 0,6 m/s (y tomando como límite 1,5 m/s), los resultados obtenidos mediante las tres metodologías son cercanos (diferencias menores al 5%).

**Tabla N° 8.7** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de  $V_v$

$V_v$ (m/s)	IEEE	AWCO	IEC
0,2	100%	92%	82%
0,6	100%	96%	95%
1,0	100%	96%	99%
1,5	100%	95%	101%

De la figura 8.11, se puede concluir que para un incremento de 0,1 m/s en el valor de  $V_v$ , la capacidad de transportar corriente aumenta de acuerdo a la tabla N° 8.8. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente



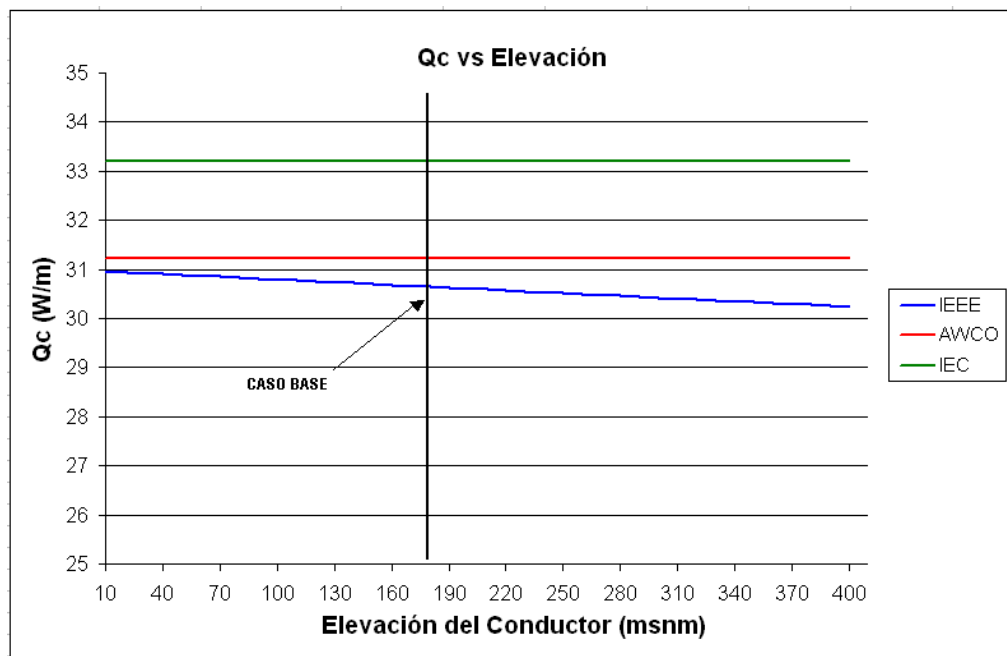
total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor del Caso Base; y para valores de  $V_v$  alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes (ver figura 8.11).

**Tabla N° 8.8** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 m/s en el valor de la velocidad del viento

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+29	+29	+35
%	+5,1%	+5,4%	+6,5%

### 8.6 Sensibilidad a la Elevación del Conductor sobre el nivel del mar

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la elevación del conductor sobre el nivel del mar ( $H_e$ ).



**Figura 8.12** Qc vs Elevación del Conductor, línea de transmisión en costa.

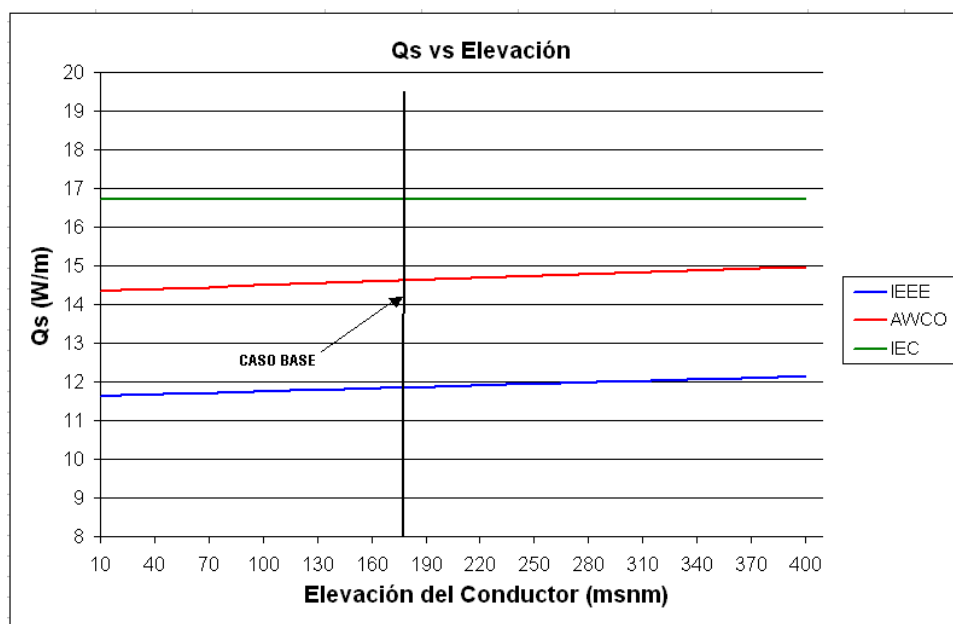
Las figuras 8.12 y 8.13 muestran la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) y el calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto a la elevación del conductor sobre el nivel del mar ( $H_e$ ). Se observa lo siguiente:

- En las metodologías de la AWCO e IEC el valor de  $Q_c$  no depende de  $H_e$ .
- El valor de  $Q_c$  correspondiente a la IEEE disminuye ligeramente ante el incremento de  $H_e$ , debido a que esta metodología corrige la densidad del aire  $\rho_f$  de acuerdo a la altura sobre el nivel del mar; de esta manera, el valor del Número de Reynolds ( $Re$ ) disminuye conforme se incrementa el valor de  $H_e$ . Esto se puede ver en las siguientes ecuaciones que definen el  $Re$ :

$$\text{Re} = \frac{V_v D_c}{\nu}$$

$$\text{donde } \nu = \frac{\mu_f}{\rho_f}$$

- En la metodología de la IEC, el valor de  $Q_s$  no depende de  $H_e$ , es decir, no aplica corrección por altura.
- El valor de  $Q_s$  correspondiente a las metodologías IEEE y AWCO aumenta ligeramente ante el incremento de  $H_e$ ; esto se debe al factor de corrección por altitud del calor solar ( $K_{\text{solar}}$ )



**Figura 8.13**  $Q_s$  vs Elevación del Conductor, línea de transmisión en costa.

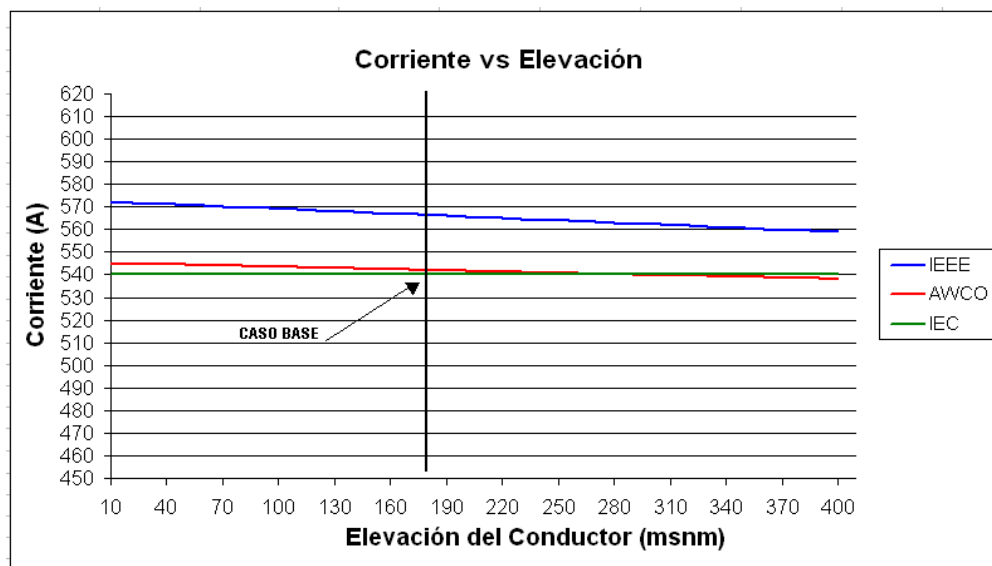
**Tabla N° 8.9** Variación de la corriente ante un incremento de 100 m en la Elevación del Conductor  $H_e$

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-3	-2	0
%	-0,6%	-0,3%	0,0%

De la figura 8.14, Corriente (A) vs “Elevación del Conductor (msnm)”, se puede concluir que, para un incremento de 100 m en el valor de  $H_e$ , la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) disminuye de acuerdo a la tabla N° 8.9. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se observa que este porcentaje es menor al 1%.

## 8.7 Sensibilidad a la Latitud

El calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) depende del valor de la Latitud (Lat) de acuerdo a las ecuaciones indicadas en el ítems 5.4.3, 5.5.3 y 5.6.3, mientras que los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen de este valor.



**Figura 8.14** Sensibilidad a la Elevación del Conductor, línea de transmisión en costa.

**Tabla N° 8.10** Variación de la corriente ante un incremento de  $1^\circ$  en el valor de la Latitud – Caso Base

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+0,1	-0,1	0,0
%	+0,01%	-0,02%	0,00%

**Tabla N° 8.11** Variación de la corriente ante un incremento de  $1^\circ$  en el valor de la Latitud – Condición de Operación “alejada” del Caso Base

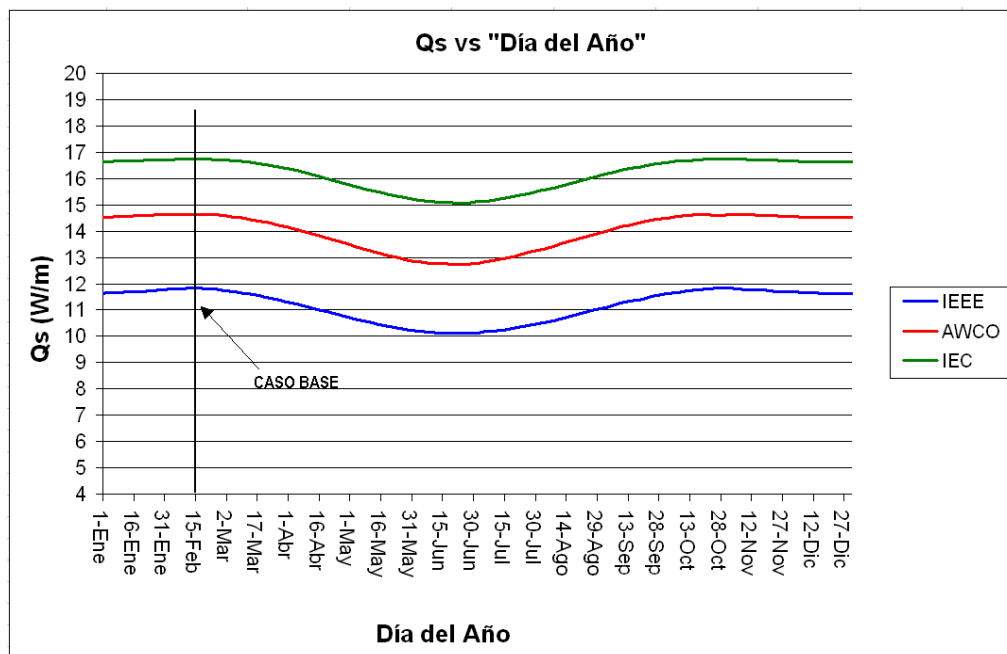
	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+0,9	+1,3	+1,2
%	+0,14%	+0,20%	+0,19%

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la Latitud, empleándose un incremento de hasta  $1^\circ$  en el valor de Lat (una variación de Lat de  $1^\circ$  es aproximadamente equivalente a 110 km en dirección Norte-Sur). El resultado se muestra en la tabla N° 8.10. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida, observándose que esta variación de corriente transmitida es prácticamente nula. Estos resultados son válidos en el Caso Base, donde el sol se encuentra en la posición más crítica del día y del año (ángulo de incidencia

del sol de 90 grados). Por ello, se realizó la sensibilidad para una condición alejada del Caso Base, en el día 15 de junio a las 4 p.m. (donde el  $Q_s$  sería mucho menor), obteniéndose la tabla N° 8.11, donde se observa que el porcentaje (%) de variación de corriente ante un incremento de  $1^\circ$  en Lat no excede el 0,2% en ninguna de las tres (03) metodologías.

### 8.8 Sensibilidad al Día del Año

El calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) varía durante los días del año. Esto se debe a que el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) y la Intensidad de Radiación Solar ( $q_s$ ) dependen directamente del “Día del Año”. Por otro lado, los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen del día.

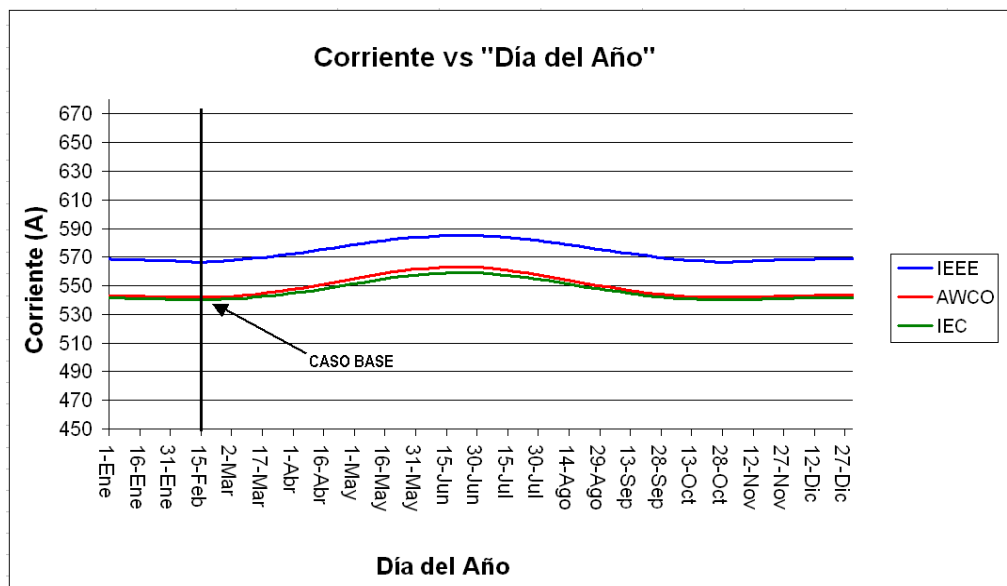


**Figura 8.15**  $Q_s$  vs Día del Año, línea de transmisión en costa.

La figura 8.15 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al “Día del Año”. El Caso Base (15 de febrero) representa el día en que se produce el máximo valor de  $Q_s$ , mientras que su valor mínimo se producirá aproximadamente a fines del mes de junio.

La Figura 8.16 muestra la variación de la capacidad de transmisión (a una determinada temperatura de operación) respecto a los días del año. Empleando estos resultados, se elaboró la tabla N° 8.12, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías. Se observa que la relación porcentual entre las tres (03) metodologías se mantiene prácticamente constante ante la variación del día del año. Esto se puede apreciar en la

figura 8.16. De acuerdo a la figura 8.16, la variación de la capacidad de transmisión respecto al día del año es muy variable (a diferencia del albedo y emisividad, cuya variación en la Capacidad de Corriente es prácticamente lineal).



**Figura 8.16** Sensibilidad al Día del Año, línea de transmisión en costa.

**Tabla N° 8.12** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación del “Día del Año”

Fecha	IEEE	AWCO	IEC
15-feb	100%	96%	95%
15-abr	100%	96%	95%
30-jun	100%	96%	96%
15-sep	100%	96%	95%
15-nov	100%	96%	95%

**Tabla N° 8.13** Variación de la corriente entre el 15 febrero y 15 marzo

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+3,0	+2,1	+1,7
%	+0,5%	+0,4%	+0,3%

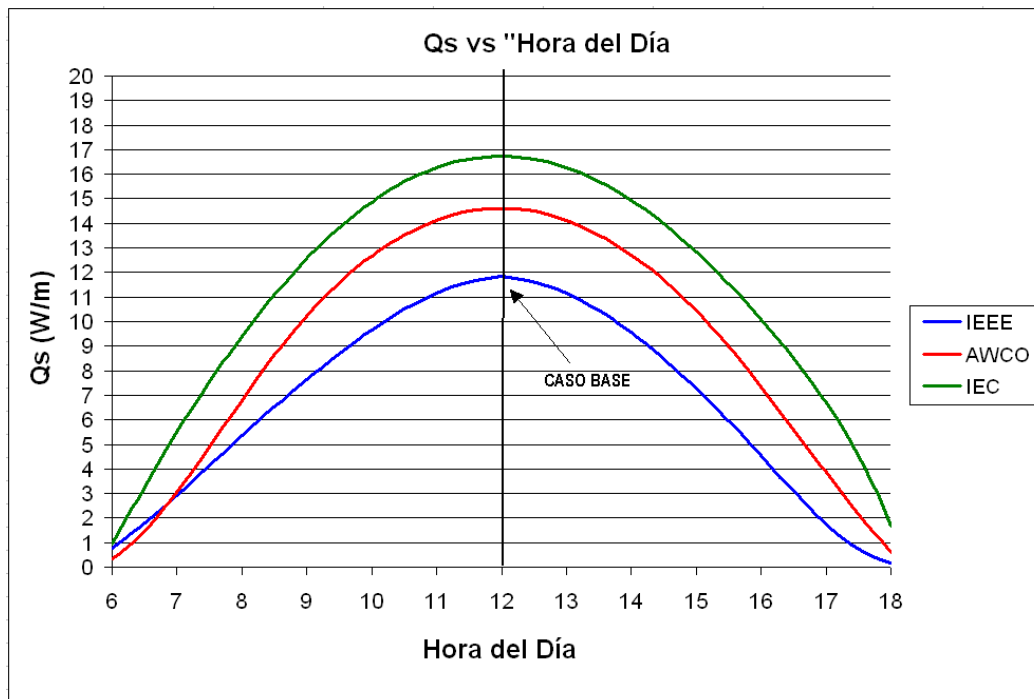
La tabla N° 8.13 muestra la variación de la corriente entre el 15 de febrero y 15 de marzo. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se observa que la variación es muy pequeña. Por otro lado, se elaboró la tabla N° 8.14, que muestra la máxima variación de corriente que se producirá durante el año, es decir, entre los días 15 de febrero (máxima irradiación solar) y 25 de junio (mínima irradiación solar).

**Tabla N° 8.14** Variación de la corriente entre el 15 febrero y 25 junio

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+18,7	+21,0	+18,7
%	+3,3%	+3,9%	+3,5%

### 8.9 Sensibilidad a la Hora

El calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) varía a lo largo del día (ver figura 8.17); esto se debe a que el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) y la Intensidad de Radiación Solar ( $q_s$ ) dependen directamente de la “Hora del Día”. Por otro lado, los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen de la hora del día.



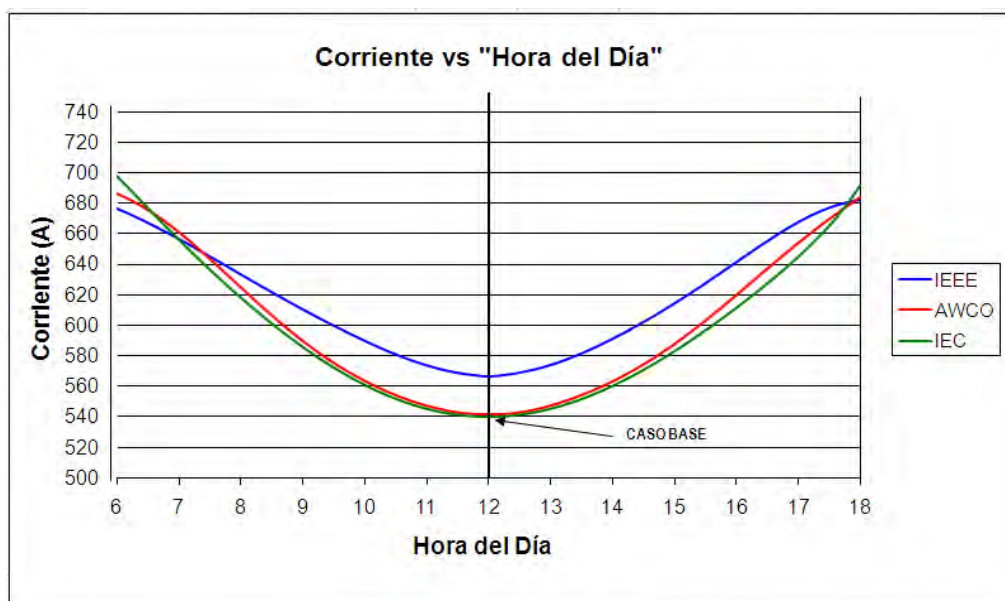
**Figura 8.17**  $Q_s$  vs Hora del Día, línea de transmisión en costa.

La figura 8.17 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto a la “Hora del Día”. El Caso Base (12 p.m.) representa la hora en que se produce el máximo valor de  $Q_s$ , valor que disminuye conforme nos alejamos del medio día. Por otro lado, se nota una simetría en las curvas de las tres (03) metodologías entre las 10 a.m. y 2 p.m.; fuera de este rango es posible ver una “distorsión” entre las curvas. Para explicar esto, se realizó una sensibilidad (a lo largo del día) de los parámetros que influyen directamente en el cálculo de  $Q_s$ . Estos parámetros son el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) y la Altitud del Sol ( $H_c$ ) (con  $H_c$  se obtiene el valor de la intensidad de radiación solar  $q_s$ ). De acuerdo a las ecuaciones (5.15), (5.29) y (5.41), las tres (03) metodologías emplean similares ecuaciones para el cálculo de  $H_c$ , obteniéndose por esta razón, valores similares de  $H_c$  en las tres (03) metodologías (Ver tabla N° 8.15). Sin embargo, fuera del rango de 10 a.m. - 2

p.m. el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) presenta valores muy diferentes entre las metodologías; esto se debió a que la ecuación de la IEEE correspondiente al valor del Azimut del Sol ( $Z_c$ ) es diferente a la ecuación correspondiente a las Metodologías AWCO e IEC (las metodologías AWCO e IEC presentan similares ecuaciones). Esta diferencia entre los valores de  $Z_c$  se refleja en  $\theta$  y  $\text{seno}(\theta)$ . (Ver tabla N° 8.15)

**Tabla N° 8.15** Sensibilidad de la “Altitud del Sol” y del “Seno del ángulo de Incidencia del Sol” ante la variación de la “Hora del Día”

Hora	Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ )		
	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
<b>06:00 a.m.</b>	3,21	3,07	3,21	<b>0,54</b>	<b>0,12</b>	<b>0,11</b>
<b>08:00 a.m.</b>	31,87	31,79	31,87	<b>0,65</b>	<b>0,56</b>	<b>0,55</b>
10:00 a.m.	60,87	60,83	60,87	0,89	0,88	0,88
12:00 p.m.	89,87	89,28	89,87	1,00	1,00	1,00
02:00 p.m.	60,87	60,83	60,87	0,88	0,89	0,89
<b>04:00 p.m.</b>	31,87	31,79	31,87	<b>0,55</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>
<b>06:00 p.m.</b>	3,21	3,07	3,21	<b>0,11</b>	<b>0,53</b>	<b>0,54</b>



**Figura 8.18** Sensibilidad a la Hora del Día, línea de transmisión en costa.

La figura 8.18 muestra la variación de la capacidad de transmisión (a una determinada temperatura de operación) respecto a la “Hora del Día”. Se observa que el medio día representa la condición más crítica para la transmisión de corriente en las tres (03) metodologías. Empleando estos resultados se elaboró la tabla N° 8.16, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías.

**Tabla N° 8.16** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de la “Hora del Día”

Fecha	IEEE	AWCO	IEC
08:00 a.m.	100%	99%	98%
10:00 a.m.	100%	96%	95%
12:00 p.m.	100%	96%	95%
02:00 p.m.	100%	95%	95%
04:00 p.m.	100%	97%	95%

Si bien es cierto que (de acuerdo a la tabla N° 8.15) fuera del rango de 10 a.m. – 2p.m. los valores del ángulo de incidencia del sol son muy diferentes (entre las metodologías); sin embargo, las capacidades de corriente entre las tres (03) metodologías no presentarán diferencias considerables (ver tabla N° 8.16) ya que los valores de  $Q_s$  (fuera del rango de 10 a.m. – 2p.m. el valor del  $H_c$  es bajo) serán mucho menores comparado con los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$  (que se mantienen constantes), más aún los resultados de las metodologías se aproximan.

De acuerdo a la figura 8.18, la variación de la capacidad de transmisión respecto a la “Hora del Día” es diferente alrededor del Case Base (medio día) que fuera de este. La tabla N° 8.17 muestra la variación de la corriente entre las 11 a.m. y las 12 p.m. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. En esta tabla se ve que el porcentaje de variación es muy pequeño (en el orden del 1%). Por otro lado, se elaboró la tabla N° 8.18, que muestra la variación de corriente que se producirá entre las 10 a.m. y las 11 a.m., variación que está en el orden del 3%.

**Tabla N° 8.17** Variación de la corriente entre las 11 am y 12 pm

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-7,4	-5,6	-5,3
%	-1,3%	-1,0%	-1,0%

**Tabla N° 8.18** Variación de la corriente entre las 10 am y 11 am

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-16,1	-16,2	-15,7
%	-2,8%	-3,0%	-2,9%

### 8.10 Sensibilidad al Azimut de la línea

El “Azimut de la línea“ ( $Z_1$ ) tiene influencia en el valor del ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) de acuerdo a la siguiente ecuación (empleada en las tres metodologías):



$$\theta = \arccos[\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_1)] \quad \dots(8.1)$$

En la tabla N° 8.19, se observa que en el Caso Base (15 feb-12 p.m.), el valor de  $H_c$  es de “casi” 90 grados, de esta manera, el valor de  $\text{seno}(\theta)$  es 1,00, produciéndose así el máximo valor de “calor ganado por irradiación solar” ( $Q_s$ ). Es decir, en el Caso Base la expresión entre corchetes de la ecuación (8.1) será siempre “cero”, y así el valor de  $\theta$  y, por tanto,  $Q_s$  se mantendrá constante ante cualquier variación de ( $Z_1$ ). En conclusión, en el Caso Base, la Capacidad de Corriente (en las tres metodologías analizadas) se mantendrá constante ante cualquier variación de  $Z_1$ .

**Tabla N° 8.19** Variación de  $H_c$  y  $\theta$  ante la variación del “Día del Año”  
- Medio Día -

		Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ )		
		Hc(°)			seno( $\theta$ )		
Fecha	Hora	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
<b>15-feb</b>	<b>12:00 p.m.</b>	<b>89,87</b>	<b>89,28</b>	<b>89,87</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
15-may	12:00 p.m.	57,45	57,12	57,45	0,98	0,98	0,98
25-jun	12:00 p.m.	52,82	52,91	52,82	0,98	0,98	0,98
15-ago	12:00 p.m.	61,82	62,34	61,82	0,99	0,99	0,99
15-nov	12:00 p.m.	85,57	85,25	85,57	1,00	1,00	1,00

(\*) **Caso Base**

**Tabla N° 8.20** Variación de  $H_c$  y  $\theta$  ante la variación del “Día del Año”  
- 14:00 p.m. -

		Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ )		
		Hc(°)			seno( $\theta$ )		
Fecha	Hora	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
<b>15-feb</b>	<b>14:00 p.m.</b>	<b>60,87</b>	<b>60,83</b>	<b>60,87</b>	<b>0,88</b>	<b>0,89</b>	<b>0,89</b>
15-may	14:00 p.m.	46,03	45,79	46,03	0,96	0,96	0,96
25-jun	14:00 p.m.	42,63	42,71	42,63	0,97	0,97	0,97
15-ago	14:00 p.m.	49,06	49,41	49,06	0,95	0,95	0,95
15-nov	14:00 p.m.	60,85	60,83	60,85	0,87	0,91	0,91

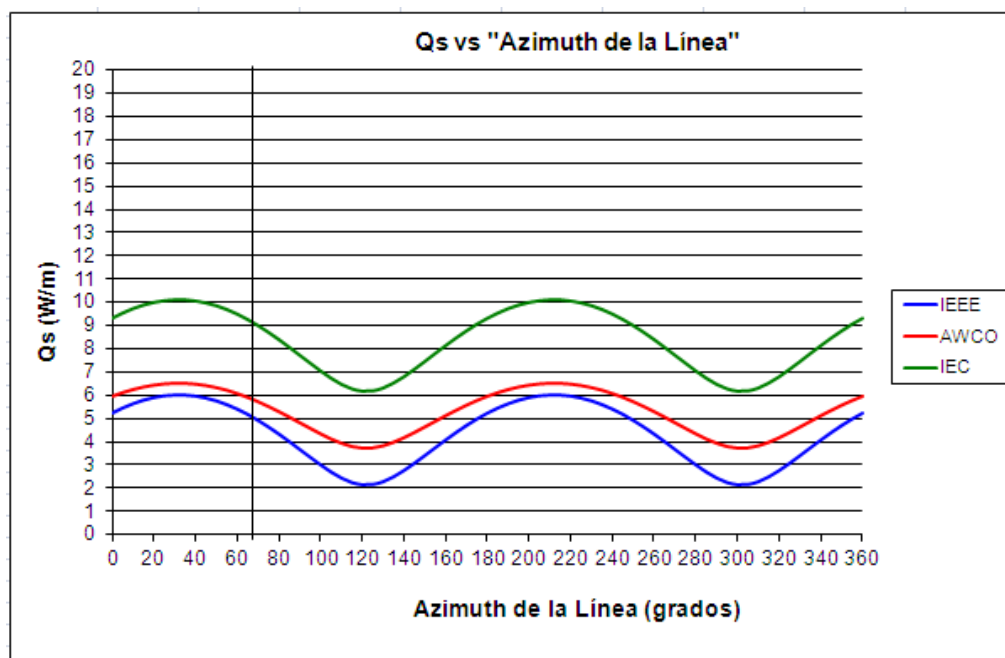
En la tabla N° 8.19 se muestra los valores de  $H_c$  y  $\theta$  al Medio Día en diferentes fechas; mientras que las tablas N° 8.20 y 8.21 muestran también los valores de  $H_c$  y  $\theta$ , pero a las 14:00 p.m. y 16:00 p.m. respectivamente. En estas tablas se puede apreciar que fuera del Caso Base el valor de  $H_c$  estará alejado de 90 grados y, por tanto, la expresión entre corchetes de la ecuación (8.1) si dependerá del valor de  $Z_1$ . En las tablas N° 8.19, 8.20 y 8.21, se observa que la “Fecha” y “Hora del Día” tienen un impacto considerable en los

valores de  $H_c$  y  $\theta$ ; por consiguiente, tendrán también un impacto considerable en el valor de  $Q_s$ .

Considerando una condición con  $H_c$  de valor bajo (25 de Junio a las 16:00 p.m.), se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la variación de  $Z_1$ . La figura 8.19 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al valor de  $Z_1$ , el 25 de junio a las 16:00 p.m. Se observa que se tienen variaciones considerables de  $Q_s$ , sin embargo, son de valor bajo (comparado al  $Q_s$  en el Caso Base). Por otro lado, los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen de  $Z_1$ .

**Tabla N° 8.21** Variación de  $H_c$  y  $\theta$  ante la variación del “Día del Año”  
- 16:00 p.m. –

Fecha	Hora	Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ )		
		$H_c(^{\circ})$			seno( $\theta$ )		
		IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
<b>15-feb</b>	<b>16:00 p.m.</b>	<b>31,87</b>	<b>31,79</b>	<b>31,87</b>	<b>0,55</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>
15-may	16:00 p.m.	22,53	22,39	22,53	0,77	0,77	0,77
25-jun	16:00 p.m.	20,55	20,60	20,55	0,81	0,81	0,81
15-ago	16:00 p.m.	24,27	24,48	24,27	0,74	0,73	0,74
15-nov	16:00 p.m.	32,38	32,41	32,38	0,54	0,70	0,70



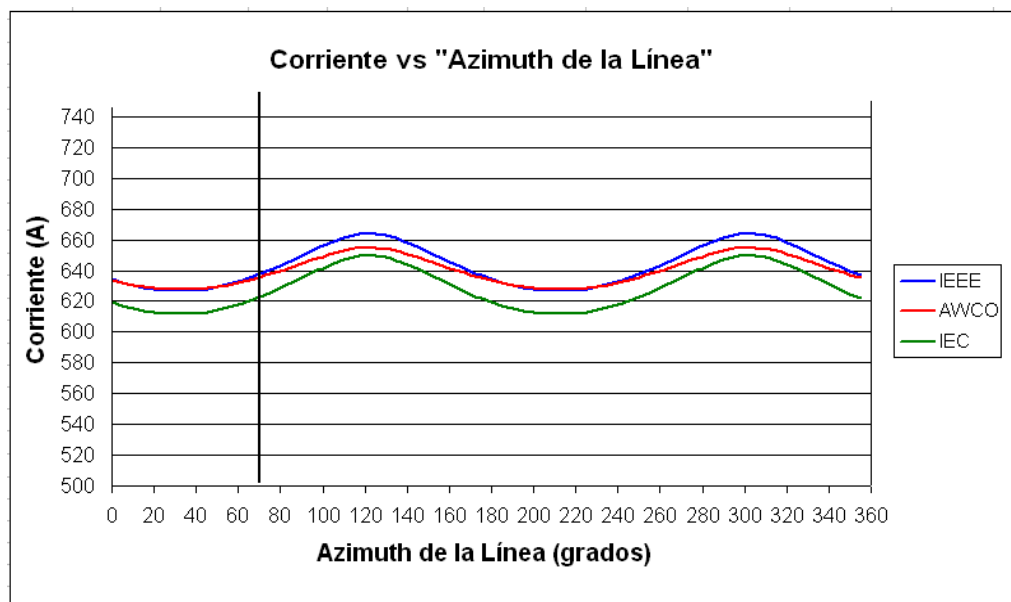
**Figura 8.19**  $Q_s$  vs Azimut, línea de transmisión en costa.  
- 25 de junio - 16:00 p.m. –

La figura 8.20 muestra la variación de la capacidad de transmisión (a una determinada temperatura de operación) respecto a “ $Z_1$ ”. Se observa que la capacidad de transmisión

varía (crece y decrece) conforme aumenta el valor de  $Z_1$ . El valor de corriente (tomando de ejemplo la curva IEC) puede variar desde 612 A. (a 30 grados) hasta 650 A. (a 120 grados), siendo esta variación significativa; sin embargo, esto solo sucedería para una variación en  $Z_1$  en 90 grados (120 grados - 30 grados), situación que muy difícil suceda en un caso real (a menos que el valor de azimut de la línea sea completamente desconocido).

Se elaboró la tabla N° 8.22, indicando la variación de corriente ante el incremento de 85 a 95 grados de  $Z_1$  (de acuerdo a la figura 8.20 el mayor incremento de corriente se produce entre 85 y 95 grados).

En la tabla N° 8.22 se observa que el porcentaje de incremento de corriente no supera el 1,0 % en ninguna de las metodologías, recordar que esto sucede en una condición “muy alejada” del Caso Base; mientras que en el Caso Base, la variación de corriente respecto a  $Z_1$  es nula.



**Figura 8.20** Sensibilidad al Azimut, línea de transmisión en costa.

- 25 de junio - 16:00 p.m. -

**Tabla N° 8.22** Variación de la corriente entre 85 y 95 grados de  $Z_1$

- 25 de junio - 16:00 p.m. -

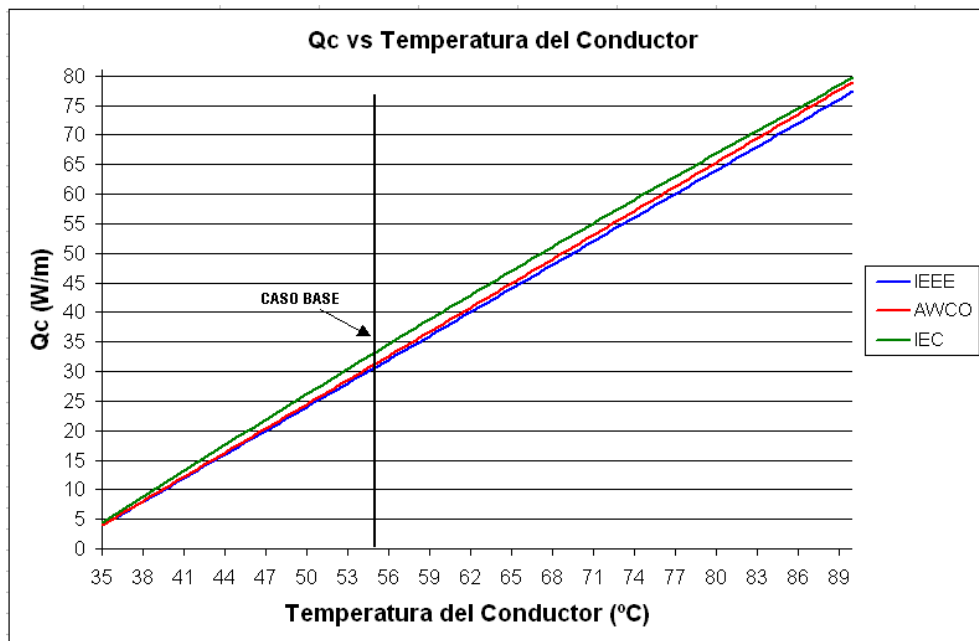
	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+6,5	+4,7	+6,6
%	+1,0%	+0,7%	+1,0%

### 8.11 Sensibilidad a la Temperatura del Conductor

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la temperatura del conductor ( $T_c$ ). Las figuras 8.21 y 8.22 muestran la variación del calor perdido por

convección ( $Q_c$ ) y calor perdido por radiación ( $Q_r$ ) respecto al valor de la temperatura del conductor ( $T_c$ ). Se observa que conforme se seleccione un mayor valor de  $T_c$ , los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$  aumentarán; obviamente, el valor de  $Q_s$  se mantendrá constante ante cualquier valor de  $T_c$ . De esta manera, mayores calores perdidos ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) permitirán transportar una mayor corriente a través del conductor, como puede apreciarse en la ecuación (8.2) (ecuación que resulta de despejar el valor de Corriente ( $I$ ) en la ecuación (5.1)).

$$I = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R_{(T_c)}}} \quad (8.2)$$

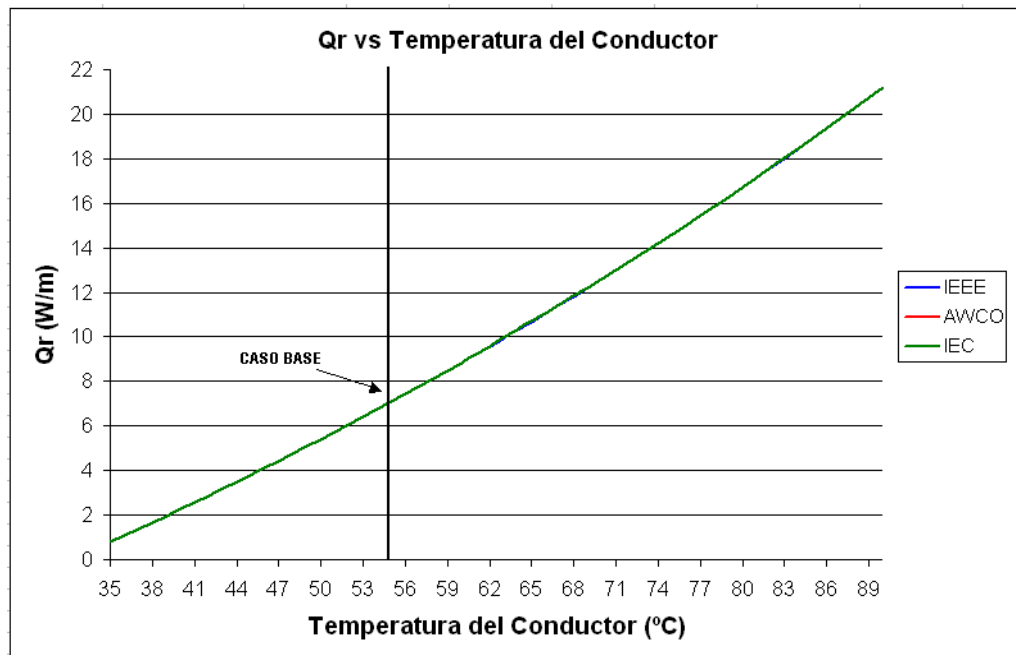


**Figura 8.21**  $Q_c$  vs Temperatura del Conductor, línea de transmisión en costa.

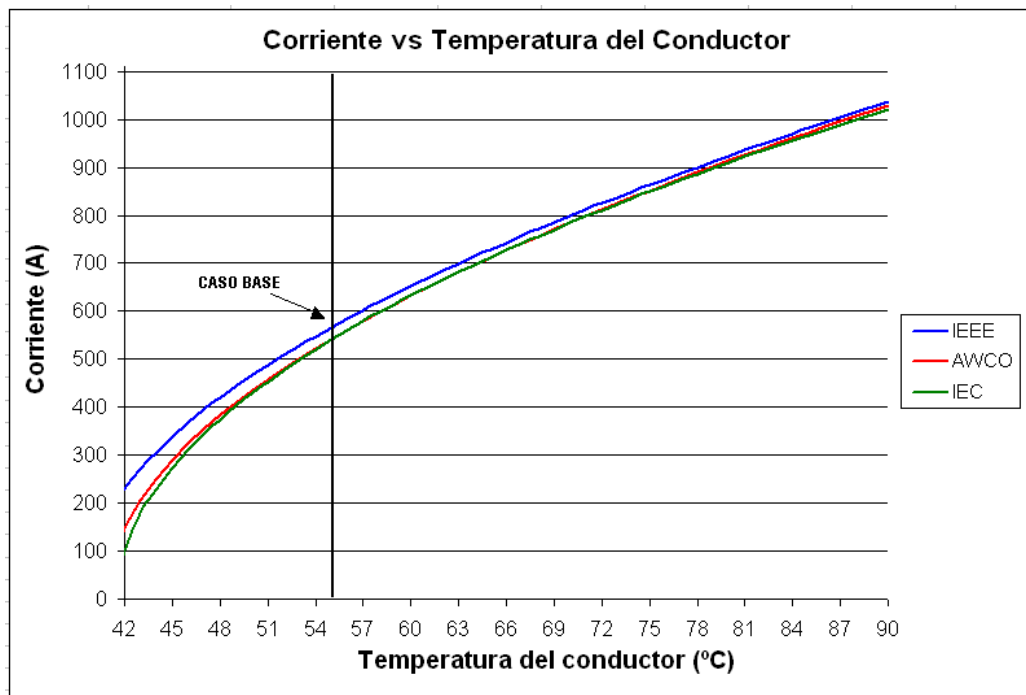
La figura 8.23 muestra la variación de la capacidad de transmisión respecto al valor de  $T_c$  seleccionado. Empleando estos resultados se elaboró la tabla N° 8.23, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión en las tres (03) metodologías. Se observa que conforme  $T_c$  aumenta los resultados de las tres (03) metodologías se van acercando, llegando a estar muy próximos a altas temperaturas. Por otro lado, para una temperatura de operación de 45 °C la diferencia entre las tres (03) metodologías es muy considerable.

En general, se ha observado que la diferencia entre las tres metodologías se debe principalmente al valor obtenido de  $Q_s$ . Al operar a bajas temperaturas (por ej. 45 °C) el valor de  $Q_s$  es de magnitud considerable (ver tabla N° 8.24) respecto a  $Q_c$  y  $Q_r$ . Por esta razón, al aplicar la ecuación (8.2) se obtiene diferencias considerables entre las tres metodologías. Por otro lado, al operar a altas temperaturas (por ej. 90 °C) el valor de  $Q_s$  se

hace considerablemente menor respecto a  $Q_c$  y  $Q_r$ ; por esta razón, la diferencia entre las tres metodologías disminuye también considerablemente (ver tablas N° 8.23 y 8.24).



**Figura 8.22**  $Q_r$  vs Temperatura del Conductor, línea de transmisión en costa.



**Figura 8.23** Sensibilidad a la Temperatura del Conductor, línea de transmisión en costa. De la figura 8.23, se puede concluir que, para un incremento de 1 °C en el valor de  $T_c$ , la capacidad de transportar corriente aumenta de acuerdo a la tabla N° 8.25. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor

del Caso Base; y para valores de Tc alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes. (Ver figura N° 8.23).

**Tabla N° 8.23** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de Tc

Tc (°C)	IEEE	AWCO	IEC
45	100%	86%	81%
<b>50</b>	<b>100%</b>	<b>93%</b>	<b>92%</b>
<b>55</b>	<b>100%</b>	<b>96%</b>	<b>95%</b>
<b>60</b>	<b>100%</b>	<b>97%</b>	<b>97%</b>
65	100%	98%	98%
75	100%	99%	98%
85	100%	99%	99%
90	100%	99%	99%

**Tabla N° 8.24** Comparación de calores Qc, Qr y Qs, ante la variación de Tc

Tc (°C)	Qc (W/m)			Qr (W/m)			Qs (W/m)			I (A)		
	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
45	17,27	17,61	19,00	3,80	3,80	3,80	11,85	14,61	16,73	344	295	279
50	23,96	24,42	26,16	5,40	5,41	5,41	11,85	14,61	16,73	470	438	432
55	30,64	31,24	33,20	7,08	7,09	7,09	11,85	14,61	16,73	566	542	540
60	37,32	38,05	40,14	8,84	8,85	8,85	11,85	14,61	16,73	647	628	627
65	44,00	44,86	46,97	10,68	10,69	10,69	11,85	14,61	16,73	717	701	701
75	57,34	58,47	60,33	14,61	14,62	14,62	11,85	14,61	16,73	837	826	824
85	70,67	72,10	73,30	18,90	18,91	18,91	11,85	14,61	16,73	938	930	924
90	77,33	78,92	79,64	21,18	21,20	21,20	11,85	14,61	16,73	983	977	969

**Tabla N° 8.25** Variación de la corriente ante un incremento de 1 °C en el valor de Tc

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+17	+19	+19
%	+3%	+3%	+4%

## CAPÍTULO IX

### SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE RESPECTO A LOS PARÁMETROS PARA LA L.T. 220 KV PACHACHACA – POMACOCHA

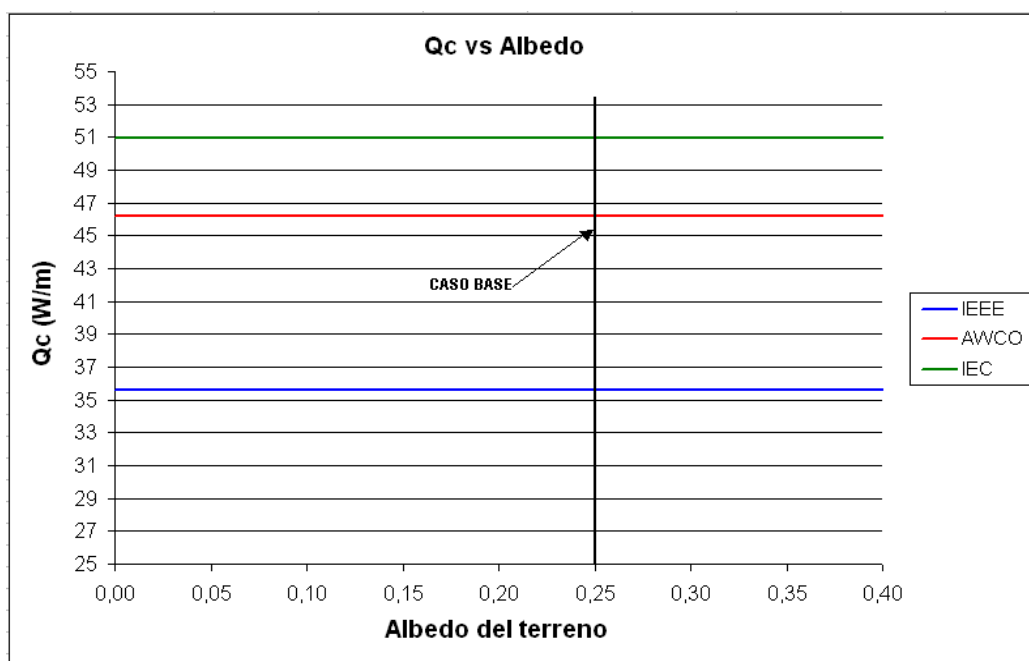
Para la L.T. 220 kV Pachachaca – Pomacocha se realizó una sensibilidad de la capacidad de transmisión respecto a los parámetros de cálculo. El Caso Base es el definido en el Capítulo VI, donde se obtuvo los siguientes resultados:

#### 9.1 Sensibilidad al valor del albedo

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto al valor del albedo.

La figura 9.1 muestra el calor perdido por convección ( $Q_c$ ) en las tres metodologías (obviamente no depende del valor del albedo), se observa diferencias muy considerables entre las metodologías (ver porcentajes en tabla N° 7.5). Esta diferencia se debe a que las metodologías AWCO e IEC no corrigen por altura la densidad del aire en el cálculo del Número de Reynolds ( $Re$ ).

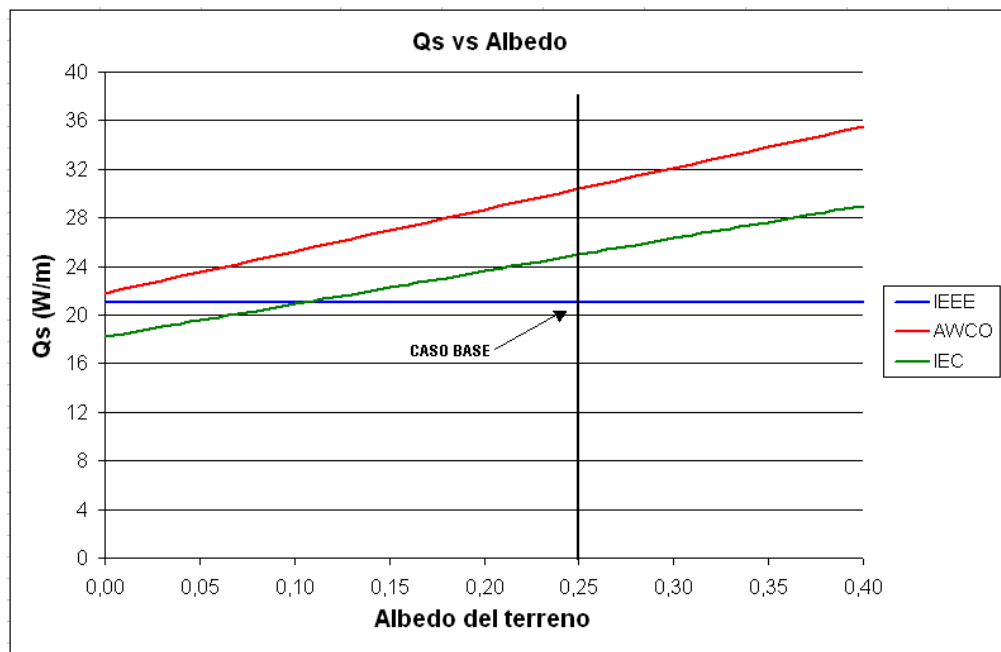
El valor de  $Q_r$  se mantiene también constante ante la variación del albedo. Como ya se vio anteriormente  $Q_r$  presenta valores muy similares en las tres metodologías.



**Figura 9.1**  $Q_c$  vs Albedo, línea de transmisión en sierra.

En la figura 9.2, se muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al valor del albedo. Se observa que conforme aumenta el valor del albedo aumentará el calor irradiado por el sol (metodologías AWCO e IEC), y por tanto se transportará menos corriente para una determinada temperatura de operación, es decir en este aspecto las metodologías AWCO e IEC son más conservadoras que la metodología de la IEEE.

Para valores de albedo cercanos a cero, los valores  $Q_s$  de las metodologías IEEE y AWCO se acercan (debido a que la IEEE no considera albedo en sus modelos matemáticos); esto no sucede con el valor de  $Q_s$  de la metodología IEC, ya que no presenta corrección por altura.



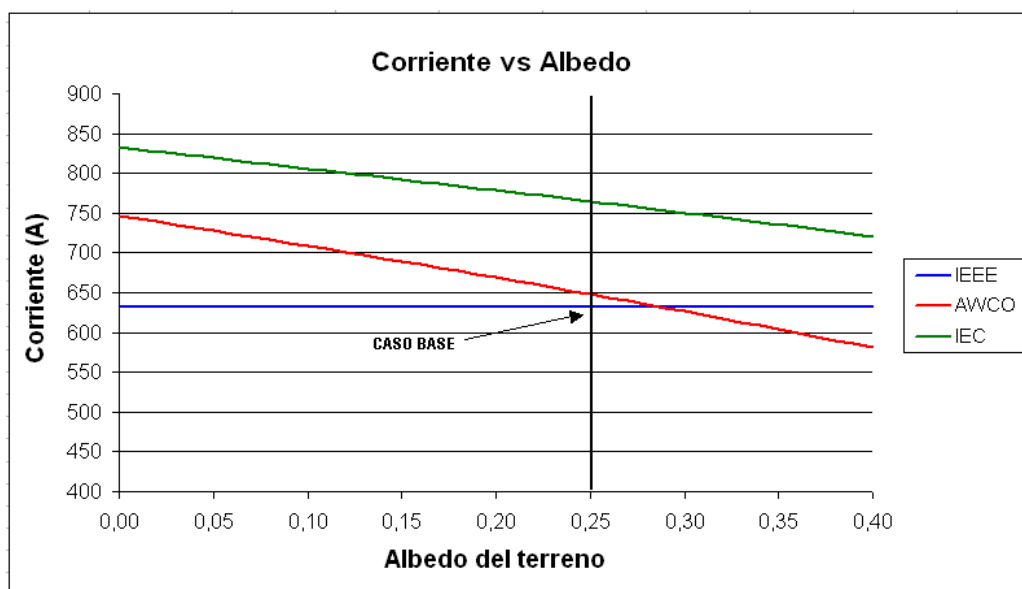
**Figura 9.2**  $Q_s$  vs Albedo, línea de transmisión en sierra.

La figura 9.3 muestra la variación de la corriente transmitida respecto a la variación del albedo. Se observa lo siguiente:

- El valor del albedo no es considerado en la metodología de la IEEE, por esta razón el valor de la corriente se mantiene constante.
- Para un valor de albedo de 0,28 la metodología AWCO presenta similar resultado a la metodología IEEE, conforme se aleje de este valor los resultados obtenidos se irán alejando.
- Los resultados similares entre las metodologías IEEE y AWCO (para albedo de 0,28 e inclusive en el Caso Base) es “coincidencia” más que una similitud de metodologías; y esto se debe a que la metodología AWCO presenta mayor  $Q_c$  que la IEEE, en una



cantidad que “compensa”(en la ecuación (5.1)) el mayor valor  $Q_s$  de la IEEE respecto a AWCO.



**Figura 9.3** Sensibilidad al Albedo, línea de transmisión en sierra.

De la figura 9.3 se puede concluir que, para un incremento de 0,1 en el valor del albedo, la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) disminuye en 43 A (7%) para la metodología de la AWCO; y, en 28 A (4%) para la metodología de la IEC (Ver tabla N° 9.1).

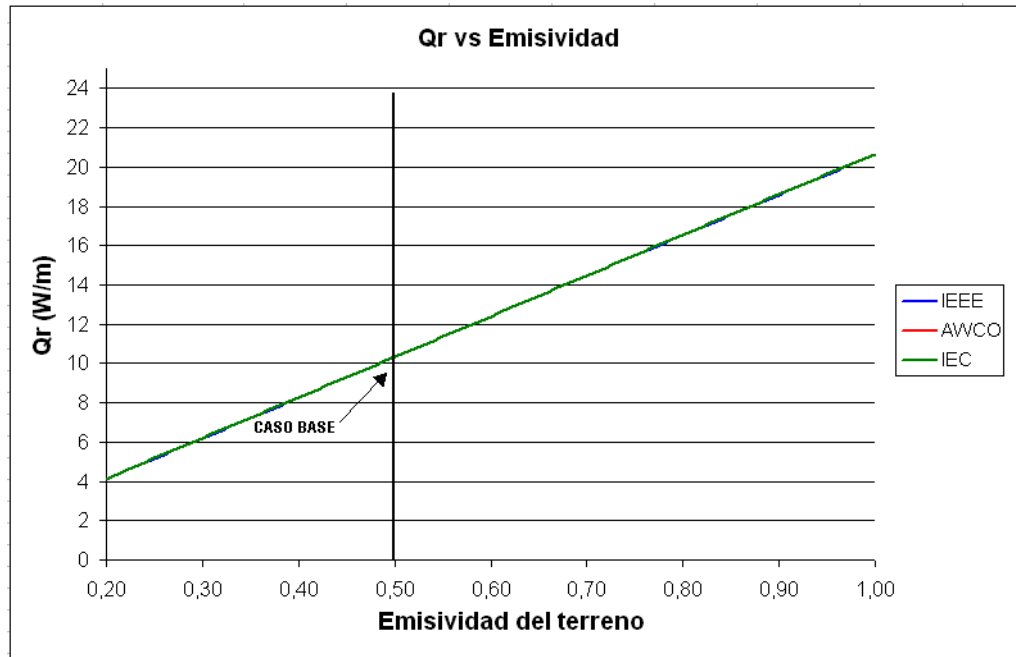
**Tabla N° 9.1** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 en el valor del albedo

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	0	-43	-28
%	0%	-7%	-4%

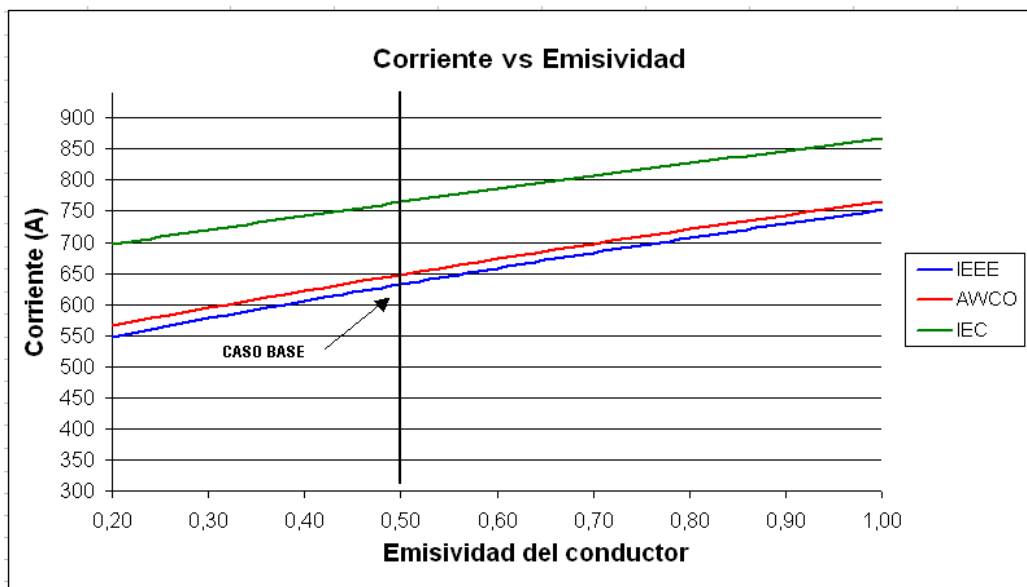
## 9.2 Sensibilidad a la Emisividad

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la emisividad del conductor.

La figura 9.4 muestra la variación del calor perdido por radiación respecto al valor de la emisividad. Se observa que las tres curvas coinciden (las tres metodologías emplean similar formulación); y teniendo en cuenta que el valor de la emisividad del conductor influye de manera proporcional al calor perdido por radiación  $Q_r$  (ver ecuaciones (5.2), (5.20) y (5.30)), estas curvas serán líneas rectas. Al mantenerse constantes los calores  $Q_s$  y  $Q_c$  ante la variación de la emisividad, la capacidad de transmitir corriente aumentará también de manera casi lineal ante el incremento de la emisividad (ver figura 9.5).



**Figura 9.4** Qr vs Emisividad, línea de transmisión en sierra.



**Figura 9.5** Sensibilidad a la emisividad, línea de transmisión en sierra.

**Tabla N° 9.2** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 en el valor de la emisividad

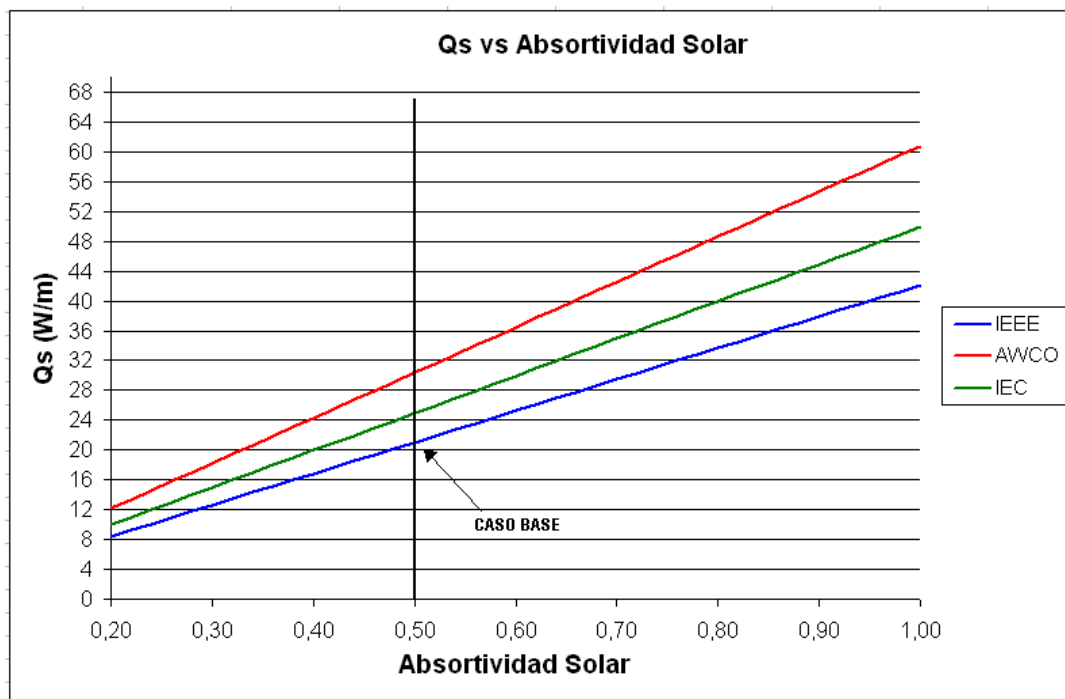
	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+26	+26	+22
%	+4%	+4%	+3%

De la figura 9.5 se puede concluir que, para un incremento de 0,1 en el valor de la emisividad, la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) aumenta en 26 A (4%) en las metodologías IEEE y AWCO; y, en 22 A (3%) en

la metodología IEC (ver tabla N° 9.2). El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida.

### 9.3 Sensibilidad a la Absortividad Solar

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la absortividad solar del conductor.



**Figura 9.6** Qs vs Absortividad Solar, línea de transmisión en sierra.

La figura 9.6 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al valor de la absortividad solar ( $\alpha$ ) del conductor. Esta variación es lineal, ya que en las tres (03) metodologías el valor de la absortividad solar influye de manera proporcional al  $Q_s$  (ver ecuaciones (5.10), (5.24) y (5.34)).

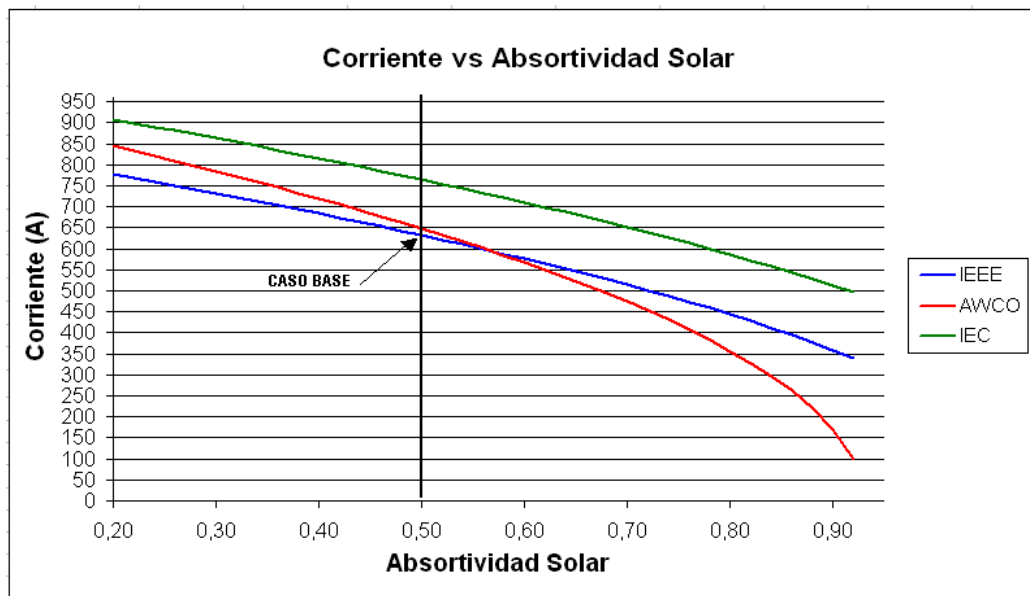
Al mantenerse constantes los calores  $Q_r$  y  $Q_c$  ante la variación de  $\alpha$ , la capacidad de transmitir corriente disminuirá ante el incremento de  $\alpha$  (ver figura 9.7).

Empleando los resultados indicados en la figura 9.7, se elaboró la tabla N° 9.3, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías. Se observa lo siguiente:

- Para un valor  $\alpha$  de 0,56 la metodología AWCO e IEEE presentan similares resultados; conforme se aleje de este valor, los resultados obtenidos se irán alejando.
- Los resultados similares entre las metodologías IEEE y AWCO (para  $\alpha = 0,56$  e inclusive en el Caso Base) es “coincidencia” más que una similitud de metodologías. Esto se debe a que la metodología AWCO presenta mayor  $Q_c$  que la IEEE, en una

cantidad que “compensa”(en la ecuación (5.1)) el mayor valor de  $Q_s$  de la IEEE respecto a AWCO.

- Para un valor de  $\alpha$  grande ( $\alpha=0,9$ ) los resultados obtenidos en la metodología AWCO decrece considerablemente (respecto a las otras metodologías), debido a que en el cálculo de  $Q_s$  esta metodología considera el valor del albedo y la corrección por altura, lo cual incrementa el valor de  $Q_s$ . Sin embargo, esta condición significa valores de  $\varepsilon$  y  $\alpha$  son 0,5 y 0,9 respectivamente, condición poco usual en la realidad.



**Figura 9.7** Sensibilidad a la Absortividad Solar, línea de transmisión en sierra.

**Tabla N° 9.3** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de  $\alpha$

$\alpha$	IEEE	AWCO	IEC
0,2	100%	109%	117%
0,5	100%	102%	121%
0,7	100%	92%	127%
0,8	100%	80%	132%

De la figura 9.7 se puede concluir que, para un incremento de 0,1 en el valor de  $\alpha$ , la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) disminuye de acuerdo a la tabla N° 9.4. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor del Caso Base; y para valores de  $\alpha$  alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes (ver figura 9.7).

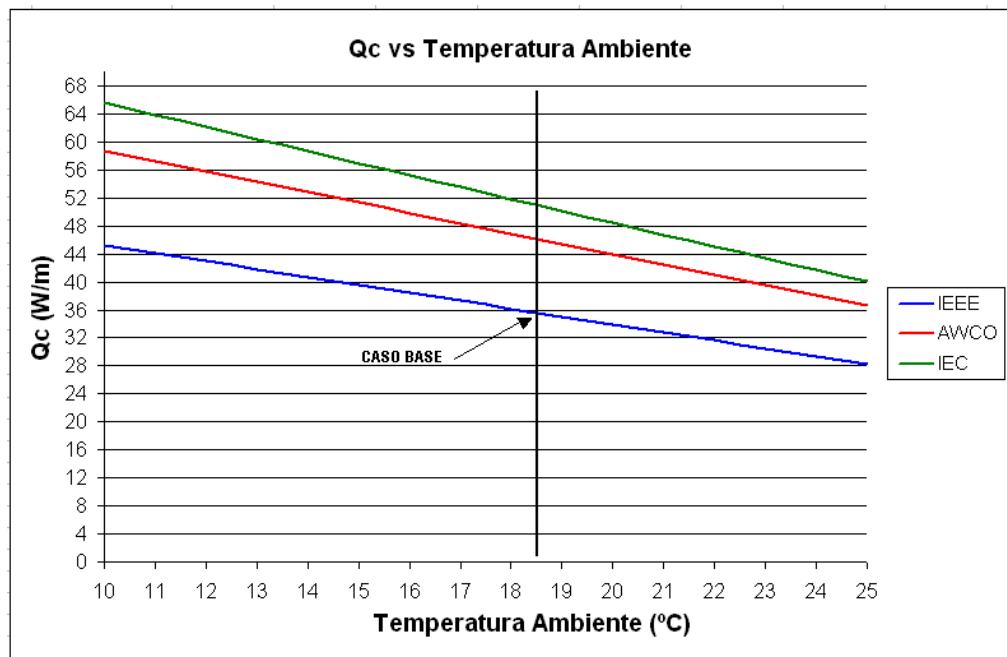
**Tabla N° 9.4** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 en el valor de la absorptividad solar

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-54	-76	-53
%	-8%	-12%	-7%

#### 9.4 Sensibilidad a la Temperatura Ambiente

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la temperatura ambiente ( $T_a$ ).

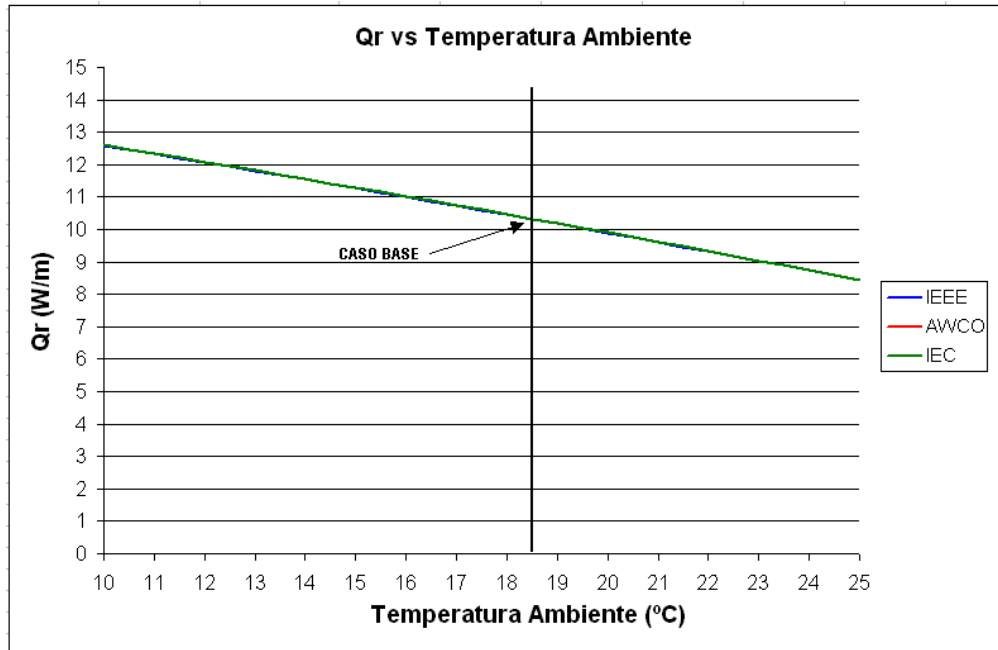
Las figuras 9.8 y 9.9 muestran la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) y calor perdido por radiación ( $Q_r$ ) respecto al valor de la temperatura ambiente ( $T_a$ ). Se observa que a medida que aumenta el valor de  $T_a$  los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$  disminuirán (para un valor fijo de temperatura del conductor  $T_c$ ); por otro lado, el valor de  $Q_s$  no depende de  $T_a$ . De esta manera, se obtiene la figura 9.10, donde se indica que conforme incrementa  $T_a$  se transportará menos corriente para una determinada temperatura de operación.



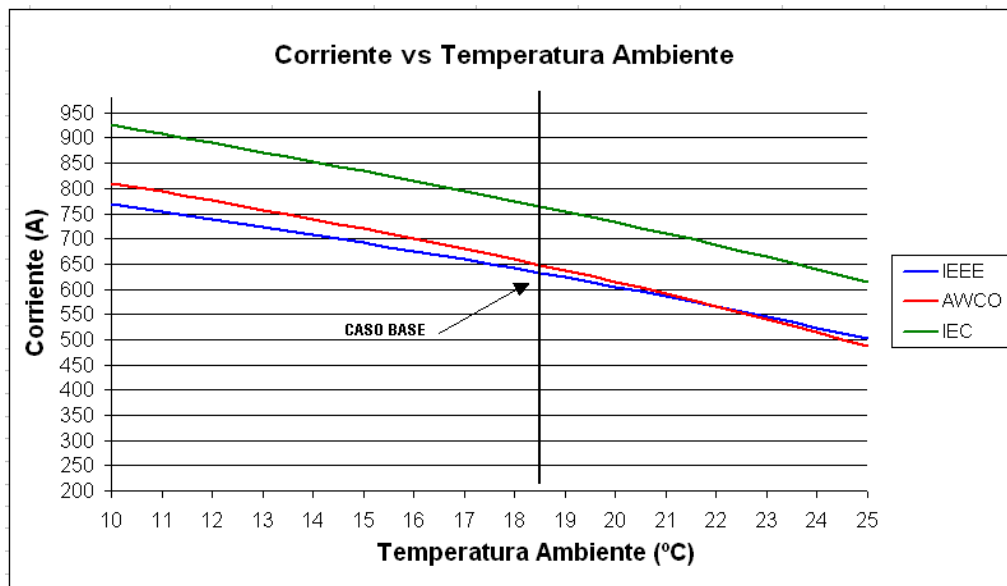
**Figura 9.8**  $Q_c$  vs Temperatura Ambiente, línea de transmisión en sierra.

Empleando los resultados indicados en la figura 9.10, se elaboró la tabla N° 9.5, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías. Se observa lo siguiente:

- La diferencia entre las metodologías IEEE y AWCO no supera el 5% ante variaciones de  $T_a$ .
- La metodología de la IEC presenta diferencias considerables respecto a las otras dos metodologías, ya que no considera corrección por altura para calcular los valores de  $Q_s$  y  $Q_c$ .



**Figura 9.9** Qr vs Temperatura Ambiente, línea de transmisión en sierra.



**Figura 9.10** Sensibilidad a la Temperatura Ambiente, línea de transmisión en sierra.

**Tabla N° 9.5** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de Ta

Ta (°C)	IEEE	AWCO	IEC
10	100%	105%	120%
18,5	100%	102%	121%
25	100%	97%	123%

De la figura 9.10 se puede concluir que para un incremento de 1 °C en el valor de Ta, la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) disminuye de acuerdo a la tabla N° 9.6. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace

referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor del Caso Base; y para valores de  $T_a$  alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes (ver figura 9.10).

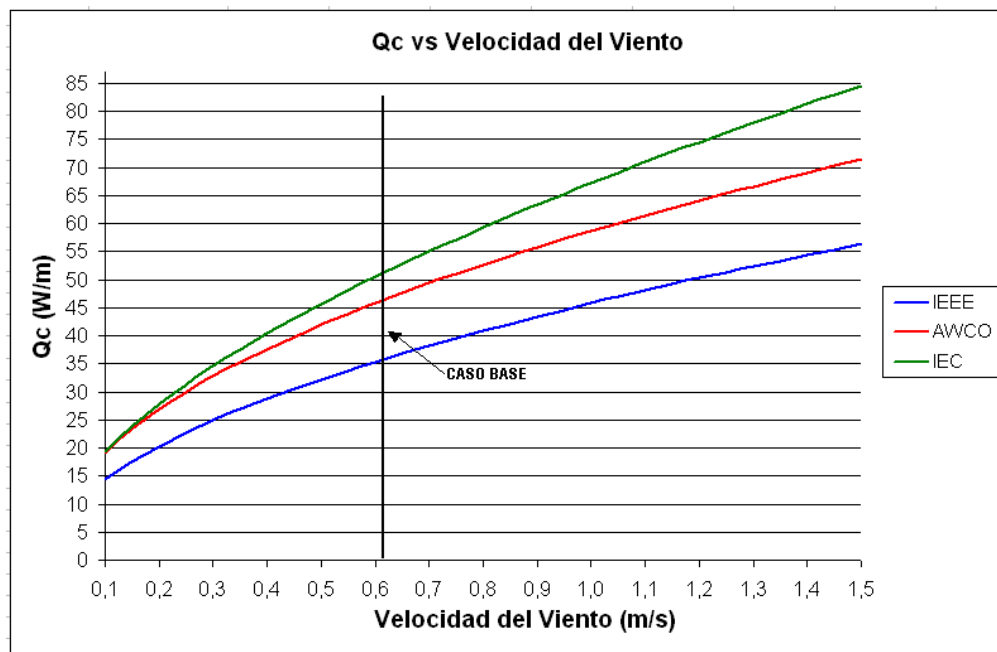
**Tabla N° 9.6** Variación de la corriente ante un incremento de 1°C en la temperatura ambiente  $T_a$

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-18	-22	-21
%	-2,8%	-3,3%	-2,7%

### 9.5 Sensibilidad a la Velocidad del Viento

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la velocidad del viento ( $V_v$ ).

La figura 9.11 muestra la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) respecto al valor de la velocidad del viento ( $V_v$ ). Se observa que el valor de  $Q_c$  aumenta ante el incremento de  $V_v$ . Por otro lado, los valores de  $Q_r$  y  $Q_s$  no dependen de la variación de  $V_v$ . De esta manera, al incrementar el valor de  $V_v$  aumentará la capacidad de transmisión (ver figura 9.12).



**Figura 9.11**  $Q_c$  vs Velocidad del Viento, línea de transmisión en sierra.

En la figura 9.11 se observa que el valor de  $Q_c$  de la metodología IEEE es considerablemente menor (para valores bajos de  $V_v$ ) comparada con las otras metodologías; esto se debe a que la IEEE corrige el valor de  $Re$  por altitud. La tabla N° 9.7 muestra los valores de  $Re$  de las tres metodologías obtenidas en el Caso Base. Se observa

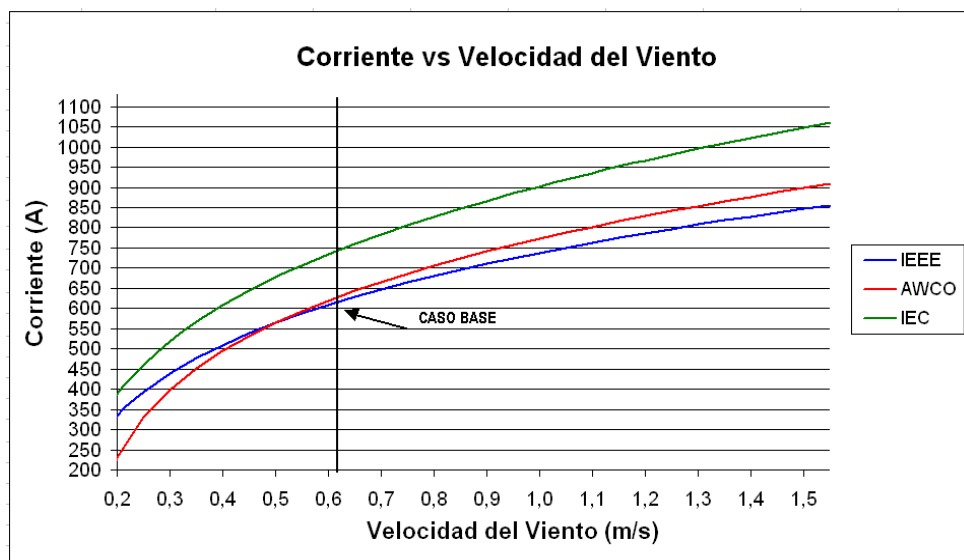
que la altitud (4 020 m) produce una reducción del orden del 40% respecto a las otras metodologías; esto favorece a que los valores de corriente obtenidos con la metodología de la IEC sean mayores (ver figura 9.12).

**Tabla N° 9.7** Comparación de Re entre las tres (03) metodologías en el Caso Base (He =4 020 m)

Número de Reynolds		
Re		
IEEE	AWCO	IEC
714	1.171	1.185

Empleando los resultados indicados en la figura 9.12, se elaboró la tabla N° 9.8, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión en las tres (03) metodologías. Se observa lo siguiente:

- La metodología de la IEC presenta diferencias considerables respecto a las otras dos metodologías, ya que no considera corrección por altura para los valores de  $Q_c$  y  $Q_s$ .
- Para valores de  $V_v$  muy bajas, la diferencia entre las tres metodologías son considerables.
- Para valores de  $V_v$  entre 0,3 y 1 m/s, los resultados obtenidos mediante las metodologías IEEE y AWCO son cercanos (diferencias menores al 5%).



**Figura 9.12** Sensibilidad a la Velocidad del Viento, línea de transmisión en sierra.

Para valores de  $V_v$  alrededor de 0,45 m/s, los resultados de las metodologías IEEE y AWCO son muy próximos; esto se debe más a una “coincidencia” que a una similitud de metodologías. Véase el tabla N° 9.9, donde se observa que el  $Q_c$  de la metodología IEEE es menor (debido a la corrección por altitud) en 9,32 W/m (39,84 W/m – 30,52 W/m) que



el obtenido con la AWCO; sin embargo, este calor es “compensado” con la reducción de  $Q_s$  (por no considerar el albedo) en  $9,34 \text{ W/m}$  ( $30,39 \text{ W/m} - 21,05 \text{ W/m}$ ); de esta manera, en la ecuación de balance térmico se obtienen valores similares de corriente.

**Tabla N° 9.8** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de  $V_v$

$V_v$ (m/s)	IEEE	AWCO	IEC
0,2	100%	84%	117%
0,3	100%	95%	119%
0,6	100%	102%	121%
1,0	100%	105%	122%
1,5	100%	106%	124%

**Tabla N° 9.9** Comparación de calores entre las metodologías IEEE y AWCO para  $V_v$  de  $0,45 \text{ m/s}$

$V_v$ (m/s)	$Q_c$ (W/m)		$Q_s$ (W/m)		$Q_r$ (W/m)	
	IEEE	AWCO	IEEE	AWCO	IEEE	AWCO
0,45	30,52	39,84	21,05	30,39	10,32	10,33

De la figura 9.12, se puede concluir que para un incremento de  $0,1 \text{ m/s}$  en el valor de  $V_v$ , la capacidad de transportar corriente aumenta de acuerdo a la tabla N° 9.10. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor del Caso Base; y para valores de  $V_v$  alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes (ver figura 9.12).

**Tabla N° 9.10** Variación de la corriente ante un incremento de  $0,1 \text{ m/s}$  en el valor de la velocidad del viento

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+38	+47	+50
%	+6,1%	+7,3%	+6,6%

## 9.6 Sensibilidad a la Elevación del Conductor sobre el nivel del mar

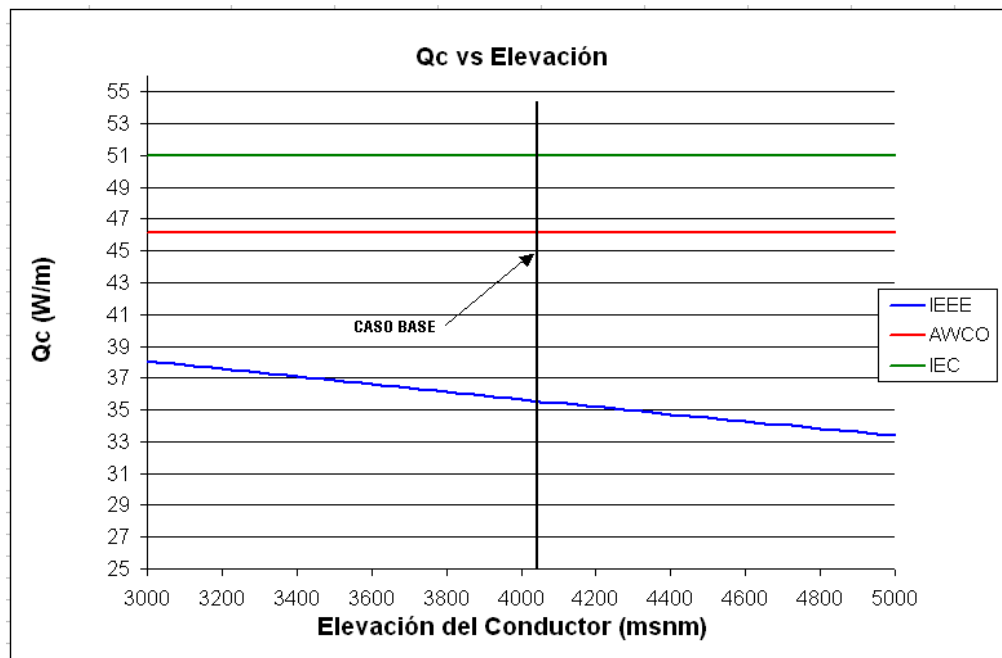
Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la elevación del conductor sobre el nivel del mar ( $H_e$ ). Las figuras 9.13 y 9.14 muestran la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) y calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto a la elevación del conductor sobre el nivel del mar ( $H_e$ ). Se observa lo siguiente:

- En las metodologías de la AWCO e IEC el valor de  $Q_c$  no depende de  $H_e$ .
- El valor de  $Q_c$  correspondiente a la IEEE disminuye ante el incremento de  $H_e$ , esto se debe a que esta metodología corrige la densidad del aire  $\rho_f$  de acuerdo a la altura sobre

el nivel del mar; de esta manera, el valor del Número de Reynolds (Re) disminuye conforme incrementa el valor de He. Esto se puede ver de la siguiente ecuación que definen el Re:

$$Re = \frac{V_V D_C}{\nu}; \text{ donde } \nu = \frac{\mu_f}{\rho_f}$$

- En la metodología de la IEC, el valor de Qs no depende de He, es decir, no aplica corrección por altura.
- El valor de Qs correspondiente a las metodologías IEEE y AWCO aumenta ante el incremento de He; esto se debe al factor de corrección por altitud del calor solar (Ksolar).

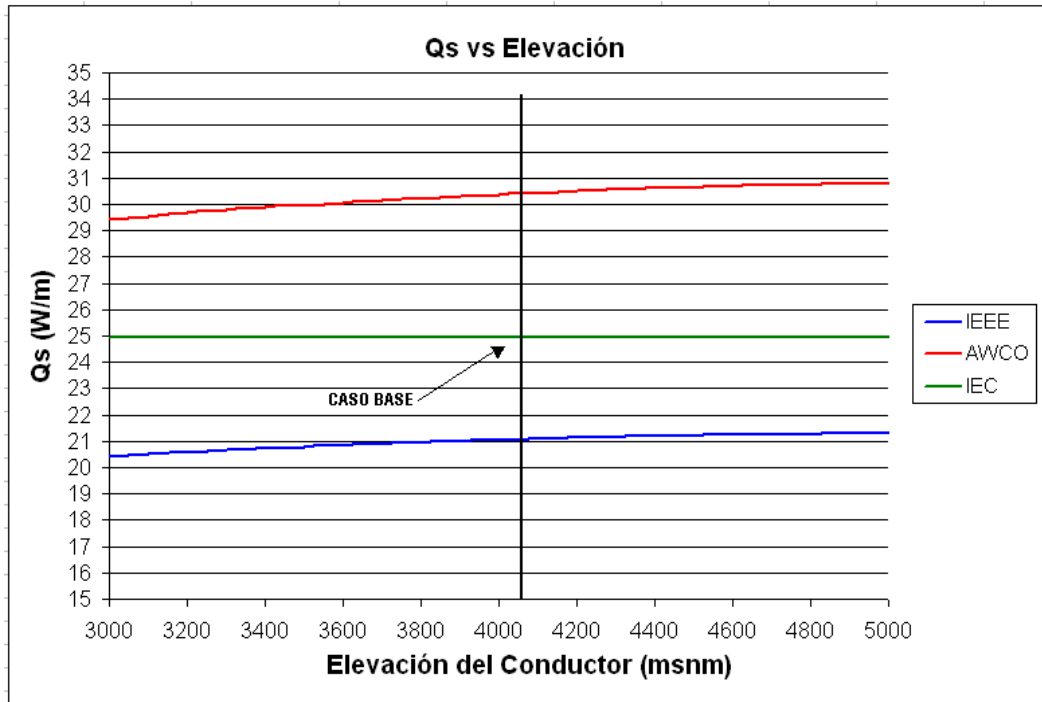


**Figura 9.13** Qc vs Elevación del Conductor, línea de transmisión en sierra.

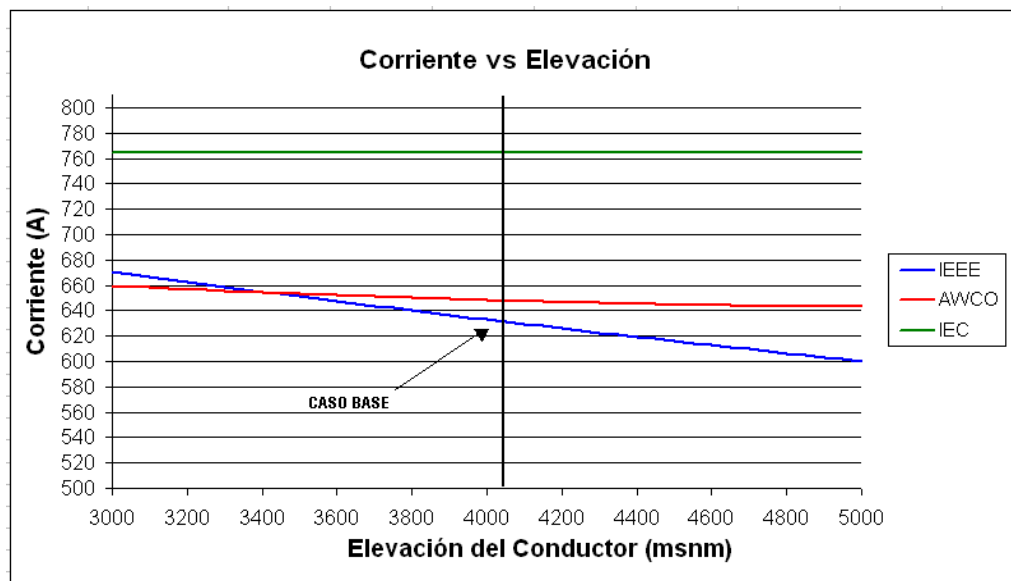
De la figura 9.15, Corriente (A) vs "Elevación del Conductor" (msnm), se puede concluir que, para un incremento de 100 m en el valor de He, la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) disminuye de acuerdo a la tabla N° 9.11. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida.

**Tabla N° 9.11** Variación de la corriente ante un incremento de 100 m en la Elevación del Conductor He

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-4	-1	0
%	-0,6%	-0,1%	0,0%



**Figura 9.14** Qs vs Elevación del Conductor, línea de transmisión en sierra.



**Figura 9.15** Sensibilidad a la Elevación del Conductor, línea de transmisión en sierra.

### 9.7 Sensibilidad a la Latitud

El calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) depende del valor de la Latitud ( $Lat$ ) de acuerdo a las ecuaciones indicadas en el ítems 5.4.3, 5.5.3 y 5.6.3, mientras que los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen de este valor.

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la Latitud, empleándose un incremento de hasta  $1^\circ$  en el valor de  $Lat$  (una variación de  $Lat$  de  $1^\circ$  es aproximadamente equivalente a 110 km en dirección Norte-Sur). El resultado se muestra

en la tabla N° 9.12. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida, observándose que esta variación de corriente transmitida es prácticamente nula. Estos resultados son válidos en el Caso Base, donde el sol se encuentra en la posición más crítica del día y del año (ángulo de incidencia del sol de 90 grados). Razón de ello, se realizó la sensibilidad para una condición alejada del Caso Base, en el día 15 de junio a las 4 p.m. (donde el  $Q_s$  sería mucho menor), obteniéndose la tabla N° 9.13, donde se observa que el porcentaje (%) de variación de corriente ante un incremento de  $1^\circ$  en Lat no excede el 0,3% en ninguna de las tres (03) metodologías.

**Tabla N° 9.12** Variación de la corriente ante un incremento de  $1^\circ$  en el valor de la Latitud – Caso Base

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-0,1	+2,3	-0,0
%	-0,0%	+0,3%	-0,0%

**Tabla N° 9.13** Variación de la corriente ante un incremento de  $1^\circ$  en el valor de la Latitud – Condición de Operación “alejada” del Caso Base

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+1,9	+2,4	+1,8
%	+0,3%	+0,3%	+0,2%

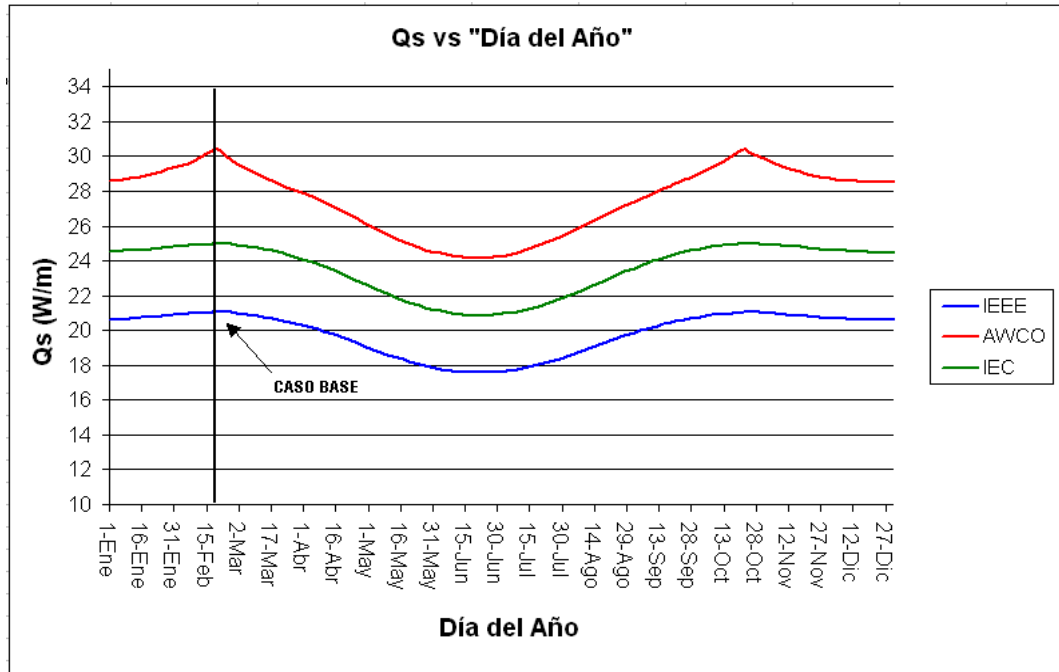
## 9.8 Sensibilidad al Día del Año

El calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) varía durante los días del año. Esto se debió a que el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) y la Intensidad de Radiación Solar ( $q_s$ ) dependen directamente del “Día del Año”. Por otro lado, los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen del día.

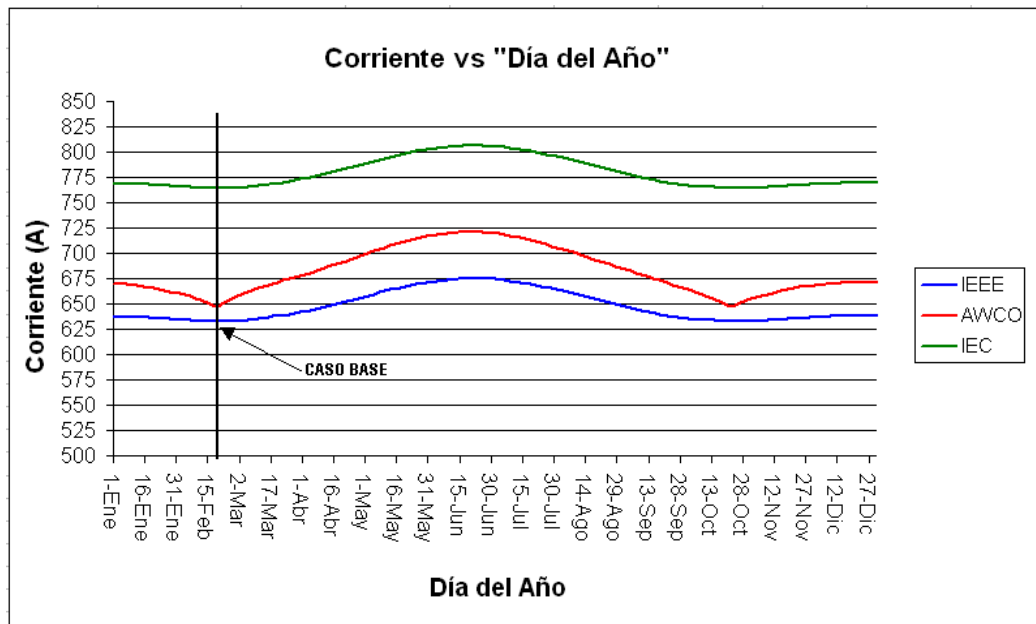
La figura 9.16 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al “Día del Año”. El Caso Base (20 de febrero) representa el día en que se produce el máximo valor de  $Q_s$ , mientras que su valor mínimo se producirá aproximadamente a fines del mes de junio.

La figura 9.17 muestra la variación de la capacidad de transmisión (a una determinada temperatura de operación) respecto a los días del año. Empleando estos resultados, se elaboró la tabla N° 9.14, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías. Se observa que la relación porcentual entre las metodologías IEC e IEEE se mantiene

prácticamente constante ante la variación del día del año. Por otro lado, la relación porcentual entre la AWCO e IEEE varía desde 102% (donde  $Q_s$  es máximo) hasta 107% (donde  $Q_s$  es mínimo). Esto se puede apreciar de la figura 9.17.



**Figura 9.16**  $Q_s$  vs Día del Año, línea de transmisión en sierra.



**Figura 9.17** Sensibilidad al Día del Año, línea de transmisión en sierra.

De acuerdo a la figura 9.17, la variación de la capacidad de transmisión respecto al día del año es muy variable (a diferencia del albedo y emisividad, cuya variación en la Capacidad de Corriente es prácticamente lineal). La tabla N° 9.15 muestra la variación de la corriente entre el 20 febrero y 20 marzo. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la

variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se observa que las variaciones en las metodologías IEEE e IEC son muy pequeñas, mientras que en la metodología AWCO es del 3,6% debido a que presenta un “pico” en el Caso Base (ver figura 9.17). Por otro lado, se elaboró la tabla N° 9.16, que muestra la máxima variación de corriente que se producirá durante el año, es decir, entre los días 20 de febrero (máxima irradiación solar) y 22 de junio (mínima irradiación solar), esta tabla muestra una variación considerable en las tres metodologías.

**Tabla N° 9.14** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación del “Día del Año”

Fecha	IEEE	AWCO	IEC
20-feb	100%	102%	121%
15-abr	100%	106%	120%
30-jun	100%	107%	119%
15-sep	100%	105%	121%
15-nov	100%	104%	121%

**Tabla N° 9.15** Variación de la corriente entre el 20 febrero y 20 marzo

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+5,3	+23,3	+4,6
%	+0,8%	+3,6%	+0,6%

**Tabla N° 9.16** Variación de la corriente entre el 20 febrero y 22 junio

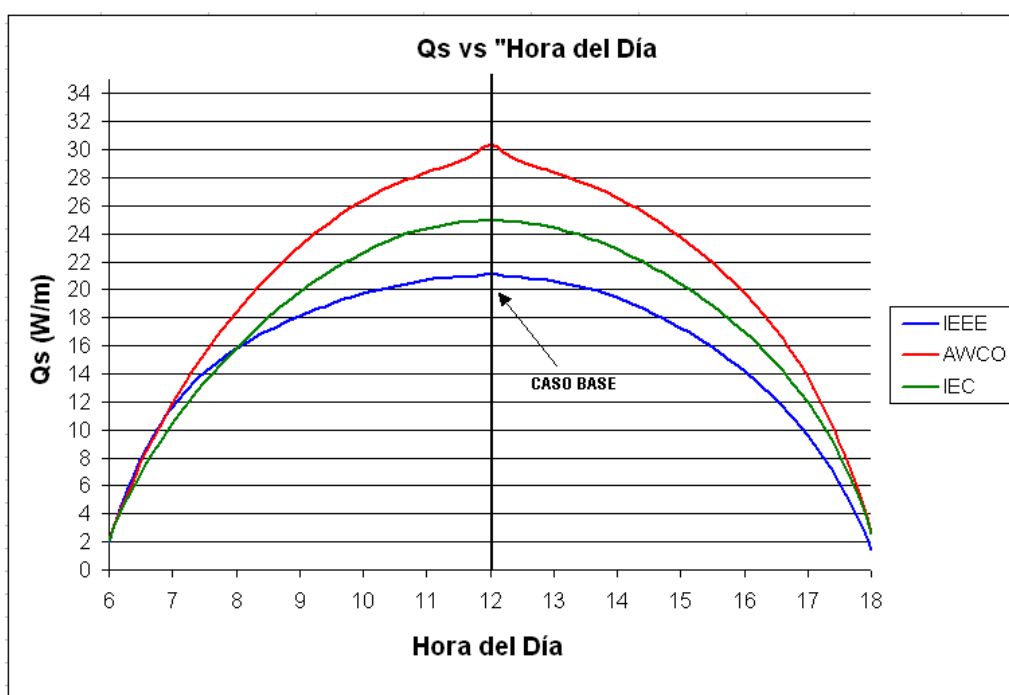
	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+42,9	+73,0	+41,8
%	+6,8%	+11,3%	+5,5%

## 9.9 Sensibilidad a la Hora

El calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) varía a lo largo del día (ver figura 9.18); esto se debe a que el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) y la Intensidad de Radiación Solar ( $q_s$ ) dependen directamente de la “Hora del Día”. Por otro lado, los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen de la hora del día.

La figura 9.18 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto a la “Hora del Día”, el Caso Base (12 p.m.) representa la hora en que se produce el máximo valor de  $Q_s$ , valor que disminuye conforme nos alejamos del medio día. Por otro lado, se nota una simetría en las curvas de las tres (03) metodologías entre las 10 a.m. y 2 p.m.; fuera de este rango es posible ver una “distorsión” entre las curvas. Para explicar esto, se realizó una sensibilidad (a lo largo del día) de los parámetros que influyen directamente en el cálculo de  $Q_s$ . Estos parámetros son el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) y la Altitud del

Sol ( $H_c$ ) (con  $H_c$  se obtiene el valor de la intensidad de radiación solar  $q_s$ ). De acuerdo a las ecuaciones (5.15), (5.29) y (5.41), las tres (03) metodologías emplean similares ecuaciones para el cálculo de  $H_c$ , obteniéndose por esta razón valores similares de  $H_c$  en las tres (03) metodologías (Ver tabla N° 9.17). Sin embargo, fuera del rango de 10 a.m. - 2 p.m. el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) presenta valores muy diferentes (entre las metodologías); esto se debe a que la ecuación de la IEEE correspondiente al valor del Azimut del Sol ( $Z_c$ ) es diferente a la ecuación correspondiente a las Metodologías AWCO e IEC (las metodologías AWCO e IEC presentan similares ecuaciones). Esta diferencia entre los valores de  $Z_c$  se refleja en  $\theta$  y seno ( $\theta$ ). (Ver tabla N° 9.17).

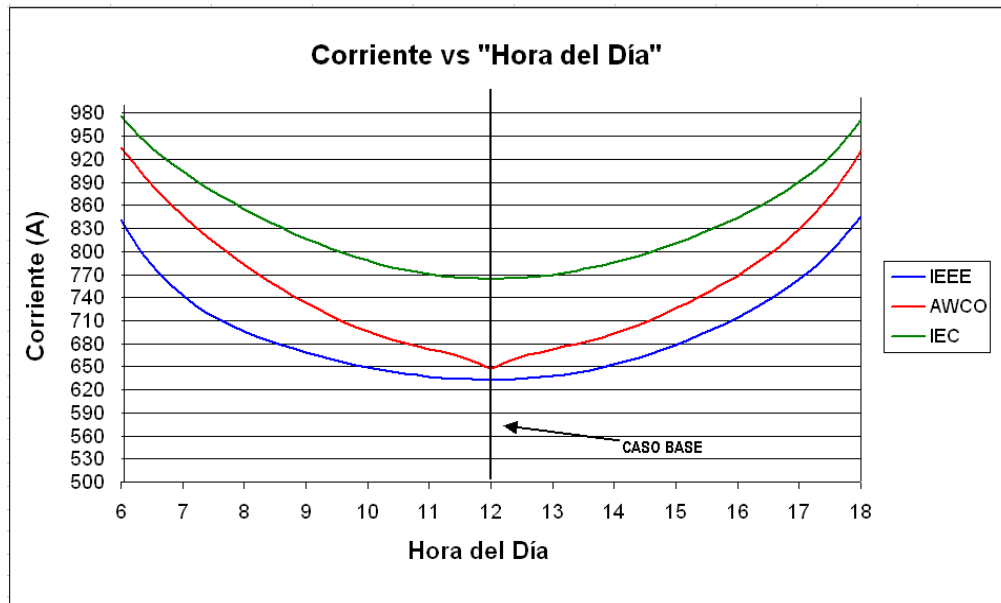


**Figura 9.18**  $Q_s$  vs Hora del Día, línea de transmisión en sierra.

**Tabla N° 9.17** Sensibilidad de la “Altitud del Sol” y del “Seno del ángulo de Incidencia del Sol” ante la variación de la “Hora del Día”

Hora	Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ )		
	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
<b>06:00 a.m.</b>	2,40	2,28	2,40	<b>0,93</b>	<b>0,71</b>	<b>0,70</b>
<b>08:00 a.m.</b>	31,39	31,32	31,39	<b>0,92</b>	<b>0,83</b>	<b>0,83</b>
10:00 a.m.	60,65	60,61	60,65	0,97	0,96	0,95
12:00 p.m.	89,75	89,64	89,75	1,00	1,00	1,00
02:00 p.m.	60,65	60,61	60,65	0,95	0,97	0,97
<b>04:00 p.m.</b>	31,39	31,32	31,39	<b>0,83</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>
<b>06:00 p.m.</b>	2,40	2,28	2,40	<b>0,70</b>	<b>0,92</b>	<b>0,93</b>

La figura 9.19 muestra la variación de la capacidad de transmisión (a una determinada temperatura de operación) respecto a la “Hora del Día”. Se observa que el medio día representa la condición más crítica para la transmisión de corriente en las tres (03) metodologías. Empleando estos resultados se elaboró la tabla N° 9.18, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías.



**Figura 9.19** Sensibilidad a la Hora del Día, línea de transmisión en sierra.

**Tabla N° 9.18** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de la Hora del Día

Fecha	IEEE	AWCO	IEC
08:00 a.m.	100%	112%	123%
10:00 a.m.	100%	107%	121%
<b>12:00 p.m.</b>	<b>100%</b>	<b>102%</b>	<b>121%</b>
02:00 p.m.	100%	106%	120%
04:00 p.m.	100%	108%	118%

Si bien es cierto que (de acuerdo a la tabla N° 9.17) fuera del rango de 10 a.m. – 2p.m. los valores del ángulo de incidencia del sol son muy diferentes (entre las metodologías), las capacidades de corriente entre las metodologías IEC e IEEE mantienen casi la misma proporción de 1,21/1 (Caso Base) a lo largo del día (ver tabla N° 9.18). Esto es debido a que los valores de  $Q_s$  serán mucho menores (fuera del rango de 10 a.m. – 2 p.m. el valor del  $H_c$  es bajo) comparado con los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$ . Por otro lado, la metodología de la AWCO cambia considerablemente su proporción (respecto a las otras metodologías) a lo largo del día, ya que presenta una mayor sensibilidad respecto a la hora (ver figura 9.19).



De acuerdo a la figura 9.19, la variación de la capacidad de transmisión respecto a la “Hora del Día” es diferente alrededor del Caso Base (medio día) que fuera de esta. La tabla N° 9.19 muestra la variación de la corriente entre las 11 a.m. y 12 p.m. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se observa que las variaciones en las metodologías IEEE e IEC son muy pequeñas (0,8%), mientras que en la metodología AWCO es del 3,8% ya que presenta un pico en el Caso Base (ver figura 9.19). Por otro lado, se elaboró la tabla N° 9.20, que muestra la variación de corriente que se producirá entre las 10 a.m. y 11 a.m., variación que no supera el 3,4% en las tres metodologías.

**Tabla N° 9.19** Variación de la corriente entre las 11 am y 12 pm

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-4,8	-24,8	-6,0
%	-0,8%	-3,8%	-0,8%

**Tabla N° 9.20** Variación de la corriente entre las 10 am y 11 am

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-12,0	-22,9	-17,7
%	-1,9%	-3,4%	-2,3%

### 9.10 Sensibilidad al Azimut de la línea

El “Azimut de la línea” ( $Z_1$ ) tiene influencia en el valor del “ángulo de incidencia del sol” ( $\theta$ ) de acuerdo a la siguiente ecuación (empleada en las tres metodologías):

$$\theta = \arccos[\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_1)] \quad (9.1)$$

En la tabla N° 9.21, se observa que en el Caso Base (20 feb-12 p.m.), el valor de  $H_c$  es de “casi” 90 grados, de esta manera, el valor de  $\text{seno}(\theta)$  es 1,00, produciéndose así el máximo valor de “calor ganado por irradiación solar”  $Q_s$  ( $q_s$  es máximo para  $H_c$  de  $90^\circ$ ). Es decir, en el Caso Base la expresión entre corchetes de la ecuación (9.1) será siempre “cero”, y así el valor de  $\theta$  y, por tanto,  $Q_s$  se mantendrá constante ante cualquier variación de  $Z_1$ . En conclusión, en el Caso Base, la Capacidad de Corriente (en las tres metodologías analizadas) se mantendrá constante ante cualquier variación de  $Z_1$ .

En la tabla N° 9.21 se muestra los valores de  $H_c$  y  $\theta$  al Medio Día en diferentes fechas; mientras que las tablas N° 9.22 y 9.23 muestran también los valores de  $H_c$  y  $\theta$ , pero a las 14:00 p.m. y 16:00 p.m. respectivamente. En estas tablas se puede apreciar que fuera del Caso Base el valor de  $H_c$  estará alejado de 90 grados y, por tanto, la expresión entre

corchetes de la ecuación (9.1) si dependerá del valor de  $Z_1$ . En las tablas N° 9.21, 9.22 y 9.23, se observa que la Fecha y Hora del Día tienen un impacto considerable en los valores de  $H_c$  y  $\theta$ , por consiguiente, también en el valor de  $Q_s$ .

**Tabla N° 9.21** Variación de  $H_c$  y  $\theta$  ante la variación del Día del Año  
- Medio Día -

		Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ )		
		Hc(°)			seno( $\theta$ )		
Fecha	Hora	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
<b>20-feb</b>	<b>12:00 p.m.</b>	<b>89,75</b>	<b>89,64</b>	<b>89,75</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
15-may	12:00 p.m.	59,52	59,19	59,52	0,91	0,91	0,91
22-jun	12:00 p.m.	54,86	54,93	54,86	0,88	0,88	0,88
15-ago	12:00 p.m.	63,89	64,41	63,89	0,93	0,93	0,93
15-nov	12:00 p.m.	83,50	83,18	83,50	1,00	1,00	1,00

(\*) Caso Base

**Tabla N° 9.22** Variación de  $H_c$  y  $\theta$  ante la variación del Día del Año  
- 14:00 p.m. -

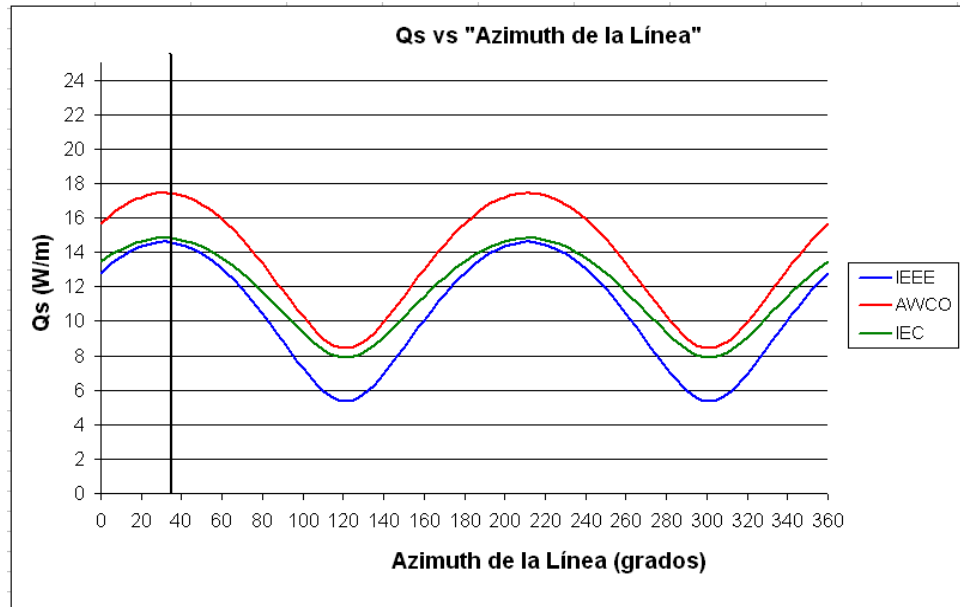
		Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol $\square(\theta)$		
		Hc(°)			seno( $\theta$ )		
Fecha	Hora	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
<b>20-feb</b>	<b>14:00 p.m.</b>	<b>60,65</b>	<b>60,61</b>	<b>60,65</b>	<b>0,95</b>	<b>0,97</b>	<b>0,97</b>
15-may	14:00 p.m.	47,53	47,30	47,53	0,99	0,99	0,99
22-jun	14:00 p.m.	44,22	44,27	44,22	0,98	0,98	0,98
15-ago	14:00 p.m.	50,43	50,77	50,43	1,00	1,00	1,00
15-nov	14:00 p.m.	60,33	60,29	60,33	0,92	0,99	0,99

**Tabla N° 9.23** Variación de  $H_c$  y  $\theta$  ante la variación del Día del Año  
- 16:00 p.m. -

		Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol $\square(\theta)$		
		Hc(°)			seno( $\theta$ )		
Fecha	Hora	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
<b>20-feb</b>	<b>16:00 p.m.</b>	<b>31,39</b>	<b>31,32</b>	<b>31,39</b>	<b>0,83</b>	<b>0,92</b>	<b>0,92</b>
15-may	16:00 p.m.	23,47	23,34	23,47	0,99	0,99	0,99
22-jun	16:00 p.m.	21,63	21,65	21,63	1,00	1,00	1,00
15-ago	16:00 p.m.	25,07	25,25	25,07	0,98	0,98	0,98
15-nov	16:00 p.m.	31,90	31,91	31,90	0,77	0,96	0,96

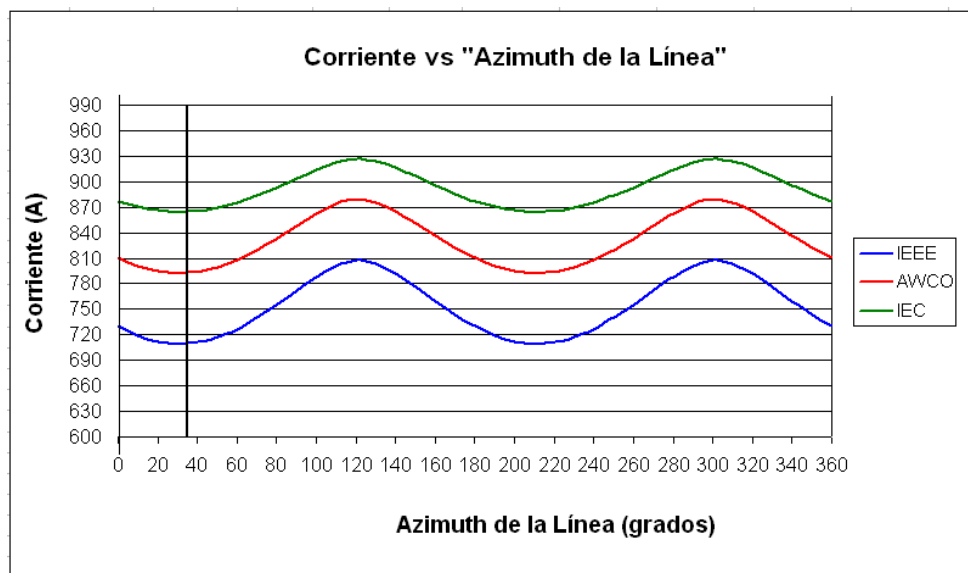
Considerando una condición con  $H_c$  de valor bajo (22 de junio a las 16:00 p.m.), se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la variación  $Z_1$ . La figura 9.20 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al valor de  $Z_1$ , el

22 de junio a las 16:00 p.m. Se observa que se tienen variaciones considerables de  $Q_s$ , sin embargo, son de valor bajo (comparado al  $Q_s$  en el Caso Base). Por otro lado, los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen de  $Z_1$ .



**Figura 9.20**  $Q_s$  vs Azimut, línea de transmisión en sierra.

- 22 de junio - 16:00 p.m. -



**Figura 9.21** Sensibilidad al Azimut, línea de transmisión en sierra.

- 22 de junio - 16:00 p.m. -

La figura 9.21 muestra la variación de la capacidad de transmisión (a una determinada temperatura de operación) respecto a " $Z_1$ ". Se observa que la capacidad de transmisión varía (crece y decrece) conforme aumenta el valor de  $Z_1$ . El valor de corriente (tomando de ejemplo la curva IEEE) puede variar desde 710 A. (a 30 grados) hasta 807 A. (a 120

grados), siendo esta variación significativa; sin embargo, esto solo sucedería para una variación en  $Z_1$  en 90 grados (120 grados – 30 grados), situación que muy difícil suceda en un caso real (a menos que el valor del azimut de la línea sea completamente desconocido). Se elaboró la tabla N° 9.24, indicando la variación de corriente ante el incremento de 85 a 95 grados de  $Z_1$  (de acuerdo a la figura 9.21 el mayor incremento de corriente se produce entre 85 y 95 grados).

En la tabla N° 9.24, se observa que el porcentaje de incremento de corriente no supera el 2,2% en ninguna de las metodologías, recordar que esto sucede en una condición “muy alejada” del Caso Base; mientras que en el Caso Base, la variación de corriente respecto a  $Z_1$  es nula.

**Tabla N° 9.24** Variación de la corriente entre 85 y 95 grados de  $Z_1$

- 22 de junio - 16:00 p.m. –

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+16,7	+14,8	+10,7
%	+2,2%	+1,8%	+1,2%

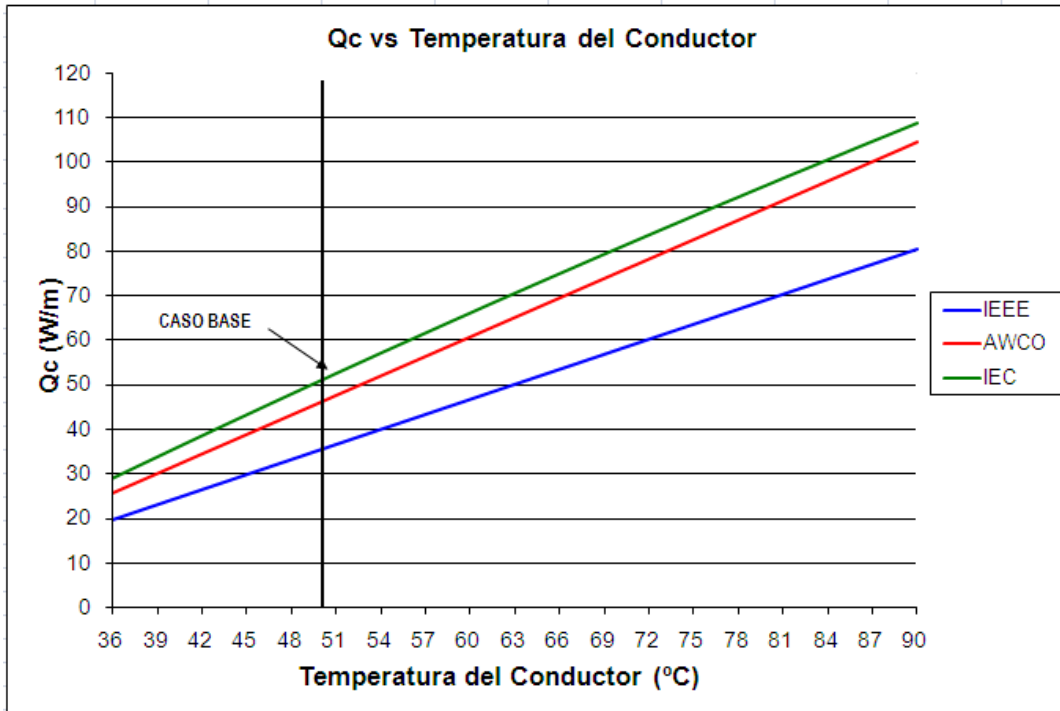
### 9.11 Sensibilidad a la Temperatura del Conductor

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la temperatura del conductor ( $T_c$ ). Las figuras 9.22 y 9.23 muestran la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) y calor perdido por radiación ( $Q_r$ ) respecto al valor de la temperatura del conductor ( $T_c$ ). Se observa que conforme se seleccione un mayor valor de  $T_c$ , los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$  aumentarán; obviamente, el valor de  $Q_s$  se mantendrá constante ante cualquier valor de  $T_c$ . De esta manera, mayores calores perdidos ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) permitirán transportar una mayor corriente a través del conductor, como puede apreciarse en la ecuación (9.2) (ecuación que resulta de despejar el valor de Corriente ( $I$ ) en la ecuación (5.1)).

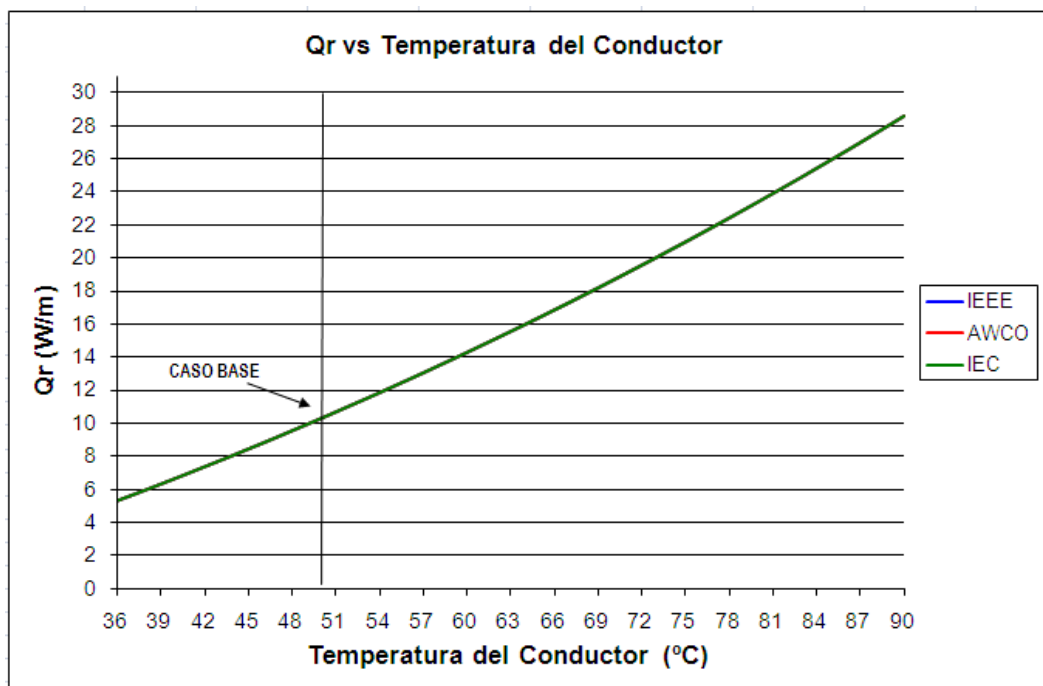
$$I = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R_{(T_c)}}} \quad \dots(9.2)$$

La figura 9.24 muestra la variación de la capacidad de transmisión respecto un valor de  $T_c$  seleccionado. Empleando estos resultados se elaboró la tabla N° 9.25, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías. Se observa que al aumentar el valor de  $T_c$  los resultados de las tres metodologías no se acercan (a diferencia de la línea costera donde los resultados se acercan conforme  $T_c$  aumenta, ver figura 8.23); esto se debe principalmente a que en la línea costera las curvas  $Q_c$  eran similares (similares en valor y pendiente) en las

tres metodologías (ver figura 8.21). Sin embargo, en esta línea en sierra, aparte de presentar diferentes valores de  $Q_c$  (entre las tres metodologías), estas se incrementan en diferente proporción (ver figura 9.22). La IEEE presenta menor pendiente (a determinada  $T_c$ ) a causa del valor de  $Re$  reducido (corregido por altura), valor que las metodologías AWCO e IEC no corrigen.

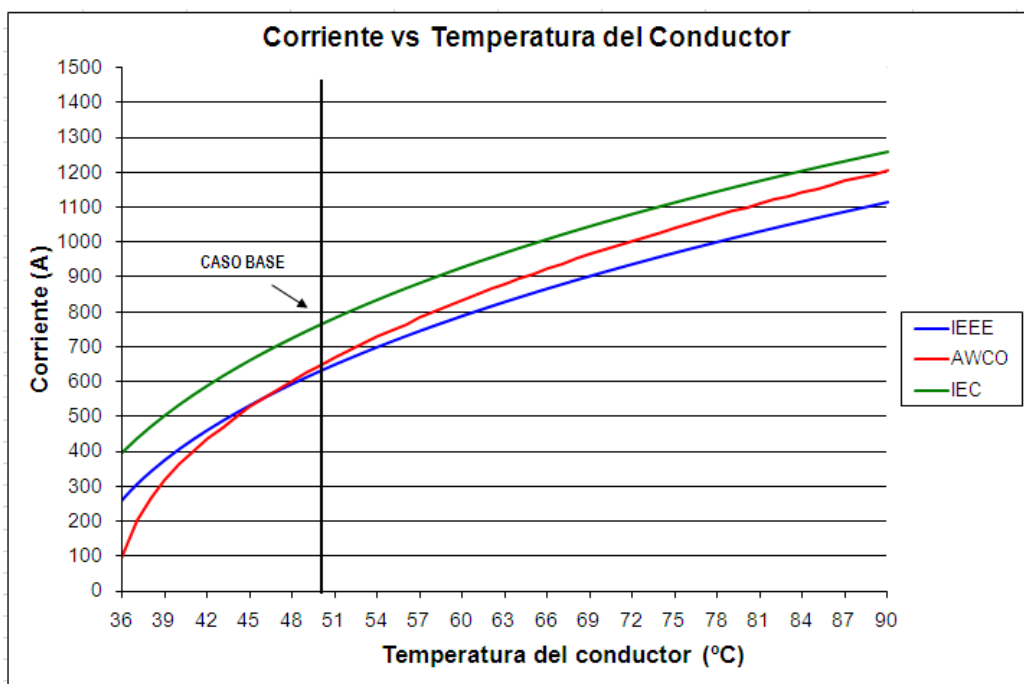


**Figura 9.22**  $Q_c$  vs Temperatura del Conductor, línea de transmisión en sierra.



**Figura 9.23**  $Q_r$  vs Temperatura del Conductor, línea de transmisión en sierra.

De la figura 9.24, se puede concluir que, para un incremento de 1 °C en el valor de Tc, la capacidad de transportar corriente aumenta de acuerdo a la tabla N° 9.26. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor del Caso Base; y para valores de Tc alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes. (Ver figura 9.24)



**Figura 9.24** Sensibilidad a la Temperatura del Conductor, línea de transmisión en sierra.

**Tabla N° 9.25** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de Tc

Tc (°C)	IEEE	AWCO	IEC
45	100%	99%	124%
50	100%	102%	121%
55	100%	104%	119%
60	100%	106%	118%
65	100%	106%	116%
75	100%	107%	115%
85	100%	108%	113%
90	100%	108%	113%

**Tabla N° 9.26** Variación de la corriente ante un incremento de 1 °C en el valor de Tc

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+18	+22	+19
%	+3%	+3%	+2%

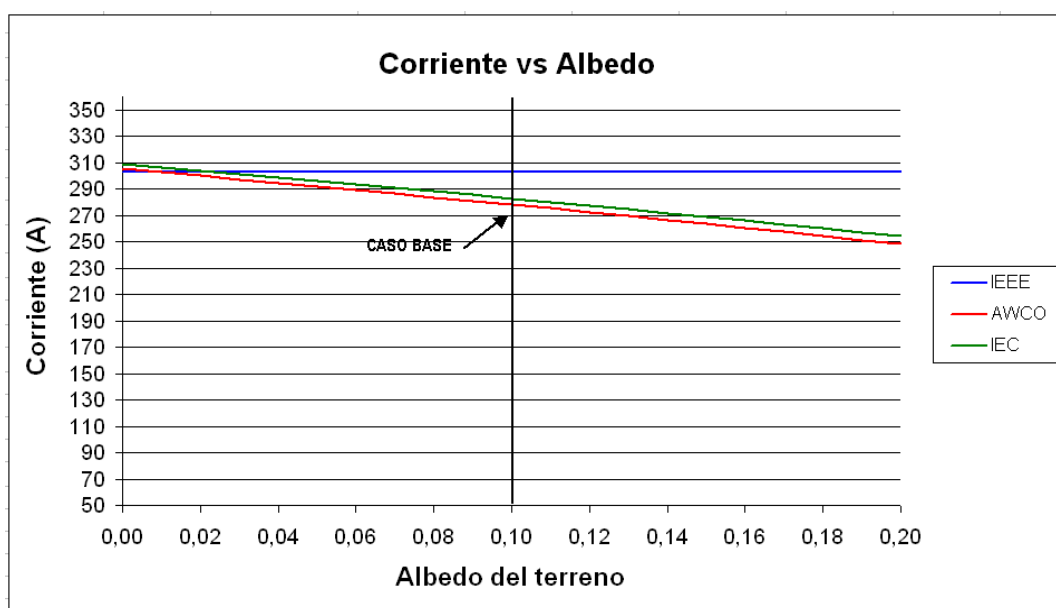
## CAPÍTULO X

### SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE RESPECTO A LOS PARÁMETROS PARA LA L.T. 138 KV AGUAYTIA – PUCALLPA

Para la L.T. 138 kV Aguaytia – Pucallpa se realizó una sensibilidad de la capacidad de transmisión respecto a los parámetros de cálculo. El Caso Base es el definido en el Capítulo VI, donde se obtuvo los siguientes resultados:

#### 10.1 Sensibilidad al valor del albedo

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto al valor del albedo.



**Figura 10.1** Sensibilidad al Albedo, línea de transmisión en selva.

La figura 10.1 muestra la variación de la corriente transmitida respecto a la variación del albedo. Empleando estos resultados se elaboró la tabla N° 10.1, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías. Se observa lo siguiente:

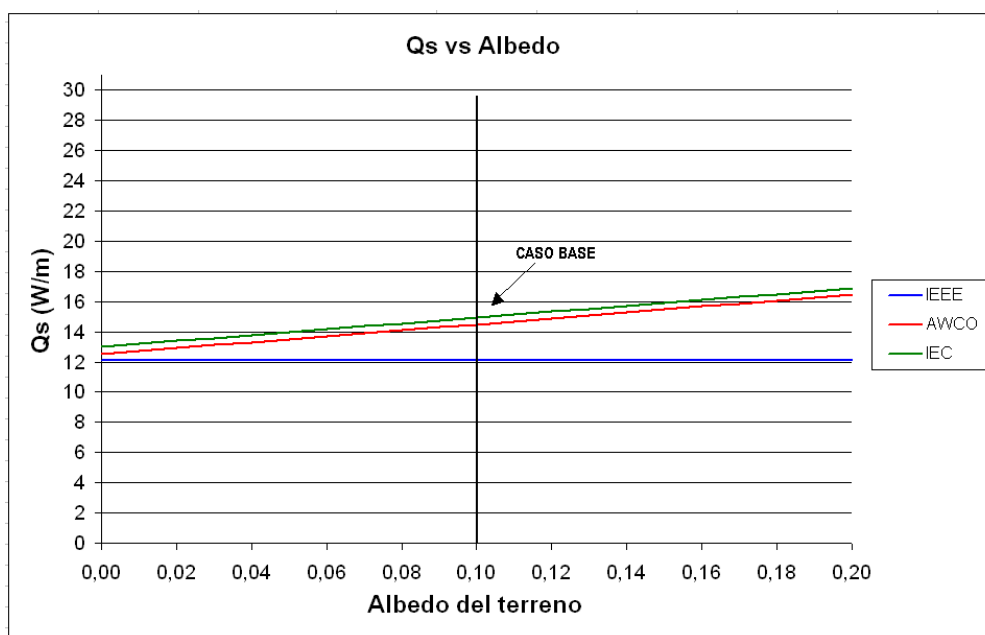
- La diferencia entre las metodologías AWCO e IEC no supera el 2% ante variaciones del albedo.
- El valor del albedo no es considerado en la metodología de la IEEE; por esta razón, el valor de la corriente se mantiene constante.

- Para valores de albedo pequeños (alrededor de 0,015), las tres metodologías se aproximan (es lógico, pues la IEEE no considera el valor del albedo).
- A medida que aumenta el valor del albedo, la diferencia de las metodologías AWCO e IEC respecto a la metodología IEEE se hará mayor, llegando a ser de hasta 18% para valores de albedo de 0,2.

**Tabla N° 10.1** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación del Albedo

Albedo	IEEE	AWCO	IEC
0,015	100%	99%	101%
0,05	100%	96%	98%
0,10	100%	92%	93%
0,15	100%	87%	89%
0,20	100%	82%	84%

La figura 10.2 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto a el valor del albedo. Se observa que conforme aumenta el valor del albedo aumentará el calor irradiado por el sol (metodologías AWCO e IEC); y, por tanto, se transportará menos corriente para una determinada temperatura de operación, es decir, en este aspecto las metodologías AWCO e IEC son más conservadoras que la metodología IEEE. Los calores  $Q_c$  y  $Q_r$  se mantienen constantes ante la variación del albedo. De la figura 10.1 se puede concluir que, para un incremento de 0,1 en el valor del albedo, la capacidad de transportar corriente disminuye en 28 A (10%) para la metodología de la AWCO, y, en 27 A (10%) para la metodología de la IEC. (Ver tabla N° 10.2).



**Figura 10.2**  $Q_s$  vs Albedo, línea de transmisión en selva.

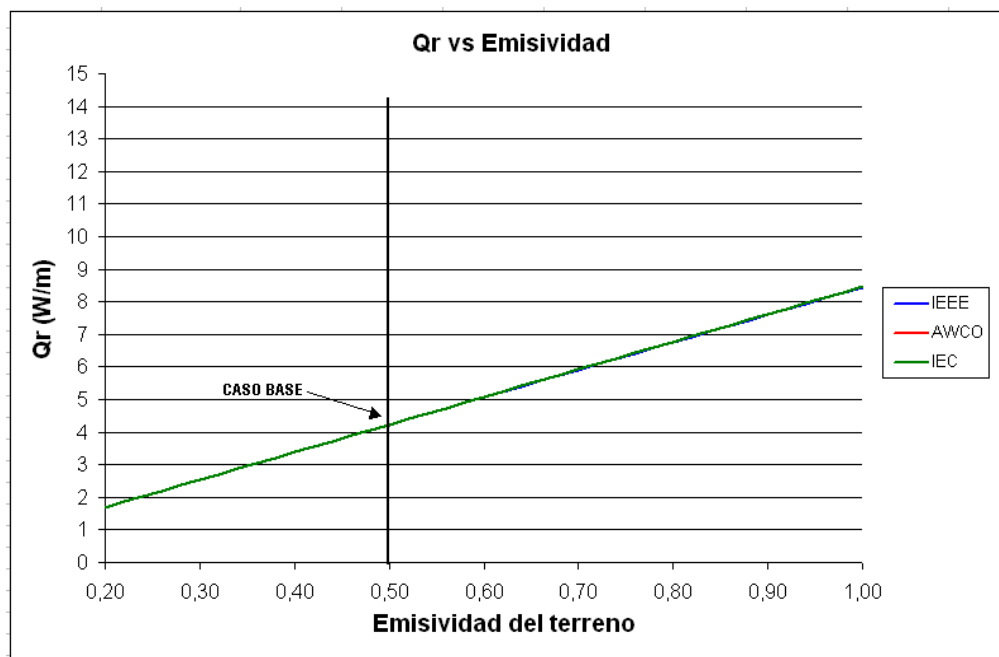


**Tabla N° 10.2** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 en el valor del albedo

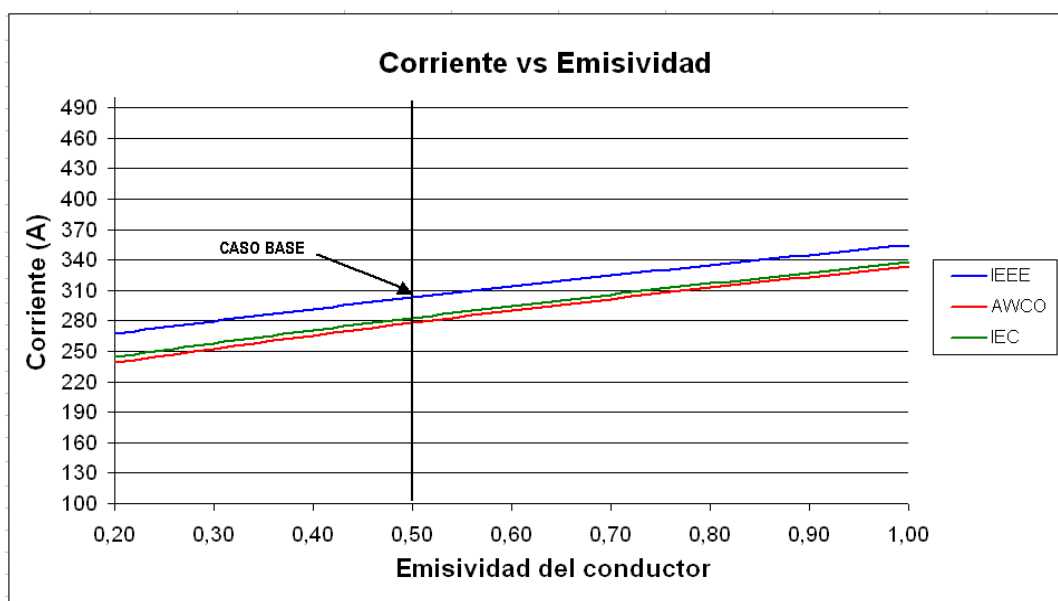
	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	0	-28	-27
%	0%	-10%	-10%

## 10.2 Sensibilidad a la Emisividad

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la emisividad del conductor.



**Figura 10.3** Qr vs Emisividad, línea de transmisión en selva.



**Figura 10.4** Sensibilidad a la emisividad, línea de transmisión en selva.

La figura 10.3 muestra la variación del calor perdido por radiación respecto al valor de la emisividad. Se observa que las tres curvas coinciden (las tres metodologías emplean similar formulación); y teniendo en cuenta que el valor de la emisividad del conductor influye de manera proporcional al calor perdido por radiación  $Q_r$  (ver ecuaciones (5.2), (5.20) y (5.30)), estas curvas serán líneas rectas.

Al mantenerse constantes los calores  $Q_s$  y  $Q_c$  ante la variación de la emisividad, la capacidad de transmitir corriente aumentará ante el incremento de la emisividad (ver figura 10.4) también de manera casi lineal.

De acuerdo a la figura 10.4, en el Caso Base, la diferencia entre los resultados obtenidos mediante las metodologías AWCO e IEC es de 1,7 % y se mantiene casi constante ante variaciones de la emisividad. Por otro lado, los resultados obtenidos con la metodología de la IEEE difieren en aproximadamente 8,2% (entre IEEE y AWCO) en el Caso Base, llegando hasta 5,9 % (entre IEEE y AWCO) para valores de emisividad de 1.

**Tabla N° 10.3** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 en el valor de la emisividad

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+11	+12	+12
%	+4%	+4%	+4%

De la figura 10.4, se puede concluir que, para un incremento de 0,1 en el valor de la emisividad, la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) aumenta en 11 A (4%) en la metodología IEEE, y en 12 A (4%) en las metodologías AWCO e IEC (ver tabla N° 10.3). El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida.

### 10.3 Sensibilidad a la Absortividad Solar

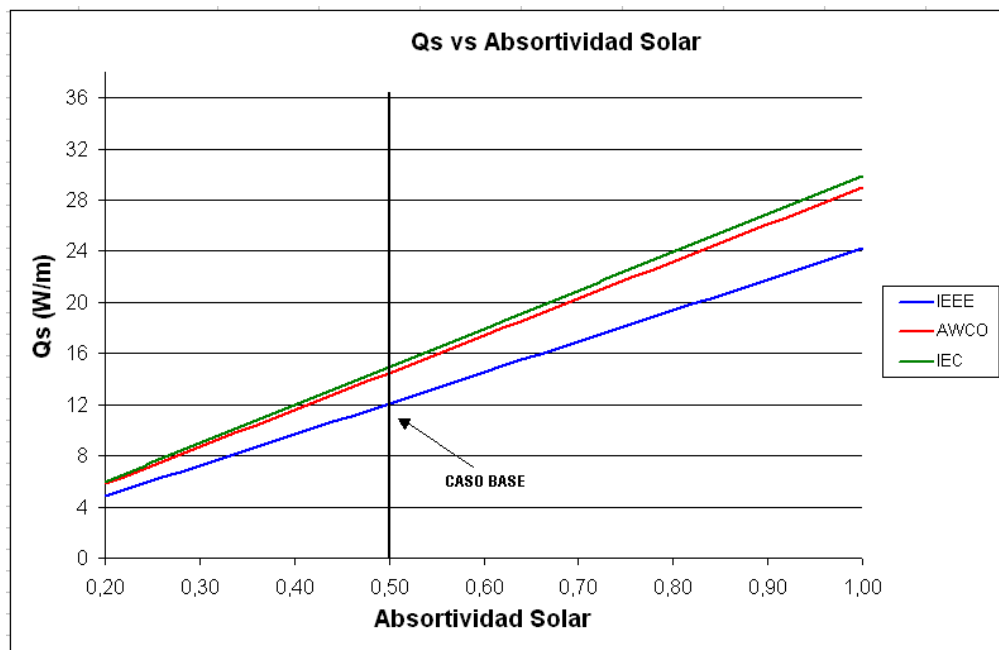
Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la absortividad solar del conductor.

La figura 10.5 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al valor de la absortividad solar ( $\alpha$ ) del conductor. Esta variación es lineal debido a que en las tres (03) metodologías el valor de la absortividad solar influye de manera proporcional al  $Q_s$  (ver ecuaciones (5.10), (5.24) y (5.34)).

Al mantenerse constantes los calores  $Q_r$  y  $Q_c$  ante la variación de  $\alpha$ , la capacidad de transmitir corriente disminuirá ante el incremento de  $\alpha$  (ver figura 10.6). Empleando los resultados indicados en la figura 10.6, se elaboró la tabla N° 10.4, donde se indica la

relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEEE) entre las capacidades de transmisión en las tres (03) metodologías. Se observa lo siguiente:

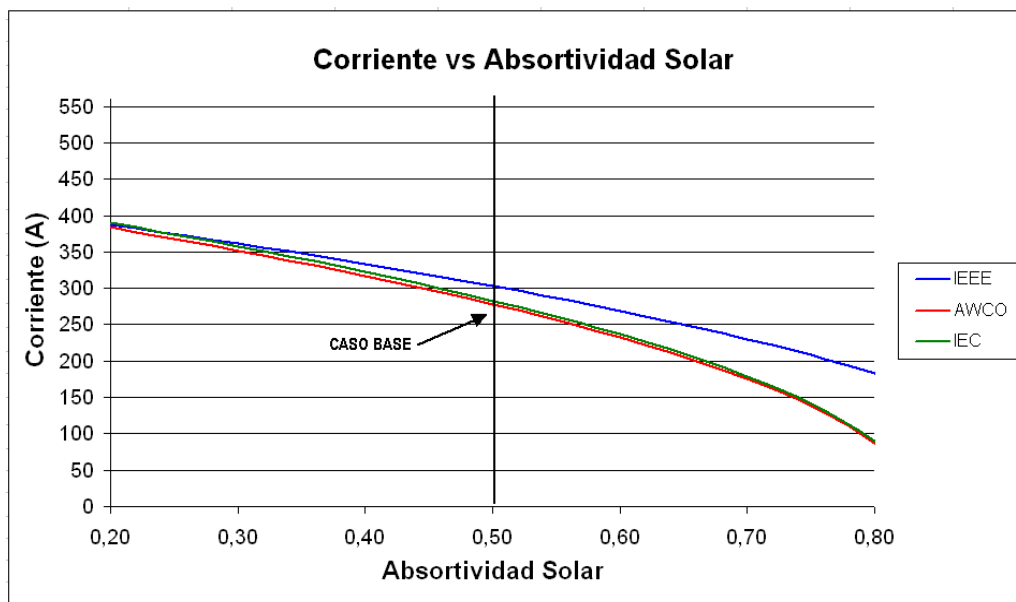
- La diferencia entre los resultados obtenidos mediante las metodologías AWCO e IEC no supera el 4% ante cualquier valor de  $\alpha$ . (debido a que ambas metodologías consideran el valor del albedo en sus ecuaciones).
- Para valores de  $\alpha$  pequeños, los resultados de las tres (03) metodologías se aproximan (debido a que la IEEEE no considera el albedo).
- Para valores de  $\alpha$  grandes, el resultado obtenido con la metodología IEEEE llega a tener diferencias muy considerables respecto a la AWCO e IEC. Esto se debe a que la principal diferencia entre las tres (03) metodologías es el valor de  $Q_s$  (ver tabla N° 7.6). De esta manera, al disminuir o aumentar  $Q_s$  (disminuyendo o aumentando  $\alpha$ ) la diferencia (%) entre los resultados de las metodologías disminuirá o aumentará respectivamente.
- Para un valor de  $\alpha$  grande ( $\alpha=0,8$ ), los resultados obtenidos con la metodología AWCO e IEC decrece considerablemente respecto a la IEEEE, ya que en el cálculo de  $Q_s$  la metodología AWCO e IEC considera el valor del albedo, lo cual incrementa el valor de  $Q_s$ . Sin embargo, esta condición significa que los valores de  $\varepsilon$  y  $\alpha$  son 0,5 y 0,8 respectivamente, condición poco usual en la realidad.



**Figura 10.5**  $Q_s$  vs Absortividad Solar, línea de transmisión en selva.

De la figura 10.6, se puede concluir que, para un incremento de 0,1 en el valor de  $\alpha$ , la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación)

disminuye de acuerdo a la tabla N° 10.5. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor de la Caso Base; y para valores de  $\alpha$  alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes (ver figura 10.6).



**Figura 10.6** Sensibilidad a la Absortividad Solar, línea de transmisión en selva.

**Tabla N° 10.4** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de  $\alpha$

$\alpha$	IEEE	AWCO	IEC
0,2	100%	99%	101%
0,5	100%	92%	93%
0,7	100%	76%	78%
0,8	100%	47%	49%

**Tabla N° 10.5** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 en el valor de la absorptividad solar

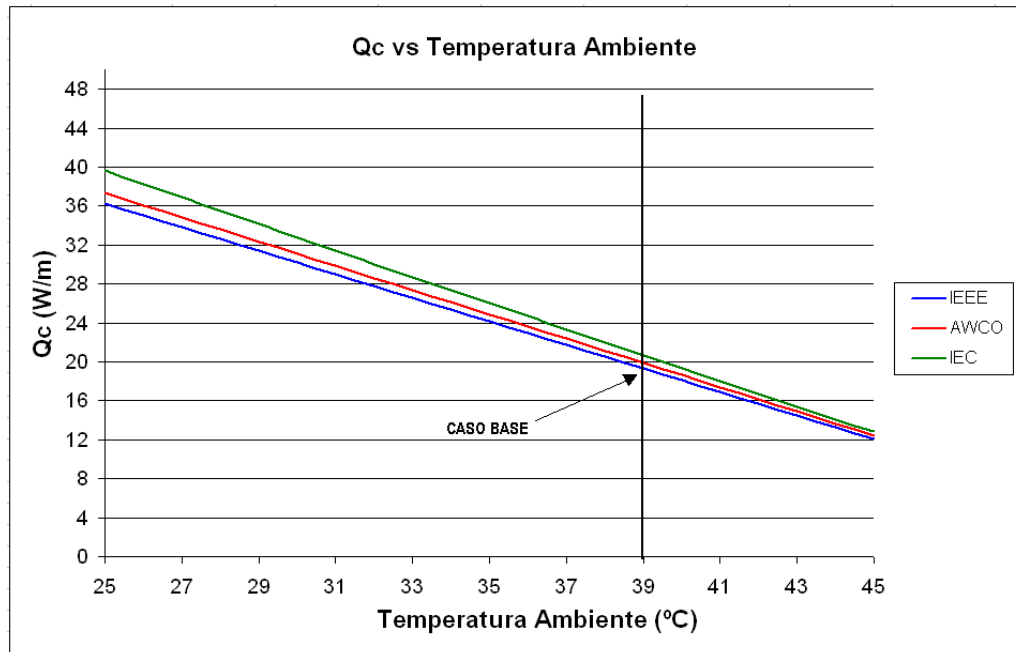
	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-32	-42	-43
%	-11%	-15%	-15%

#### 10.4 Sensibilidad a la Temperatura Ambiente

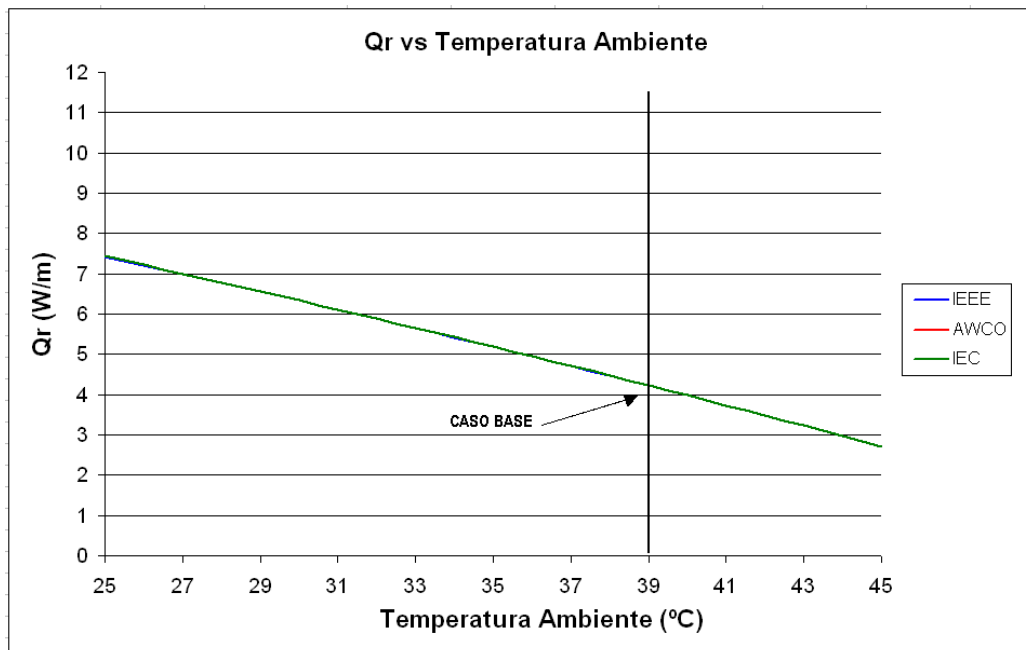
Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la temperatura ambiente ( $T_a$ ).

Las figuras 10.7 y 10.8 muestran la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) y calor perdido por radiación ( $Q_r$ ) respecto al valor de la temperatura ambiente ( $T_a$ ). Se observa que a medida aumenta el valor de  $T_a$  los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$  disminuirán (para un valor fijo

de temperatura del conductor  $T_c$ ). Por otro lado, el valor de  $Q_s$  no depende de  $T_a$ . De esta manera, se obtiene la figura 10.9, donde se indica que conforme se incrementa  $T_a$  se transportará menos corriente para una determinada temperatura de operación.



**Figura 10.7**  $Q_c$  vs Temperatura Ambiente, línea de transmisión en selva.

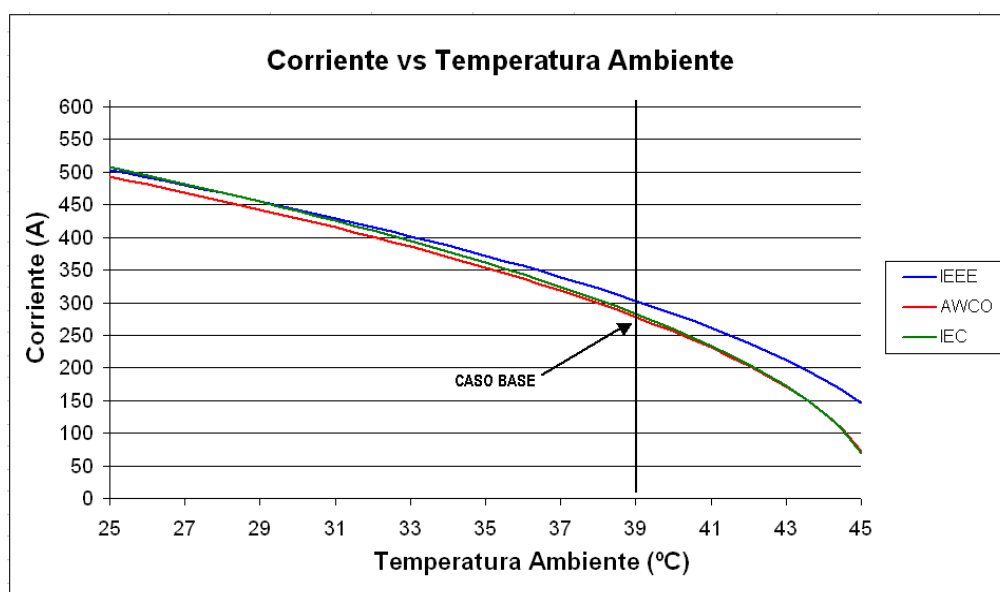


**Figura 10.8**  $Q_r$  vs Temperatura Ambiente, línea de transmisión en selva.

Empleando los resultados indicados en la figura 10.9, se elaboró la tabla N° 10.6, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías. Se observa lo siguiente:

- Conforme  $T_a$  disminuye, los resultados de las tres (03) metodologías se van acercando.

- La diferencia entre las metodologías AWCO e IEC no supera el 3% para cualquier valor de  $T_a$ , ya que ambas metodologías consideran el valor del albedo en sus ecuaciones.
- Para valores de  $T_a$  mayores, el resultado obtenido con la metodología de la IEEE llega a tener diferencias considerables respecto a las otras dos (02) metodologías (AWCO e IEC). Esto se debe a que al aumentar  $T_a$ , disminuye los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$ , haciendo que “predomine” el valor de  $Q_s$  en la ecuación de balance térmico; y siendo el valor de  $Q_s$  la principal diferencia entre las metodologías, los resultados obtenidos tendrán diferencias considerables.



**Figura 10.9** Sensibilidad a la Temperatura Ambiente, línea de transmisión en selva.

**Tabla N° 10.6** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de  $T_a$

$T_a$ (°C)	IEEE	AWCO	IEC
25	100%	98%	101%
30	100%	97%	99%
35	100%	95%	97%
40	100%	90%	92%

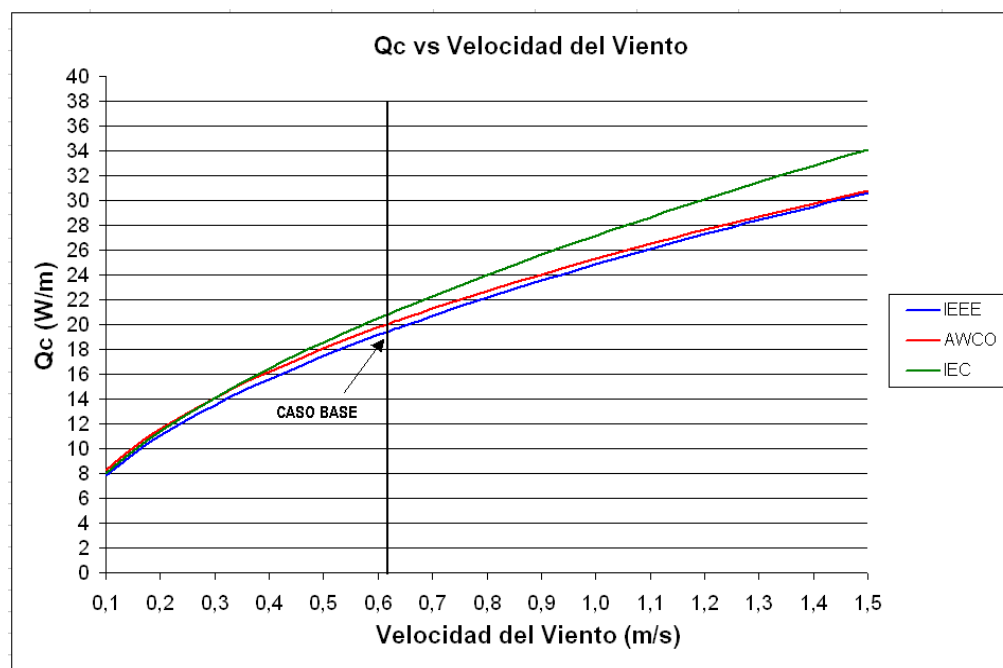
De la figura 10.9, se puede concluir que, para un incremento de 1 °C en el valor de  $T_a$ , la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) disminuye de acuerdo a la tabla N° 10.7. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor del Caso Base; y para valores de  $T_a$  alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes (ver figura 10.9).

**Tabla N° 10.7** Variación de la corriente ante un incremento de 1°C en la temperatura ambiente  $T_a$

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-19	-22	-22
%	-6,4%	-7,7%	-7,9%

### 10.5 Sensibilidad a la Velocidad del Viento

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la velocidad del viento ( $V_v$ ).

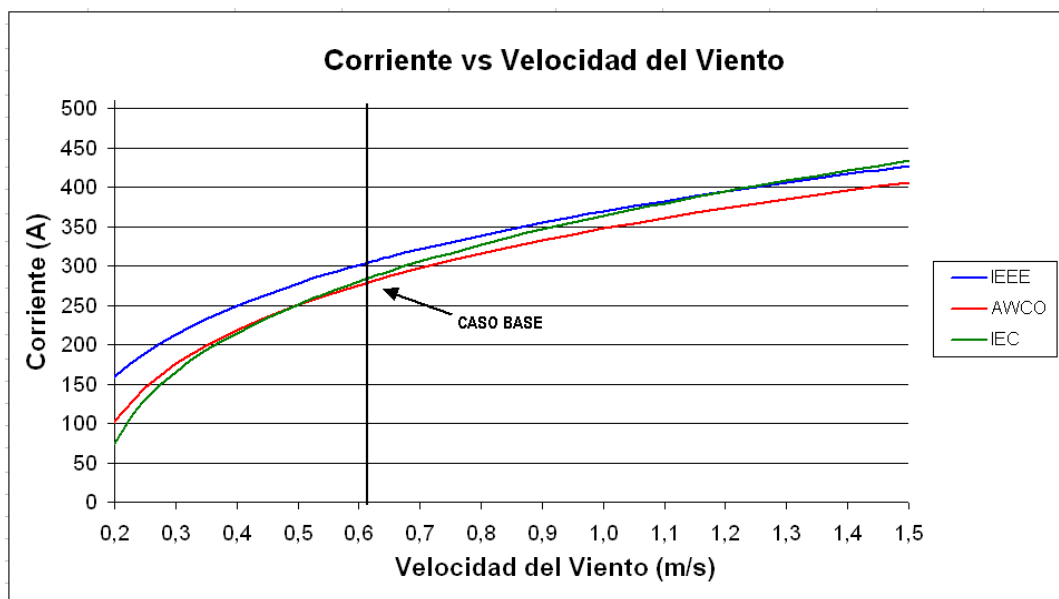


**Figura 10.10**  $Q_c$  vs Velocidad del Viento, línea de transmisión en selva.

Para calcular  $Q_c$ , la metodología de la IEEE distingue las ecuaciones (5.3) y (5.4), que se aplican para  $V_v$  baja y alta respectivamente, aunque no indica que valor de  $V_v$  es el limitante; Sin embargo, mencionan que se debe calcular con las dos ecuaciones y emplear el valor de  $Q_c$  más alto obtenido. La metodología AWCO emplea la ecuación (5.31), que presenta coeficientes (“C” y “p”) cuyos valores dependerán de la magnitud de  $(V_v \cdot D_c) / (1000 \cdot v)$ ; es decir, la elección de los coeficientes dependerá también del valor de  $V_v$  (si es alto o bajo). La metodología de la IEC indica una sola formulación, donde empleando valores de  $V_v$  hasta de 0,5 m/s (ver figura 10.10) se obtiene resultados cercanos (diferencia menor al 6,3%) a las otras dos metodologías (metodologías que si distinguen la dimensión de  $V_v$ ). Por tanto, se entiende que la formulación de  $Q_c$  con la metodología IEC es válida solo para vientos bajos. Considerando que todo cálculo de capacidad de transmisión debe ser realizado en la condiciones ambientales más desfavorables ( $V_v$

mínima,  $T_a$  máxima, etc.), la sensibilidad se realizó hasta un viento de 1,5 m/s (5,4 km/h), cuyo valor se puede considerar bajo.

La figura 10.10 muestra la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) respecto al valor de la velocidad del viento ( $V_v$ ). Se observa que el valor de  $Q_c$  aumenta ante el incremento de  $V_v$ . Por otro lado, los valores de  $Q_r$  y  $Q_s$  no dependen de la variación de  $V_v$ , de esta manera, al incrementar el valor de  $V_v$  aumentará la capacidad de transmisión (ver figura 10.11).



**Figura 10.11** Sensibilidad a la Velocidad del Viento, línea de transmisión en selva.

Empleando los resultados indicados en la figura 10.11 se elaboró la tabla N° 10.8, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías. Se observa lo siguiente:

- Para valores de  $V_v$  muy bajas, la diferencia entre las tres metodologías son considerables.
- Para valores de  $V_v$  superiores a 1,0 m/s (y tomando como límite 1,5 m/s), los resultados obtenidos mediante las tres metodologías son cercanos (diferencias menores al 6 %). Esto se debe a que al incrementar  $V_v$  aumenta el valor de  $Q_c$  (ver figura 10.10), haciendo que “predomine” el valor de  $Q_c$  en la ecuación de balance térmico, valor que tiene resultados similares en las tres metodologías.

De la figura 10.11, se puede concluir que para un incremento de 0,1 m/s en el valor de  $V_v$ , la capacidad de transportar corriente aumenta de acuerdo a la tabla N° 10.9. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor



del Caso Base; y para valores de  $V_v$  alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes (ver figura 10.11).

**Tabla N° 10.8** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de  $V_v$

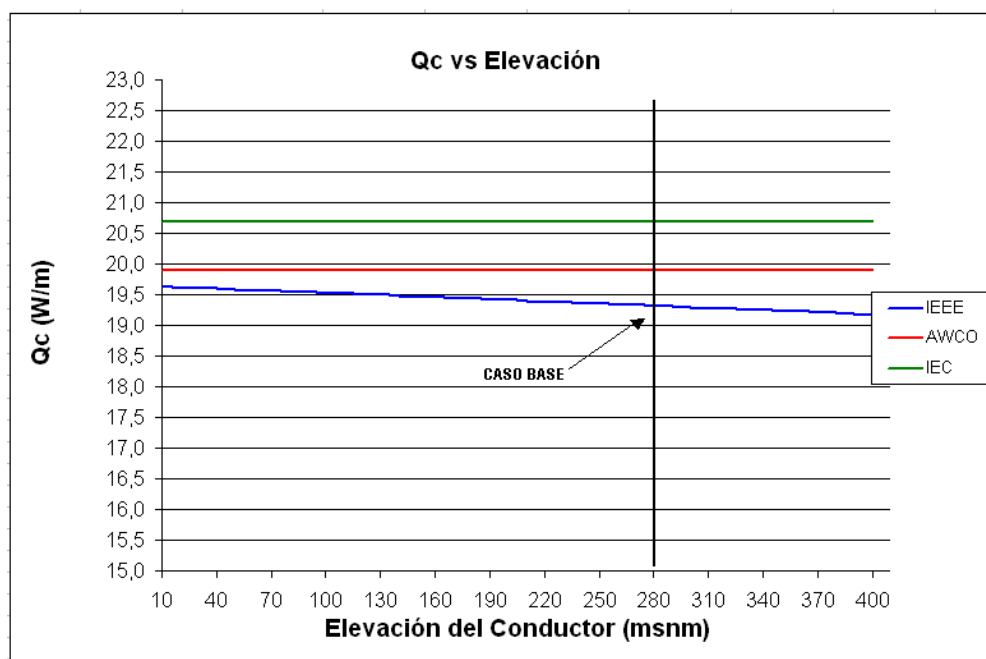
$V_v$ (m/s)	IEEE	AWCO	IEC
0,2	100%	65%	47%
0,61	100%	92%	93%
1,0	100%	94%	98%
1,5	100%	95%	101%

**Tabla N° 10.9** Variación de la corriente ante un incremento de 0,1 m/s en el valor de la velocidad del viento

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+22	+23	+27
%	+7,2%	+8,4%	+9,5%

### 10.6 Sensibilidad a la Elevación del Conductor sobre el nivel del mar

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la elevación del conductor sobre el nivel del mar ( $H_e$ ).



**Figura 10.12**  $Q_c$  vs Elevación del Conductor, línea de transmisión en selva.

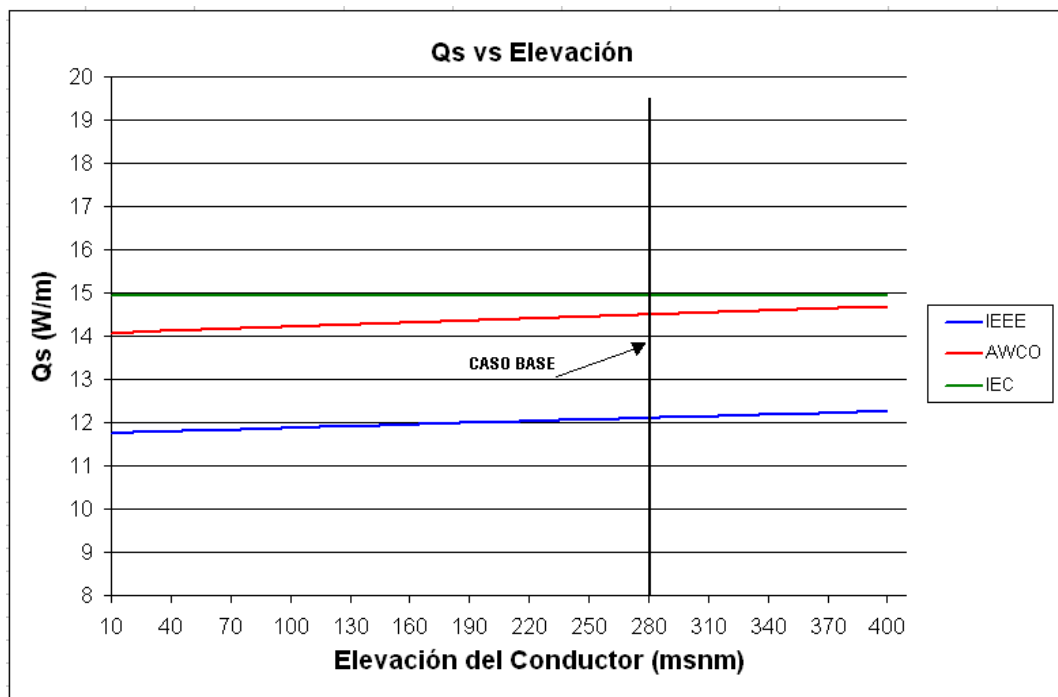
Las figuras 10.12 y 10.13 muestran la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) y el calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto a la elevación del conductor sobre el nivel del mar ( $H_e$ ). Se observa lo siguiente:

- En las metodologías de la AWCO e IEC el valor de  $Q_c$  no depende de  $H_e$ .

- El valor de  $Q_c$  correspondiente a la IEEE disminuye ligeramente ante el incremento de  $H_e$ , debido a que esta metodología corrige la densidad del aire  $\rho_f$  de acuerdo a la altura sobre el nivel del mar; de esta manera, el valor del Número de Reynolds ( $Re$ ) disminuye conforme se incrementa el valor de  $H_e$ . Esto se puede ver en las siguientes ecuaciones que definen el  $Re$ :

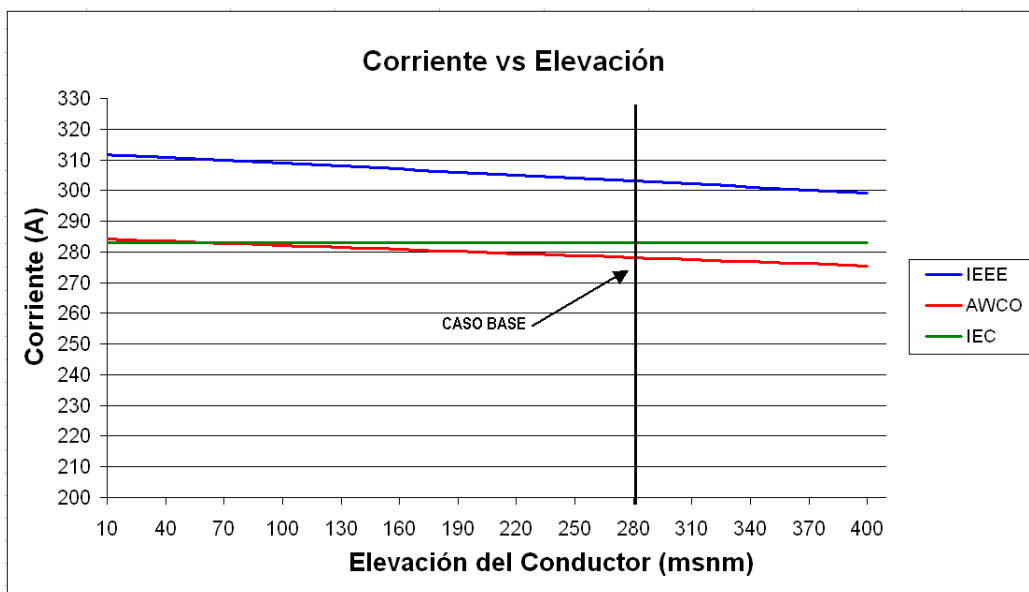
$$Re = \frac{V_v D_c}{\nu} ; \text{ donde: } \nu = \frac{\mu_f}{\rho_f}$$

- En la metodología de la IEC, el valor de  $Q_s$  no depende de  $H_e$ , es decir no aplica corrección por altura.
- El valor de  $Q_s$  correspondiente a las metodologías IEEE y AWCO aumenta ligeramente ante el incremento de  $H_e$ ; esto se debe al factor de corrección por altitud del calor solar ( $K_{solar}$ )



**Figura 10.13**  $Q_s$  vs Elevación del Conductor, línea de transmisión en selva.

De la figura 10.14, Corriente (A) vs "Elevación del Conductor" (msnm), se puede concluir que, para un incremento de 100 m en el valor de  $H_e$ , la capacidad de transportar corriente (a una determinada temperatura de operación) disminuye de acuerdo a la tabla N° 10.10. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. De acuerdo a la figura 10.14 y la a la tabla N° 10.10 es posible observar que en la metodología de la IEC la capacidad de transportar corriente no depende de  $H_e$ .



**Figura 10.14** Sensibilidad a la Elevación del Conductor, línea de transmisión en selva.

**Tabla N° 10.10** Variación de la corriente ante un incremento de 100 m en la Elevación del Conductor He

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-3	-2	0
%	-1,1%	-0,8%	0,0%

### 10.7 Sensibilidad a la Latitud

El calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) depende del valor de la Latitud (Lat) de acuerdo a las ecuaciones indicadas en el ítems 5.4.3, 5.5.3 y 5.6.3, mientras que los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen de este valor.

Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la Latitud, empleándose un incremento de hasta  $1^\circ$  en el valor de Lat (una variación de Lat de  $1^\circ$  es aproximadamente equivalente a 110 km en dirección Norte-Sur). El resultado se muestra en la tabla N° 10.11. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida, observándose que esta variación de corriente transmitida es prácticamente nula. Estos resultados son válidos en el Caso Base, donde el sol se encuentra en la posición más crítica del día y del año (ángulo de incidencia del sol de 90 grados). Razón de ello, se realizó la sensibilidad para una condición alejada del Caso Base, en el día 22 de junio a las 4 p.m. (donde el  $Q_s$  sería mucho menor), obteniéndose la tabla N° 10.12, donde se observa que el porcentaje (%) de variación de corriente ante un incremento de  $1^\circ$  en Lat no excede el 0,3% en ninguna de las tres (03) metodologías.

**Tabla N° 10.11** Variación de la corriente ante un incremento de 1° en el valor de la Latitud – Caso Base

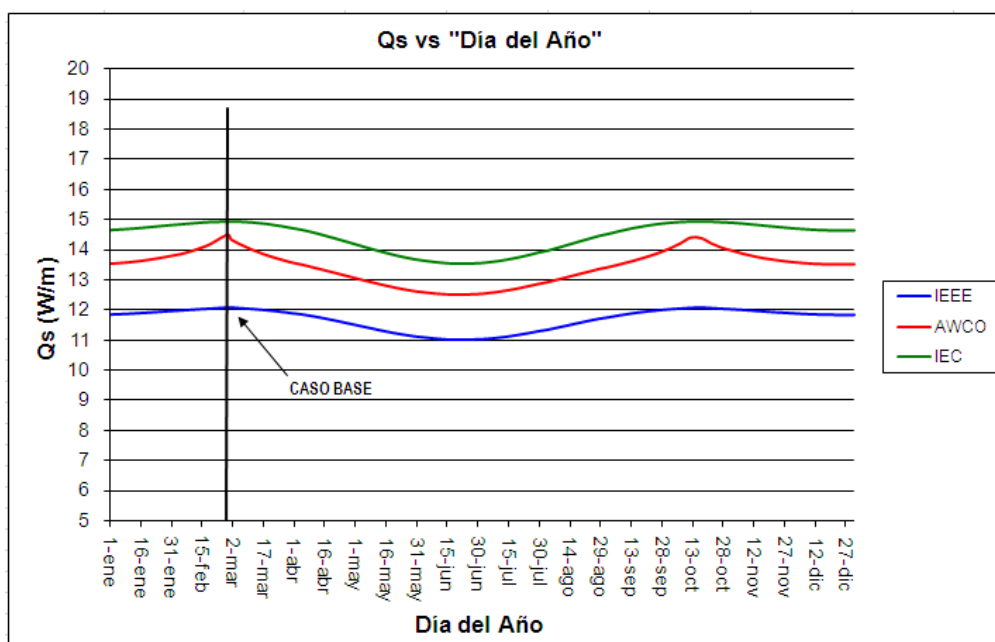
	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-0,1	-0,1	-0,03
%	-0,05%	-0,03%	-0,01%

**Tabla N° 10.12** Variación de la corriente ante un incremento de 1° en el valor de la Latitud – Condición de Operación “alejada” del Caso Base

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+0,8	+0,9	+1,0
%	+0,23%	+0,27%	+0,28%

### 10.8 Sensibilidad al Día del Año

El calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) varía durante los días del año. Esto se debe a que el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) y la Intensidad de Radiación Solar ( $q_s$ ) dependen directamente del “Día del Año”. Por otro lado, los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen del día.

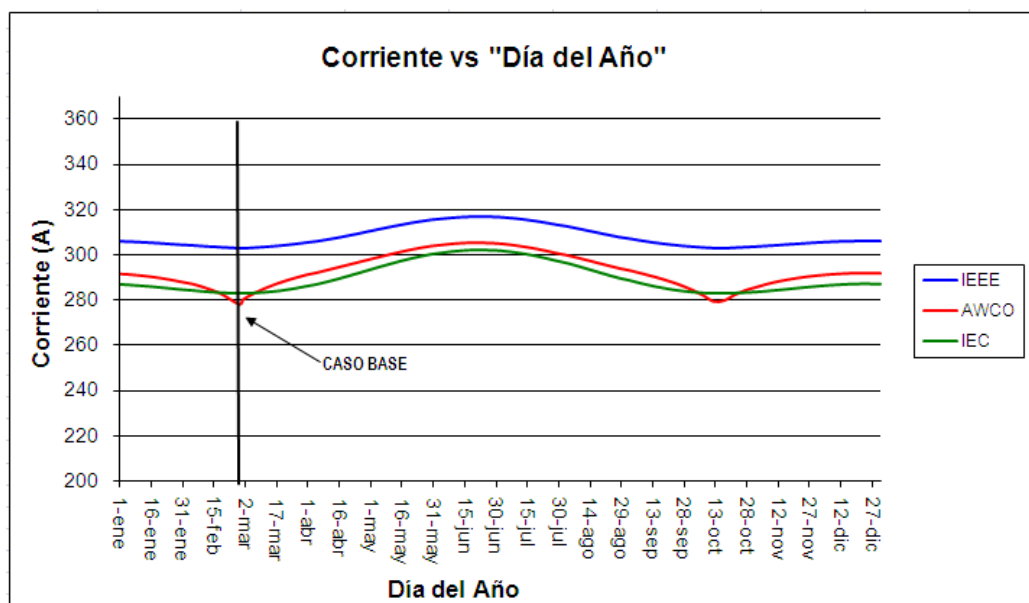


**Figura 10.15**  $Q_s$  vs Día del Año, línea de transmisión en selva.

La figura 10.15 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al “Día del Año”. El Caso Base (27 de febrero) representa el día en que se produce el máximo valor de  $Q_s$ , mientras que su valor mínimo se producirá aproximadamente a fines del mes de junio.

La figura 10.16 muestra la variación de la capacidad de transmisión (a una determinada temperatura de operación) respecto a los días del año. Empleando estos resultados, se

elaboró la tabla N° 10.13, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres metodologías. Se observa que la relación porcentual entre las tres metodologías se mantiene prácticamente constante ante la variación del día del año (a excepción de los días de mayor irradiación solar). Esto se puede apreciar en la figura 10.16.



**Figura 10.16** Sensibilidad al Día del Año, línea de transmisión en selva.

**Tabla N° 10.13** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación del “Día del Año”

Fecha	IEEE	AWCO	IEC
15-feb	100%	93%	93%
15-abr	100%	96%	94%
30-jun	100%	96%	95%
15-sep	100%	95%	94%
15-nov	100%	95%	93%

De acuerdo a la figura 10.16, la variación de la capacidad de transmisión respecto al día del año es muy variable (a diferencia del albedo y emisividad, cuya variación en la Capacidad de Corriente es prácticamente lineal). La tabla N° 10.14 muestra la variación de la corriente entre el 27 febrero y 27 marzo. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se observa que las variaciones en las metodologías IEEE e IEC son muy pequeñas, mientras que en la metodología AWCO es del 4,3% debido a que presenta un “pico” en el Caso Base (ver figura 10.16). Por otro lado, se elaboró la tabla N° 10.15, que muestra la máxima variación de corriente que se producirá durante el año, es decir, entre los días 27 de febrero (máxima

irradiación solar) y 22 de junio (mínima irradiación solar), presentándose una variación considerable en las tres metodologías.

**Tabla N° 10.14** Variación de la corriente entre el 27 febrero y 27 marzo

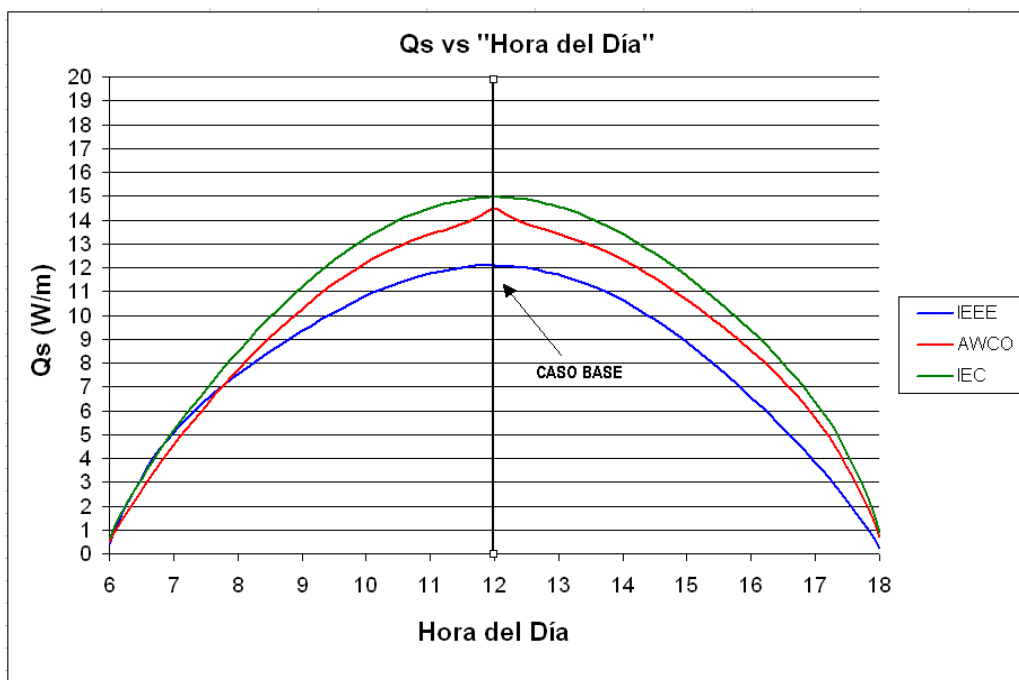
	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+2,0	+11,9	+2,4
%	+0,7%	+4,3%	+0,9%

**Tabla N° 10.15** Variación de la corriente entre el 27 febrero y 22 junio

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+13,9	+27,1	+19,3
%	+4,6%	+9,7%	+6,8%

### 10.9 Sensibilidad a la Hora

El calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) varía a lo largo del día (ver figura 10.17); esto se debe a que el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) y la Intensidad de Radiación Solar ( $q_s$ ) dependen directamente de la “Hora del Día”. Por otro lado, los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen de la hora del día.



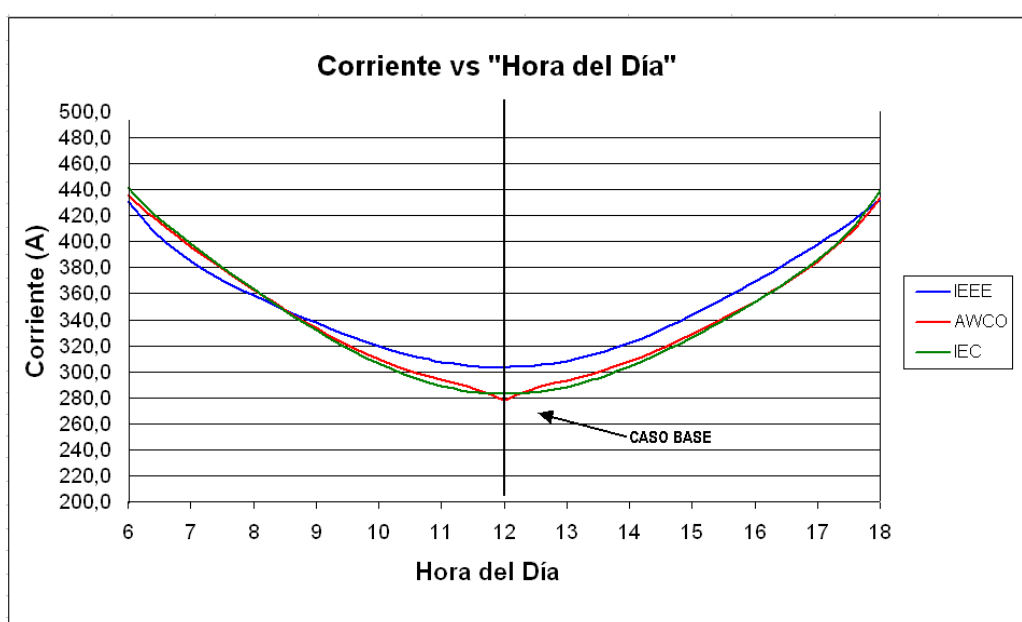
**Figura 10.17**  $Q_s$  vs Hora del Día, línea de transmisión en selva.

La figura 10.17 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto a la “Hora del Día”. El Caso Base (12 p.m.) representa la hora en que se produce el máximo valor de  $Q_s$ , valor que disminuye conforme nos alejamos del medio día. Por otro lado, se nota una simetría en las curvas de las tres (03) metodologías entre las 10 a.m. y 2 p.m.; fuera de este rango es posible ver una “distorsión” entre las curvas. Para explicar esto, se

realizó una sensibilidad (a lo largo del día) de los parámetros que influyen directamente en el cálculo de  $Q_s$ . Estos parámetros son el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) y la Altitud del Sol ( $H_c$ ) (con  $H_c$  se obtiene el valor de la intensidad de radiación solar  $q_s$ ). De acuerdo a las ecuaciones (5.15), (5.29) y (5.41), las tres (03) metodologías emplean similares ecuaciones para el cálculo de  $H_c$ , obteniéndose por esta razón, valores similares de  $H_c$  en las tres (03) metodologías (ver tabla N° 10.16). Sin embargo, fuera del rango de 10 a.m. - 2 p.m. el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) presenta valores muy diferentes (entre las metodologías); esto se debe a que la ecuación de la IEEE correspondiente al valor del Azimut del Sol ( $Z_c$ ) es diferente a la ecuación correspondiente a las Metodologías AWCO e IEC (las metodologías AWCO e IEC presentan similares ecuaciones). Esta diferencia entre los valores de  $Z_c$  se refleja en  $\theta$  y  $\text{seno}(\theta)$ . (Ver tabla N° 10.16)

**Tabla N° 10.16** Sensibilidad de la “Altitud del Sol” y del “Seno del ángulo de Incidencia del Sol” ante la variación de la “Hora del Día”

Hora	Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ )		
	Hc(°)			seno( $\theta$ )		
	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
<b>06:00 a.m.</b>	1,42	1,33	1,42	<b>0,71</b>	<b>0,46</b>	<b>0,45</b>
<b>08:00 a.m.</b>	30,82	30,77	30,82	<b>0,77</b>	<b>0,68</b>	<b>0,67</b>
10:00 a.m.	60,38	60,36	60,38	0,92	0,91	0,91
12:00 p.m.	89,30	89,94	89,30	1,00	1,00	1,00
02:00 p.m.	60,38	60,36	60,38	0,91	0,92	0,92
<b>04:00 p.m.</b>	30,82	30,77	30,82	<b>0,67</b>	<b>0,76</b>	<b>0,77</b>
<b>06:00 p.m.</b>	1,42	1,33	1,42	<b>0,45</b>	<b>0,70</b>	<b>0,71</b>



**Figura 10.18** Sensibilidad a la Hora del Día, línea de transmisión en selva.

La figura 10.18 muestra la variación de la capacidad de transmisión (a una determinada temperatura de operación) respecto a la “Hora del Día”. Se observa que el medio día representa la condición más crítica para la transmisión de corriente en las tres (03) metodologías. Empleando estos resultados se elaboró la tabla N° 10.17, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades de transmisión de las tres (03) metodologías.

**Tabla N° 10.17** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de la “Hora del Día”

Fecha	IEEE	AWCO	IEC
08:00 a.m.	100%	101%	101%
10:00 a.m.	100%	97%	96%
12:00 p.m.	100%	92%	93%
02:00 p.m.	100%	96%	94%
04:00 p.m.	100%	96%	96%

Si bien es cierto que (de acuerdo a la tabla N° 10.16) fuera del rango de 10 a.m. – 2p.m. los valores del ángulo de incidencia del sol son muy diferentes (entre las metodologías); sin embargo, las capacidades de corriente entre las tres (03) metodologías no presentarán diferencias considerables (ver tabla N° 10.17) ya que los valores de  $Q_s$  (fuera del rango de 10 a.m. – 2p.m. el valor del  $H_c$  es bajo) serán mucho menores comparado con los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$  (que se mantienen constantes), más aún los resultados de las metodologías se aproximan.

**Tabla N° 10.18** Variación de la corriente entre las 11 am y 12 pm

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-4,5	-15,5	-6,1
%	-1,5%	-5,6%	-2,2%

**Tabla N° 10.19** Variación de la corriente entre las 10 am y 11 am

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	-12,0	-15,7	-17,2
%	-3,9%	-5,4%	-5,9%

De acuerdo a la figura 10.18, la variación de la capacidad de transmisión respecto a la “Hora del Día” es diferente alrededor del Caso Base (medio día) que fuera de este. La tabla N° 10.18 muestra la variación de la corriente entre las 11 a.m. y las 12 p.m. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se observa que las variaciones en las metodologías IEEE e IEC son muy pequeñas (menores al 2,3%), mientras que en la metodología AWCO es del 5,6% ya que



presenta un pico en el Caso Base (ver figura 10.18). Por otro lado, se elaboró la tabla N° 10.19, que muestra la variación de corriente que se producirá entre las 10 a.m. y las 11 a.m., variación que no supera el 6 % en las tres metodologías.

### 10.10 Sensibilidad al Azimut de la línea

El “Azimut de la línea“ ( $Z_1$ ) tiene influencia en el valor del ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) de acuerdo a la siguiente ecuación (empleada en las tres metodologías):

$$\theta = \arccos[\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_1)] \quad \dots(10.1)$$

En la tabla N° 10.20, se observa que en el Caso Base (27 feb-12 p.m.), el valor de  $H_c$  es de “casi” 90 grados, de esta manera, el valor de  $\text{seno}(\theta)$  es 1,00, produciéndose así el máximo valor de “calor ganado por irradiación solar” ( $Q_s$ ). Es decir, en el Caso Base la expresión entre corchetes de la ecuación (10.1) será siempre “cero”, y así el valor de  $\theta$  y, por tanto,  $Q_s$  se mantendrá constante ante cualquier variación de ( $Z_1$ ). En conclusión, en el Caso Base, la Capacidad de Corriente (en las tres metodologías analizadas) se mantendrá constante ante cualquier variación de  $Z_1$ .

**Tabla N° 10.20** Variación de  $H_c$  y  $\theta$  ante la variación del “Día del Año”

- Medio Día -

		Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ )		
		$H_c(^{\circ})$			$\text{seno}(\theta)$		
Fecha	Hora	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
<b>27-feb</b>	<b>12:00 p.m.</b>	<b>89,30</b>	<b>89,94</b>	<b>89,30</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
15-may	12:00 p.m.	62,48	62,15	62,48	0,96	0,96	0,96
22-jun	12:00 p.m.	57,82	57,89	57,82	0,95	0,95	0,95
15-ago	12:00 p.m.	66,85	67,37	66,85	0,97	0,97	0,97
15-nov	12:00 p.m.	80,54	80,22	80,54	1,00	1,00	1,00

(\*) **Caso Base**

**Tabla N° 10.21** Variación de  $H_c$  y  $\theta$  ante la variación del “Día del Año”

- 14:00 p.m. -

		Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ )		
		$H_c(^{\circ})$			$\text{seno}(\theta)$		
Fecha	Hora	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
27-feb	14:00 p.m.	60,38	60,36	60,38	0,91	0,92	0,92
15-may	14:00 p.m.	49,60	49,38	49,60	0,99	0,99	0,99
22-jun	14:00 p.m.	46,46	46,51	46,46	1,00	1,00	1,00
15-ago	14:00 p.m.	52,30	52,61	52,30	0,99	0,98	0,99
15-nov	14:00 p.m.	59,38	59,30	59,38	0,87	0,96	0,96

En la tabla N° 10.20 se muestra los valores de  $H_c$  y  $\theta$  al Medio Día en diferentes fechas; mientras que las tablas N° 10.21 y 10.22 muestran también los valores de  $H_c$  y  $\theta$ , pero a las 14:00 p.m. y 16:00 p.m. respectivamente. En estas tablas se puede apreciar que fuera del Caso Base el valor de  $H_c$  estará alejado de 90 grados y, por tanto, la expresión entre corchetes de la ecuación (10.1) si dependerá del valor de  $Z_1$ .

**Tabla N° 10.22** Variación de  $H_c$  y  $\theta$  ante la variación del “Día del Año”  
- 16:00 p.m. -

		Altitud del Sol			Ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ )		
		Hc(°)			seno( $\theta$ )		
Fecha	Hora	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
27-Feb	16:00 p.m.	30,82	30,77	30,82	0,67	0,76	0,77
15-May	16:00 p.m.	24,77	24,66	24,77	0,90	0,90	0,90
22-Jun	16:00 p.m.	23,14	23,17	23,14	0,93	0,93	0,93
15-Ago	16:00 p.m.	26,16	26,31	26,16	0,87	0,87	0,87
15-Nov	16:00 p.m.	31,12	31,12	31,12	0,59	0,85	0,85

En las tablas N° 10.20, 10.21 y 10.22, se observa que la “Fecha” y “Hora del Día” tienen un impacto considerable en los valores de  $H_c$  y  $\theta$ ; por consiguiente, tendrán también un impacto considerable en el valor de  $Q_s$ .

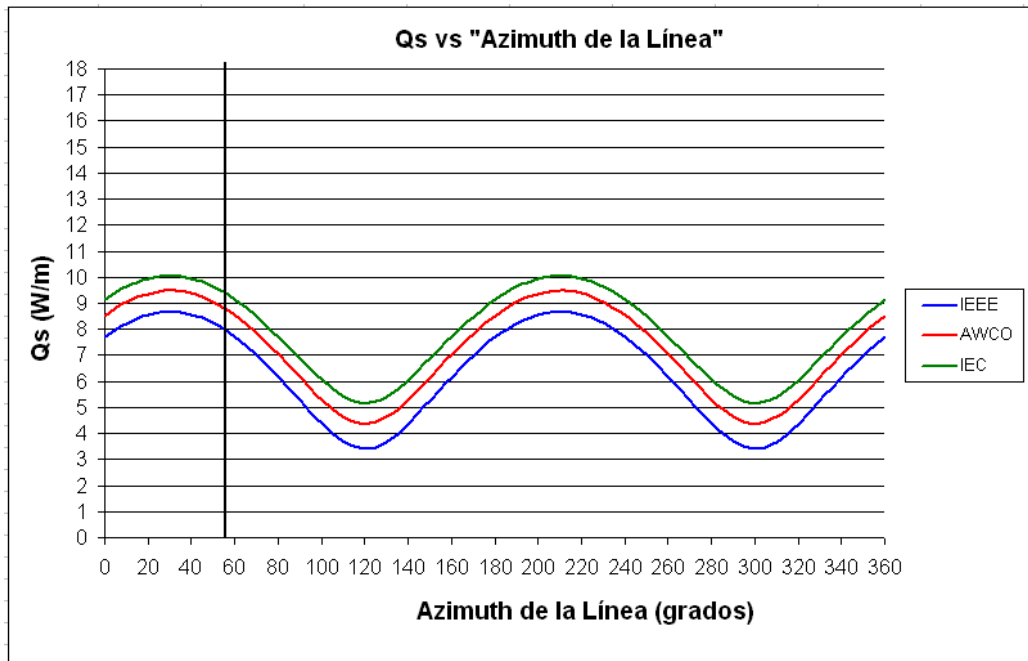
Considerando una condición con  $H_c$  de valor bajo (22 de junio a las 16:00 p.m.), se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la variación de  $Z_1$ .

La figura 10.19 muestra la variación del calor ganado por irradiación solar ( $Q_s$ ) respecto al valor de  $Z_1$ , el 22 de junio a las 16:00 p.m., en esta figura se observa que se tienen variaciones considerables de  $Q_s$ , sin embargo, son de valor bajo (comparado al  $Q_s$  en el Caso Base).

Por otro lado, los calores perdidos por convección y radiación ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) no dependen de  $Z_1$ .

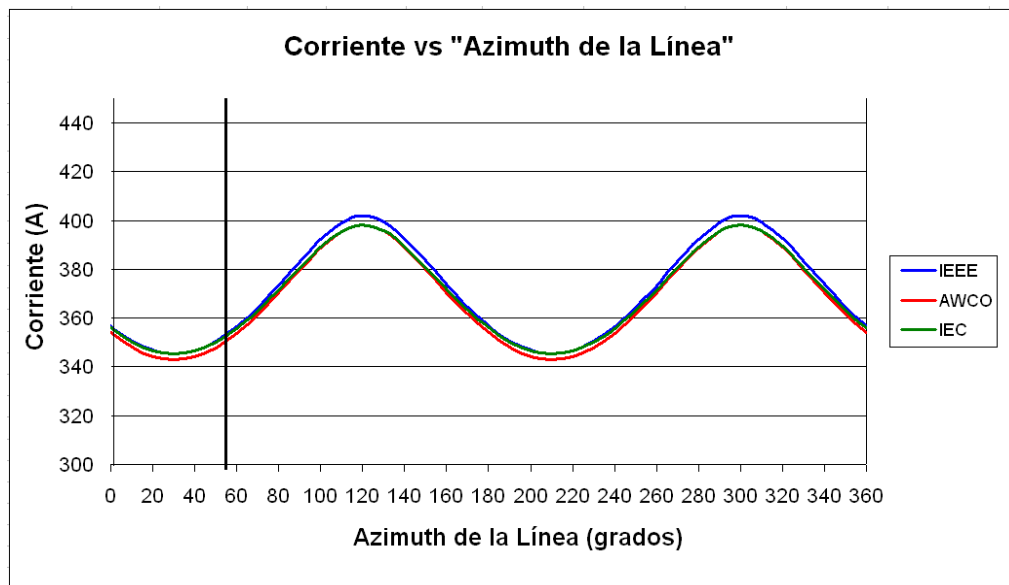
La figura 10.20 muestra la variación de la capacidad de transmisión (a una determinada temperatura de operación) respecto a “ $Z_1$ ”. En la figura 10.20 se observa que la capacidad de transmisión varía (crece y decrece) conforme aumenta el valor de  $Z_1$ . El valor de corriente (tomando de ejemplo la curva IEEE) puede variar desde 346 A. (a 30 grados) hasta 402 A. (a 120 grados), siendo esta variación significativa; sin embargo, esto solo sucedería para una variación en  $Z_1$  en 90 grados (120 grados – 30 grados), situación que muy difícil suceda en un caso real (a menos que el valor de azimut de la línea sea completamente desconocido).

Se elaboró la tabla N° 10.23, indicando la variación de corriente ante el incremento de 85 a 95 grados de  $Z_1$  (de acuerdo a la figura 10.20 el mayor incremento de corriente se produce entre 85 y 95 grados). En la tabla N° 10.23, se observa que el porcentaje de incremento de corriente no supera el 2,5 % en ninguna de las metodologías, recordar que esto sucede en una condición “muy alejada” del Caso Base; mientras que en el Caso Base, la variación de corriente respecto a  $Z_1$  es nula.



**Figura 10.19**  $Q_s$  vs Azimut, línea de transmisión en selva.

- 22 de junio - 16:00 p.m. -



**Figura 10.20** Sensibilidad al Azimut, línea de transmisión en selva.

- 22 de junio - 16:00 p.m. -

**Tabla N° 10.23** Variación de la corriente entre 85 y 95 grados de Z<sub>1</sub>

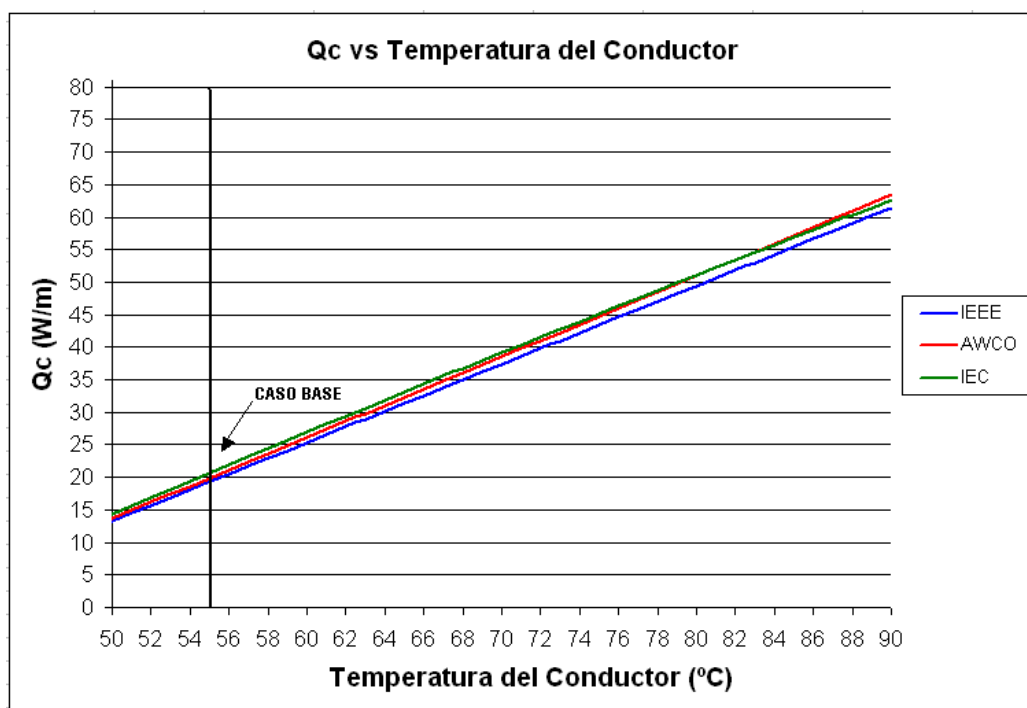
- 22 de junio - 16:00 p.m. -

	IEEE	AWCO	IEC
I (A)	+9,6	+9,3	+8,9
%	+2,5%	+2,5%	+2,4%

### 10.11 Sensibilidad a la Temperatura del Conductor

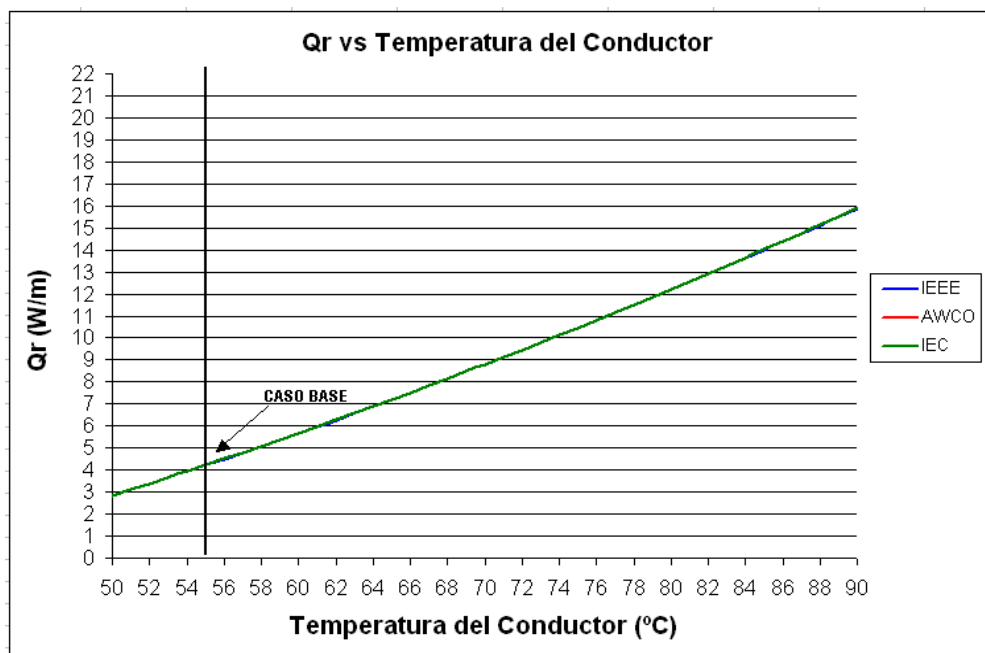
Se realizó una sensibilidad de la Capacidad de Corriente respecto a la temperatura del conductor ( $T_c$ ). Las figuras 10.21 y 10.22 muestran la variación del calor perdido por convección ( $Q_c$ ) y calor perdido por radiación ( $Q_r$ ) respecto al valor de la temperatura del conductor ( $T_c$ ). Se observa que conforme se seleccione un mayor valor de  $T_c$ , los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$  aumentarán; obviamente, el valor de  $Q_s$  se mantendrá constante ante cualquier valor de  $T_c$ . De esta manera, mayores calores perdidos ( $Q_c$  y  $Q_r$ ) permitirán transportar una mayor corriente a través del conductor, como puede apreciarse en la ecuación (10.2) (ecuación que resulta de despejar el valor de Corriente ( $I$ ) en la ecuación (5.1)).

$$I = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R_{(T_c)}}} \quad \dots(10.2)$$

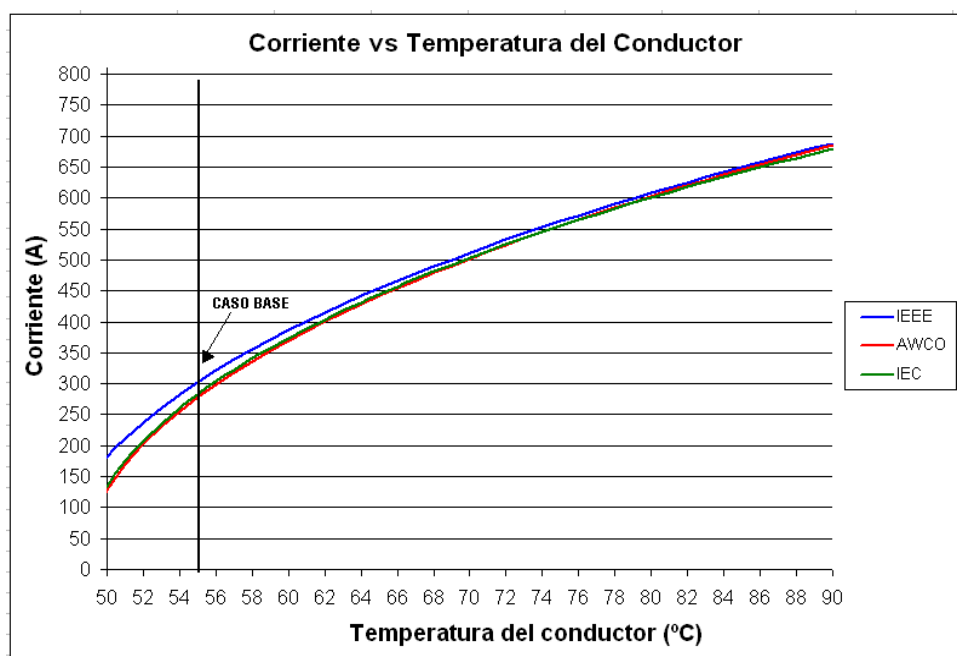
**Figura 10.21**  $Q_c$  vs Temperatura del Conductor, línea de transmisión en selva.

La figura 10.23 muestra la variación de la capacidad de transmisión respecto al valor de  $T_c$  seleccionado. Empleando estos resultados se elaboró la tabla N° 10.24, donde se indica la relación porcentual (tomando de referencia los resultados de la IEEE) entre las capacidades

de transmisión de las tres (03) metodologías. Se observa que conforme  $T_c$  aumenta los resultados de las tres (03) metodologías se van acercando, llegando a estar muy próximos a altas temperaturas. Por otro lado, para una temperatura de operación de  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$  la diferencia entre las tres (03) metodologías es considerable.



**Figura 10.22**  $Q_r$  vs Temperatura del Conductor, línea de transmisión en selva.



**Figura 10.23** Sensibilidad a la Temperatura del Conductor, línea de transmisión en selva. En general, se ha observado que la diferencia entre las tres metodologías se debe principalmente al valor obtenido de  $Q_s$ . Al operar a bajas temperaturas (por ej.  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) el valor de  $Q_s$  es de magnitud considerable (ver tabla N $^{\circ}$  10.25) respecto a  $Q_c$  y  $Q_r$ . Por esta

razón, al aplicar la ecuación (10.2) se obtiene diferencias considerables entre las tres metodologías. Por otro lado, al operar a altas temperaturas (por ej. 90 °C) el valor de  $Q_s$  se hace considerablemente menor respecto a  $Q_c$  y  $Q_r$ ; por esta razón, la diferencia entre las tres metodologías disminuye también considerablemente (ver tablas N° 10.24 y 10.25).

**Tabla N° 10.24** Comparación de la Capacidad de Corriente entre las tres (03) metodologías ante la variación de  $T_c$

$T_c$ (°C)	IEEE	AWCO	IEC
<b>50</b>	<b>100%</b>	<b>71%</b>	<b>74%</b>
<b>55</b>	<b>100%</b>	<b>92%</b>	<b>93%</b>
<b>60</b>	<b>100%</b>	<b>96%</b>	<b>97%</b>
70	100%	98%	98%
80	100%	99%	99%
90	100%	100%	99%

**Tabla N° 10.25** Comparación de calores  $Q_c$ ,  $Q_r$  y  $Q_s$ , ante la variación de  $T_c$

$T_c$ (°C)	$Q_c$ (W/m)			$Q_r$ (W/m)			$Q_s$ (W/m)			$I$ (A)		
	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC	IEEE	AWCO	IEC
50	13,28	13,68	14,33	2,84	2,84	2,84	12,10	14,49	14,95	181	129	135
55	19,31	19,90	20,68	4,23	4,23	4,23	12,10	14,49	14,95	303	278	283
60	25,34	26,11	26,94	5,68	5,68	5,68	12,10	14,49	14,95	387	370	374
65	31,37	32,32	33,11	7,20	7,21	7,21	12,10	14,49	14,95	454	442	445
70	37,39	38,54	39,18	8,79	8,80	8,80	12,10	14,49	14,95	512	502	504
75	43,42	44,75	45,17	10,45	10,46	10,46	12,10	14,49	14,95	562	555	555
80	49,43	50,97	51,07	12,19	12,20	12,20	12,10	14,49	14,95	608	603	601
85	55,45	57,18	56,88	14,00	14,01	14,01	12,10	14,49	14,95	650	646	642
90	61,47	63,40	62,61	15,89	15,90	15,90	12,10	14,49	14,95	688	686	679

De la figura 10.23, se puede concluir que, para un incremento de 1 °C en el valor de  $T_c$ , la capacidad de transportar corriente aumenta de acuerdo a la tabla N° 10.26. El porcentaje (%) indicado en esta tabla hace referencia a la variación de corriente respecto a la corriente total transmitida. Se debe tener en cuenta que esta variación indicada es válida alrededor del Caso Base; y para valores de  $T_c$  alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes. (Ver figura 10.23).

**Tabla N° 10.26** Variación de la corriente ante un incremento de 1 °C en el valor de  $T_c$

	IEEE	AWCO	IEC
$I$ (A)	19	22	22
%	6%	8%	8%

## CAPÍTULO XI

### RESUMEN DE SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE

Este Capítulo recopila los resultados de los cálculos de capacidad de corriente obtenidos en los Capítulos VIII, IX y X, de tal manera de obtener un resumen de las variaciones del valor de la corriente ante los parámetros de cálculo.

#### 11.1 Variación de la corriente ante los parámetros de cálculo

La tabla N° 11.1 resume las sensibilidades de la Capacidad de Corriente, indicando las variaciones de corriente (en amperios y en porcentaje) ante el incremento de los parámetros; de tal manera de conocer el orden de magnitud que influye cada parámetro, como también saber qué parámetro “predomina” sobre otro, siendo esto importante al momento de definir los valores para el cálculo de la Capacidad de Corriente.

Los valores indicados en la tabla N° 11.1 son válidos alrededor del Caso Base; y para valores de parámetros alejados de esta condición, las variaciones serán diferentes. En la tabla N° 11.1, se observa que la magnitud de influencia de los parámetros dependerá de la metodología empleada (IEEE, AWCO o IEC), y de las condiciones ambientales y geográficas (si es costa, sierra o selva); sin embargo, se enumeran los parámetros en orden descendente de influencia, es decir, desde el parámetro  $\alpha$  (parámetro más influyente en el cálculo de la Capacidad de Corriente) hasta el parámetro  $Z_1$  (parámetro que en el Caso Base no influye en el cálculo).

#### 11.2 Aplicaciones prácticas

La tabla N° 11.1 puede ser empleada de muchas maneras prácticas, por ejemplo:

- En la línea de transmisión 220 kV Independencia – Aceros Arequipa (línea en Costa), en el Caso Base (indicado en el ítem 6.1) se obtuvo una capacidad de transmisión de 566,4 A. por la metodología de la IEEE. Si incrementamos la absortividad solar ( $\alpha$ ) a 0,7 (el Caso Base es de 0,5), la corriente transmitida de acuerdo a la tabla N° 11.1 sería de 514,4 A (566,4 A – 2x26 A), siendo el valor exacto calculado de 511,9 A. (error de 0,5%).

Para el caso de una línea de transmisión cercana a la línea Pachachaca - Pomacochoa,





## RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

### Recomendaciones

1. En zonas de elevada contaminación se debe recomendar los valores de 0,9 para  $\alpha$  y 0,7 para  $\varepsilon$  (de acuerdo a lo recomendado en la IEEE), que es más conservador que emplear valores de 1 para ambos coeficientes (esto es debido a que  $\alpha$  es más influyente que  $\varepsilon$ ).
2. En la tabla N° 11.1 se observa que la velocidad del viento influye considerablemente en el cálculo de la Capacidad de Corriente. La IEEE menciona que se pueden emplear datos de estaciones meteorológicas para el valor de  $V_v$ , también recomiendan como valor conservador 0,61 m/s (2 pies/s), valor empleado por la mayoría de fabricantes de conductores para definir la capacidad del conductor. Red Eléctrica de España /14/ considera también emplear un valor  $V_v$  de 0,6 m/s. Por otro lado, el ONS de Brasil /15/ considera emplear la velocidad de viento mínima en la región sin superar 1 m/s, valor que incrementaría de manera importante la capacidad de transmisión (tabla N° 11.1).
3. En el caso de líneas de transmisión andinas que pueden atravesar altitudes muy variadas, al emplear la altura máxima alcanzada (para el cálculo de Capacidad de Corriente) se estaría “perdiendo” capacidad de transmisión; esto se debe a que la temperatura ambiente máxima corresponderá a una zona de altitud más baja, es decir, se estaría considerando una situación irreal (situación irreal: máx.  $T_a$  y máx.  $H_e$ ). La tabla N° 11.1 muestra que el cálculo de Capacidad de Corriente es más crítico ante la variación  $T_a$  que ante la variación de  $H_e$ . Por esta razón, es recomendable separar por zonas de análisis (solo en caso de ser necesario), como por ejemplo en el Estudio “Reforzamiento de la Línea de Transmisión 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya” /7/, donde se asumieron las siguientes zonas de análisis:

Zonas de Análisis de acuerdo a la altitud	Temperatura Ambiente Máxima
Zona A (2 000 a 2 500 m.s.n.m)	27 °C
Zona B (2 500 a 3 500 m.s.n.m)	23 °C
Zona C (3 500 a 5 000 m.s.n.m)	21 °C

4. Una línea de transmisión (ubicada en costa, sierra o selva) puede atravesar diferentes latitudes, donde una variación en 1 grado de latitud (aproximadamente equivalente a 110 km en dirección Norte-Sur) produce una variación de 0,1 A en las tres líneas analizadas y en las tres metodologías (a excepción de la línea en sierra con metodología AWCO, donde la variación es de 2,3 A. equivalente al 0,3% de capacidad), es decir, para el cálculo de la Capacidad de Corriente se puede elegir un valor de “latitud media” de la línea. En caso de requerirse una mayor exactitud (que en la práctica es innecesario) se puede elegir el valor de Latitud correspondiente a la zona de mayor Ta seleccionada.

5. La elección del valor de  $Z_1$  se les hace complicado a muchos diseñadores de líneas, debido a que  $Z_1$  puede ser muy variable a lo largo de ella; sin embargo, en el Caso Base (particularmente en el día del año que hace más calor y al medio día) el valor de Hc es de 90 grados, y, de esta manera, el ángulo de incidencia del sol ( $\theta$ ) es de  $90^\circ$  para cualquier valor de  $Z_1$ , y en las tres metodologías. En caso de realizarse un cálculo alejado del medio día o en cualquier día del año (por ejemplo, para una simulación), el  $Z_1$  puede tomarse como el valor que predomine en la línea, o para mayor exactitud elegir el valor de  $Z_1$  correspondiente a la zona de mayor Ta seleccionada.

6. En la Línea 220 kV Independencia - Aceros Arequipa, se obtuvieron valores similares de Qc y Qr en las tres metodologías. Siendo el valor de QS de la IEEE mucho menor a las otras metodologías (ver tabla N° 7.4); esto se debe a que la IEEE no considera el valor del albedo; sin embargo, el valor de corriente (I) obtenido en el Caso Base presenta diferencias menores al 5% entre las tres metodologías. Por esta razón, es aceptable emplear cualquiera de las tres metodologías; sin embargo, en caso de presentarse terrenos con valores de albedo mayores a 0,2 ya no es recomendable emplear la metodología de la IEEE, en este caso se debe emplear la metodología AWCO o IEC. Es obvio que a valores bajos de albedo las tres metodologías se aproximan (pues la IEEE no considera el valor del albedo).

7. En la Línea en 138 kV Aguaytia – Pucallpa, las metodologías AWCO e IEC presentan resultados muy similares en el Caso Base y ante cualquier variación de parámetros (sensibilidades); sin embargo, la metodología de la IEEE presenta una diferencia de 8,2 % (en el Caso Base) respecto a la AWCO, a pesar de que el valor de albedo del terreno es bajo (0,1), pues de acuerdo al ítem anterior para albedos de este orden debería obtenerse resultados muy próximos entre sí (en la línea Independencia – Aceros Arequipa, a un valor de albedo de 0,1, los resultados de las tres metodologías tienen diferencias menores al 1%); Esto se debe a la alta Ta de  $39^\circ\text{C}$ , que provoca una reducción de la magnitud de Qc y

$Q_r$ , haciendo que predomine el valor de  $Q_s$  (cuyo valor es la principal diferencia entre las metodologías). Para valores de albedo muy pequeños (menores a 0,06), la metodología de la IEEE se aproxima (diferencia menor al 5%) a las otras dos metodologías; sin embargo, un valor de albedo menor a 0,06 es muy difícil que predomine a lo largo de una línea de transmisión; por ello, no se recomienda emplear la metodología de la IEEE en la región selva.

8. En la Línea 220 kV Pachachaca - Pomacocha es posible transportar una mayor corriente (en el orden del 20%) con la metodología IEC, debido principalmente a que no se corrige por altitud los valores de  $Q_c$  y  $Q_s$ . Sin embargo, no se puede adoptar esta metodología en líneas ubicadas en sierra.

9. La metodología de la AWCO considera la intensidad de radiación solar directa ( $q_{SD}$ ), la radiación solar difusa ( $q_{SD}$ ) y la radiación solar reflejada por el terreno. Los valores de  $q_{SD}$  y  $q_{SD}$  varían de acuerdo al tipo de atmósfera en cinco niveles (“Excepcionalmente Claro y Seco”, “Excepcionalmente Claro”, “Muy Claro”, “Claro” o “Industrial”), siendo la atmósfera “Excepcionalmente Claro y Seco” la de mayor intensidad solar; mientras que la atmósfera “Industrial”, la de menor intensidad solar. La elección entre estos cinco niveles podría ser empleada para obtener un cálculo de mayor exactitud o para una simulación con datos tomados en campo (por ejemplo obtener  $T_c$  en base a la corriente transmitida y condiciones ambientales medidas en un día específico). Esta metodología corrige el valor de  $Q_s$  por nivel de altitud.

10. La metodología de la IEEE considera la intensidad de radiación solar directa y difusa en un solo término ( $q_s$ ), pero no considera la radiación solar reflejada (albedo). El valor de  $q_s$  varía de acuerdo a dos tipos de atmósferas: “Clara” o “Industrial”. Durante el estudio se concluye que la atmósfera “Clara” de la IEEE se asemeja a la atmósfera “Excepcionalmente Clara” de la AWCO. La Metodología de la IEEE también corrige (aumentando) el valor de  $Q_s$  por nivel de altitud, siendo su factor de corrección “ligeramente menor” (en menos del 0,5 %) a la metodología AWCO.

11. La metodología de la IEC (donde se adoptó los modelos de Morgan para calcular  $Q_s$ ) considera la intensidad de radiación solar directa ( $q_{SD}$ ), la radiación solar difusa ( $q_{SD}$ ) y la radiación solar reflejada por el terreno, pero no ajusta el tipo de atmósfera (Clara o Industrial); sin embargo, su intensidad de radiación solar se asemeja más al tipo de atmósfera “Excepcionalmente Clara y Seca” de la AWCO. Con el único objetivo de comparar metodologías se asumió una atmósfera industrial (ver explicación en ítem 5.5.3).

No se empleó una corrección por altura para  $q_s$  debido a que la IEC no considera esta corrección en sus otras ecuaciones.

12. De manera práctica, en Australia se emplea valores de  $1000 \text{ W/m}^2$  para  $q_{sd}$  y de  $100 \text{ W/m}^2$  para  $q_{sd}$  (en verano y al medio día); en el Perú, valores similares son obtenidos con las tres metodologías, en atmósfera clara y sobre el nivel del mar, esto es de esperarse considerando que Australia presenta en mayor parte altitudes bajas (menores a  $500 \text{ msnm}$ ).

### **Conclusiones**

1. A continuación se indican los factores influyentes en el cálculo de la Capacidad de Corriente, en orden descendente a su magnitud de influencia:

- $\alpha$ : Absortividad solar
- $V_v$ : Velocidad del viento
- $\xi$ : Albedo del terreno
- $T_a$ : Temperatura ambiente
- $T_c$ : Temperatura conductor
- $\epsilon$ : Emisividad del conductor
- Hora del día
- $N$ : Día del año
- $H_e$ : Elevación del conductor
- $Lat$ : Latitud
- $Z_1$ : Azimut de la línea

2. Las tres metodologías se rigen bajo la misma ecuación de balance térmico; sin embargo, cada metodología se basa en diferentes publicaciones para calcular cada término de la ecuación ( $Q_c$ ,  $Q_r$  y  $Q_s$ ), lo cual implica que no todos los términos se aplican a cualquier región del Perú. Solo en el cálculo de  $Q_r$ , las tres metodologías emplean similar formulación, y, de esta manera, los valores obtenidos para  $Q_r$  son casi idénticos.

3. La IEEE recomienda emplear valores de  $0,5$  para  $\alpha$  y  $\epsilon$ , o también  $0,9$  para  $\alpha$  y  $0,7$  para  $\epsilon$ . De acuerdo a la tabla N° 11.1 es obvio que la segunda opción dará valores más conservadores (debido a que  $\alpha$  es más influyente que  $\epsilon$ ). Por otro lado, en zonas de alta contaminación muchos diseñadores de líneas de transmisión emplean valores de  $1$  para ambos coeficientes (considerándola como la situación más conservadora o de peor condición); sin embargo, de acuerdo a la tabla N° 11.1 se puede concluir que es más conservador emplear valores de  $0,9$  para  $\alpha$  y  $0,7$  para  $\epsilon$ . Lo mencionado se cumple en las tres metodologías así como en las tres líneas.

4. La velocidad del viento influye considerablemente en el cálculo de la Capacidad de Corriente. El valor de  $V_v$  de 0,61 m/s es muy empleado internacionalmente, y puede ser incrementado en base a información de estaciones meteorológicas; por ejemplo, al considerar una  $V_v$  de 1 m/s, se obtendrían incrementos en la capacidad de transmisión (para la misma temperatura de operación) desde 16% hasta 28%, que dependerán de la metodología empleada, de las condiciones geográficas y de las demás condiciones ambientales; es decir, sin hacer ninguna modificación en la línea, sería posible incrementar considerablemente su capacidad de transmisión.
5. En el caso de líneas de transmisión andinas, que pueden atravesar altitudes muy variadas, se debe considerar en el cálculo el valor de  $H_e$  correspondiente a la máxima  $T_a$  ( $T_a$  elegida de acuerdo a la ruta de la línea), de lo contrario al emplear la máxima altitud alcanzada se estaría considerando una situación irreal (situación irreal: máx.  $T_a$  y máx.  $H_e$ ) y “perdiendo” capacidad de transmisión.
6. Para el cálculo de la Capacidad de Corriente, se puede elegir el valor de “latitud media” (la latitud de la línea puede ser muy variable a lo largo de ella), debido a que su variación es prácticamente despreciable en la corriente ( $I$ ) obtenida. (1 grado de variación de  $Lat$  no supera el 0,3% del valor de  $I$ ).
7. El valor de  $Z_1$  no influye en el resultado del cálculo de Capacidad de Corriente, cuando este es realizado a condición de máxima intensidad de radiación solar (a mediodía de verano).
8. Para el cálculo de  $Q_s$  de la IEEE, su fuente “Heating Ventilating and Air Conditioning Guide” /13/ menciona que el valor de  $q_s$  ya incluye una “cantidad desconocida” de radiación reflejada por el terreno (albedo); sin embargo, de acuerdo a las sensibilidades realizadas (al albedo) y comparaciones con las otras dos metodologías, podemos concluir que esa “cantidad desconocida” es mínima y hasta casi despreciable. Por esta razón, el estudio considera en su texto que la metodología IEEE no emplea el valor del albedo en sus modelos matemáticos.
9. En una línea en costa (con un  $H_e$  aproximado de hasta 800 msnm), es aceptable emplear cualquiera de las tres metodologías, sin embargo, en caso de presentarse terrenos con valores de albedo mayores a 0,2 ya no es recomendable emplear la metodología de la IEEE (que no considera el albedo), en este caso se debe emplear la metodología AWCO o IEC.
10. En el caso de líneas de transmisión en selva baja, donde exista una temperatura

ambiente máxima que supere los 37 °C, no se debe emplear la metodología de la IEEE, debido a que el alto valor de  $T_a$  provoca una reducción de la magnitud de  $Q_c$  y  $Q_r$ , haciendo predominar el valor de  $Q_s$  ( $Q_s$  es la principal diferencia entre las metodologías); más aún al no considerar el valor del albedo se obtendrá diferencias considerables con respecto a las metodologías AWCO e IEC (que si consideran el albedo). En líneas en selva baja se puede emplear las metodologías AWCO e IEC hasta  $H_e$  de 350 msnm, obsérvese que  $H_e$  no es la altura máxima alcanzada en la línea, sino la altura correspondiente a la  $T_a$  máxima.

11. En la línea en 220 kV Independencia – Aceros Arequipa y en 138 kV Aguaytia Pucallpa analizadas, conforme aumenta la temperatura del conductor ( $T_c$ ) los resultados de las tres metodologías se van acercando, llegando a estar muy próximos a altas temperaturas (mayor a 75 °C). Esto se debe a que la principal diferencia (para líneas en costa y selva) entre las tres metodologías es el valor obtenido de  $Q_s$ . Por esta razón, al operar a altas temperaturas se incrementa los valores de  $Q_c$  y  $Q_r$ , haciéndose considerablemente mayor respecto a  $Q_s$ ; y así, la diferencia entre las tres metodologías disminuye también considerablemente.

12. En la línea 220 kV Pachachaca - Pomacocha, se obtuvieron valores similares de  $Q_r$  en las tres metodologías; sin embargo, se obtuvieron valores de  $Q_c$  y  $Q_s$  muy diferentes (ver tabla N° 7.5) por las siguientes razones:

- La IEEE presenta valores menores de  $Q_c$ , debido a que corrige por nivel de altitud (densidad del aire), a diferencia de la AWCO e IEC que consideran su cálculo sobre el nivel del mar.
- El valor de  $Q_s$  de AWCO es mayor al valor de  $Q_s$  de la IEC. Ambos consideran el valor del albedo; sin embargo, la AWCO corrige el valor de  $q_s$  por altitud (mayor  $H_e$  se refleja en mayor  $q_s$ ).
- El valor de  $Q_s$  de la IEC es mayor al valor de  $Q_s$  de la IEEE, debido a que, por un lado, la IEC considera el valor del albedo a diferencia de la IEEE que no lo considera, pero, por otro lado, la IEEE corrige el valor de  $q_s$  por altitud (la IEC no corrige por altitud); sin embargo, predomina más el valor del albedo sobre  $Q_s$ .

13. En la línea en 220 kV Pachachaca – Pomacocha se observa que al aumentar el valor de  $T_c$  los resultados de las tres metodologías no se acercan (a diferencia de las líneas en costa y selva, donde los resultados se acercan conforme  $T_c$  aumenta); esto se debe principalmente a que en las líneas en costa y selva las curvas  $Q_c$  eran similares (en valor y

pendiente ante el incremento de  $T_c$ ) en las tres metodologías. Sin embargo, en la línea en sierra, aparte de presentar diferentes valores de  $Q_c$  (entre las tres metodologías), estas incrementan en diferente proporción (ver figura 9.22). La IEEE presenta menor pendiente (a determinada  $T_c$ ) a causa del valor de  $R_e$  reducido (corregido por altura), valor que las metodologías AWCO e IEC no corrigen. Es decir a 4020 msnm las correcciones por altitud que se realizan o no se realizan (en los calores  $Q_c$  y  $Q_s$ ) se hacen más influyentes en los resultados.

14. Se descarta el empleo de la metodología IEC en líneas serranas, debido a que no corrige por altitud los calores  $Q_c$  y  $Q_s$ .

15. En el caso de una línea serrana se puede decir que ninguna de las tres metodologías considera todos los parámetros apropiados. Una ecuación de balance térmico que considere todos los parámetros apropiados estaría conformada por:

- $Q_c$  de la IEEE, debido a que corrige por altitud.
- $Q_r$  de cualquiera de las metodologías (pues son idénticas).
- $Q_s$  de la AWCO, debido a que considera el albedo y corrige por altitud.

Al aplicar esta “metodología completa” se estaría disminuyendo la capacidad de transmisión en un orden del 27 % a la metodología IEEE y del 30% a la metodología AWCO, cantidades bastantes considerables. Sin embargo, esta cantidad se reduce al aplicar el “margen de seguridad” durante la etapa de diseño. Por ejemplo, si diseñamos la LT 220 kV Pachachaca - Pomacocha para transmitir una potencia de 200 MVA, obtenemos 44,6 °C con la metodología IEEE y 45,0 °C con la metodología AWCO, y un diseñador de líneas adoptará 50 °C (mínimo) como temperatura para hipótesis de flecha máxima. De esta manera para 50 °C y empleando la “metodología completa” ( $Q_c$  de IEEE y  $Q_s$  de AWCO) le corresponde una potencia de transmisión de 190,4 MVA. Esta diferencia en 9,6 MVA (200 MVA – 190,4 MVA) se refleja en un incremento de flecha del orden de 5 cm, distancia de seguridad que el conductor incumplirá en la situación más crítica durante el año.

## **ANEXOS**



**ANEXO A**  
**RESULTADOS DE CAPACIDAD DE CORRIENTE – CASO BASE**

L.T. 220 KV INDEPENDENCIA - ACEROS AREQUIPA L-2217

CAPACIDAD TERMICA DEL CONDUCTOR ACAR 442.7 mm<sup>2</sup>

DATOS GENERALES

		UNIDADES			
<b>I</b>		<b>Características del Conductor</b>			
(1)	Tipo de Conductor		ACAR		
(2)	Diámetro del Conductor	mm	27,36		
(3)	Resistencia en CA ( 25°C)	ohm/km	0,0730		
	Resistencia en CA ( 75°C)	ohm/km	0,0858		
(4)	Emisividad		0,5		
(5)	Absortividad Solar		0,5		
<b>II</b>		<b>Condiciones Ambientales</b>			
(6)	Temperatura Ambiente	°C	32,1		
(7)	Velocidad del Viento	m/s	0,61		
(8)	Angulo Viento-Conductor (0° = paralelo)	°	90		
(9)	Altura sobre el nivel de mar	m	180		
<b>III</b>		<b>Calentamiento Solar</b>			
(10)	Latitud de la Zona	°	-13,75		
(11)	Tipo de Atmosfera (AWCO)		5		
	Tipo de Atmosfera (IEEE e IEC)		2		
(12)	Azimuth de la Línea	Grados	71		
(13)	Albedo (dato solo para AWCO e IEC)		0,2		
(14)	Fecha	Día-Mes	15-Feb		
(15)	Hora del Día		12		
<b>IV</b>		<b>Datos de Cálculo</b>			
(16)	Temperatura del Conductor	°C	55		
(17)	Tensión Nominal del Sistema	kV	220		
<b>V</b>		<b>Resultados</b>			
(18)	PERDIDAS CONVECTIVAS	( Qc ) W/m	IEEE 30,64	AWCO 31,24	IEC 33,20
(19)	CALOR RADIADO CONDUCTOR.	( Qr ) W/m	7,08	-1,9% 7,09	-8,4% 7,09
(20)	CALOR IRRADIADO P/SOL	( Qs ) W/m	11,85	-0,1% 14,61	-0,1% 16,73
(21)	<b>CORRIENTE CIRCULANTE</b>	( I ) A	<b>566,4</b>	<b>542,1</b>	<b>540,4</b>
(22)	<b>POTENCIA CIRCULANTE</b>	( S ) MVA	<b>215,8</b>	<b>206,6</b>	<b>205,9</b>

Tabla de Valores		
Albedo	0,1	Tierra
	0,2	Arena y hierba
	0,8	Hielo

Tipos de Atmósfera		
Tipo de Atmósfera - AWCO	1	Excep claro y seco
	2	Excep claro
	3	Muy claro
	4	Claro
	5	Industrial
Tipo de Atmósfera - IEEE e IEC	1	Claro
	2	Industrial

## L.T. 220 kV PACHACHACA - POMACUCHA L-2226

## CAPACIDAD TERMICA DEL CONDUCTOR ACSR CURLEW

## DATOS GENERALES

		UNIDADES				
<b>I</b>	<b>Características del Conductor</b>					
(1)	Tipo de Conductor			ACSR		
(2)	Diámetro del Conductor	mm		31,65		
(3)	Resistencia en CA ( 25°C)	ohm/km		0,0568		
	Resistencia en CA ( 75°C)	ohm/km		0,0676		
(4)	Emisividad			0,5		
(5)	Absortividad Solar			0,5		
<b>II</b>	<b>Condiciones Ambientales</b>					
(6)	Temperatura Ambiente	°C		18,5		
(7)	Velocidad del Viento	m/s		0,61		
(8)	Angulo Viento-Conductor (0° = paralelo)	°		90		
(9)	Altura sobre el nivel de mar	m		4020		
<b>III</b>	<b>Calentamiento Solar</b>					
(10)	Latitud de la Zona	°		-11,68		
(11)	Tipo de Atmosfera (AWCO)			2		
	Tipo de Atmosfera (IEEE e IEC)			1		
(12)	Azimuth de la Línea	Grados		34		
(13)	Albedo (dato solo para AWCO e IEC)			0,25		
(14)	Fecha	Día-Mes		20-Feb		
(15)	Hora del Día			12		
<b>IV</b>	<b>Datos de Cálculo</b>					
(16)	Temperatura del Conductor	°C		50		
(17)	Tensión Nominal del Sistema	kV		220		
<b>V</b>	<b>Resultados</b>			IEEE	AWCO	IEC
(18)	PERDIDAS CONVECTIVAS	( Qc ) W/m		35,60	46,18	50,98
					-29,7%	-43,2%
(19)	CALOR RADIADO CONDUCTOR.	( Qr ) W/m		10,32	10,33	10,33
					-0,1%	-0,1%
(20)	CALOR IRRADIADO P/SOL	( Qs ) W/m		21,05	30,39	24,95
					-44,3%	-18,5%
(21)	<b>CORRIENTE CIRCULANTE</b>	<b>( I ) A</b>		<b>632,3</b>	<b>648,0</b>	<b>764,5</b>
(22)	<b>POTENCIA CIRCULANTE</b>	<b>( S ) MVA</b>		<b>240,9</b>	<b>246,9</b>	<b>291,3</b>

Tabla de Valores		
Albedo	0,1	Tierra
	0,2	Arena y hierba
	0,8	Hielo

Tipos de Atmósfera		
Tipo de Atmósfera - AWCO	1	Excep claro y seco
	2	Excep claro
	3	Muy claro
	4	Claro
	5	Industrial
Tipo de Atmósfera - IEEE e IEC	1	Claro
	2	Industrial

## L.T. 138 kV AGUAYTIA - PUCALLPA L-1125

CAPACIDAD TERMICA DEL CONDUCTOR AAAC 304 mm<sup>2</sup>

## DATOS GENERALES

## UNIDADES

I		<b>Características del Conductor</b>				
(1)	Tipo de Conductor			AAAC		
(2)	Diámetro del Conductor	mm		22,63		
(3)	Resistencia en CA ( 25°C)	ohm/km		0,1132		
	Resistencia en CA ( 75°C)	ohm/km		0,1321		
(4)	Emisividad			0,5		
(5)	Absortividad Solar			0,5		
II		<b>Condiciones Ambientales</b>				
(6)	Temperatura Ambiente	°C		39		
(7)	Velocidad del Viento	m/s		0,61		
(8)	Angulo Viento-Conductor (0° = paralelo)	°		90		
(9)	Altura sobre el nivel de mar	m		280		
III		<b>Calentamiento Solar</b>				
(10)	Latitud de la Zona	°		-8,72		
(11)	Tipo de Atmosfera (AWCO)			2		
	Tipo de Atmosfera (IEEE e IEC)			1		
(12)	Azimuth de la Línea	Grados		54		
(13)	Albedo (dato solo para AWCO e IEC)			0,1		
(14)	Fecha	Día-Mes		27-Feb		
(15)	Hora del Día			12		
IV		<b>Datos de Cálculo</b>				
(16)	Temperatura del Conductor	°C		55		
(17)	Tensión Nominal del Sistema	kV		138		
V		<b>Resultados</b>		IEEE	AWCO	IEC
(18)	PERDIDAS CONVECTIVAS	( Qc )	W/m	19,31	19,90	20,68
					-3,0%	-7,1%
(19)	CALOR RADIADO CONDUCTOR.	( Qr )	W/m	4,23	4,23	4,23
					-0,1%	-0,1%
(20)	CALOR IRRADIADO P/SOL	( Qs )	W/m	12,10	14,49	14,95
					-19,8%	-23,5%
(21)	<b>CORRIENTE CIRCULANTE</b>	<b>( I )</b>	<b>A</b>	<b>303,1</b>	<b>278,1</b>	<b>282,9</b>
(22)	<b>POTENCIA CIRCULANTE</b>	<b>( S )</b>	<b>MVA</b>	<b>72,4</b>	<b>66,5</b>	<b>67,6</b>

Tabla de Valores

Albedo	0,1	Tierra
	0,2	Arena y hierba
	0,8	Hielo

Tipos de Atmósfera

Tipo de Atmósfera - AWCO	1	Excep claro y seco
	2	Excep claro
	3	Muy claro
	4	Claro
	5	Industrial
Tipo de Atmósfera - IEEEE e IEC	1	Claro
	2	Industrial

**ANEXO B**  
**PROGRAMACIÓN EN VISUAL BASIC PARA CÁLCULO DE**  
**PARÁMETROS DE DISEÑO**

## PROGRAMACIÓN EN VISUAL BASIC PARA CÁLCULO DE PARÁMETROS DE DISEÑO

```

Global Const PI = 3.14159265358979
'PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA RADIACION Qr
'Qr IEEE
Function Qrieee(tc, ta, Dc, emisi)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Emisividad(emisi)
Qrieee = 0.000000000178 * Dc * emisi * ((tc + 273) ^ 4 - (ta + 273) ^ 4)
End Function
'Qr AWCO
Function Qrawco(tc, ta, Dc, emisi)
Qrawco = 0.0000000000567 * 3.14159 * Dc * emisi * ((tc + 273) ^ 4 - (ta +
273) ^ 4)
End Function
'Qr IEC
Function Qriec(tc, ta, Dc, emisi)
Qriec = 0.0000000000567 * 3.14159 * Dc * emisi * ((tc + 273) ^ 4 - (ta +
273) ^ 4)
End Function
'PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA CONVECCION FORZADA Qc
'Qc IEEE
Function Qcieeee(tc, ta, Dc, He, Vv, angvi)
'Temperatura conductor(tc)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Elevación del Conductor sobre el Nivel del Mar (He)
'Velocidad del Viento(Vv)
'Angulo del Viento(angvi)
Dim uf, pf, Kf, Kang, Tfilm, qc1, qc2, qcn As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
uf = 1.458 * 10 ^ (-6) * (Tfilm + 273) ^ (1.5) / (Tfilm + 383.4)
pf = (1.293 - 1.525 * 10 ^ (-4) * He + 6.379 * 10 ^ (-9) * He ^ 2) / (1 +
0.00367 * Tfilm)
Kf = 2.424 * 10 ^ (-2) + 7.477 * 10 ^ (-5) * Tfilm - 4.407 * 10 ^ (-9) *
Tfilm ^ 2
Kang = 1.194 - Cos(angvi * 3.14159 / 180) + 0.194 * Cos(2 * angvi *
3.14159 / 180) + 0.368 * Sin(2 * angvi * 3.14159 / 180)
qc1 = (1.01 + 0.0372 * (Dc * pf * Vv / uf) ^ (0.52)) * Kf * Kang * (tc -
ta)
qc2 = 0.0119 * (Dc * pf * Vv / uf) ^ (0.6) * Kf * Kang * (tc - ta)
qcn = 0.0205 * pf ^ (0.5) * Dc ^ (0.75) * (tc - ta) ^ (1.25)
If (Vv = 0) Then
    Qcieeee = qcn
Else
    If (qc1 > qc2) Then
        Qcieeee = qc1
    Else
        Qcieeee = qc2
    End If
End If
End Function
'Qc AWCO
Function Qcawco(tc, ta, Dc, Vv)
'Temperatura conductor(tc)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Diámetro del Conductor(Dc)

```

```

'Velocidad del Viento(Vv)
Dim Tfilm, Kf, v, Re As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
Kf = 2.42 * 10 ^ (-2) + 7 * 10 ^ (-5) * Tfilm
v = 1.32 * 10 ^ (-5) + 9.6 * 10 ^ (-8) * Tfilm
Re = Dc * Vv / v / 1000
  If (Re <= 3000) Then
    Qcawco = 3.14159 * Kf * (tc - ta) * 0.57 * Re ^ (0.485)
  Else
    Qcawco = 3.14159 * Kf * (tc - ta) * 0.051 * Re ^ (0.79)
  End If
End Function
'Qc IEC
Function Qciec(tc, ta, Dc, Vv)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Velocidad del Viento(Vv)
Dim Re, Nu As Double
Re = 1.644 * 10 ^ 6 * Vv * Dc * (ta + 273 + 0.5 * (tc - ta)) ^ (-1.78)
Nu = 0.65 * Re ^ (0.2) + 0.23 * Re ^ (0.61)
Qciec = 0.02585 * Nu * (tc - ta) * 3.14159
End Function
'Calor ganado por irradiación solar Qst
'Qst IEEE
Function Qstieee(abst, Dc, He, lat, n1, hora, atmieeee, z1)
'Absortividad solar(abst)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Elevación del Conductor sobre el Nivel del Mar (He)
'Latitud (lat)
'Día del año (n1)
'hora angular (w)
'Tipo de atmósfera (atmieeee)
'azimuth de la línea (z1)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
'azimuth del sol(zc)
'variable de azimuth solar (x)
'ángulo de incidencia del sol (tet)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.4583 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
X = Sin(w * PI / 180) / (Sin(lat * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) -
Cos(lat * PI / 180) * Tan(decl * PI / 180))
If (w < 0) Then
  If (X >= 0) Then
    c = 0
  Else
    c = 180
  End If
End If
If (w >= 0) Then
  If (X >= 0) Then
    c = 180
  Else
    c = 360
  End If
End If
zc = c + Atn(X) * 180 / PI

```

```

xtet = Cos(hc * PI / 180) * Cos(zc * PI / 180 - z1 * PI / 180)
tet = (Atn(-xtet / Sqr(-xtet * xtet + 1)) + 2 * Atn(1)) * 180 / PI
sentet = Sin(tet * PI / 180)
If (atmieeee = 1) Then
    qs = -42.2391 + 63.8044 * hc - 1.922 * hc ^ 2 + 3.46921 * 10 ^ (-2) *
hc ^ 3 - 3.61118 * 10 ^ (-4) * hc ^ (4) + 1.94318 * 10 ^ (-6) * hc ^ 5 -
4.07608 * 10 ^ (-9) * hc ^ 6
Else
    qs = 53.1821 + 14.211 * hc + 6.6138 * 10 ^ (-1) * hc ^ 2 - 3.1658 *
10 ^ (-2) * hc ^ 3 + 5.4654 * 10 ^ (-4) * hc ^ (4) - 4.3446 * 10 ^ (-6) *
hc ^ 5 + 1.3236 * 10 ^ (-8) * hc ^ 6
End If
qse = (1 + 1.148 * 10 ^ (-4) * He - 1.108 * 10 ^ (-8) * He ^ 2) * qs
Qstieeee = abst * qse * sentet * Dc / 1000
End Function
'Qst AWCO
Function Qstawco(abst, Dc, He, lat, n2, hora, atmawco, z1, alb)
'Absortividad solar(abst)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Elevación del Conductor sobre el Nivel del Mar (He)
'Latitud (lat)
'n2: número de dias apartir del 22 de setiembre (hemisferio sur)
'hora angular (w)
'Tipo de atmósfera (atmawco)
'azimuth de la línea (z1)
'albedo(alb)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
'azimuth del sol(zc)
'ángulo de incidencia del sol (tet)
'Intensidad de radiación solar directa qsd1
'Intensidad de radiación solar difusa qsd2
'ángulo de incidencia del sol (tet)
w = (hora - 12) * 15
lat = -lat
'En AWCO el valor de la latitud es el valor absoluto
decl = 23.4 * Sin(0.0172 * n2)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI

xzc = -Cos(decl * PI / 180) * Sin(w * PI / 180) / Cos(hc * PI / 180)
zc = Atn(xzc / Sqr(-xzc * xzc + 1)) * 180 / PI
xtet = Cos(hc * PI / 180) * Cos(zc * PI / 180 - z1 * PI / 180)
tet = (Atn(-xtet / Sqr(-xtet * xtet + 1)) + 2 * Atn(1)) * 180 / PI
sentet = Sin(tet * PI / 180)
If (atmawco = 1) Then
    qsd1 = 0.04567975474 + 0.7421152733 * hc - 0.02811467375 * hc ^ 2 +
0.000588065668 * hc ^ 3 - 0.000006222901525 * hc ^ 4 + 2.572476432E-08 *
hc ^ 5
ElseIf (atmawco = 2) Then
    qsd1 = 0.04683847343 + 0.6007327668 * hc - 0.01892209413 * hc ^ 2 +
3.423533976 * 10 ^ -4 * hc ^ 3 - 3.252899741 * 10 ^ -6 * hc ^ 4 +
1.240980662 * 10 ^ -8 * hc ^ 5
ElseIf (atmawco = 3) Then
    qsd1 = 2.32140422 * 10 ^ -3 + 0.3631013304 * hc - 4.583486047 * 10 ^
-3 * hc ^ 2 - 3.32746379 * 10 ^ -6 * hc ^ 3 + 4.761693229 * 10 ^ -7 * hc
^ 4 - 2.587841405 * 10 ^ -9 * hc ^ 5
ElseIf (atmawco = 4) Then
    qsd1 = 9.03544173 * 10 ^ -3 + 0.2228086521 * hc - 7.465016196 * 10 ^

```



```

-4 * hc ^ 2 - 2.882951663 * 10 ^ -5 * hc ^ 3 + 2.826110353 * 10 ^ -7
* hc ^ 4 - 5.61262638 * 10 ^ -10 * hc ^ 5
Else
  qsd1 = 3.3801133244 * 10 ^ -3 + 0.1577249021 * hc + 8.904466081 * 10
  ^ -4 * hc ^ 2 - 7.633636701 * 10 ^ -5 * hc ^ 3 + 9.647241689 * 10 ^ -7 *
  hc ^ 4 - 3.921620095 * 10 ^ -9 * hc ^ 5
End If
qsd1 = qsd1 * 100
If (atmawco = 1) Then
  qsd2 = 0
ElseIf (atmawco = 2) Then
  qsd2 = 9.467641274 * 10 ^ -3 + 0.01791699744 * hc + 2.740829622 * 10
  ^ -4 * hc ^ 2 - 1.961316519 * 10 ^ -5 * hc ^ 3 + 2.874139544 * 10 ^ -7 *
  hc ^ 4 - 1.344309463 * 10 ^ -9 * hc ^ 5
ElseIf (atmawco = 3) Then
  qsd2 = 2.672790655 * 10 ^ -3 + 0.03742191882 * hc - 4.744237943 * 10
  ^ -4 * hc ^ 2 + 3.860748891 * 10 ^ -6 * hc ^ 3 - 3.834392012 * 10 ^ -8 *
  hc ^ 4 + 2.206944703 * 10 ^ -10 * hc ^ 5
ElseIf (atmawco = 4) Then
  qsd2 = -5.908449652 * 10 ^ -3 + 0.04328543791 * hc - 7.163650412 * 10
  ^ -4 * hc ^ 2 + 2.127012317 * 10 ^ -5 * hc ^ 3 - 3.606098017 * 10 ^ -7 *
  hc ^ 4 + 2.00210389 * 10 ^ -9 * hc ^ 5
Else
  qsd2 = -5.85138624 * 10 ^ -3 + 0.044842987 * hc + 2.540759476 * 10 ^
  -4 * hc ^ 2 - 1.464527385 * 10 ^ -5 * hc ^ 3 + 1.387238179 * 10 ^ -7 * hc
  ^ 4 - 4.151798283 * 10 ^ -10 * hc ^ 5
End If
qsd2 = qsd2 * 100
qs = qsd1 * (sentet + PI / 2 * alb * Sin(hc * PI / 180)) + qsd2 * (1 + PI
/ 2 * alb)
qse = (1 + 1.148 * 10 ^ (-4) * He - 1.076 * 10 ^ (-8) * He ^ 2) * qs
Qstawco = abst * qse * Dc / 1000
End Function
'Qst morg (IEC)
Function Qstmorg(abst, Dc, lat, n1, hora, atmmorg, z1, alb)
'Absortividad solar(abst)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Latitud (lat)
'Día del año n1
'hora angular (w)
'Tipo de atmósfera (atmmorg)
'azimuth de la línea (z1)
'albedo(alb)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
'azimuth del sol(zc)
'ángulo de incidencia del sol (tet)
'Intensidad de radiación solar directa qsd1
'Intensidad de radiación solar difusa qsd2
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.45 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
xzc = -Cos(decl * PI / 180) * Sin(w * PI / 180) / Cos(hc * PI / 180)
zc = Atn(xzc / Sqr(-xzc * xzc + 1)) * 180 / PI
xtet = Cos(hc * PI / 180) * Cos(zc * PI / 180 - z1 * PI / 180)
tet = (Atn(-xtet / Sqr(-xtet * xtet + 1)) + 2 * Atn(1)) * 180 / PI
sentet = Sin(tet * PI / 180)
If (atmmorg = 1) Then

```

```

    qsd1 = 1280 * Sin(hc * PI / 180) / (Sin(hc * PI / 180) + 0.314)
Else
    qsd1 = 0.65 * (1280 * Sin(hc * PI / 180) / (Sin(hc * PI / 180) +
0.314))
End If
qsdx = 1280 * Sin(hc * PI / 180) / (Sin(hc * PI / 180) + 0.314)
If (atmmorg = 1) Then
    qsd2 = (570 - 0.47 * qsdx) * (Sin(hc * PI / 180)) ^ (1.2)
Else
    qsd2 = 1.85 * (570 - 0.47 * qsdx) * (Sin(hc * PI / 180)) ^ (1.2)
End If
Qstmorg = abst * Dc / 1000 * (qsd1 * (sentet + PI / 2 * alb * Sin(hc * PI
/ 180)) + PI * qsd2 / 2 * (1 + alb))
End Function

```

## PROGRAMACIÓN EN VISUAL BASIC DE CADA PARÁMETRO POR LAS TRES METODOLOGÍAS

```

Global Const PI = 3.14159265358979
'Conductividad térmica del aire kf (para calcular Qc IEEE)
Function kfieee(tc, ta)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Temperatura conductor(tc)
Tfilm = (tc + ta) / 2
Kf = 2.424 * 10 ^ (-2) + 7.477 * 10 ^ (-5) * Tfilm - 4.407 * 10 ^ (-9) *
Tfilm ^ 2
kfieee = Kf
End Function
'Conductividad térmica del aire kf (para calcular Qc AWCO)
Function kfawco(tc, ta)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Temperatura conductor(tc)
Tfilm = (tc + ta) / 2
Kf = 2.42 * 10 ^ (-2) + 7 * 10 ^ (-5) * (tc + ta) / 2
kfawco = Kf
End Function
'Densidad del aire pf (para calcular Qc IEEE)
Function pfieee(tc, ta, He)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Temperatura conductor(tc)
'Elevación del Conductor sobre el Nivel del Mar (He)
Dim pf As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
pf = (1.293 - 1.525 * 10 ^ (-4) * He + 6.379 * 10 ^ (-9) * He ^ 2) / (1 +
0.00367 * Tfilm)
pfieee = pf
End Function
'Viscosidad dinámica del aire uf (para calcular Qc IEEE)
Function ufieee(tc, ta)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Temperatura conductor(tc)
Dim uf As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
uf = 1.458 * 10 ^ (-6) * (Tfilm + 273) ^ (1.5) / (Tfilm + 383.4)
ufieee = uf
End Function
'Viscosidad cinemática del aire v (para calcular Qc AWCO)
Function vawco(tc, ta)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Temperatura conductor(tc)
Dim v As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
v = 1.32 * 10 ^ (-5) + 9.6 * 10 ^ (-8) * (Tfilm)
vawco = v
End Function
'Viscosidad cinemática del aire v (para calcular Qc IEEE)
Function vieeee(tc, ta, He)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Temperatura conductor(tc)
'Elevación del Conductor sobre el Nivel del Mar (He)
Dim v, pf, uf As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
uf = 1.458 * 10 ^ (-6) * (Tfilm + 273) ^ (1.5) / (Tfilm + 383.4)
pf = (1.293 - 1.525 * 10 ^ (-4) * He + 6.379 * 10 ^ (-9) * He ^ 2) / (1 +

```

```

0.00367 * Tfilm)
v = uf / pf
vieee = v
End Function
'Numero de Reynolds Re (para calcular Qc IEEE)
Function Reieee(tc, ta, He, Dc, Vv)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Temperatura conductor(tc)
'Elevación del Conductor sobre el Nivel del Mar (He)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Velocidad del Viento(Vv)
Dim v, pf, uf As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
uf = 1.458 * 10 ^ (-6) * (Tfilm + 273) ^ (1.5) / (Tfilm + 383.4)
pf = (1.293 - 1.525 * 10 ^ (-4) * He + 6.379 * 10 ^ (-9) * He ^ 2) / (1 +
0.00367 * Tfilm)
v = uf / pf
Re = Dc * Vv / v / 1000
Reieee = Re
End Function
'Numero de Reynolds Re (para calcular Qc AWCO)
Function Reawco(tc, ta, Dc, Vv)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Temperatura conductor(tc)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Velocidad del Viento(Vv)
Dim v As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
v = 1.32 * 10 ^ (-5) + 9.6 * 10 ^ (-8) * (Tfilm)
Re = Dc * Vv / v / 1000
Reawco = Re
End Function
'Numero de Reynolds Re (para calcular Qc IEC)
Function Reiec(tc, ta, Dc, Vv)
'Temperatura conductor(tc)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Velocidad del Viento(Vv)
Dim Re As Double
Re = 1.644 * 10 ^ 6 * Vv * Dc * (ta + 273 + 0.5 * (tc - ta)) ^ (-1.78)
Reiec = Re
End Function
'PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA CONVECCION FORZADA Qc1 IEEE
Function Qc1ieee(tc, ta, Dc, He, Vv, angvi)
'Temperatura conductor(tc)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Elevación del Conductor sobre el Nivel del Mar (He)
'Velocidad del Viento(Vv)
'Angulo del Viento(angvi)
Dim uf, pf, Kf, Kang, Tfilm, qc1 As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
uf = 1.458 * 10 ^ (-6) * (Tfilm + 273) ^ (1.5) / (Tfilm + 383.4)
pf = (1.293 - 1.525 * 10 ^ (-4) * He + 6.379 * 10 ^ (-9) * He ^ 2) / (1 +
0.00367 * Tfilm)
Kf = 2.424 * 10 ^ (-2) + 7.477 * 10 ^ (-5) * Tfilm - 4.407 * 10 ^ (-9) *
Tfilm ^ 2
Kang = 1.194 - Cos(angvi * 3.14159 / 180) + 0.194 * Cos(2 * angvi *
3.14159 / 180) + 0.368 * Sin(2 * angvi * 3.14159 / 180)
qc1 = (1.01 + 0.0372 * (Dc * pf * Vv / uf) ^ (0.52)) * Kf * Kang * (tc -

```

```

ta)
Qc1ieeee = qc1
End Function
'PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA CONVECCION FORZADA Qc2 IEEE
Function Qc2ieeee(tc, ta, Dc, He, vel, angvi)
'Temperatura conductor(tc)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Elevación del Conductor sobre el Nivel del Mar (He)
'Velocidad del Viento(Vv)
'Angulo del Viento(angvi)
Dim uf, pf, Kf, Kang, Tfilm, qc2 As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
uf = 1.458 * 10 ^ (-6) * (Tfilm + 273) ^ (1.5) / (Tfilm + 383.4)
pf = (1.293 - 1.525 * 10 ^ (-4) * He + 6.379 * 10 ^ (-9) * He ^ 2) / (1 +
0.00367 * Tfilm)
Kf = 2.424 * 10 ^ (-2) + 7.477 * 10 ^ (-5) * Tfilm - 4.407 * 10 ^ (-9) *
Tfilm ^ 2
Kang = 1.194 - Cos(angvi * 3.14159 / 180) + 0.194 * Cos(2 * angvi *
3.14159 / 180) + 0.368 * Sin(2 * angvi * 3.14159 / 180)
qc2 = 0.0119 * (Dc * pf * vel / uf) ^ (0.6) * Kf * Kang * (tc - ta)
Qc2ieeee = qc2
End Function
'PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA CONVECCION FORZADA Qcn IEEE
Function Qcnieeee(tc, ta, Dc, He)
'Temperatura conductor(tc)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Elevación del Conductor sobre el Nivel del Mar (He)
Dim pf, Tfilm, qcn As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
pf = (1.293 - 1.525 * 10 ^ (-4) * He + 6.379 * 10 ^ (-9) * He ^ 2) / (1 +
0.00367 * Tfilm)
qcn = 0.0205 * pf ^ (0.5) * Dc ^ (0.75) * (tc - ta) ^ (1.25)
Qcnieeee = qcn
End Function
'PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA CONVECCION FORZADA Qc1 AWCO
Function Qclawco(tc, ta, Dc, Vv)
'Temperatura conductor(tc)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Velocidad del Viento(Vv)
Dim Tfilm, Kf, v, Re As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
Kf = 2.42 * 10 ^ (-2) + 7 * 10 ^ (-5) * Tfilm
v = 1.32 * 10 ^ (-5) + 9.6 * 10 ^ (-8) * Tfilm
Re = Dc * Vv / v / 1000
Qclawco = PI * Kf * (tc - ta) * 0.57 * Re ^ (0.485)
End Function
'PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA CONVECCION FORZADA Qc2 AWCO
Function Qc2awco(tc, ta, Dc, Vv)
'Temperatura conductor(tc)
'Temperatura Ambiente(ta)
'Diámetro del Conductor(Dc)
'Velocidad del Viento(Vv)
Dim Tfilm, Kf, v, Re As Double
Tfilm = (tc + ta) / 2
Kf = 2.42 * 10 ^ (-2) + 7 * 10 ^ (-5) * Tfilm
v = 1.32 * 10 ^ (-5) + 9.6 * 10 ^ (-8) * Tfilm
Re = Dc * Vv / v / 1000

```

```

Qc2awco = PI * Kf * (tc - ta) * 0.051 * Re ^ (0.79)
End Function
'Declinación Solar (para calcular Qs IEEE)
Function Declieeee(n1)
'Día del año n1
Declieeee = 23.4583 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
End Function
'Declinación Solar (para calcular Qs AWCO)
Function Declawco(n2)
'n2: número de días apartir del 22 de setiembre (hemisferio sur)
Declawco = 23.4 * Sin(0.0172 * n2)
End Function
'Declinación Solar (para calcular Qs Morgan)
Function Declmorg(n1)
'Día del año n1
Declmorg = 23.45 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
End Function
'Altitud del Sol Hc(para calcular Qs IEEE)
Function hcieeee(lat, n1, hora)
'Latitud (lat)
'Día del año n1
'hora angular (w)
'Declinación Solar (decl)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.4583 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * 3.14159 / 180)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hcieeee = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
End Function
'Altitud del Sol Hc(para calcular Qs AWCO)
Function hcawco(lat, n2, hora)
'Latitud (lat)
'hora angular (w)
'n2: número de días apartir del 22 de setiembre (hemisferio sur)
'Declinación Solar (decl)
w = (hora - 12) * 15
lat = -lat
'En AWCO el valor de la latitud es el valor absoluto
decl = 23.4 * Sin(0.0172 * n2)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hcawco = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
End Function
'Altitud del Sol Hc(para calcular Qs Morgan)
Function hcmorg(lat, n1, hora)
'Latitud (lat)
'hora angular (w)
'Día del año n1
'Declinación Solar (decl)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.45 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hcmorg = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
End Function
'Constante de azimuth solar C(para calcular Qs IEEE)
Function cieeee(lat, n1, hora)
'Latitud (lat)
'hora angular (w)
'Día del año n1

```

```

'Declinación Solar (decl)
'variable de azimuth solar (x)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.4583 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * 3.14159 / 180)
X = Sin(w * PI / 180) / (Sin(lat * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) -
Cos(lat * PI / 180) * Tan(decl * PI / 180))
If (w < 0) Then
  If (X >= 0) Then
    cieeee = 0
  Else
    cieeee = 180
  End If
End If
If (w >= 0) Then
  If (X >= 0) Then
    cieeee = 180
  Else
    cieeee = 360
  End If
End If
End Function
'Azimuth del sol Zc (para calcular Qs IEEEE)
Function zcieeee(lat, n1, hora)
'Latitud (lat)
'Día del año n1
'hora angular (w)
'Declinación Solar (decl)
'variable de azimuth solar (x)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.4583 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * 3.14159 / 180)
X = Sin(w * PI / 180) / (Sin(lat * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) -
Cos(lat * PI / 180) * Tan(decl * PI / 180))
If (w < 0) Then
  If (X >= 0) Then
    c = 0
  Else
    c = 180
  End If
End If
If (w >= 0) Then
  If (X >= 0) Then
    c = 180
  Else
    c = 360
  End If
End If
zcieeee = c + Atn(X) * 180 / PI
End Function
'Azimuth del sol Zc (para calcular Qs AWCO)
Function zcawco(lat, n2, hora)
'Latitud (lat)
'n2: número de días apartir del 22 de setiembre (hemisferio sur)
'hora angular (w)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
w = (hora - 12) * 15
lat = -lat
'En AWCO el valor de la latitud es el valor absoluto
decl = 23.4 * Sin(0.0172 * n2)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +

```

```

Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
xzc = -Cos(decl * PI / 180) * Sin(w * PI / 180) / Cos(hc * PI / 180)
zcawco = Atn(xzc / Sqr(-xzc * xzc + 1)) * 180 / PI
End Function
'Azimuth del sol Zc (para calcular Qs Morgan)
Function zcmorg(lat, n1, hora)
'Latitud (lat)
'n2: número de días apartir del 22 de setiembre (hemisferio sur)
'hora angular (w)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.45 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
xzc = -Cos(decl * PI / 180) * Sin(w * PI / 180) / Cos(hc * PI / 180)
zcmorg = Atn(xzc / Sqr(-xzc * xzc + 1)) * 180 / PI
End Function
'Angulo de incidencia del sol tet (para calcular Qs IEEE)
Function tetieeee(lat, n1, hora, z1)
'Latitud (lat)
'Día del año n1
'hora angular (w)
'azimuth de la línea (z1)
'azimuth del sol(zc)
'Declinación Solar (decl)
'variable de azimuth solar (x)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.4583 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * 3.14159 / 180)
X = Sin(w * PI / 180) / (Sin(lat * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) -
Cos(lat * PI / 180) * Tan(decl * PI / 180))
If (w < 0) Then
  If (X >= 0) Then
    c = 0
  Else
    c = 180
  End If
End If
If (w >= 0) Then
  If (X >= 0) Then
    c = 180
  Else
    c = 360
  End If
End If
zc = c + Atn(X) * 180 / PI
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
xtet = Cos(hc * PI / 180) * Cos(zc * PI / 180 - z1 * PI / 180)
tetieeee = (Atn(-xtet / Sqr(-xtet * xtet + 1)) + 2 * Atn(1)) * 180 / PI
End Function
'Seno del ángulo de incidencia del sol (para calcular Qs IEEE)
Function sentetieeee(lat, n1, hora, z1)
'Latitud (lat)
'Día del año n1
'hora angular (w)
'azimuth de la línea (z1)

```



```

'azimuth del sol(zc)
'Declinación Solar (decl)
'variable de azimuth solar (x)
'ángulo de incidencia del sol (tet)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.4583 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * 3.14159 / 180)
X = Sin(w * PI / 180) / (Sin(lat * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) -
Cos(lat * PI / 180) * Tan(decl * PI / 180))
If (w < 0) Then
  If (X >= 0) Then
    c = 0
  Else
    c = 180
  End If
End If
If (w >= 0) Then
  If (X >= 0) Then
    c = 180
  Else
    c = 360
  End If
End If
zc = c + Atn(X) * 180 / PI
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
xtet = Cos(hc * PI / 180) * Cos(zc * PI / 180 - z1 * PI / 180)
tet = (Atn(-xtet / Sqr(-xtet * xtet + 1)) + 2 * Atn(1)) * 180 / PI
sentetieeee = Sin(tet * PI / 180)
End Function
'Ángulo de incidencia del sol tet (para calcular Qs AWCO)
Function tetawco(lat, n2, hora, z1)
'Latitud (lat)
'n2: número de días apartir del 22 de setiembre (hemisferio sur)
'hora angular (w)
'azimuth de la línea (z1)
'azimuth del sol(zc)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
w = (hora - 12) * 15
lat = -lat
'En AWCO el valor de la latitud es el valor absoluto
decl = 23.4 * Sin(0.0172 * n2)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
xzc = -Cos(decl * PI / 180) * Sin(w * PI / 180) / Cos(hc * PI / 180)
zc = Atn(xzc / Sqr(-xzc * xzc + 1)) * 180 / PI
xtet = Cos(hc * PI / 180) * Cos(zc * PI / 180 - z1 * PI / 180)
tetawco = (Atn(-xtet / Sqr(-xtet * xtet + 1)) + 2 * Atn(1)) * 180 / PI
End Function
'Seno del ángulo de incidencia del sol (para calcular Qs AWCO)
Function sentetawco(lat, n2, hora, z1)
'Latitud (lat)
'n2: número de días apartir del 22 de setiembre (hemisferio sur)
'hora angular (w)
'azimuth de la línea (z1)
'azimuth del sol(zc)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)

```

```

'ángulo de incidencia del sol (tet)
w = (hora - 12) * 15
lat = -lat
'En AWCO el valor de la latitud es el valor absoluto
decl = 23.4 * Sin(0.0172 * n2)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
xzc = -Cos(decl * PI / 180) * Sin(w * PI / 180) / Cos(hc * PI / 180)
zc = Atn(xzc / Sqr(-xzc * xzc + 1)) * 180 / PI
xtet = Cos(hc * PI / 180) * Cos(zc * PI / 180 - z1 * PI / 180)
tet = (Atn(-xtet / Sqr(-xtet * xtet + 1)) + 2 * Atn(1)) * 180 / PI
sentetawco = Sin(tet * PI / 180)
End Function
'Angulo de incidencia del sol tet (para calcular Qs Morgan)
Function tetmorg(lat, n1, hora, z1)
'Latitud (lat)
'Día del año (n1)
'hora angular (w)
'azimuth de la línea (z1)
'azimuth del sol(zc)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.45 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
xzc = -Cos(decl * PI / 180) * Sin(w * PI / 180) / Cos(hc * PI / 180)
zc = Atn(xzc / Sqr(-xzc * xzc + 1)) * 180 / PI
xtet = Cos(hc * PI / 180) * Cos(zc * PI / 180 - z1 * PI / 180)
tetmorg = (Atn(-xtet / Sqr(-xtet * xtet + 1)) + 2 * Atn(1)) * 180 / PI
End Function
'Seno del ángulo de incidencia del sol (para calcular Qs Morgan)
Function sentetmorg(lat, n1, hora, z1)
'Latitud (lat)
'Día del año (n1)
'hora angular (w)
'azimuth de la línea (z1)
'azimuth del sol(zc)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
'ángulo de incidencia del sol (tet)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.45 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
xzc = -Cos(decl * PI / 180) * Sin(w * PI / 180) / Cos(hc * PI / 180)
zc = Atn(xzc / Sqr(-xzc * xzc + 1)) * 180 / PI
xtet = Cos(hc * PI / 180) * Cos(zc * PI / 180 - z1 * PI / 180)
tet = (Atn(-xtet / Sqr(-xtet * xtet + 1)) + 2 * Atn(1)) * 180 / PI
sentetmorg = Sin(tet * PI / 180)
End Function
'Intensidad de radiación solar qs IEEE
Function qsieeee(lat, n1, hora, atmieeee)
'Latitud (lat)
'Día del año (n1)
'Tipo de atmósfera (atmieeee)
'hora angular (w)

```

```

'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.4583 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
If (atmieee = 1) Then
    qsieeee = -42.2391 + 63.8044 * hc - 1.922 * hc ^ 2 + 3.46921 * 10 ^ (-
2) * hc ^ 3 - 3.61118 * 10 ^ (-4) * hc ^ (4) + 1.94318 * 10 ^ (-6) * hc ^
5 - 4.07608 * 10 ^ (-9) * hc ^ 6
Else
    qsieeee = 53.1821 + 14.211 * hc + 6.6138 * 10 ^ (-1) * hc ^ 2 - 3.1658
* 10 ^ (-2) * hc ^ 3 + 5.4654 * 10 ^ (-4) * hc ^ (4) - 4.3446 * 10 ^ (-6)
* hc ^ 5 + 1.3236 * 10 ^ (-8) * hc ^ 6
End If
End Function
'Intensidad de radiación solar directa qsd AWCO
Function qsdlawco(lat, n2, hora, atmawco)
'Latitud (lat)
'n2: número de días apartir del 22 de setiembre (hemisferio sur)
'hora angular (w)
'Tipo de atmósfera (atmawco)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
w = (hora - 12) * 15
lat = -lat
'En AWCO el valor de la latitud es el valor absoluto
decl = 23.4 * Sin(0.0172 * n2)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
If (atmawco = 1) Then
    qsdlawco = 0.04567975474 + 0.7421152733 * hc - 0.02811467375 * hc ^ 2
+ 0.000588065668 * hc ^ 3 - 0.000006222901525 * hc ^ 4 + 2.572476432E-08
* hc ^ 5
ElseIf (atmawco = 2) Then
    qsdlawco = 0.04683847343 + 0.6007327668 * hc - 0.01892209413 * hc ^ 2
+ 3.423533976 * 10 ^ -4 * hc ^ 3 - 3.252899741 * 10 ^ -6 * hc ^ 4 +
1.240980662 * 10 ^ -8 * hc ^ 5
ElseIf (atmawco = 3) Then
    qsdlawco = 2.32140422 * 10 ^ -3 + 0.3631013304 * hc - 4.583486047 * 10 ^
-3 * hc ^ 2 - 3.32746379 * 10 ^ -6 * hc ^ 3 + 4.761693229 * 10 ^ -7 * hc
^ 4 - 2.587841405 * 10 ^ -9 * hc ^ 5
ElseIf (atmawco = 4) Then
    qsdlawco = 9.03544173 * 10 ^ -3 + 0.2228086521 * hc - 7.465016196 * 10 ^
-4 * hc ^ 2 - 2.882951663 * 10 ^ -5 * hc ^ 3 + 2.826110353 * 10 ^ -7 * hc
^ 4 - 5.61262638 * 10 ^ -10 * hc ^ 5
Else
    qsdlawco = 3.3801133244 * 10 ^ -3 + 0.1577249021 * hc + 8.904466081 * 10
^ -4 * hc ^ 2 - 7.633636701 * 10 ^ -5 * hc ^ 3 + 9.647241689 * 10 ^ -7 *
hc ^ 4 - 3.921620095 * 10 ^ -9 * hc ^ 5
End If
qsdlawco = qsdlawco * 100
End Function
'Intensidad de radiación solar difusa qsd AWCO
Function qsd2awco(lat, n2, hora, atmawco)
'Latitud (lat)
'n2: número de días apartir del 22 de setiembre (hemisferio sur)
'hora angular (w)

```

```

'Tipo de atmósfera (atmawco)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
w = (hora - 12) * 15
lat = -lat
'En AWCO el valor de la latitud es el valor absoluto
decl = 23.4 * Sin(0.0172 * n2)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
If (atmawco = 1) Then
    qsd2awco = 0
ElseIf (atmawco = 2) Then
    qsd2awco = 9.467641274 * 10 ^ -3 + 0.01791699744 * hc + 2.740829622 *
10 ^ -4 * hc ^ 2 - 1.961316519 * 10 ^ -5 * hc ^ 3 + 2.874139544 * 10 ^ -7
* hc ^ 4 - 1.344309463 * 10 ^ -9 * hc ^ 5
ElseIf (atmawco = 3) Then
    qsd2awco = 2.672790655 * 10 ^ -3 + 0.03742191882 * hc - 4.744237943 * 10
^ -4 * hc ^ 2 + 3.860748891 * 10 ^ -6 * hc ^ 3 - 3.834392012 * 10 ^ -8 *
hc ^ 4 + 2.206944703 * 10 ^ -10 * hc ^ 5
ElseIf (atmawco = 4) Then
    qsd2awco = -5.908449652 * 10 ^ -3 + 0.04328543791 * hc - 7.163650412 * 10
^ -4 * hc ^ 2 + 2.127012317 * 10 ^ -5 * hc ^ 3 - 3.606098017 * 10 ^ -7 *
hc ^ 4 + 2.00210389 * 10 ^ -9 * hc ^ 5
Else
    qsd2awco = -5.85138624 * 10 ^ -3 + 0.044842987 * hc + 2.540759476 * 10 ^
-4 * hc ^ 2 - 1.464527385 * 10 ^ -5 * hc ^ 3 + 1.387238179 * 10 ^ -7 * hc
^ 4 - 4.151798283 * 10 ^ -10 * hc ^ 5
End If
qsd2awco = qsd2awco * 100
End Function
'Intensidad de radiación solar directa qsd Morgan
Function qsdlmorg(lat, n1, hora, atmmorg)
'Latitud (lat)
'Día del año n1
'hora angular (w)
'Tipo de atmósfera (atmmorg)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.45 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
If (atmmorg = 1) Then
    qsdlmorg = 1280 * Sin(hc * PI / 180) / (Sin(hc * PI / 180) + 0.314)
Else
    qsdlmorg = 0.65 * (1280 * Sin(hc * PI / 180) / (Sin(hc * PI / 180) +
0.314))
End If
End Function
'Intensidad de radiación solar difusa qsd Morgan
Function qsd2morg(lat, n1, hora, atmmorg)
'Latitud (lat)
'Día del año n1
'hora angular (w)
'Tipo de atmósfera (atmmorg)
'Declinación Solar (decl)
'Altitud del sol(hc)
'Intensidad de radiación solar directa (qsd1)

```

```
w = (hora - 12) * 15
decl = 23.45 * Sin((284 + n1) * 360 / 365 * PI / 180)
xhc = Cos(lat * PI / 180) * Cos(decl * PI / 180) * Cos(w * PI / 180) +
Sin(lat * PI / 180) * Sin(decl * PI / 180)
hc = Atn(xhc / Sqr(-xhc * xhc + 1)) * 180 / PI
qsd1 = 1280 * Sin(hc * PI / 180) / (Sin(hc * PI / 180) + 0.314)
If (atmmorg = 1) Then
    qsd2morg = (570 - 0.47 * qsd1) * (Sin(hc * PI / 180)) ^ (1.2)
Else
    qsd2morg = 1.85 * (570 - 0.47 * qsd1) * (Sin(hc * PI / 180)) ^ (1.2)
End If
End Function
```

## BIBLIOGRAFÍA

- /1/ IEEE Standard, “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”, IEEE Standard 738-2006.
- /2/ IEC, “Overhead Electrical Conductors – Calculation Methods for Stranded Bare Conductors”, IEC 1597, 1995.
- /3/ “Electrical Data for Overhead Conductors”, Aluminium Wire & Cable Company Limited, Publ. OT59 Issue 1, London, April 1976.
- /4/ “Estudio de la Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea 220 kV – 25 km, Planta 2 Pisco a 180 MW”, Cesel S.A., 2008.
- /5/ “Ingeniería Básica y de Detalle de la Nueva SET. Chilca 220/60/22,9 kV y Líneas Asociadas de 220 y 60 kV”, Cesel S.A., 2007.
- /6/ “Repotenciación de las Líneas de Transmisión 220 kV de REP”, Cesel S.A., 2008.
- /7/ “Reforzamiento de la Línea de Transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya”, Cesel S.A., 2009.
- /8/ “Informe Final Línea de Transmisión a 220 kV S.E. Independencia – S.E. Laminadora del Pacifico”, PyV Ingenieros S.A., 1980.
- /9/ “Informe Final de Supervisión de la Línea de Transmisión Mantaro-Pachachaca-Callahuanca y Pachachaca-Pomacocha”, Acres International Limited/Cesel S.A., 1984.
- /10/ “Estudio Definitivo de la Variante L.T. 220 kV Pachachaca – Pomacocha”, Cesel S.A., 2001.
- /11/ “Estudio Definitivo de la Línea de Transmisión 138 kV Aguaytía - Pucallpa y Subestaciones”, Cesel S.A., 2000.
- /12/ Morgan V.T., “The Thermal Rating of Overhead Line Conductors Part 1. The Steady-State Thermal Model”, Electr. Power Syst, 1982.
- /13/ “Heating Ventilating and Air Conditioning Guide”, American Society of Heating Ventilating Engineers, 1952.

- /14/ “Procedimientos de Operación del Sistema. - P.O. 1.2 Niveles admisibles de la carga en la red”. Red Eléctrica de España (REE), 1998.
- /15/ “Requisitos mínimos para linhas de transmissão aéreas. - Submódulo 2.4”. Operador Nacional del Sistema (ONS) de Brasil, 2010.
- /16/ Ing. Hernán Untiveros, “Diseño de Líneas de Transmisión Aéreas a Altas Tensiones”, 1998.
- /17/ Nelson Santiago, “Linhas Aéreas de Transmissão”, Departamento de Elétrotécnica da UFRJ, 1983.
- /18/ Neil P. Schmidt, “Comparison between IEEE. and CIGRE Ampacity Standards”, IEEE, 1999.
- /19/ P. Tiew, M. Negnevitsky and M. Kashem, “Loading Capabilities Assessment of Power Transmission Lines”. School Of Engineering - University Of Tasmania.
- /20/ K. Adomah, Y. Mizuno, K. Naito, “Examination of CIGRE Method of Assessing Transmission Line Conductor’s Temperature”. Paper CIGRE, 2000.
- /21/ “Conductor and Associated Hardware Impacts During High Temperature Operations”, EPRI – Power Technologies, 1997.
- /22/ J. Lamsoul, J. Rogier, P. Couneson, A. Van Overmeere, “Belgian experience on initiatives to improve the capability of existing overhead lines” CIGRE 22-206.