

# Tính toán trường nhiệt và Ampacity của đường dây truyền tải điện trên không bằng phương pháp phần tử hữu hạn

• **Võ Văn Hoàng Long**

Trường Cao đẳng LILAMA 2, Đồng Nai

• **Vũ Phan Tú**

ĐHQG-HCM

(Bài nhận ngày 22 tháng 10 năm 2013, hoàn chỉnh sửa chữa ngày 16 tháng 1 năm 2014)

## TÓM TẮT:

Sự bùng nổ dân số và nền kinh tế quốc dân là hai nguyên nhân chính dẫn đến việc gia tăng nhu cầu sử dụng điện năng. Bên cạnh đó, việc xuất hiện các nguồn phát phân bố cũng làm tăng đáng kể công suất truyền trên đường dây điện. Thông thường, để giải quyết các vấn đề trên, ngành điện sẽ xây lắp các tuyến đường dây truyền tải và phân phối mới để nâng cao khả năng truyền tải điện, cung cấp đầy đủ nhu cầu phụ tải điện. Tuy nhiên, trong một số trường hợp, việc xây mới này sẽ ảnh hưởng đến môi trường và thậm chí hiệu quả kinh tế không cao. Vấn đề ngày nay được xem xét là làm sao sử dụng hiệu quả đường dây truyền tải và phân phối điện hiện hữu thông qua việc tính toán và giám sát khả năng mang dòng của nó tại nhiệt độ cao hơn, và như thế việc sử dụng tối ưu đường dây sẽ mang lại hiệu quả kinh tế cao cho các công ty điện. Tổng quát, việc tính

toán khả năng mang dòng của đường dây là dựa trên cơ sở tính toán trường nhiệt của nó được thể hiện đầy đủ trong các bộ tiêu chuẩn IEEE [1], IEC [2] hoặc CIGRE [3]. Trong bài báo này, chúng tôi trình bày một tiếp cận mới đó là việc ứng dụng phương pháp phần tử hữu hạn trên nền của phần mềm Comsol Multiphysics cho việc mô phỏng trường nhiệt của đường dây truyền tải điện trên không. Đặc biệt, chúng tôi khảo sát ảnh hưởng của điều kiện môi trường như vận tốc gió, hướng gió, nhiệt độ và hệ số bức xạ môi trường đến đường điện hình là dây nhôm lõi thép. Việc so sánh giữa kết quả số của chúng tôi với kết quả tính theo tiêu chuẩn IEEE cho thấy tính chính xác và khả năng áp dụng của phương pháp phần tử hữu hạn cho việc tính toán trường nhiệt của đường dây trên không.

**Keywords:** đường dây truyền tải cao thế, trường nhiệt, khả năng mang dòng.

## 1. GIỚI THIỆU

Chiến lược toàn cầu về việc giảm khí thải CO<sub>2</sub> đã tác động mạnh mẽ đến việc phát triển các nguồn điện phân tán (Distributed Generation

–DG) trên cơ sở của công nghệ năng lượng tái tạo như gió, sinh khối, năng lượng mặt trời, sóng biển,... Các nguồn DG này được kết nối vào mạng phân phối điện, dẫn đến một sự gia tăng đáng kể công suất truyền trên đường dây.

Strbac [4] cho thấy rằng sự phát triển của các hệ thống điện trong tương lai đòi hỏi phải có những thay đổi lớn đối với triết lý thiết kế tổng thể. Cấu trúc của mạng truyền tải và phân phối điện phải được thiết kế đặc biệt phù hợp cho việc truyền tải một lượng lớn công suất và đảm bảo độ tin cậy của hệ thống điện. Tác động của sự phát triển của DG vào mạng phân phối đòi hỏi phải có những thay đổi đáng kể trong sự phát triển của hệ thống điện để tích hợp đầy đủ DG và chia sẻ trách nhiệm trong việc cung cấp các dịch vụ hỗ trợ hệ thống (ví dụ như phụ tải, tần số và điện áp quy định). Bên cạnh đó, nhu cầu phát triển phụ tải do việc gia tăng dân số và sự phát triển của nền kinh tế quốc gia đã buộc ngành điện phải có những biện pháp làm tăng khả năng truyền tải của cả hệ thống điện quốc gia. Việc này, trên thực tế, thường được thực hiện bằng việc xây lắp mới các tuyến, mạng truyền tải và phân phối điện.

Ngày nay trên thế giới, quan điểm xây mới các tuyến đường dây đang được thay thế bởi việc nghiên cứu tính toán khả năng mang dòng (Ampacity) của các đường dây hiện hữu, và trên cơ sở đó vận hành chúng tại các nhiệt độ cao hơn tiêu chuẩn. Tiếp cận này sẽ cho phép hệ thống điện vận hành gần với giới hạn truyền tải công suất của nó nhưng vẫn bảo đảm tính ổn định của hệ thống, và như thế hệ thống điện sẽ đáp ứng đầy đủ nhu cầu phụ tải và đặc biệt là giảm đáng kể chi phí vận hành. Vì vậy, một sự hiểu biết về phân bố trường nhiệt bên trong, xung quanh dây dẫn và yếu tố môi trường mà tại đó các biến đổi nhiệt này sẽ cho phép quản lý hiệu quả mạng truyền tải và phân phối điện là bắt buộc đối với cả nhà nghiên cứu, tính toán thiết kế đường dây.

Tổng quát, khả năng mang dòng của đường dây trên không cũng như cáp ngầm là được tính toán dựa trên sự phân bố nhiệt xung quanh dây dẫn. Sự phân bố nhiệt này được biểu diễn, trong toán học, dưới dạng phương trình vi phân riêng

phân bậc hai trong không gian ba chiều (3D). Trong thực tế, do chiều dài dây dẫn thường là lớn hơn rất nhiều so với bán kính của nó, nên để đơn giản trong việc tính toán người ta chuyển việc khảo sát trường nhiệt trong miền 3D về miền hai chiều (2D). Cho đến ngày nay, việc giải phương trình truyền nhiệt này chủ yếu được thực hiện bằng hai phương pháp đó là phương pháp giải tích và phương pháp số.

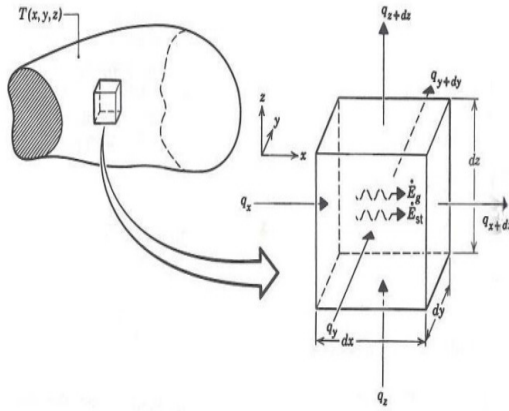
Phương pháp số, như phương pháp sai phân hữu hạn (FDM), phương pháp phần tử hữu hạn (FEM), phương pháp phần tử biên (BEM), phương pháp thể tích hữu hạn (FVM), phương pháp không lưới (Meshfree method) –[14] với ưu điểm của nó là tạo nên lời giải số có độ chính xác cao cho các bài toán kỹ thuật, đặc biệt là trong các miền hình học phức tạp nơi mà không thể tìm được lời giải giải tích, đã và đang được ứng dụng cho việc giải các bài toán truyền nhiệt trong cáp ngầm [5]-[8], đường dây trên không [9]-[10].

Trong bài báo này, tiếp tục các công trình nghiên cứu của chúng tôi về tính toán trường nhiệt của cáp ngầm [7]-[8], chúng tôi trình bày việc áp dụng phương pháp phần tử hữu hạn cho tính toán trường nhiệt và ampacity của đường dây truyền tải điện trên không dây nhôm lõi thép. Đặc biệt, chúng tôi khảo sát ảnh hưởng của yếu tố môi trường như tốc độ gió, hướng gió, nhiệt độ môi trường đến khả năng mang dòng của đường dây. Phần cuối là sự so sánh các kết quả tính toán của chúng tôi được so sánh với các kết quả được tính bằng công thức trong tiêu chuẩn IEEE –[1].

## 2. MÔ HÌNH TÍNH TOÁN

### 2.1. Phương trình truyền nhiệt của đường dây trên không.

Tổng quát, để xác định phương trình truyền nhiệt của đường dây truyền tải điện trên không, chúng ta phải khảo sát nó trong không gian 3D như trên Hình 1 - [10].



**Hình 1.** Khối vi phân trong phân tích truyền nhiệt

Trong đó:

- $k_x$  (W/°C/m) – độ dẫn nhiệt của môi trường theo hướng  $x$ .
- $\rho_x = \frac{1}{k}$  (°Cm/W) – nhiệt trở suất của môi trường theo hướng  $x$ .
- $\frac{dT}{dx}$  (°C/m) – gradient nhiệt độ theo hướng  $x$ .
- $P$  (W/m<sup>3</sup>) – nhiệt lượng toả ra trong một đơn vị thể tích.
- $P_x = -k_x \frac{dT}{dx}$  (W/m<sup>2</sup>) – thông lượng nguồn nhiệt theo hướng  $x$ , theo luật Fourier.
- $C_p$  (J/kg/°C) – nhiệt dung riêng của vật liệu môi trường.
- $\lambda = \frac{k}{C_p}$  – độ khuếch tán nhiệt của vật liệu.
- $\gamma$  (kg/m<sup>3</sup>) – mật độ khối của vật liệu môi trường.

Như đã trình bày trong phần giới thiệu, trong thực tế, chiều dài của dây dẫn (theo trục  $z$ ) thường lớn hơn rất nhiều so với đường kính của nó. Vì vậy, để thuận tiện cho việc tính toán nhưng vẫn không đánh mất tính tổng quát của bài toán, phương trình truyền nhiệt của đường dây truyền tải điện trên không có thể được biểu diễn trong 2D như sau

$$k \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + P = \frac{1}{\lambda} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (1)$$

Trong trạng thái ổn định, nghĩa là không có sự biến thiên nhiệt theo thời gian, (1) được viết lại như sau

$$k \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + P = 0 \Leftrightarrow \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \rho P = 0 \quad (2)$$

Như vậy, (2) chính là phương trình mô tả phân bố nhiệt hoặc trường nhiệt của dây dẫn trong trạng thái ổn định. Ngoài ra, để đơn giản trong vấn đề tính toán, một số giả thiết sau được chấp nhận

- Độ dẫn nhiệt của môi trường không khí là hằng số (môi trường đồng nhất).
- Nguồn nhiệt được phân bố đều trên bề mặt dây dẫn.

## 2.2. Khả năng mang dòng của đường dây trên không

Khả năng mang dòng của đường dây trên không là dòng ổn định cho phép lớn nhất mà đường dây có thể chịu được trong suốt thời gian dài. Nó phụ thuộc vào vật liệu dây dẫn và các yếu tố môi trường như nhiệt độ, tốc độ gió, hướng gió, nhiệt bức xạ...nghĩa là nó phụ thuộc vào vật liệu và phân bố trường nhiệt xung quang dây dẫn.

Cả hai phương pháp tính được trình bày trong IEEE và CIGRE đều dựa trên cơ sở của nguyên lý cân bằng nhiệt trong trạng thái xác lập, nghĩa là độ tăng nhiệt chính bằng tổn thất nhiệt. Theo CIGRE, nguyên lý này được trình bày bởi biểu thức sau –[3]

$$P_j + P_s + P_M + P_i = P_r + P_c + P_w \quad (3)$$

Trong đó,

- $P_j$  là độ tăng nhiệt bởi hiệu ứng Joule,  $P_s$  là độ tăng nhiệt do bức xạ mặt trời,  $P_M$  là độ tăng nhiệt do cộng hưởng từ,  $P_i$  là độ tăng nhiệt bởi hiệu ứng vàng quang (ion hoá).

- $P_r$  là tổn thất nhiệt do bức xạ,  $P_c$  là tổn thất nhiệt do đối lưu,  $P_w$  là tổn thất nhiệt do bay hơi.

và theo IEEE, (3) được viết gọn lại như sau -[1]

$$P_j + P_s = P_r + P_c \quad (4)$$

Như vậy, tiêu chuẩn IEEE bỏ qua ba thành phần độ tăng nhiệt do trường từ, độ tăng nhiệt bởi hiệu ứng vàng quang và tổn thất nhiệt do bay hơi.

### 2.2.1. Nhiệt do hiệu ứng Joule

Tổng quát, nhiệt độ đường dây  $P_j$  phụ thuộc vào điện trở và dòng điện chạy trong dây dẫn được tính toán bởi phương trình sau

$$P_j = I^2 R_{AC}. \quad (5)$$

Trong đó,  $I$  là dòng điện chạy trong dây dẫn [A],  $R_{AC}$  là điện trở xoay chiều của dây dẫn tại nhiệt độ khảo sát [ $\Omega/m$ ] và được tính bởi

$$R_{AC} = R_{AC,T_0} [1 + \alpha (T_c - T_o)] \quad (6)$$

$R_{AC,T_0}$  là điện trở AC của dây dẫn ở nhiệt độ  $T_o$  [20°C; 293°K],  $T_c$  là nhiệt độ trên bề mặt dây dẫn [°C, K],  $\alpha$  là hệ số nhiệt của điện trở [ $K^{-1}$ ] phụ thuộc vào vật liệu dây dẫn, thông thường dây nhôm (Al) hoặc nhôm lõi thép (ACSR) được sử dụng để làm đường dây truyền tải điện trên không, do đó có thể xác định giá trị của  $\alpha = (0,0036 \div 0,00403)K^{-1}$ .

### 2.2.2. Nhiệt do bức xạ mặt trời

Lượng hấp thụ ánh sáng mặt trời của dây dẫn phụ thuộc vào cường độ ánh nắng mặt trời, góc phương vị của mặt trời, vị trí tương đối giữa mặt trời và dây dẫn, đường kính dây dẫn, hệ số hấp thụ của bề mặt dây dẫn, chiều cao của dây dẫn so với mực nước biển -[1].

Độ tăng nhiệt dây dẫn do bức xạ mặt trời được xác định bằng biểu thức sau

$$P_s = \frac{\alpha_s k_s Q_s \sin(\theta) D}{1000} \quad (7)$$

Trong đó:

$$\theta = \arccos(\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_l))$$

$\alpha_s$  là hệ số hấp thụ của bề mặt dây dẫn phụ thuộc vào vật liệu và tuổi thọ của dây dẫn,  $D$  là đường kính của dây dẫn [mm],  $k_s$  là hệ số phụ thuộc vào chiều cao của dây dẫn so với mực nước biển,  $Q_s$  là thông lượng của mặt trời [ $W/m^2$ ],  $\theta$  là góc tới hiệu quả của các tia mặt trời [°, rad]  $H_c$  là góc chiều cao mặt trời [°],  $Z_c$  là góc phương vị của mặt trời [°],  $Z_l$  là góc phương vị của trục đường dây [°].

Nhiệt từ ánh nắng mặt trời thay đổi theo các điều kiện thời tiết, độ sạch và ẩm của không khí, vĩ độ địa lý và theo mùa. Về mặt địa lý, nhiệt do mặt trời chiếu lên dây dẫn phụ thuộc chủ yếu vào độ cao và góc phương vị của mặt trời với góc phương vị của dây dẫn. Trong bài báo này, chúng tôi sẽ sử dụng các số liệu tính toán theo tiêu chuẩn IEEE -[1] để xác định tổng thông lượng nhiệt của mặt trời tác dụng lên bề mặt dây dẫn.

### 2.2.3. Tổn thất nhiệt bức xạ

Tổn thất nhiệt do bức xạ  $P_r$  là một phần trong tổn thất nhiệt tổng của dây dẫn, nó phụ thuộc vào nhiệt độ trên bề mặt dây dẫn, nhiệt độ môi trường xung quanh dây dẫn, đường kính

dây dẫn và hệ số phát xạ của bề mặt dây dẫn theo biểu thức sau

$$P_r = \pi D \varepsilon \delta_B \left[ (T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4 \right] \quad (8)$$

Trong đó  $P_r$  là tổn thất nhiệt do bức xạ [W/m],  $\varepsilon$  là hệ số phát xạ thay đổi trong phạm vi từ 0.27 đến 0.95,  $\delta_B$  là hằng số Stefan – Boltzmann ( $5,67 \times 10^{-8} \text{ W.m}^2.\text{K}^{-4}$  - [12]),  $T_a$  là nhiệt độ của môi trường xung quanh dây dẫn.

#### 2.2.4. Tổn thất nhiệt đối lưu

Tổn thất nhiệt đối lưu được xác định như sau

$$P_c = \pi D h_c (T_c - T_a) = \pi \lambda_f (T_c - T_a) Nu \quad (9)$$

Trong đó  $P_c$  là tổn thất nhiệt do đối lưu [W/m],  $D$  là đường kính dây dẫn,  $\lambda_f$  là nhiệt dẫn suất của không khí [ $\text{W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$ ],  $h_c$  là hệ số truyền nhiệt đối lưu [ $\text{W/m}^2.\text{K}$ ] và thường được tính theo công thức thực nghiệm.

Số Nusselt có dạng như sau –[11]

$$Nu = f(R_e, Gr, Pr) \quad (10)$$

Trong đó:  $Nu = \frac{h_c D}{\lambda_f}$

Bên cạnh số  $Nu$  được tính bởi (10), một vài hệ số cũng được sử dụng để tính toán tổn thất nhiệt đối lưu được trình bày trong [1], [3] như sau

$$Re = \frac{\rho_r V_w D}{\nu} \quad \text{- số Reynolds.}$$

Ở đây  $V_w$  là tốc độ gió [m/s],  $\nu$  là độ nhớt động học [ $\text{m}^2/\text{s}$ ],  $\rho_r$  là mật độ không khí tương đối ( $\rho_r = \rho / \rho_o$ , ở đây  $\rho$  là mật độ không khí tại độ cao khảo sát,  $\rho_o$  là mật độ không khí tại mặt biển).

$$Pr = \frac{c \mu}{\lambda_f} \quad \text{- số Prandtl}$$

Với  $c$  là nhiệt riêng của không khí [J/kgK],  $\mu$  là độ nhớt động học của không khí [kg/ms].

$$Gr = \frac{g D^3 (T_c - T_a)}{(T_f + 273) \nu^2} \quad \text{- số Grashof}$$

Ở đây, nhiệt độ trung bình của dây dẫn là  $T_f = 0.5(T_c + T_a)$

##### 2.2.4.1. Làm mát do đối lưu tự nhiên

Quá trình làm mát do đối lưu tự nhiên xảy ra khi tốc độ gió được xem như bằng không và như thế nó được xác định bởi biểu thức sau

$$Nu_f = C(GrPr)_f^n = C Ra_f^n \quad (11)$$

Trong đó:  $Ra_f = (Gr.Pr)_f$  là số Rayleigh.

Các thông số trong (11) được chọn theo nhiệt độ  $T_f$ . Nhiệt độ thông thường của các dây dẫn trên không là nằm trong khoảng từ  $0^\circ\text{C}$  đến  $120^\circ\text{C}$ . Theo lý thuyết truyền nhiệt chúng ta có  $10^2 \leq (Gr.Pr)_f \leq 3 \times 10^5$  và trong phạm vi này  $(Gr.Pr)_f$  của số Nusselt cho đối lưu tự nhiên cho bởi biểu thức

$$Nu = 0,54(GrPr)_f^{1/4} \quad (12)$$

Ngoài ra, quá trình làm mát do đối lưu tự nhiên còn được xác định theo biểu thức sau – [1]

$$P_{cn} = 0,0205 \rho_f^{0,5} D^{0,75} (T_c - T_a)^{1,25} \quad (13)$$

Với  $\rho_f$  là mật độ của không khí ở nhiệt độ  $T_f$ .

##### 2.2.4.2. Làm mát do đối lưu cưỡng bức

Đối với trường hợp gió tác động theo phương ngang với trục dây dẫn, nghĩa là theo một hướng bất kỳ từ  $0$  đến  $90^\circ$ , chúng ta có biểu thức sau

$$P_{cl} = \left[ 1,01 + 0,0372 \left( \frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f k_a (T_c - T_a) \quad (14)$$

$$P_{c2} = \left[ 0,0119 \left( \frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} \right] k_f k_a (T_c - T_a) \quad (15)$$

Ở đây  $k_a$  là hệ số hướng gió và được xác định theo biểu thức sau

$$k_a = \begin{cases} 1,194 - \cos(\theta) + 0,194 \cos(2\theta) \\ +0,368 \sin(2\theta) \end{cases} \quad (16)$$

Với  $\theta$  là góc của hướng gió so với trục dây dẫn [ $^\circ$ , rad].

Trong trường hợp khi hướng gió là song song với trục dây dẫn thì số Nusselt  $Nu$  có thể được xác định theo công thức sau - [3]

$$Nu = 1,5035 \times Re^{0,3038} \quad (17)$$

Tóm lại, trong trường hợp tổng quát hệ số đối lưu được tính theo biểu thức (10). Trong tính toán thực tế, tùy vào từng trường hợp cụ thể mà chúng ta sẽ sử dụng công thức tính tổn thất nhiệt đối lưu một cách thích hợp. Ví dụ như trong trường hợp tốc độ gió bằng không thì tổn thất nhiệt đối lưu là tự nhiên; trường hợp tốc độ gió khác không, nếu gió theo phương ngang với dây dẫn thì tổn thất nhiệt đối lưu được chọn là giá trị lớn nhất của (14) và (15), nếu gió có hướng song song với trục dây dẫn thì tổn thất nhiệt đối lưu được tính theo biểu thức (17).

Từ phương trình (4) chúng ta xác định khả năng mang dòng của dây dẫn trên không theo biểu thức sau -[1]

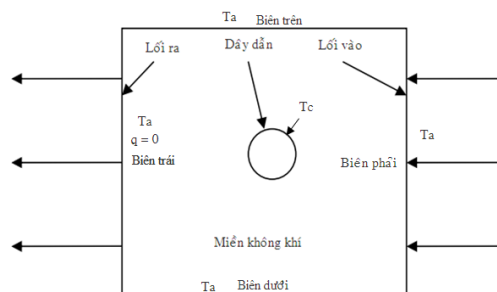
$$I = \sqrt{\frac{P_r + P_c - P_s}{R_{AC}}} \quad (18)$$

### 3. KẾT QUẢ TÍNH TOÁN

#### 3.1. Tính toán trường nhiệt của dây dẫn trên không

Một điều khác biệt khi tính toán ampacity của đường dây trên không và cáp ngầm là đối với cáp ngầm do khoảng cách giữa các dây bé nên chúng ta phải khảo sát trường nhiệt sinh ra bởi cả hệ thống cáp, nghĩa là có nghiên cứu ảnh hưởng tương hỗ nhiệt giữa các dây với nhau, còn với đường dây trên không, do khoảng cách giữa các dây lớn và tăng theo cấp điện áp, ảnh hưởng nhiệt giữa các dây dẫn rất bé và có thể bỏ qua, do đó chúng ta chỉ khảo sát cho một dây dẫn thay vì khảo sát cả hệ thống đường dây trên không.

Để thuận tiện cho việc tính toán, dây dẫn được giả thiết là đặt trong một miền không khí hình vuông có kích thước đủ lớn để không gây ra hiệu ứng vách trên dòng chảy không khí xung quanh dây dẫn. Ở đây, chúng ta chọn kích thước 1mx1m như trên Hình 2. - [9].



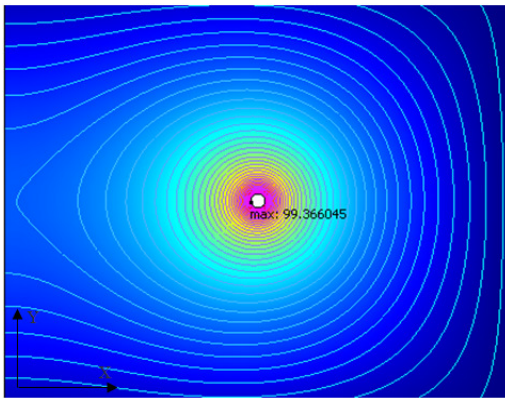
**Hình 2.** Mô hình miền không khí khảo sát xung quanh dây dẫn trên không.

Trong bài báo này, chúng tôi khảo sát đường dây truyền tải trên không kiểu dây nhôm lõi thép (ACSR) A1/Sxy với các số liệu như sau - [5]: Loại dây là Drake - 26/7; Đường kính tổng của nó là 28,1mm; Điện trở AC ở nhiệt độ 25°C bằng 72,83 $\mu\Omega$ /m; Điện trở AC ở nhiệt độ 75°C là 86,88  $\mu\Omega$  /m; Nhiệt độ cho phép tối đa của dây dẫn là  $T_{cmax} = 100^\circ\text{C}$ .

Ngoài ra, các điều kiện môi trường và dòng tải được chọn như sau: Cường độ chiếu sáng của

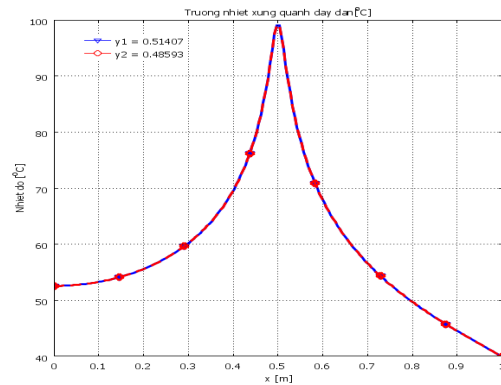
mặt trời là  $S = 900 \text{ W/m}^2$ ; hệ số hấp thụ của bề mặt bằng  $\alpha_s = 0,5$ ; hệ số bức xạ của bề mặt là  $\varepsilon = 0,5$ ; tốc độ gió ngang: là  $V_w = 0,61 \text{ m/s}$ ; nhiệt độ của môi trường bằng  $T_a = 40^\circ\text{C}$ ; đường dây theo hướng đông tây với góc phương vị là  $Z_l = 90^\circ$ ; vĩ độ là 30 độ bắc; môi trường khí quyển sạch; độ cao mặt trời ( $H_c$ ) vào 11 giờ ngày 10 tháng 6; độ cao trung bình của dây dẫn là 100m; hệ số dẫn nhiệt của không khí là  $k = 0,0291 \text{ W/(K.m)}$ ; mật độ không khí  $\rho = 1,029 \text{ kg/m}^3$ ; công suất tỏa nhiệt của không khí  $C_p = 1,005 \text{ kJ/(kg.k)}$ ; hệ số đối lưu  $h = 15,5 \text{ (W/m}^2.\text{K)}$ ; độ tăng nhiệt độ bởi Joule  $P_j = 94 \text{ W/m}$ ; độ tăng nhiệt do bức xạ mặt trời  $P_s = 14,36 \text{ W/m}$ .

Kết quả mô phỏng trường nhiệt xung quanh dây dẫn trên không bằng phương pháp phần tử hữu hạn được cho như trên Hình 3. Ở đó, chúng ta có thể nhận thấy rằng do gió thổi theo phương ngang so với trục của dây dẫn nên các đường đẳng nhiệt bị biến dạng phía sau dây dẫn, và như vậy điểm có giá trị nhiệt độ cao nhất (nóng nhất) của dây dẫn sẽ nằm phía bên kia của dây dẫn so với hướng tác động của gió tới dây dẫn.



**Hình 3.** Phân bố nhiệt xung quanh dây dẫn Drake bằng FEM

Kết quả mô phỏng như trên Hình 3. cho chúng ta thấy nhiệt độ nóng nhất trên bề mặt dây dẫn là  $T_c = 99,366045^\circ\text{C}$ , nó thì thấp hơn nhiệt độ cho phép danh định được tính theo IEC 61597 là 1,5% , và 0,64% so với IEEE (IEEE - 738 là  $T_{cp} = 100^\circ\text{C}$ ). Kết quả này cho thấy tính chính xác của phương pháp phần tử hữu hạn. Bên cạnh đó nó còn thể hiện ưu điểm của phương pháp phần tử hữu hạn là chúng ta dễ dàng quan sát phân bố trường nhiệt xung quanh dây dẫn, đặc biệt hiệu quả cao khi chúng ta khảo sát sự thay đổi của yếu tố môi trường đến trường nhiệt xung quanh dây dẫn. Đây là điều mà phương pháp giải tích và tiêu chuẩn không thể hiện được.



**Hình 4.** Đồ thị nhiệt độ khí cắt ngang bề mặt dây Drake theo phương x

Hình 4 là kết quả mô phỏng giá trị trường nhiệt xung quanh dây dẫn tại mặt cắt ngang bề mặt dây dẫn, theo các độ cao tương ứng là vị trí ngay bề mặt dây dẫn và một vị trí bất kỳ. Kết quả tính toán cho thấy đường phân bố nhiệt hai bên dây dẫn theo phương ngang (trục x), và nó cũng cho thấy rằng ở vị trí càng gần dây dẫn thì nhiệt độ càng cao. Ngoài ra, do gió thổi ngang trục dây dẫn nên nhiệt độ phía bên trái dây dẫn sẽ cao hơn phía bên tay phải. Sự khác biệt nhiệt độ này thể hiện rõ rệt tại các điểm ở xa dây dẫn, và nó sẽ giảm dần khi tiến tới gần bề mặt dây

dẫn, tại đó nhiệt độ sẽ là lớn nhất trong miền tính toán, tương ứng với Hình 3.

### 3.2. Khả năng mang dòng của dây dẫn trên không có xét tác động của điều kiện môi trường

Ở phần trên, chúng ta đã tính toán nhiệt độ của dây dẫn bằng phương pháp phần tử hữu hạn với các điều kiện giả định theo IEEE – 738 - [1]. Kết đạt được cho thấy độ tin cậy cao khi sử dụng phương pháp phần tử hữu hạn.

Để tiếp tục chứng minh khả năng áp dụng và tính hiệu quả của phương pháp phần tử hữu hạn, trong mục này, chúng tôi sẽ tính toán ampacity của đường dây trên không dưới ảnh hưởng của các điều kiện môi trường như là sự thay đổi của tốc độ gió, hướng gió so với trục dây dẫn, nhiệt độ môi trường xung quanh dây dẫn, hệ số bức xạ... Điều kiện thời tiết, nhiệt độ môi trường và thông số dây dẫn được lựa chọn cho tính toán trong trường hợp này là dây A3 – 400 – [2], tất cả được trình bày trong Bảng 1.

Các thông số về môi trường được chọn như sau: hệ số dẫn nhiệt của không khí  $k = 0,0283$  W/(K.m); mật độ không khí  $\rho = 1,076$  kg/m<sup>3</sup>; công suất tỏa nhiệt của không khí  $C_p = 1,005$  kJ/(kg.k); hệ số đối lưu  $h = 14$  (W/m<sup>2</sup>.K); độ tăng nhiệt độ bởi Joule  $P_j = 49$  W/m; độ tăng nhiệt do bức xạ mặt trời  $P_s = 15,12$  W/m.

**Bảng 1.** Số liệu về điều kiện thời tiết, nhiệt độ môi trường và thông số dây dẫn.

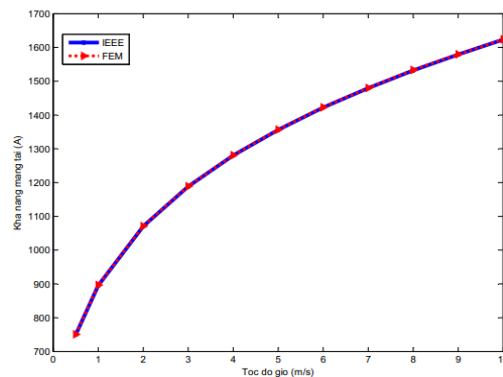
| Thông số                       | Giá trị                  | Thông số                     | Giá trị     |
|--------------------------------|--------------------------|------------------------------|-------------|
| Hệ số hấp thụ                  | 0,6                      | Tốc độ gió                   | 0,5 m/s     |
| Nhiệt độ môi trường            | 40°C                     | Đường kính dây dẫn           | 28mm        |
| Hệ số bức xạ                   | 0,5                      | Đường kính sợi               | 4mm         |
| Cường độ ánh nắng mặt trời     | 900W/m <sup>2</sup><br>K | Công suất nhiệt dây dẫn      | 205W/mk     |
| Góc phương vị                  | 47 °N                    | Điện trở suất dây dẫn, 20°C  | 32,84 Ω.m   |
| Chiều cao so với mực nước biển | 400 m                    | Hệ số nhiệt của dây dẫn 20°C | 0,00347     |
| Hướng gió                      | 90 °                     | Điện trở dây dẫn, 20°C       | 0,0721 Ω/km |

Ở đây, nhiệt độ cho phép tối đa trên bề mặt dây dẫn được cho là  $T_{Cpmax} = 80^\circ\text{C}$ .

Tổng quát, sau khi tính toán được trường nhiệt xung quanh dây dẫn, chúng ta sẽ tính được ampacity của đường dây trên không bằng việc sử dụng (18). Trong mục này, chúng tôi sẽ sử dụng FEM tính trường nhiệt và ampacity của đường dây trên không. Kết quả số của chúng tôi sẽ được so sánh với kết quả được tính theo phương pháp giải tích như trong tiêu chuẩn IEEE – [1].

#### 3.2.1. Ảnh hưởng của tốc độ gió

Trong mục này, chúng tôi nghiên cứu ảnh hưởng của tốc độ gió đến khả năng mang dòng của đường dây trên không. Kết quả tính toán bằng FEM và IEEE được trình bày như trên Hình 5. Về mặt lý thuyết, chúng ta biết rằng khi tốc độ gió thay đổi nó sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến hệ số đối lưu của không khí, như thế nó sẽ dẫn đến tổn thất nhiệt đối lưu thay đổi và là nguyên nhân làm cho ampacity của dây dẫn cũng thay đổi theo. Kết quả trình bày trên Hình 5. cho thấy sự thay đổi ampacity của dây dẫn theo tốc độ gió, nó được thổi theo phương ngang, hướng 90°, so với trục dây dẫn. Kết quả tính toán này cho thấy khi tốc độ gió càng lớn thì khả năng mang dòng của dây dẫn càng cao, xem trong Bảng 2 và 3.



**Hình 5.** Khả năng mang dòng của dây dẫn trên không thay đổi theo tốc độ gió được tính bởi FEM và IEEE.

### 3.2.2. Ảnh hưởng của hướng gió

Như kết quả trình bày trong Mục 3.1., hướng gió sẽ làm méo dạng phân bố trường nhiệt của dây dẫn, và là nguyên nhân làm thay đổi khả năng mang dòng của dây dẫn. Để khảo sát chi tiết hơn mức độ tác động của hướng gió đến khả

năng mang dòng của dây dẫn, trong phần này, chúng tôi sẽ khảo sát hướng gió thay đổi trong khoảng  $40^\circ$  đến  $90^\circ$  so với trục dây dẫn. Kết quả tính toán bằng FEM và IEEE được trình bày như trên Hình 6, và trong các Bảng 4.-5.

**Bảng 2.** Hệ số đối lưu và nguồn nhiệt tối đa của dây dẫn khi tốc độ gió thay đổi

| Tốc độ gió (m/s)                    | 0,5 | 1     | 2     | 3   | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
|-------------------------------------|-----|-------|-------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Hệ số đối lưu (W/m <sup>2</sup> .K) | 14  | 19,95 | 28,47 | 35  | 40,7  | 45,6  | 50,15 | 54,31 | 58,19 | 61,85 | 65,31 |
| Nguồn nhiệt $P_j$ (W/m)             | 49  | 69,85 | 99,82 | 123 | 142,8 | 160,3 | 176   | 190,7 | 204,4 | 217,3 | 229,5 |

**Bảng 3.** Kết quả được tính nhiệt độ và Ampacity bằng FEM khi tốc độ gió thay đổi

| Tốc độ gió (m/s)           | 0,5   | 1     | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7     | 8     | 9    | 10    |
|----------------------------|-------|-------|------|------|------|------|------|-------|-------|------|-------|
| Nhiệt độ dây dẫn (°C)      | 78,95 | 79,18 | 79,4 | 79,5 | 79,5 | 79,6 | 79,6 | 79,67 | 79,69 | 79,7 | 79,73 |
| Dòng tải cực đại (A) - FEM | 751   | 897   | 1071 | 1189 | 1281 | 1357 | 1423 | 1480  | 1533  | 1580 | 1624  |

**Bảng 4.** Hệ số đối lưu và nguồn nhiệt cực đại của dây dẫn khi hướng gió thay đổi

| Hướng gió (độ)                      | 40   | 50    | 60    | 70    | 80    | 90    |
|-------------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Hệ số đối lưu (W/m <sup>2</sup> .K) | 16,4 | 17,5  | 18,2  | 18,75 | 19,23 | 19,95 |
| Nguồn nhiệt $P_j$ (W/m)             | 58   | 61,94 | 64,45 | 66,15 | 67,83 | 70,37 |

**Bảng 5.** Khả năng mang dòng của dây dẫn trên không thay đổi theo hướng gió được tính bằng FEM và IEEE

| Hướng gió (°)               | 40   | 50   | 60    | 70    | 80    | 90    |
|-----------------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| Nhiệt độ dây dẫn (°C) - FEM | 79,1 | 79,2 | 79,24 | 79,14 | 79,16 | 79,18 |
| Dòng tải cực đại - FEM (A)  | 817  | 844  | 861   | 873   | 884   | 990   |
| Dòng tải cực đại - IEEE (A) | 816  | 843  | 860   | 871   | 882   | 899   |

**Bảng 6.** Hệ số đối lưu và nguồn nhiệt  $P_j$  khi thay đổi nhiệt độ môi trường

| Tốc độ gió<br>(m/s)                    | 0,5 | 1     | 2     | 3   | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    |
|----------------------------------------|-----|-------|-------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Hệ số đối lưu<br>(W/m <sup>2</sup> .K) | 14  | 19,95 | 28,47 | 35  | 40,7  | 45,6  | 50,15 | 54,31 | 58,19 | 61,85 | 65,31 |
| $P_{j1}$                               | 80  | 111   | 156,6 | 192 | 221   | 247   | 271   | 293   | 314   | 333   | 352   |
| $P_{j2}$                               | 65  | 91,28 | 128,9 | 158 | 183   | 205   | 225   | 243   | 260   | 277   | 292   |
| $P_{j3}$                               | 49  | 69,85 | 99,82 | 123 | 142,8 | 160,3 | 176   | 190,7 | 204,4 | 217,3 | 229,5 |

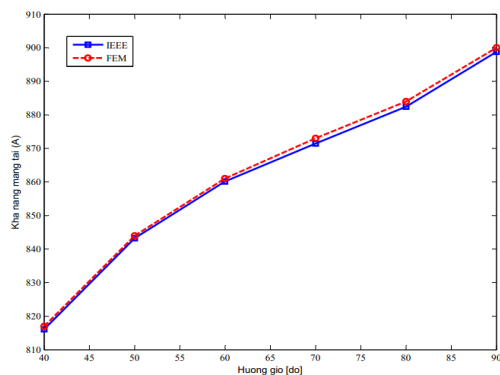
**Bảng 7.** Kết quả của nhiệt độ dây dẫn và dòng tải tính toán bằng FEM và IEEE

| Tốc độ gió<br>(m/s)                                    | 0,5  | 1     | 2     | 3    | 4     | 5     | 6    | 7     | 8     | 9     | 10    |
|--------------------------------------------------------|------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|
| $T_{ddl}$ (°C) và<br>$I_1$ (A) tính<br>bằng <b>FEM</b> | 78,6 | 78,77 | 79,3  | 79,7 | 79,45 | 79,54 | 79,6 | 79,6  | 79,7  | 79,7  | 79,8  |
|                                                        | 959  | 1132  | 1342  | 1484 | 1595  | 1688  | 1767 | 1837  | 1900  | 1958  | 2011  |
| $T_{C1}$ (°C) và<br>$I_1$ (A) tính<br>theo <b>IEEE</b> | 80   | 80    | 80    | 80   | 80    | 80    | 80   | 80    | 80    | 80    | 80    |
|                                                        | 958  | 1131  | 1340  | 1483 | 1594  | 1686  | 1765 | 1835  | 1899  | 1957  | 2010  |
| $T_{dd2}$ (°C) và<br>$I_2$ (A) tính<br>bằng <b>FEM</b> | 78,8 | 79,18 | 79,44 | 79,6 | 79,67 | 79,8  | 79,8 | 79,78 | 79,78 | 79,95 | 79,92 |
|                                                        | 865  | 1024  | 1217  | 1348 | 1450  | 1535  | 1608 | 1672  | 1730  | 1783  | 1832  |
| $T_{C2}$ (°C) và<br>$I_2$ (A) tính<br>theo <b>IEEE</b> | 80   | 80    | 80    | 80   | 80    | 80    | 80   | 80    | 80    | 80    | 80    |
|                                                        | 864  | 1023  | 1216  | 1347 | 1449  | 1533  | 1606 | 1671  | 1728  | 1781  | 1830  |
| $T_{dd3}$ (°C) và<br>$I_3$ (A) tính<br>bằng <b>FEM</b> | 78,9 | 79,18 | 79,4  | 79,5 | 79,5  | 79,6  | 79,6 | 79,67 | 79,69 | 79,7  | 79,73 |
|                                                        | 754  | 900   | 1074  | 1192 | 1283  | 1359  | 1425 | 1483  | 1535  | 1582  | 1623  |
| $T_{C3}$ (°C) và<br>$I_3$ (A) tính<br>theo <b>IEEE</b> | 80   | 80    | 80    | 80   | 80    | 80    | 80   | 80    | 80    | 80    | 80    |
|                                                        | 753  | 898   | 1073  | 1191 | 1282  | 1358  | 1424 | 1481  | 1533  | 1581  | 1624  |

**Ghi chú:**

$P_{j1}$ ,  $P_{j2}$ , và  $P_{j3}$  là các nguồn nhiệt tương ứng với nhiệt độ môi trường là 20°C, 30°C, 40°C.

$T_{dd1}$ ,  $T_{dd2}$ , và  $T_{dd3}$  là nhiệt độ của dây dẫn tính bằng FEM với nhiệt độ môi trường là 20°C, 30°C, 40°C.



**Hình 6.** Khả năng mang dòng của dây dẫn trên không thay đổi theo hướng gió được tính bởi FEM và IEEE.

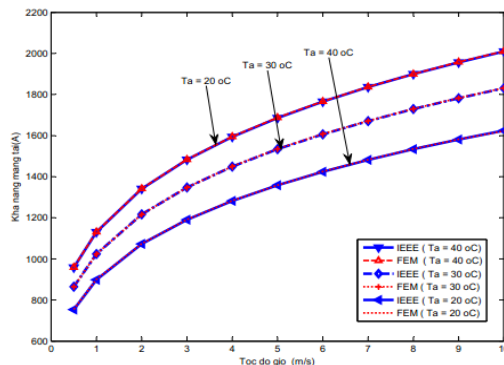
Tương tự như trong Mục 3.2.1., ở đây khả năng mang dòng của dây dẫn cũng tăng theo hướng gió, đặc biệt với trường hợp hướng gió vuông góc với trục dây dẫn thì khả năng mang dòng sẽ đạt giá trị lớn nhất. Điều này cũng có thể được giải thích như sau: khi hướng gió xiên theo trục dây dẫn thì dòng nhiệt toả ra trên các đoạn của dây dẫn (theo mô hình 3D) theo hướng gió sẽ chồng lấn lên nhau, nó là nguyên nhân làm giảm khả năng tản nhiệt của dây dẫn, khi hướng gió vuông góc với trục dây dẫn thì dòng nhiệt sẽ toả ra trực tiếp từ các đoạn dây dẫn ra miền không khí phía sau nó và không có sự ảnh hưởng nhiệt giữa các đoạn dây này. Vì thế khả năng mang dòng trong trường hợp này là lớn nhất.

### 3.2.3. Ảnh hưởng của nhiệt độ môi trường

Trong Mục này, chúng tôi sẽ nghiên cứu sự thay đổi của khả năng mang dòng của dây dẫn trên không trong ba trường hợp nhiệt độ môi trường là 20°C, 40°C, và 60°C với tốc độ gió thay đổi từ 0,5 đến 10 m/s. Kết quả tính toán bằng FEM và IEEE được trình bày trên Hình 7. và các Bảng 6.-7.

Kết quả tính toán như trên Hình 7. cho thấy khi nhiệt độ môi trường tăng thì khả năng mang dòng của dây dẫn sẽ giảm. Điều này có thể hiểu

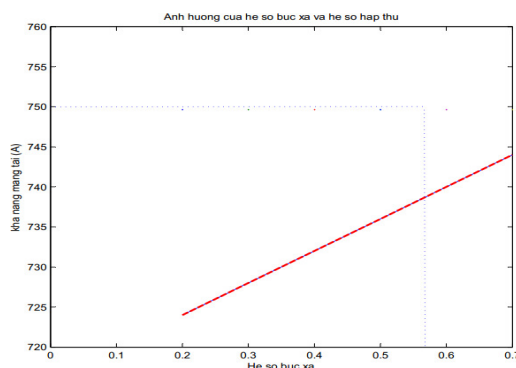
rằng nhiệt độ môi trường tăng sẽ làm giảm khả năng truyền nhiệt từ trong dây dẫn ra môi trường xung quanh, nghĩa là khả năng làm mát dây dẫn giảm. Như vậy nó sẽ làm giảm giá trị dòng điện  $I$  được tính theo(18).



**Hình 7.** Khả năng mang dòng của dây dẫn trên không thay đổi theo nhiệt độ môi trường và tốc độ gió được tính bởi FEM và IEEE.

### 3.2.4. Ảnh hưởng của hệ số bức xạ

Ngoài các yếu tố môi trường ảnh hưởng đến khả năng mang dòng của dây dẫn trên không đã được khảo sát trong các Mục trên. Trong phần này, chúng tôi sẽ khảo sát ảnh hưởng của hệ số bức xạ đến khả năng mang dòng của dây dẫn trên không. Kết quả tính toán bằng FEM được trình bày trong Hình 8.



**Hình 8.** Đồ thị dòng tải khi hệ số bức xạ thay đổi

**Bảng 8.** Hệ số đối lưu  $h_c$ , nguồn nhiệt  $P_j$  và nguồn nhiệt  $P_s$  khi thay đổi hệ số bức xạ

|                                        |      |      |      |     |      |      |
|----------------------------------------|------|------|------|-----|------|------|
| Hệ số bức xạ $\varepsilon$             | 0,2  | 0,3  | 0,4  | 0,5 | 0,6  | 0,7  |
| Hệ số đối lưu<br>(W/m <sup>2</sup> .K) | 14   | 14   | 14   | 14  | 14   | 14   |
| Nguồn nhiệt $P_j$<br>(W/m)             | 45,5 | 46   | 46,5 | 47  | 47,5 | 48   |
| Nguồn nhiệt $P_s$<br>(W/m)             | 9,7  | 12,1 | 14,6 | 17  | 19,4 | 21,9 |

**Bảng 9.** Nhiệt độ dây dẫn và dòng điện cực đại được tính bằng FEM khi thay đổi hệ số bức xạ

|                                       |        |        |        |      |       |     |
|---------------------------------------|--------|--------|--------|------|-------|-----|
| Hệ số bức xạ $\varepsilon$            | 0,2    | 0,3    | 0,4    | 0,5  | 0,6   | 0,7 |
| Nhiệt độ dây dẫn - <b>FEM</b><br>(°C) | 78,765 | 78,797 | 78,886 | 78,9 | 78,93 | 79  |
| Dòng tải cho phép - <b>FEM</b><br>(A) | 724    | 728    | 732    | 736  | 740   | 744 |

Theo [1] thì  $\varepsilon$  và  $\alpha_s$  có giá trị từ khoảng 0,2 đến 0,9. Giá trị này thay đổi theo bề mặt nhẵn của dây. Nguyên nhân của sự gia tăng này là do mức độ ô nhiễm của không khí và điện áp vận hành đặt lên dây dẫn. Cũng theo [12],  $\varepsilon$  thường nhỏ hơn hệ số hấp thụ  $\alpha_s$ . Ở đây, chúng tôi chọn  $\alpha_s = \varepsilon + 0,2$  theo [13], số liệu tính toán được cho

như trong Bảng 8 tương ứng với tốc độ gió là 0,5 m/s, nhiệt độ môi trường là 40°C. Kết quả tính toán nhiệt và dòng cho phép của dây dẫn bởi FEM được trình bày trong Bảng 9. Ngoài ra, với các số liệu cho trước như trong Bảng 8, kết quả tính toán dòng điện cực đại theo IEEE Std. 738- [1] là  $I_{cpmax} = 750A$ .

#### 4. KẾT LUẬN

Bài báo trình bày khả năng ứng dụng của phương pháp phần tử hữu hạn trong việc mô phỏng trường nhiệt và tính toán khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trên không. Ưu điểm của việc sử dụng phương pháp phần tử hữu hạn là nó cho phép chúng ta quan sát và giám sát trực quan được phân bố trường nhiệt xung quanh dây dẫn, và nó cũng cho kết quả tính toán chính xác của khả năng mang dòng của đường dây. Bài báo cũng trình bày được các kết quả nghiên cứu của ảnh hưởng điều kiện môi trường đến trường nhiệt và khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trên không. Đây là vấn đề mà ngành điện hết sức quan tâm trong vận hành mạng truyền tải và phân phối điện.

**GHI NHẬN:** Nghiên cứu này được tài trợ bởi trường Đại học Bách khoa Tp.HCM trong khuôn khổ Đề tài mã số **T-TĐĐ-2014-15**.

# Calculation of thermal field and ampacity of overhead power transmission lines using finite element method

- **Vo Van Hoang Long**

Lilama 2 College, DongNai

- **Vu Phan Tu**

VNU-HCM

## ABSTRACT:

*The population explosion and development of the national economy are two main causes of increasing the power demand. Besides, the Distributed Generations (DG) connected with the power transmission and distribution networks increase the transmission power on the existing lines as well. In general, for solving this problem, power utilities have to install some new power transmission and distribution lines. However, in some cases, the install of new power lines can strongly effect to the environment and even the economic efficiency is low. Nowadays, the problem considered by scientists, researchers and engineers is how to use efficiently the existing power transmission and distribution lines through calculating and monitoring their current carrying capacity at higher operation temperature, and thus the optimal use of these existing*

*lines will bring higher efficiency to power companies. Generally, the current carrying capacity of power lines is computed based on the calculation of their thermal fields illustrated in IEEE [1], IEC [2] and CIGRE [3]. In this paper, we present the new approach that is the application of the finite element method based on Comsol Multiphysics software for modeling thermal fields of overhead power transmission lines. In particular, we investigate the influence of environmental conditions, such as wind velocity, wind direction, temperature and radiation coefficient on the typical line of ACSR. The comparisons between our numerical solutions and those obtained from IEEE have been shown the high accuracy and applicability of finite element method to compute thermal fields of overhead power transmission lines.*

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1]. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std. 738 – 2006.

[2]. Overhead electrical conductors - Calculation methods for stranded bare conductors", IEC TR 61597 – 1995.

- [3]. Thermal Behaviour of Overhead Conductors, CIGRE Working Group 22.12, Aug. 2002.
- [4]. Strbac, G. 2007. "Electric Power Systems Research on Dispersed Generation", *Electric Power Systems Research*, 77:1143-1147.
- [5]. G. Gela, J. J. Dai, "Calculation of Thermal Fields of Underground Cables Using the Boundary Element Method," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 3, No. 4, pp. 1341-1347, October 1988.
- [6]. M. A. Hanna, M. M. A. Salama, "Thermal Analysis of Power Cables in Multi-layered Soil," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 8, No. 3, pp. 761-771, July 1993.
- [7]. Vũ Phan Tú, Nguyễn Ngọc Khoa, Nguyễn Nhật Nam, "Calculation of Temperature and Ampacity of Underground Cables Using the Adaptive Finite Element Methods", *Tạp chí khoa học công nghệ các trường đại học kỹ thuật*, ISSN 0868 - 3980, Vol. 19, No.73B, pp. 39-45, 2009.
- [8]. Vũ Phan Tú, Võ Văn Hoàng Long, "Application of the hp-finite element method to modeling thermal fields of high voltage underground cables in multi-layer soil", *Tạp chí phát triển KH&CN, ĐHQG-HCM*, Vol. 16, No. K3, pp. 72-83, 2013.
- [9]. Makhkamova, Irina, "Numerical Investigations of the Thermal State of Overhead Lines and Underground Cables in Distribution Networks", Doctoral thesis, Durham University, UK, 2011. (<http://etheses.dur.ac.uk/866/>)
- [10]. Wei Xiong "Applications of Comsol Multiphysics Software to Heat Transfer Processes" Arcada University of Applied Sciences, Department of Industrial Management, May, 2010.
- [11]. L. Staszewski, W. Rebizant, "The Differences between IEEE and CIGRE Heat Balance Concepts for Line Ampacity Considerations," *Modern Electric Power Systems 2010, MEPS'10*, P26, Wroclaw, Poland.
- [12]. Anjan K. Deb, Power Line Ampacity System, Theory, Modeling, and Applications, CRC Press, 2000.
- [13]. W.Z.Black and R.L.Rehberg. "Simplified Model For Steady State and Real-Time Ampacity Of Overhead Conductors". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 10, October 1985.
- [14]. Trần Thiện Tường, Tính toán khả năng mang dòng của đường dây trên không bằng phương pháp phần tử hữu hạn, LVThS, Đại học SPKT Tp.HCM, GVHD: TS. Vũ Phan Tú, 2013.
- [15]. Vũ Phan Tú, *Phương Pháp Số Trong Trường Điện Từ*, NXB Đại học Quốc gia TP HCM, 2013.