第 52 卷 第 3 期：1049-1059　　高电压技术　　Vol.52, No.3: 1049-1059
2026 年 3 月 31 日　　High Voltage Engineering　　March 31, 2026
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20250962

超高压 500 kV 交联聚乙烯交流海缆导体温升分布特性仿真与验证

车昊伦[1]，郝　建[1]，高　震[2]，郁　飞[2]，沈　琦[2]，廖瑞金[1]
（1. 输变电装备技术全国重点实验室(重庆大学电气工程学院)，重庆 400044;
2. 国网浙江省电力有限公司舟山供电公司，舟山 316021）

摘　要：为实现高压海缆载流量及导体温度快速准确计算，以 500 kV 超高压交流交联聚乙烯海缆为对象，首先，测试了平铺和穿管敷设场景下海缆导体温升的动态变化过程，建立了海缆“电磁-热-流”多物理场有限元仿真模型；然后，针对直埋敷设场景下影响超高压海缆导体温度的关键因素，仿真分析了负载电流、海水温度、埋设深度与导体稳态温度的关联关系；最后，建立了以负载电流、海水温度、埋设深度为输入的海缆导体稳态温度多层前馈神经网络计算模型。结果表明：海缆导体温度多物理场仿真模型的计算误差小于 5%，随负载电流和埋深增大，导体温度呈指数规律增大，随海水温度增加，导体温度呈线性规律增大；导体温度多层前馈神经网络模型计算结果和实测结果的误差小于 3.5%。
关键词：超高压海缆；载流量；导体温度；交联聚乙烯；海水温度；埋设深度；多层前馈神经网络

Conductor Temperature Rise Distribution Characteristics Simulation and Verification for EHV 500 kV AC XLPE Submarine Cable

CHE Haolun[1], HAO Jian[1], GAO Zhen[2], YU Fei[2], SHEN Qi[2], LIAO Ruijin[1]
(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment Technology (School of Electrical Engineering, Chongqing University), Chongqing 400044, China;
2. Zhoushan Power Supply Company, State Grid Zhejiang Electric Power Company, Zhoushan 316021, China)

Abstract: To rapidly and accurately calculate the ampacity and conductor temperature of high-voltage submarine cables, a 500 kV extra-high voltage (EHV) AC cross-linked polyethylene (XLPE) submarine cable was used as an object. Firstly, the dynamic evolution of the submarine cable conductor temperature rise under both flat-lay and conduit-through installation scenarios was tested, and a multi-physics finite element simulation model by coupling electromagnetic-thermal-fluid fields of the submarine cable was established. Moreover, the key factors influencing the conductor temperature of EHV submarine cables under direct burial were analyzed by simulation, including the relationship between the effective value of the load current, the seawater temperature, the burial depth, and the conductor steady-state temperature. Finally, a multi-layer feedforward neural network calculation model for the steady-state temperature of the submarine cable conductor was established. The results show that the simulation model, validated by measured data on the temperature rise of the submarine cable conductor, has a calculation error of less than 5%. The conductor temperature increases exponentially with increasing load current and burial depth, and linearly with increasing seawater temperature. The error between the neural network model calculation results and the finite element simulation and measured results is less than 3.5%.
Key words: EHV submarine cable; ampacity; conductor temperature; cross-linked polyethylene; seawater temperature; burial depth; multilayer feedforward neural network

0　引言

海上风电作为一种潜力清洁能源，对我国实现双碳目标具有十分重要的意义。海缆是海上风电场电能输送的关键通道，随着大容量海上风电技术的快速发展，海缆的输电电压等级逐渐升高，电能传输效率也不断提升[1-3]。2019 年 12 月，世界首条 500 kV 交流超高压海缆投入运行[4]；2023 年 8 月，

基金资助项目：国网浙江省电力公司科技项目(5211ZS230002)。
Project supported by Science and Technology Program of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. (5211ZS230002).

全球首根 500 kV 交流三芯海缆成功敷设[5]。海缆在保障海上岛屿和岛屿间、岛屿和陆地间的电能互通发挥了重要作用。在海缆运行过程中，其负载电流、海水温度、埋设环境等因素的变化极易影响其导体温度。海缆导体温度升高会限制海缆的载流量，降低海缆的绝缘性能[6-7]。因此，准确计算海缆导体温度，对海缆载流量的科学调控及其健康运行状态的准确评估具有重要意义[8-9]。

计算电缆导体温度常用的方法有热路模型解析法和数值分析法。传统热路模型解析法通过电路模型方式对电缆径向传热过程快速求解，物理特性明确，具备较强的工程价值，但传统方法主要聚焦电缆本体各层结构传热过程的解析计算，在敷设环境对电缆导体温度影响方面考虑不足[10]。有限元数值计算法可通过对电缆本体和周围敷设环境分别进行网格剖分，适合边界条件复杂因素下对电缆传热过程的影响分析，具有计算精度高的优势[11-12]。在海缆温度分布仿真计算和载流量调控方法研究方面，华南理工大学郝艳捧等采用 COMSOL 有限元仿真软件分析载流量及海水温度对南澳±160 kV 高压直流海缆铺设和埋设 2 种敷设方式下温度之间分布的影响，指出载流量是影响电缆径向温度分布的关键因素，海缆导体温度、绝缘层温差与海水温度存在线性关系[13]。武汉大学李根等研究获得了之间±250 kV 交联聚乙烯(cross-linked polyethylene，XLPE)海缆 J 型管段的外径、太阳辐射强度、环境温度与 J 型管段海缆导体温度的关系，表明 J 型管段海缆导体温度与太阳辐射强度和环境温度均有明显的线性关系，而 J 型管外径对海缆导体温度的影响较小[14]。重庆大学杨帆等仿真分析了±500 kV 直流海缆双极双管和双极单管敷设方式中土壤导热系数对导体温度的影响，指出土壤导热系数对穿管敷设电缆影响很小[15]。哈尔滨工业大学唐晓辉等仿真分析了充油海缆、三芯和单芯海缆在典型故障下的温度分布，指出光纤温度与导体温度、外绝缘套、外护套之间均存在线性关系[16]。郑州大学程子霞等仿真分析了±160 kV 海缆电缆沟敷设环境温度分布情况，指出增加电缆沟宽度、减小电缆沟盖板厚度可在一定程度上提高海缆的载流能力[17]。已有研究表明，环境因素和敷设方式会直接影响海缆导体温度，而针对直埋敷设 500 kV 超高压海缆的温度分布计算，目前缺乏考虑埋设深度、海水温度、负载电流联合作用对海缆导体温度影响的研究，深入开展此方面研究，将为 500 kV 超高压海缆工程的建设及载流量调控提供有价值的技术指导。

本文聚焦 500 kV 交流交联聚乙烯海缆导体温升分布特性仿真与验证。首先，开展超高压海缆夏季和冬季导体动态温度测量试验，分析不同通流情况下导体温度的变化情况，为仿真有效性验证提供基础数据；其次，建立负载电流施加过程中超高压海缆“磁-热-流”多物理场仿真模型，开展海缆导体温度动态温升特性仿真研究，采用试验数据验证仿真模型有效性；最后，开展直埋敷设场景下超高压海缆稳态温度仿真研究，分析负载电流、海水温度、埋设深度与导体温度单因素及联合作用影响规律，并基于多层前馈神经网络模型提出一种综合考虑负载电流、海水温度、埋设深度协同作用的 500 kV 超高压海缆导体温度量化计算方法，以支撑 500 kV 超高压海缆载流量的科学调控。

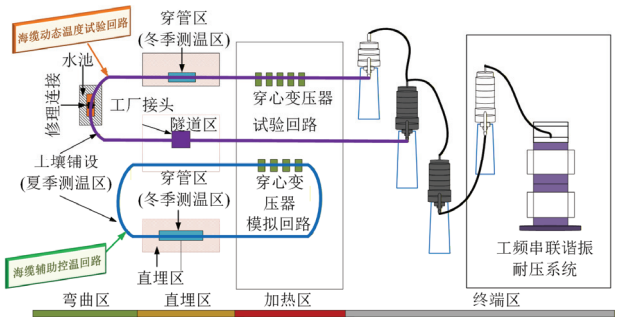
1 试验与仿真方法

1.1 通流过程中 500 kV 海缆导体温度测量试验

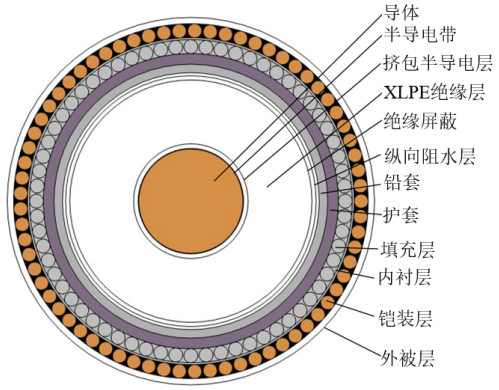
本文采用型号为 HYJQ71-F 290/500 1×1800+2×16(14D+2A)的 500 kV 超高压 XLPE 海缆开展夏季和冬季时段不同通流情况下的导体温度动态变化情况试验检测，超高压海缆温升试验示意图如图 1(a)所示。海缆导体温度通过特殊设计的热电偶传感器测量，试验电流通过穿心变压器施加及合理调控，调节加热功率，确保导体最高温度控制在 90~95 ℃安全范围内[18]。本文单芯 500 kV 超高压海缆结构如图 1(b)所示，导体、XLPE 绝缘层、纵向阻水层、铅套、PE 护套、填充层、内衬层、铠装层和外被层的结构尺寸如表 1 所示，导体截面积为 1 800 mm^2。

海缆本体材料主要由铜、半导电屏蔽料、交联聚乙烯、铅、聚乙烯、聚丙烯、沥青等组成，材料性能参数如表 2 所示。

夏季时，针对平铺于土壤表面的海缆，通过改变不同时段试验电流调控海缆导体温度变化，温度测试时长为 24 h。温升试验时，导体的初始温度为 35 ℃；在通流时段 0~6.3 h 过程中的电流有效值为 2 050 A，设置海缆周围空气环境平均温度为 29 ℃；通流时段 6.3~7.3 h 的电流有效值为 1 970 A，设置海缆周围空气环境平均温度为 28 ℃；通流时段 7.3~8.3 h 的电流有效值为 1 840 A，设置海缆周围空气环境平均温度为 27 ℃；而在通流时段 8.3~24 h 内停止通流，设置海缆周围空气环境平均温度为



(a) 超高压海缆温升试验示意图



(b) 500 kV 超高压海缆结构图

图 1　超高压海缆温升试验示意图及海缆结构图

Fig.1　EHV submarine cable temperature rise test schematic diagram and submarine cable structure diagram

表 1　500 kV 超高压海缆结构参数

Table 1　Structural parameters of 500 kV EHV submarine cable

结构	厚度/mm	外径/mm
导体		52.4
半导电带	0.3	53.0
挤包半导电层	2.3	57.6
XLPE 绝缘层	32.1	121.8
绝缘屏蔽	2.1	126.0
纵向阻水层	1.55	129.1
铅套	4.3	137.7
护套	5.3	148.3
填充层	7.0	162.3
内衬层	1.0	164.3
外被层	3.2	184.7

表 2　500 kV 超高压海缆本体材料参数

Table 2　Parameters of 500 kV EHV submarine cable material

材料	密度/(kg·m^{-3})	导热系数/(W·(m·K)$^{-1}$)	比热容/(J·(kg·K)$^{-1}$)
铜	8 490	385	400
半导电屏蔽料	1 055	0.23	2 000
交联聚乙烯	930	0.35	2 300
铅	11 340	35.3	128
聚乙烯	935	0.285 7	1 900
聚丙烯	946	0.285 7	1 900
沥青	1 062	0.22	1 850

26 ℃，海缆自然冷却。冬季时，针对穿管埋设深度为 2 m 的海缆，通过改变不同时段试验电流调控海缆导体温度变化，温度测试时长为 24 h。温升试验时，导体初始温度为 21 ℃；在通流时段 0~5.3 h 过程中的电流有效值为 2 450 A，设置土壤上层空气环境平均温度为 10 ℃，海缆管道内周围环境温度为 7 ℃，土壤边界最底层温度 2 ℃；通流时段 5.3~5.7 h 的电流有效值为 2 250 A，设置土壤上层空气环境平均温度为 9 ℃，海缆管道内周围环境温度为 6 ℃，土壤边界最底层温度为 1 ℃；通流时段 5.7~6.3 h 的电流有效值为 2 050 A，设置土壤上层空气环境平均温度为 8 ℃，海缆管道内周围环境温度为 5 ℃，土壤边界最底层温度为 0 ℃；通流时段 6.3~8.1 h 的电流有效值为 1 980 A，设置海缆土壤上层空气环境平均温度为 8 ℃，海缆管道内周围环境温度为 5 ℃，土壤边界最底层温度 0 ℃；而在通流时段 8.1~24 h 内停止通流，设置土壤上层空气环境平均温度为 7 ℃，海缆管道内周围环境温度为 4 ℃，土壤边界最底层温度为 0 ℃，海缆自然冷却。基于上述方法获得 2 种场景下海缆导体温度试验数据。

1.2　500 kV 海缆动态及稳态温度分布特性仿真方法

1.2.1　基本控制方程

海缆导体通流后会产生电磁场，导体和 XLPE 绝缘材料之间会产生电磁损耗，电磁损耗产生的热量会影响海缆周围温度场分布。海缆导体温度与导体电阻率有关，海水与土壤、空气与土壤之间均存在对流换热。电磁-热耦合方程如式(1)所示，其中，ρ 为材料密度，kg/m^3；k 为土壤导热系数；C 为材料常压下比热容，J/(kg·℃)；E^*为电场强度，V/m；H^*为磁场强度，A/m；B 为磁感应强度，T；J 为电流密度，A/m^2；Q_e 为总电磁损耗，W；T 为导体温度，℃；Q_{rh} 为电阻损耗，W；Q_{ml} 为磁滞损耗，W；ω 为交流角频率，rad/s；Re(·)表示取实。

$$\begin{cases} \rho C v\nabla T=\nabla\left(k\nabla T\right)+Q_e \\ Q_e=Q_{rh}+Q_{ml} \\ Q_{rh}=\dfrac{1}{2}\mathrm{Re}\left(J\cdot E^*\right) \\ Q_{ml}=\dfrac{1}{2}\mathrm{Re}\left(\mathrm{j}\omega B\cdot H^*\right) \end{cases} \tag{1}$$

海缆导体铜材料电导率随温度变化情况如式(2)所示。其中，ρ_e 为电阻率，Ω·m，α 为电阻率温度系数。此模型铜导体线性电阻率为 2.2×10^{-8} Ω·m，导体电阻率温度系数 α=3.93×10^{-8}，θ_c 为导体温度，℃。

$$\sigma_{\mathrm{c}}=\frac{1}{\rho_{\mathrm{e}}(1+\alpha(\theta_{\mathrm{c}}-20))} \tag{2}$$

直埋敷设海缆本体和土壤中，主要传热方式为固体传热，如式(3)所示。

$$\begin{cases}\nabla\cdot q+\rho_{\mathrm{l}}C_{\rho\mathrm{l}}\dfrac{\partial T}{\partial t}=Q\\ q=-k\nabla T\end{cases} \tag{3}$$

式中：q 为热流密度，W/m²；k 为土壤导热系数；Q 为海缆导体产生的热源，W/m；$C_{\rho\mathrm{l}}$ 为土壤材料恒压热容，J/(kg·℃)；ρ_{l} 为传热路径上土壤层密度，kg/m³。

海缆动态温升分布仿真模型中，空气与海缆表面、空气与土壤间均存在对流换热，其方程如式(4)所示。

$$\begin{cases}\dfrac{\partial^2T}{\partial x^2}+\dfrac{\partial^2T}{\partial y^2}=0\\ -k\dfrac{\partial T}{\partial n}\Big|_{\Gamma}=\alpha\left(T-T_{\mathrm{a}}\right)\end{cases} \tag{4}$$

式中：α 为对流换热系数，W/(m²·K)；T_{a} 为空气温度，K。

海缆稳态温度仿真模型中，土壤与海水间存在对流换热，其方程如式(5)所示。

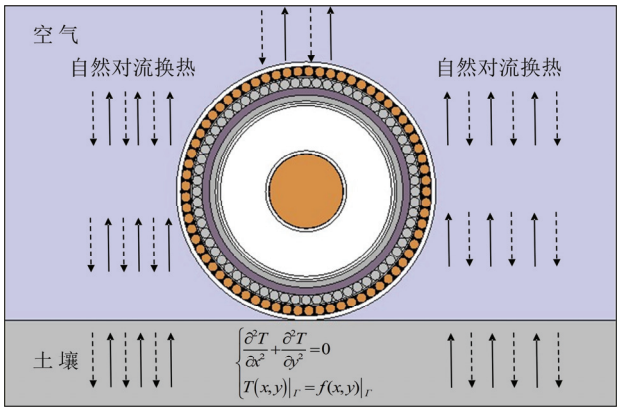
$$\begin{cases}\dfrac{\partial^2T}{\partial x^2}+\dfrac{\partial^2T}{\partial y^2}=0\\ -k\dfrac{\partial T}{\partial n}\Big|_{\Gamma}=\alpha\left(T-T_{\mathrm{f}}\right)\end{cases} \tag{5}$$

式中：α 为对流换热系数，W/(m²·K)；T_{f} 为海水温度，K；Γ 为物体物理边界。

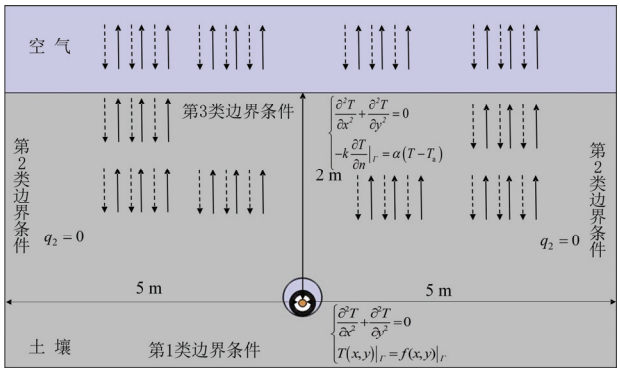
1.2.2 典型敷设场景下海缆导体动态温度变化特性仿真模型及参数

以上文超高压海缆温升试验实际场景为对象，分别建立夏季和冬季时段海缆导体动态温度变化特性的仿真模型，如图 2 所示。

夏季场景海缆为平铺敷设方式，海缆传热方式分别为空气与海缆外被层对流换热和空气与土壤对流换热。冬季海缆场景为穿管敷设方式，通常认为距离电缆 2 m 以外的区域不受电缆发热的影响，该部分土壤层厚度设置为 8 m，海缆埋设深度为 2 m。海缆管道内的空间狭小，对流换热效率很低，对海缆本体散热影响小。冬季场景海缆导体动态温度特性仿真模型传热边界条件主要涉及 3 类。第 1 类边界条件为土壤底层边界温度，其计算式如式(6)所示。式(6)中，$f(x,y)|_{\Gamma}$ 为物体物理边界 Γ 的壁面温度。



(a) 夏季(平铺敷设)



(b) 冬季(窗缝管敷设)

图 2 海缆动态温升分布试验场景仿真模型图

Fig.2 Submarine cable dynamic temperature distribution test condition simulation model diagram

$$\begin{cases}\dfrac{\partial^2T}{\partial x^2}+\dfrac{\partial^2T}{\partial y^2}=0\\ T\left(x,y\right)\big|_{\Gamma}=f\left(x,y\right)\big|_{\Gamma}\end{cases} \tag{6}$$

第 2 类边界条件为法向热流密度，计算式为式(7)所示。式中，q_2 为热流密度，设置为 0；k 为导热系数。

$$\begin{cases}\dfrac{\partial^2T}{\partial x^2}+\dfrac{\partial^2T}{\partial y^2}=0\\ -k\dfrac{\partial T}{\partial n}\Big|_{\Gamma}=f\left(x,y\right)\big|_{\Gamma}=q_2\end{cases} \tag{7}$$

第 3 类边界条件为空气与土壤间对流换热边界条件，如式(4)所示，空气与土壤之间对流换热系数 α 为 8 W/(m²·K)。

本文通过对比相同加热时段相同通流设置条件下导体温度的仿真结果与试验结果变化趋势的一致性，验证典型敷设场景下海缆导体动态温升变化特性仿真模型的准确性。

1.2.3 直埋敷设场景下海缆导体稳态温度分布仿真条件设置

在验证海缆导体温度仿真模型有效性基础上，

进一步开展直埋敷设场景下超高压海缆导体稳态温度仿真研究。图 3 为海缆直埋敷设有限元仿真模型图，该场景模拟 500 kV 超高压海缆在海底长期稳定运行情况。设置土壤层厚度为 8 m，左右土壤边界距离海缆为 5 m。海缆导体稳态温度仿真模型的固体传热及磁热场耦合控制方程与海缆导体动态温度仿真模型完全相同。海水温度、埋设深度及负载电流根据实际环境设置。海缆稳态温度仿真场景传热边界条件主要涉及 3 类。第 1 类和第 2 类边界条件如式(6)和式(7)所示，第 3 类边界条件为海水与土壤间对流换热如式(5)所示，海水与土壤之间对流换热系数 α 为 200 W/(m^2·K)[19]。

通过有限元仿真分析负载电流、海水温度、埋设深度 3 种因素对导体温度的联合影响。仿真条件：海水温度分别设置为 11 ℃、14 ℃、17 ℃、20 ℃、23 ℃、26 ℃、29 ℃；埋设深度分别设置为 0.7 m、0.9 m、1.2 m、1.5 m、2 m；负载率分别设置为 0.2、0.4、0.6、0.8、1、1.2，稳态负载电流有效值范围为 300~3 000 A。

1.2.4　网格剖分

有限元准确仿真计算的前提是模型网格的有效剖分，模型网格剖分越密集，计算结果越准确，若数据量较大，则计算时间较长。海缆导体周围发热现象明显，且热量由内到外沿海缆径向传播。因此，在保证计算精度前提下，将海缆导体周围设置极细化的三角形网格划分，最大单元大小为 0.2 mm，最小单元大小为 0.1 mm。将海缆本体剩余区域设置细致的三角形网格剖分，最大单元大小为 200 mm，最小单元大小为 0.75 mm。周围土壤、空气和海水环境设置粗糙的三角形网格划分，最大单元大小为 670 mm，最小单元大小为 3 mm。

2　结果与分析

2.1　典型场景下海缆导体动态温升的实测与仿真结果对比分析

图 4(a)为夏季时段平铺敷设海缆导体动态温度随通流时间的变化曲线。通流时间 6 h 时，导体温度升至 90 ℃；通流时段 6~8.5 h，导体温度均保持 90~95 ℃范围内，满足海缆温升试验要求。停止通流后，海缆自然冷却，导体温度由 93 ℃降至 35 ℃，完成一次海缆夏季时段温升试验。图 4(b)为冬季时段穿管敷设海缆导体动态温度导体温度与时间曲线。通流时间 6 h 时，导体温度升至 90 ℃，且通流

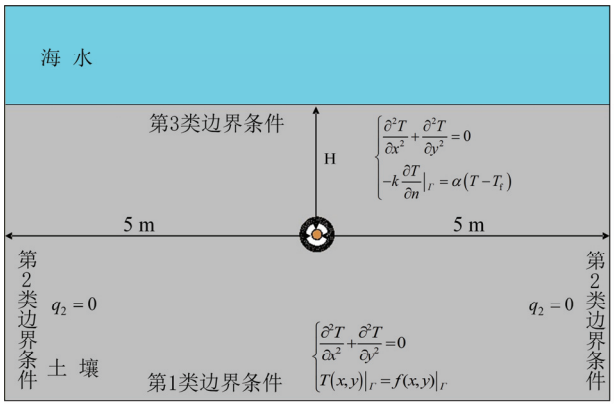


图 3　海缆直埋敷设有限元仿真模型图

Fig.3　Submarine cable directly buried laying finite element simulation model diagram

时段 6~8.3 h，导体温度均低于 90 ℃，满足海缆温升试验要求。停止通流后，海缆自然冷却，导体温度由 80 ℃降至 25 ℃，完成一次海缆冬季时段温升试验。图 4(c)和(d)为 500 kV 超高压海缆导体动态温升仿真结果。与图 4(a)和(b)试验现场实测海缆导体动态温升试验结果相比，各加热时段导体动态温度试验结果与仿真结果相一致。图 4(e)为夏季场景通流时间 5.5 h 海缆温度分布情况，此时导体温度达到 85.8 ℃，与同一时刻海缆动态温度夏季试验导体温度 87.6 ℃相比，仿真结果与试验结果接近，误差为 2.05 %；图 4(f)为冬季场景通流时间 5.8 h 海缆温度分布情况，此时导体温度达到 79.8 ℃，与同一时刻海缆动态温度冬季试验导体温度 78.5 ℃相比，仿真结果与试验结果接近，误差为 1.66%。

表 3 为海缆关键通流时间导体动态温升试验结果与仿真结果对比，试验结果与仿真结果误差均小于 5%，由此验证了海缆导体动态温度变化特性仿真模型的准确性。

2.2　海缆导体稳态温度影响规律分析

2.2.1　负载电流对导体稳态温度的影响分析

图 5 分别为海缆埋设深度 0.7 m 和 1.5 m 条件下导体稳态温度随不同负载电流有效值的变化情况。随着负载电流有效值的增加，海缆导体稳态温度显著升高；海缆导体稳态温度随海水温度梯度增加，均呈现明显的增长趋势。

通过拟合分析超高压海缆不同负载电流对应导体温度的稳态仿真数据，获得对应拟合公式。结果表明导体温度随负载电流呈明显的指数增长关系。方程拟合校验结果如表 4 所示。

根据图 5 埋深 0.7 m 和 1.5 m 条件下负载电流对导体稳态温度的影响规律，获得负载电流与导体

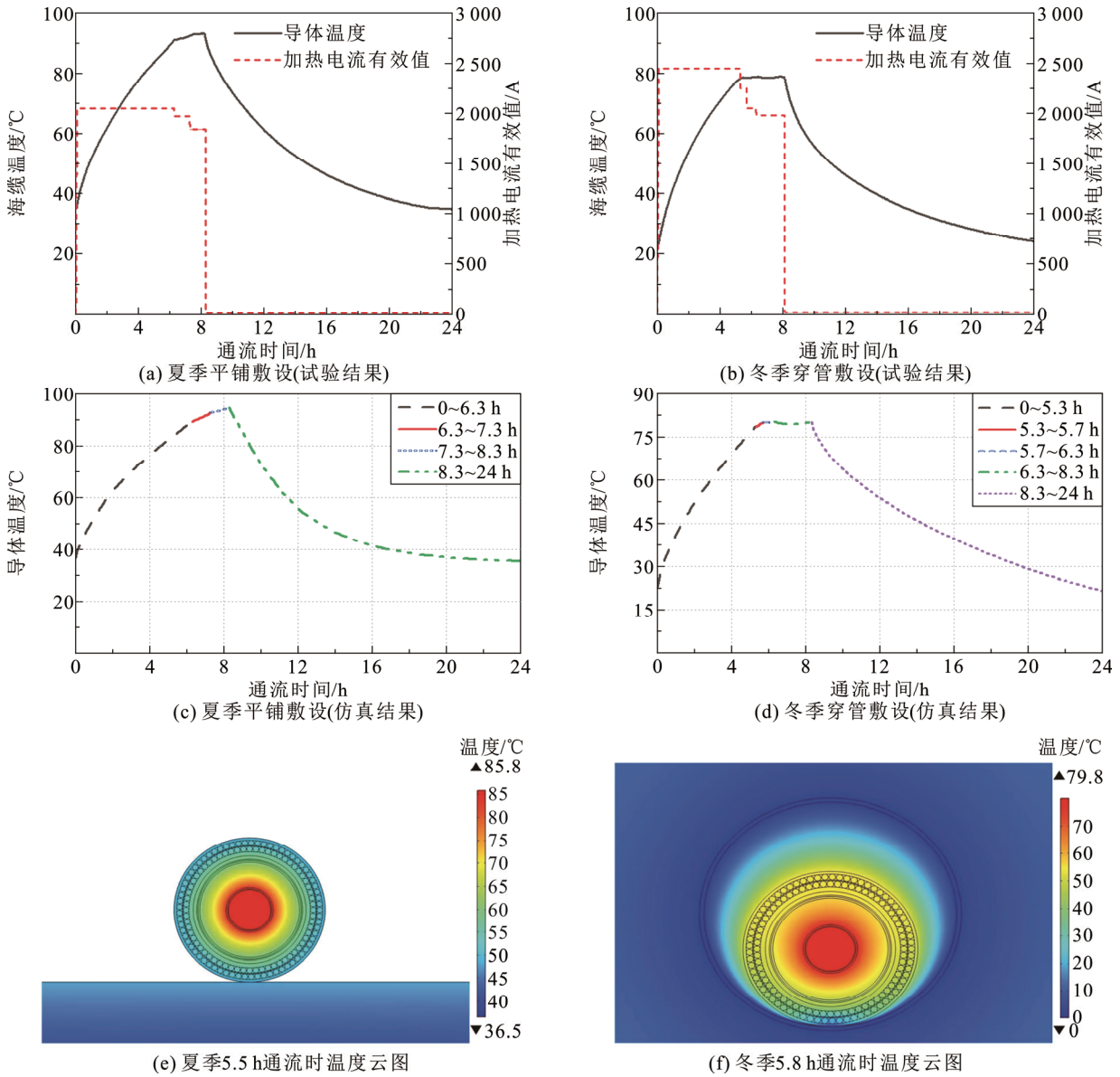


图 4 500 kV 超高压海缆导体动态温升试验与仿真结果

Fig.4 Dynamic temperature test and simulation results of 500 kV EHV submarine cable conductor

表 3 海缆关键通流时间导体动态温度试验结果与仿真结果对比

Table 3 Comparison of submarine cable conductor dynamic temperature with test and simulation results at the key heating time

敷设试验场景	加热时间/h	试验结果/℃	仿真结果/℃	误差/%
夏季平铺敷设	5.5	87.6	85.8	2.05
	8	93.2	93.9	0.75
	12	59.7	57.5	3.7
	22	35.8	35.1	1.96
冬季穿管敷设	3.2	64.8	63	2.78
	5.8	78.5	79.8	1.66
	8.1	78.8	79.9	1.4
	22	25.9	25.1	3.09

稳态温度间指数增长型拟合方程通式 $T = A_n e^{B_n I}$。延伸点校验拟合误差均小于 1%。随着海水温度的增加，相关系数 A_n 显著增大，B_n 略微减小。而随着埋设深度增加，相关系数 A_n 略微减小，相关系数 B_n 略微增大。对比分析不同埋深及不同海水温度条件下负载电流与导体稳态温度间指数型方程拟合情况，发现海水温度对负载电流与导体稳态温度之间的指数型增长关系会产生协同作用，而埋深产生作用不显著。

2.2.2 海水温度对导体稳态温度的影响分析

图 6 分别为海缆埋设深度 0.7 m 和 1.5 m 条件下导体稳态温度随不同海水温度的变化情况。随着海水温度的升高，海缆导体稳态温度逐渐升高。海

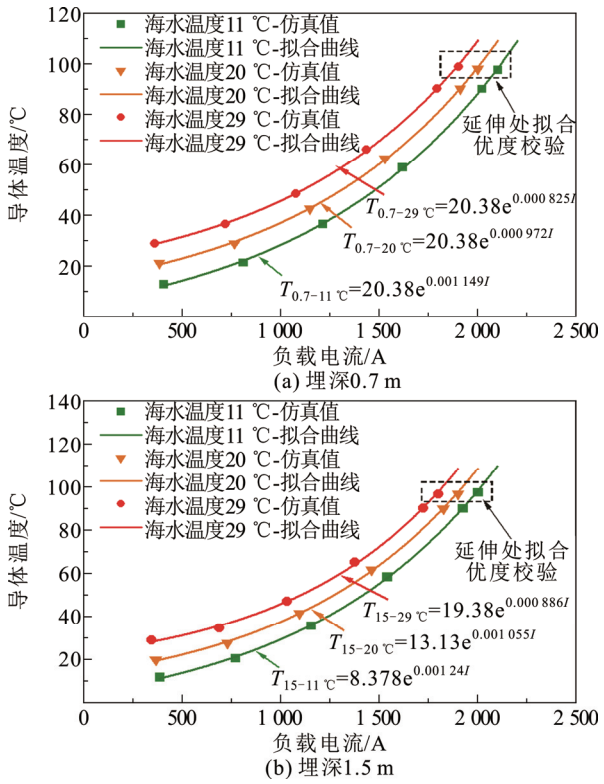


图 5　海缆导体稳态温度随负载电流变化情况

Fig.5　Variation of submarine cable conductor steady state temperature with load current

表 4　埋深 0.7 m 和 1.5 m 条件下负载电流对导体稳态温度的影响规律拟合校验结果

Table 4　Fitting verification results of the influence pattern with load current on conductor steady-state temperature at 0.7 m and 1.5 m burial depth

埋设深度/m	海水温度/℃	负载电流/A	导体温度仿真值/℃	导体温度计算值/℃	误差/%
0.7	11	2 100	97.5	97.7	0.2
	20	2 000	97.9	98	0.1
	29	1 900	98.7	98.9	0.2
1.5	11	2 000	97.5	97.6	0.1
	20	1 900	96.8	97	0.2
	29	1 800	96.6	96.5	0.1

缆导体稳态温度随负载电流有效值梯度增加，均呈现明显的增长趋势。

根据图 6 埋深 0.7 m 和 1.5 m 条件下海水温度对导体稳态温度影响规律，可获得海水温度与导体稳态温度间线性增长型拟合方程通式 $T=C_nT_f+D_n$，方程拟合校验结果如表 5 所示，延伸点校验拟合误差均小于 1%。相关系数 C_n 和 D_n 均随负载电流的增加逐渐增大，其中大负载电流导体稳态温度变化的趋势更为明显。埋设深度的增加也会导致相关系数 C_n 略微减小，而相关系数 D_n 显著增大。对比分析

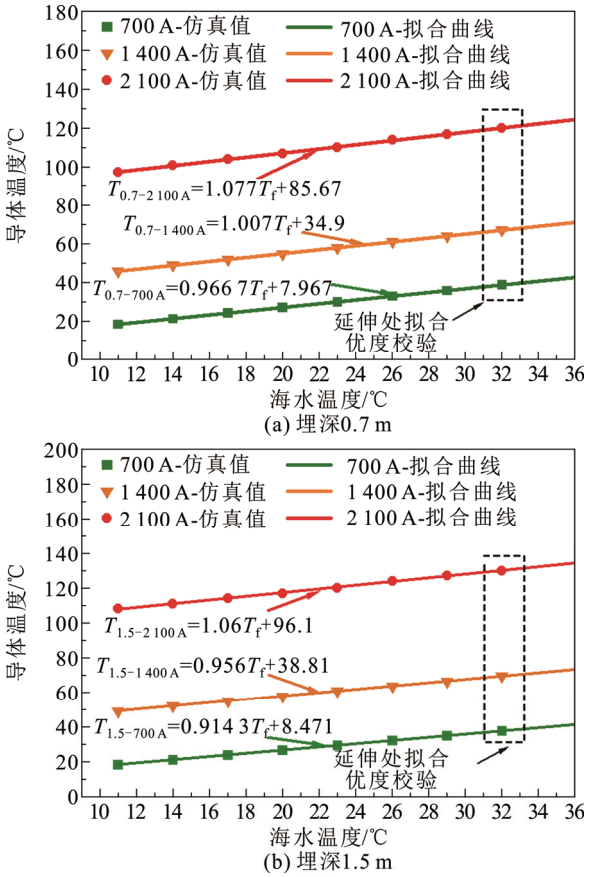


图 6　海缆导体稳态温度随海水温度的变化情况

Fig.6　Variation of submarine cable conductor steady state temperature with seawater temperature

表 5　埋深 0.7 m 和 1.5 m 条件下海水温度对导体温度的影响规律拟合校验结果

Table 5　Fitting verification results of the influence pattern with seawater temperature on conductor temperature at 0.7 m and 1.5 m burial depth

埋设深度/m	海水温度/℃	负载电流/A	导体温度仿真值/℃	导体温度计算值/℃	误差/%
0.7	32	700	38.9	39.0	0.26
		1 400	67.1	67.0	0.15
		2 100	120.0	119.9	0.08
1.5	32	700	37.7	37.6	0.27
		1 400	69.4	69.5	0.14
		2 100	130.0	130.1	0.08

不同埋深及不同负载电流条件下海水温度与导体稳态温度间线性方程拟合情况，表明负载电流对海水温度与导体稳态温度之间线性增长关系产生协同作用，而埋深产生的影响不显著。

2.2.3　埋设深度对导体稳态温度的影响分析

图 7 分别为海水温度 11 ℃和 20 ℃条件下导体稳态温度随埋深的变化情况。随着埋设深度的增加，

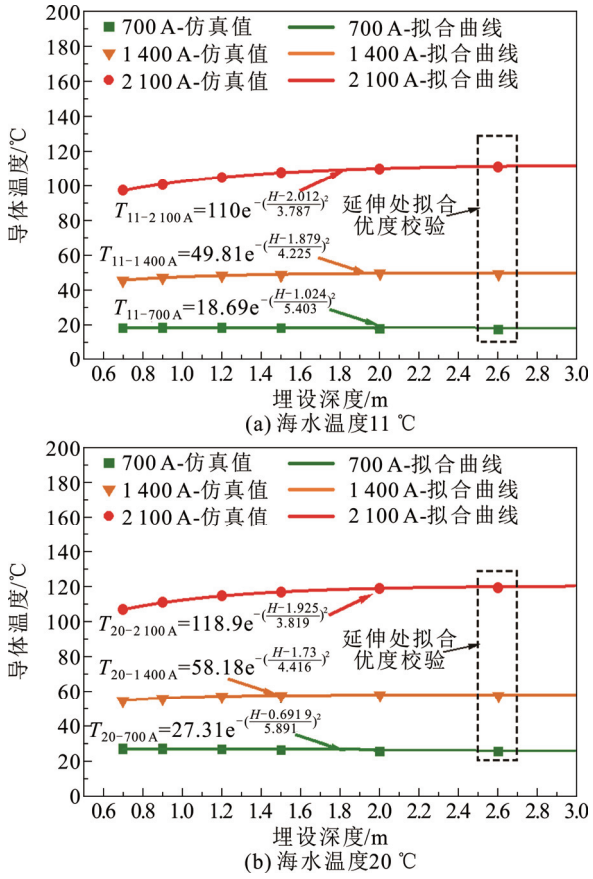


图 7 海缆导体稳态温度随埋设深度的变化情况

Fig.7 Variation of submarine cable conductor steady state temperature with buried depth

海缆导体稳态温度略微升高。海缆导体稳态温度在低负载电流条件下变化不明显，而在高负载电流条件下导体稳态温度缓慢增加，且埋深超过 1.5 m 后，导体稳态温度变化趋势不明显。

根据图7海水温度11 ℃和20 ℃条件下埋设深度对导体温度的影响规律，可获得埋设深度与导体稳态温度间负指数高斯函数拟合方程通式如式(8)所示。

$$T = P_{\mathrm{n}} \mathrm{e}^{-\left(\frac{H+Q_{\mathrm{n}}}{G_{\mathrm{n}}}\right)^2} \tag{8}$$

随着负载电流的增大，相关系数 P_{n} 显著增大，相关系数 Q_{n} 和 G_{n} 均逐渐减小，且大负载电流变化规律更为显著。随海水温度增加，相关系数 P_{n}、G_{n} 和 Q_{n} 均略微增大。方程拟合校验结果如表 6 所示，延伸点校验拟合误差均小于 1.2%。对比分析不同海水温度及不同负载电流条件下埋深与导体稳态温度间负指数高斯方程拟合情况，发现负载电流和海水温度对埋深与导体稳态温度之间负指数增长关系均会产生协同作用，且负载电流产生的影响更显著。

表 6 海水温度 11 ℃和 20 ℃条件下埋深对导体温度的影响规律拟合校验结果

Table 6 Fitting verification results of the influence pattern with burial depth on conductor temperature at 11 ℃ and 20 ℃ seawater temperature

海水温度/℃	埋设深度/m	负载电流/A	导体温度仿真值/℃	导体温度计算值/℃	误差/%
11	2.6	700	17.8	18	1.12
		1 400	49.7	49.9	0.4
		2 100	111	111.2	0.18
20	2.6	700	26	26.1	0.39
		1 400	57.8	58	0.35
		2 100	119.3	119.5	0.17

2.2.4 多因素联合作用下导体稳态温度变化规律

不同埋设深度条件下，负载电流和海水温度联合作用对应导体温度的拟合曲线方程，如图 8 和表 7 所示，此部分展示的埋设深度为 0.7 m 和 2 m。

依据表 7 显示的结果，海水温度和负载电流联合作用下导体温度的量化计算通式可通过式(9)进行表达。

$$T_H = E_{\mathrm{n}} T_{\mathrm{f}} + F_{\mathrm{n}} I^2 + H_{\mathrm{n}} \tag{9}$$

特定埋设深度下海缆损耗与导体温度呈正相关关系，海水温度与海缆导体温度呈线型增长关系。随着埋设深度增加，相关系数 E_{n} 和 H_{n} 略微减小，相关系数 F_{n} 略微增大，相关系数变化趋势不明显。由此表明，负载电流是影响海缆导体温度的主导因素，其次是海水温度，而埋设深度对导体温度的影响作用并不显著。

2.3 500 kV 海缆导体稳态温度量化计算与验证

2.3.1 基于多层前馈神经网络的海缆导体温度计算方法

通过多物理场有限元仿真模型计算超高压海缆直埋敷设场景不同负载电流、海水温度、埋设深度联合作用的导体温度，基于此构建超高压海缆导体温度数据库，共计 280 组导体温度样本。本文采用多层前馈神经网络模型开展直埋敷设海缆导体温度数据库训练，构建负载电流、海水温度、埋设深度和超高压海缆导体温度之间的映射关系。将导体温度数据库中的样本随机分为 3 个数据集，其中 196 组样本数据为训练集，用于网络参数训练；42 组样本数据为测试集，用于数据集参数调节；42 组数据作为验证集，用于验证模型的准确性。

针对隐藏层数选择的过程中，分别选用隐藏层

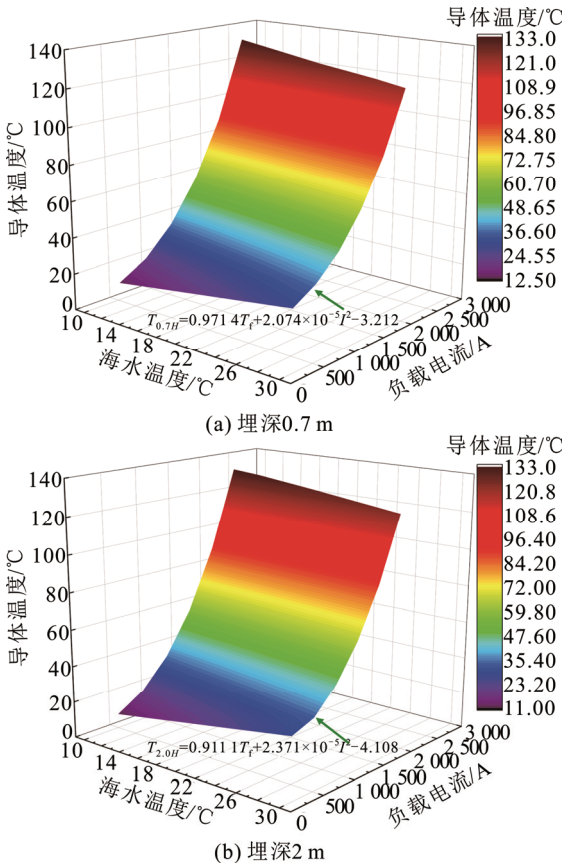


图 8　海缆导体稳态温度随海水温度、埋设深度、负载电流协同作用的变化情况

Fig.8　Variation of submarine cable conductor steady-state temperature with seawater temperature, buried depth and load current synergy

表 7　海水温度、埋设深度、负载电流协同作用对海缆导体稳态温度的影响规律

Table 7　Effects of seawater temperature, buried depth and load current on submarine cable conductor steady-state temperature

埋深/m	导体温度/℃	拟合优度
0.7	$T_{0.7H}$=0.971 4T_f + 2.074×10^{-5}I^2 − 3.212	0.997 8
1.2	$T_{1.2H}$=0.950 3T_f + 2.249×10^{-5}I^2 − 3.692	0.997 7
1.5	$T_{1.5H}$=0.936 9T_f + 2.308×10^{-5}I^2 − 3.916	0.997 5
2.0	$T_{2.0H}$=0.911 1T_f + 2.361×10^{-5}I^2 − 4.108	0.996 8

数为 5—13，分别对 280 组导体温度数据训练 10 次，比较不同隐藏层神经元数量的相对均方误差和平均迭代步长，如图 9(a)所示，可知选择 11 个隐藏层神经元，计算速度快，准确率高。

图 9(b)表示测试集、验证集和训练集在模型训练中迭代步数对应均方误差的收敛曲线，可发现随着迭代步数的增加，3 种数量集的均方误差逐渐减小并趋于稳定，其中训练集的均方误差最小，且 3

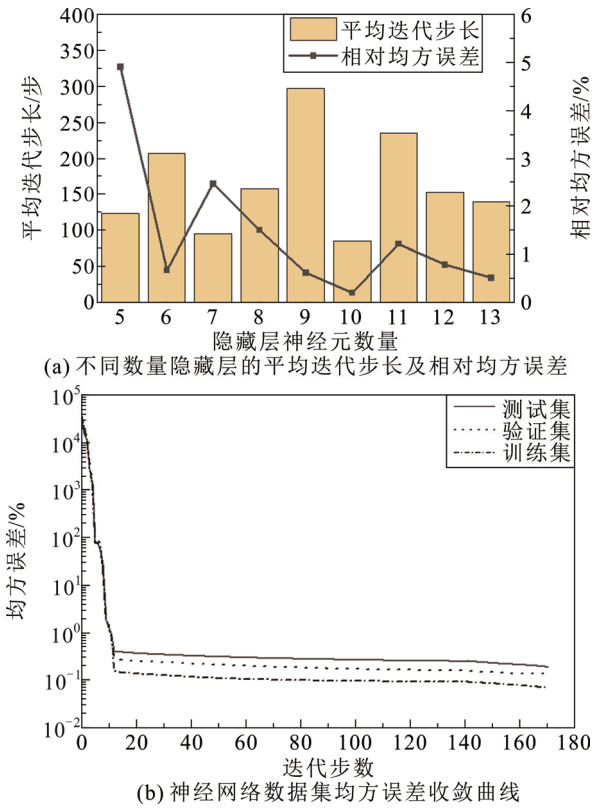


图 9　前馈神经网络计算模型及均方误差分析

Fig.9　Feedforward neural network calculation model and mean Square error analysis

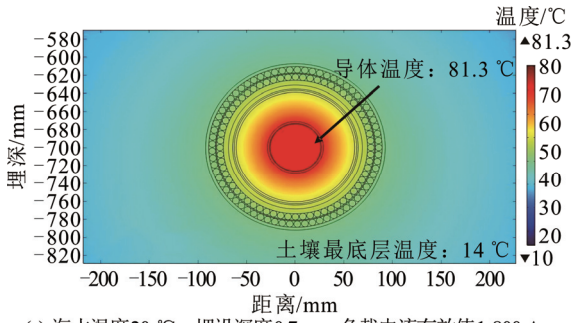
种数据集的相对均方误差均小于 10%，表明针对负载电流、海水温度、埋设深度建立的导体温度神经网络计算模型具有良好的效果。

2.3.2　计算方法验证

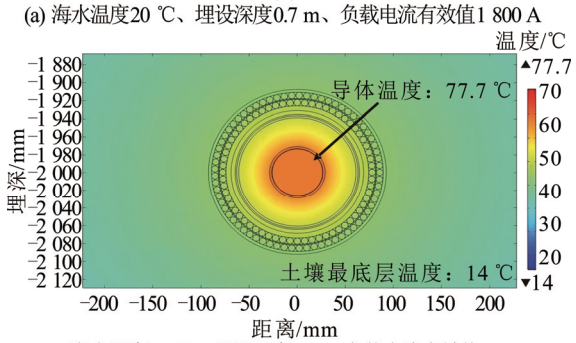
以海水温度 20 ℃、负载电流有效值 1 800 A、埋设深度 0.7 m 和海水温度 26 ℃、负载电流有效值 1 600 A、埋设深度 2 m 这 3 种环境的导体温度为例，计算导体温度分别为 81.2 ℃和 77.8 ℃。开展有限元仿真导体温度计算，2 种环境海缆温度场有限元仿真云图如图 10 所示，计算的海缆导体温度分别为 81.3 ℃和 77.7 ℃。误差对比分析如表 8 所示，误差小于 1%。

以该型号 500 kV 海缆直埋敷设段运行监测导体温度数据为例，对比分析超高压海缆导体温度实测值与神经网络计算值之间的误差，如表 9 所示。

海水温度 18 ℃、埋深 0.7 m，负载电流 1 920 A 工况下，实测海缆导体温度为 86 ℃，计算导体温度为 88.84 ℃，误差为 3.3%；海水温度 16 ℃、埋深 1 m，负载电流 1 860 A 工况下，实测海缆导体温度为 83 ℃，计算导体温度为 85.61 ℃，误差为



(a) 海水温度20 ℃、埋设深度0.7 m、负载电流有效值1 800 A



(b) 海水温度26 ℃、埋设深度2 m、负载电流有效值1 600 A

图 10 500 kV 超高压海缆有限元稳态仿真温度分布云图

Fig.10 Distribution of 500 kV EHV submarine cable finite element simulation temperature

表 8 超高压海缆有限元仿真和神经网络模型计算导体温度对比

Table 8 Conductor temperature calculated comparison by EHV submarine cable finite element simulation and neural network model

海水温度/℃	埋设深度/m	负载电流/A	导体温度仿真值/℃	导体温度计算值/℃	误差/%
20	0.7	1 800	81.3	81.2	0.12
26	2	1 600	77.7	77.8	0.12

表 9 超高压海缆实测导体温度和神经网络模型计算导体温度对比

Table 9 Comparison between measured EHV submarine cable conductor temperature and calculated by neural network model

海水温度/℃	埋设深度/m	负载电流/A	导体温度实测值/℃	导体温度计算值/℃	误差/%
18	0.7	1 920	86	88.84	3.3
16	1	1 860	83	85.61	3.1

3.1%。表明导体温度数据与计算数据误差不超过3.5%。可见，基于此神经网络计算导体温度方法可快速准确计算超高压海缆导体温度，此为超高压海缆载流量科学调控奠定了基础。

3 结论

1）基于“电磁-热-流”多场耦合仿真分析方法获得了典型敷设场景下500 kV交流XLPE海缆导体动态温升变化特性，海缆导体动态温度实测数据与仿真模型的计算误差小于 5%，验证了海缆本体仿真模型的准确性。

2）分析获得了直埋敷设场景下负载电流、海水温度、埋设深度与导体稳态温度的关联关系，其中导体稳态温度随负载电流和埋深的增大，均呈现指数函数升高的规律，导体稳态温度随海水温度的升高，呈现线性函数升高的规律，且 3 种因素对导体稳态温度联合作用时，负载电流是影响海缆导体温度的主导因素。

3）基于负载电流、海水温度、埋设深度联合作用对海缆导体稳态温度的影响规律，提出一种基于多层前馈神经网络的海缆导体稳态温度计算模型，该模型计算结果与有限元仿真结果和实测结果的误差小于 3.5%，验证了计算模型的准确性与有效性，为实现海缆导体温度快速准确计算提供了方法支撑。

参考文献 References

[1] 赵健康，陈铮铮. 国内外海底电缆工程研究综述[J]. 华东电力，2011，39(9)：1477-1481.
ZHAO Jiankang, CHEN Zhengzheng. Research on submarine cable projects at home and abroad[J]. East China Electric Power, 2011, 39(9): 1477-1481.

[2] DAI X Z, HAO J, MONTANARI G C, et al. Influence of thermal ageing on high-field polarisation characteristics and conductivity behaviour of submarine polymeric cables insulation[J]. High Voltage, 2023, 8(1): 138-148.

[3] 周远翔，付新亚，吕微微，等. 考虑环流的双回异构登陆段海底电缆温度与载流量仿真分析[J]. 高电压技术，2025，51(6)：2748-2758.
ZHOU Yuanxiang, FU Xinya, LYU Weiwei, et al. Simulation analysis of temperature and current carrying capacity of submarine cables in the dual loop heterogeneous landing section considering circulation[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(6): 2748-2758.

[4] 世界首个 500 kV 交联聚乙烯海缆敷设[J]. 设备监理，2019(5)：30.
World's first installation of 500 kV cross-linked polyethylene submarine cable[J]. Plant Engineering Consultants, 2019(5): 30.

[5] 赵囿林，谢书鸿，胡 明，等. 三芯 500 kV XLPE 绝缘交流海底电缆设计及关键技术[J]. 电线电缆，2025，68(4)：24-30.
ZHAO Youlin, XIE Shuhong, HU Ming, et al. Design and critical technologies of 500 kV three-core XLPE insulated AC submarine cable[J]. Wire & Cable, 2025, 68(4): 24-30.

[6] 魏艳慧，郑元浩，龙海泳，等. 绝缘层厚度对高压直流电缆电场和温度场分布的影响[J]. 电工技术学报，2022，37(15)：3932-3940.
WEI Yanhui, ZHENG Yuanhao, LONG Haiyong, et al. Influence of insulation layer thickness on electric field and temperature field of HVDC cable[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(15): 3932-3940.

[7] 张洪亮，尹 毅，谢书鸿，等. 不同金属屏蔽形式 XLPE 高压直流电缆载流量计算与试验验证[J]. 高电压技术，2021，47(6)：

2117-2123.
ZHANG Hongliang, YIN Yi, XIE Shuhong, et al. Calculation and testing research on current rating capacity of XLPE insulated HVDC cable with different metallic screen type[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(6): 2117-2123.

[8] 黎云博，王　航，廖雁群，等. 考虑扭绞的三芯海底电缆温度稳态分布数值求解方法[J]. 高电压技术，2024，50(11)：5058-5066.
LI Yunbo, WANG Hang, LIAO Yanqun, et al. Numerical solution method for temperature steady-state distribution in three-core submarine cables with twisted structure[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(11): 5058-5066.

[9] 张文娇，胡钰骁，王　励，等. 计及材料温变特性与热机械应力的高压直流海缆温度与载流量计算优化模型[J]. 高电压技术，2025，51(9)：4663-4673.
ZHANG Wenjiao, HU Yuxiao, WANG Li, et al. Optimized temperature and ampacity calculation model for HVDC submarine cables con sidering material temperature-dependent properties and thermo-mechanical stress[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(9): 4663-4673.

[10] 边晓燕，谌云峰，周歧斌，等. 基于热路解析模型的海底电缆动态温度场计算与短时允许载流量评估[J]. 高电压技术，2023，49(2)：793-802.
BIAN Xiaoyan, CHEN Yunfeng, ZHOU Qibin, et al. Dynamic temperature field calculation and short-time allowable ampacity evaluation of submarine cable based on thermal analytical model[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(2): 793-802.

[11] 陈向荣，王启隆，于竞哲，等. 10 kV 交流 XLPE 电缆在不同直流拓扑结构和敷设方式下的直流载流量仿真研究[J]. 高电压技术，2021，47(11)：4044-4054.
CHEN Xiangrong, WANG Qilong, YU Jingzhe, et al. Simulation research on DC ampacity of 10 kV AC XLPE cable under different DC operation topologies and laying modes[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(11): 4044-4054.

[12] 贾璐萌，李宏杰，李旭涛，等. 多物理场耦合下不同因素对大功率液冷充电电缆温度影响的仿真研究[J]. 广东电力，2024，37(6)：111-119.
JIA Lumeng, LI Hongjie, LI Xutao, et al. Simulation study on influence of different factors on temperature of high-power liquid cooled charging cables under coupling of multiple physical fields[J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(6): 111-119.

[13] 郝艳捧，陈　云，阳　林，等. 高压直流海底电缆电-热-流多物理场耦合仿真[J]. 高电压技术，2017，43(11)：3534-3542.
HAO Yanpeng, CHEN Yun, YANG Lin, et al. Coupled simulation on electro-thermal-fluid multiple physical fields of HVDC submarine cable[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(11): 3534-3542.

[14] 李　根，杜志叶，肖　湃，等. 海上风电送出 J 型管段海底电缆载流量计算模型研究[J]. 电工技术学报，2023，38(13)：3619-3629.
LI Gen, DU Zhiye, XIAO Pai, et al. Study on calculation model of submarine cable ampacity in J-tube section of offshore wind power transmission[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(13): 3619-3629.

[15] FAROOQ U, YANG F, SHAIKH J A, et al. Temperature field simulation and ampacity optimization of 500kV HVDC submarine transmission cable[C]//2021 International Conference on Advanced Electrical Equipment and Reliable Operation (AEERO). Beijing, China: IEEE, 2021: 1-6.

[16] ZHANG Y N, TANG X H, HUANG Y L, et al. Analysis of thermal field distribution characteristics of different structure submarine cables in diverse laying environments[C]//2023 2nd International Conference on Optical Imaging and Measurement (ICOIM). Xi'an, China: IEEE, 2023: 120-126.

[17] DU M B, CHENG Z X, MA Y L, et al. Simulation study on temperature distribution and ampacity of HVDC submarine cable laid in cable trench[C]//2024 IEEE 7th International Electrical and Energy Conference (CIEEC). Harbin, China: IEEE, 2024: 1975-1979.

[18] DAI X Z, HAO J, JIAN Z, et al. Ageing state identification and analysis of AC 500 kV XLPE submarine cable based on high-voltage frequency dielectric response[J]. IET Science, Measurement & Technology, 2020, 14(8): 977-984.

[19] 张　皓，李鹏飞，马国庆，等. 典型敷设环境下超高压交流 XLPE 海底电缆载流量分析[J]. 电力工程技术，2022，41(6)：154-162.
ZHANG Hao, LI Pengfei, MA Guoqing, et al. Ampacity analysis of extra-high voltage XLPE submarine cable in typical layout environments[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(6): 154-162.



车昊伦
2000—，男，博士生
主要从事电力装备运行状态检测及故障诊断分析研究
E-mail: haolunche@163.com

CHE Haolun
Ph.D. candidate



郝　建(通信作者)
1984—，男，博士，教授，博导
长期从事先进绝缘材料研发与工程应用、电力装备运行状态评估及故障诊断技术研究
E-mail: cquhaojian@126.com

HAO Jian
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期　2025-06-28　修回日期　2025-11-28　　编辑　何秋萍