

# 基于风向风速气象参数动态调整 线路容量的方法

陈友慧<sup>1</sup>, 刘 然<sup>1</sup>, 李冬雪<sup>1</sup>, 许傲然<sup>2</sup>, 谷彩连<sup>2</sup>

(1. 国网辽宁省电力有限公司经济技术研究院, 辽宁 沈阳 110152; 2. 沈阳工程学院电力学院, 辽宁 沈阳 110015)

**摘 要:**大多数输电线路的额定容量设计基于高温低风速等保守的气象条件, 而且额定容量为定值, 这种保守的方法往往导致线路容量利用率不足。动态调整线路容量的方法是利用当地的风向、风速等气象参数和电网负荷, 自适应地计算线路的可用容量。基于流体力学计算对当地风场进行建模, 并将风场建模的结果与气象站数据相结合进行线路可用容量估算; 在沈阳市郊区架空线上对所提出的方法进行测试。结果表明, 线路计算可用容量在 76% 的研究时间内高于静态额定容量, 比静态额定容量增加了 22%, 验证了所提出方法的有效性。

**关 键 词:**线路容量; 风场; 流体力学

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.02.005 中图分类号:TM863 文章编号:1673-9140(2022)02-0038-09

## A method for dynamically adjusting line capacity based on the wind direction, wind speed and meteorological parameters

CHEN Youhui<sup>1</sup>, LIU Ran<sup>1</sup>, LI Dongxue<sup>1</sup>, XU Aoran<sup>2</sup>, GU Cailian<sup>2</sup>

(1. Economic and Technological Research Institute, State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd., Shenyang 110152, China;

2. School of Electric Power, Shenyang Institute of Engineering, Shenyang 110015, China)

**Abstract:** Most of the rated capacity design of transmission lines is based on conservative meteorological conditions such as high temperature and low wind speed, and the rated capacity is a fixed value. This conservative method often leads to insufficient utilization of line capacity. The method of dynamically adjusting the line capacity is to adaptively calculate the available capacity of the line by using the local meteorological parameters such as wind direction and wind speed and the grid load. In this paper, the local wind field is modeled based on hydrodynamics calculation, and the wind field modeling results are combined with the meteorological station data to estimate the available capacity of the line. The proposed method is tested on overhead lines in Shenyang suburb. The results show that the calculated available capacity is higher than the static rated capacity in 76% of the research time, and it is 22% higher than the static rated capacity, which verifies the effectiveness of the proposed method.

**Key words:** line capacity; wind farm; fluid mechanics

收稿日期:2021-01-20; 修回日期:2021-03-05

基金项目:国网辽宁省电力有限公司科技项目(2020YF-03)

通信作者:谷彩连(1980-),女,博士,副教授,主要从事电力系统及其自动化研究;E-mail:psincos@163.com

由于导体的物理特性,架空传输线可承载的电流受气象环境条件的限制<sup>[1]</sup>。通常架空线额定容量是基于低风速和高环境温度这类保守气象假设而被设定为静态值或随季节性变化的值<sup>[2]</sup>。由于这些气象情况通常只存在很短的一段时间,因此,常规设定方法通常不能充分利用现有的输电设备。事实上,当地天气条件下自然冷却导线可提供额外的载流量。动态调整线路容量是一种基于导线中吸收和耗散的总能量间热能平衡来动态计算线路容量的技术<sup>[3]</sup>。实时监控电气和环境参数可以帮助最大限度地提高架空线路的容量利用率。而且由于风力发电以及大风所产生的导体容量增加之间的自然协同作用,动态调整线路容量有助于显著提高现有架空线路的风能承载能力。

最近,动态调整线路容量的研究受到极大关注。IEEE 和 CIGRE 成立了工作组以定义和标准化具有时变天气条件的架空线路温度的计算方法<sup>[4]</sup>。特别是 IEEE 为动态调整线路容量开发了 IEEE 738 标准。文献[5]通过爱尔兰的案例研究分析了关于动态调整线路容量相对于静态额定容量的潜在好处;文献[6]介绍了动态调整线路容量在芬兰的技术调查和适用性。这些在不同地理区域进行的研究结果表明,动态调整线路容量在提高现有架空线的载流量利用率方面具有巨大潜力;文献[7-8]详细研究了环境条件对线路额定容量的影响;文献[9-10]介绍了动态调整线路容量在改善风能并网方面的潜在应用;文献[11]给出了动态调整线路容量的时间序列建模,文献[12]对架空线的电动力学和热动力学进行了分析。

最近的一些文献也研究了动态调整线路容量在电网中的潜在应用。例如,文献[13]开发了一种使用动态调整线路容量改善架空线运行跳闸的方法;文献[14]将动态调整线路容量应用到机组组合中。尽管在动态调整线路容量的理论基础方面取得了一些进展,但关键的挑战仍然是如何通过考虑运行数据和当地气象条件的电网中进行试点研究,从而量化动态调整线路容量的效益。

本研究在沈阳郊区的 4 条架空线上应用了动态调整线路容量技术。使用如线路负荷等实际运行数据以及风速、风向、环境温度和太阳辐照度等气象数

据来量化动态调整线路容量在提高线路载流量利用率方面的优势<sup>[15]</sup>。首先,考虑气象站之间的地理位置、计算复杂性和中点坐标的精度,为测试系统确定气象站的位置;然后,基于气象数据和中点坐标,使用母线载流量状态解算器(bus current carrying state solver,BCCSS)实时计算架空线的载流量;最后,量化动态调整线路容量在提高架空线设备利用率方面的优势,并结合实际运行数据和当地气象条件评估动态调整线路容量在实际电网上的性能。

## 1 测试点概述

测试地点位于沈阳市郊区,由 2 条输电通道组成,每条通道都有东西和南北向各 2 条线路。气象站位置、导线类型如图 1 所示,测试线路的导体类型和夏/冬季额定容量如表 1 所示。此外,在测试电网的北侧有扩大风力发电场的潜力。由于风能在所考虑的架空线上传输的电能中占比较大,而风力发电和并行冷却之间存在天然的协同作用,因此,试验场是评估动态调整线路容量方法性能的理想之选。

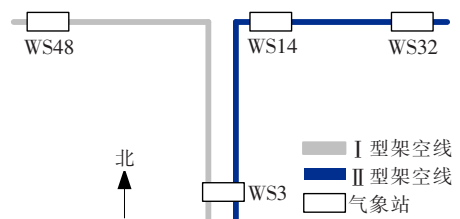


图 1 试点区架空线结构

Figure 1 Structure of overhead lines in test area

表 1 架空线路数据

Table 1 The data of overhead lines

线路	导体型号	额定容量/(MV·A)	
		夏季	冬季
I 型东西向	ACSR-266	150	150
I 型南北向	ACSR-477	230	230
II 型	ACSR-477	173	214

### 1.1 数据采集

由于如风速、风向、环境空气温度和太阳辐照度水平等气象条件的时空变化显著影响线路额定容量设定,因此,气象站的正确配置和数据收集对于准确计算现有架空线中可用的额外容量至关重要。综合考虑地理因素、气象站的成本以及中点坐标的精度,

确定4个气象站的安装位置。从这些气象站获得的气象数据被用来完成对整个架空线附近的天气状况和温度的准确描述。每隔3 min从气象站数据记录器中检索天气数据,并将数据传输到数据处理中心。除天气数据外,每3 min采集一次线路的负荷数据。

## 1.2 数据分析

对2018年6月5日至2018年12月9日的天气数据进行分析,分析周期包括夏、冬季天气状况。将来自气象站的观测气象数据与电网公司用于设定静态额定容量的保守气象数据进行比较。

线路的静态额定容量见表1。对I型线路应用全年性静态额定容量,对II型线路应用季节性静态额定容量。I型东西和南北向线路全年额定容量的差异是由于使用了不同的导线。平均强度在4.5 m/s 以上的主要风向的统计数据如图2(a)所示,统计数据的平均值大于保守假设,并且其风向有利于南北向线路的冷却。平均日风速曲线如图2(b)所示,可以观察到白天风速较高。风力发电量较高可能导致电网公司需要进行调度优化,从而保持电力平衡。在发电机联络线上使用动态调整线路容量的情况下,若电能大部分来自风力发电,则并行冷却可避免大风时风力发电厂的发电量超过架空线的静态额定容量。

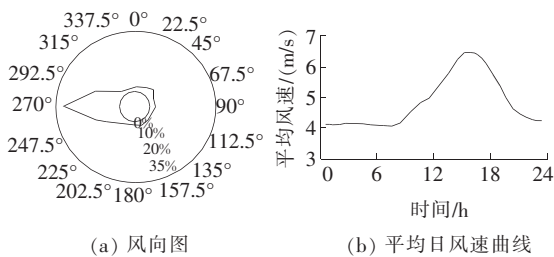


图2 主要风向和风速曲线

Figure 2 Wind direction and wind speed curves

气象站收集的太阳辐照度数据如图3所示,与电网公司 $1\ 004.8\ \text{W}/\text{m}^2$ 的太阳辐照度假设相比,统计的平均太阳辐照度为 $600\ \text{W}/\text{m}^2$ 。电网公司的假设温度和气象站实际观测温度如图4所示,假设温度远高于整个夏季的实测环境温度。因此,动态调整线路额定容量可以显著提高夏季的载流量利用率。从对收集的气象数据的分析来看,电网公司对风速、太阳辐照度和环境温度的假设是保守的。

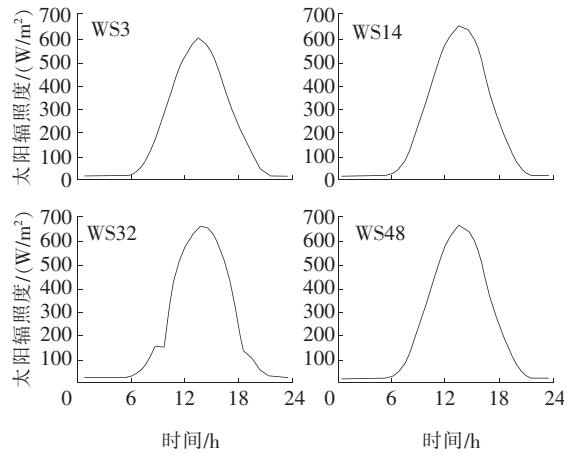


图3 太阳辐照度数据

Figure 3 Solar irradiance data

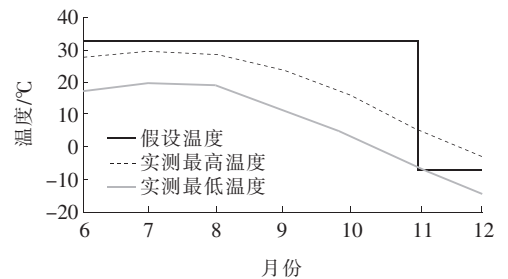


图4 气温数据对比

Figure 4 Comparison of temperature data

## 2 动态调整线路容量方法

基于天气的动态调整线路容量方法核心要素如图5所示。云容器引擎(cloud container engine, CCE)是动态调整线路容量的主要计算引擎, WindSim 是计算流体力学模型的仿真软件, BGHT 是组织和预处理历史天气数据以使其与 CCE 可以使用的格式兼容工具包, MMR 是组织预测天气数据以驱动 CCE 计算的工具包。由于 MMR 和 BGHT 是使外部输入输出与 CCE 或 WindSim 兼容的支持工具, 因此本研究主要集中在 CCE 和 WindSim 上。

动态调整线路容量方法的详细框架及其与不同构件之间的交互如图6所示, WindSim 负责接收配置数据, 例如气象站的位置、来自地理信息系统的数据以及本地历史气象数据。此外, WindSim 使用地形数据来计算架空线所在区域的地形和拓扑。在接收到这些信息之后, WindSim 在线路的中点处计算更精确的天气数据。流体力学模型计算不是直接使

用气象站的天气数据,而是将天气数据换算至到中点,以提供更精确的当地气象条件。在计算中点数据之后,这些数据连同实时和历史天气数据一起送至 CCE 处理。此外还向 CCE 提供线路导体类型,并从导体目录中获得实际的导体特性。根据这些信息,CCE 计算每条线路的温度和可用容量。

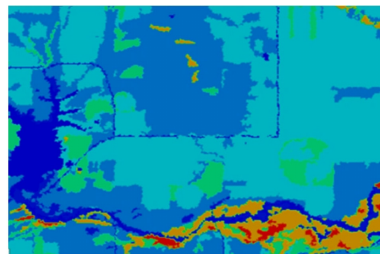


图 7 试点区地形模拟

Figure 7 Topographic simulation map of test area

为有效地模拟风湍流, WindSim 使用雷诺平均 Navier-Stokes 方程,标准  $k-\epsilon$  模型用于模拟湍流动能  $k$  和动能耗散率  $\epsilon$  :

$$\frac{\partial(U_i k)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left( \frac{\mu_t}{\sigma_k} \frac{\partial k}{\partial x_i} \right) + P_k - \epsilon$$

$$\frac{\partial(U_i \epsilon)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left( \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \frac{\partial \epsilon}{\partial x_i} \right) + c_{\epsilon 1} \frac{\epsilon}{k} P_k - c_{\epsilon 2} \frac{\epsilon^2}{k} P_k$$

(1)

其中湍流粘度为

$$\mu_t = \frac{C_\mu k^2}{\epsilon}$$

(2)

湍流产生项为

$$P_k = \mu_t \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \frac{\partial U_i}{\partial x_j}$$

(3)

其中,  $U_i$  为速率,  $C_\mu$ 、 $c_{\epsilon 1}$ 、 $c_{\epsilon 2}$ 、 $\sigma_k$  和  $\sigma_\epsilon$  为  $k-\epsilon$  模型的固定常数,分别设置为 0.09、1.55、2.0、1.0 和 1.3<sup>[16]</sup>。将经纬度的  $x-y$  空间分解为一个恒定的 30 m 网格,该网格与地理信息数据系统中描述的特征具有相同的分辨率。在垂直方向上,距地面 50 m 的范围内使用 5 m 分辨率,以便更精确地求解输电线路和气象站附近的风场。在距地面 50 m 的范围外,使用对数间距,最大为 3 500 m,共有 40 个网格,流体力学计算共模拟 950 万个单元。

对 24 个间距为 15° 的不同进风区进行仿真。WindSim 在 24 个中央处理器上并行求解,每个处理器运行 12 h,然后在所有中点和气象站的位置输出仿真结果,这些结果用于为每个中点创建相对风向变化和风速加减的查找表。若假定边界层为自相似流动,则在任意风速和风向的情况下,可以在每个中点位置进行给定方向求解,东、西 2 个基本方向的求解结果如图 8 所示。

查找表包含了给定位置的风场数据。中心的太阳辐照度、风速风向和环境温度数据从距离最近的

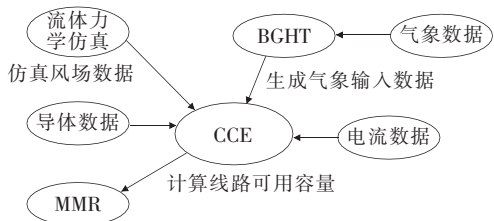


图 5 动态调整线路容量方法的核心要素

Figure 5 Core elements of dynamically adjusting line capacity

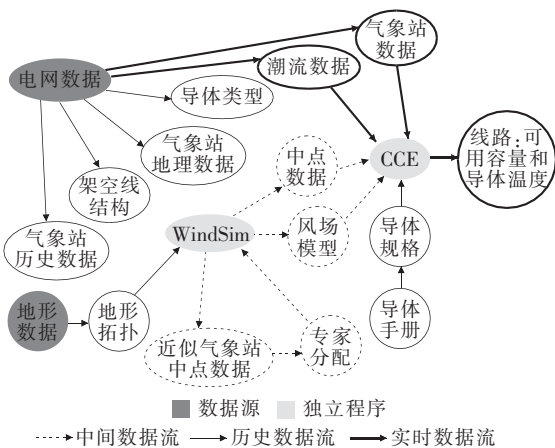


图 6 动态调整线路容量方法的详细框架

Figure 6 Detailed framework of dynamically adjusting line capacity

## 2.1 计算流体力学模型

WindSim 是一个计算流体力学模型的仿真软件,使用来自气象站的数据精确估计试验区中心的风场情况。WindSim 使用地形拓扑等地理信息来创建模拟风场,然后将模拟风场数据与气象站的位置、架空线结构和位置、环境温度和太阳辐照度等数据结合使用,以估计试验区中心的风速和风向。WindSim 使用气象站历史数据来验证和改进模型,建立高效率的查找表,以将气象站数据映射到试验区中心位置。为更好地模拟近地面区域,绘制基于植被、农田和居民区的地形模拟图,如图 7 所示。



气象站获取。从动态调整线路容量的角度来看,这些是 WindSim 的关键输出,CCE 使用这些输出计算线路可用容量。

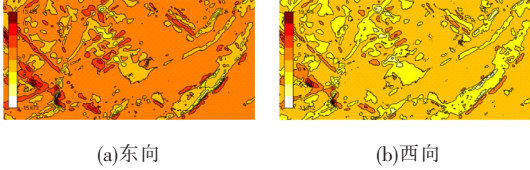


图 8 风场求解结果

Figure 8 Wind field results

## 2.2 可用容量计算

CCE 是动态调整线路容量的核心,通过考虑当地如太阳辐射、当前温度和辐射热损失等天气数据来支撑计算架空线可用容量。CCE 采用 IEEE 738 标准,并利用热能平衡方程计算实时稳态电流容量:

$$I = \sqrt{\frac{q_r + q_c - q_s}{R(T_c)}} \quad (4)$$

式中  $q_r$ 、 $q_c$ 、 $q_s$  分别为辐射热损失、对流热损失和通过太阳辐射获得的热增益; $R$  为导体电阻,是关于导体温度  $T_c$  的函数; $I$  为流过导体的电流。

单位长度辐射热损失(W/m):

$$q_r = 0.0138D\epsilon \cdot \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 + \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (5)$$

式中  $\epsilon$  为发射率; $D$  为导体直径; $T_c$  为导体温度; $T_a$  为环境空气温度。

单位长度的热传导损失(W/m):

$$q_c = 1.01 + 1.35 \left( \frac{DV_w \rho_f}{\mu_f} \right)^{0.52} \cdot k_f K_{\text{angle}} (T_c - T_a) \quad (6)$$

或者

$$q_c = 0.745 \left( \frac{DV_w \rho_f}{\mu_f} \right)^{0.6} k_f K_{\text{angle}} (T_c - T_a) \quad (7)$$

式中  $V_w$  为空气的速度; $\mu_f$  为粘度; $\rho_f$  为流体参数密度; $k_f$  为环境温度下计算的导热系数; $K_{\text{angle}}$  为风向系数。风速小于 1.34 m/s 时采用式(6)计算  $q_c$ , 风速大于 1.34 m/s 时采用式(7)计算  $q_c$ 。

$$K_{\text{angle}} =$$

$$1.194 - \cos \phi + 0.194 \cos \varphi + 0.368 \sin 2\phi \quad (8)$$

其中  $\phi$  为线路方位和传入风向量之间的角度。风向系数可以显著改变冷却效果,因为在比较直接平行和直接垂直风流时,风向系数可以变化 3 倍。导

体还从太阳辐射中获得热能,根据 IEEE 738 标准,太阳辐射产生的热增益为

$$q_s = \alpha Q_{\text{se}} A' \sin \theta \quad (9)$$

式中  $\alpha$  为太阳吸收率; $Q_{\text{se}}$  为经海拔校正的太阳和天空总辐射热通量; $\theta$  为太阳光的有效入射角; $A'$  为单位长度导体的投影面积。

CCE 通过将实时电网运行数据与现场部署的气象站测量数据和计算的流体力学模型相结合,计算具有少量气象站的线路可用容量。CCE 还能够通过灵活的系统架构集成传感器、通信通道、数据管理和实时处理系统,从而向电网公司提供架空线热限制的信息,支持电网公司系统进行更好的运营规划。CCE 在计算中使用架空线特定的导体热物理和几何特性。CCE 还可以使用在本研究期间收集的天气数据,以计算历史载流量与负荷的关系。

## 3 案例分析

电网公司收集气象站数据,并将负荷数据加载到 CCE 中。在收到来自电网公司的数据后,CCE 利用这些处理后的数据来计算出每条线路段的可用容量。由于在所有气象站数据中,基于 WS32 气象站的数据通常计算出的可用容量最低,本文主要考虑来自 WS32 气象站的数据(除非特别说明,否则均以 WS32 气象站数据为基础)。

### 3.1 计算出的可用容量和现有静态额定容量

将 4 个线路的当前静态额定容量与计算出的可用容量进行比较,主要说明每条线路容量的增加潜能以及在该地区承载额外风能的可行性。

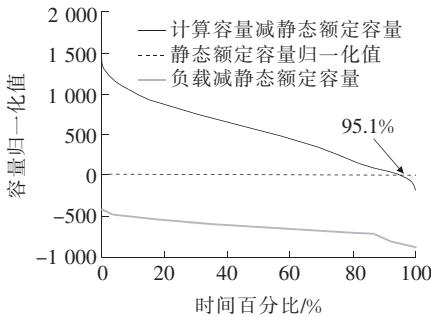
II 型线路的计算可用容量和当前静态额定容量之间的比较如图 9 所示,静态额定基准被设置为零,计算时间序列中每个数据点的计算可用容量和静态额定容量之间以及负荷和静态额定容量之间的差值,按降序对这些数据进行排序,这是为了将载流量裕量显示为负值,以直观分析所提出方法的性能。横坐标时间百分比指的是大于对应数据值的时间段与整个试验周期的比值,这是为了在时间层面上对计算可用容量与静态额定容量进行比较。对于 II 型东西和南北向线路,在整个试验周期内,计算可用容量有 95% 的时间高于应用季节性静态额定容量的

情况,平均比季节性静态额定容量增加 72%。

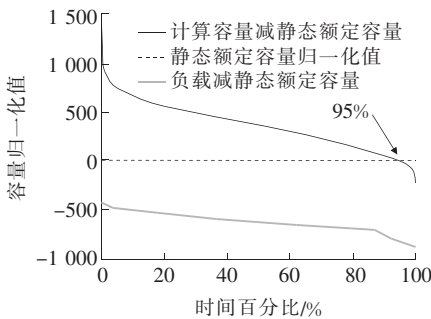
I 型线路的计算可用容量和当前静态额定容量之间的比较如图 10 所示,对 I 型线路使用的分析方法与在 II 型线路中使用的分析方法相同。对于 I 型东西向和南北向线路,在整个试验周期内,计算可用容量有 76% 以上的时间高于使用全年静态额定容量的情况,平均比全年静态额定容量增加 22%。

间的差异如图 11、12 所示,可以看出,即使在额定负荷情况下,II 型线路也有很大的负荷提升空间,而 I 型线路更接近静态限制。事实上, I 型东西向线路负荷(图 12(a))在一段时间内非常接近静态极限,即使所有线路在地理上距离都不是很远,但可用容量提升空间差别很大。II 型南北向线路的提升空间最大(图 11(b)),而 I 型东西向线路(图 12(a))的提升空间最小。

线路计算可用容量、线路负荷、静态额定容量之



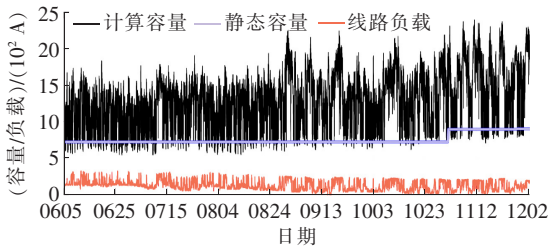
(a) 东西向



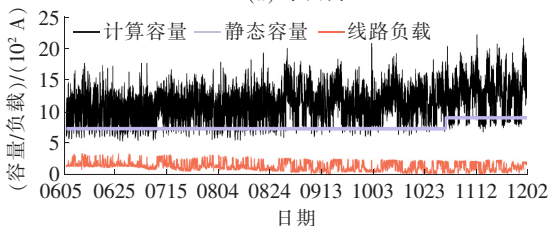
(b) 南北向

图 9 II 型线路的计算可用容量与静态额定容量

Figure 9 Calculated available capacity and static rated capacity of type II lines



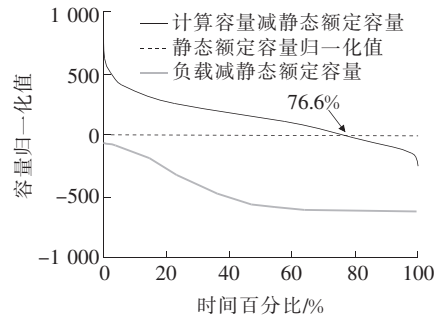
(a) 东西向



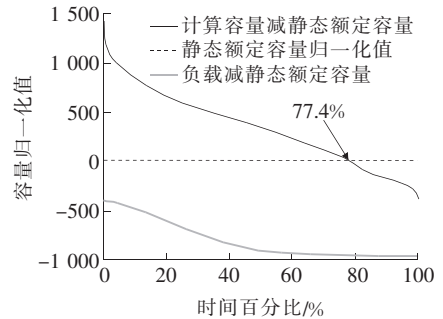
(b) 南北向

图 11 II 型线路的计算容量与线路负荷

Figure 11 Calculated capacity and load of type II lines



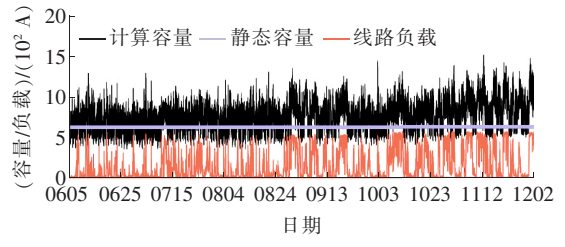
(a) 东西向



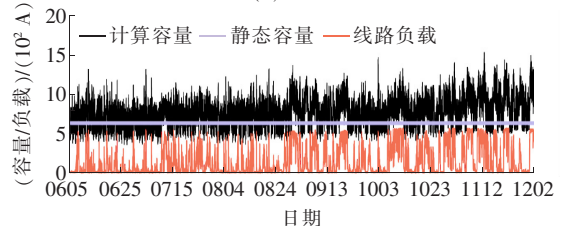
(b) 南北向

图 10 I 型线路的计算可用容量与静态额定容量

Figure 10 Calculated available capacity and static rated capacity of type I lines



(a) 东西向



(b) 南北向

图 12 I 型线路的计算容量与线路负荷

Figure 12 Calculated capacity and load of type I lines

### 3.2 线路容量与负荷对比分析

使用 WS32 气象站作为参考来计算每条线路的可用容量。考虑到环境温度的差异, II 型线路是季节型静态额定容量, 而 I 型线路使用全年静态额定容量。从图 11 可以看出, II 型线路在整个测试周期内, 负荷从未超过静态额定容量。然而在特定时间段内, 计算出的容量在风速较低或环境温度高于设定静态额定容量时, 计算容量可能会低于静态额定容量。从图 11(a)、(b) 可以看出, 2 条线路的负荷和静态额定容量变化趋势一致。

类似地, I 型线路计算容量、负荷和静态额定容量对比见图 12。与 II 型线路情况不同, I 型线路在容量上具有更高的拥堵性。观察到有几个时间段的负荷非常接近静态额定容量, 线路存在拥堵的迹象。此外, 即使计算的可用容量在大多数时间高于静态额定容量, 但在某些情况下, 计算的额定容量也低于静态额定容量。在静态额定容量高于计算的可用容量期间, 导体温度可能达到较高水平。

整个研究期间出现了计算可用容量在短时间内低于线路负荷的情况。在 7 个实例中, 负荷大于计算可用容量的情况如表 2 所示, 总时间为 21 min。负荷高于计算可用容量的实际情况如图 13 所示, 2018 年 12 月 8 日观测到的最长一段持续时间为 9 min, 在此期间负荷迅速增加, 负荷回升后不久气象站处的风力增加。负荷超过计算可用容量的主要原因是天气条件, 即风在到达架空线之前就已到达风电厂。这种情况下动态调整线路容量提供了更好的实时态势感知。

表 2 线路负荷高于计算容量的情况

Table 2 Cases where the line load is higher than the calculated capacity

日期	时刻	持续时间/min	超出电流/A
20181101	04:36	3	6.90
20181204	00:54	3	55.10
20181204	08:24	3	13.31
20181208	13:45	3	57.29
20181208	14:03	9	45.42

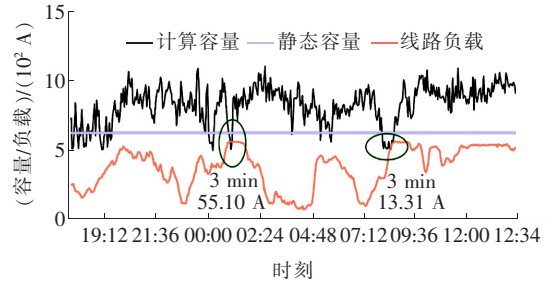


图 13 I 型南北向线路负荷高于计算容量的情况

Figure 13 Case where the type I north-south line load is higher than the calculated capacity

### 3.3 流体力学模拟精度评估

为了评估流体力学模拟的准确性, 将相邻气象站的流体力学模拟值进行比较, 并与通过研究收集的现场数据进行比较。通过流体力学模拟计算风速预测值, 然后将该预测值与实际测量值进行比较以评估误差。计算总热损失时取风速的平方根, 则气象站之间风速预测的 13% 的平均误差转化为热量损失的 6% 的平均误差。中心气象站 WS3 和 3 个外部气象站结果对比如表 3 所示, 气象站之间的最大误差为 13%。以 30 m 的地形分辨率进行精度分析, 如果使用 10 m 甚至 1 m 的分辨率来解析流体力学模型中的地形特征, 则模型精度可获得提升。

表 3 中心气象站和 3 个外部气象站结果对比

Table 3 Comparison of results between the central weather station and three external weather stations

气象站	记录数量	WS3 参考值	测量值	计算值	误差/%
WS48	22 906	13.42	14.22	14.41	1.32
WS32	22 412	13.57	12.92	13.57	5.01
WS14	22 678	13.52	14.58	12.68	13.09

### 3.4 增加风能负荷的影响

为了研究风能负荷增加对线路容量的影响, 假设: 在测试区新建风电场, 并对 I 型南北向线路进行分析; 风力发电厂位于 WS14 气象站以北 5 km、以西 1.6 km 处。考虑 WS32、WS14 这 2 个气象站的天气资料进行分析。

#### 1) WS32 气象站数据分析。

使用 WS32 气象站数据模拟保守天气场景进行分析。整个研究期间计算可用容量与负荷的关系如图 14、15 所示, 观察到有 5 次负荷大于计算可用容量的情况, 负荷超过可用容量总持续时间为 102 min, 占总研究周期的 0.04%。最长的一次长达 36 min, 这需要减少风力发电量来保护输电线路。

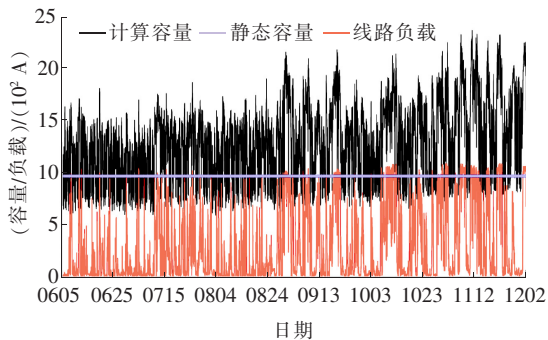


图 14 增加风能负荷情况下 I 型南北向线路  
负荷与计算容量对比

Figure 14 Comparison of load and calculation capacity of Type I north-south line under the condition of increasing wind power load

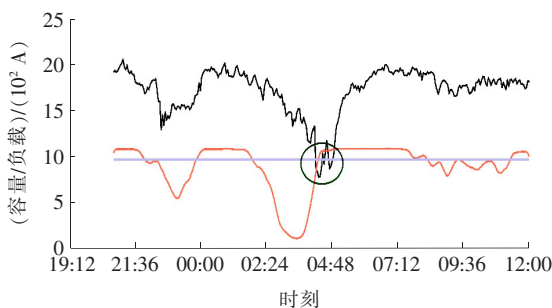


图 15 增加风能负荷情况下计算可用容量低于负荷实例

Figure 15 Case of calculating available capacity lower than load under the condition of increasing wind power load

2) WS14 气象站数据分析。

WS14 气象站位于 I 型线路的起点,并且距离风能聚集点的位置最近。对比计算可用容量和负荷,如图 16 所示,共发生 3 个负荷超过计算可用容量事件,3 个事件总持续时间为 45 min,只占研究周期的 0.017% 左右。而负荷多次超过静态额定容量,总计为 375 h,占研究周期的 8% 左右,线路可能被迫减少负荷以保持合规性。

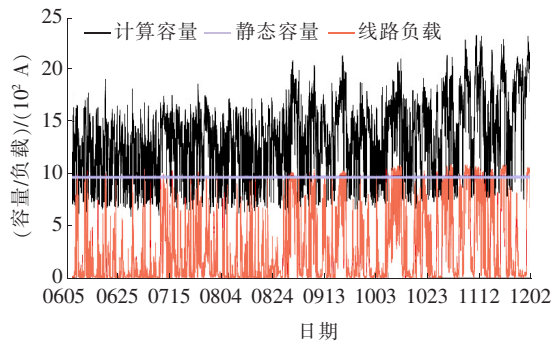


图 16 增加风能负荷情况下 I 型南北向  
线路负荷与计算容量对比

Figure 16 Comparison of load and calculation capacity of type I north-south line under the condition of increasing wind power load

负荷超过计算可用容量的实例如图 17 所示,负荷超过计算可用容量的每个事件信息如表 4 所示。尽管 3 个事件发生时负荷超过计算出的载流量,但与 WS32 相比持续时间较短,并且在这些事件前、后有数百安培左右容量的提升空间。这意味着所有情况下导体过载后都很容易冷却。

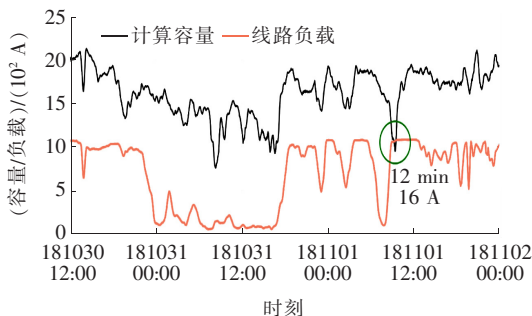


图 17 增加风能负荷情况下计算可用  
容量低于负荷实例

Figure 17 Case of calculating available capacity lower than load under the condition of increasing wind power load

表 4 线路负荷高于计算容量的情况

Table 4 Cases where the line load is higher than the calculated capacity

日期	时刻	持续时间/min	超出电流/A
20181101	04:48	12	55.95
20181205	05:36	6	12.18
20181208	13:39	27	21.00

以上结果分析基于文 2 中介绍的试点区研究。全球气候变化可能会显著改变输电线路运行的环境,从而影响导线的耐久性。由于传统静态线路额定容量假定载流量恒定,而不考虑实时天气情况,因此,传统静态额定容量不能考虑全球气候变化引起的环境变化。这种情况最终会增大线路超过最高温度限制的风险。然而,动态调整线路容量的实施会根据测量到的当地气象条件动态计算线路可用容量,从而降低线路电流超过限值的风险,并在不断变化的环境中提供态势感知。

4 结语

本文对基于风向风速等气象参数动态调整线路容量方法的价值进行了量化,以提高现有架空线的容量利用率。对于所研究的架空线系统,在整个试验周期内计算可用容量有 76% 以上的时间高于使



用全年静态额定容量的情况,计算可用容量平均比全年静态额定容量增加 22%以上。此外,假设在测试区新建风电场,研究风能负荷增加对线路容量的影响,以证明所提出方法的可扩展性。

在下一步工作中,将结合流体力学模拟数据和政府天气预报数据,以精准预测线路可用容量。此外,还将对人为因素和预测不确定性进行讨论,并探讨将其整合到电网调度决策中的可行性。

## 参考文献:

- [1] 徐青松,韩芳,王孟龙. 架空导线载流量的等效风速系数算法[J]. 高电压技术,2008,34(10):2200-2204.  
XU Qingsong, HAN Fang, WANG Menglong. Algorithm for equivalent wind speed coefficient of overhead conductor ampacity[J]. High Voltage Technology, 2008, 34(10):2200-2204.
- [2] 张斌,林章岁,叶荣,等. 随环境条件变化的输电线路输送容量概率建模研究[J]. 电工电能新技术,2017,36(12):46-52.  
ZHANG Bin, LIN Zhangsui, YE Rong, et al. Probabilistic modeling of transmission capacity of transmission lines with changing environmental conditions[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering, 2017, 36(12):46-52.
- [3] GREENWOOD D M, TAYLOR P C. Investigating the impact of real-time thermal ratings on power network reliability[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(5):2460-2468.
- [4] DOUGLASS D, CHISHOLM W, DAVIDSON G, et al. Real-time overhead transmission line monitoring for dynamic rating[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(3):921-927.
- [5] AZNARTE J L, SIEBERT N. Dynamic line rating using numerical weather predictions and machine learning: a case study[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2017, 32(1):335-343.
- [6] USKI S. Estimation method for dynamic line rating potential and economic benefits[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2015, 65:76-82.
- [7] WANG C, GAO R, QIU Fei, et al. Risk-based distributionally robust optimal power flow with dynamic line rating[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6):6074-6086.
- [8] DAWSON L, KNIGHT A M. Applicability of dynamic thermal line rating for long lines[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 33(2):719-727.
- [9] 李隆基, 郗晓光, 李志坚, 等. 微地形环境下输电线路微气象分析与预测技术[J]. 中国电力, 2020, 53(3):76-83.  
LI Longji, XI Xiaoguang, LI Zhijian, et al. Analysis and prediction of micro-meteorological parameters for power transmission lines in micro-terrain environment[J]. Electric Power, 2020, 53(3):76-83.
- [10] TENG F, DUPIN R, MICHIORRI A, et al. Understanding the benefits of dynamic line rating under multiple sources of uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3):3306-3314.
- [11] ZHAN J, CHUNG C Y, DEMETER E. Time series modeling for dynamic thermal rating of overhead lines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 32(3):353-361.
- [12] 卢正飞, 朱可凡, 刘子俊, 等. 基于电压降落比较的高压架空线路断线保护原理[J]. 智慧电力, 2021, 49(1):9-13+55.  
LU Zhengfei, ZHU Kefan, LIU Zijun, et al. High-voltage overhead line breakage protection based on voltage drop comparison[J]. Smart Power, 2021, 49(1):9-13+55.
- [13] 胡浩, 魏华跃, 刘国玉, 等. 220kV 变电站主变低压侧跳闸典型故障分析与启示[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(19):153-161.  
HU Hao, WEI Huayue, LIU Guoyu, et al. Typical fault analysis and revelation of a low voltage side trip of a main transformer in a 220 kV substation[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(19):153-161.
- [14] NICK M, ALIZADEH-MOUSAVI O, CHERKAOUI R, et al. Security constrained unit commitment with dynamic thermal line rating[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(3):2014-2025.
- [15] 魏晓川, 王新刚. 基于气象大数据的城市电力负荷预测[J]. 电测与仪表, 2021, 58(2):90-95.  
WEI Xiaochuan, WANG Xingang. Prediction of urban electricity load based on meteorological big data[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(2):90-95.
- [16] 李云阁, 权立, 刘健, 等. 可控配电网单相间歇电弧接地装置[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(7):1-7+24.  
LI Yunge, QUAN Li, LIU Jian, et al. Controllable single-phase intermittent-arc grounding device used on distribution systems[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(7):1-7+24.