

《四川电力技术》  
编辑委员会

主任委员 胡海舰  
副主任委员 刘俊勇  
委员 (按姓氏笔画笔形为序)  
马芳平 王卓 王渝红  
司马文霞 年珩 朱康  
何正友 余熙 吴广宁  
张安安 李旻 李富祥  
李镇义 杨迎春 汪康康  
肖欣 肖先勇 苏少春  
邹见效 陈峰 胡朝华  
唐万斌 梅生伟 黄琦  
董秀成 蒋兴良 韩晓言  
廖学静  
秘书 李世平  
程文婷

目次

· 碳达峰、碳中和 ·  
梯级水光互补联合发电系统运行安全分析方法及应用  
..... 罗彬,苗树敏,邱一苇,高浪,陈刚,王亮(1)  
含柔性负荷的火电机组深度调峰的源荷分层优化调度  
..... 樊国旗,刘海南,黄健,樊国伟,段青熙,潘伟东,宋朋飞,柳庆丰(7)  
基于配额制的自备电厂参与新能源消纳日前交易模式  
..... 赵磊,杨永利,张新伟,贺成铭,刘友波(12)  
AGC运行时一种保生态下泄流量功能设计与实现  
..... 邱华,郭亮,王乐宁,解旭柯(18)  
· 电网技术 ·  
藏中联网后西藏电网安全稳定特性及控制策略分析  
..... 凌楠,曾昊,格桑晋美,吴冲,刘汉伟,王渝红,巴贵,吴杰,王媛(23)  
面向谐波治理的无源滤波器多目标优化模型 ..... 宁世红,张建,周思宇(29)  
高海拔变电站蓄电池及UPS容量选择及修正 ..... 龙军,周婉亚,唐俊(35)  
· 高电压技术 ·  
±800 kV 直流输电线路重冰区导、地线脱冰冲击敏感因素浅析  
..... 刘翔云,何松洋,黄兴,宋玲林(38)  
GIL-架空线混合输电线路故障特性研究  
..... 李浩原,王文娟,刘超,李文津,曾维雯,雷雨田(44)  
±1100 kV 分层接入换流站短路电流计算及地网设计研究  
..... 曾维雯,韩毅博,陈晨,李浩原,周思远,谢龙(50)  
高土壤电阻率变电站降阻措施分析及降阻目标选择 ..... 钟山,周炜明(56)  
· 电力大数据 ·  
配电网用户感知停电事故严重性分析及可靠性评估  
..... 刘立扬,李鑫,张文涛,魏俊,叶圣永(61)  
基于模糊C-均值聚类算法的台区电压与用户关系辨识  
..... 曾顺奇,吴杰康,李欣,蔡志宏(69)  
· 电力运检技术 ·  
基于多分量融合的调度端小电流接地选线策略  
..... 许鹏,汤俊,杨湘,胡雅琴,周杨(76)  
危险化学品事故特点及四川电网的防范措施  
..... 耿植,毛义鹏,余乐,文燚,刘曦,兰新生,曾晓亮,王志高,刘红志(82)  
基于Bi-LSTM和支持向量机的风机叶片短期覆冰状态预测模型  
..... 熊昌全,何泽其,张宇宁,黄胜(88)  
封面图片由张超提供

四川电力技术

双月刊 1978年创刊

中国标准连续出版物号:

ISSN 1003-6954

CN 51-1315/TM

2021年第44卷第3期(总273期)

主管单位:四川省电力公司

主办单位:四川省电机工程学会

四川电力科学研究院

发行范围:公开

主编:李富祥

副主编:程文婷

编辑出版:《四川电力技术》编辑部

发行:四川电力科学研究院

地址:成都市锦晖西二街16号

邮政编码:610041

电话:(028)69995169,69995168,69995165

E-mail:cdscdljs@163.com

印刷:四川科锐得实业集团有限公司

文化传播分公司

封面设计:四川科锐得实业集团有限公司

文化传播分公司

国内定价:每册6.00元

[期刊基本参数]CN 51-1315/TM\*1978\*

b\*A4\*94\*zh\*P\*¥6.00\*3000\*16\*

2021-6

# CONTENTS

## · Carbon Emission Peaking and Carbon Neutrality ·

- Operation Safety Analysis Method for Cascaded Hydro – photovoltaic Complementary Generation System and Its Application  
 ..... Luo Bin, Miao Shumin, Qiu Yiwei, Gao Lang, Chen Gang, Wang Liang(1)
- Source and Load Hierarchical Optimization Dispatch for Deep Peak Shaving of Thermal Power Units Considering Flexible Load  
 ..... Fan Guoqi, Liu Hainan, Huang Jian, Fan Guowei, Duan Qingxi, Pan Weidong, Song Pengfei, Liu Qingfeng(7)
- Day – ahead Trading Model for New Energy Consumption with Participation of Self – generation Power Plants Based on Renewable Portfolio Standards  
 ..... Zhao Lei, Yang Yongli, Zhang Xinwei, He Chengming, Liu Youbo(12)
- Design and Implementation of Function for Ensuring Ecological Discharge in AGC Operation ..... Qiu Hua, Guo Liang, Wang Lening, Xie Xuke(18)

## · Power System Technology ·

- Analysis on Security and Stability Characteristics and Control Strategy of Tibet Power Grid After Operation of Central – Tibet Networking Project  
 ..... Ling Nan, Zeng Hao, Ge Sangjinmei, Wu Chong, Liu Hanwei, Wang Yuhong, Ba Gui, Wu Jie, Wang Yuan(23)
- Multi – objective Optimization Model of Passive Power Filter for Harmonic Suppression ..... Ning Shihong, Zhang Jian, Zhou Siyu(29)
- Capacity Selection and Correction of Storage Battery and UPS in High – altitude Substation ..... Long Jun, Zhou Wanya, Tang Jun(35)

## · High Voltage Technology ·

- Superficial Discuss on Deicing Impact Sensitivity Factors of Conductor Wire and Earth Wire in Heavy Icing Areas of  $\pm 800$  kV DC Transmission Line  
 ..... Liu Xiangyun, He Songyang, Huang Xing, Song Linglin(38)
- Study on Fault Characteristics of Hybrid Transmission Line with GIL and Overhead Line  
 ..... Li Haoyuan, Wang Wenjuan, Liu Chao, Li Wenjin, Zeng Weiwen, Lei Yutian(44)
- Calculation of Short – circuit Current and Research on Design of Grounding Grid in  $\pm 1100$  kV Converter Station with Hierarchical Connection  
 ..... Zeng Weiwen, Han Yibo, Chen Chen, Li Haoyuan, Zhou Siyuan, Xie Long(50)
- Analysis of Resistance Reduction Measures and Its Target Selection for Substation with High Soil Resistivity ..... Zhong Shan, Zhou Weiming(56)

## · Power Systems and Big Data ·

- Outage Severity Analysis and Reliability Assessment Based on User Perception in Distribution Network  
 ..... Liu Liyang, Li Xin, Zhang Wentao, Wei Jun, Ye Shengyong(61)
- Identification of Relationship between Transformer and Users Based on Fuzzy C – means Clustering  
 ..... Zeng Shunqi, Wu Jiekang, Li Xing, Cai Zhihong(69)

## · Operation and Maintenance Technology ·

- Selection Scheme of Small Current Grounding Line at Dispatching Terminal Based on Multi – component Fusion  
 ..... Xu Peng, Tang Jun, Yang Xiang, Hu Yaqin, Zhou Yang(76)
- Characteristics of Hazardous Chemical Accidents and Preventive Measures for Sichuan Power Grid  
 ..... Geng Zhi, Mao Yipeng, Yu Le, Wen Yi, Liu Xi, Lan Xinsheng, Zeng Xiaoliang, Wang Zhigao, Liu Hongzhi(82)
- Short – term Icing Status Prediction Model of Wind Turbine Blades Based on Bi – LSTM and SVM Models  
 ..... Xiong Changquan, He Zheqi, Zhang Yuning, Huang Sheng(88)

SICHUAN ELECTRIC POWER  
 TECHNOLOGY

2021 Vol. 44 No. 3  
 (Ser. No. 273)

Bimonthly, Started in 1978

Address: No. 16, 2ND Jinhui West Street, Chengdu, Sichuan,  
 China

Postcode: 610041

Sponsor:

Sichuan Society of Electrical Engineering  
 Sichuan Electric Power Research Institute

Editor in chief: Li Fuxiang

Editor & Publisher:

Editorial Department of SICHUAN ELECTRIC POWER  
 TECHNOLOGY

# 梯级水光互补联合发电系统运行安全分析方法及应用

罗彬<sup>1</sup>, 苗树敏<sup>2</sup>, 邱一苇<sup>3</sup>, 高浪<sup>1</sup>, 陈刚<sup>2</sup>, 王亮<sup>2</sup>

(1. 清华四川能源互联网研究院, 四川 成都 610023;

2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041;

3. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京 100084)

**摘要:**以水电为纽带的多能互补发电已成为提升清洁能源消纳水平的重要手段。梯级水光互补联合发电系统受光伏出力的强随机性和间歇性影响,极大地限制了互补系统的安全稳定运行。围绕梯级水光互补联合发电系统运行安全分析的实际工程问题,从互补系统的发电计划安全校核和安全运行区间分析两个角度,提出了基于多项式混沌理论的概率配点算法的运行安全分析方法并研发了相应软件。该方案可有效应对随机性影响下大规模场景抽样带来的求解效率问题,能够在保证计算精确性的前提下,显著提高求解效率,为互补系统的安全稳定运行提供了技术支持。

**关键词:**梯级水光互补系统;运行安全分析;多项式混沌理论;软件研发

**中图分类号:**TM711 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)03-0001-06

**DOI:**10.16527/j.issn.1003-6954.20210301

## Operation Safety Analysis Method for Cascaded Hydro – photovoltaic Complementary Generation System and Its Application

Luo Bin<sup>1</sup>, Miao Shumin<sup>2</sup>, Qiu Yiwei<sup>3</sup>, Gao Lang<sup>1</sup>, Chen Gang<sup>2</sup>, Wang Liang<sup>2</sup>

(1. Sichuan Energy Internet Research Institute of Tsinghua University, Chengdu 610023, Sichuan, China;

2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;

3. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

**Abstract:** Multi-energy complementary power generation system linked with hydropower has become an important means to enhance clean energy consumption. The cascaded hydro-photovoltaic complementary generation system is affected by the strong randomness and intermittence of photovoltaic output, which greatly limits the safe and stable operation of complementary system. Focusing on the practical engineering problems of operation safety analysis for cascaded hydro-photovoltaic complementary generation system, and as viewed from power generation plan safety check and safe operation interval analysis, an operation safety analysis method with probabilistic collocation point algorithm based on polynomial chaos theory is proposed, and the corresponding software is developed. The application shows that the proposed analysis method can effectively deal with solving efficiency problem brought by large-scale scene sampling with randomness, and can significantly improve the solving efficiency under the premise of ensuring calculation accuracy, which provides the technical support for safe and stable operation of the complementary system.

**Key words:** cascaded hydro-photovoltaic complementary generation system; operation safety analysis; polynomial chaos theory; software development

## 0 引言

大力发展清洁能源,是应对全球气候变化的大

基金项目:国家重点研发计划项目(2018YFB0905200);国家自然科学基金项目(51909133,51907099)

势所趋,是实现中国能源结构转型乃至经济结构调整的重要支点<sup>[1-2]</sup>。截至2019年年底,中国清洁能源装机总容量已达 $8.20 \times 10^8$  kW,占总装机容量的40.8%,其中,水电装机容量 $3.56 \times 10^8$  kW,光伏装机容量 $2.05 \times 10^8$  kW。然而,由于规划、管理、技术等方面的原因,部分地区弃水弃光的问题依然十分

突出。利用不同类型能源间的优势,实现多种清洁能源的互补发电,对于减少清洁能源弃电,建设绿色低碳的现代能源体系具有重要的价值<sup>[3-6]</sup>。梯级水电具有装机容量大、调节性能好等优点,以水电为纽带的多能互补发电成为主要的研究与实践方向。

目前,针对水光等多能源互补系统的研究主要涉及以下 3 个方面:1) 水光互补系统的容量配置<sup>[7-8]</sup>,如文献[7]以系统弃风光电量最小和接入的风光总规模最大为目标,建立了水光风互补发电系统容量优化模型;文献[8]根据水光火的互补特性,提出了多能互补发电系统的容量配置规划方法,并权衡互补系统经济性与互补特性得到了多个规划水平年容量配置方案。2) 水光互补系统的互补方式及运行特性<sup>[9-10]</sup>,如文献[9]针对国际上首个水光互补项目——龙羊峡水光互补项目,从电站发电特性、水光互补方式、运行方式等关键技术进行了研究;文献[10]结合多能互补发电系统的运行特点,构建了适用于评价风光水互补特性的指标框架,并以西部某省风光水互补系统为例,分析了其发电运行特性。3) 水光互补系统的运行调度<sup>[11-12]</sup>,如文献[11]针对风电并网带来的出力随机性和波动性问题,提出了一种计及风电不确定性的风-水短期联合优化调度方法;文献[12]以水光互补系统在调度期内的调峰能力最大以及互补系统出力与预先给定的发电计划曲线的偏差最小为优化的目标函数,综合考虑电力系统和水量平衡的约束条件,建立了水光互补的短期优化调度模型。总体来看,目前的研究对于互补系统运行安全的校核鲜有涉及。梯级水光互补系统不仅存在水电与光伏的互补关系,而且梯级水电站上下游同样存在紧密的水力联系,特别是光伏强随机性、间歇性问题,对梯级水光互补系统的运行安全带来不利影响,且伴随未来随机性清洁能源装机比例的提高愈加明显。

为此,围绕梯级水光互补联合发电系统运行安全分析的实际工程问题,从互补系统的发电计划安全校核和安全运行区间分析两个角度,提出了基于多项式混沌理论的概率配点算法的运行安全分析方法并研发了分析软件。该方案可有效应对随机性影响下大规模场景抽样带来的求解效率问题,能够在保证计算精确性的前提下,显著提高求解效率,为互补系统的安全稳定运行提供了技术支持。

## 1 整体解决思路

整体解决思路如图 1 所示,围绕梯级水光互补联合发电系统的发电计划安全校核和安全运行区间分析两个工程问题,开展互补系统的运行安全分析。在算法层面,提出了基于多项式混沌理论的概率配点算法,以解决光伏随机性出力的降维处理;在应用层面,设计并研发了运行安全分析软件。

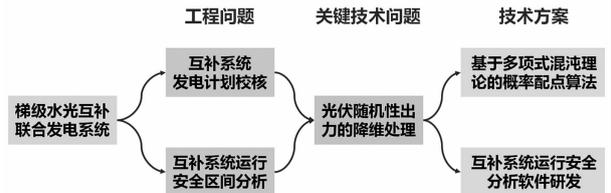


图 1 整体解决思路

## 2 运行安全分析方法

### 2.1 基于多项式混沌理论的概率配点算法

光伏的随机性是影响互补系统运行安全的主要因素,采用正交多项式刻画光伏出力随机性<sup>[13-14]</sup>。取光伏出力随机变量  $p$  的多项式函数构成基  $\phi_i(p)$ , ( $i = 1, 2, 3, \dots, N$ ), 在这组基组成的函数空间  $\text{span}\{\phi_i\}$  中逼近系统动态响应  $x = g(p)$ 。各基正交,即两基的内积满足:

$$\langle \phi_i(p), \phi_j(p) \rangle = \int_p \phi_i(p) \phi_j(p) dW(p) = \gamma_{ij} \delta_{ij} \quad (1)$$

式中:  $P$  为随机变量  $p$  的支持域;  $W(p)$  为概率测度。以 3 阶正交多项式基为例,系统响应  $x$  的多项式混沌逼近表示为

$$\tilde{x} = \sum_{i=0}^3 c_i \phi_i(p) \quad (2)$$

而后基于概率配点法理论与成熟的电力系统分析软件 PSD-BPA,求解上述多项式逼近系数  $c_i$ ,具体方法如下:

首先,依据光伏概率分布,构造  $N$  阶最优正交多项式基  $\phi_0, \dots, \phi_N$ ,使其满足式(1)所定义的正交性。例如:对于均匀分布的随机变量,选择勒让德(Legendre)正交多项式作为基函数;对于高斯随机变量,则选择埃尔米特(Hermite)正交多项式作为基函数<sup>[15]</sup>。而后计算  $N+1$  阶多项式  $\phi_{N+1}$  的所有  $N+1$

个零点作为最优配置点,记为 $\{p_0, p_1, \dots, p_N\}$ 。

其次,将各个配置点 $\{p_0, p_1, \dots, p_N\}$ 依次代入BPA软件中进行动态仿真计算,采用BPA接口算法进行批处理分析<sup>[16-17]</sup>,得到 $N+1$ 个待研究响应量(如节点电压、线路功率、发电机功角差等电力系统潮流和稳定计算结果,记为 $x$ )的数值,记为

$$\{x(p_0), x(p_1), \dots, x(p_N)\} \quad (3)$$

然后,求解式(4)线性方程,解得待定系数,代回多项式混沌展开式(2)中。

$$\begin{bmatrix} x(p_0) \\ \vdots \\ x(p_N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_0(p_0) & \cdots & \phi_N(p_0) \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \phi_0(p_N) & \cdots & \phi_N(p_N) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_0 \\ \vdots \\ C_N \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中: $\begin{bmatrix} x(p_0) \\ \vdots \\ x(p_N) \end{bmatrix}$ 为BPA仿真所得响应量;

$\begin{bmatrix} \phi_0(p_0) & \cdots & \phi_N(p_0) \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \phi_0(p_N) & \cdots & \phi_N(p_N) \end{bmatrix}$ 为常数矩阵; $\begin{bmatrix} C_0 \\ \vdots \\ C_N \end{bmatrix}$ 为待定系数。

最后,对所得多项式混沌展开式(2)进行蒙特卡罗(Monte Carlo)抽样。由于式(2)为显式解析表达式,可直接代入 $p$ 的抽样数值计算而无需运行电力系统仿真,因此对其进行蒙特卡罗抽样可快速求得研究系统响应的概率分布特性,实现互补系统的安全运行能力分析。

## 2.2 互补系统发电计划动态安全校核流程

互补联合发电系统的发电计划安全校核主要实现发电计划的安全性校核,提高发电计划的合理性和可执行性,其具体流程步骤为:

1) 数据准备。主要包括拟分析互补系统的光伏出力预测、系统负荷预测及梯级水电的发电计划,以及互补系统接入电网的网架结构拓扑、线路、变压器、发电机等设备参数模型。以上参数可通过电网运行及管理系统获取。

2) 光伏随机性刻画获得光伏采样配置点。根据所提取的分布式光伏出力预测数据,从预测结果的期望和方差、出力波动上下边界两个方面刻画光伏的随机性,随机性描述方法如第2.1节所述,得到光伏采样的配置点,定义为

$$\{p_1, p_2, p_3, \dots, p_i, \dots, p_n\} \quad (5)$$

3) 给定光伏配置点 $x_i$ ,并结合步骤1中所提取

的梯级水电发电计划、负荷预测、电网网架拓扑及设备参数,形成运行方式,用于PSD-BPA软件安全稳定分析。

4) 基于光伏配置点 $p_i$ 的运行方式,采用BPA软件对运行方式进行仿真计算,得到互补系统的电气响应量,以节点电压为例,记作 $V(p_i)$ 。

5) 重复步骤4,遍历所有的光伏配置点,得到互补系统一系列的节点电压响应量,即

$$\{V(p_1), V(p_2), V(p_3), \dots, V(p_i), \dots, V(p_n)\} \quad (6)$$

6) 多项式混沌展开。将所得到的节点电压响应量,采用多项式混沌展开,得到了互补系统的节点电压响应量与光伏随机变量之间的近似函数关系,即公式(4)。

7) 采用蒙特卡罗随机抽样方法对步骤6中所得的多项式混沌展开式进行抽样,得到考虑光伏出力随机性下互补系统的节点电压的概率分布。同理,可得到互补系统的其他电气响应量,例如联络线功率波动的概率分布、发电机功角差的概率分布、系统频率的概率分布等。

8) 根据系统响应量的阈值边界以及置信概率,分析得到互补系统发电计划安全校核结果。

互补系统发电计划动态安全校核流程如图2所示。

## 2.3 互补系统的动态安全运行区间分析流程

通过互补联合发电系统的安全运行区间分析方法,分析得到互补系统的安全运行区间,为发电计划的编制提供安全边界。以梯级水电站注入功率空间中的安全边界为例,其分析搜索的具体流程为:

1) 数据准备。与第2.2节步骤1相同,不再赘述。

2) 随机选择搜索初始点。对于某梯级水电站 $i$ 的有功出力,搜索初始点记作 $p_{\text{hydro}}(i, \text{ini})$ ,满足:

$$0 \leq p_{\text{hydro}}(i, \text{min}) \leq p_{\text{hydro}}(i, \text{ini}) \leq p_{\text{hydro}}(i, \text{max}) \leq p_{\text{hydro}}(i, N) \quad (7)$$

式中: $p_{\text{hydro}}(i, \text{min})$ 、 $p_{\text{hydro}}(i, \text{max})$ 分别为考虑水力约束的梯级水电出力上、下限; $p_{\text{hydro}}(i, N)$ 为水电站 $i$ 的额定装机容量。

3) 采用第2.2节所述方法校核初始点在光伏随机出力条件下是否安全。若不安全,则转至步骤2,重新构造初始点;若安全,转至步骤4至步骤6搜索安全上边界,同步转至步骤7至步骤9搜索安全下边界。

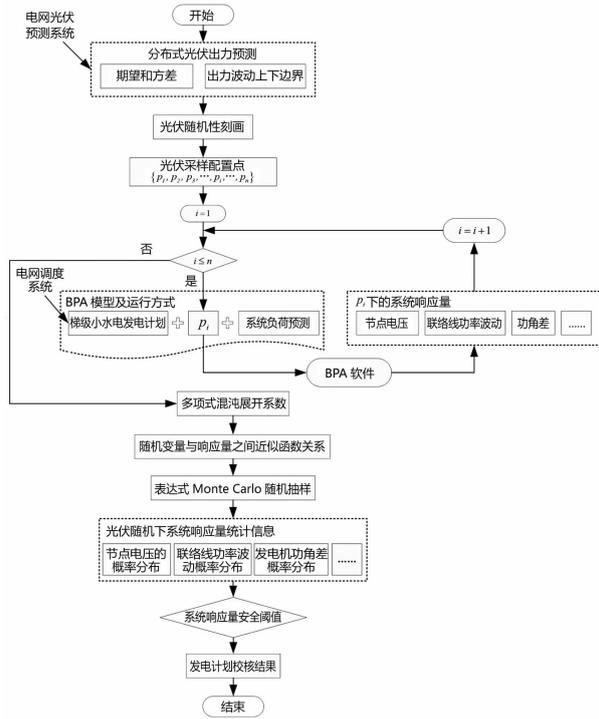


图 2 互补联合发电系统发电计划校核流程

4) 搜索安全上边界  $p_{\text{hydro}}(i, \text{upbound})$ 。设置收敛精度  $\alpha$ , 这里设置为 0.5, 并设置:

$$\begin{aligned} p_{\text{hydro}}(i, \text{low}) &= p_{\text{hydro}}(i, \text{ini}) \\ p_{\text{hydro}}(i, \text{up}) &= p_{\text{hydro}}(i, \text{max}) \end{aligned} \quad (8)$$

5) 校核是否满足收敛精度要求, 即

$$p_{\text{hydro}}(i, \text{up}) - p_{\text{hydro}}(i, \text{low}) \leq \alpha \quad (9)$$

若满足, 则安全上边界  $p_{\text{hydro}}(i, \text{upbound}) = p_{\text{hydro}}(i, \text{low})$ , 安全上边界搜索结束, 转至步骤 7; 若不满足, 则转至步骤 6。

6) 设置新搜索点  $p_{\text{hydro}}(i, \text{new})$ , 满足:

$$p_{\text{hydro}}(i, \text{new}) = \frac{p_{\text{hydro}}(i, \text{up}) + p_{\text{hydro}}(i, \text{low})}{2} \quad (10)$$

并校核新搜索点  $p_{\text{hydro}}(i, \text{new})$  是否满足安全, 若满足, 则令:

$$\begin{aligned} p_{\text{hydro}}(i, \text{low}) &= p_{\text{hydro}}(i, \text{new}) \\ p_{\text{hydro}}(i, \text{up}) &= p_{\text{hydro}}(i, \text{max}) \end{aligned} \quad (11)$$

若不满足, 则令:

$$\begin{aligned} p_{\text{hydro}}(i, \text{low}) &= p_{\text{hydro}}(i, \text{ini}) \\ p_{\text{hydro}}(i, \text{up}) &= p_{\text{hydro}}(i, \text{new}) \end{aligned} \quad (12)$$

转至步骤 5。

7) 搜索安全下边界  $p_{\text{hydro}}(i, \text{lowbound})$ 。设置收敛精度  $\alpha$ , 这里设置为 0.5, 并设置:

$$p_{\text{hydro}}(i, \text{low}) = p_{\text{hydro}}(i, \text{min}) \quad (13)$$

$$p_{\text{hydro}}(i, \text{up}) = p_{\text{hydro}}(i, \text{ini})$$

8) 校核是否满足收敛精度要求, 即

$$p_{\text{hydro}}(i, \text{up}) - p_{\text{hydro}}(i, \text{low}) \leq \alpha \quad (14)$$

若满足, 则安全下边界  $p_{\text{hydro}}(i, \text{lowbound}) = p_{\text{hydro}}(i, \text{up})$ , 安全下边界搜索结束, 转至步骤 10; 若不满足, 则转至步骤 9。

9) 设置新搜索点  $p_{\text{hydro}}(i, \text{new})$ , 计算方式同样采用式(10)所述计算方式。校核新搜索点  $p_{\text{hydro}}(i, \text{new})$  是否满足安全, 若满足, 则令:

$$\begin{aligned} p_{\text{hydro}}(i, \text{low}) &= p_{\text{hydro}}(i, \text{min}) \\ p_{\text{hydro}}(i, \text{up}) &= p_{\text{hydro}}(i, \text{new}) \end{aligned} \quad (15)$$

若不满足, 则令:

$$\begin{aligned} p_{\text{hydro}}(i, \text{low}) &= p_{\text{hydro}}(i, \text{new}) \\ p_{\text{hydro}}(i, \text{up}) &= p_{\text{hydro}}(i, \text{ini}) \end{aligned} \quad (16)$$

转至步骤 8。

10) 完成梯级水电站  $i$  的安全运行区间分析, 其安全运行区间为  $[p_{\text{hydro}}(i, \text{lowbound}), p_{\text{hydro}}(i, \text{upbound})]$ 。

11) 重复以上步骤, 分析得到其他梯级水电的安全运行区间。

互补系统的运行安全区间分析流程如图 3 所示。

由以上分析可以得到, 单一梯级小水电的安全运行区间满足如图 4 所示的关系。

多个梯级水电站组成的安全运行区间为多维空间组合图形, 以 3 个梯级水电群为例, 则形成三维的安全运行区间,  $p_{\text{hydro}}(i, N)$  是水电站  $i (i = 1, 2, 3)$  可能最大出力, 即装机容量;  $p_{\text{hydro}}(i, \text{lowbound})$  和  $p_{\text{hydro}}(i, \text{upbound})$  分别表示水电站的考虑安全校核之后的安全区间的最小和最大出力, 如图 5 所示。

### 3 仿真分析

为验证所提方法的有效性, 以 IEEE 的 3 机 9 节点标准电力系统为实施算例, 如图 6 所示。假设 G1 和 G2 节点为梯级水电站, G3 节点为随机性光伏, 假设其出力均匀分布, 波动范围为  $[0.8, 2.2]$ , 且波动随机, 如此构成梯级水光互补联合发电系统, 其设备参数为 IEEE 9 节点典型参数。

1) 计算随机性光伏的采样配置点。设置逼近阶数  $N = 5$ , 则可得配置点  $\{r_0, r_1, r_2, \dots, r_{N-1}, r_N\}$  为:

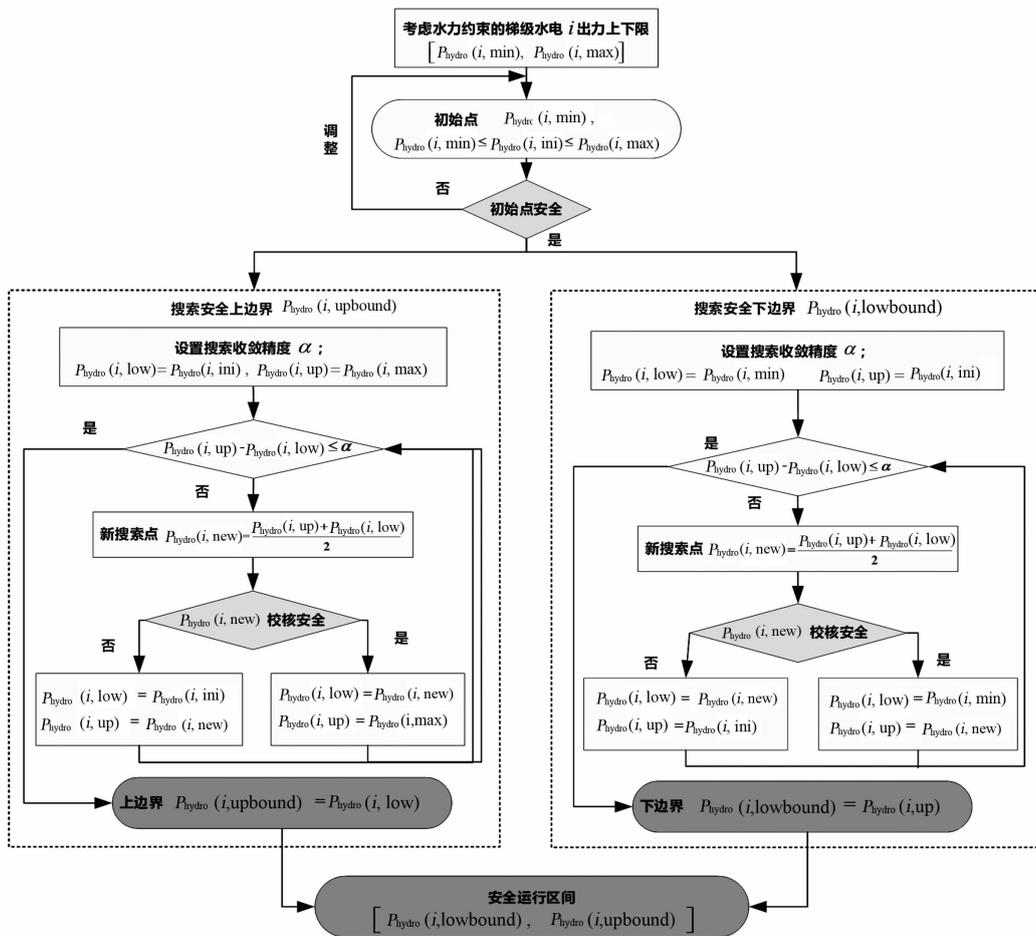


图 3 互补系统的运行安全区间分析流程

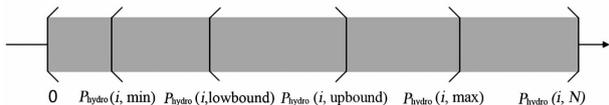


图 4 单一梯级水电站安全运行区间(一维)

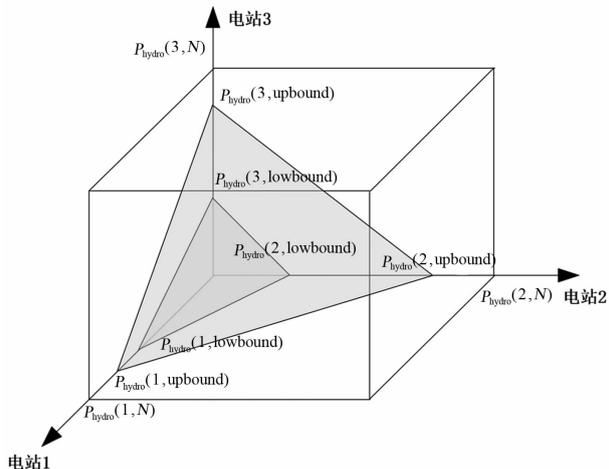


图 5 多梯级水电站安全运行区间(三维)

$\{-0.932470, -0.661209, -0.238619, 0.238619, 0.661209, 0.93247\}$ ; 根据随机性光伏波动范围, 计算得到随机性光伏的采样配置点,

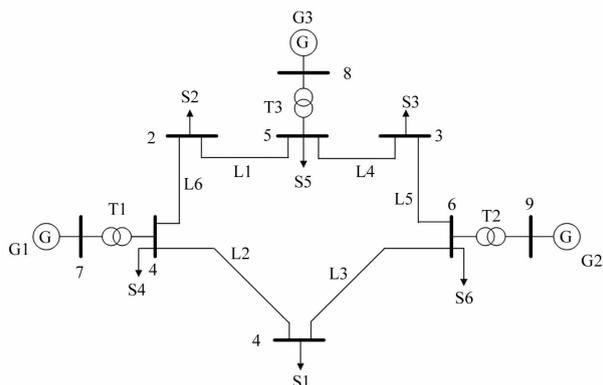


图 6 IEEE 的 3 机 9 节点测试算例

即  $\{x_0, x_1, x_2, \dots, x_{N-1}, x_N\}$  为  $\{0.84727, 1.03715, 1.33297, 1.66703, 1.96285, 2.15273\}$ 。

2) 开展系统状态响应量计算。采用 BPA 软件依次对上述随机性光伏采样配置点进行仿真分析, 得到电网系统的响应量, 此处以 G1 和 G2 在故障扰动后 10 s 时的功角差为例, 响应量为  $\{1.60031, 1.62374, 1.50680, 1.31337, 1.16755, 1.09747\}$ 。

3) 开展运行安全校核分析。计算多项式混沌展

开的系数为 {1.394 39, -0.316 12, -0.046 22, 0.068 21, -0.019 74, 0.002 43}。因此,得到随机变量与电网系统响应量之间的近似函数关系,即:

$$y = -1.836 4 + 10.058 2 \cdot x - 10.651 9 \cdot x^2 + 5.158 65 \cdot x^3 - 1.214 91 \cdot x^4 + 0.114 04 \cdot x^5 \quad (17)$$

设置蒙特卡罗随机抽样次数为 1000 次,对展开式进行随机抽样,得到功角差的概率分布,概率分布直方图如图 7 所示。

4) 根据功角差的阈值,从发电机功角稳定角度判断梯级水光互补系统运行安全。

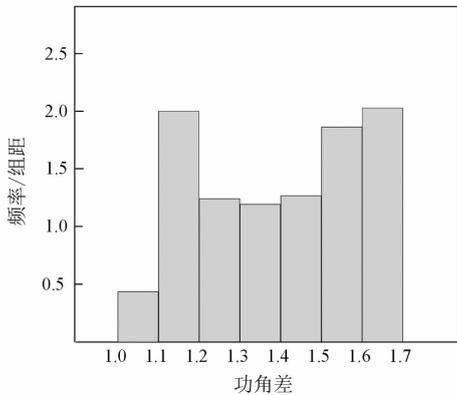


图 7 G1 与 G2 功角差概率分布

为验证所提方案的有效性和求解效率,作为对比,直接基于蒙特卡罗仿真方法对上述问题进行分析,即首先对光伏出力进行蒙特卡罗随机抽样,然后对每个随机抽样采用 BPA 计算得到 G1、G2 机组的功角差,如此重复达到抽样次数,最终得到功角差的概率分布。同样设置抽样次数为 1000 次,并采用同样的计算机环境。计算结果如表示 1 所示。

表 1 计算结果对比分析

方法	期望	方差	计算时间/s
所提方法	1.404	0.035 8	21.5
对比方案	1.390	0.035 6	2 801.6

在有效性方面,对比所提方法和对比方案计算所得功角差概率分布的期望和方差。所提方法计算得到功角差的期望为 1.404,方差为 0.035 8,对比方案计算所得功角差的期望为 1.390,方差为 0.035 6。所提方法所得期望、方差与蒙特卡罗抽样偏差均不超过 1%,验证了所提方法的有效性。

在求解效率方面,对比所提方法和对比方案的平均计算耗时。所提方法计算时间为 21.5 s,对比方案计算时间为 2 801.6 s,计算时间相差约 130 倍,验证了所提方法的求解效率。究其原因,由于对

比方案反复进行了 BPA 运行方式的计算,导致耗时显著增加,传统蒙特卡罗方法难以同时兼顾精度和求解效率。这也正是所提方法提出的初衷。

## 4 工程应用

目前,该分析方法已应用于国家重点研发计划“分布式光伏与梯级小水电互补联合发电技术与应用示范”项目,并研发了互补系统运行安全分析软件,涵盖运行模式展示、运行安全分析、实时数据接口管理等多个功能模块,支撑示范区互补系统的运行安全分析,部分典型界面如图 8 所示。



图 8 分析软件典型界面

## 5 结语

围绕梯级水光互补联合发电系统运行安全分析的实际工程问题,从互补系统的发电计划安全校核和安全运行区间分析两个角度,提出了基于多项式混沌理论的概率配点算法的运行安全分析方法并研发了分析软件。通过案例分析及实际应用验证了所提方法的有效性和求解效率,其突出特点是能够有效应对随机性变量作用下传统的大规模抽样问题,在保证计算精确性的前提下显著提高求解效率,对于支撑未来电力系统高比例的随机性清洁能源的大规模接入与并网提供了技术支撑。

### 参考文献

- [1] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893 - 1904.
- [2] 马丽梅,史丹,裴庆冰. 中国能源低碳转型(2015—2050): 可再生能源发展与可行路径[J]. 中国人口·资源与环境, 2018, 28(2): 8 - 18.

(下转第 55 页)

# 含柔性负荷的火电机组深度调峰的源荷分层优化调度

樊国旗<sup>1</sup>, 刘海南<sup>2</sup>, 黄健<sup>1</sup>, 樊国伟<sup>3</sup>, 段青熙<sup>3</sup>, 潘伟东<sup>1</sup>, 宋朋飞<sup>3</sup>, 柳庆丰<sup>1</sup>

(1. 国网金华供电公司, 浙江 金华 321017; 2. 国网石嘴山供电公司, 宁夏 石嘴山 753000;  
3. 国网新疆电力有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830011;

**摘要:**风电大规模接入对系统调峰带来巨大挑战,为解决因系统调峰能力不足导致的弃风问题,提出了一种含柔性负荷的火电机组深度调峰的源荷分层优化调度方法。该方法分为上层和下层两个优化模型,上层以系统峰谷差最小为目标,旨在减少系统调峰压力;下层模型以系统成本最小为目标,确定各个火电机组出力。通过实际算例对比柔性负荷优化调度前后系统总成本,验证所提调度方法的经济性和有效性。

**关键词:**柔性负荷;深度调峰;分层优化

中图分类号:TM734 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2021)03-0007-05

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210302

## Source and Load Hierarchical Optimization Dispatch for Deep Peak Shaving of Thermal Power Units Considering Flexible Load

Fan Guoqi<sup>1</sup>, Liu Hainan<sup>2</sup>, Huang Jian<sup>1</sup>, Fan Guowei<sup>3</sup>, Duan Qingxi<sup>3</sup>,

Pan Weidong<sup>1</sup>, Song Pengfei<sup>3</sup>, Liu Qingfeng<sup>1</sup>

(1. State Grid Jinhua Electric Power Supply Company, Jinhua 321017, Zhejiang, China;

2. State Grid Shizuishan Electric Power Supply Company, Shizuishan 753000, Ningxia, China;

3. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830011, Xinjiang, China)

**Abstract:** Large-scale wind power integration brings great challenges to system regulation. In order to solve the problems of wind abandonment due to the insufficient system regulation ability, a method of source and load hierarchical optimization dispatch for deep peak shaving considering flexible load is proposed. This method is divided into two optimization models: the upper layer and the lower layer. The upper layer aims to minimize the peak-valley difference of the system to reduce system peak shaving pressure, and the lower layer model aims to minimize the system cost, including the cost of thermal power and wind abandonment costs, and define the thermal power output. The total system cost with and without the improved flexible load optimization dispatch methods are compared. Finally, an actual example is used to verify the economy and effectiveness of the proposed dispatch method.

**Key words:** flexible load; deep peak shaving; hierarchical optimization

## 0 引言

风电在促进可持续发展战略发挥着重要作用<sup>[1-2]</sup>,

基金项目:国家重点研发计划项目“面向跨境互联的多能互补新型能源系统关键技术研究”(2018YFE0208400)

但风电反调峰特性对电力系统调峰带来巨大挑战,需要优化系统运行促进风电消纳<sup>[3-4]</sup>。

针对此类问题,文献[5]通过预留部分负荷资源,在需要消纳新能源时,调用该预留负荷提高风电利用率;文献[6-7]通过调用高载能负荷实现削峰填谷作用;文献[8-9]通过火电深度调峰等多种途

径促进新能源消纳;文献[10]在新能源出力高峰时段,通过抽水蓄能增大系统负荷,减少火电机组深度调峰功率;在新能源出力低谷时段,则由抽水蓄能电站放水发电减小火电机组发电压力。

上述文献多是针对源侧或负荷侧进行研究,较少综合考虑负荷和电源分层优化调度进行研究。因此,提出了一种含柔性负荷的火电机组深度调峰的源荷分层优化调度方法,通过上层优化减小系统峰谷差,减少系统开机台数,降低常规调峰最小技术出力;通过下层优化减小系统成本,确定火电机组出力和弃风功率。通过某地区电力系统实际算例,验证所提分层调度方法可有效促进风电消纳,降低系统成本。

## 1 风电并网对电网特性影响

风电具有逆调峰特点,并网后会加大电网等效负荷峰谷差。当等效负荷小于火电机组最小技术出力时,会导致弃风。等效负荷峰谷差计算如式(1)、式(2)所示。

$$P_{el,原始,t} = P_{1,原始,t} - P_{wind,t} \quad (1)$$

$$P_{el,原始,差} = P_{el,原始}^{max} - P_{el,原始}^{min} \quad (2)$$

式中:  $P_{el,原始,t}$  为原始等效负荷功率;  $P_{1,原始,t}$  为原始负荷功率;  $P_{wind,t}$  为风电功率;  $P_{el,原始,差}$  为原始等效负荷峰谷差;  $P_{el,原始}^{max}$  为原始等效负荷最大功率;  $P_{el,原始}^{min}$  为原始等效负荷最小功率。

图1为某日风电、原始负荷、原始等效负荷和未深度调峰时弃风情况。可知,含风电等效负荷峰谷差为3 611.1 MW,不含风电等效负荷峰谷差2713 MW,增加了系统调峰负担893.1 MW;最大弃风功率1128 MW,充风量为5 066.7 MWh,弃风率为24.8%,弃风较为严重。因此需要考虑调用其他资源减小系统调峰压力,减少弃风。

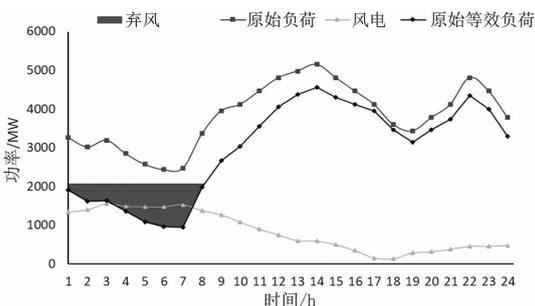


图1 风电并网对系统的影响

## 2 柔性负荷、火电机组深度调峰分析

### 2.1 火电机组深度调峰

火电机组常规调峰由于受到最小技术出力 ( $50\% P_N$ ,  $P_N$  为机组最大技术出力) 限制,其调峰空间小。系统因调峰能力不足导致弃风,因此需要增加系统调峰能力。通过技术改造,火电机组最小出力可先降低至不投油火电机组最小技术出力 ( $40\% P_N$ ),然后再降低至投油火电机组最小技术出力 ( $30\% P_N$ ),这样可以增大火电机组调峰空间,进而接纳更多风电。火电机组出力变化如图2所示。

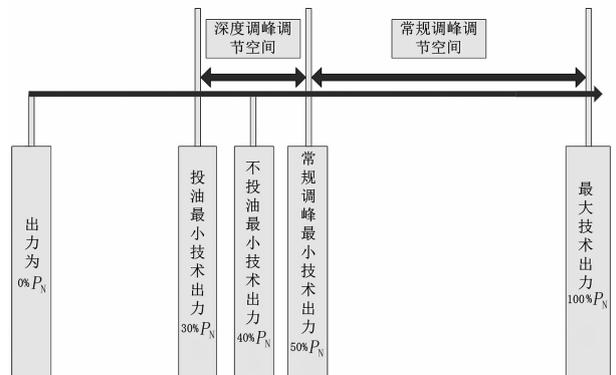


图2 火电机组出力变化

火电机组深度调峰主要产生机组损耗成本、投油成本。其深度调峰增加的成本为10~50元/MWh<sup>[11]</sup>,而深度调峰补偿价格约为200元/MWh<sup>[12]</sup>,由于增加火电机组收益,因此火电机组愿意参与深度调峰。

火电机组深度调峰机组损耗成本为

$$C_{f,深度}^{损耗} = \frac{\beta \cdot S_J}{2 \cdot N_{F,t}} \quad (3)$$

式中:  $\beta$  为机组损耗系数;  $S_J$  为机组购机成本;  $N_{F,t}$  为机组  $t$  时刻的转子致裂周次,和火电机组出力大小有关。

火电机组深度调峰机组投油成本为

$$C_{f,深度}^{投油} = Q_{oil,t} \cdot c_{oil} \quad (4)$$

式中:  $Q_{oil,t}$  为深度调峰投油量;  $c_{oil}$  为投油成本单价。

### 2.2 柔性负荷

柔性负荷可以改变生产时间,从而优化电网等效负荷,改善峰谷差特性。当需要柔性负荷(如电解铝)调峰时,首先采用电压调节功率,利用电解铝额定工作电压在  $\pm 10\%$  范围内变化不会影响产品质

量特性进行调节;当所需参与调峰功率增加(减少)超过 30 MW 时,采用投入(退出)一组电解铝负荷(30 MW)进行调节,使电压恢复至额定工作电压,以此类推,从而可以实现柔性负荷连续调峰效果。柔性负荷参与调用如图 3 所示。

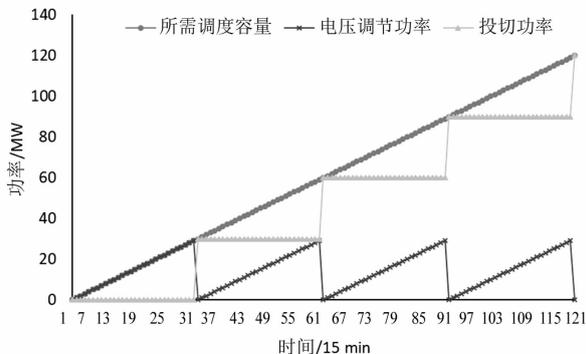


图 3 柔性负荷参与调用

电解铝耗能大,因此对电价成本比较敏感,但转移负荷本身较为容易且不会增加成本,而获得的调用补偿可以减少生产费用。因此电解铝负荷参与调度意愿较强。

调用容量约束为

$$\Delta P_{gl}^{\min} \leq u_t^{gl} \Delta P_{gl,t} \leq \Delta P_{gl}^{\max} \quad (5)$$

式中: $\Delta P_{gl}^{\max}$  和  $\Delta P_{gl}^{\min}$  分别为柔性负荷可调用容量的上下限; $\Delta P_{gl,t}$  为柔性负荷可调用电量; $u_t^{gl}$  为布尔变量,表示调用高载能负荷情况,取值为 +1 表示增加高载能负荷, -1 表示减少高载能负荷,0 表示不调用高载能负荷。

调用时间约束为

$$\begin{cases} t_{gl,on}^{\min} \leq t_{gl,on} \leq t_{gl,on}^{\max} \\ t_{gl,off}^{\min} \leq t_{gl,off} \leq t_{gl,off}^{\max} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $t_{gl,on}$ 、 $t_{gl,off}$  分别为连续增加、减少高载能负荷时间; $t_{gl,on}^{\min}$  和  $t_{gl,on}^{\max}$  分别为增加高载能负荷时间上下限; $t_{gl,off}^{\min}$  和  $t_{gl,off}^{\max}$  分别为减少高载能负荷时间上下限。

### 3 分层优化调度模型

#### 3.1 分层优化调度模型结构

分层优化调度模型如图 4 所示。

上层模型以优化等效负荷峰谷差最小为目标,提高火电机组低谷时间出力,减少深度调峰调用功率,进而减少深度调峰调用成本;降低火电机组高峰时间出力,增大火电机组向上调节能力(火电机组最大技术出力 and 当前出力差值),从而提高火电机

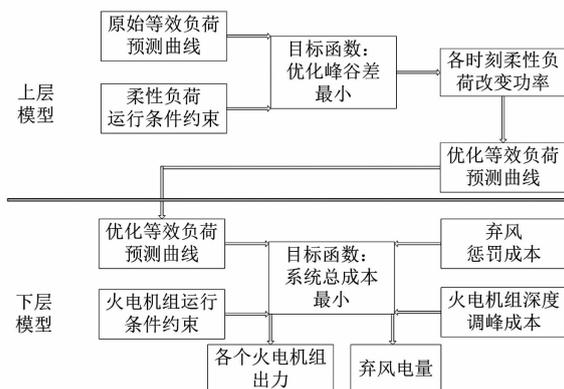


图 4 分层优化模型结构

组面对风电缺额或者其他火电机组故障时的风险能力。柔性负荷参与调峰后能够优化等效负荷曲线。

下层模型以系统成本最小为目标,系统成本包括火电机组成本、弃风成本和柔性负荷调用成本。火电机组容量越大成本越低,所以首先调用大容量机组深度调峰,其次调用小容量机组深度调峰。

#### 3.2 分层优化调度模型目标函数

上层优化模型以优化等效负荷峰谷差最小为目标,即

$$\min(P_{1,优化}^{\max} - P_{1,优化}^{\min}) \quad (7)$$

式中: $P_{1,优化}^{\max}$  为柔性负荷优化后最大负荷; $P_{1,优化}^{\min}$  为柔性负荷优化后最小负荷。

总调用柔性负荷成本  $C_n$  为

$$C_n = \sum_{t=1}^T |\Delta P_{n,t}| \cdot c_n \quad (8)$$

式中: $\Delta P_{n,t}$  为调用柔性负荷功率, $\Delta P_{n,t}$  为正表示增大柔性负荷功率, $\Delta P_{n,t}$  为负表示减小柔性负荷功率; $T$  为调用柔性负荷时间; $c_n$  为调用柔性负荷单位成本。

下层优化模型以系统成本最小为目标。

$$\min(C_{w,a} + C_f) \quad (9)$$

式中: $C_{w,a}$  为弃风成本; $C_f$  为火电机组成本。

$$C_{w,a} = \sum_{t=1}^T (P_{w,t} - P_{w,t}^s) \cdot c_w \quad (10)$$

式中: $P_{w,t}$  为风电理论功率; $P_{w,t}^s$  为风电实际功率; $T$  为弃风时间; $c_w$  为弃风单位成本。

$$C_f = \sum_{t=1}^{T''} \sum_{i=1}^N (a_i P_{f,i,t}^2 + b_i P_{f,i,t} + c_i) + C_{f,深度} \quad (11)$$

式中: $T''$  为火电运行的时间总数; $N$  为火电机组的数量; $P_{f,i,t}$  代表第  $i$  台火电机组  $t$  时刻的功率大小;

$a_i, b_i, c_i$  分别为第  $i$  台火电机组发电成本的二次、一次和常数系数;  $C_{f, \text{深度}}$  为火电机组深度调峰成本<sup>[10]</sup>。

### 3.3 约束条件

约束条件包括系统备用约束、系统功率平衡、火电机组常规调峰和深度调峰出力上下限约束, 分别如式(12)至式(15)所示。

$$\sum_{i=1}^N P_{f,i}^{\max} \geq 1.05 P_{\text{el,优化}}^{\max} \quad (12)$$

$$\sum_{i=1}^N P_{f,i,t} + P_{w,t}^s = P_{l,t} + \Delta P_{\text{fl},t} \quad (13)$$

$$P_{f,i}^{\min} \leq P_{f,i,t} \leq P_{f,i}^{\max} \quad (14)$$

$$P_{f,i, \text{深度调峰}}^{\min} \leq P_{f,i,t} \leq P_{f,i, \text{最小技术出力}}^{\min} \quad (15)$$

式中:  $P_{f,i}^{\max}$  为第  $i$  台火电机组最大功率;  $P_{\text{el,优化}}^{\max}$  为优化后最大等效负荷; 1.05 表示备用为 5%;  $P_{f,i,t}$  为第  $i$  台火电机组  $t$  时功率;  $P_{l,t}$  为原始负荷功率;  $P_{f,i}^{\min}$  为第  $i$  台火电机组最小技术出力功率;  $P_{f,i, \text{深度调峰}}^{\min}$  为第  $i$  台火电机组深度调峰时最小技术出力功率。

## 4 算例分析

### 4.1 仿真系统设计

以图 1 所示的风电并网数据和表 1 所示的火电机组参数进行仿真。火电机组最小技术出力为额定容量的 50%。

表 1 火电机组参数

容量/MW	数量	$a$	$b$	$c$
600	4	0.010 14	165.6	6 877.2
300	6	0.078 42	139.3	9 604.4
200	3	0.744 60	172.4	2 444.2

风电上网电价为 250 元/MWh, 补贴电价为 350 元/MWh, 弃风单位成本为 600 元/MWh; 柔性调用单位成本为 153 元/MWh, 柔性负荷参与调度每组容量为 30 MW, 最大可调用 20 组。

### 4.2 仿真验证结果

1) 经仿真该日原始等效负荷、柔性负荷优化等效负荷、柔性负荷调用功率如图 5 所示。

由图 5 可知, 在原始负荷低谷期增加调用柔性负荷为 1 820.86 MWh, 在原始负荷高峰期减小柔性负荷为 1 148.3 MWh, 总调用柔性负荷为 2 969.17 MWh; 柔性负荷优化后等效负荷峰谷差为 2 571.8 MW, 峰谷差降低 28.78%; 优化前最

大等效负荷为 4553 MW, 优化后最大等效负荷为 4113 MW, 减小了 440 MW; 优化前最小等效负荷为 1 541.8 MW, 优化后最小等效负荷为 941.9 MW, 增大最小等效负荷 599.9 MW。

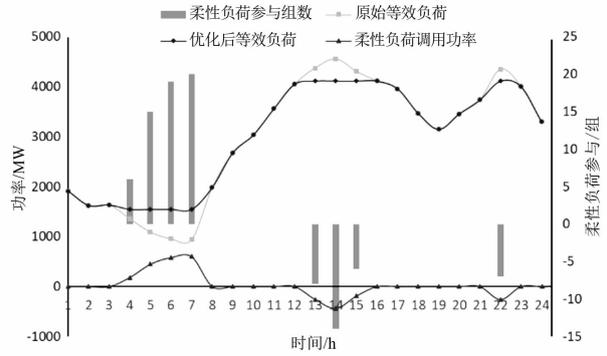


图 5 柔性负荷优化等效负荷与原始等效负荷对比

2) 柔性负荷优化等效负荷前后开机台数对比如表 2 所示。

表 2 柔性负荷优化等效负荷前后开机数对比

单位: 台

机组	600 MW 机组	300 MW 机组	200 MW 机组
柔性负荷优化前	4	6	3
柔性负荷优化后	4	6	1

由表 2 可知, 柔性负荷优化等效负荷后可减少 200 MW 机组开机两台。

3) 柔性负荷优化前后等效负荷火电机组出力对比如图 6 所示。

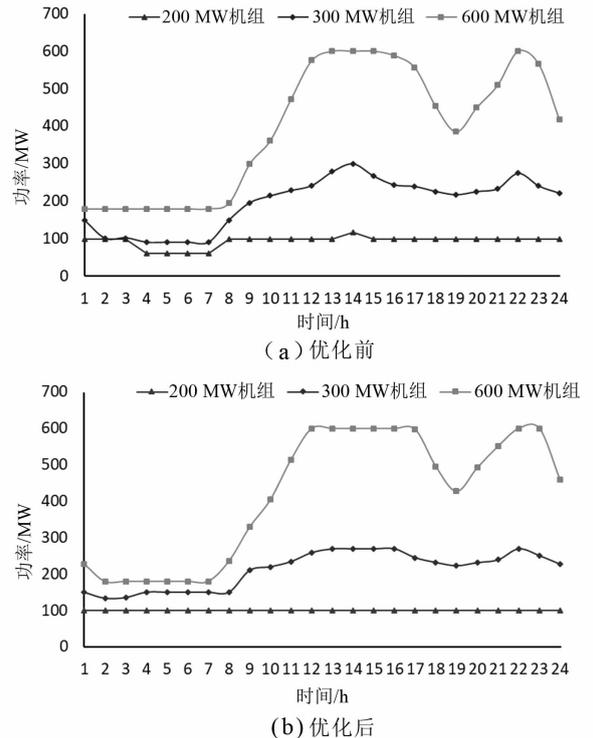


图 6 柔性负荷优化前后火电机组出力对比

由图6可知:柔性负荷优化后提高火电机组平均出力,其中600 MW、300 MW和200 MW单台机组平均出力分别提高21.84 MW、15.51 MW和5.93 MW;提高了火电机组平均利用小时。

4) 柔性负荷优化前后火电机组深度调峰和弃风功率对比如图7所示。

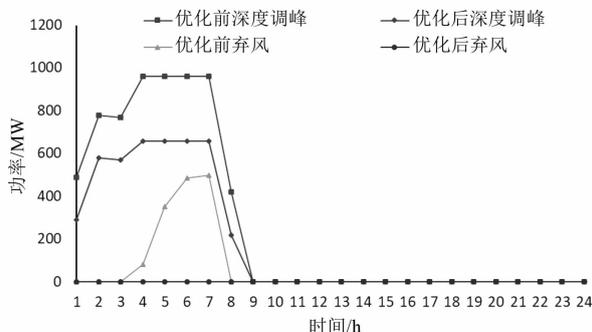


图7 柔性负荷优化前后火电机组深度调峰与弃风对比

由图7计算可知,柔性负荷优化前火电机组深度调峰为6 293.4 MWh,而优化后为4 285.9 MWh,减少火电机组深度调峰2 007.5 MWh;柔性负荷优化后没有弃风,而优化前弃风1 413.4 MWh,减少弃风1 413.4 MWh。

5) 柔性负荷优化前后成本对比如表3所示。

表3 柔性负荷优化前后成本对比

优化状态	火电运行成本/万元	火电深度调峰成本/万元	弃风成本/万元	柔性负荷成本/万元	总成本/万元
优化前	1 410.41	13.39	84.8	0	1 508.6
优化后	1 363.42	8.88	0	45	1 417.3

可以看出,柔性负荷优化后火电机组运行成本减小了46.99万元,火电机组深度调峰成本降低了4.51万元,弃风成本降低了84.8万元,虽然柔性负荷调用成本增加了45万元,但总成本仍降低91.3万元。由于增加的柔性负荷成本45万元补偿给了柔性负荷企业,达到了柔性负荷企业和电网企业双赢的目的。

## 5 结语

针对风电并网系统调峰能力不足问题,提出含柔性负荷的火电机组深度调峰的分层优化调度方法;上层优化等效负荷,可减小系统峰谷差;下层优化系统成本,减少火电机组深度调峰成本、新能源限电成本以及系统总成本。

通过仿真验证,所提柔性负荷优化火电机组深

度调峰可以减少火电机组开机台数,提高单台火电机组平均利用小时。同时可以降低柔性负荷企业成本,达到电网企业和柔性负荷企业双赢的目的。

## 参考文献

- [1] 张振宇,王文倬,马晓伟,等. 基于风险控制的新能源纳入电力系统备用方法[J]. 电网技术,2020,44(9): 3375-3382.
- [2] 苗树敏,滕予非,罗彬,等. 计及风电不确定性的风-水短期联合优化调度方法[J]. 四川电力技术,2020,43(2):1-6.
- [3] 樊宇琦,丁涛,孙瑜歌,等. 国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J/OL]. 中国电机工程学报:1-24[2020-11-16]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.201408>.
- [4] 马超,肖汉,李嘉逸. 基于运行最优模拟的综合能源系统经济评价方法[J]. 四川电力技术,2021,44(1): 77-82.
- [5] 王伯伊,庄斌,刘迪,等. 基于负荷资源预留的智能用电设备群调控策略[J]. 电力科学与技术学报,2020,35(3):92-98.
- [6] 刘海南,蔺红,樊国旗,等. 基于风荷耦合特性的源荷储的优化调度[J]. 智慧电力,2021,49(1):42-47.
- [7] 樊国旗,樊国伟,刘昌东,等. 基于改进的电力现货交易下调度研究[J]. 四川电力技术,2020,43(4):15-19.
- [8] 杨秋霞,高辰,刘同心,等. 考虑柔性负荷的含光伏电力模糊随机优化调度风险研究[J]. 太阳能学报,2020,41(7):142-151.
- [9] 任景,薛晨,马晓伟,等. 计及新能源资源分级的柔性调度模型预测控制[J]. 智慧电力,2020,48(9):30-36.
- [10] 薛晨,任景,张小东,等. 含虚拟储能的新能源高渗透电网深度调峰备用决策模型[J]. 中国电力,2019,52(11):35-43.
- [11] 林俐,邹兰青,周鹏,等. 规模风电并网条件下火电机组深度调峰的多角度经济性分析[J]. 电力系统自动化,2017,41(7):21-27.
- [12] 国家能源局西北监管局. 西北区域省间调峰辅助服务市场运营规则[S]. 西安:国家能源局西北监管局,2020.

## 作者简介:

樊国旗(1993),男,硕士,主要研究方向为电力系统调度及新能源消纳。

(收稿日期:2021-03-19)

# 基于配额制的自备电厂参与新能源消纳日前交易模式

赵磊<sup>1</sup>, 杨永利<sup>1</sup>, 张新伟<sup>1</sup>, 贺成铭<sup>1</sup>, 刘友波<sup>2</sup>

(1. 新疆电力交易中心有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830011; 2. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065)

**摘要:**国内风电和光伏等新能源发电迅速发展,而部分地区本地消纳和电网外送能力均有限,当地自备电厂未充分发挥调峰作用,出现日趋严重的弃风弃光现象,因此难以完成配额制目标。为利用市场手段充分调动当地自备电厂参与新能源消纳,促进新能源配额制目标的完成,同时避免因强行完成指标导致的社会整体消纳成本升高的问题,提出了一种基于竞价摘牌的新能源日前交易模式。通过具有引导效应的市场化手段,调动具备自备电厂用户的主动消纳意愿,进而提升配额制目标完成度,并降低整体消纳成本。最后,以新疆地区算例为例,分析验证了所提交易模式在提升配额制目标完成度及在尽量降低社会整体消纳成本方面的价值,为新疆等类似地区电力市场建设提供了一种新的思路。

**关键词:**配额制;自备电厂;新能源消纳;日前交易

**中图分类号:**TM732 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)03-0012-06

**DOI:**10.16527/j.issn.1003-6954.20210303

## Day – ahead Trading Model for New Energy Consumption with Participation of Self – generation Power Plants Based on Renewable Portfolio Standards

Zhao Lei<sup>1</sup>, Yang Yongli<sup>1</sup>, Zhang Xinwei<sup>1</sup>, He Chengming<sup>1</sup>, Liu Youbo<sup>2</sup>

(1. Xinjiang Power Exchange Center Co., Ltd., Urumqi 830011, Xijiang, China;

2. College of Electrical Engineering and Information Technology, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan, China)

**Abstract:** There is a rapid development of domestic wind power, photovoltaics and other new energy power generation, but the local consumption and grid transmission capacity in some areas are limited, local self – generation power plants have not fully played the role of peak shaving, and the phenomenon of wind curtailment and photovoltaic curtailment is becoming more and more serious. So it's difficult to achieve quota targets. In order to use market means to fully mobilize local self – generation power plants to participate in new energy consumption and promote the completion of new energy quota targets, and at the same time to avoid the problem of increased social consumption costs caused by forcibly fulfilling targets, a day – ahead trading model of new energy is proposed based on bidding and delisting. Through market – oriented means with a guiding effect, the willingness of users with self – generation power plants is mobilized to increase the completion of quota targets and reduce overall consumption costs. Finally, taking Xinjiang region for example, the value of this transaction model in improving the completion of quota targets and minimizing the overall cost of social consumption is analyzed and verified, which provides a new way for the construction of power markets in Xinjiang and similar regions.

**Key words:** renewable portfolio standards (RPS); self – generation power plant; new energy consumption; day – ahead trading

## 0 引言

近年来,中国的风电和光伏装机容量迅速攀升,

成为全球第一大国。国内新疆地区的风电和光伏等可再生能源在当地占有较大比重,且逐年提升;但与此同时,风电和光伏出力的波动性和随机性较强,加之传统发电型式占比的下降给电网调节能力带来了

较大挑战,严重影响了风电和光伏的消纳,常常出现弃风弃光。因此,研究解决新疆地区等可再生能源大省的新能源消纳意义重大。

中国在2018年正式逐步实施国际上通常使用的可再生能源配额制(renewable portfolio standards, RPS),通过市场化、货币化的方式激励可再生能源发电的发展<sup>[1]</sup>。可再生能源配额制(简称配额制)实质是要求发电方和售电公司生产和销售的电能中,可再生能源必须占到一定比例,否则需购买高价绿色证书(green certificate, GC)。但当前仅对消纳主体和需要消纳的数量有较明确的规定,对配额制与不同交易市场的衔接没有详细规定,需要各地根据自身特点制定相应策略,因此有很大的研究价值与空间<sup>[2-3]</sup>。

同时,新疆地区具有相当规模的自备电厂,其整体装机容量与新能源的装机容量接近,但并没有发挥出应有的调峰作用。在电力供应不足的时代,自备电厂发挥了减少停电的作用,但目前电力供应充足,其不再发挥支援电网的作用。然而,自备电厂建设分散且单机容量较小,其作为调峰电厂具有较明显的成本优势,可以较好弥补新能源发电存在的“逆调峰特性”,进而达到共赢的目的。

目前,国内外关于配额制与自备电厂替代交易的研究主要集中在配额制顶层设计、绿证交易机制、对各类主体影响分析等方面<sup>[1-9]</sup>。文献[1]主要对中国正式实施的配额制,从顶层设计的角度进行了分析与科学阐释,并结合国内实际情况给出了建议。文献[4-9]主要对国内外新能源相关交易机制进行了分析,从顶层设计思路、分析模型、风险管理等多方面进行了研究,而后结合中国实际情况阐述了相关启示。文献[10]针对国内可再生能源消纳的问题,提出了一种国家与省级层面的可再生能源市场协调与偏差结算机制。文献[11]通过建立多寡头非合作博弈模型,提出了一种发电侧的可再生能源配额制及配套绿色证书交易机制,其特点是可最大程度保证绿色证书供需平衡。文献[12-14]通过建立相关的数学和经济学模型,研究了配额制对中国电源结构以及政策均衡性的影响,提出了中国可再生能源未来发展的定位和相关建议。文献[15]深入分析了可再生能源的正外部性效应,基于绿色电力需求和配额制的因素,建立了交易主体最优决策模型,探究了跨省区电力交易主体的最优决

策,使其利益最大化。综上,国内对配额制方面较少涉及到省内实施层,特别是深入结合如新疆等本地风电和光伏等新能源占比较大地区特点的配额制市场化交易机制。

针对新疆地区存在大量自备电厂,但风电和光伏等可再生能源消纳不理想的情况,下面从不同责任主体消纳能力与成本的差异出发,结合新疆电力市场已有的中长期交易基础,设计了一种以整体消纳成本最低为目标,基于新能源发电企业和具有自备电厂用户电力曲线匹配度的日前交易机制。首先,通过分析新能源消纳贡献度的配额指标分配模式,对匹配程度高的市场主体分配更多的新能源配额指标;然后,通过市场化的消纳量转让获得超额收益,兼顾双方利益,激励主体主动消纳,在提升整个消纳量的同时降低整体消纳成本,提高社会福利;最后,通过对设计的日前交易机制算例分析,表明所设计的机制可以在促进省内可再生能源消纳量的同时降低社会整体的消纳成本,具有较显著作用。

## 1 新疆现有替代交易情况

新疆地区发电侧不仅有比例较大的传统公用火电和水电,还有较大部分的企业自备电厂,截至2019年,其容量基本和疆内风电和光伏装机总容量接近,这也是疆内发电侧的特点。目前,新疆地区已经开展了新能源替代交易,但仍存在着较大的问题。

### 1.1 新疆发电侧基本情况

20世纪50年代电力供应紧缺,无法满足经济发展的需要,国家允许企业建立自备电厂以缓解用电需求<sup>[11]</sup>,特别是高耗能企业自备电厂较常见。截至2019年,新疆自备电厂数量超过30家,总装机容量约15 670 MW,超过全网装机容量的16%。2014—2019年,疆内风电和光伏总装机容量逐步提升,截至2019年,总装机容量约17 620 MW,约占18%,和自备电厂比例接近,整体情况如图1所示。

### 1.2 新疆自备电厂与新能源市场化现状

新疆自备电厂和新能源装机接近,是新疆开展新能源发电与燃煤自备电厂替代交易的基础。2016年,新疆下发《新疆区域新能源发电企业与燃煤自备电厂调峰替代交易实施细则(暂行)》,并开展了第一批新能源发电企业与燃煤自备电厂所属企业进

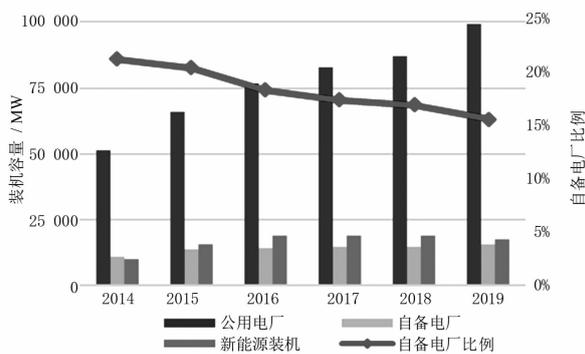


图 1 2014—2019 年新疆自备电厂与新能源装机情况

行电量置换交易的试点应用。这属于一种发电权交易模式,它利用新能源发电企业(renewable energy generation, REG)与自备电厂所属企业(简称 REG-SPP)进行电量置换,用市场化交易的力量来平衡各方利益,同时调动各参与方的积极性,挖掘燃煤自备电厂的调峰空间,增强电网的新能源消纳能力<sup>[16]</sup>。

目前新疆所组织的新能源替代燃煤自备电厂交易中,分别建立了“停备交易”和“旋备交易”两个序列,用来申报交易电量和价格。在配额制实施后,传统的停备和旋备方式在调度执行时与新能源出力受阻曲线的匹配程度无法量化。传统新能源替代交易是在新能源发生弃电时实施,按照新能源装机容量 100% 算作自备电厂消纳量。这对疆内其他责任主体来说有失公平,更无法调动各主体的积极性。届时新能源配额缺口将更大,必然导致其他责任主体通过新能源配额的二级市场或绿证交易市场去购买配额指标,造成整个社会消纳新能源的成本升高。同时,根据国家有关配额制的指标,从 2018 年至 2020 年新疆的可再生能源配额指标情况(如表 1 所示)来看,可以看出新疆全省新能源消纳责任指标完成缺口逐年增大,2020 年缺口将达到了 9135 GWh。因此,亟需通过市场化手段进一步提高新能源消纳能力。

## 2 带曲线匹配的新能源日前交易模式

目前,新疆弃风弃光严重,常规的电量交易无法满足配额制实施的要求;同时新能源消纳水平无法提高,反而还增加了全社会完成配额制的成本。疆内自备电厂年发电量占全社会用电量将近三分之一,而当前配额制是以传统电量置换为手段的电能新能源替代交易模式,未真实反映新能源消纳能力,

表 1 2018—2020 年新疆可再生能源配额指标

类别	2018 年	2019 年	2020 年
电网经营区售电量/GWh	107 200	120 800	132 400
自备电厂用电量/GWh	82 500	87 500	95 300
全社会用电量/GWh	264 700	287 800	314 400
非水配额指标/%	11.50	12	13
规定			
非水配额/GWh	30 400	34 500	40 900
指标完成情况/% (+ 超额 / - 不足)	-38.73	-69.47	-91.35

难以适应配额制下新能源市场化交易,也未考虑市场主体消纳新能源的真实能力。为解决此问题,提出构建一种疆内新能源替代交易 2.0 模式,即考虑不同市场主体对新能源消纳的实际贡献度,建立基于新能源出力和消纳方负荷曲线申报的新能源替代交易模式,通过新能源企业挂牌而具有自备电厂的用户竞价摘牌的方式,以市场手段平衡多方利益,激励低消纳成本的用户主动消纳新能源,尽可能降低社会整体消纳成本。

对于新能源消纳响应能力强或者负荷曲线调整成本较低的自备电厂用户,可在市场中多摘牌取得更多可再生能源消纳量,超额完成的消纳量配额指标,通过二级市场转让可获得超额收益。在市场中,每个参与者都以自身利益最大化为目标,那么对于消纳能力不强或者自身负荷曲线调整成本高的市场主体,必然参与度不够高,但其可以向消纳能力强的用户直接购买。为此,这就需要一个本地化的交易市场,采用这种消纳匹配度更高的日前交易模式进行交易,可减少能源的远距离输送进一步降低消纳成本。让消纳可再生能源成本低的主体替代成本高的主体,后者再通过市场化的手段给前者一定补偿,这种以市场化交易形成的替代与补偿方式,能够达到社会付出成本最低而可再生能源消纳更高的目标。

### 2.1 带曲线匹配的新能源交易框架

电力交易机构负责组织新能源日前交易,与常规日前市场不同,新能源企业需要申报电力曲线(日内 12 h 的电量和价格),采取摘挂牌交易的模式,交易标的为新能源电能量和环保属性价值,交易机构根据摘牌用户自身的消纳匹配程度分配,为避免过度投机行为扰乱市场,交易双方成交合同需要

严格按照中标曲线物理执行。整体交易过程如图2所示,主要分为4个阶段:第1阶段为中长期交易;第2阶段为新能源日前交易;第3阶段为常规日前交易和实时现货交易;第4阶段为新能源二级消纳转让交易。

在第2个交易阶段,新能源企业可挂出多个价格不同的出力曲线包,供具有自备电厂的用户摘牌,用户侧确认后,双方即达成了带曲线的物理合约,其日前电量市场的所有中标曲线累加之后即为运行日的负荷需求曲线。需要注意的是新能源需申报运行日12h的电量和价格,自备电厂用户根据自身负荷调节水平进行确认摘牌,这样最大限度地使用户侧与新能源企业出力曲线互补匹配。

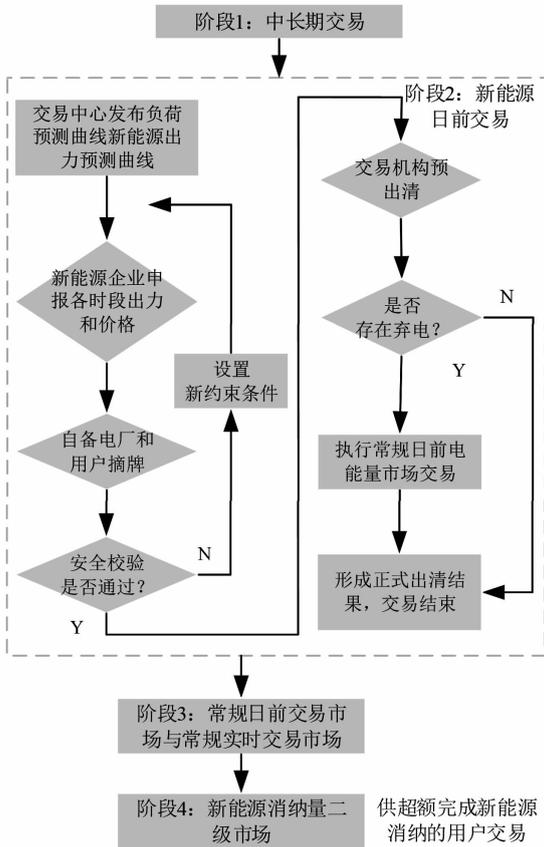


图2 新能源日前市场交易流程

### 2.2 带曲线匹配的新能源日前交易模型构建

假定疆内有  $n$  个新能源发电企业  $G_1, G_2, \dots, G_n$ , 第  $i$  个新能源企业第  $j$  个包的挂牌电量和电价序列分别为  $\{Q_{G_{ij}}(12), P_{G_{ij}}(12)\}$ , 为便于叙述这里省略括号内容, 简写为  $\{Q_{G_{ij}}, P_{G_{ij}}\}$ ; 同时假设疆内有  $m$  个具有自备电厂的用户  $U_1, U_2, \dots, U_m$  参与摘牌, 那么第  $k$  个用户摘第  $l$  个包的消纳电量和报价序列分别为  $\{Q_{U_{kl}}, P_{U_{kl}}\}$ , 最终成交的电量和电价序列分别

为  $\{Q_{D_{ijkl}}, P_{D_{ijkl}}\}$ 。

根据申报和摘牌结果, 交易机构依次对新能源企业每个包的摘牌情况进行统一出清, 交易机构对包  $j$  按照竞价申报的价格由高到低进行排序,  $\text{Sort}\{P_{U_{1j}}, P_{U_{2j}}, \dots, P_{U_{mj}}\}$ , 根据排序结果, 形成自备电厂用户和新能源企业之间的价差对  $P_{C_{ijkl}}$  为

$$P_{C_{ijkl}} = P_{U_{kl}} - P_{G_{ij}} \quad (1)$$

由于采用竞价的方式, 价差对  $P_{C_{ijkl}}$  必然大于等于0且也是按照价差的大到小的顺序排列, 交易机构优先撮合价差对大的用户成交, 成交量为用户申报的电量, 且成交价为

$$P_{D_{ijkl}} = (P_{U_{kl}} + P_{G_{ij}}) / 2 \quad (2)$$

类似的, 价差最大的用户成交之后, 若还有剩余电量, 那么对价差第二大的用户进行撮和成交, 直至该包全部成交完毕。产生的社会福利为

$$B_{G_{ij}U_{kl}} = \sum [(P_{U_{kl}} - P_{D_{ijkl}})Q_{U_{kl}} + (P_{D_{ijkl}} - P_{G_{ij}})Q_{U_{kl}}] \quad (3)$$

在社会福利最大化的同时, 新能源消纳成本低的自备电厂用户, 可以承受更高的竞价价格, 进而购买到更多的消纳电量, 既提升了新能源消纳量, 也达到了以市场交易手段降低社会整体消纳成本的目的。通过市场化引导, 将激励新能源消纳成本更低的自备电厂用户更多地参与消纳, 故所设计交易的目标函数为

$$\max \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^m B_{G_{ij}U_{kl}} \quad (4)$$

同时, 实现该目标函数的约束条件如下:

1) 新能源发电企业可以拆出不同出力组合的包, 同时自备电厂用户也可竞价摘牌多个新能源包, 但是, 新能源发电企业挂牌的包不能大于其最大出力限制, 自备电厂用户也不能超过其自身最大消纳能力, 即:

$$\sum_j Q_{G_{ij}} \leq Q_{G_{ij}}^{\text{lim}} \quad (5)$$

$$\sum_l Q_{U_{kl}} \leq Q_{U_{kl}}^{\text{lim}} \quad (6)$$

2) 新能源发电企业和自备电厂用户的挂牌价格和摘牌竞价的价格, 均不能超过交易中心规定的限价, 即

$$P_{\min}^{\text{lim}} \leq P_{U_{kl}}, P_{G_{ij}} \leq P_{\max}^{\text{lim}} \quad (7)$$

## 3 算例分析

目前, 新疆弃风弃光严重, 常规的电量交易无法

满足配额制实施的要求,同时新能源消纳水平无法提高,反而增加了全社会完成配额制的成本。为更清晰说明所提交易模式,现假设有一个新能源企业按其自身的发电特性将整个发电能力挂包出来(如表 2 所示),3 个具有不同负荷特性的自备电厂用户参与到新能源日前交易市场,其各自特点如表 3、表 4 所示。

表 2 新能源企业挂牌信息

时间	挂牌电量/MWh		挂牌电价/(元/MWh)	
	用户 A	用户 B	用户 A	用户 B
2	32		55	
4	28		55	
6	26		55	
8	20		70	
10	22		90	
12	21		90	
14	20		90	
16	20		90	
18	25		85	
20	33		75	
22	35		55	
24	37		55	
合计	319			

表 3 自备电厂用户申报信息

时间	申报电量/MWh			申报电价/(元/MWh)		
	用户 A	用户 B	用户 C	用户 A	用户 B	用户 C
2	20	16	7	56	55	55
4	18	12	4	58	56	55
6	16	11	1	57	57	56
8	17	5	5	73	72	70
10	13	6	8	93	92	91
12	15	6	7	93	92	91
14	14	5	9	92	91	93
16	14	4	8	92	91	90
18	18	10	4	87	86	86
20	22	14	2	78	75	77
22	26	14	3	60	58	57
24	28	15	2	57	56	56
合计	221	118	60			

自备电厂用户 A、B、C 拥有各自的负荷消纳特性,他们采用竞价摘牌的方式对新能源企业的挂牌的包进行竞价,其申购的电量和电价如表 3 所示。按照竞价摘牌的规则,在同一时间点竞价最高的用户优先匹配申报的电量,由此可得到市场模拟出清

结果如表 4 所示。

表 4 交易机构模拟出清结果

时间	成交电量/MWh			成交电价/(元/MWh)		
	用户 A	用户 B	用户 C	用户 A	用户 B	用户 C
2	20	12	0	55.5	55.0	55.0
4	18	10	0	56.5	56.0	55.0
6	16	10	0	56.0	56.0	55.5
8	17	3	0	71.5	71.0	70.0
10	13	6	3	91.5	91.0	90.5
12	15	6	0	91.5	91.0	90.5
14	14	5	1	91.0	90.5	91.5
16	14	4	2	91.0	90.5	90.0
18	18	7	0	86.0	86.0	86.0
20	22	11	0	76.5	75.5	76.0
22	26	9	0	57.5	56.5	56.0
24	28	9	0	56.0	55.5	55.5
合计	221	92	6			

从图 3 的模拟出清曲线可看出来,自备电厂用户 A 和 B 的电量出清结果与新能源出力挂包的电量曲线匹配度较高,这反映出其本身的负荷消纳特性与新能源电厂的出力特性更为匹配;同时由于其消纳新能源的成本更低,因此可以在交易市场中申报更高的价格,整体来看 A 和 B 的新能源中标消纳电量更多。对自备电厂用户 C 而言,其中标的新能源消纳电量更少,这反映的是其自身负荷特性与此新能源包的特性匹配度更差一些,对此新能源消纳能力较弱。

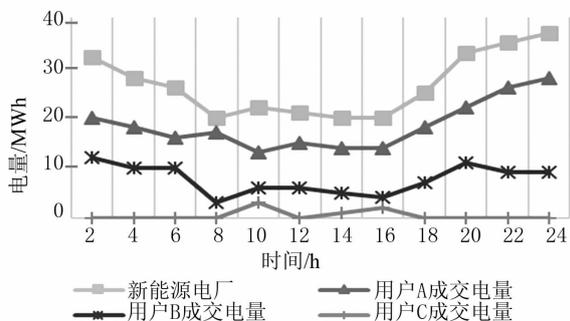


图 3 自备电厂用户模拟出清电量结果

通过新能源日前交易市场,发现了新能源消纳能力强以及消纳成本更低的自备电厂用户,提升了新能源消纳量。对于自备电厂用户 A 和 B 而言,他们获得了额外的新能源消纳量,超额完成配额指标,也可通过新能源消纳量二级市场转让超额消纳量,

以市场的方式将其对消纳新能源所做的贡献折现,也极大地调动了其新能源消纳积极性,从而提升新疆地区完成可再生能源配额制目标的程度。

根据前述交易福利产生的计算方法,可以得到本次新能源日前交易总成交电量为319 MWh,总成交额为22 517元,产生的社会福利为771元,产生的福利比率约为3.4%。起到了促进新能源消纳的效果,并且通过市场交易释放了一定的社会福利,反映的是新能源消纳成本更低的用户更多地参与到了消纳环节,进而可以使整个新疆地区的新能源消纳量得到提升,还降低了整体消纳成本,达到了设计此市场的初衷。

## 4 结 语

针对新疆地区新能源发电充沛,但目前存在较严重弃风弃光又无法完成地区新能源配额制目标的问题,提出一种基于竞价摘牌的新能源日前交易模式。通过市场化手段提升自备电厂用户的新能源消纳意愿,从市场角度发掘消纳成本更低的用户,达到降低社会整体消纳成本,提升新疆地区新能源消纳量的目的。得到结论如下:

1) 新疆地区新能源本地消纳能力受限,但疆内自备电厂与新能源装机容量大体相当,从整体上看,具备调动自备电厂承担调峰的巨大潜力。

2) 新能源日前交易模式是通过市场化的手段,激励与新能源出力特性互补、消纳成本更低的用户更多地参与消纳。

3) 竞价摘牌的模式可以较好地使消纳成本更低的自备电厂用户获得更多的新能源消纳占比,为新疆地区完成配额制指标提供一种新思路。

所提的交易机制并不适用于新能源消纳不受限的地区,其重点是对在新疆这种弃风弃光率较高且自备电厂容量相当的地区具有较大意义。未来,随着储能的快速发展,可研究探索储能服务在新能源消纳市场的新模式。

### 参考文献

[1] 赵新刚,梁吉,任领志,等. 能源低碳转型的顶层制度设计:可再生能源配额制[J]. 电网技术,2018,42(4): 1164-1169.

- [2] 王辉,陈波波,赵文会,等. 可再生能源配额制下跨省区电力交易主体最优决策[J]. 电网技术,2019,6(43):1988-1994.
- [3] 康重庆,杜尔顺,张宁,等. 可再生能源参与电力市场:综述与展望[J]. 南方电网技术,2016,10(3):16-23.
- [4] 邹鹏,陈启鑫,夏清,等. 国外电力现货市场建设的逻辑分析及对中国的启示与建议[J]. 电力系统自动化,2014,38(13):18-27.
- [5] 吴杨,刘俊勇,黄媛,等. 个体行为对发电权成交价格波动影响的分析模型[J]. 中国电机工程学报,2015,35(12):2968-2979.
- [6] 李东波,李凤婷,宋学强,等. 促进新能源消纳的自备电厂参与替代交易风险管理研究[J]. 电力系统保护与控制,2019,47(11):30-36.
- [7] 史连军,周琳,庞博,等. 中国促进清洁能源消纳的市场机制设计思路[J]. 电力系统自动化,2017,41(24): 83-89.
- [8] 舒印彪,张智刚,郭剑波,等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(1):1-9.
- [9] 裴哲义,王彩霞,和青,等. 对中国新能源消纳问题的分析与建议[J]. 中国电力,2016,49(11):1-7.
- [10] 马子明,钟海旺,谭振飞,等. 以配额制激励可再生能源的需求与供给——国家可再生能源市场机制设计[J]. 电力系统自动化,2017,41(24):90-96.
- [11] 董福贵,时磊. 可再生能源配额制及绿色证书交易机制设计及仿真[J]. 电力系统自动化,2019,43(12): 113-121.
- [12] 王博. 基于市场机制的可再生能源发展政策的均衡分析[D]. 西安:西北大学,2010.
- [13] 冯天天. 可再生能源配额交易制对我国电源结构的影响机理研究[D]. 北京:华北电力大学,2013.
- [14] 李璐. 可再生能源发展政策影响的分析模型及实证研究[D]. 北京:华北电力大学,2015.
- [15] 鲍海,艾东平,杨以涵,等. 远期与日前市场相结合的发电权交易模式[J]. 电网技术,2012,36(2): 264-270.
- [16] 周琳,付学谦,刘硕,等. 促进新能源消纳的综合能源系统日前市场出清优化[J]. 中国电力,2019,52(11):9-18.

### 作者简介:

赵磊(1984),男,硕士,高级工程师,主要从事电力中长期及现货市场研究工作。

(收稿日期:2020-12-30)

# AGC运行时一种保生态下泄流量 功能设计与实现

邱 华<sup>1</sup>, 郭 亮<sup>2</sup>, 王乐宁<sup>1</sup>, 解旭柯<sup>1</sup>

(1. 国电大渡河猴子岩水电建设有限公司, 四川 康定 626000;  
2. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041)

**摘要:**针对目前水电站 AGC 运行时最低下泄流量控制的新需求, 充分考虑了水电站普遍实行远方集控的实际情况, 逐层剖析了水电站保生态流量功能设计时主要需要考虑的因素, 较为深入地对各因素进行了重要性评估和优化近似处理, 提出了一种基于电站计算机监控系统的保生态流量功能设计方案。该方案有利于推动新环保要求下水电站 AGC 功能设计与实施, 并在大渡河猴子岩水电站取得了很好的效果。

**关键词:**自动控制; 生态下泄流量; AGC; 水电站; 远方集控

**中图分类号:** TP29 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2021)03-0018-05

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003-6954.20210304

## Design and Implementation of Function for Ensuring Ecological Discharge in AGC Operation

Qiu Hua<sup>1</sup>, Guo Liang<sup>2</sup>, Wang Lening<sup>1</sup>, Xie Xuke<sup>1</sup>

(1. Guodian Dadu River Houziyan Hydropower Construciotn Co., Ltd., Kangding 626000, Sichuan, China;  
2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

**Abstract:** Aiming at the new requirements of controlling the minimum discharge flow in hydropower stations during AGC operation, the actual situation that hydropower stations commonly implement remote centralized control is fully taken into consideration, and the major factors that need to be considered in designing a hydropower station with the function for ensuring ecological discharge are analyzed. The importance of each factor is evaluated and the approximate processing is optimized. At last, a new strategy of designing the ecological flow protection is proposed based on the computer monitoring system of hydropower stations. The strategy is proved to advance the design and implementation of AGC function in hydropower stations considering the new requirements of environmental protection, and shows a good performance when being applied to Houziyan hydropower station located in Dadu River Basin.

**Key words:** automatic control; ecological discharge; AGC; hydropower station; remote centralized control

## 0 引 言

随着水电行业整体的环保意识提升, 水电行业对环保要求落实越来越细致、越来越具体, 需要建立生态流量保障长效机制, 其中四川省已要求限期实现生态流量实时监控<sup>[1]</sup>, 迫切需要水电站综合考虑泄洪、发电情况, 确保电站下泄流量满足生态最低流量要求。目前关于水电站生态流量的有关研究与实

践主要集中在最低生态流量的影响要素<sup>[2]</sup>及保障值推求<sup>[3-8]</sup>、保障生态流量下的宏观水库调度与经济调度<sup>[9-14]</sup>、生态流量监测与评估<sup>[15-16]</sup>, 而对于如何通过实际的自动化控制手段, 实现生态流量实时精准自动保证方面的研究甚少。

猴子岩水电站位于四川省甘孜州康定市境内的大渡河干流, 装设 4 台单机 425 MW 的混流机组, 全站有功负荷经康定变电站、甘谷地变电站、蜀州变电站送至成都, 送出通道严重受限<sup>[17]</sup>。在如此环境下

迫切需要猴子岩水电站更加注重经济效益,这实质上对水电站落实保生态下泄的环保要求构成了一定威胁。目前大渡河流域干流已投电站均已实现远方集控,猴子岩水电站自动发电控制(automatic generation control, AGC)子站的功能操作、运行监视均已实现流域生产指挥中心远程操控,电调水调趋向无人化给生态流量实时精准保障带来了新的困难。同时,猴子岩水电站选用的是北京国电智深控制技术有限公司的EDPF NT Plus 计算机监控系统,在此平台上开发了AGC功能,通过接收省调AGC主站下发的全站有功目标给定指令,实时分配和调节机组的有功出力,使全站有功出力与省调AGC主站的目标给定一致。猴子岩水电站AGC子站投运后,电站有功出力受电网AGC主站实时控制,这些同时为生态下泄流量的精准控制提供了很好的基础,使得本设计具有可行性。

考虑目前稍具规模的水电站均具备AGC的自动有功负荷控制功能,下面拟利用水电站AGC子站功能,配套相应的辅助设计,实现电站AGC子站在自动运行的同时自动实时保障生态下泄流量,为解决水电站生态流量实时精准保障难题提供了一个可行的方案。

## 1 基本功能设计

电站保障生态流量主要发生在平枯水季节,此季节水电站下泄流量主要通过机组发电下泄流量来实现生态流量保障。所提方案结合猴子岩水电站的实际情况,拟通过拟合机组负荷-水头-流量(power-head-quantity of flow, PHQ)曲线,通过计算机程序自动查找在不同水头下水电站全站机组下泄流量不低于生态保障流量时全站机组最低有功负荷;并通过分析,将全站机组最低有功负荷控制值近似为单机最低有功负荷控制值,此值结合单机禁运区后形成新的单机禁运区。计算机监控系统以此自动计算得到新的全站等值禁运区,并将新全站等值禁运区作为AGC的控制条件。同时将此新的全站等值禁运区上送调度,确保调度机构下发的有功负荷调令在此全站等值禁运区之外,从而实现电站AGC子站正常运行时生态下泄流量的实时精准保障功能。

### 1.1 生态流量计算控制范围的选择

对一般水电站(从经济运行的角度,一般不

置专门的生态泄流)而言,电站下泄流量主要包括发电下泄流量(含非并网机组泄水)、电站泄洪弃水和其他泄水(如船闸、鱼道、消防及生活用水、电站各部漏排水等)3部分。

猴子岩水电站地处大渡河上游康定市境内,未设置鱼道、船闸等特殊泄水设施;电站技术供水虽采用压力钢管取水,但其泄水量占机组发电泄水量比例很小,在此忽略不计。电站汛期雨量充沛,但因送出受康甘断面制约,多数情况下有功负荷无法全额送出且需要启用溢流设施泄洪,此时基本无下泄流量不满足生态最低下泄流量的情形。来水偏枯时,由于上游来水不足及电网电力调度实时负荷分配的原因,尤其在枯期夜间低负荷时间段,易发生全站有功出力低导致总下泄流量不满足生态最小流量需求的情况。因此,猴子岩水电站保生态流量功能设计时,仅考虑来水偏枯时通过机组发电下泄流量保障电站生态最低下泄流量。

### 1.2 PHQ控制取值函数的确定

对照机组流量特性曲线,分别建立以下两个取值函数:

1) 水头-单机流量的近似关系函数

$$Q = f_1(H) \quad (1)$$

2) 流量-单机有功出力的近似关系函数

$$P = f_2(Q) \quad (2)$$

式中: $H$ 为机组水头; $Q$ 为流量; $P$ 为 $H$ 水头需要下泄流量为 $Q$ 时的有功功率; $y=f(x)$ 为线性插值函数(猴子岩计算机监控系统上位机控制逻辑可直接调用)。

机组转速两路95% $N_e$ ( $N_e$ 为额定转速)和机组导叶空载以上开关量信号同时动作,则判定该机组为“运行机组”,并计“运行机组”数量为 $n$ ( $n=1,2,3,4$ )。经查询机组流量特性曲线可知,同一水头下,在机组低负荷段,机组所带负荷越高,效率越高,即多台机同时并网运行时的总下泄流量必定大于将负荷全部集中于尽可能少的机组上而其他机组空载或承载尽可能少有功负荷时的全站机组总下泄流量,即

$$\sum_{i=1}^n Q_i \geq \sum_{j=1}^n Q_j \quad (3)$$

式中: $i, j$ 分别为并网机组顺序号; $Q_i$ 为全站负荷由各并网机组随机分配时的各机组发电流量; $Q_j$ 为将全站负荷集中到少数机组,其他机组空载或承载尽可能少的有功负荷时的各机组发电流量。

考虑到多数情况下,水电站保生态最低下泄流

量在单台机组满负荷时即可实现,由此可将流量 - 全站多机有功出力的近似关系表达为

$$P_{多机} \leq f_2(Q_{多机} - (n-1)Q_{空载机组}) \quad (4)$$

在计算全站出力下限时,以最低生态流量保证值  $Q_{最低}$  为基础扣减  $(n-1)Q_{空载机组}$ ,即

$$P_{最低} = f_2(Q_{最低} - (n-1)Q_{空载机组}) \quad (5)$$

结合式(1),知

$$P_{最低} = f_2[f_{1最低}(H) - (n-1)f_{1空载机组}(H)] \quad (6)$$

### 1.3 基于 AGC 实现生态流量控制的可行性

目前四川省调 AGC 主站采集了猴子岩水电站 AGC 子站的单机禁运区、单机可调上限、全站等值禁运区;在当前省调 AGC 主站向电站 AGC 子站下发总有功负荷指令时,只考虑躲过电站 AGC 子站全站等值禁运区,并不超过全站最大出力上限(由各机组单机可调上限累加而得)。因此,本设计将计算得到的全站保生态流量的实发有功最低出力  $P_{最低}$  用于全站等值禁运区二次计算,以达到避免省调 AGC 主站在投入自动运行时向猴子岩水电站 AGC 子站下达不满足最低生态下泄流量下的全站有功负荷调节目标值。目前猴子岩上送省调 AGC 主站的全站等值禁运区有 3 段,分别记为  $[P_{1低}, P_{1高}]$ 、 $[P_{2低}, P_{2高}]$ 、 $[P_{3低}, P_{3高}]$ ,则新的等值禁运区上送策略详见表 1。

表 1 等值禁运区上送策略

$P_{最低}$ 使用策略	$P_{1低}$	$P_{1高}$	$P_{2低}$	$P_{2高}$	$P_{3低}$	$P_{3高}$
$0 < P_{最低} \leq P_{1高}$	0	$P_{1高}$	$P_{2低}$	$P_{2高}$	$P_{3低}$	$P_{3高}$
$P_{1高} < P_{最低} \leq P_{2低}$	0	$P_{最低}$	$P_{2低}$	$P_{2高}$	$P_{3低}$	$P_{3高}$
$P_{2低} < P_{最低} \leq P_{2高}$	0	$P_{最低}$	$P_{最低}$	$P_{2高}$	$P_{3低}$	$P_{3高}$
$P_{2高} < P_{最低} \leq P_{3低}$	0	$P_{最低}$	$P_{最低}$	$P_{最低}$	$P_{3低}$	$P_{3高}$
$P_{3低} < P_{最低} \leq P_{3高}$	0	$P_{最低}$	$P_{最低}$	$P_{最低}$	$P_{最低}$	$P_{3高}$
$P_{最低} > P_{3高}$	0	$P_{最低}$	$P_{最低}$	$P_{最低}$	$P_{最低}$	$P_{最低}$

此种设计下,无需修改省调 AGC 主站下令控制逻辑,无需修改电站 AGC 子站分配和闭锁策略,具有修改内容相对较小、程序实施安全风险较小、调试简单安全等优点。此外,若水电站所在上级调度同意,可将保生态流量最低电站出力与全站可调范围相结合,这样更便于 AGC 程序设计。

## 2 适应性功能优化

### 2.1 近似单机负荷控制

在多台机组并网运行(满足电网旋转备用要

求)时,为降低机组耗水率、提高电站运行经济性,一般应尽量少的机组并网参与运行。

相关机构要求猴子岩全站下泄流量的生态保证值为  $160 \sim 180 \text{ m}^3/\text{s}$ ,猴子岩单机空载流量最大约  $42.3 \text{ m}^3/\text{s}$ ,单机满负荷时最大流量可高达  $360 \text{ m}^3/\text{s}$ (最高水头时单机最大下泄流量也高达  $310 \text{ m}^3/\text{s}$ ),为满足全站下泄流量不低于最低下泄流量生态保证值要求,理论上只需 1 台机组并网运行即可。同时,猴子岩水电站实际运行中,若全站出力较低时,即使保持旋转备用,最多也只有 2 台机组并网投入 AGC 运行,即:

$$P_{多机} \approx P_{双机} \approx P_{负载机组} + P_{空载机组} \quad (7)$$

$$Q_{多机} \approx Q_{双机} \approx Q_{负载机组} + Q_{空载机组} \geq Q_{最低} \quad (8)$$

由于双机或多机运行情况下进行停机操作,需考虑不同机组数量下机组空载流量对总流量计算的影响,减少机组运行数量后,全站最低负荷应相应提高,方可满足生态流量需要。为避免在全站低负荷时需要向调度申请增加全站出力来进行停机操作的问题,可全部按照单机流量保证最低生态流量方式进行设计。

由此可见,猴子岩保生态最低下泄流量要求可转化为确保至少 1 台机组发电下泄流量不低于生态流量保证要求即可,而机组发电下泄流量与机组有功负荷出力直接相关,水电站保生态流量控制问题可转化为单机保电站最低发电负荷控制问题,即近似通过确定单台机组最低有功负荷,并将其提供给 AGC 程序进行控制即可。即令  $n=1$ ,得

$$P_{最低} \approx f_2(Q_{最低}) = f_2[f_{1最低}(H)] \quad (9)$$

这可进一步验证前述第 1.2 节在对全站功能设计时采取单机方式近似的可行性。在猴子岩水电站功能部署时,设置了空载机组流量扣减功能投退压板;当无需进行流量精确控制且方便运行操作人员进行负荷人工调节时,不投入该压板。

### 2.2 设置汛枯期切换功能

通过设置“汛/枯切换”虚拟投切开关,只当投切开关状态在“枯期”时投入保生态流量的功能。当电站 AGC 子站投入省调闭环控制时,电站直接接受省调 AGC 主站指令进行全站有功调节;当电站 AGC 子站投入集控中心或电站站内闭环控制时,均由人工进行全站有功负荷调节,可不考虑人工调节

下全站总负荷仍不满足最低生态流量的情形。同时,该按钮切至“汛期”也可作为枯期期间的特殊运行方式, $P_{最低}$ 可作为人工操作的最低指导值;该切换操作受“AGC功能省调控制权”和“全站AGC闭环状态”解闭锁,即当且只当电站AGC子站投入省调闭环控制时,才允许进行切枯期操作,枯期切汛期不受此影响。

此外,部分水电站存在间歇性泄水情况,若频繁进行“汛/枯切换”虚拟投切开关操作,将增加运行人员操作负担,为此,可基于溢流曲线建立闸门溢流取值 $Q_{溢流}$ 的取值模型,并在 $P_{最低}$ 计算时扣减闸门泄洪流量。

$$P_{最低} = f_2 [f_{1最低}(H) - (n-1)f_{1空载机组}(H) - Q_{溢流}] \quad (10)$$

### 2.3 NHQ 曲线取值近似处理

猴子岩水电站在以上函数取值时,充分考虑现场实际,作如下优化处理:

1)充分考虑到猴子岩水电站机组尾水波动相对机组水头 $H$ 较小,可用下游平均水位替代下游水位实时值。有鉴于此,在AGC程序设计时,可采用水电站上游水位替代机组水头 $H$ 进行流量特性曲线读取,水电站上游水位值取自AGC程序中经自动水位和人工水位切换后的高稳定性的计算结果。这也是避免机组尾水位实时波动易引起AGC误控的可行做法,可广泛运用于高水头电站AGC程序设计中。

2)充分考虑到猴子岩机组水头变化区间高达近40m(库水位波动区间为1802~1842m)、机组额定最高流量约达 $360 \text{ m}^3/\text{s}$ 的实际情况,对水头-流量-有功相关参数进行合理取样。

### 2.4 设置 $P_{最低}$ 的偏差校准基值 $\Delta P$

为确保计算获取的最低有功值 $P$ 全站最低满足生态最低下泄流量要求,可设置功率正偏差补偿 $\Delta P$ 环节,即:

$$P_{最低} = f_2 [f_{1最低}(H) - (n-1)f_{1空载机组}(H) - Q_{溢流}] + \Delta P \quad (11)$$

其中, $\Delta P \geq 0$ ,可根据运行效果评估修正。

### 2.5 设置相应死区

为避免上送省调AGC主站数据因水位波动而频繁跳变,可在计算关键环节合理设置传递死区,猴子岩水电站选择在 $P_{最低}$ 输出处设置死区。

### 2.6 无人值班、远方集控适应性优化

为适应远方集控的生产管理模式,一是设置汛枯期状态集控远方操作切换令接收功能,该命令生效受“电站AGC子站控制权在集控中心”解闭锁;二是为持续监测该功能运行情况,设置了自动告警功能,若检测到有新AGC调令下发且不满足保生态最低下泄流量要求,则该计算结果应在调令下发时间 $T_1$ 后生效;当全站实发有功出力低于 $P_{最低}$ 时,告警信息发送简报并发二级异常ON-CALL(告警信息接收人为电站现场应急指挥人员);当告警持续超过时间 $T_2$ ,则发二级故障ON-CALL(告警信息接收人为电站现场应急指挥人员和生产管理人员),同时该二级故障信息送生产指挥中心计算机监控系统。

为适应无人值班的生产管理模式,将功能软压板投退状态显示、汛枯期切换状态显示、最低生态下泄流量保证值的设置与显示、功率正偏差补偿的设置与显示、计算获取的全站最低有功出力、ON-CALL报警检测时间窗大小等配置到AGC控制参数页面,方便运行人员操作与监视。

## 3 测试与结果分析

按以上设计要求完成了现场实施后,猴子岩水电站对计算机监控系统AGC自动运行时保生态下泄流量功能进行了充分的开环测试,包括近远程功能切换与投退测试、定值设置测试、水头取样调整测试、模拟量故障模拟测试以及机组开停机测试。结果证明该功能的可靠性、有效性和正确性均完全满足设计要求。经电站现地控制和四川省调远方控制经验表明,猴子岩AGC的该功能性能良好。随机选取2020年2月8日01:00到01:30共30min时段的AGC调节情况,人工分析和程序实时计算分析的对比情况如表2、表3所示。

从表2可以看出:在当前水位下,运行结果符合预期,该功能投入后,四川省调AGC下令不再落入所计算的最低负荷要求以下,较好地实现了全站下泄流量满足生态最低保障流量的要求,同时对AGC的其他性能没有不良影响。

从表3可以看出:根据历史数据,在枯水期、丰

表 2 上库水位 1 829.86 m 时  $P$  值计算与下令情况片段

单位:MW

时间	省调调令	程序计算 $P_{最低}$	人工预期 $P_{最低}$	禁运区(处理前)	禁运区(处理后)
01:05:49	307.5	213.9	213.9		
01:09:30	385.0	213.9	213.9		
01:10:33	326.0	213.9	213.9	第一段 0~5	第一段 0~213.9
01:13:33	388.5	213.9	213.9	第二段 7~173	第二段 213.9~213.9
01:24:49	274.2	213.9	213.9	第三段 174~175	第三段 213.9~213.9
01:27:25	213.9	213.9	213.9		

表 3 上库水位 1 835.6 m 时  $P$  值计算与下令情况片段

单位:MW

省调调令(丰期)	省调调令(枯期)	程序计算 $P_{最低}$	人工预期 $P_{最低}$	禁运区(丰期)	禁运区(枯期)
340.4	363.2	222.5	222.5		
260.3	290.2	222.5	222.5	第一段 0.0~20.0	第一段 0.0~222.5
28.0	222.5	222.5	222.5	第二段 28.0~208.0	第二段 222.5~222.5
208.0	300.7	222.5	222.5	第三段 208.0~209.0	第三段 222.5~222.5
271.1	224.0	222.5	222.5		

水期时相同水位下,截取省调调令最小值时附近范围内的调令,根据比对上送省调的禁运区,在枯水期时调令值均满足保证下泄流量的最低负荷要求,因此功能满足当前设计要求。

## 4 结 语

针对 AGC 功能投运时水电站河道生态流量保障难以控制的问题提供了一个全新的可行的解决方案,具有一定的普遍使用性。猴子岩水电站实践适应大渡河公司的远方集控和水电智能化发展的需要,以及智慧电厂建设要求,同时受到上级调度的有关限制,在如何实现其他水电站的同样功能的设计时,还需要相应水电站企业针对自身实际情况进行适当优化调整。

### 参考文献

- [1] 权燕. 四川江河生态流量管控的思考[J]. 中国水利, 2019(17):55-56.
- [2] 张欧阳,熊明. 汉江中下游近 60 年最小流量变化及影响因素分析[J]. 人民长江,2017,48(S2):89-92.
- [3] 王鸿翔,桑明崎,查胡飞,等. 基于生态水文学法的湘江生态流量研究[J]. 人民长江,2019,50(8):70-73.
- [4] 张欧阳,熊明. 基于实测流量成果的生态流量计算方法[J]. 人民长江,2017,48(S2):61-64.
- [5] 周芬,王丽婷,钟名军. 基于径流频率和河道形态的生态流量分析方法[J]. 人民长江,2019,50(10):73-76.
- [6] 吴瑕. 湖北长河设计流量及水位推求的简化方法[J].

人民长江,2012,43(18):82-84.

- [7] 杨寅群,柳雅纯,赵琰鑫,等. 安徽省某大型综合利用水库生态基流研究[J]. 人民长江,2015,46(9):63-67.
- [8] 李红清. 嘉陵江亭子口水利枢纽下游河道生态需水量分析[J]. 人民长江,2012,43(20):81-84.
- [9] 李英海,夏青青,张琪,等. 考虑生态流量需求的梯级水库汛末蓄水调度研究——以溪洛渡-向家坝水库为例[J]. 人民长江,2019,50(8):217-223.
- [10] 陈志刚,程琳,陈宇顺. 水库生态调度现状与展望[J]. 人民长江,2020,51(1):94-103.
- [11] 余文公,夏自强,于国荣,等. 生态库容及其调度研究[J]. 商丘师范学院学报,2006,22(5):148-151.
- [12] 余文公,夏自强,李强,等. 三峡水库主汛期后生态调度措施研究[J]. 人民长江,2007,38(11):202-204.
- [13] 尹正杰,黄薇,陈进. 长江流域大型水库实施生态调度方法框架研究[J]. 人民长江,2011,42(4):60-63.
- [14] 陈竹青. 长江中下游生态径流过程的分析计算[D]. 南京:河海大学,2005.
- [15] 王宗宇. 金湖流域电厂下泄流量监测系统研究[J]. 科技风,2012(8):156-157.
- [16] 徐伟,董增川,付晓花,等. 滦河流域生态流量保证程度分析[J]. 人民长江,2015,46(24):13-16.
- [17] 伊林果. 关于大渡河流域康甘断面内电站电量消纳的思考[C]. 四川省水力发电工程学会 2018 年学术交流会议“川云桂湖粤青”六省(区)施工技术交流会论文集,2018.

### 作者简介:

邱 华(1984),男,大学本科,研究方向为水电优化运行与自动控制。

(收稿日期:2020-12-16)

# 藏中联网后西藏电网安全稳定特性及控制策略分析

凌楠<sup>1,4</sup>, 曾昊<sup>1</sup>, 格桑晋美<sup>2</sup>, 吴冲<sup>3</sup>, 刘汉伟<sup>3</sup>, 王渝红<sup>1</sup>, 巴贵<sup>2</sup>, 吴杰<sup>2</sup>, 王媛<sup>3</sup>

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065;

2. 国网西藏电力有限公司电力调度控制中心, 西藏 拉萨 850010;

3. 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司, 四川 成都 610021;

4. 中广电广播电影电视设计研究院, 四川 成都 610021)

**摘要:**500 kV 藏中联网工程投运后, 西藏电网与西南主网联为一体, 解决了长期困扰西藏地区的缺电问题。然而, 联网初期由于长链式交流通道稳定水平低和柴拉直流与交流通道交互等因素的影响, 西藏电网产生了新的安全稳定问题。针对藏中联网工程投运后存在的典型安全问题进行分析, 如柴拉直流与交流通道交互影响、西藏电网负荷特性对藏中孤网的影响及500 kV/220 kV 电磁环网的影响, 讨论其安全稳定控制策略。

**关键词:**西藏电网; 藏中联网工程; 交直流交互作用; 孤岛电网; 电磁环网; 控制措施

**中图分类号:** TM732 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2021)03-0023-06

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003-6954.20210305

## Analysis on Security and Stability Characteristics and Control Strategy of Tibet Power Grid After Operation of Central – Tibet Networking Project

Ling Nan<sup>1,4</sup>, Zeng Hao<sup>1</sup>, Ge Sangjinmei<sup>2</sup>, Wu Chong<sup>3</sup>, Liu Hanwei<sup>3</sup>,

Wang Yuhong<sup>1</sup>, Ba Gui<sup>2</sup>, Wu Jie<sup>2</sup>, Wang Yuan<sup>3</sup>

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan, China;

2. Power Dispatch Control Center of State Grid Tibet Electric Power Co., Ltd., Lhasa 850010, Tibet, China;

3. CPECC Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd., Chengdu 610021, Sichuan, China;

4. Radio Film & TV Design and Research Institute, Chengdu 610021, Sichuan, China)

**Abstract:** After the operation of 500 kV central – Tibet networking project, Tibet power grid and Southwest power grid are integrated together to solve the problem of power shortages faced by Tibet power grid for a long time. However, due to the low level of stability of long – chain AC channels and the interaction of Chaila HVDC and AC channels, the Tibet power grid has created new security and stability problems. The typical security problems existing after the operation of central – Tibet networking project are analyzed, such as the impact of interaction between the Chaila HVDC and AC channels, the impact of load characteristics of Tibet power grid on the isolated grid in Tibet, and the impact of 500 kV/220 kV electromagnetic ring network. And then its security and stability control strategies are discussed.

**Key words:** Tibet power grid; central – Tibet interconnection project; AC/DC interaction phenomena; isolated power grid; electromagnetic loop network; control strategy

## 0 引言

长期以来, 藏中电网网架结构薄弱、电源规模

小, 电网丰盈枯缺特性突出, 电网长期存在安全稳定运行风险, 直流通道送、受电量严重受限<sup>[1]</sup>。为解决长期困扰西藏电网发展的问题, 2018年建成了藏中500 kV 联网工程, 实现了西藏电网与西南主网的交流同步联网。

该工程将西藏电网纳入西南电网,其中藏中电网长链式双回输电线路与昌都电网相连,并通过芒康—巴塘与四川联网。该工程新建及扩建 500 kV 变电站(开关站)8 座、220 kV 变电站 6 座,新建 500 kV 线路长度约 2000 km,220 kV 和 110 kV 线路约 750 km<sup>[2]</sup>。该工程实现了西藏电网与四川电网的同步联网,增强了西藏中东部电网的稳定性,促进了西藏电网清洁能源开发,为电网向阿里地区延伸奠定了基础。同时,受到藏中联网工程投运的影响,电网稳定特性发生了重大变化。

联网初期,西藏电网运行、调节能力、电力供应和清洁能源消纳等问题得到了改善。但联网后交直流并网带来的交互影响<sup>[3]</sup>、长链式通道弱交流连接<sup>[4]</sup>等特点,使得西藏电网在面临新发展机遇的同时也需解决好新的挑战。

下面针对藏中联网工程安全稳定控制系统建设中发现的问题,从交直流相互作用、长链式弱交流系统无功特性及藏中 500 kV/220 kV 电磁环网等方面入手,对联网工程投运后的系统新出现的安全稳定问题进行分析,并针对性地提出了控制措施,对工程的实际运行提出建议。研究结果最终应用于藏中联网安全稳定控制装置的运行策略和调度相关稳定规定中。

## 1 研究模型

研究工具采用 BPA 机电暂态仿真程序,其中主要元件模型类型选择如下<sup>[5]</sup>:

1) 发电机模型。考虑次暂态电势  $E_q''$  和  $E_d''$  变化,建立了调速、励磁和电力系统稳定器(power system stabilizer, PSS)的控制模型。

2) 负荷模型。华泰龙铜矿、驱龙铜矿和玉龙铜矿的负荷采用 100% 电动机负荷模型,其他负荷采用 30% 电动机负荷与 70% 恒定阻抗负荷模型。

3) 柴拉直流模型。采用 DN/DZ 卡模型<sup>[6]</sup>,DN 卡模拟定电流、定电压等基本控制环节;DZ 卡模拟低压限流环节,并根据逆变侧熄弧角值判断换相失败和恢复换相。

4) SVC 模型<sup>[7]</sup>。藏中电网 220 kV 曲哥、乃琼和夺底变电站以及 500 kV 联网通道朗县、波密和芒康变电站配置了 SVC(TCR + FC, TSC)。采用 V 卡模拟控制系统,模拟了滤波器、PI 控制器、限幅和晶

闸管等环节。

5) 光伏模型。采用 PV 卡模拟光伏发电模型,BC/BC + 卡模拟并网换流器模型。根据西藏地区标准<sup>[8]</sup>,采用电压保护 RE 卡和频率保护 RM 卡模拟光伏并网特性,并网点电压超过 1.2 pu 时 4 s 不脱网或超过 1.3 pu 时无延时跳闸,频率低于 47 Hz 或高于 52 Hz 时保持 10 s 不脱网。

## 2 交直流相互作用对西藏电网的影响

藏中联网工程投运的西藏电网如图 1 所示,工程投运使西藏电网与四川电网形成弱交流联系,加上已投运的柴拉直流,西藏电网首次出现了交直流相互作用、互为约束的情况。仿真结果表明,由于西藏电网无功功率调节能力较弱,难以为柴拉直流提供足够的电压支撑,因此,拉萨换流站近区出现交流系统短路故障会引发拉萨换流站发生换相失败,进而影响西藏电网暂态稳定性,可能导致西藏电网出现级联故障或大面积停电等灾难性故障<sup>[9]</sup>。同时,交流系统故障引发的换相失败或者直流系统发生永久性闭锁故障都会导致柴拉直流输送功率大幅下降,进而导致西藏电网出现大量有功功率缺额,电网内部潮流大范围转移,大量潮流将会涌入交流联络线使其超过交流联络线的暂态稳定极限<sup>[10-11]</sup>。

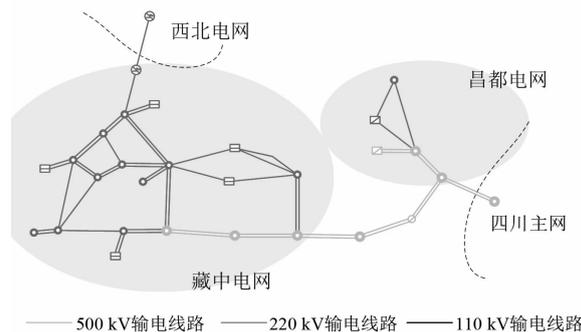


图 1 藏中联网工程

直流输电系统的输送能力取决于所连交流系统的强度。有效短路比  $R_{esc}$  是评估与直流相连交流系统强度的定性指标,其公式为

$$R_{esc} = \frac{S_{ac} - Q_c}{P_d} \quad (1)$$

式中: $S_{ac}$  为换流站交流母线短路容量; $Q_c$  为直流输送功率  $P_d$  时换流站投入滤波器和电容器组的容量之和。根据有效短路比大小,工程上普遍采用的评判标准如式(2)所示<sup>[12-13]</sup>。

$$R_{\text{esc}} = \begin{cases} > 3 & \text{强交流系统} \\ 2 \sim 3 & \text{弱交流系统} \\ < 2 & \text{极弱交流系统} \end{cases} \quad (2)$$

当与直流相连的交流系统为弱交流系统甚至是极弱交流系统时,有可能发生换相失败或小干扰稳定<sup>[14]</sup>。同时,由于弱交流系统自身阻抗较高的特性,系统可能出现低次谐波,进而出现谐波谐振问题。而弱交流系统中并联电容器和电抗器的切换会在补偿设备附近产生不可接受的大电压变化,频繁的无功功率设备切换会引起瞬态电压摆动。另外,直流系统和交流系统故障切除后,如果交流系统太弱,太快的直流系统恢复甚至会带来额外的换相失败和受端交流系统的暂态不稳定性问题<sup>[15-17]</sup>。

交流联网前枯大方式,拉萨换流站有效短路比低于3,属于弱交流系统。为了增加短路容量,不得不投入成本较高的燃油机组以增加系统旋转惯量和负荷中心的动态无功支撑。受藏中电网有效短路比和柴拉直流运行方式的限制,西藏电网内受和外送功率受限。

交流联网后枯大不开燃机方式,拉萨换流站有效短路比为4.19,但与内地大部分受端电网换流站的有效短路比相比,拉萨换流站有效短路比仍然偏低,意味着交流和直流间仍存在较强的相互约束。与联网前相比,系统强度得到了提升。下面通过详细仿真计算,定量研究交直流系统间的交互作用。

柴拉直流和交流通道的运行方式有3种组合:

- 1) 西藏电网通过交流和直流同时受电;
- 2) 西藏电网通过交流和直流同时送电;
- 3) 西藏电网穿越送电,即直流受电、交流外送或交流受电、直流外送。

穿越送电方式中电力通过低电压等级电网进行长距离传输,损耗较大,是一种经济效益较差的传输方式,仅在特殊情况下存在,此处不做赘述。考虑到西藏电网“丰余枯缺”的特性,交直流送受电的运行方式主要有两种,交直流同时受电或同时送电。下面对两种方式下的交直流交互影响进行分析。

## 2.1 直流与交流同时外送

边界条件:

- 1) 投产水平年丰大方式,柴拉直流外送1200 MW,交流芒康—巴塘断面外送功率为50 MW。
- 2) 远景水平年丰大方式,柴拉直流外送1200 MW,交流芒康—巴塘断面外送功率为500 MW。

### 2.1.1 直流故障对藏中电网的影响

柴拉直流单极闭锁后,健全极可转带部分功率,剩余功率则转移至交流联络线。双极闭锁后,直流外送功率全部转移至交流联络线。单极闭锁或双极闭锁后的功率盈余由交流联网通道转移。功率转移过程中电网能否稳定运行,由交流联网通道的静稳水平和藏中电网内部暂态稳定水平决定。

联网工程投产水平年,雅中地区水电尚未投产,交直流整体外送规模较小。柴拉直流单极或双极闭锁故障后,500 kV交流断面未超出静稳极限,藏中电网保持稳定运行。

雅中地区水电投产后,柴拉直流扩容至1200 MW,考虑柴拉直流满送。交流联网通道外送能力取决于许木—朗县500 kV单回线三相断路器故障,该故障可能引起雅中地区水电机组功角相对于西南主网失稳,需要对该断面潮流进行预控。雅中地区水电集中在500 kV交流联网通道的送端,而长链式通道上缺乏无功功率支撑。直流双极闭锁故障,1200 MW功率转移至交流通道,导致雅中地区水电群机组功角失稳,需要采取切雅中水电机组的控制措施。

### 2.1.2 交流故障对柴拉直流的影响

交流故障对直流的影响与故障类型相关:第一类是换流站近区交流故障;第二类是藏中电网交流大电源送出通道故障;第三类是500 kV交流联络线故障。

通过对三类故障的分析可以得知:

1) 联网工程投产水平年,换流站近区500 kV和220 kV发生交流线路N-2严重故障,电压短时降低后快速恢复,系统稳定。西藏电网丰水期负荷较小,各流域来水充足使得水电开机较多,系统转动惯量较大,电网稳定性较好。

2) 藏木水电站送出通道发生严重故障时存在暂态功角问题,需采取切机措施,切机量最大可达到510 MW。大量切机后,500 kV交流通道存在功率反转问题,由故障前藏中外送变为故障后藏中受入,形成穿越送电方式。从经济性角度,宜采用直流功率回降措施(直流回降措施可减少切负荷量,也可避免交流反转)。

3) 长链式通道中断导致西藏电网或藏中电网孤网后,孤网频率升高,电压保持稳定,采取联切机组措施后电网保持稳定。

## 2.2 直流与交流同时受电

直流与交流同时受电的边界条件为:投产水

平年,西藏电网负荷约 1500 MW,西藏电网发电约 630 MW,约 60% 的电力通过柴拉直流和川藏联网通道受入,其中,柴拉直流受电 500 MW,川藏联网通道受电 550 MW。远景水平年,西藏电网负荷约 2500 MW,西藏电网发电约 1300 MW,近一半电力通过柴拉直流和川藏联网通道受入,其中,柴拉直流受电 580 MW,川藏联网通道受电 710 MW。

### 2.2.1 直流故障对藏中电网的影响

投产水平年和远景水平年直流单极闭锁时,西藏电网可保持稳定运行,这是由于青藏直流闭锁而产生的功率缺额可由川藏联络线转移的功率补充,能够有效减小直流故障对交流电网的冲击,增加系统稳定性。

投产水平年柴拉直流双极闭锁不采取措施时,波密—左贡双回线潮流约 900 MW,处于静稳极限的临界水平。若此时再发生小扰动,系统将失稳。因此,必须采取联切负荷的控制措施。为了使系统恢复到有足够安全裕度的运行点<sup>[18]</sup>,切负荷量宜按照切平原则确定。

远景水平年雅中水电投运后,西藏电网电压控制能力有所增加。柴拉直流双极闭锁不采取措施时,潮流转移至交流通道后,导致波密—左贡 500 kV 线路振荡模式阻尼比偏低。需切除藏中电网部分负荷减轻联网通道潮流,增加电网稳定性。

上述仿真结果表明在受电方式下,交流联网通道的承载能力有限,仅靠功率转移无法解决直流闭锁引起的功率缺额,承载能力与藏中电网开机情况有关,发生故障时需采取切负荷措施。

### 2.2.2 交流故障对柴拉直流的影响

#### 1) 换流站近区故障

换流站近区交流故障对柴拉直流影响较大。拉萨换流站靠近拉萨负荷中心和墨竹工卡铜矿产区,近区缺乏动态无功支撑,若电动机在短路故障期间消耗大量无功,容易导致电压失稳。仿真结果表明,当指定柴拉直流受入水平和藏中电网开机方式时,换流站近区交流短路故障是制约 500 kV 联网通道受入水平的关键因素。

投产水平年方式下,许木—墨竹工卡 220 kV 发生三相短路故障、保护正确动作后,系统电压不能瞬时恢复,换流站 220 kV 母线电压低于 0.7 pu 的持续时间可达到 1 s,处于暂态电压稳定的临界状态,换流阀发生持续的换相失败<sup>[19]</sup>。

将受入功率控制在该水平以下之后,为了使阀组恢复正常换相,低压限流(voltage dependent current order limiter, VDCOL)控制作用将降低直流功率以减少无功消耗。在此期间,直流功率下降导致的有功功率缺额由交流联网通道补足,动态无功功率由藏中电网机组和 SVC 共同提供。“交流故障导致换相失败——直流控制导致功率降低——功率缺额转移至交流通道”连锁动态过程中,交流系统会经受短路故障和功率转移的连续冲击。为了确保交流系统有足够的稳定裕度来承受故障和扰动,安排交流直流功率时将受到“跷跷板”效应的制约,即直流受电越大时,交流受电应越小,以腾挪出足够的稳定裕度来防御可能发生的故障冲击。

该方式下发生许木—朗县或朗县—林芝  $N-2$  严重故障时会导致暂态电压失稳,将在第 4 章中详述。

#### 2) 交流联网通道中断故障

联网通道中断后西藏/藏中电网成为孤网。孤网的短路容量和调频调压能力与联网方式相比显著降低,如果再考虑利用直流的紧急功率支援控制措施来弥补孤网的功率缺额,反而可能恶化电网运行工况,带来一系列不可控的连锁反应。故障后的控制措施不应带来新的安全稳定问题,因此在此种情况下,有必要采取联切负荷的控制措施。

## 3 西藏孤网频率电压特性

通常情况下,将系统等值为单机单负荷的频率响应模型,便可以通过初始的有功功率不平衡程度判断故障发生后系统的频率变化<sup>[20]</sup>。而西藏电网电压和频率存在强耦合关系,西藏电网孤网后电压变化会对频率变化产生较大的影响<sup>[21-22]</sup>。

藏中联工程无功功率配置方案为:澜沧江—芒康和芒康—左贡线路为欠补偿,补偿度分别为 75% 和 78%,其他线路均为完全补偿。

长链式交流通道上发生双回输电线路故障时,可能发生西藏电网与四川主网解列的情况,解网后,西藏孤网有功功率不平衡,从而导致频率不稳定。故障发生后,如前所示,不宜采取柴拉直流紧急功率支援措施,应首先采取切机/切负荷措施。按照切平原则采取措施后,由于大量电源或负荷被切除,线路潮流减轻,无功功率损耗大幅减少,使得电网电压升

高。电压升高导致负荷功率升高,使得电网频率出现“二次跌落”的现象。尤其是两段长距离欠补偿线路在孤网内时,将贡献较大的充电功率,电压升高更为明显。

以巴塘—芒康线路  $N-2$  故障后切除等量负荷为例,图2、图3分别为故障后西藏500 kV变电站电压曲线及系统频率曲线。故障清除后西藏各500 kV变电站电压升高到1.1 pu以上,在恢复过程中的系统频率也掉头向下,出现了“二次跌落”的现象。

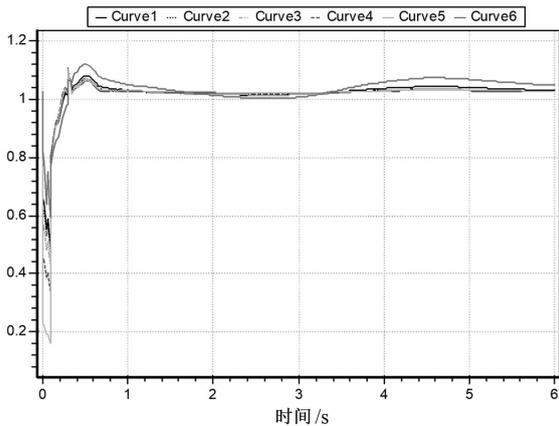


图2 500 kV 变电站电压幅值曲线

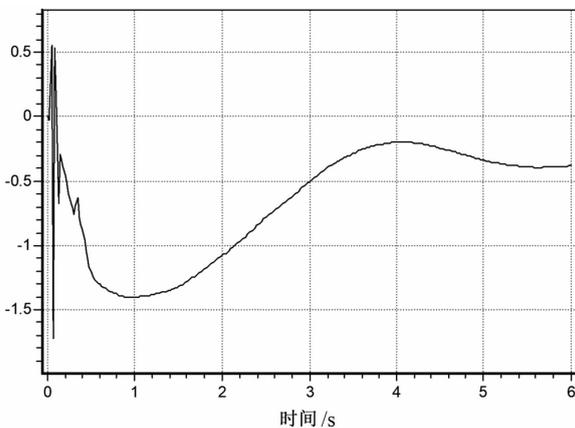


图3 系统频率曲线

在算例中,孤网内机组励磁调节发挥作用,使得电压控制在1.1 pu以内,频率也随之恢复。更为严重的可能后果是机组进行运行,触发低励磁保护动作于机组跳闸,导致频率进一步探底。

切负荷量按照故障前线路潮流1:1执行,切负荷区域包含除那曲以外的藏中电网区域。那曲地区与藏中主网联系较弱,切负荷后电压抬升较严重,可能危及该地区并网新能源的运行,因此切负荷区域不含那曲地区。为了控制电压升高水平,采取联切芒康—澜沧江和芒康—左贡各1回线的控制措施。

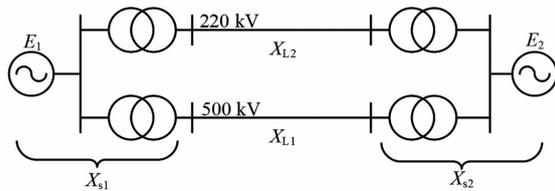


图4 500 kV/220 kV 电磁环网等值系统模型

## 4 藏中500 kV/220 kV 电磁环网影响初探

500 kV/220 kV 电磁环网等值系统如图4所示。从图中看出两区域互联时,其联络线传输功率为:

$$P = \frac{E_1 E_2}{X_{\Sigma}} \sin \delta \quad (3)$$

$$X_{\Sigma} = X_{s1} + X_{s2} + \frac{X_{L1} X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \quad (4)$$

式中: $E_1$ 、 $E_2$ 为两个等值系统的等值电源电势; $X_{\Sigma}$ 为电源、变压器及联络线的总电抗; $X_{s1}$ 、 $X_{s2}$ 分别为两个等值系统内等值电源与机端变压器的等值电抗; $X_{L1}$ 、 $X_{L2}$ 分别为500 kV和220 kV联络线等值电抗; $\delta$ 为 $E_1$ 、 $E_2$ 间的相角差。当 $\delta$ 取值为 $90^\circ$ 时,其传输功率最大,即为输电线路的静稳极限功率。

电磁环网通过不同电压等级的输电线路传输功率,一般而言,高电压等级线路阻抗 $X_{s1}$ 小于低电压等级线路阻抗 $X_{s2}$ ,因此电磁环网的功率主要由高电压等级的电网进行传输,这与输电通道的载流能力分布情况一致。电磁环网运行方式可减小输电通道的等值电抗,增加输电能力。此外,电磁环网结构还有运行方式比较灵活、供电可靠性较好等优点<sup>[23]</sup>。

综合以上原因,藏中联网工程投运后,为了提高通道能力和运行可靠性<sup>[24]</sup>,将许木—朗县—林芝—巴宜—老虎嘴—墨竹工卡—许木电磁环网合环运行,其中许木—朗县—林芝输电线路为500 kV,巴宜—老虎嘴—墨竹工卡—许木输电线路为220 kV。

藏中500 kV/220 kV 电磁环网所处位置较为特殊,是联系柴拉直流和500 kV联网通道的枢纽。仿真分析发现,当电磁环网上500 kV线路故障后,可能引起系统电压失稳及柴拉直流换相失败。图5所示为投产水平年藏中电网交流受电方式下,500 kV许木—朗县线路故障后的拉萨换流站电压曲线。500 kV线路故障中断后,潮流转移至220 kV线路,

致使 220 kV 线路重载,相关变电站压降较大。并且,由于 220 kV 潮流均汇集至墨竹工卡变电站,而该变电站不仅连接拉萨换流站,近区还有多个铜矿负荷,消耗大量无功功率,最终导致电压失稳,换流站换相失败。上述情况需要采取切铜矿负荷的控制措施。如图 6 所示,拉萨换流站电压在采取控制措施后迅速恢复稳定。

远景水平年藏中电网交流外送方式,当 500 kV 许木—朗县线路故障中断后,受 220 kV 通道送电能力制约,雅中水电机组功角失步,需采取联切雅中水电机组的控制措施。

从上述分析可知,电磁环网故障时通过合理的控制措施,如联切铜矿负荷或联切雅中水电机组等,可以解决电压失稳和功角失稳问题。

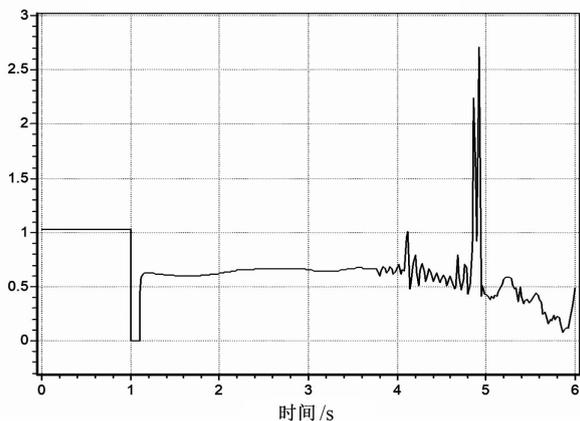


图 5 500 kV 线路故障后的换流站电压曲线

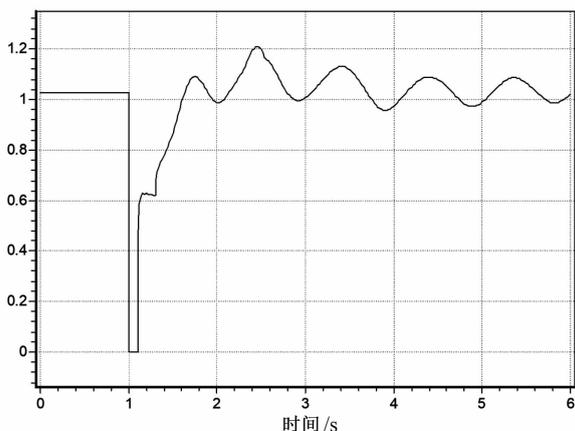


图 6 采取控制措施后的换流站电压曲线

## 5 结语

通过在藏中联网工程安全稳定控制系统建设过程中开展的研究工作,得到以下结论:

1) 联网工程投运后,拉萨换流站有效短路比有所提高,直流受电能力也有一定提高。柴拉直流和交流联网通道之间存在交互影响,任一通道发生故障时应评估剩余通道的送/受电稳定水平,及时采取相应控制措施,避免大量功率转移产生的连锁反应。

可以看出,西藏电网稳定水平与交流系统强度紧密相关,建议推进西藏电网具有较强调节能力的电源/储能建设。

2) 西藏电网无功功率特性和负荷特性使得故障后电压偏高且控制手段较为有限。切除单回欠补偿联络线的措施能够抑制过电压水平,但也导致联网可靠性有所降低。

因此,建议对西藏电网配置调相机的可行性和西藏电网可控无功资源的协调控制展开深入研究。

3) 藏中 500 kV/220 kV 电磁环网是联系柴拉直流和 500 kV 联网通道的枢纽,该环网上故障会对交流电网及柴拉直流产生较大影响,需要采取切负荷/切机控制措施。

因此,建议对电磁环网解环/合环运行方式的利弊进行深入研究。进行边远地区电网与主网的交直流联网工作是今后很长一段时期内电网建设的重点之一,例如正在进行的阿里与藏中联网工程、规划中的中尼联网工程等。与现阶段西藏电网类似,这些边远地区电网与主网的联网也会存在电网弱、联网通道长、电网运行难度大的问题。因此,合理有效的安控策略是边远地区电网与主网实现交直流互联的重要保障。

## 参考文献

- [1] 贾俊川,赵兵,罗煦之,等. 青藏直流投运后藏中电网稳定特性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(6): 104-109.
- [2] 谭景明,龙迪. 藏中联网输变电工程施工期生态环境影响及保护对策[J]. 科技经济市场, 2017(11): 170-173.
- [3] 刘云. 巴西“9·13”远西北电网解列及停电事故分析及启示[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(11): 3204-3213.
- [4] 郑超,陈湘. PSS 选型对孤岛电网频率稳定性影响机理[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 214-219.
- [5] 刘天琪. 电力系统分析理论(第三版)[M]. 北京:科学出版社, 2017.

# 面向谐波治理的无源滤波器多目标优化模型

宁世红<sup>1</sup>, 张 建<sup>1</sup>, 周思宇<sup>2</sup>

(1. 国网四川省电力公司德阳供电公司, 四川 德阳 618000;

2. 电子科技大学机械与电气工程学院, 四川 成都 611731)

**摘要:**无源滤波器具有低成本、高效率的优点,是实现电网谐波治理的重要方法。提出了一种面向谐波治理的无源滤波器多目标优化模型。首先,分析了无源滤波器的基本工作原理及参数配置原则;其次,以最小化滤波器建设成本、总谐波畸变率为目标,建立了无源滤波器多目标优化模型,并通过求取多目标问题的帕累托前沿(Pareto Front),分析了目标之间的耦合关系;最后,以一个工厂的实际电网作为算例,并引入逼近理想解排序法(TOPSIS)对帕累托解集进行综合评估,验证了所提方法的科学性与可行性。

**关键词:**无源滤波器;谐波治理;多目标优化;总谐波畸变率

**中图分类号:**TM77 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)03-0029-06

**DOI:**10.16527/j.issn.1003-6954.20210306

## Multi-objective Optimization Model of Passive Power Filter for Harmonic Suppression

Ning Shihong<sup>1</sup>, Zhang Jian<sup>1</sup>, Zhou Siyu<sup>2</sup>

(1. State Grid Deyang Electric Power Supply Company, Deyang 618000, Sichuan, China;

2. School of Mechanical and Electrical Engineering, University of Electronic Science and Technology of China, Chengdu 611731, Sichuan, China)

**Abstract:** Passive power filter is an important method to realize harmonic suppression due to its low cost and high efficiency. A multi-objective optimization model of passive power filters for harmonic suppression is proposed. Firstly, the basic working principles and parameter configuration principles of passive power filters are analyzed. Secondly, the multi-objective optimization model is established taking minimum filter construction cost and minimum total harmonic distortion rate as the goal, and the Pareto Front is calculated to analyze the coupled relationship between these multi-objectives. Finally, taking an actual power grid of a factory as a case, the technique for order preference by similarity to an ideal solution (TOPSIS) is introduced to analyze the set of Pareto Front, which verifies the scientificity and feasibility of the proposed method.

**Key words:** passive power filter; harmonic suppression; multi-objective optimization; total harmonic distortion

## 0 引言

随着现代电力系统中非线性特性负荷不断攀升,电力电子设备应用日趋广泛,谐波扰动问题日益突出。持续增加的谐波扰动,将导致系统用电设备产生额外热损失,缩短绝缘设备使用寿命,降低设备生产率和工作效率<sup>[1]</sup>。有源滤波器(active power filter, APF)和无源滤波器(passive power filter, PPF)

是减少谐波扰动对系统影响,提升系统电能质量较为普遍的方法<sup>[2]</sup>。为了抑制谐波,滤波器一般建设在电网中具有大量非线性负荷和谐波扰动量较大的敏感位置<sup>[3]</sup>;但是,由于谐波滤波器在进行谐波抑制的同时,会对系统功率因数、电压水平等其他指标造成影响,因此为了实现电网的全局最优,对谐波滤波器的容量及各项参数进行优化、确定最优配置方案就成为了必须要解决的关键技术问题。

文献[4]考虑了配电网中电压谐波畸变最坏情

况,并以此作为依据确定了滤波器容量最优配置方案。文献[5]提出了单调谐滤波器分步配置方法,以配电网谐波治理效果为目标,求取滤波器最优容量配置方案。文献[6]利用 Benders 求解算法,将配置问题分解为以有源滤波器额定容量最小为目标的主问题,以及满足电网电压谐波含量为约束的子问题。文献[7]分别建立了微电网离散和连续解析模型,从而推导出有源滤波器的安装位置及容量。但以上研究均以谐波滤波器配置为单目标优化问题,使得优化结果存在不足。文献[1]建立了考虑无源滤波器建设成本、各次谐波有功功率网损、无功补偿容量的多目标优化模型,并通过细菌觅食智能算法对问题进行求解,证明了所提优化算法在满足多项指标约束条件下,比传统智能算法具有更快的收敛速度。文献[2]建立分别以无源滤波器建设数量最少为目标、谐波含量越限节点数量最少为目标的多目标优化模型,并联合 ATPDraw (alternative transient program) 电力系统暂态仿真软件和 Matlab,对多目标问题进行求解,确定最优位置及参数配置方案。文献[8]采用模态分析法确定配电网中各次谐波滤波器的安装位置,同时考虑了投资费用、网络损耗及电压总谐波畸变率等多个指标,并通过分配各项指标的加权因子构建多目标问题的统一新目标函数,利用遗传算法对问题进行求解。文献[9]建立了以滤波器投资成本、无功补偿容量及谐波抑制效果为目标的无源滤波器设计多目标优化模型,并基于改进的粒子群算法在 Matlab/Simulink 工作环境下对问题进行求解,得到了最优参数设计方案。

现有研究通过配置有源和无源滤波器对谐波治理问题开展了研究,得到了相应的谐波滤波器参数设置方案。但相较于有源滤波器而言,无源滤波器不仅可以实现谐波抑制,又可以进行无功补偿,同时具有成本较低的优点,能够在实现谐波治理的基础上,降低投入成本。因此,下面提出了一种面向谐波治理的无源滤波器多目标优化模型。

## 1 无源滤波器工作原理

在治理谐波过程中,主要通过安装无源滤波器和有源滤波器,而无源滤波器具有结构简单、技术成熟、运行可靠性高等特点,得到了广泛的应用<sup>[10]</sup>

无源滤波器主要分为两种,即调谐滤波器及高

通滤波器,而调谐滤波器又分为单调谐滤波器和双调谐滤波器<sup>[9]</sup>。由于双调谐滤波器主要是应用于高压直流输电系统中,在此仅考虑了单调谐滤波器。单调谐滤波器是通过电感与电抗的组合,在特定的频率上产生谐振,从而为电力系统提供谐波抑制以及减轻谐波扰动水平<sup>[3]</sup>。当谐波电流注入电网中时,滤波器支路会对特定频率下的电流呈现低阻抗特性,从而吸收在该频率下的谐波电流,最终达到降低电网总谐波含量的作用。无源滤波器基本工作原理如图 1 所示。

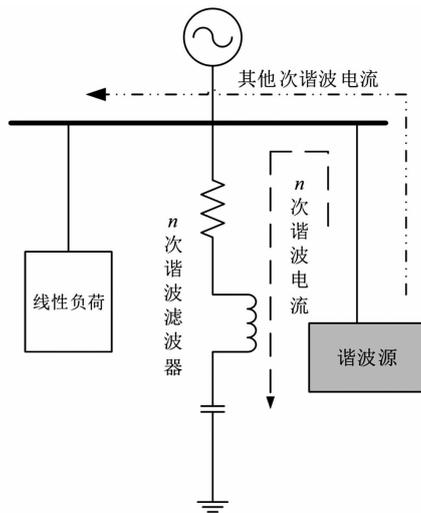


图 1 单调谐无源滤波器工作原理

单调谐滤波器的谐振频率如式(1)所示。

$$f_i = \frac{1}{2\pi \sqrt{L_i C_i}} \quad (1)$$

式中:  $f_i$  为单调谐滤波器第  $i$  次谐振频率;  $L_i$  与  $C_i$  分别为第  $i$  次单调谐滤波器的感抗与容抗。

由式(1)可推导出滤波器发生谐振的条件,如式(2)所示。

$$\omega_i L_i = \frac{1}{\omega_i C_i} \quad (2)$$

式中:  $\omega_i$  为第  $i$  次谐波谐振角频率。

第  $i$  次单调谐滤波器的阻抗如式(3)所示。

$$Z_i = R_i + j\left(\omega_i L_i - \frac{1}{\omega_i C_i}\right) \quad (3)$$

式中:  $Z_i$  为单调谐滤波器阻抗;  $R_i$  为单调谐滤波器电阻。结合式(1)一式(3)可以计算出滤波器品质因子,用于描述与谐振器调谐相关的带宽频率<sup>[3]</sup>,如式(4)所示。

$$q_i = \frac{\sqrt{L_i/C_i}}{R_i} \quad (4)$$

式中,  $q_i$  为无源滤波器品质因子。

通过基波电压、基波电流与无源滤波器容量,可计算得到电容  $C_i$ ,如式(5)所示。

$$C_i = \frac{Q_i(i^2 - 1)}{\omega_1 V_1^2 i^2} \quad (5)$$

式中:  $Q_i$  为无源滤波器无功功率;  $\omega_1$ 、 $V_1$  分别为系统的基波角频率和基波电压。

## 2 多目标优化模型

### 2.1 目标函数

有研究将网络损耗<sup>[1,8]</sup>考虑为目标函数进行滤波器参数配置,但将外网等效为电压源的单谐波源问题时,网络损耗问题不是重点;也有文献将滤波器数量最小<sup>[2]</sup>设为目标函数,但真正决定滤波器投资成本的并不是数量,而是其配置容量,单纯将滤波器数量考虑为目标函数,并不能有效反应治理谐波所投资的成本。因此,所提优化算法同时以最小化滤波器投资费用及最小化系统总谐波畸变率建立多目标优化模型,实现投资费用与谐波治理效果的平衡。

#### 1) 最小化投资费用

为了确保谐波治理过程中,滤波器建设投资的经济效益,首先应该保证无源滤波器安装的成本尽量小,因此,投资成本目标函数如式(6)至式(7)所示,式(6)表示最小化无源滤波器投资总费用;式(7)为单调谐滤波器与高通滤波器建设费用计算方法。

$$\min T_E = T_S \quad (6)$$

$$T_S = \sum_{i=2}^I (k_r R_i + k_c C_i + k_l L_i) \quad (7)$$

式中:  $T_E$  为投资总费用;  $T_S$  为单调谐滤波器建设费用;  $k_r$ 、 $k_c$ 、 $k_l$  分别为电阻、电容与电感的单位投资成本,分别为 8.8 元/ $\Omega$ 、32 元/mH、480 元/ $\mu\text{F}$ 。

#### 2) 最小化系统总谐波畸变率

$$\min D_{\text{TH}} = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^I V_i^2}}{V_1} \times 100\% \quad (8)$$

式中:  $D_{\text{TH}}$  为系统总谐波畸变率;  $V_i$  为各次谐波电压有效值。

### 2.2 约束条件

配置滤波器后,系统各项指标必须满足电能质量相关约束条件。式(9)表示谐波治理后,系统电

压谐波总畸变率必须低于某一限值。

$$D_{\text{TH}} \leq D_{\text{TH,max}} \quad (9)$$

式中,  $D_{\text{TH,max}}$  为谐波畸变率最大容忍值。

式(10)表示单次谐波必须低于某一限值。

$$D_{V,i} = \frac{V_i}{V_1} \times 100\% \leq D_{V,max} \quad (10)$$

式中:  $D_{V,i}$  为第  $i$  次谐波的含量;  $D_{V,max}$  为单次谐波的含量限值。

为保证无源滤波器能够为系统提供足够的无功功率支撑,不出现欠补偿现象,同时,又须确保不出现过补偿,因此,必须保证功率因数维持在一定范围内,如式(12)所示。

$$F_{\min} \leq F \leq F_{\max} \quad (12)$$

式中:  $F$  为治理后系统功率因数;  $F_{\min}$  和  $F_{\max}$  分别为功率因数下限和上限,分别取 0.94 与 0.99。

系统功率因数的计算参如式(13)所示。

$$F = \frac{P_L}{\sqrt{P_L^2 + Q_L^2}} \quad (13)$$

式中:  $P_L$  为负荷侧有功功率;  $Q_L$  为负荷侧的总无功功率。

同时,无源滤波器的投切数量,应该有一定限制,如式(14)所示。

$$N_s \leq N_{\text{total}} \quad (14)$$

式中:  $N_s$  为无源滤波器投切数量;  $N_{\text{total}}$  为无源滤波器装设数量的上限。

品质因子也需要满足约束条件<sup>[3]</sup>,如式(15)所示。

$$q_{\min} \leq q_i \leq q_{\max} \quad (15)$$

式中,  $q_{\min}$ 、 $q_{\max}$  分别为品质因子下限与上限,分别取 30 和 60<sup>[3]</sup>。

### 2.3 多目标优化求解

两个目标函数会相互冲突,当不断改进任意的目标函数,必然会削弱另一目标函数的解。通过不断改进一个目标函数,并计算得到另一个目标函数值。所形成的解集在空间上形成的曲线可以清楚反映两个冲突问题之间相互妥协的耦合关系,这条曲线即为帕累托前沿。现有的大量研究主要采用求取帕累托前沿的方法,对多个目标的复杂问题进行求解,取得不同情况下的最优解集,并通过评价各解的优劣获得多目标问题的最优解<sup>[11-13]</sup>。所提方法也通过求解该多目标问题的帕累托前沿,得到两个目标之间的耦合关系,从而给出在实际工程应用中,不

同应用场景下的无源滤波器最优配置方案。文献 [14] 在电能质量监测设备优化配置时,应用帕累托前沿求解了多目标问题,下面参考该文所述计算步骤进行求解:

1) 仅以无源滤波器总配置成本为目标,以电压谐波总畸变率  $D_{TH} = D_{TH,max}$  为约束条件,对优化模型进行求解,得到相应的解  $T_{E,fun}$ ,该解即为所允许的建设成本最小值,即  $T_{E,fun} = T_{E,min}$ ;

2) 再以电压总畸变率最小为目标,以总建设成本  $T_E \geq T_{E,min}$  为约束,对优化模型进行求解,得到谐波畸变率最小值  $D_{TH,min}$  以及对应的总建设成本  $T'_E$ ,  $T'_E$  即为该优化问题的最大总建设成本  $T_{E,max}$ ;

3) 重复步骤 2 的计算,并设置约束条件无源滤波器总投资成本  $T_E$  从最小值  $T_{E,min}$  以步长  $\delta$  不断增大,直至达到  $T_{E,max}$ ;

4) 通过步骤 1 至步骤 3 的优化计算,得到电压总畸变率  $D_{TH}$  在不同总建设成本约束下的优化结果,并生成帕累托最优前沿曲线。

## 3 算例分析

### 3.1 参数设置

以一个工厂作为算例,该工厂戴维南等效电路如图 2 所示。电网等效电阻  $R_s = 0.0078 \Omega$ ,电感  $L_s = 81.49 \mu\text{H}$ ,电压等级为 400 V,基波频率为 50 Hz。系统各次谐波电流含有量如表 1 所示,PCC 处总畸变率为 23.184%,谐波治理前功率因数为 0.85。 $D_{V,max} = 3\%$ , $D_{TH,max} = 5\%$  [13],无源滤波器最大投切数量  $N_{total} = 4$ ,所提优化算法在配置为 Intel i5 处理器、内存 16 GB 的计算机上实现。

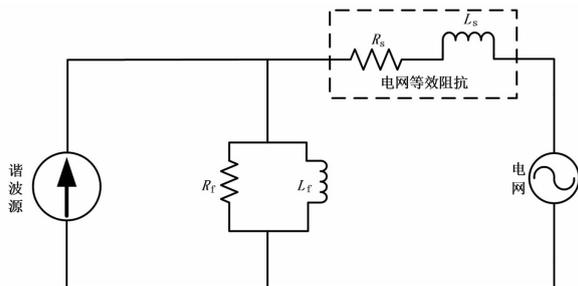


图 2 系统等效电路

### 3.2 结果分析

经过计算得到,在加入无源滤波器进行谐波治理前,公共节点 (point of common coupling, PCC) 各次电压谐波含有率如图 3 所示。由图可知,公共节

点处的 5 次、7 次、11 次及 13 次谐波电压,均明显超过单次谐波含有量的上限。因此,须对这几次谐波无源滤波器进行参数配置进行滤波,消除谐波对系统的影响。

表 1 各次谐波电流含有量

谐波次数	含有量/A	谐波次数	含有量/A
1	0	9	9.84
2	20.12	10	4.97
3	28.68	11	100.02
4	10.79	12	7.62
5	121.54	13	101.83
6	3.13	14	4.80
7	92.52	15	5.67
8	13.74	—	—

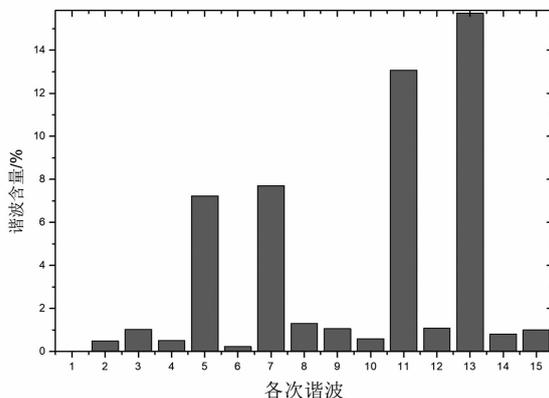


图 3 谐波治理前公共节点处各次电压谐波含量

图 4 展示了多目标优化问题的最优解集,随着无源滤波器建设成本的增加,系统公共节点处的电压总谐波畸变率逐渐减小:当建设成本最小时,有最大的电压总谐波畸变率;当投资成本达到最大时,系统谐波畸变率达到最小值。由此可知,无源滤波器总投资成本与总谐波畸变率是一个相互冲突的目标,当一个目标达到最优,必然导致另外一个目标值减小。因此,通过帕累托前沿曲线,可以根据工程实践需要选择具体建设方案。当建设预算充足,且公共节点电压畸变率尽可能低时,可选择图中 B 点优化方案;相反,当建设投入资金有限,且对电压畸变率要求不高时,可选择图中 A 点所示方案。但是,这两种方案相对较为极端,选择任何一种方案都将导致另一目标损失较大,因此,引入 TOPSIS 评估模型,对帕累托解集中的解进行综合评估,得到综合评价最优的解,为工程实践提供建设依据。TOPSIS 评估方法,又称逼近理想解排序法。该方法能充分利

用原始数据的信息,通过评价对象与最优方案和最劣方案间的距离,获得各评价对象与最优方案的相对接近程度,并通过接近程度对各解进行综合评分,得分的高低决定了解与理想解的接近程度。其结果能精确地反映各评价方案之间的差距,确定各方案评分步骤如式(14)至式(22)所示,其中:式(14)至式(15)表明对两个指标值进行归一化处理;式(16)至式(17)与式(18)至式(19)分别表示两个目标的最优值与最劣值;式(20)至式(21)表明帕累托解集中各解与最优方案和最劣方案之间的接近程度;式(22)表示值越大,评价对象越优越。经过 TOPSIS 综合评价模型评估,帕累托解集中的各方案的综合评分如表2所示。

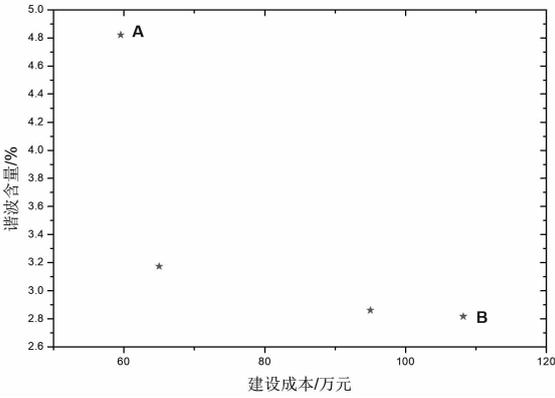


图4 多目标优化帕累托前沿

$$\bar{T}_{E,m} = T_{E,m} / \sqrt{\sum_{m=1}^M T_{E,m}^2} \quad (14)$$

$$\bar{D}_{TH,m} = D_{TH,m} / \sqrt{\sum_{m=1}^M D_{TH,m}^2} \quad (15)$$

$$T_E^+ = \min \bar{T}_{E,m} \quad (16)$$

$$D_{TH}^+ = \min \bar{D}_{TH,m} \quad (17)$$

$$T_E^- = \max \bar{T}_{E,m} \quad (18)$$

$$D_{TH}^- = \max \bar{D}_{TH,m} \quad (19)$$

$$\delta_m^+ = \sqrt{(T_E^+ - \bar{T}_{E,m})^2 + (D_{TH}^+ - \bar{D}_{TH,m})^2} \quad (20)$$

$$\delta_m^- = \sqrt{(T_E^- - \bar{T}_{E,m})^2 + (D_{TH}^- - \bar{D}_{TH,m})^2} \quad (21)$$

$$\max\left(\frac{\delta_m^-}{\delta_m^+ + \delta_m^-}\right) \quad (22)$$

式中: $\bar{T}_{E,m}$ 和 $\bar{D}_{TH,m}$ 均为第 $m$ 个解归一化后的滤波器总建设费用和总谐波畸变率; $T_{E,m}$ 和 $D_{TH,m}$ 为第 $m$ 个解的滤波器总建设费用和总谐波畸变率,其中 $m \in M$ ;  $T_E^+$ 和 $T_E^-$ 分别为总建设费用的最优值与最劣值;  $D_{TH}^+$ 和 $D_{TH}^-$ 分别为总谐波畸变率的最优值与最劣值;  $\delta_m^+$ 和 $\delta_m^-$ 分别为第 $m$ 个解与最优值和与最劣值的

相对距离。

表2 TOPSIS 模型评估结果

方案	1	2	3	4
评估结果	0.503	0.852	0.580	0.497

由表2可知,帕累托解集中最佳为方案2,在该建设方案下,建设总成本为65.01万元,电压总谐波畸变率为3.173%,功率因数 $F=0.95$ ,各次谐波无源滤波器的具体建设方案如表3所示。

表3 无源滤波器配置参数

无源滤波器 装设类型	$R/\Omega$	$C/\mu F$	$L/mH$
5次	0.015	687.91	0.59
7次	0.031	245.43	0.84
11次	0.022	219.73	0.38
13次	0.022	200.96	0.30

表3展示了在最优方案下的无源滤波器的配置方案,经过滤波后,公共节点电压各次谐波明显降低,如图5所示。由图5可知,经过无源滤波器滤波后,各次谐波含量全部低于限值,最大单次谐波含量从15.729%下降到了治理后的0.902%。公共节点电压总谐波畸变率从23.184%下降到了治理后的3.173%,功率因数提升了11.765%,证明所提方法能够在控制成本的前提下,有效实现谐波治理。

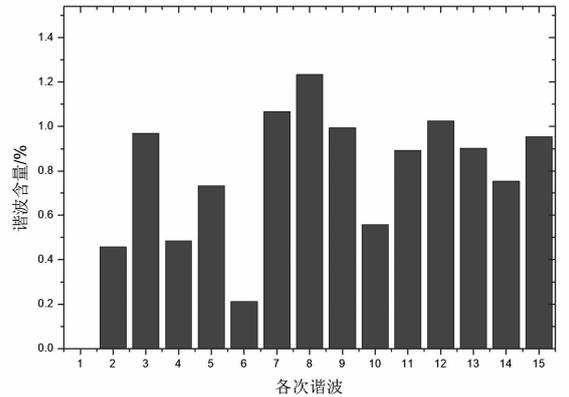


图5 优化后公共节点处各次谐波含量

## 4 结 语

为应对谐波扰动对电网的影响,建立了面向谐波治理的无源滤波器多目标优化模型,并通过一个实际的工厂作为算例,求解了多目标问题的帕累托前沿,并通过 TOPSIS 综合评价模型,得到了无源滤波器最优配置方案,验证了所提方法的科学性及其可行性,得到如下结论:

1)同时考虑多个因素对谐波治理的影响,建立了无源滤波器优化配置的多目标优化模型,实现了在尽可能减少投入成本的情况下降低电网谐波污染的影响,保证了用户的用能质量;

2)引入了 TOPSIS 综合评估模型,对帕累托解集进行了评价,从而确定了无源滤波器最优配置方案;

3)所提方法将总谐波畸变率由治理前的 23.184%降低至治理后的 3.173%,功率因数由 0.85 提升至 0.95,证明了所提多目标优化模型具有实际工程应用价值。

#### 参考文献

- [1] M. Mohammadi. Bacterial Foraging Optimization and Adaptive Version for Economically Optimum Sizing, Sizing and Harmonic Tuning Orders Setting of LC Harmonic Passive Power Filters in Radial Distribution Systems with Linear and Nonlinear Loads[J]. Applied Soft Computer, 2015, 29: 345 - 356.
- [2] Mauren Pomalis, Roberto chouhy Leborgne, A. Herrera - Orozco, et al. NSGAI Optimization for Single Phase Passive Filter Allocation in Distribution Systems[J]. Electric Power System Research, 2019, 176: 105923.
- [3] Melo I. D. , Pereira J. , Variz A. M. , et al. Allocation and Sizing of Single Tuned Passive Filters in Three - phase Distribution Systems for Power Quality Improvement[J]. Electric Power System Research, 2020, 180: 106128.
- [4] P. Martin, A. Sierra. Improving Power System Static Security Margins by Means of A Real Coded Genetic Algorithm[J]. IEEE Transactions on Power System, 2016, 31(3): 1915 - 1924.
- [5] 方恒福,梁英. 基于戴维南等值的多谐波源配电网单调谐滤波器分步配置[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(22): 60 - 65.
- [6] 帅智康,罗安,祝文姬,等. 并联型有源电力滤波器容量和最优安装位置的选择方法[J]. 中国电机工程学

报, 2009, 29(13): 92 - 98.

- [7] 侯桂兵,涂春鸣,罗安,等. 微电网中 APF 接入位置与容量优化配置方案[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(5): 29 - 33.
- [8] 王宁,田书娅,贾清泉,等. 主动配电网谐波治理设备的综合优化配置方法[J]. 仪器仪表学报, 2018, 39(4): 91 - 98.
- [9] 赵艳茹. 无源滤波器的多目标优化设计[D]. 北京:华北电力大学, 2013.
- [10] 黄冰心. 住宅小区公用电网的谐波及治理[J]. 四川电力技术, 2011, 34(4): 45 - 47.
- [11] A. F. Zobaa. Mixed - integer Distributed Ant Colony Multi - objective Optimization of Single - tuned Passive Harmonic Filter Parameters[J]. IEEE Access, 2019, 7: 44862 - 44870.
- [12] M. M. Elkholy, M. A. El - Hameed, A. A. El - Fergany. Harmonic Analysis of Hybrid Renewable Microgrids Comprising Optimal Design of Passive Filters and Uncertainties [J]. Electric Power System Research, 2018, 163(6): 491 - 501.
- [13] J. Cabral Leite, I. Pérez Abril, M. S. Santos Azevedo. Capacitor and Passive Filter Placement in Distribution Systems by Nondominated Sorting Genetic Algorithm - II[J]. Electric Power System Research, 2017, 143(10): 482 - 489.
- [14] M. F. Shaaban, A. H. Osman, F. M. Aseeri. A Multi - objective Allocation Approach for Power Quality Monitoring Devices[J]. IEEE Access, 2019: 40866 - 40877.

#### 作者简介:

宁世红(1969),女,高级工程师,主要从事电力系统电能质量与无功优化分析、治理新技术引进及设备管理工作;

张建(1977),男,工程师,主要从事变电站设备检修、运行、维护管理及新技术应用工作;

周思宇(1994),男,博士生,主要研究方向为电力系统优化与仿真计算、新能源电力系统。

(收稿日期:2020 - 12 - 21)

欢迎投稿 欢迎订阅

投稿邮箱:cdscdljs@163.com

# 高海拔变电站蓄电池及 UPS 容量选择及修正

龙 军, 周婉亚, 唐 俊

(西南电力设计院有限公司, 四川 成都 610021)

**摘要:**高海拔地区环境温度、空气密度及气压低,在选择变电站站用蓄电池及 UPS 容量时应进行必要的修正,以满足变电站的用电需求。结合阿里与藏中联网工程的某 500 kV 变电站项目,对高海拔变电站蓄电池及 UPS 容量选择进行了探讨分析,希望能为类似工程提供参考。

**关键词:**高海拔;蓄电池;充电装置;UPS

中图分类号:TM912 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2021)03-0035-03

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210307

## Capacity Selection and Correction of Storage Battery and UPS in High-altitude Substation

Long Jun, Zhou Wanya, Tang Jun

(CPECC Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd., Chengdu 610021, Sichuan, China)

**Abstract:** Because the ambient temperature, air density and atmospheric pressure in high altitude area is very low, a necessary correction should be done when selecting the capacity of storage battery and uninterruptible power supply (UPS) for substation in high altitude area in order to improve the climate adaptability of storage battery and UPS. The capacity selection of storage battery and UPS in a 500 kV substation of Ngari power grid and central Tibet power grid interconnection project are discussed and analyzed in the hope of providing a reference for similar projects.

**Key words:** high altitude; storage battery; charging device; uninterruptible power supply (UPS)

## 0 引言

阿里与藏中联网工程某 500 kV 变电站位于西藏日喀则地区,海拔 4100 m,多年平均气温 2 ℃,年最低气温的多年平均值为 -26.3 ℃。根据相关规范,变电站直流电源系统设置了两组 220 V 阀控式密封铅酸蓄电池和 3 套高频开关电源模块型充电装置,不间断电源系统(uninterruptible power supply, UPS)按 2 套冗余配置。

高海拔地区温度与气压低,变电站站用蓄电池组及 UPS 设备工作环境较低海拔地区有所不同,设备性能会受到一定影响。为满足高海拔地区变电站站用直流电源的用电要求,有必要对蓄电池组及 UPS 容量选择进行修正计算。

## 1 蓄电池容量选择修正

阀控式密封铅酸蓄电池有效放电容量与温度相关,在低温条件下,蓄电池中电解液的物理及化学活性降低,导致放电时化学能与电能间的转换效率下降,有效放电容量降低<sup>[1]</sup>。因此,高海拔严寒地区蓄电池容量选择时需要考虑温度的影响,根据需要修正蓄电池容量。

根据 DL/T 5044—2014《电力工程直流电源系统设计技术规程》<sup>[2]</sup>(下面简称“直流技规”)第 8.2.1 条,蓄电池室内温度宜为 15~30 ℃,并在附录 C.2 中提出当蓄电池的环境温度低于此值时,应考虑调整蓄电池温度修正系数。直流技规规定,蓄电池容量选择计算中可靠系数由裕度系数、老化系数及温度修正系数的乘积确定,一般情况可靠系数 = 裕度系

数×老化系数×温度修正系数=1.15×1.10×1.10≈1.4,即规程在蓄电池容量选择计算公式中已考虑了一定的温度修正系数且取值1.10。根据GB/T 19638.1—2014《固定型阀控式铅酸蓄电池 第1部分:技术条件》<sup>[3]</sup>第6.17.5条,当放电期间蓄电池平均表面温度不是基准25℃时,蓄电池温度修正系数 $K_t$ 表达式见式(1)。

$$K_t = \frac{1}{1 + \lambda(t - 25)} \quad (1)$$

式中: $\lambda$ 为温度系数,变电站蓄电池容量按10h放电率标称容量 $C_{10}$ 计算时, $\lambda$ 取0.006; $t$ 为放电过程蓄电池平均表面温度,根据直流技规推荐的温度修正系数 $K_t=1.10$ ,可反推出 $t$ 取值约为10℃,即选取10℃作为蓄电池室可能出现的最低温度来考虑,适用于绝大部分工程的实际情况。

由于该500kV变电站在海拔4100m左右,处于高海拔严寒地区,为提高直流电源系统的可靠性,宜根据蓄电池室可能出现的极端低温情况,调整蓄电池容量选择计算时的温度修正系数。

该工程蓄电池室建筑节能设计按严寒(C)区标准执行,室内供暖采用对流式电暖器供暖,设计温度值为20℃。在冬季如发生蓄电池室电暖器故障,由于站址偏远且远期无人值班,如处理不及时可能出现蓄电池室较长时间无法采暖的极端情况。文献[4]中,在严寒冬季对长春市某采用低温电热膜辐射供热系统取暖的7层节能住宅断电后的室内温度变化进行了实测。实测结果表明,采用低温电热膜辐射供热系统的房间在断电后,夜晚室内温度会较快下降,而到了白天由于太阳辐射的作用室内房间温度又会缓慢上升,但整体温度会逐步降低。断电3天后,各房间室内温度均从断电前的20℃左右下降至12℃左右。所述工程蓄电池室为单层单体建筑且采用对流式电暖器供暖,建筑物蓄热能力相对较差,在无供暖期间蓄电池室温度降低速度势必较快,蓄电池室可能出现的极端最低温度主要与运行人员处置时间紧密相关。为确保可靠,该站 $t$ 按-10℃选取,此时对应的温度修正系数为

$$K_t = \frac{1}{1 + 0.006(-10 - 25)} \approx 1.27 \quad (2)$$

因此,可靠系数=裕度系数×老化系数×温度修正系数=1.15×1.10×1.27≈1.61。

该站直流负荷统计如表1所示。

表1 变电站直流负荷统计

单位:A

经常负荷 电流	事故放电时间及放电电流		
	0~1 min (初期)	1~120 min (持续)	5 s (随机)
79.9	185.1	157.1	4

蓄电池组采用阀控式密封铅酸蓄电池,依据直流技规蓄电池容量选择计算如下:

蓄电池个数为

$$n = 1.05 \times \frac{U_n}{U_f} = 1.05 \times \frac{220}{2.23} \approx 103.6, \text{取} 104 \text{ 只}$$

式中: $U_n$ 为直流系统标称电压,取220V; $U_f$ 为单体蓄电池浮充电压,取2.23V。

单体蓄电池事故放电末期终止电压为

$$U_m \geq 0.875 \frac{U_n}{n} = 1.851, \text{取} 1.87 \text{ V}$$

根据蓄电池容量阶梯算法,蓄电池各阶段的计算容量公式为

$$C_{cn} = K_k \left[ \frac{1}{K_{c1}} I_1 + \frac{1}{K_{c2}} (I_2 - I_1) + \dots + \frac{1}{K_{cn}} (I_n - I_{n-1}) \right]$$

其中:

事故初期负荷计算容量为

$$C_{c1} = 1.61 \times \frac{185.1}{1.18} = 252.6 \text{ Ah}$$

事故持续期负荷计算容量为

$$C_{c2} = 1.61 \times \left( \frac{185.1}{0.334} + \frac{157.1 - 185.1}{0.336} \right) = 758.1 \text{ Ah}$$

随机负荷计算容量为

$$C_r = 1.61 \times \frac{4}{1.27} = 5.1 \text{ Ah}$$

式中: $K_k$ 为可靠系数,取1.61; $I_1 \sim I_n$ 为各阶段放电电流;可靠系数 $K_{c1} \sim K_{cn}$ 为蓄电池放电终止电压1.87V对应的各阶段容量换算系数,按直流技规表C.3-3选取。

由于事故持续期计算容量最大,蓄电池计算容量为 $C = C_{c2} + C_r = 758.1 + 5.1 = 763.2 \text{ Ah}$ ,可选择容量为800Ah的阀控式密封铅酸蓄电池。

## 2 直流充电装置额定电流选择修正

随着海拔升高空气密度及压力降低,以空气对流传导散热的直流充电装置散热效率将下降,使得设备温度升高,进而影响产品和设备的额定输出<sup>[5]</sup>,因此高海拔地区的直流充电装置额定电流选

择计算时应考虑一定的修正系数。

目前,国内电力行业常用的设计类标准中对于高海拔对直流充电装置容量的影响未做规定,直流充电装置主流设备厂家对于高海拔容量修正研究也较为有限,建议工程设计时可依据 GB/T 32593—2016《轨道交通 地面装置 变电所用电力电子变流器》(等同于 IEC 62590—2010)<sup>[6]</sup>的相关要求执行。该标准第 5.2.2.4 条提出“电力电子变流器仅用空气作为冷却媒质或热转移媒质时,正常海拔不超过 1000 m。对于工作海拔超出 1000 m 但检验海拔为正常海拔的变流器,工作海拔每超出正常海拔 100 m,自然冷却的变流器在电流能力检验结果基础上降低 1% 使用,强迫冷却的变流器在电流能力检验结果基础上降低 1.5% 使用”,所述变电站直流充电装置采用智能风扇冷却,属于强迫冷却方式,按上述要求充电装置额定电流修正系数  $K_I$  可按式(3)计算。

$$K_I = (1 - 1.5\%)^{(H-1000)/100} = 0.626 \quad (3)$$

式中, $H$  为充电装置工作海拔,为 4100 m。

按直流技规要求,充电装置额定电流应按以下 3 个状态进行计算选择。

$$1) \text{ 浮充电: } I_r = (0.01I_{10} + I_{jc})/K_I \approx 128.9 \text{ A} \quad (4)$$

$$2) \text{ 初充电: } I_r = (1.0I_{10} \sim 1.25I_{10})/K_I \\ \approx 127.8 \sim 159.7 \text{ A} \quad (5)$$

$$3) \text{ 均衡充电: } I_r = (1.0I_{10} \sim 1.25I_{10} + I_{jc})/K_I \\ \approx 255.4 \sim 287.4 \text{ A} \quad (6)$$

式中: $I_r$  为充电装置输出电流, A;  $I_{10}$  为蓄电池 10 小时放电率电流, 800 Ah 蓄电池  $I_{10} = 0.1C_{10} = 80$  A;  $I_{jc}$  为经常负荷电流, 根据表 1 取 79.9 A;

综上,充电装置额定电流按满足均衡充电的要

求可取值 280 A。因此该站单只充电模块额定电流选用 40 A, 全站共设置 3 套额定电流为  $7 \times 40$  A 高频开关充电装置, 其中 1 套公用; 由于设有公用充电装置, 充电模块不再冗余配置。

### 3 UPS 容量计算及修正

以往工程中 UPS 电源容量计算一般采取简单的负荷容量累加, 并考虑一定的裕度后进行容量选择。DL/T 5491—2014《电力工程交流不间断电源系统设计技术规程》<sup>[7]</sup>发布后, 对 UPS 负荷计算和容量选择给出了计算公式, 并明确了 UPS 容量选择的高海拔降容系数。

根据 DL/T 5491—2014 附录 C.1 和 C.2 的计算公式, 该站 UPS 负荷统计见表 2。

表 2 中各负荷有功功率  $P_i$  在 UPS 容量选择计算时, 由于设备未订货而无法取得具体参数, 工程设计时一般按以往类似工程和厂家典型设备功率确定; 各负荷的换算系数  $K$  按参考文献[7]附表 C.1.2-1 规定数值选择, 功率因数  $\cos \varphi_i$  按文献[7]附表 B 的推荐值选择; 各负荷的负载铭牌容量  $S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i}$ ; 计算负荷有功功率  $P_c = K S_i \cos \varphi_i$ ; 计算负荷

无功功率  $Q_c = K S_i \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_i}$ 。

根据表 2 可得出:

UPS 计算负荷总有功功率为

$$P_c = \sum K S_i \cos \varphi_i = 8.0 \text{ kW} \quad (7)$$

UPS 计算负荷总无功功率为

$$Q_c = \sum K S_i \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_i} = 3.4 \text{ kvar} \quad (8)$$

表 2 变电站 UPS 负荷统计

负荷名称	有功功率 $P_i/\text{kW}$	换算系数 $K$	功率因数 $\cos \varphi_i$	负载铭牌容量 $S_i/\text{kVA}$	计算负荷有功功率 $P_c/\text{kW}$	计算负荷无功功率 $Q_c/\text{kvar}$
监控主机柜 × 2	0.8 × 2	0.7	0.98	1.63	1.12	0.23
综合应用服务器	0.8	0.7	0.98	0.82	0.49	0.10
数据服务器	0.8	0.7	0.98	0.82	0.49	0.10
智能辅助系统主机柜	1.0	0.7	0.98	1.02	0.70	0.14
调度数据网 × 2	1.0 × 2	0.7	0.95	2.11	1.40	0.46
通信负荷	1.0	0.7	0.98	1.02	0.70	0.14
火灾报警主机	2.0	0.8	0.8	2.50	1.60	1.20
主变压器消防控制柜 × 2(预留)	0.5 × 2	0.8	0.8	1.25	0.80	0.60
操作员站 × 4	0.25 × 4	0.5	0.9	1.11	0.50	0.24
网络打印机 × 2	0.1 × 2	0.5	0.6	0.33	0.10	0.13

# ±800 kV 直流输电线路重冰区导、地线 脱冰冲击敏感因素浅析

刘翔云,何松洋,黄 兴,宋玲林

(中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司,四川 成都 610021)

**摘要:**结合±800 kV 直流输电线路重冰区的实际工程数据,基于脱冰数值计算理论,通过数值方法模拟了六分裂导线在不同档数、档距、高差等复合因素影响下导线的脱冰动力响应过程,分析不同参数条件下导线和地线脱冰对悬垂绝缘子串和耐张绝缘串的冲击效应,得到最不利脱冰冲击效应的控制因素。研究表明:不同档距和高差组合下,档距和高差均最大时脱冰后的冲击效应最强;对于连续档,不同档脱冰时,对其相邻档导线串的冲击效应最大;脱冰水平冲击效应主要受水平档距的影响,垂直冲击效应主要受高差的影响。

**关键词:**输电铁塔结构;特高压;数值计算;脱冰跳跃;冲击荷载

**中图分类号:**TM753 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)03-0038-06

**DOI:**10.16527/j.issn.1003-6954.20210308

## Superficial Discuss on Deicing Impact Sensitivity Factors of Conductor Wire and Earth Wire in Heavy Icing Areas of ± 800 kV DC Transmission Line

Liu Xiangyun, He Songyang, Huang Xing, Song Linglin

(CPECC Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd., Chengdu 610021, Sichuan, China)

**Abstract:** Combined with the engineering data of ± 800 kV DC transmission line in heavy icing areas, and based on the theory of deicing numerical calculation, the dynamic response process of six bundle conductor under the combined effect of different span, span length and height difference is simulated by numerical method. The impact effect of conductor wire and earth wire deicing on suspension insulator string and tension insulator string under different parameters is analyzed, and the most unfavorable control factors of deicing impact effect are obtained. The results show that: under different combinations of span and height difference, the impact effect after deicing is the strongest when the span and height difference are the largest; for continuous gear, the impact effect of different gear on the conductor string of adjacent gear is the largest; the horizontal impact effect of deicing is mainly affected by the horizontal span, and the vertical impact effect is mainly affected by the height difference.

**Key words:** transmission tower structure; UHV; numerical calculation; deicing jump; impact load

## 0 引 言

冰灾一直是威胁中国电网安全运行最为严重的自然灾害之一,一旦发生,可能引起输电线路倒塌产生大面积停电,给国民生活造成巨大影响。灾后调查报告显示,倒塌的输电铁塔中90%是由于不均匀覆冰和不均匀脱冰的不平衡张力造成

的。对于±800 kV 特高压直流输电线路,由于输送距离长,途经重覆冰区较多,其脱冰不平衡张力对于线路的安全运行存在较大的威胁。

架空输电线路导线和地线在脱冰时,其张力会发生突然变化,由于非平衡力的出现,会对杆塔产生不可忽视的冲击作用,冲击力的大小与线路的结构、覆冰以及脱冰有关,因而有必要研究在不同线路结构和覆冰厚度条件下,导线和地线脱冰产生的冲击

作用。目前,学者们对线路脱冰的影响已经做了一些研究,主要集中在脱冰振动响应分析<sup>[1-4]</sup>和脱冰不平衡张力计算<sup>[5-7]</sup>等方面。目前关于脱冰的冲击作用研究较少,相关设计规范<sup>[8-10]</sup>也没有具体要求,脱冰冲击作为一种偶然荷载,对线路的影响不可忽略,因此有必要对脱冰冲击荷载展开研究。

## 1 脱冰数值计算理论

在计算导地线覆冰后的平衡状态时,可以通过等效密度来模拟导地线的载荷。覆冰后导地线的等效密度可由式(1)计算。

$$\rho_e = \frac{W_1 + W_2}{A} = \rho_1 + \rho_2 \quad (1)$$

式中: $\rho_e$ 为覆冰后导、地线的等效密度; $W_1$ 和 $W_2$ 分别为单位长度导、地线的自重和覆冰重量; $A$ 为其截面积。

在进行脱冰荷载计算时,假定脱冰率为 $\beta$ ,则脱冰后残留在单位长度导、地线上的覆冰重量为 $W_2(1-\beta)$ ,脱冰后导、地线的等效密度为

$$\rho'_e = \frac{W_1 + W_2(1-\beta)}{A} \quad (2)$$

导线脱冰前的等效密度可以分解为两部分:

$$\rho_e = \frac{W_1 + W_2}{A} = \frac{W_1 + W_2(1-\beta)}{A} + \frac{\beta W_2}{A} = \rho'_e + \bar{\rho} \quad (3)$$

式中: $\rho'_e$ 为脱冰后导、地线的等效密度; $\bar{\rho}$ 为脱掉部分冰的等效密度。

脱冰前导、地线运动惯性力可以分解为两部分:

$$\rho_e g = \rho'_e g + \bar{\rho} g \quad (4)$$

由于假定脱冰前后导、地线的惯性力保持不变,脱冰后的惯性力按照式(5)计算。

$$\rho'_e g' = \rho_e g = \rho'_e g + \bar{\rho} g \quad (5)$$

结合式(2)至式(5)可以得到脱冰后的等效重力加速度为

$$g' = \frac{W_1 + W_2}{W_1 + W_2(1-\beta)} g \quad (6)$$

式中, $g'$ 为脱冰后导、地线的等效重力加速度。

## 2 模型建立

为了研究导线和地线脱冰对杆塔的冲击作用,

采用有限元方法研究不同线路结构、覆冰厚度和脱冰条件下导线脱冰时对绝缘子串挂点的冲击作用。 $\pm 800$  kV 特高压直流线路采用 LGJ-1250/100 六分裂导线,地线为 GJ-150,参数见表 1。

表 1 ±800 kV 六分裂导线和地线参数

电线型号	弹性模量/ MPa	直径/ mm	截面积/ mm <sup>2</sup>	自重/ (kg·m <sup>-1</sup> )
LGJ-1250/100	65 200	47.85	1 350.03	4.252 3
GJ-150	181 300	16.85	169.40	1.148 4

其中,导线与直线塔连接的悬垂绝缘子串采用 V 型绝缘子串,其肢长为 17.32 m, V 串夹角为 75°,总质量为 5850 kg。导线与耐张塔连接采用双联耐张绝缘子串,长度为 17.32 m,质量为 11 130 kg。地线与直线塔连接的悬垂绝缘子串为 I 型双联悬垂绝缘子串,长度为 1.00 m,重量为 36.40 kg。地线与耐张杆塔连接采用双联耐张绝缘子串,其长度为 6.31 m,重 455.66 kg。

地线为 I 型绝缘子串模型时,导线为 V 型绝缘子串,绝缘子串的弹性模量和泊松比分别取为  $2.0 \times 10^5$  MPa 和 0.3,采用理想弹塑性模型。绝缘子串的数值模型见图 1 所示。

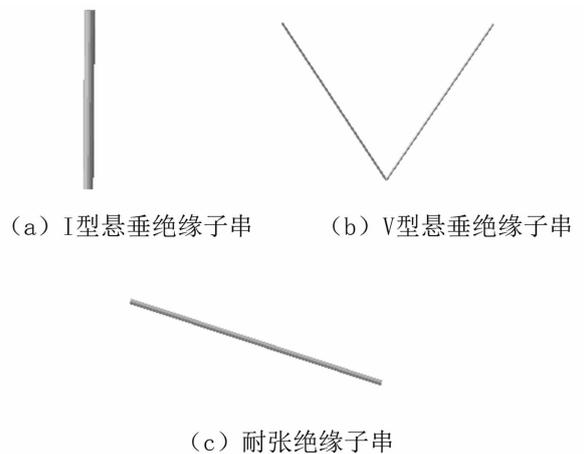


图 1 绝缘子串有限元模型

各线路段有限元模型两端均为耐张绝缘子串,耐张绝缘子串一端与导线连接,另一端为固定约束。V 型悬垂绝缘子串上端的两个悬挂点采用线位移约束,但可以绕 Z 轴转动。导线和绝缘子串均采用空间梁单元模拟。

档距  $L$  和高差  $H$  的组合如表 2 所示。覆冰厚度分别为 20 mm、30 mm;脱冰率均取 100%。

$\pm 800$  kV 六分裂线路导线安装的初始应力见表 3。

表 2 ±800 kV 六分裂线路档距和高差组合

档距/m	高差/m
200	100,200
400	100,200,300
600	100,200,300
800	100,200,300,400

表 3 ±800 kV 六分裂线路导线安装的初始应力

导线	覆冰厚度/mm	导线应力/MPa			
		$L=200$ m	$L=400$ m	$L=600$ m	$L=800$ m
LGJ-1250/100	20	47.28	44.15	43.44	43.18
	30	40.45	35.96	35.13	34.84

以连续三档脱冰对绝缘子的冲击为研究对象,详细分析了脱冰对 V 型串、I 型串的冲击效应,连续三档导线模型见图 2 所示。

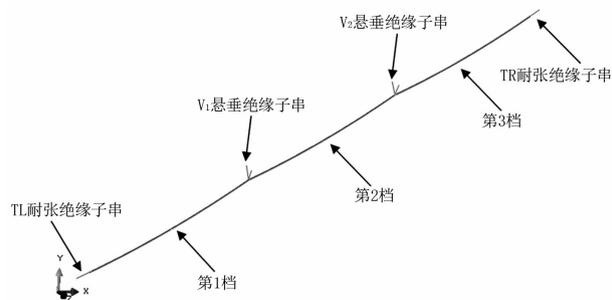


图 2 ±800 kV 连续三档导线模型

### 3 参数分析

针对建立的有限元模型,研究不同档数、不同档距和高差组合时,各档导线分别脱冰时对悬垂绝缘子串和耐张绝缘子串挂点的冲击效应。通过对导线脱冰过程的数值模拟,对比分析 V 型悬垂绝缘子和耐张绝缘子串挂点在导线脱冰前的反力和导线脱冰过程中的反力,得到脱冰效应的控制因素。

如图 3 所示,导线在 XY 平面内。 $F_H$  表示作用于绝缘子串挂点水平方向(X 方向)的分力, $F_V$  表示作用于绝缘子串挂点垂直方向(Y 方向)分力。

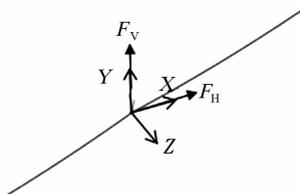


图 3 作用于悬垂绝缘子串和耐张绝缘子串点的反力

#### 3.1 导线脱冰对 V 型串的冲击作用

数值模拟研究表明,当档距为 800 m、高差为

400 m、第 3 档脱冰时,图 2 中  $V_2$  串的冲击效应最大。 $V_2$  串水平和垂直冲击力随档距和高差的变化如图 4 所示。

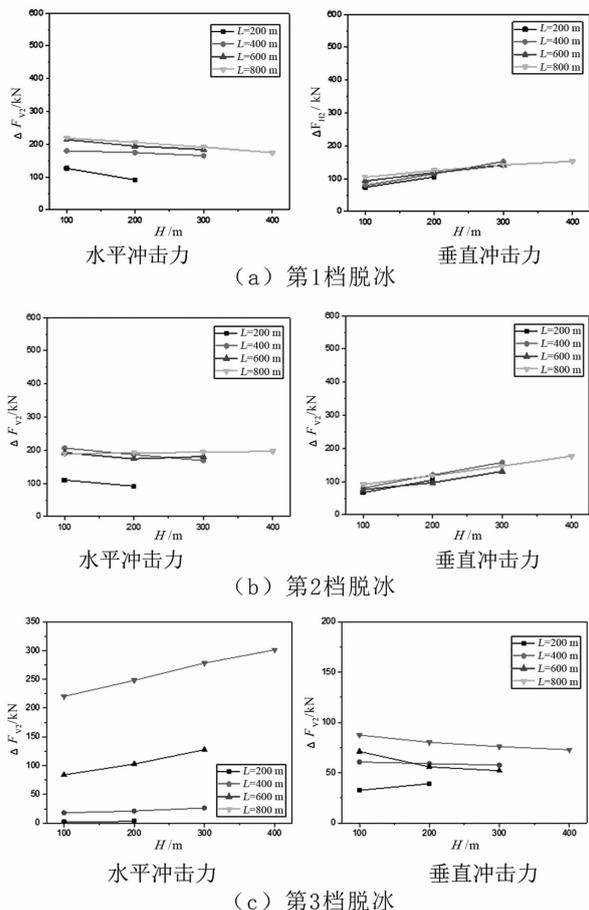
图 4 各档脱冰  $V_2$  串水平和垂直冲击力随高差的变化

图 4 表明,第 3 档脱冰时对 V 串的水平冲击效应较第 1 档和第 2 档分别脱冰时的大;在第 2 档脱冰时,V 串挂点的垂直冲击效应最大。

#### 3.2 导线脱冰对耐张串的冲击作用

数值模拟研究表明,当档距为 800 m、高差为 400 m、第 3 档脱冰时,作用于图 2 中 TR 耐张串上的水平冲击力最大,为 581.94 kN;此时,作用于 TR 耐张串上的垂直冲击力也最大,为 550.46 kN;合力的最大变化值为 800.34 kN。

各档脱冰对 TR 耐张串水平和垂直冲击力随档距和高差的变化如图 5 所示。

图 5 表明,导线脱冰时,TR 耐张串水平冲击载荷会随着档距的增大而增大,但受高差的影响不大;垂直冲击载荷会随着档距的增大而增大,也随高差的增大而增大。

#### 3.3 导线模态分析

模拟分析了典型三档六分裂导线覆冰模型的固

有频率和模态。模型见图2,模型各档档距为800 m,高差为100 m,覆冰厚度为30 mm。覆冰导线的其他物理参数见表1。

计算得到线路模型的前10阶固有频率见表4。

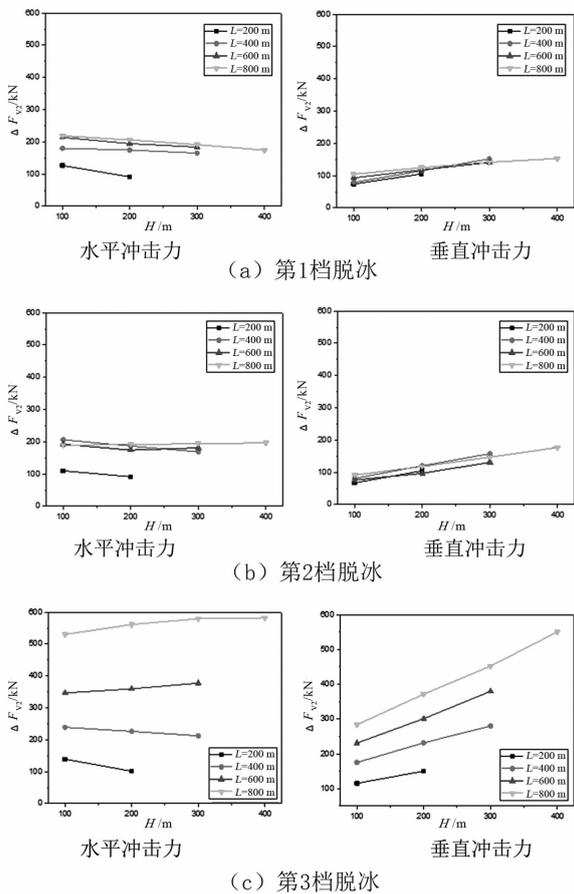


图5 各档脱冰 TR 耐张串水平和垂直冲击力随高差的变化

表4 连续三档低阶固有频率

阶次	频率/Hz	阶次	频率/Hz
1	0.065 48	6	0.126 73
2	0.065 54	7	0.127 22
3	0.066 77	8	0.130 32
4	0.081 62	9	0.130 44
5	0.092 79	10	0.130 94

前4阶模态变形云图如图6所示。

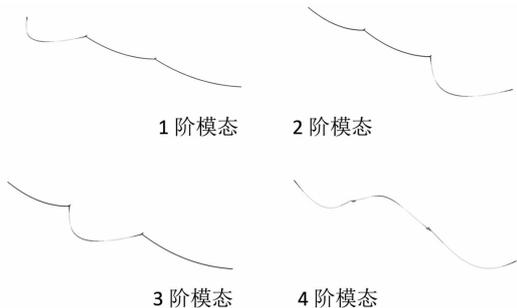


图6 模态云图

图6表明,连续三档导线模型的模态以单档局部水平挠曲变形为主,四阶模态发展为竖向挠曲变形。

分析连续三档六分裂导线脱冰后的振动模式时,对其典型位置(第2档中点)的位移时程响应进行频谱分析。第2档脱冰时其导线中点的垂直位移时程曲线如图7所示,频谱见图8。

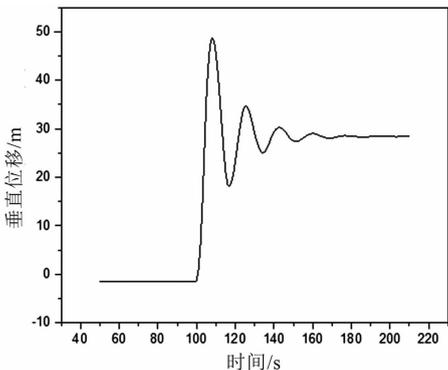


图7 第2档脱冰时导线中点垂直位移时程曲线

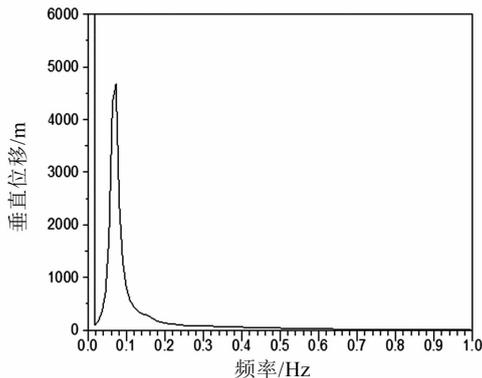


图8 第2档脱冰时导线中点的位移频谱

由图8可知,第2档脱冰时频率为0.068 9 Hz,接近于其三阶固有频率0.066 77 Hz,该固有频率对应的振动模态为单半波,即脱冰时导线的主振动为单半波形。

### 4 地线脱冰冲击参数分析

输电线路不同结构参数和脱冰参数条件下,地线脱冰对杆塔的冲击作用不同。以连续三档模型进行数值分析,导线V串处的地线采用I串,地线选用GJ-150,覆冰厚度30 mm,脱冰率为100%。不同档距下地线安装的初始应力见表5。

表5 GJ-150 地线不同档距安装的初始应力

档距/m	200	400	600	800
初始应力/MPa	250.1	129.3	113.6	109.0

#### 4.1 地线脱冰对 I 型串的冲击作用

研究表明:当档距为 800 m、第 2 档地线脱冰时,地线 I 串的水平冲击效应最大,图 2 中  $V_2$  串处地线绝缘子  $I_2$  串上的最大水平冲击力为 87.87 kN;当档距 800 m、高差为 400 m、第 2 档脱冰时,I 串的垂直冲击效应最大, $I_2$  串上的最大垂直冲击力为 64.16 kN。

各档脱冰时  $I_2$  串垂直冲击力随档距和高差的变化如图 9 所示。

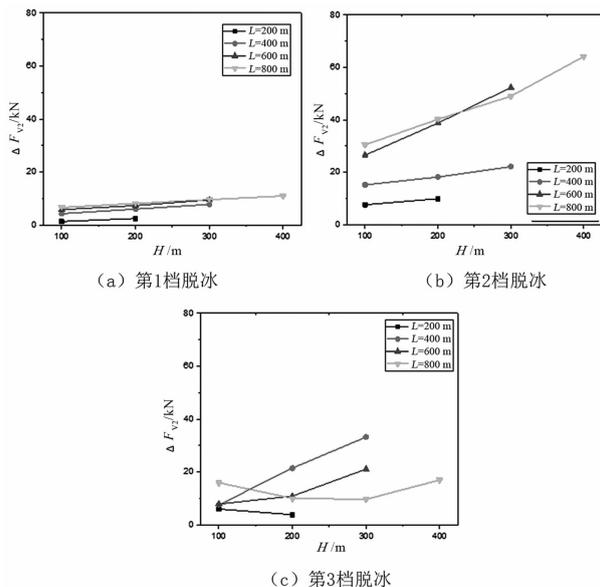


图 9 各档脱冰  $I_2$  串垂直冲击力随高差的变化

图 9 表明,不同档距条件下,高差越大, $I_2$  串垂直冲击力就越大。

#### 4.2 地线脱冰对耐张串的冲击作用

当档距为 800 m、第 3 档脱冰时,图 2 中 TR 耐张串的水平冲击效应最大,其最大水平冲击力为 77.30 kN。当档距为 800 m、高差为 400 m、第 3 档脱冰时,TR 耐张串的垂直冲击效应最大,其最大垂直冲击力为 60.78 kN。

各档脱冰 TR 耐张串垂直冲击力随高差的变化如图 10 所示。

图 10 表明,不同档距条件下,高差越大,TR 耐张串垂直冲击力就越大。

## 5 结 语

上面基于脱冰计算理论,通过数值模拟方法研究了六分裂导线在档数、档距、高差等复合因素影响

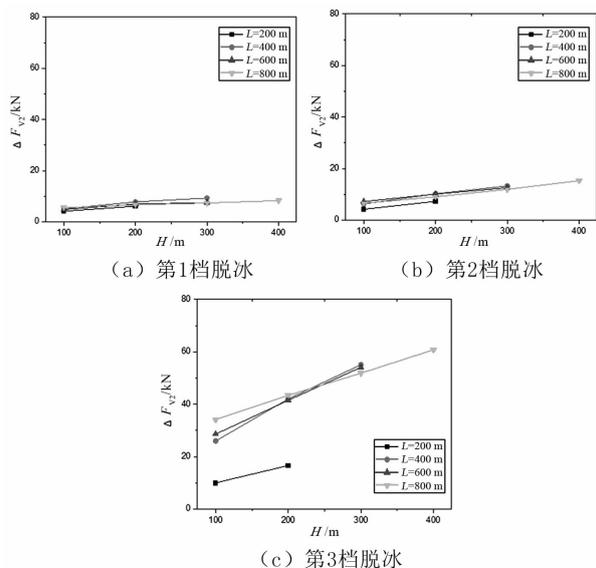


图 10 各档脱冰 TR 耐张串垂直冲击力随高差的变化  
下导、地线的脱冰动力响应,分析不同参数条件下导线和地线脱冰对悬垂绝缘子串和耐张绝缘串的冲击效应和最不利控制因素。主要结论如下:

1) 各种档距高差组合中,导、地线档距和高差均最大时,其冲击效应最大。

2) 对于连续三档六分裂线路,悬垂绝缘子串挂点上的水平冲击作用在第 3 档脱冰时对  $V_2$  串的冲击作用较第 1 档和第 2 档分别脱冰时的大;在第 1 档脱冰时,作用于  $V_1$  串挂点的垂直冲击效应最大。

3) 对于连续三档六分裂线路,导线脱冰过程中作用于耐张绝缘子串挂点上的冲击效应在最大号档脱冰时对右端(高位端)耐张绝缘子串挂点的冲击最大,水平冲击作用会随着档距的增大而增大,高差的影响较弱;垂直冲击作用会随着档距的增大而增大,也随高差的增大而增大。

4) 地线脱冰过程中作用于耐张绝缘子串挂点上的冲击效应在最大号档脱冰时对右端(高位端)耐张绝缘子串挂点的冲击最大;脱冰时水平冲击作用会随着档距的增大而增大;垂直冲击作用会随着档距的增大而增大,也随高差的增大而增大。

#### 参考文献

- [1] 许俊,郭耀杰,曹珂,等. 考虑多档导线及绝缘子串影响的覆冰及脱冰输电导线找形分析[J]. 电工技术学报, 2015(13):87-91.
- [2] 姚陈果,张需方,张磊,等. 架空输电塔-线体系导线

- 风振对脱冰的影响[J]. 高电压技术, 2014, 40(2): 381-387.
- [3] 王璋奇, 齐立忠, 杨文刚, 等. 集中质量法模拟覆冰在架空线脱冰动张力实验中的适用性研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(12): 1982-1988.
- [4] 陈勇, 胡伟, 王黎明, 等. 覆冰导线脱冰跳跃特性研究[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(28): 115-121.
- [5] 韩军科, 杨靖波, 杨风利, 等. 超/特高压同塔多回输电线路脱冰跳跃动力响应分析[J]. 电网技术, 2012(9): 61-67.
- [6] 杨风利, 杨靖波, 李正, 等. 覆冰输电线路脱冰跳跃及抑制方法研究[J]. 振动与冲击, 2010(5): 20-25.
- [7] 尹鹏, 李黎, 张行. 输电线路脱冰跳跃反应控制研究[J]. 电网与清洁能源, 2008, 24(3): 3-7.
- [8] 架空输电线路杆塔结构设计技术规定: DL/T 5154—2012[S]. 北京: 中国计划出版社, 2012.
- [9] 110 kV ~ 750 kV 架空输电线路设计规范: GB 50545—2010[S]. 北京: 中国计划出版社, 2010.
- [10] 重覆冰架空输电线路设计技术规程: DL/T 5440—2009[S]. 北京: 中国计划出版社, 2009.

#### 作者简介:

刘翔云(1978),女,学士,高级工程师,从事输电线路结构设计工作。

(收稿日期:2020-11-27)

(上接第28页)

- [6] 宋新立, 吴小辰, 刘文焯, 等. PSD-BPA 暂态稳定程序中的新直流输电准稳态模型[J]. 电网技术, 2010, 34(1): 62-67.
- [7] 胡涛, 刘翀, 班连庚, 等. 藏中电网 SVC 控制策略实时仿真及参数优化[J]. 电网技术, 2014, 38(4): 1001-1007.
- [8] 光伏电站接入电力系统技术规定: GB/T 19964—2012[S]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
- [9] Ren Chao, Xu Yan, Zhang Yuchen. Post-disturbance Transient Stability Assessment of Power Systems Towards Optimal Accuracy-speed Tradeoff[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(1): 19.
- [10] 汪闻涛. 特高压交直流联络线交互作用分析[D]. 杭州: 浙江大学, 2015.
- [11] 王鹏飞, 张英敏, 李兴源, 等. 基于无功有效短路比的交直流交互影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(6): 74-78.
- [12] 李兴源. 高压直流输电系统[M]. 北京: 科学出版社, 2010.
- [13] Liu Yan, Chen Zhe. A Flexible Power Control Method of VSC-HVDC Link for the Enhancement of Effective Short-circuit Ratio in A Hybrid Multi-Infeed HVDC System[J]. IEEE Transactions on powerSystems, 2013, 28(2): 1568-1581.
- [14] 郭春义, 蒋雯, 郑安然, 等. 弱交流系统下 STATCOM 对 LCC-HVDC 小干扰稳定裕度的影响研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(19): 5679-5686.
- [15] 景柳铭, 王宾, 董新洲, 等. 高压直流输电系统连续换相失败研究综述[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(9): 116-123.
- [16] 孟庆强, 刘泽洪, 洪乐荣, 等. 一种抑制连续换相失败的非线性 VDCOL 控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(7): 119-127.
- [17] 王卉. 交直流混联电网换相失败及对交流保护的影响研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2019.
- [18] 电力系统安全稳定导则: DL 755—2001[S]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [19] 刘建, 李兴源, 吴冲, 等. HVDC 系统换相失败的临界指标[J]. 电网技术, 2009, 33(8): 8-12.
- [20] 杨浩, 张保会, 宋云亭, 等. 解列后孤岛频率电压相互作用仿真及机理探讨[J]. 电网技术, 2013, 37(12): 3503-3508.
- [21] 吕思卓, 郑超, 彭利, 等. 孤岛电网频率电压耦合机理及控制措施[J]. 中国电力, 2018, 51(11): 53-60.
- [22] Mostafa F, Claudio A C, Kankar B. Frequency Control in Isolated/Islanded Microgrids Through Voltage Regulation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(3): 1185-1194.
- [23] 何礼鹏. 电磁环网功率循环对电网运行的影响分析[J]. 云南电力技术, 2016, 44(5): 4-6.
- [24] 李刚, 刘晓瑞, 孙建波. 超高压电磁环网的特点与案例分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(6): 147-153.

#### 作者简介:

凌楠(1997),女,硕士研究生,研究方向为电力系统稳定分析、高压直流输电;

曾昊(1995),男,硕士研究生,研究方向为高压直流输电;

格桑晋美(1985),男,本科,工程师,研究方向为电力系统运行与控制。

(收稿日期:2020-11-27)

# GIL - 架空线混合输电线路故障特性研究

李浩原<sup>1</sup>, 王文娟<sup>2</sup>, 刘超<sup>1</sup>, 李文津<sup>1</sup>, 曾维雯<sup>1</sup>, 雷雨田<sup>1</sup>

(1. 中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司, 湖北 武汉 430071;

2. 国网四川省电力公司成都市青白江供电分公司, 四川 成都 610300)

**摘要:** 气体绝缘金属封闭输电线路(GIL)具有输电容量大、占地少、维护量小、环境影响小等显著优点, 逐渐成为特殊环境下替代架空线路的首选。针对某两回并行500 kV 架空线路部分改造为GIL的混合输电线路系统, 根据GIL和架空线的结构和电气参数, 在PSCAD中建立GIL-架空线混合输电线路模型, 并在线路不同位置设置短路故障进行仿真计算, 研究其故障相电压和电流特性与改造前的差异, 结合仿真结果提出线路改造建议。

**关键词:** GIL; 架空线路; 故障特性

**中图分类号:** TM755 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2021)03-0044-06

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003-6954.20210309

## Study on Fault Characteristics of Hybrid Transmission Line with GIL and Overhead Line

Li Haoyuan<sup>1</sup>, Wang Wenjuan<sup>2</sup>, Liu Chao<sup>1</sup>, Li Wenjin<sup>1</sup>, Zeng Weiwen<sup>1</sup>, Lei Yutian<sup>1</sup>

(1. Central Southern China Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Wuhan 430071, Hubei, China; 2. State Grid Chengdu Qingbaijiang Electric Power Supply Branch, Chengdu 610300, Sichuan, China)

**Abstract:** Gas-insulated transmission line (GIL) has many advantages, such as large transmission capacity, small occupation of land, small maintenance and small environmental impact, and has gradually become the first choice to replace overhead lines in special environments. Aiming at a hybrid transmission line system with two 500 kV overhead lines partially reformed to GIL, a hybrid transmission line model with GIL and overhead is established in PSCAD based on the structure and electrical parameters of GIL and overhead line, and short-circuit faults are set up at different positions of the line for simulation, so as to study the differences between fault characteristics. And suggestions for line reconstruction are proposed based on the simulation results.

**Key words:** gas-insulated transmission line (GIL); overhead line; fault characteristics

## 0 引言

随着社会经济的发展, 城市用电量越来越大, 而大规模发电装置往往远离负荷中心, 需要长距离的电能输送。为了降低电能传输中的损耗, 一般会采用超高压或特高压输电线路进行大负荷电能的输送<sup>[1]</sup>。

架空输电线路是目前最常用的输电方式, 一般多用于输电走廊宽裕的地区, 而对于输电走廊紧张

的城市, 其适用性受到限制。而气体绝缘金属封闭输电线路(gas-insulated transmission line, GIL)具有输电容量大、占地少、维护量小、环境影响小等显著优点, 逐渐成为特殊环境下替代架空线路的首选<sup>[2-3]</sup>。GIL是一种采用SF<sub>6</sub>气体或SF<sub>6</sub>与N<sub>2</sub>混合气体绝缘<sup>[4-5]</sup>、金属外壳与导体同轴布置的高电压、大电流电力传输设备。作为当今世界的先进输电技术, GIL提供了一个紧凑、可靠、经济的电力输送方式<sup>[6-7]</sup>。GIL采用全封闭式结构, 管道内部的绝缘

气体间隙和绝缘子(支柱绝缘子和盆式绝缘子)的绝缘性能不受外界环境中各类污秽、雨雪和覆冰的影响,不存在发生污闪和覆冰闪络的可能,可以替代高寒、多雨雪、重污秽地区的架空输电线路,相对于架空线来说 GIL 故障率更低,运行更为安全可靠<sup>[8-10]</sup>。

由于 GIL 的上述优良性能,使其成为复杂地形或走廊紧张地区高压大容量输电的首选方案。某工程拟建设地下综合管廊,将两回 500 kV 架空线路部分改入综合管廊,采用两回 500 kV GIL 敷设于地下管廊中。改造后,原纯架空输电线路变成了 GIL-架空线混合线路。由于架空线与 GIL 的线路参数存在明显的差异,由此可能造成改造后的混合线路阻抗发生变化,继而引起线路的故障特性发生变化,因此有必要对此进行研究,以保障改造后输电系统的安全运行。

文献[1]根据单相 GIL 的几何结构研究了单相 GIL 金属外壳和内导体的电流和磁场分布特征,讨论了 GIL 的磁场分布对 GIL 电气参数的影响。文献[11]研究了水平对称三相 GIL 的磁场分布特性,给出了水平对称三相 GIL 磁场分布和阻抗的数值计算结果。文献[12-13]考虑输电线路的集肤效应和邻近效应对 GIL 线路参数的影响,给出了考虑集肤效应和邻近效应的 GIL 模型。文献[14]根据 GIL 的电气参数特征,采用无损贝瑞隆模型建立了 GIL-架空线混联线路系统模型。上述文献研究了 GIL 的电气参数,但均未考虑纯架空输电线路部分改造为 GIL 后系统故障特性的变化。因此,拟针对该 500 kV GIL 与架空线混合线路工程,建立 PSCAD 仿真模型,研究该混合线路的故障特性,并将其与改造前的纯架空输电线路进行对比,得出二者故障特性的差异,对架空线进行 GIL 改造提出建议。

## 1 GIL 结构和接地方式

GIL 的几何结构如图 1 所示,内部芯线为传输电能的载体,采用高电导率的铝合金材质,考虑交流电的集肤效应,芯线内部设计为中空。金属外壳和芯线为铝合金材质,芯线与金属外壳同轴布置,金属外壳和芯线之间充有高压绝缘气体 SF<sub>6</sub>。

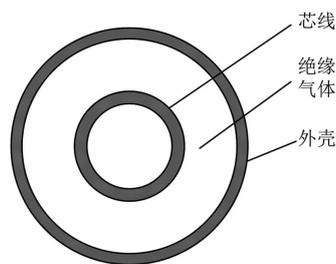


图 1 GIL 横截面结构

GIL 目前常用的敷设方式主要有架空敷设、直埋敷设和隧道敷设 3 种。不论何种敷设方式,为实现对芯线的电磁屏蔽和保障故障时人身和设备的安全,GIL 的金属外壳会进行接地处理,所研究的工程中 GIL 线路的长度为 6 km,GIL 沿线装设接地铜排,每隔 30 m 用接引线将外壳接到接地铜排上,然后将接地铜排的两端接地。

## 2 GIL-架空线混合线路仿真建模

所研究的架空线改造工程改造后的输电线路系统如图 2 所示。图 2 中,终端站 1 侧的架空线长度为 15 km,终端站 2 侧的架空线长度为 9.5 km,GIL 长度为 6 km。GIL 的制作工艺、敷设环境、几何架构等与架空线有显著区别,无法采用常规架空线模型进行等效和模拟。因此,首先针对 GIL 输电线路进行建模,以实现 GIL-架空线混合线路的精确电磁暂态仿真建模,进而对 GIL-架空混合线路的故障特性进行仿真与分析。

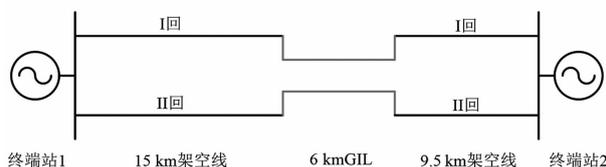


图 2 500 kV GIL-架空混合线路系统

采用常用的电磁暂态仿真计算软件 PSCAD/EMTDC 进行 GIL-架空线混合线路的建模。

### 1) GIL 仿真模型

采用 PSCAD/EMTDC 中的 Cable 模型进行 GIL 的模拟,Cable 模型可以在其 Layer Configuration 中设置为 C1|I1|C2(C 表示导体,I 表示绝缘层),与 GIL 对应的结构即为:金属芯线|气体绝缘层|金属外壳,同时该模型的芯线可设置为中空的形式,与 GIL 的芯线结构完全一致。各材料层通过电气参数

设置来体现其电气特性。

图 3 为 PSCAD 中 Cable 模型的界面,根据表 1 中参数进行模型的设置,该模型表示的参数为中空芯线内半径 0.075 m、外半径 0.090 m,绝缘气体层厚度 0.187 m,金属外壳内半径 0.277 m,金属外壳外半径 0.285 m。

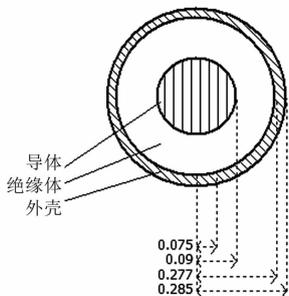


图 3 PSCAD 中 Cable 模型界面

## 2) GIL - 架空线混合线路模型

架空线采用 PSCAD 中的 Transmission Lines 模型,该模型可详细模拟架空输电线路的杆塔、导线和地线的参数。采用频率相关模型搭建 GIL - 架空线混合线路中架空线路段的模型,架空线的几何参数根据实际参数进行设定。架空线路段的模型与 GIL 的模型相连,构成整体的混合线路模型。

500 kV GIL - 架空混合线路仿真模型如图 4 所示。其中,架空输电线路 1 段和 2 段的长度分别为 15 km 和 9.5 km,架空线为两个单回 500 kV 线路。终端站 1 侧电源电压为 500 kV,电源的正序阻抗为  $0.3032 + j4.9155 \Omega$ ,零序阻抗为  $0.3032 + j5.0439 \Omega$ ;终端站 2 侧电源电压为 500 kV,电源的正序阻抗为  $1.1301 + j7.3316 \Omega$ ,零序阻抗为  $1.1301 + j7.5246 \Omega$ 。中间的 GIL 区段的长度为 6 km,用于模拟两回 GIL,分别与两回架空线连接。

GIL - 架空混合线路改造前是与混合线路长度

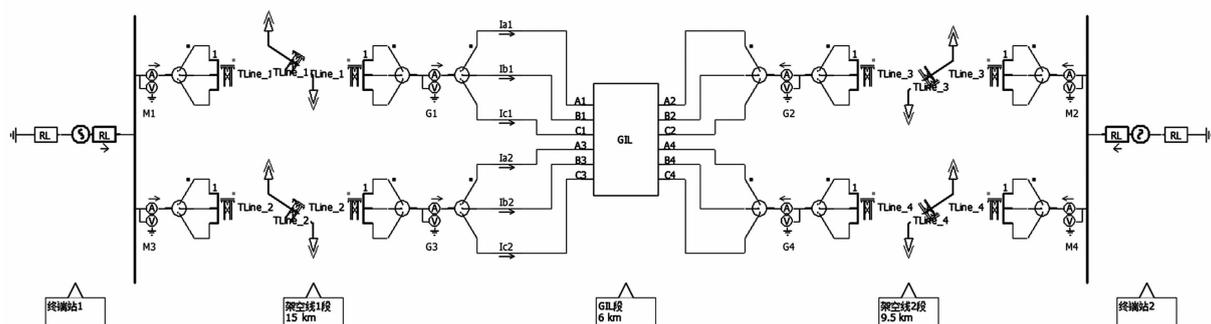


图 4 500 kV GIL - 架空线混合线路模型

相同的纯架空输电线路,杆塔结构和导线参数与 GIL - 架空混合线路中的架空线参数一致,采用频率相关模型搭建 GIL 改造前的均匀架空线输电线路模型。

## 3 GIL - 架空线混合线路故障特性仿真

GIL 的电气参数与架空线之间存在差异,改造前后线路相同位置发生故障时,故障相电压、电流会发生变化。

GIL - 架空混合线路的故障分析方法与纯架空线路基本相同,下面基于混合线路等效仿真模型,通过仿真总结提炼故障特性与纯架空线路的差异性。通过在不同线路位置施加单相接地故障、两相相间故障、两相接地故障和三相接地故障,分析终端站 1 母线处检测到的电压和电流变化。通过 GIL - 架空线混合线路和纯架空线路两种情况下仿真计算得到的故障相电压电流对比,得出二者故障特性的差异。

在混合线路模型中架空线 1 段上距离终端站 1 侧电源母线 7.5 km 和 15 km、GIL 中点和终点、架空线 2 段距终端站 2 4.5 km 等 5 处分别发生故障,如图 5 所示。设置在 0.30 s 时故障发生,故障持续时间为 3 个工频周期,0.36 s 故障切除。终端站 1 侧 PT、CT 测量故障后电压、电流波形。在所搭建的纯架空线输电线路模型中与混合线路相同的故障位置处发生故障,终端站 1 侧 PT、CT 测量故障后电压、电流波形,并和混合线路的故障电压、电流波形进行比较。图 6 至图 13 为距离终端站 1 侧电源母线 7.5 km 处发生不同类型故障时,在终端站 1 母线处监测到的混合线路系统与纯架空线路系统的故障相

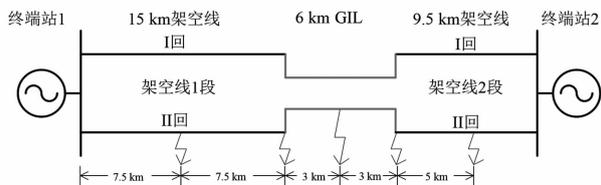


图 5 500 kV GIL - 架空线混合线路故障位置

发生 AB 相间故障时,故障相电压降低,电流增大。对比改造后混合线路和改造前纯架空线路的故障电压、电流可以看出改造前后故障相的电压、电流变化很小,故障相电压最大相差 0.58%,故障相电流最大相差 0.82%。

### 3) AB 相接地故障

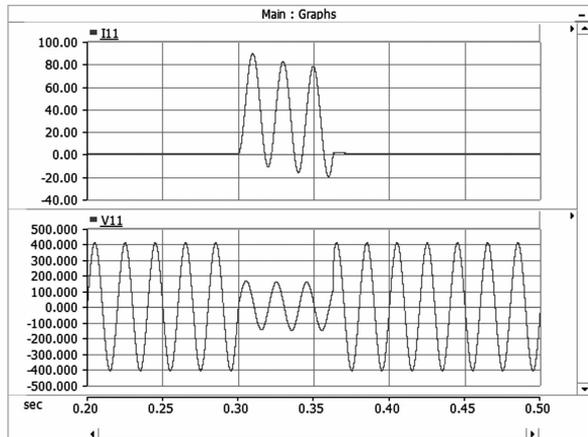


图 6 混合线路发生 A 相接地故障时故障相电压、电流

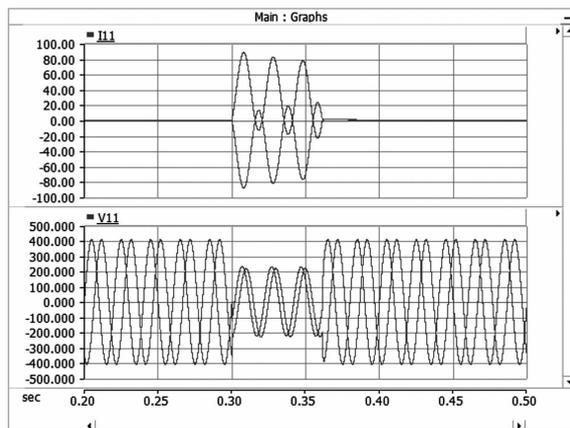


图 8 混合线路发生 AB 相间短路故障时故障相电压、电流

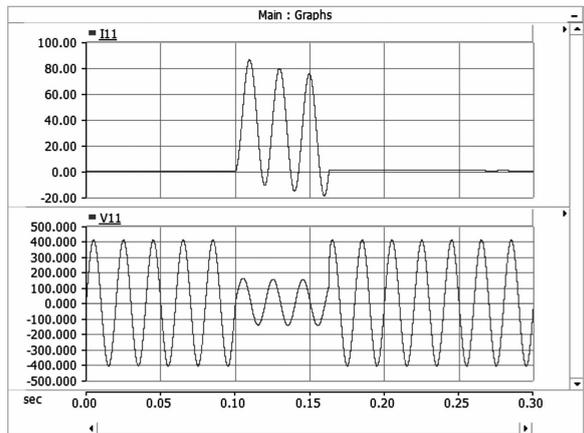


图 7 纯架空线路 A 相接地故障时故障相电压、电流电压电流波形。

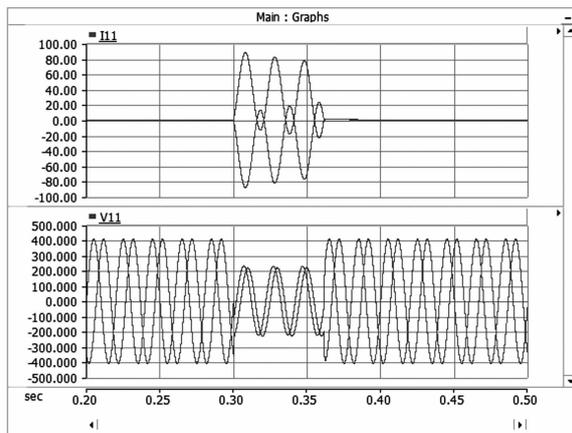


图 9 纯架空线路发生 AB 相间短路故障时故障相电压、电流

#### 1) A 相接地故障

通过图 6 和图 7 对比,混合线路和纯架空线路架空线 1 段距离终端站 1 侧电源母线 7.5 km 处发生 A 相接地故障时,故障相电压降低,电流增大。对比改造后混合线路和改造前纯架空线路的故障电压、电流可以看出改造前后故障相的电压、电流变化很小,故障相电压最大相差 1.54%,故障相电流最大相差 2.94%。

#### 2) AB 相间故障

通过图 8 和图 9 对比可以看出,混合线路和均匀线路架空线 1 段距离终端站 1 侧电源母线 7.5 km 处

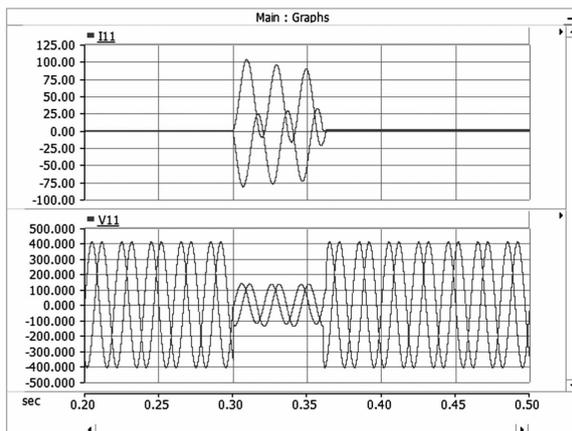


图 10 混合线路发生 AB 相接地故障时故障相电压、电流

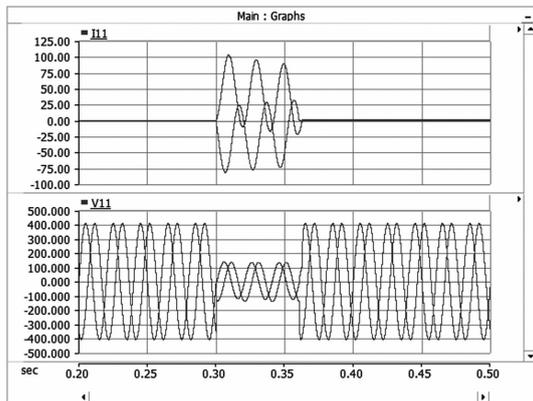


图 11 纯架空线路发生 AB 相接地故障时故障相电压、电流

通过图 10 和图 11 对比可以看出,混合线路和均匀线路架空线 1 段距离终端站 1 侧电源母线 7.5 km 处发生 AB 相接地故障时,故障相电压降低,电流增大。对比改造后混合线路和改造前均匀架空线路的故障电压、电流可以看出改造前后故障相的电压、电流变化很小,故障相电压最大相差 0.96%,故障相电流最大相差 0.79%。

#### 4) ABC 三相接地故障

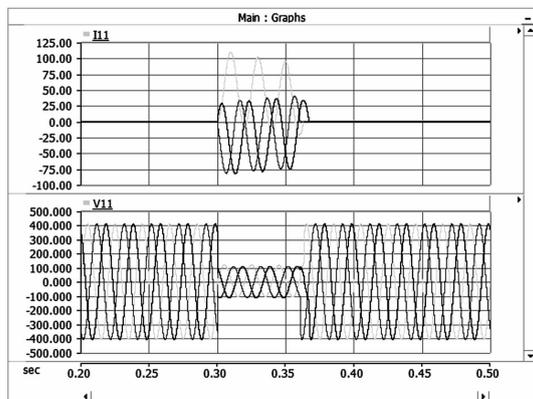


图 12 混合线路发生 ABC 三相接地故障时故障相电压、电流

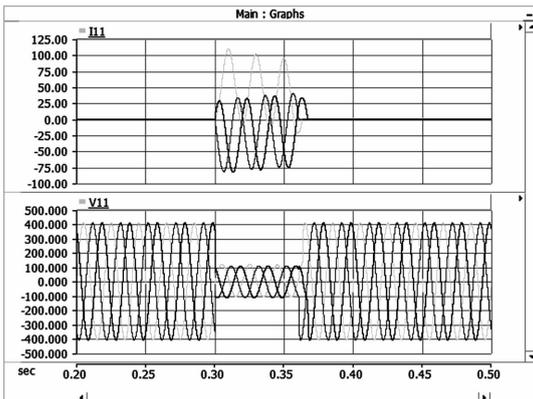


图 13 纯架空线路发生 ABC 三相接地故障时故障相电压、电流

通过图 12 和图 13 对比可以看出,混合线路和均匀线路架空线 1 段距离终端站 1 侧电源母线 7.5 km 处发生三相接地故障时电压降低,电流增大;对比改造后混合线路和改造前均匀架空线路的故障电压、电流可以看出改造前后故障相电压最大相差 0.85%,故障相电流最大相差 1.02%。

不同位置处发生故障时终端站 1 处母线监测到的故障相电压和电流的差异见表 1。

表 1 不同位置发生故障时混合线路和纯架空线路故障相电压电流差

故障位置	故障类型	电压差/%	电流差/%
距终端站 1 7.5 km	A 相接地	1.54	2.94
	AB 相短路	0.58	0.82
	AB 相接地	0.96	0.79
ABC 三相接地		0.85	1.02
距终端站 1 15 km	A 相接地	3.50	5.19
	AB 相短路	0.28	2.81
	AB 相接地	2.19	2.31
ABC 三相接地		0.96	2.56
距终端站 1 18 km	A 相接地	2.22	15.46
	AB 相接地	0.61	12.61
	ABC 三相接地	2.10	12.77
距终端站 1 21 km	A 相接地	8.67	20.88
	AB 相接地	4.05	20.70
	ABC 三相接地	4.08	20.79
距终端站 1 26 km	A 相接地	5.43	17.71
	AB 相短路	2.14	17.01
	AB 相接地	2.62	16.92
ABC 三相接地		2.77	17.02

从表 1 的混合线路和纯架空线路的不同位置故障波形的仿真结果可以看出,当故障位于 GIL 区段左侧时,终端站 1 侧 PT、CT 测量混合线路模型和均匀线路模型在同一故障位置的故障电压、电流波形变化较小,电压最大相差 3.50%,电流最大相差 5.19%。这主要是因为故障位于 GIL 左侧时终端站 1 侧故障回路中不包含 GIL 区段,故障电压、电流波形变化不大。

当故障位于 GIL 区段内或右侧时,终端站 1 侧 PT、CT 测量混合线路模型和均匀线路模型在同一故障位置的故障电压、电流波形变化较大,电压最大相差 8.67%,电流最大相差 20.88%。这是因为故障

位于 GIL 区段内或右侧时终端站 1 侧故障回路中包含 GIL 区段,且 GIL 的电气参数与架空线之间存在较大差异,故 GIL 改造前后故障波形变化较大。

通过以上仿真结果可知,架空线路部分改造为 GIL 后,由于输电线路参数发生变化,故障相电压电流与改造前存在差异。线路改造后,当故障发生在 GIL 区段内或右侧时,终端站 1 监测到的故障相暂态电流最大可增大 20.88%,若改造后终端站 1 的进线断路器未更换,该电流可能会超过断路器的暂态电流开断能力,有必要对此进行校核,以确保混合线路发生短路故障时,断路器能可靠切断暂态故障电流。

## 4 结 语

针对某 500 kV 双回架空线路部分改造为 GIL 的输电线路工程,在 PSCAD 中建立了 GIL-架空线混合线路模型和改造前的纯架空线模型,在线路不同位置处设置短路故障,仿真计算了故障相电压和电流,并对线路改造前后的故障相电压、电流进行了对比分析,结论如下:

1) 当故障点位于 GIL 左侧时,同一故障位置的故障电压、电流波形变化较小,电压最大相差 3.50%,电流最大相差 5.19%;

2) 当故障点位于 GIL 中或右侧时,同一故障位置的故障电压、电流波形变化较大,电压最大相差 8.67%,电流最大相差 20.88%。

3) 由于架空线部分进行 GIL 改造后,输电线路的参数发生了变化,故障后终端站 1 母线处监测到的暂态故障电流最大可增大 20.88%,该电流可能会超过终端站 1 进线断路器的暂态电流开断能力,有必要对此进行校核,以确保混合线路发生短路故障时,断路器能可靠切断暂态故障电流,保障设备安全。

### 参考文献

[1] Benato R, Di-Mario C, Koch H. High-capability Applications of Long Gas-insulated Lines in Structures[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, 22(1):

619-626.

- [2] 尚涛,李果. 气体绝缘输电线路的特点及其应用[J]. 南方电网技术,2011,5(1):81-84.
- [3] 王通德,王晓琪,万方华,等. 高压交流 GIL 的设计与应用[J]. 高压电器,2014,50(10):107-111.
- [4] 周辉,张卫华.  $N_2/SF_6$  混合气体的绝缘特性[J]. 高压电器,2003,39(5):13-15.
- [5] Christophorou L G, Brunt R J.  $SF_6/N_2$  Mixtures, Basic and HV Insulation Properties [J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 1995, 2(5):952-1002.
- [6] 齐波,张贵新,李成榕,等. 气体绝缘金属封闭输电线路的研究现状及应用前景[J]. 高电压技术,2015,41(5):1466-1473.
- [7] 刘兆林. 500 kV 气体绝缘金属封闭输电线路在华东电网的应用[J]. 华东电力,2005(12):81-83.
- [8] Koch H. Gas Insulated Transmission Lines (GIL) [M]. Chichester, United Kingdom: Wiley-IEEE Press, 2012: 33-38.
- [9] 范建斌. 气体绝缘金属封闭输电线路及其应用[J]. 中国电力,2008,41(8):38-43.
- [10] 高凯,李莉华. 气体绝缘输电线路技术及其应用[J]. 中国电力,2007,40(1):84-88.
- [11] Piatek Z, Kusiak D, Szczepielniak T. Electromagnetic Field and Impedance of High Current Busducts [C]. In Proceedings of the 2010 Proceedings of the International Symposium, Wroclaw, Poland, 2010: 20-22.
- [12] Piatek Z. Self and Mutual Impedance of A Finite Length Gas-insulated Transmission Line (GIL) [J]. Electric Power System Research, 2007, 77: 191-203.
- [13] Piatek Z. Impedance of Finite-length Isolated Phase Busducts [J]. Acta Technica CSAV, 2008, 53(4): 393-431.
- [14] Goll F, Witzmann R, Neumann C, et al. Modeling Techniques for Lightning Overvoltage Analysis Using the Example of Gas Insulated Transmission Lines (GIL) [C]. In Proceeding of the IEEE 1<sup>st</sup> International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical System (IEEE CATCON), Kolkata, India, 2013:6-8.

### 作者简介:

李浩原(1987),男,博士,高级工程师,研究方向为柔性直流输电、换流站绝缘配合。

(收稿日期:2020-12-06)

# ±1100 kV 分层接入换流站短路电流计算 及地网设计研究

曾维雯, 韩毅博, 陈晨, 李浩原, 周思远, 谢龙

(中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司, 湖北 武汉 430071)

**摘要:** 短路电流计算及接地设计是工程设计的重要内容, 对换流站的安全稳定运行具有重要意义。基于 ±1100 kV 分层接入的特高压古泉换流站, 对各种短路电流进行了计算, 并在考虑了避雷线、变压器中性点等对短路电流的分流作用后, 计算了换流站的入地短路电流。根据入地短路电流计算结果, 给出了换流站接地网设计方案及其安全性评价。对于分层接入的换流站, 应对不同的交流母线, 基于换流站各类运行工况计算不对称短路电流, 并取最大值校验地网设计指标。

**关键词:** 特高压直流换流站; 短路电流; 接地网; 设计方法

**中图分类号:** TM721 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2021)03-0050-06

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003-6954.20210310

## Calculation of Short-circuit Current and Research on Design of Grounding Grid in ±1100 kV Converter Station with Hierarchical Connection

Zeng Weiwen, Han Yibo, Chen Chen, Li Haoyuan, Zhou Siyuan, Xie Long

(Central Southern China Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Wuhan 430071, Hubei, China)

**Abstract:** Short-circuit current calculation and grounding design both are the important parts of engineering design, which is of great significance to the safe and stable operation of converter station. Based on Guquan ±1100 kV UHVDC converter station with hierarchical connection, different levels of short-circuit current are calculated. After considering the shunting effect of short-circuit current via lightning shield wires and transformer neutral point, the grounding fault current of converter station is calculated. According to the grounding fault current, design scheme of grounding grid for UHVDC converter station and its safety evaluation are proposed. For converter stations with hierarchical connection, the asymmetric short-circuit current should be calculated for different AC buses based on variant operating situations, and the maximum value of short-circuit current should be used to verify the ground grid design indicators.

**Key words:** UHVDC converter station; short-circuit current; grounding grid; design method

## 0 引言

昌吉—古泉 ±1100 kV 特高压直流输电工程是目前世界上具备最高电压等级、最大输送容量、最远输送距离、最先进技术的特高压直流输电工程。昌吉—古泉特高压工程的建设, 极大缓解了华东地区“十三五”期间电力供需矛盾, 满足了受端地区经济

及负荷快速增长需要, 保障了华东地区社会经济持续快速发展<sup>[1]</sup>。吉泉直流工程的勘测设计、设备制造、施工调试经验, 为今后国内外直流工程建设提供了有价值的技术资料。±1100 kV 古泉换流站是吉泉直流受端换流站, 换流站网侧采用分层接入<sup>[2]</sup>方式, 分别接入 1000 kV 和 500 kV 交流系统。短路电流计算及接地设计是工程设计的重要内容, 随着电网规模逐步扩大, 系统接地短路电流也呈现上升趋势

势,对人身安全、弱电设备抗干扰性能等方面也提出了更高的要求,因此,接地网的可靠设计对换流站的安全稳定运行具有重要意义。对于古泉这种具有分层接入方式的特殊换流站,需要对不同的接入点,基于换流站各种运行方式来计算短路电流,并用于指导设备选型和接地网设计。

## 1 换流站分层接入特点

特高压换流站交流常规接入方式和分层接入方式如图1所示。常规接入方式为单层接入500 kV或750 kV系统,全部直流功率接入单个交流落点,不利于电网潮流疏散;分层接入方式将换流变压器网侧分别接入500 kV和1000 kV系统,改善了直流功率在不同电压层级电网的分布情况,并降低了交流电网电压失稳风险<sup>[3]</sup>,增强了电网运行的可靠性和稳定性。

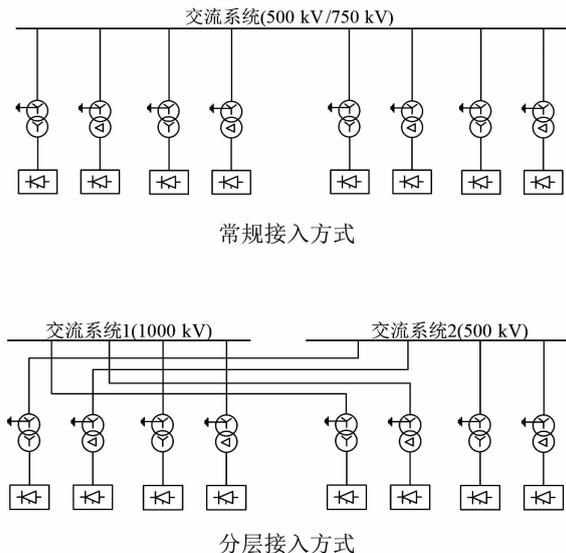


图1 换流站接入方式

## 2 系统短路电流计算

### 2.1 系统参数

换流站系统接线如图2所示。基准容量  $S_j = 100$  MVA,基准电压  $U_{j1-1000} = 1050$  kV,  $U_{j1-500} = 525$  kV,  $U_{j2} = 10.5$  kV。

#### 1) 系统阻抗

根据系统资料,1000 kV 系统等值正、负序阻抗  $X_{11-1000} = X_{21-1000} = 0.002 025$ , 系统零序等值阻抗  $X_{01-1000} = 0.002 398$ ; 500 kV 系统等值正、负序阻抗

$X_{11-500} = X_{21-500} = 0.002 398$ , 系统零序等值阻抗  $X_{01-1000} = 0.002 69$ ; 1000 kV 与 500 kV 等值正、负序阻抗  $X_{11-1000-500} = X_{21-1000-500} = 0.040 2$ , 系统零序等值阻抗  $X_{01-1000-500} = 0.628 5$ 。

#### 2) 换流变压器参数

8 组容量为  $S_{e1} = 3 \times 587.1$  MVA 换流变压器, 低端 4 组连接 1000 kV 母线, 高端 4 组连接 500 kV 母线, 其中 YN/y 和 YN/d 连接各 4 组, 每组由 3 台单相双绕组变压器组成, 阻抗压降  $U_{d1} = 22\%$ 。可计算得单组换流变压器正、负、零序等值阻抗为  $X_{12} = X_{22} = X_{02} = 0.012 49$ 。

#### 3) 高压站用变压器参数

2 台容量为  $S_{e2} = 40$  MVA 的 500 kV/10 kV 三相变压器, 阻抗压降  $U_{d2} = 12\%$ 。可计算得单台高压站用变压器正、负、零序等值阻抗为  $X_{13} = X_{23} = X_{03} = 0.3$ 。

## 2.2 三相对称短路电流计算

换流站系统正、负序等值阻抗如图3所示。

图3中  $X_{11-1000}$ 、 $X_{11-500}$ 、 $X_{11-1000-500}$  为系统正序等值阻抗,  $X_{13}$  为单台 500 kV/10 kV 高压站用变压器正序等值阻抗。三相对称短路电流计算如式(1)所示<sup>[4]</sup>。

$$I_d^{(3)} = I_j \cdot \frac{1}{X_{1\Sigma d}} \quad (1)$$

式中:  $I_d^{(3)}$  为三相对称短路电流, kA;  $I_j$  为基准电流, kA;  $X_{1\Sigma d}$  为正序组合阻抗(标么值)。

三相对称短路电流计算结果如表1所示。

表1 三相对称短路电流计算结果

序号	位置	短路电流 $I_d^{(3)}$ /kA
1	$d_{1-1000}$ 点	28.45
2	$d_{1-500}$ 点	48.47
3	$d_2$ 点	18.20

### 2.3 两相短路电流计算

两相对称短路电流计算如式(2)所示<sup>[4]</sup>。

$$I_d^{(2)} = I_j \times \sqrt{3} \times \frac{1}{X_{1\Sigma d} + X_{2\Sigma d}} \quad (2)$$

式中:  $I_d^{(2)}$  为两相对称短路电流, kA;  $X_{2\Sigma d}$  为负序组合阻抗(标么值)。

两相短路电流计算结果如表2所示。

表2 两相短路电流计算结果

序号	位置	短路电流 $I_d^{(2)}$ /kA
1	$d_{1-1000}$ 点	24.64
2	$d_{1-500}$ 点	41.98
3	$d_2$ 点	15.76

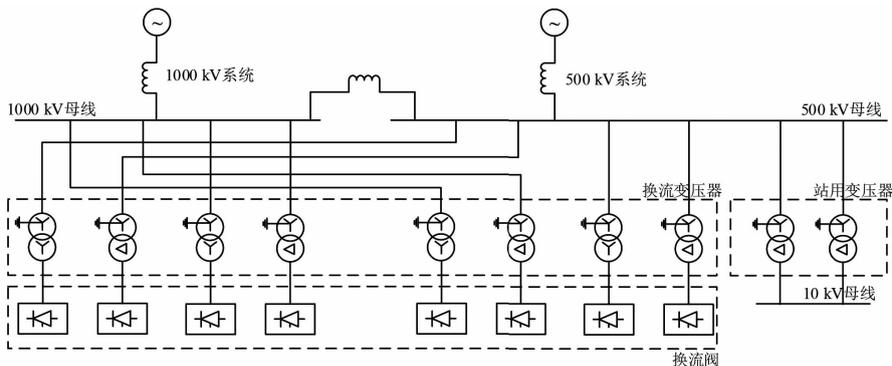


图 2 换流站系统接线

## 2.4 两相接地及单相短路电流计算

两相接地及单相短路需考虑零序网络的影响,其中 YY 变压器零序阻抗为无穷大, YΔ 变压器零序阻抗与正序阻抗相同<sup>[4]</sup>。换流站系统零序等值阻抗如图 4 所示,图中  $X_{01-1000}$ 、 $X_{01-500}$ 、 $X_{01-1000-500}$  为系统零序等值阻抗,  $X_{02}$  为换流变压器零序阻抗,  $X_{03}$  为高压站用变压器零序阻抗。

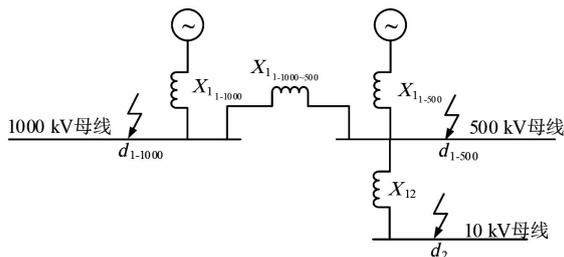


图 3 系统正、负序等值阻抗

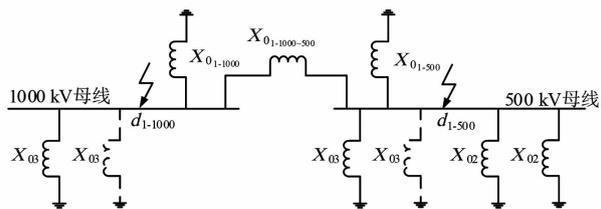


图 4 系统零序等值阻抗

单相接地短路电流计算如式(3)所示<sup>[4]</sup>。

$$I_d^{(1)} = \frac{3}{X_{1\Sigma d} + X_{2\Sigma d} + X_{0\Sigma d}} \times I_j \quad (3)$$

式中:  $I_d^{(1)}$  为单相接地短路电流, kA;  $X_{0\Sigma d}$  为零序组合阻抗(标么值)。

两相接地短路电流计算如式(4)所示<sup>[4]</sup>。

$$I_d^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \times \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma d} \cdot X_{0\Sigma d}}{(X_{2\Sigma d} + X_{0\Sigma d})^2}}}{X_{1\Sigma d} + \frac{X_{2\Sigma d} \cdot X_{0\Sigma d}}{X_{2\Sigma d} + X_{0\Sigma d}}} \times I_j \quad (4)$$

式中:  $I_d^{(2)}$  为两相接地短路电流, kA。

计入零序阻抗后,需考虑换流站不同的运行方式。换流站两相接地及单相短路电流计算结果如表 3 所示。

## 3 入地短路电流计算

### 3.1 交流入地短路电流

根据换流站交流侧接线方式,在站内 1000 kV 母线短路时,站内侧的短路电流通过 1000 kV 换流变压器阻抗、500 kV 换流变压器阻抗(由 1000 kV ~ 500 kV 系统互阻抗连接到 1000 kV 母线)经“本站变压器高压侧—本站母线—本站接地网金属导体(未过大地土壤)—本站变压器中性点”流通,系统侧的短路电流通过 1000 kV 系统阻抗、500 kV 系统阻抗(由 1000 kV ~ 500 kV 系统互阻抗连接到 1000 kV 母线)经“系统内其他变压器高压侧—其他站母线—输电线路—本站母线—本站接地网—大地土壤—其他站接地网—其他站变压器中性点”流通。500 kV 母线短路时情况类似,站外短路则反之。因此,站内短路时,用于接地网设计的入地短路电流取系统侧短路电流分量;站外短路时取站内侧短路电流分量<sup>[5]</sup>。

站内点短路时的入地电流为

$$I_{g, in} = I_{\max(1,2)} \times X_{0\Sigma 23} / (X_{0\Sigma 23} + X_{01}) \quad (5)$$

站外点短路时的入地电流为

$$I_{g, out} = I_{\max(1,2)} \times X_{01} / (X_{0\Sigma 23} + X_{01}) \quad (6)$$

式中:  $I_{\max(1,2)}$  为单相接地短路电流和两相接地短路电流中的较大值, kA;  $X_{0\Sigma 23}$  为站内合成零序阻抗(标么值);  $X_{01}$  为系统零序合成阻抗(标么值)。

在计算合成阻抗时,同样需要考虑换流站不同运行方式的影响。换流站交流侧入地短路电流计算结果如表 4 所示。

表3 两相接地及单相短路电流计算结果

序号	运行方式	两相接地短路		单相短路	
		$I_d^{(2)}/\text{kA}$		$I_d^{(1)}/\text{kA}$	
		$d_{1-1000}$ 点	$d_{1-500}$ 点	$d_{1-1000}$ 点	$d_{1-500}$ 点
1	双极全压运行方式(4组换流变压器)	29.01	50.25	29.49	51.64
2	双极一极全压,一极半压运行方式(3组换流变压器:1000 kV 1组,500 kV 2组)	28.28	50.25	28.10	51.64
3	双极一极全压,一极半压运行方式(3组换流变压器:1000 kV 2组,500 kV 1组)	29.01	48.82	29.49	49.16
4	单极全压或双极半压运行方式(2组换流变压器:1000 kV 2组)	29.01	47.35	29.49	46.02
5	单极全压或双极半压运行方式(2组换流变压器:1000 kV 1组,500 kV 1组)	28.28	48.82	28.10	49.16
6	单极全压或双极半压运行方式(2组换流变压器:500 kV 2组)	27.53	50.25	26.38	51.64
7	单极半压运行方式(1组换流变压器:1000 kV 1组)	28.28	47.35	28.10	46.02
8	单极半压运行方式(1组换流变压器:500 kV 1组)	27.53	48.82	26.38	49.16

表4 交流侧入地短路电流计算结果

序号	运行方式	$d_{1-1000}$ 点 电流/kA		$d_{1-500}$ 点 电流/kA	
		$I_{g,in}$	$I_{g,out}$	$I_{g,in}$	$I_{g,out}$
		1	双极全压运行方式(4组换流变压器)	22.11	8.50
2	双极一极全压,一极半压运行方式(3组换流变压器:1000 kV 1组,500 kV 2组)	23.56	4.54	38.16	17.09
3	双极一极全压,一极半压运行方式(3组换流变压器:1000 kV 2组,500 kV 1组)	22.13	8.48	40.42	9.45
4	单极全压或双极半压运行方式(2组换流变压器:1000 kV 2组)	22.13	8.48	45.16	0.86
5	单极全压或双极半压运行方式(2组换流变压器:1000 kV 1组,500 kV 1组)	23.56	4.54	40.44	9.43
6	单极全压或双极半压运行方式(2组换流变压器:500 kV 2组)	26.35	0.03	38.19	17.06
7	单极半压运行方式(1组换流变压器:1000 kV 1组)	23.59	4.51	45.18	0.84
8	单极半压运行方式(1组换流变压器:500 kV 1组)	26.36	0.02	40.47	9.40

根据表4计算结果可知,未考虑避雷线分流系数时,1000 kV 站内短路时的最大入地短路电流为 26.36 kA, 站外短路时的最大入地短路电流为 8.5 kA;500 kV 站内短路时的最大入地短路电流为 45.18 kA, 站外短路时的最大入地短路电流为 17.11 kA。

### 3.2 直流入地短路电流

换流站直流侧最大入地短路电流可按式(7)计算<sup>[6]</sup>。

$$I_{\text{crest}} = I_d + \frac{I_{dN}}{\sqrt{3}d_x} \times \frac{U_{\text{dioabs max}}}{U_{\text{dioN}}} \quad (7)$$

式中:  $I_{\text{crest}}$  为晶闸管阀桥与平波电抗器之间直流极线对地短路时的短路电流, kA;  $I_d$  为长时间过负荷直流电流, kA;  $I_{dN}$  为额定直流电流, kA;  $d_x$  为直流侧感性压降(标么值);  $U_{\text{dioabs max}}$  为绝对最大空载电压, kV;  $U_{\text{dioN}}$  为标称理想空载电压, kV。

计算求得  $I_{\text{crest}} = 35.53$  kA。考虑到直流侧短路时将立即触发单极闭锁, 瞬时短路电流持续时间短, 因此, 一般以交流侧的短路电流来考核接地网的接地电阻。

### 3.3 避雷线的分流

根据文献[7]给出的计算方法, 当考虑线路避雷线的分流效应后, 接地网入地短路电流如表5所示。

表5 入地短路电流(考虑分流系数后)

序号	位置	入地短路电流/kA	
		$I_{g,in}$	$I_{g,out}$
1	1000 kV	14.61	4.71
2	500 kV	22.19	8.40

根据文献[8]表 B.0.3, 取系统参数  $X/R = 20$ , 故障时延  $t_f = 0.35$  s, 则故障衰减系数  $D_f = 1.1$ 。

因此, 换流站最大接地故障不对称电流有效值为

$$I_G = \max(I_{g,in}, I_{g,out}) \times D_f = 24.41 \text{ kA} \quad (8)$$

## 4 接地网设计参数计算

### 4.1 接地体截面选择

接地引下线热稳定截面按式(9)选取<sup>[8]</sup>。

$$S_g \geq \frac{I_d^{(1)}}{c} \sqrt{t_e} \quad (9)$$

式中: $t_e$ 为短路的等效持续时间,取 0.35 s; $c$ 为接地线材料的热稳定系数,铜材取  $c = 249$ ;  $I_d$ 为短路电流, kA,考虑远期电网发展,取系统最大短路电流水平 63 kA。

代入计算得接地引下线最小热稳定截面为  $S_g$  为  $149.7 \text{ mm}^2$ 。水平接地网热稳定截面按  $0.75S_g$ , 取  $112.3 \text{ mm}^2$ 。考虑到铜材料的腐蚀,换流站水平接地网选择  $150 \text{ mm}^2$  镀锡铜绞线,引下线选择  $-50 \times 4 \text{ mm}$  的镀锡铜排,垂直接地体采用直径 17.2 mm、长 2.5 m 的镀铜钢棒。

### 4.2 接地电阻计算

接地电阻计算<sup>[8]</sup>如式(10)。

$$R = 0.5 \times \frac{\rho}{\sqrt{S}} \quad (10)$$

式中: $\rho$ 为土壤电阻率,取  $186.42 \Omega \cdot \text{m}$ ;  $S$ 为站址面积,取  $275\,000 \text{ m}^2$ 。

计算得接地电阻值为  $0.178 \Omega$ 。

在采取一系列措施后<sup>[8]</sup>,接地电阻限制值按式(11)计算。

$$R_{\text{lim}} = \frac{5000}{I_G} \quad (11)$$

代入得  $R_{\text{lim}} = 0.204 \Omega$ 。因此该项目接地电阻满足要求。

### 4.3 安全电位校验

#### 1) 地电位升

由最大接地故障不对称电流和接地电阻计算值相乘可得最大地电位升  $U_{\text{gpr}}$  为 4.35 kV。

#### 2) 接触电位差

根据文献[8],计算接触电位差限制值  $U_t$  为 536 V,最大接触电位差  $U_{\text{tm}}$  为 771 V,考虑人站在绝缘地坪上,地表土壤电阻率取  $\rho_s = 5000 \Omega \cdot \text{m}$ ,则可提升接触电位差限制值  $U_t$  到 1511 V。

因此,当人站在土壤地表时,本站最大接触

电位差不满足要求;当人站在绝缘地坪上时满足要求。故要求在运行人员需要日常操作的区域设置绝缘地坪。

#### 3) 跨步电位差

根据文献[8],计算跨步电位差限制值为  $U_s$  为 1291 V,最大跨步电位差  $U_{\text{sm}}$  为 317 V。因此,本站最大跨步电位差满足要求。

#### 4) 软件仿真

采用 CYMGrd 软件对接地网进行仿真计算,安全电位仿真值分别如图 5 和图 6 所示。可看出软件仿真的接触电位差和跨步电位差与计算结果基本一致。

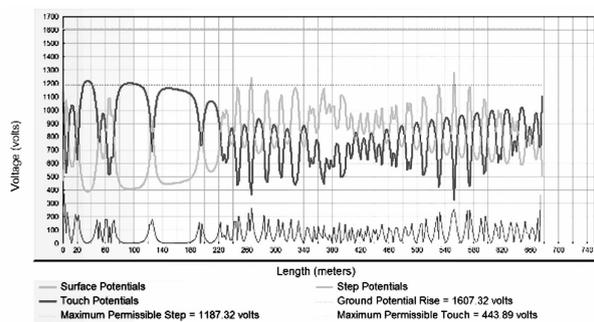


图 5 安全电位仿真值(未采用绝缘地坪)

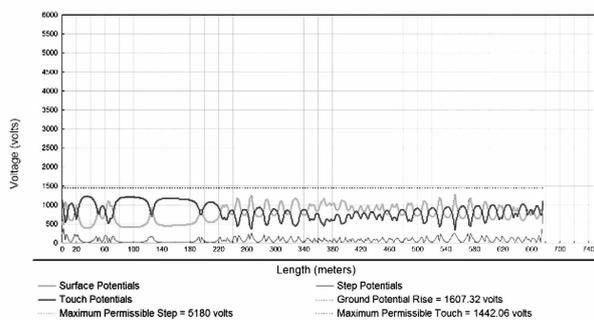


图 6 安全电位仿真值(采用绝缘地坪)

## 5 结 语

上面研究了  $\pm 1100 \text{ kV}$  分层接入交流系统的特高压换流站短路电流计算方法及接地网设计参数,得到的主要结论如下:

1) 换流站短路电流计算应选取三相短路、两相短路、两相接地、单相短路分别计算,其中三相短路、两相短路属于对称短路,用于校验设备选型;两相接地、单相短路属于不对称短路,用于校验接地网设计。

2)对于交流分层接入电网的换流站,要考虑不同的交流母线短路点,分别计算站内、站外短路的情况,并在考虑避雷线分流系数和故障衰减系数后,取最大值作为最大接地故障不对称电流。

3)接地网设计应校验接地体热稳定、安全电位、接地电阻控制指标,其中安全电位包括地电位升、跨步电位差、接触电位差。最大接地故障不对称电流下的地电位升不超过 5000 V,这一数值决定了全站接地电阻的控制值。

### 参考文献

- [1] 佚名. 昌吉—古泉  $\pm 1100$  kV 特高压直流输电工程启动送电[J]. 电世界,2019,60(6):56.
- [2] 王雅婷,张一驰,郭小江,等.  $\pm 1100$  kV 特高压直流送受端接入系统方案研究[J]. 电网技术,2016,40(7):1927-1933.
- [3] 韩晓言,丁理杰,陈刚,等. 梯级水光蓄互补联合发电关键技术与研究展望[J]. 电工技术学报,2020,35(13):2711-2722.
- [4] 程海花,寇宇,周琳,等. 面向清洁能源消纳的流域型风光水多能互补基地协同优化调度模式与机制[J]. 电力自动化设备,2019,39(10):61-70.
- [5] 苗树敏,罗彬,刘本希,等. 考虑经济性与可靠性的大小水电短期协调消纳模型[J]. 电力系统自动化,2018,42(8):101-109.
- [6] 李晓婷. 电力市场环境风光互补分析[J]. 云南电力技术,2020,48(2):26-30.
- [7] 朱燕梅,陈仕军,黄炜斌,等. 一定弃风光率下的水风光互补发电系统容量优化配置研究[J]. 水电能源科学,2018,36(7):215-218.
- [8] 李健华,刘继春,陈雪,等. 含可再生能源的多能互补发电系统容量配置方法[J]. 电网技术,2019,43(12):4387-4398.
- [9] 康本贤. 龙羊峡水光互补协调运行研究综述[J]. 西北水电,2020(1):23-26.
- [10] 叶林,屈晓旭,么艳香,等. 风光水多能互补发电系统日内时间尺度运行特性分析[J]. 电力系统自动化,2018,42(4):158-164.
- [11] 苗树敏,滕子非,罗彬,等. 计及风电不确定性的风-水短期联合优化调度方法[J]. 四川电力技术,2020,

- [3] 徐式蕴,贺静波,樊明鉴,等.  $\pm 1100$  kV 特高压直流分层接入后受端电网稳定特性及控制措施[J]. 电网技术,2019,43(5):1683-1689.
- [4] 水利电力部西北电力设计院. 电力工程电气设计手册电气一次部分[M]. 北京:中国电力出版社,1989.
- [5] IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding:IEEE 80—2013[S],2015.
- [6] 高压直流换流站设计技术规定:DL/T 5223—2005[S],2005.
- [7] 何金良,曾嵘. 电力系统接地技术[M]. 北京:科学出版社,2007.
- [8] 交流电气装置的接地设计规范:GB/T 50065—2011[S]. 北京:中国计划出版社,2011.

### 作者简介:

曾维雯(1990),女,硕士,工程师,从事变电一次设计工作。

(收稿日期:2020-12-21)

(上接第6页)

- [3] 43(2):1-6.
- [12] 丁航. 基于模拟退火粒子群算法的水光互补短期优化调度研究[D]. 西安:西安理工大学,2017.
- [13] Wu Hao, Zhou Yongzhi, Dong Shufeng, et al. Probabilistic Load Flow Based on Generalized Polynomial Chaos[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 820-821.
- [14] Hockenberry, James R., Bernard C. Lesieutre. Evaluation of Uncertainty in Dynamic Simulations of Power System Models: The Probabilistic Collocation Method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3): 1483-1491.
- [15] Xiu Dongbin. Numerical Methods for Stochastic Computations: A Spectral Method Approach[M]. Princeton: Princeton University Press, 2010.
- [16] 罗彬,李刚,苗树敏,等. 大规模电力系统潮流转移比多核并行批处理方法[J]. 中国电机工程学报,2015, 35(21):5446-5454.
- [17] 罗彬,李刚,程春田,等. 基于 PSD-BPA 的省地一体化电力系统设备参数管理策略[J]. 电力系统自动化,2015,39(6):114-120.
- 作者简介:
- 罗彬(1987),男,博士,助理研究员,主要从事大规模水电系统优化理论与电网安全校核研究。
- (收稿日期:2021-01-06)

# 高土壤电阻率变电站降阻措施分析及降阻目标选择

钟山,周炜明

(中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司,四川成都 610021)

**摘要:**采用接地系统辅助设计软件包CDEGS,结合工程实例对局部换土、深井接地、引外接地和敷设接地极(接地模块或离子接地棒)4种高土壤电阻率变电站常用降阻措施进行了仿真计算。基于计算结果分析了每种降阻措施的降阻特性,并提出了工程应用建议。此外,在确保人身和设备安全前提下,探讨了如何合理选择降阻目标避免过度设计。

**关键词:**变电站;降阻措施;降阻特性;降阻目标

**中图分类号:**TM645 **文献标志码:**A **文章编号:**1003-6954(2021)03-0056-05

**DOI:**10.16527/j.issn.1003-6954.20210311

## Analysis of Resistance Reduction Measures and Its Target Selection for Substation with High Soil Resistivity

Zhong Shan, Zhou Weiming

(CPECC Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd., Chengdu 610021, Sichuan, China)

**Abstract:** Using CDEGS software package of grounding system and combined with engineering examples, four common resistance reduction measures for substation with high soil resistivity, including local soil replacement, deep well grounding, external grounding and laying grounding electrode (grounding module or ion grounding rod), are simulated and calculated. Based on the calculation results, the resistance reduction characteristics of each measure are analyzed, and the engineering application suggestions are put forward. In addition, on the premise of ensuring personal and equipment safety, how to reasonably select the target of resistance reduction to avoid over design is discussed.

**Key words:** substation; resistance reduction measures; resistance reduction characteristics; target of resistance reduction

## 0 引言

中国可利用土地资源十分宝贵,变电站选址越来越困难。相当多的变电站站址处于山区,造成站内土壤电阻率高且不均匀,接地系统设计难以满足规程规范要求,尤其对于西南山区,地质条件恶劣,地下水源匮乏,其矛盾更为突出。

在高土壤电阻率变电站,为降低接地系统的接地电阻,工程技术人员开展了大量研究工作,提出了局部换土、深井接地、引外接地和敷设接地极(接地模块或离子棒)等新型降阻措施,并在工程中取得了显著效果<sup>[1-3]</sup>。但目前高土壤率变电站接地设计中,如何结合工程实际选用技术经济合理的降阻措施主要还是参考以往工程经验,缺乏对各降阻措施

的降阻特性的定量分析来指导工程设计。而降阻措施的选择失当,不但达不到期望的降阻效果,反而可能造成巨大的经济浪费。因此,有必要对常用降阻措施及其降阻特性进行研究,便于工程应用中合理选择。

此外,即使采用了相应的降阻措施,部分变电站的接地电阻仍难以满足规程对接地电阻的要求。在确保人员和设备安全的前提下,合理确定降阻目标,避免过度设计是工程设计中值得研究的课题。

## 1 常用降阻措施及特性分析

高土壤电阻率变电站接地装置的接地电阻往往较大,发生接地故障后地电位升较高,接触电压及跨步电压难以满足规范要求,运行人员及设备安全难

以得到保证。因此,在接地系统设计时,必须采取降阻措施以确保变电站安全和可靠运行。

在工程应用中,较为常用的降阻措施主要有以下几种:1)回填粘土、矿渣或降阻剂;2)深埋接地体,采用接地深井;3)敷设外引接地体;4)敷设接地电极(接地模块或离子接地棒)<sup>[1,4]</sup>。

此外,深井爆破法及空腹式接地装置等新型降阻措施也在近年来的一些变电站接地网设计及改造中得到应用,由于尚未得到广泛应用,下面重点对前述4种降阻措施的降阻特性采用 CDEGS 软件包进行计算及分析。

为了便于对各种降阻措施的降阻效果进行比较,定义降阻率为

$$\mu = (1 - \frac{R'}{R}) \times 100\% \quad (1)$$

式中:  $R'$  为接地网采用降阻措施后的接地电阻,  $\Omega$ ;  $R$  为接地网的接地电阻,  $\Omega$ 。

从式(1)可以看出,降阻率越大,说明降阻措施的降阻效果越好。

如无特别说明,仿真计算采用的基本模型为某 500 kV 变电站工程实例:200 m × 150 m 的 10 m 均匀等间距地网,导体为截面 60 mm × 8 mm 的镀锌扁钢。

### 1.1 回填粘土、矿渣或降阻剂

回填粘土、矿渣或降阻剂是目前工程中采用较多的降阻方式,通常称之为换土。换土的方式主要有两种:部分回填(仅对地网周边一圈导体进行换土回填)和全部回填(对地网中所有导体进行换土回填)。

通过改变地网所处土壤的电阻率大小,仿真计算两种方式的降阻率。

#### 1) 部分回填

将地网周边一圈导体换填直径为 1 m、电阻率为 100  $\Omega \cdot m$  的粘土,计算结果如表 1 和图 1 所示。

表 1 部分换土后的降阻率

土壤电阻率/( $\Omega \cdot m$ )	$R/\Omega$	$R'/\Omega$	$\mu/\%$
500	2.04	2.01	1.46
1000	3.08	2.99	2.85
2000	5.46	5.24	4.02
3000	7.95	7.60	4.40
4000	10.48	10.01	4.57
5000	13.03	12.42	4.66

#### 2) 全部回填

将地网中所有导体换填直径为 1 m、电阻率为 100  $\Omega \cdot m$  的粘土,计算结果如表 2 和图 1 所示。

表 2 全部换土后的降阻率

土壤电阻率/( $\Omega \cdot m$ )	$R/\Omega$	$R'/\Omega$	$\mu/\%$
500	2.04	1.99	2.28
1000	3.08	2.95	4.26
2000	5.46	5.14	5.90
3000	7.95	7.44	6.41
4000	10.48	9.79	6.63
5000	13.03	12.15	6.75

采用换填粘土措施降阻,在工程中应用较多。从计算结果可以看出,地网所在区域土壤电阻率越大,其降阻效果就越好。图 1 为两种换土方式降阻率随土壤电阻率变化的比较曲线,从曲线可以看出全部换土的降阻效果虽然比部分换土的效果要好,但并无质的提高。

根据上述计算结果,对于站址附近具备粘土、经济费用不高的工程,可以采用部分换土的方式进行降阻,考虑到全部换土的降阻效果并不理想,且工程量太大,因此不建议采用。

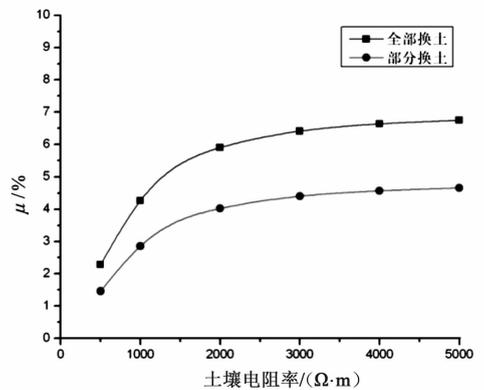


图 1 换土后降阻率曲线

### 1.2 接地深井

土壤的电阻率通常沿纵深方向分布是不均匀的,不同深度土壤电阻率是不同的。一般接近地面几米以内的电阻率并不稳定,会随季节气候的变化而变化。土壤越深,电阻率越稳定,特别是在高土壤电阻率及不能用常规方法埋设接地装置的地区,采用垂直接地极与主接地网并联是一种有效降低接地电阻的方法。同时由于垂直接地极方式可以克服场地窄小的缺点,这在城市和山区是一种行之有效的方法。

采用接地深井的降阻效果主要与接地深井的安

装位置及地网所在区域深层土壤电阻率密切相关,采用 CDEGS 软件包进行仿真计算分析如下:

### 1) 接地井位置对降阻效果的影响

采用基本模型,假设地网区域土壤电阻率为  $2000 \Omega \cdot \text{m}$ ,计算当在地网的中心、边、角 3 个不同位置分别设置 1 口 100 m 深的接地井时的降阻效果。计算结果如表 3 所示。

表 3 不同位置安装接地井降阻效果计算结果

接地井位置	接地电阻/ $\Omega$	$\mu/\%$
未安装	5.46	—
中心	5.39	1.20
边	5.36	1.81
角	5.29	3.16

从表 3 可以看出,在地网角上加入接地极的降阻效果最佳,其次是边,接地井在地网中心时降阻效果最差。主要原因在于:当接地井安装于地网角上,其与地网的相互屏蔽效应最低,散流密度最大,边次之,接地井在地网中心,屏蔽效应最高,所以降阻效果最差。

### 2) 深层土壤电阻率对降阻效果的影响

上例中深层土壤电阻率设置也为  $2000 \Omega \cdot \text{m}$ ,与表层相同,因此深井降阻效果并不理想。采用双层土壤模型,上层土壤厚度为 50 m,土壤电阻率为  $2000 \Omega \cdot \text{m}$ ;下层土壤厚度为无穷,改变下层土壤电阻率,计算降阻率,结果如表 4 和图 2 所示。

表 4 不同下层土壤电阻率时降阻效果计算结果

下层土壤电阻率/ $(\Omega \cdot \text{m})$	接地电阻/ $\Omega$	$\mu/\%$
2000	5.46	—
1000	4.14	24.18
500	3.45	36.81
200	3.09	43.41
50	2.92	46.52

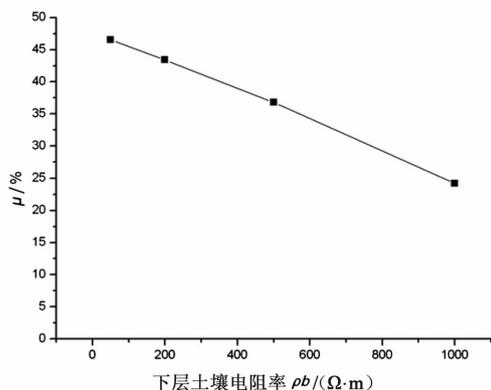


图 2 下层土壤电阻率对深井降阻的影响曲线

计算结果表明,下层土壤电阻率越低,采用接地深井降阻的效果越好,且效果非常明显。如在工程中采用该措施,必须对站区深层土壤电阻率进行勘测,在土壤电阻率低的前提下再使用,同时应兼顾到深井的设置位置,使降阻效果达到最优。在 1 口深井无法满足降阻需要的时候,可设置多口,但应注意到它们之间的屏蔽作用,尽可能使间距最大。

### 1.3 外引接地体

对于高土壤电阻率变电站,如果站外附近有低电阻率地区,比如水塘、水沟等,可以在这些区域敷设辅助接地体,从而降低接地系统的接地电阻。影响外引接地体降阻效果的主要因素就是接地网至站外低电阻率地区的长度。

采用基本模型,并使用 2 根截面为  $240 \text{ mm}^2$  的扁钢将主地网引入附近的河流中,其土壤电阻率考虑为  $50 \Omega \cdot \text{m}$ 。改变地网与河流的距离,计算相应外引降阻率。计算结果如表 5 和图 3 所示。

表 5 不同外引接地体降阻效果计算结果

外引长度/m	接地电阻/ $\Omega$	$\mu/\%$
0	5.46	—
500	3.62	33.61
1000	2.91	46.73
1500	2.50	54.19
2000	2.27	58.47
2500	2.14	60.82
3000	2.08	61.82
3500	2.07	61.98
4000	2.09	61.57

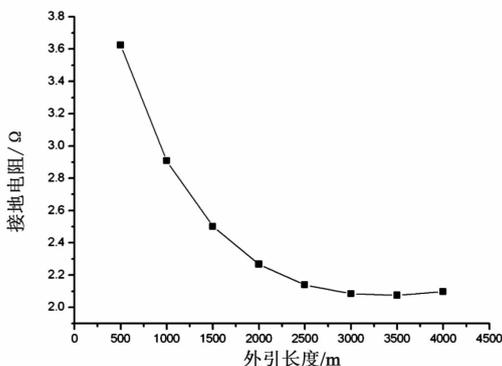


图 3 不同长度外引接地体时地网的接地电阻

从图 3 可以看出,采用外引接地体降阻效果明显。随着外引长度的增加,地网接地电阻逐步减小,主要原因在于增加了其散流长度。当外引长度在 2000 m 内,降阻效应随长度的增加十分显著,但是

大于2000 m后,曲线趋于平稳,且当外引达到一定长度后,接地电阻不降反而有轻微的上升。这种现象产生的主要原因是,延长接地体本身也增加了接地系统的电阻,当达到一定长度后增加的电阻大于相应的降阻效应。

上述仿真说明,具备外部条件的情况下,外引接地体是一种较好的降阻方式。但应注意校核外引接地体通过路径的跨步电压是否满足规程要求,如不符合要求必须采取增加接地体埋深或敷设沥青路面措施,同时还应定期检测外引接地体是否完好。

#### 1.4 离子接地极

近年来,采用离子接地极降阻在工程中得到了-定范围的应用。与普通垂直接地极比较,由于其随时间推移能够逐步散发电解离子,可以局部改善周边的土壤特性,具备更好的降阻效果。对于单根离子接地极的降阻效果的定量分析,通常按式(2)计算。

$$R_v = \frac{\rho_1}{2\pi l} (\ln \frac{8 \times l}{d} - 1) \times k \quad (2)$$

式中: $R_v$ 为离子棒的等效接地电阻; $\rho_1$ 为土壤的电阻率; $l$ 为离子棒长度; $d$ 为离子棒直径; $k$ 为屏蔽系数,取0.2。

工程经验表明,当使用多根离子接地极降阻时,由于存在多根之间的屏蔽作用,其等效接地电阻并不能简单采用并联计算。屏蔽系数的选择,由于缺乏试验测试的数据支持,尚无法确定。在工程应用中应沿接地网边沿敷设,其最小间距应大于2倍的接地极长度,这样才能减少屏蔽效应,起到良好的效果。

## 2 降阻目标的选择

《交流电气装置的接地设计规范》规定,接地网的接地电阻宜满足式(3)的要求:

$$R \leq 2000/I_G \quad (3)$$

式中: $R$ 为采用季节变化的最大接地电阻, $\Omega$ ; $I_G$ 为计算用经接地网入地的最大接地故障不对称电流有效值,A。

当接地网的接地电阻不符合式(3)要求时,可通过技术经济比较适当增大接地电阻<sup>[5]</sup>。这就给设计人员提供了一个较大选择空间,同时也提出了一个问题,接地电阻降到多少是合适的。

通常一个500 kV变电站,其接地费用约150万元左右;而对于高土壤电阻率变电站,由于需采取降阻措施,其接地系统费用高达300~500万元,甚至仍有上升趋势;因此,合理选择降阻目标是十分重要的,可以避免不必要的经济浪费。

#### 2.1 确定降阻目标的主要因素

大量研究成果表明,高土壤电阻率变电站的降阻目标主要由以下两个因素决定:

##### 1) 满足接触电压和跨步电压要求

确保人身及设备安全是接地系统设计的首要目标。接触电压和跨步电压要求在文献[5]中均有相应要求,不再赘述。通常高土壤电阻率变电站降阻后,跨步电压较易满足,而接触电压难度较大,可通过敷设碎石或沥青混凝土地面等辅助措施来解决。

##### 2) 避免转移电位的危害

由于接地电阻较大,造成变电站地电位升比较高,为确保设备及人身安全,应避免高电位引出地网和低电位引入地网,主要有以下几个方面需注意:

- (1) 向站外供电的三相四线制低压的隔离;
- (2) 对外通讯线路的隔离;
- (3) 铁轨和金属管道的隔离;
- (4) 阀型避雷器的误动作。

设计人员应主要从以上两个方面来考虑,经技术经济比较确定具体工程接地系统的允许接地电阻。

#### 2.2 设定降阻目标的误区

由于地电位升与地网的接触电压及跨步电压密切相关,地电位升越高,接触电压及跨步电压计算值越大,越难以满足该接地系统的允许值。因此,通常通过降阻来降低地网的地电位升,并消除过大的地电位升带来的危害。但两者是否存在线性关系,其实不然。

某500 kV变电站接地电阻和分流系统计算情况如表6所示。相应地电位升与接地电阻关系如图4所示。

由计算结果可以看出,即使当接地电阻从10  $\Omega$ 降低至1  $\Omega$ 时,其地电位升并未明显降低,而在低于1  $\Omega$ 后,地电位升则下降明显。算例表明,降低地网的接地电阻,并不能象通常认为的能等比例地降低

表6 不同接地电阻分流系数计算结果

接地电阻/ $\Omega$	入地电流/A	分流系数/%	地电位升/V
0.1	9 746.0	75.64	975
0.2	6 280.0	84.30	1256
0.3	4 617.1	88.46	1385
0.4	3 646.9	90.88	1459
0.5	3 012.5	92.47	1506
0.6	2 565.6	93.59	1539
0.7	2 234.0	94.42	1564
0.8	1 978.1	95.05	1583
0.9	1 774.8	95.56	1597
1.0	1 609.4	95.98	1609
1.2	1 356.4	96.61	1628
1.4	1 172.1	97.07	1641
1.6	1 031.9	97.42	1651
1.8	921.7	97.70	1659
2.0	832.7	97.92	1665
2.5	670.8	98.32	1677
3.0	561.6	98.60	1685
3.5	482.9	98.79	1690
4.0	423.6	98.94	1695
4.5	377.3	99.06	1698
5.0	340.1	99.15	1700
6.0	284.1	99.29	1704
7.0	243.9	99.40	1707
8.0	213.7	99.47	1709
9.0	190.1	99.52	1711
10.0	171.2	99.57	1712

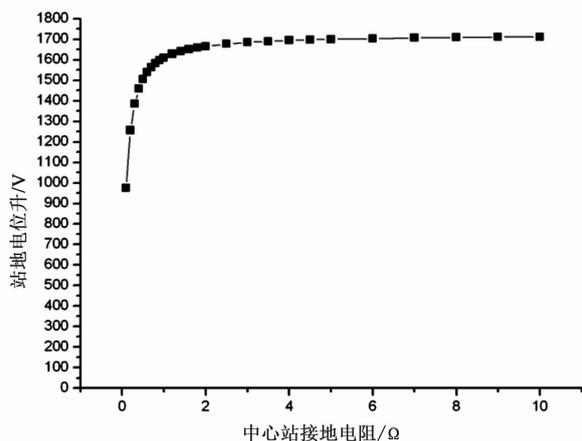


图4 地电位升与地网接地电阻的关系曲线

地电位升,原因在于当接地电阻降低,其分流系数也将降低,入地电流反而增大,地电位升随之增大,从而抵消或部分抵消降阻对降低地电位升的影响。因此,选择降阻目标必须慎重,过度设计或盲目降阻将可能造成巨大的经济浪费。

### 3 结 语

前面对工程应用中的主要降阻措施进行了仿真分析,并探讨了如何设定降阻目标,主要结论如下:

1)换土降阻的效果并不理想,其降阻率偏低,在代价不高情况下,可在地网边沿采用部分换土回填方式降阻。

2)深井接地极在深层土壤电阻率低的前提下,降阻效果明显,接地井应设置在地网边角上,使降阻效果最优。

3)低土壤电阻率区域在距离地网 2000 m 范围内时,外引接地体降阻效果明显,超过该距离降阻效果与延长接地体增加的电阻将相互抵消。

4)工程实践表明,离子接地体具有一定降阻效果,在采用多根离子接地体降阻时应考虑屏蔽效应的影响。

5)接地网的降阻目标应主要考虑满足接触电压及跨步电压的需要,同时避免转移电位的危害。

6)地网的地电位升应根据分流系数的计算结果确定,盲目采用降低电阻的方式降低地电位升不可取。

#### 参考文献

- [1] 何金良,曾嵘. 电力系统接地技术[M]. 北京:科学出版社,2007.
- [2] 许非吾,张亮,刘义华,等. 500 kV 兰亭变电所接地网降阻改造[J]. 高压技术,2008,34(4):839-841.
- [3] 田松. 深井接地极在变电站接地网中的应用分析[J]. 电工电气,2019(1):37-39.
- [4] 张波,何金良,曾嵘. 电力系统接地技术现状及展望[J]. 高压技术,2015,41(8):2569-2582.
- [5] 交流电气装置的接地设计规范:GB/T 50065—2011[S],2012.

作者简介:

钟山(1975),男,硕士研究生,高级工程师,从事变电站设计及设计管理工作。

(收稿日期:2020-11-15)

# 配电网用户感知停电事故严重性分析及可靠性评估

刘立扬<sup>1</sup>, 李鑫<sup>2</sup>, 张文涛<sup>1</sup>, 魏俊<sup>1</sup>, 叶圣永<sup>1</sup>

(1. 国网四川省电力公司经济技术研究院, 四川 成都 610041;

2. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041)

**摘要:**可靠性评估对于指导配电网规划设计具有重要意义。传统配电网可靠性评估主要从系统侧供电的角度,建立评估指标体系并进行分析,较少考虑停电发生时用户侧的用能需求差异,忽视了不同用户对于同一停电事故严重性的差异化感知,进而造成了传统可靠性指标不能完全准确反映停电事件对于不同用户在不同时段的差异化影响。为解决上述问题,首先,提出了用户感知可靠性的概念,并提出了一种用户对停电事故严重性感知的量化方法,以分析不同用户对停电事故的严重性感知程度及停电容忍程度;然后,分别从用户侧和系统侧提出了一系列基于用户感知的配电网可靠性评估新指标,建立了相应指标体系,并围绕该体系对配电网系统的可靠性评估开展了研究;最后,运用IEEE-RBTS标准算例对所提出的方法、指标进行了计算验证,证明了其可行性及正确性;并通过与传统可靠性指标的对比分析,体现了用户感知可靠性指标相较于传统评估指标的客观优势。

**关键词:**用户感知;停电事故严重性;配电网可靠性;可靠性指标

中图分类号:TM721 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2021)03-0061-08

DOI:10.16527/j.issn.1003-6954.20210312

## Outage Severity Analysis and Reliability Assessment Based on User Perception in Distribution Network

Liu Liyang<sup>1</sup>, Li Xin<sup>2</sup>, Zhang Wentao<sup>1</sup>, Wei Jun<sup>1</sup>, Ye Shengyong<sup>1</sup>

(1. State Grid Sichuan Economic Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;

2. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China)

**Abstract:** Reliability assessment is of crucial importance for distribution network planning and design. Traditional reliability assessment methods mainly concern on analyzing electricity outages observed from the system side, regardless of whether end users are in need of consuming electricity during such outage events. Thus, it may not truly reflect the actual impacts of outages on the reliability level suffered from the consumer side. In order to overcome the deficiency, a reliability assessment method based on user perception is proposed. According to the proposed method, the reliability level sensed by users is effectively assessed with respect to outage time and load curve of customers. And a method is also proposed to assess the severity of an outage based on the interruption time while also considering customer power consumption features. New index for assessing reliability based on user perception are proposed to better reflect the impacts of outage suffered and sensed from customer side. The IEEE-RBTS distribution system is studied to illustrate the feasibility and correctness of the proposed method and index. And through the comparative analysis with traditional reliability index, the objective advantages of reliability index based on user perception are presented.

**Key words:** user perception; outage severity; distribution network reliability; reliability index

## 0 引言

经济社会的快速发展,对配电系统供电可靠性

提出了更高的要求,配电网可靠性评估变得愈发重要。为此,国内外专家学者分别从系统侧及用户侧,针对配电网可靠性评估方法、评估指标等方面,展开了相关研究。

对于从系统侧入手进行可靠性研究方面,文献

[1]在以可靠性供电为中心的未来电力市场环境下,为实现配电网可靠性供电服务及管理提出了一种可靠性关键元件的辨识方法。文献[2]对交直流的配电系统的可靠性进行了对比。文献[3]讨论了配电系统一次侧、二次侧元件的可靠性运营成本。文献[4]在微网孤岛运行状态下,讨论了风机、光伏的可靠性分析评估方法以及维持其一定可靠性水平的运营成本。文献[5]评估了可靠性提升对于增强供电能力及降低停电损失的重要价值。文献[6]针对分布式电源输出功率的随机性问题,提出基于点估计法的含分布式电源的配电网可靠性评估模型。

从用户侧入手进行可靠性研究方面,文献[7]评估了供电可靠性对于不同敏感性负荷的差异化影响。文献[8]在电力市场的大背景下对配电网内重点用户的供电服务能力进行了评估,提出了重点用户可靠性定制化服务的概念。文献[9]研究了“有效电价刺激”这一模式,通过制定合理的储能补贴电价政策,有效刺激用户侧储能投资。文献[10]提出了一种新的考虑可靠性因素的阶梯电价制定方法。文献[11]针对接入用户侧微网的孤岛运行模式,提出了一种兼顾可靠性和经济性的能量优化配置模型。文献[12]分析了用户侧遭遇短时停电的原因、特性及其对用户造成的影响,阐述了短时停电的含义并对国内短时停电的定义提出了建议。

需要注意的是,上述研究中的评估指标均为传统的系统侧可靠性指标,指标数值有时同用户侧实际感知到的用电可靠性体验存在差异。为克服这一问题,开展了如下工作:1)在可靠性分析中充分考虑了故障时段内,受影响的用户负荷曲线、用能及可靠性需求,将故障发生时刻与该时段内用户的负荷曲线情况纳入停电事故严重性判别中;2)提出了用户感知可靠性的概念,并提出了用户对停电事故严重性感知程度的定量分析方法;3)提出了用户感知可靠性评估新指标,建立了相应指标体系,采用该体系对实际算例进行了可靠性评估研究。

## 1 基于用户感知的配电网停电事故严重性分析

相比输电系统,配电系统更靠近用户侧,其可靠性将直接决定用户的用电体验。有数据表明 80% 造成用户停电的故障发生在配电网系统中<sup>[2]</sup>。因

此,配电网可靠性评估指标,除了从系统侧反映配电系统整体的可靠性水平外,还应准确反映用户侧感受到的用电可靠性体验,从而为提升供电服务质量奠定基础。基于此,首先,提出了“用户感知可靠性”的定义;然后,对不同用户的差异化可靠性需求进行了分析;最后,提出了用户对于停电事故严重性感知的定量分析方法。

### 1.1 用户感知可靠性评估的定义

在配电网中,综合考虑系统整体可靠性水平与用户实时用电需求、负荷曲线、可靠性需求,按照时序将每段时间内系统的运行状态、供电能力、故障状况等信息,同相应时段内用户的负荷曲线、可靠性需求进行匹配分析,以此为基础进行的可靠性评估,定义为“用户感知可靠性”评估。现用以下例子对提出“用户感知可靠性”的必要性加以阐释。

对处于同一配电系统的两个用户,设为 A、B 用户,其最大功率相同设为  $P_N$ ,但其用电特性、日负荷曲线不同,假设 A 的用电高峰出现在中午,B 的出现在晚间。

若系统在中午发生某次故障,造成 A、B 用户均停电 2 h。对于本次事故,若按照传统可靠性评估方法,因二者  $P_N$  相同,停电时长相同,此次故障造成的缺电量(expected energy not supplied, EENS)数值应该相同。因此从 EENS 指标上来看,事故对 A、B 两用户负荷的影响应相同;然而事实上,由于停电发生时 A 用户处于用电高峰,B 用户并未处于用电高峰,停电对 A 用户造成的实际缺供电量应远高于 B 用户,A 用户对本次事故感知到的严重性程度也应远高于 B 用户。而传统可靠性评估指标(如 EENS)并不能对这种情况加以区分。想要揭示这种差异性,就应当考虑用户感知,将停电时段内用户的负荷曲线、可靠性需求纳入到可靠性分析评估中,而不能简单用  $P_N$  表示用户的用能需求。

### 1.2 同一配电网系统不同用户差异化可靠性需求分析

对于不同类型用户,参考文献[13]的负荷分类方法,选取商业用户、居民用户、非居民照明用户、中小学教学用户这 4 类在城市配电网中经常出现的典型用户类型进行研究。设  $P_{i,x}$  为负荷  $x$  一年内第  $i$  个小时( $i=1,2,3,\dots,8760$ )的平均功率;设负荷  $x$  一年内第  $i$  个小时( $i=1,2,3,\dots,8760$ )发生停电的统计平均次数为  $f_{i,x}$ ;按照传统可靠性评估计算得到

系统内负荷年平均缺供电量期望为  $E_{\text{average}}$ , 则负荷  $x$  的年差异化可靠性需求度可定义为

$$W_{x,\text{year}} = \left( \sum_{i=1}^{8760} P_{i,x} \cdot f_{i,x} \cdot 1 \text{ h} \right) / E_{\text{average}} \quad (1)$$

式中,  $W_{x,\text{year}}$  是一个无量纲的值, 它反映的是该用户实际感知到的年缺电量与系统用户年平均缺供电期望的比值, 能够反映同一系统内不同用户差异化的可靠性需求度。利用式(1), 采用文献[13]的负荷用电数据, 可计算上述4类典型城市电网负荷的  $W_{x,\text{year}}$  值, 如表1所示。

表1 某配电网系统内典型用户可靠性需求度统计

负荷类型	$W_{x,\text{year}}$	$E_{\text{average}} / (\text{kWh} \cdot \text{a}^{-1})$
商业用户	1.23	16.28
商业用户	1.36	
居民用户	0.95	
居民用户	0.89	
居民用户	0.98	
非居民照明	1.02	
非居民照明	1.28	
中小学教学用户	1.03	

表1中, 若  $W_{x,\text{year}}$  大于1, 说明该用户实际感知到的缺电量要高于系统平均值。  $W_{x,\text{year}}$  越大, 表明该负荷的用电可靠性水平越低于系统平均水平, 该处负荷可能位于配电网供电的薄弱环节, 用户有较强的提高供电可靠性的需求。

表1表明, 同一配电网系统中的不同用户即使拥有相同的系统可靠性水平(系统整体  $E_{\text{average}}$  值一定), 各负荷点所接入的用户也会拥有不同的可靠性需求度, 客观上也会体验到差异化的用电可靠性水平。而传统的系统侧可靠性指标(如  $E_{\text{average}}$ )并不能揭示这种差异。

### 1.3 用户对停电事故严重性感知程度的定量分析

在定义  $W_{x,\text{year}}$  的基础上, 给出两种用户对停电事故严重性感知的定量分析方法。

#### 1.3.1 基于小时负荷的分析方法

此种方法以用户负荷曲线中每小时的负荷数据为基础, 假设配电网中某事故  $m$  始于一年中的第  $T_{m,\text{st}}$  个小时, 结束于一年中的第  $T_{m,\text{ed}}$  个小时, 造成了用户  $x$  停电, 停电持续时间为  $T_{m,\text{duration}}$ , 则事故  $m$  对用户  $x$  造成的影响程度  $\lambda_{m,x}$  可定义为:

$$T_{m,\text{duration}} = T_{m,\text{ed}} - T_{m,\text{st}} \quad (2)$$

$$P_{i,x,\text{mean}} = \left( \sum_{i=T_{m,\text{st}}}^{T_{m,\text{ed}}} P_{i,x} \cdot 1 \text{ h} \right) / T_{m,\text{duration}} \quad (3)$$

$$\lambda_{m,x} = P_{i,x,\text{mean}} / P_{N,x} \quad (4)$$

式中:  $P_{i,x,\text{mean}}$  为停电持续时间内用户  $x$  的平均用电

功率;  $P_{i,x}$  为用户一年中第  $i$  个小时内的负荷数据;  $P_{N,x}$  为用户  $x$  的最大用电功率。

现定义一年中任意小时内发生事故后对用户  $x$  造成的影响程度的平均值  $\lambda_{\text{mean},x}$  为

$$\lambda_{\text{mean},x} = \left( \sum_{i=1}^{8760} \frac{P_{i,x}}{P_{N,x}} \right) / 8760 \quad (5)$$

则用户  $x$  对于本次停电事故  $m$  的严重性感知程度定义为

$$S_{m,x} = \lambda_{m,x} / \lambda_{\text{mean},x} \quad (6)$$

式中,  $S_{m,x}$  为一个无量纲的量。  $S_{m,x}$  越大说明停电发生和持续时间内, 停电对用户  $x$  的用电可靠性体验的影响越大, 停电越有可能发生在用户用电需求较大的时段。

基于  $S_{m,x}$ , 可定义配电网内全体停电用户对本次停电事故  $m$  感知到的严重性程度  $S_{\text{severity},m,\text{sense}}$  为:

$$S_{m,\text{mean}} = \left( \sum_{x=1}^N S_{m,x} \right) / N \quad (7)$$

$$S_{\text{severity},m,\text{sense}} = P_{\text{loss},m} \cdot T_{m,\text{duration}} \cdot S_{m,\text{mean}} \quad (8)$$

式中:  $N$  为事故  $m$  造成的停电用户总数;  $S_{m,\text{mean}}$  为停电的所有用户对于事故  $m$  严重性的平均感知程度;  $P_{\text{loss},m}$  为停电事故  $m$  所造成的总切负荷量;  $S_{\text{severity},m,\text{sense}}$  为事故  $m$  考虑用户感知的停电事故严重性判别指标。

如式(2)至式(8)所示, 在用户感知可靠性评估中, 停电事故严重性指标不仅考虑了停电时长和切负荷量, 还考虑了停电用户对其的严重性感知程度  $S_{m,\text{mean}}$ 。这种“感知”与负荷在停电期间的用电需求、对停电的容忍程度密切相关。因此相较于传统的停电时户数等指标,  $S_{\text{severity},m,\text{sense}}$  能够更客观地反映某次事故对配网用户用电可靠性体验的影响。

#### 1.3.2 基于日可靠性需求度的分析方法

参考式(1), 可定义负荷  $x$  一年中第  $n$  天内的可靠性需求度(负荷  $x$  的日可靠性需求度)  $W_{x,n,\text{day}}$  为

$$W_{x,n,\text{day}} = \left( \sum_{i=(n-1) \cdot 24 + 1}^{(n-1) \cdot 24 + 24} P_{i,x} \cdot f_{i,x} \cdot 1 \text{ h} \right) / (E_{\text{average}} / 365) \quad (9)$$

该指标反映用户  $x$  第  $n$  天内实际感知到的日缺电量期望与系统用户平均每日缺供电量期望之间的比值。假设某次停电事故  $m$  发生在一年中的第  $n$  天, 则用户  $x$  对于停电事故  $m$  的严重性感知程度可定义为

$$S_{m,x} = W_{x,n,\text{day}} / \left( \sum_{n=1}^{365} W_{x,n,\text{day}} / 365 \right) \quad (10)$$

同理,将  $S_{m,x}$  代入式(7)、式(8)中也可得到基于用户感知的事 故  $m$  严重性判别指标  $S_{\text{severity}, m, \text{sense}}$ 。

综上所述,基于小时负荷的分析方法和基于日可靠性需求度的分析方法,各有优势。基于日可靠性需求度的分析方法,适合对配电网中大量用户不同日期内对停电事故的感知程度进行快速分析,可以在配电网规划初期快速大面积地分析规划区域内各种用户对停电的容忍程度。基于小时负荷的分析方法是一种更为精益化的分析方法,能够更加准确地反映不同用户对于发生在不同时段内的停电事故严重性的感知程度,适用于对配电网某几个重点用户进行可靠性需求分析,从而为未来电力市场环境 下重点用户定制化、差异化的供电服务提供可靠性参考。

## 2 基于停电事故严重性分析及用户感知的配电网可靠性评估

分别从负荷侧与系统侧,提出了一系列基于用户感知的配电网可靠性评估新指标,构建了用户感知可靠性评估指标体系,旨在从用户侧、系统侧对配电网提供更客观准确的可靠性评估,并作为现有可靠性评价体系的有力补充。

### 2.1 负荷侧可靠性指标

传统配电网可靠性评估中,一般采用负荷点故障率  $\lambda$  (次/a)、负荷点平均停电持续时间  $r$  (h/次)、负荷点年停电时间  $U$  (h/a) 这 3 个指标来描述负荷点的故障特征。

借鉴传统负荷点可靠性指标,针对负荷  $x$ ,引入用户对停电事故严重性感知程度  $S_{m,x}$ ,可提出以下基于用户感知的负荷点可靠性指标:

1) 基于用户感知的负荷年累计停电频率 (consumer - aware annual failure rate)  $f_{x, \text{aware}}$ , 次/a, 为

$$f_{x, \text{aware}} = \sum_{m=1}^{N_x} S_{m,x} \quad (11)$$

式中,  $N_x$  为用户  $x$  一年内所经历的总停电次数。该式代表的物理意义是:对于某次停电事故  $m$ , 其对于年停电频率的贡献不再固定为 1 次, 还要考虑用户  $x$  对本次停电事故  $m$  的严重性感知程度; 若  $S_{m,x}$  小于 1 (一般意味着此次故障发生在负荷用电需求较低的时段), 则对于负荷年停电频率 (总停电次数) 的贡献小于 1。

2) 基于用户感知的负荷年累计停电时长 (consumer - aware annual interruption duration index)  $D_{x, \text{aware}}$ , h/a, 为

$$D_{x, \text{aware}} = \sum_{m=1}^{N_x} T_{m, \text{duration}} \cdot S_{m,x} \quad (12)$$

式中,以  $T_{m, \text{duration}}$  为基准,  $S_{m,x}$  为权值,若停电事故发生在用户负荷高峰,则  $S_{m,x}$  权值较大,本次停电时长对总时长的贡献较大。式(12)表明不同于传统配电网可靠性评估,在用户感知可靠性评估中,并非时间长的停电事故就一定会对年累计停电时长造成较大的影响,还需要考虑其被用户感知的严重程度。比如某次时间较长的计划检修停电,若能错过该区域内负荷用电高峰,则对用户的用电体验影响并不大。

3) 基于用户感知的负荷平均停电持续时间 (consumer - aware interruption average duration)  $r_{x, \text{aware}}$ , h/次, 为

$$r_{x, \text{aware}} = D_{x, \text{aware}} / f_{x, \text{aware}} \quad (13)$$

该指标反映在用户感知可靠性评估下,负荷  $x$  每次停电的平均持续时长。该指标可反映用户感知到的系统故障恢复速度,若  $r_{x, \text{aware}}$  值越小说明系统故障后的恢复速度越快,检修服务质量越高。

4) 借鉴用户年累计缺电量  $E_x$ , 定义基于用户感知的用户年累计缺电量期望  $E_{\text{aware}, x}$ , MWh/a, 为

$$W_{m,x, \text{loss}, \text{sense}} = P_{N,x} \cdot T_{m, \text{duration}} \cdot S_{m,x} \quad (14)$$

$$E_{\text{aware}, x} = \sum_{m=1}^{N_x} W_{m,x, \text{loss}, \text{sense}} \quad (15)$$

式(14)中,  $W_{m,x, \text{loss}, \text{sense}}$  为故障  $m$  对负荷  $x$  造成的停电量 (考虑用户感知)。  $E_{\text{aware}, x}$  反映在用户感知可靠性评估体系下,用户  $x$  一年内的累计缺供电量期望值。

不同于  $E_x$  的计算仅考虑停电时长和切负荷量,在计算  $E_{\text{aware}, x}$  时引入了用户  $x$  对每次事故  $m$  的严重性感知程度  $S_{m,x}$ , 因此相比传统可靠性评估中的用户年缺供电量期望指标,  $E_{\text{aware}, x}$  能从用户侧更加客观地反映该用户本年内实际感知到的缺供电量。

5) 负荷小时停电容忍度指标  $T_{\text{Tot}, i, x}$  可由式(16)一式(19)定义:

$$\lambda_{i,x} = P_{i,x} / P_{N,x} \quad (16)$$

$$S_{i,x} = \lambda_{i,x} / \lambda_{\text{mean}, x} \quad (17)$$

$$W_{i,x, \text{loss}, \text{sense}} = P_{i,x} \times 1 \text{ h} \quad (18)$$

$$T_{\text{Tot}, i, x} = 1 / \left( S_{i,x} + \frac{W_{i,x, \text{loss}, \text{sense}}}{E_{\text{aware}, x} / 8760} \right) \quad (19)$$

式中: $S_{i,x}$ 为负荷 $x$ 在第 $i$ 个小时内如果遭遇持续1 h 整的停电事故,对该次停电事故的严重性感知程度; $W_{i,x,loss,sense}$ 为这个小时内负荷 $x$ 因停电造成的缺电量。负荷小时停电容忍度指标 $T_{Tol,i,x}$ (本指标是一个无量纲的量)反映负荷 $x$ 在一年中的第 $i$ 个小时内对这一小时内发生停电事故的容忍程度,其值越小说明该小时内负荷 $x$ 越不容许停电。

6)在负荷小时停电容忍度指标 $T_{Tol,i,x}$ 的基础上,定义负荷年度停电事故平均容忍度 $T_{Tol,year,x}$ 为

$$T_{Tol,year,x} = \left( \sum_{i=1}^{8760} T_{Tol,i,x} \right) / 8760 \quad (20)$$

$T_{Tol,year,x}$ 可以整体反映一年内负荷 $x$ 对于停电事故的平均容忍程度。对于 $T_{Tol,i,x}$ 、 $T_{Tol,year,x}$ 而言,其值越大代表用户 $x$ 对于停电事故的容忍程度越高,对可靠性的要求就越低。在实际计算中,可定义基于用户感知的负荷 $x$ 对停电事故的敏感程度为

$$S_{sensitive,x} = 1/T_{Tol,x} \quad (21)$$

将 $T_{Tol,i,x}$ 、 $T_{Tol,year,x}$ 分别代入式(21)可得到 $S_{sensitive,i,x}$ 、 $S_{sensitive,year,x}$ 。与容忍程度相反, $S_{sensitive,x}$ 的值越大,说明用户对于可靠性的要求越高,对于停电事故越敏感。

## 2.2 系统整体可靠性指标

设系统中含有 $M$ 个负荷用户,在传统可靠性评估指标中,系统用户年平均停电频率指标 $F_{system}$ ,次/(户·a),定义为

$$F_{system} = \sum_{x=1}^M f_x / M \quad (22)$$

式中, $f_x$ 为用户 $x$ 一年内经历的停电总次数。

借鉴 $F_{system}$ 的定义,引入用户感知可靠性的概念,根据式(11),可定义基于用户感知的系统用户年平均停电频率指标(consumer-aware average interruption frequency index) $F_{aware,system}$ ,次/(户·a),为

$$F_{aware,system} = \frac{\sum_{x=1}^M (f_{x,aware} \cdot S_{sensitive,year,x})}{\sum_{x=1}^M S_{sensitive,year,x}} \quad (23)$$

式中: $f_{x,aware}$ 为基于用户感知的负荷 $x$ 年累计停电频率; $S_{sensitive,year,x}$ 为基于用户感知的负荷 $x$ 对停电事故敏感程度的年平均值。在 $F_{aware,system}$ 的计算中, $f_{x,aware}$ 考虑了用户对于其所经历的每次停电事故的严重性感知程度, $S_{sensitive,year,x}$ 考虑了用户对于停电事故的年平均敏感程度。相较于传统频率指标,该指标能够从用户感知的角度,反映系统中所有用户

所感知到的平均停电频率。

传统可靠性计算中,系统用户年平均累计停电时长 $D_{system}$ ,h/(户·a),可定义为

$$D_{system} = \sum_{x=1}^M D_x / M \quad (24)$$

式中, $D_x$ 为用户 $x$ 的年累计停电时长。

引入用户感知可靠性概念,定义基于用户感知的系统用户年平均累计停电时长(consumer-aware average interruption duration index) $D_{aware,system}$ ,h/(户·a),为

$$D_{aware,system} = \frac{\sum_{x=1}^M (D_{x,aware} \cdot S_{sensitive,year,x})}{\sum_{x=1}^M S_{sensitive,year,x}} \quad (25)$$

式中, $D_{x,aware}$ 为用户 $x$ 的基于用户感知的年累计停电时长。相比于 $D_x$ , $D_{x,aware}$ 考虑了不同用户对于不同停电事故的严重性感知程度,以负荷 $x$ 对停电事故敏感程度的年平均值 $S_{sensitive,year,x}$ 作为 $D_{x,aware}$ 的权值,通过加权平均的办法得到计算结果。对于重要用户,由于其 $S_{sensitive,year,x}$ 值较高,即使其 $D_{x,aware}$ 较短,也将对系统用户平均停电时长产生较大影响。

传统可靠性计算中,系统用户单次停电事故平均持续时间 $D_{system,single}$ ,h/(次·户·a),可定义为

$$D_{system,single} = D_{system} / F_{system} \quad (26)$$

引入用户感知可靠性的概念后,基于用户感知的系统用户单次停电事故平均持续时间 $D_{system,single,aware}$ ,h/(次·户·a),可定义为

$$D_{system,single,aware} = \frac{\sum_{x=1}^M (D_{x,aware} \cdot S_{sensitive,year,x})}{\sum_{x=1}^M (f_x \cdot S_{sensitive,year,x})} \quad (27)$$

式中, $f_x$ 为用户 $x$ 一年所经历的停电次数。通过引入 $S_{sensitive,year,x}$ ,考虑了用户对于每次停电事故的严重性感知程度及负荷 $x$ 对停电事故敏感程度的年平均值,新指标相较于 $D_{system,single}$ 能更加准确地反映用户侧实际感知到的平均故障持续时间。

传统可靠性评估中,系统年累计缺电量期望 $E_{system}$ ,MWh/a,可定义为

$$E_{system} = \sum_{x=1}^M E_x \quad (28)$$

该指标本质为系统中每个用户年累计缺电量之和。借鉴其定义,并引入用户感知可靠性评估概念

之后,基于用户感知的系统年累计缺电量期望

$E_{\text{system,aware}}$ , MWh/a, 可定义为

$$E_{\text{system,aware}} = \sum_{x=1}^M E_{\text{aware},x} \quad (29)$$

式中,  $E_{\text{aware},x}$  为基于用户感知的单个年累计缺电量期望,可由式(15)计算得到。 $E_{\text{system,aware}}$  与系统内停电发生时间段密切相关,若系统故障多发于负荷高峰期,则相比于  $E_{\text{system}}$ , 本指标数值将增大,以此体现用户对于用电高峰时段遭受停电的“不满”。故  $E_{\text{system,aware}}$  可有效反映配电网用户对供电服务水平的满意程度。

### 3 算例分析

采用 IEEE-RBTS 母线 2 馈线 4 作为算例进行分析,其拓扑结构如图 1 所示<sup>[14]</sup>。一个包含有分布式光伏(PV)、分布式风机(WG)、储能装置(ESS)以及小型柴油发电机组(Diesel)的微网于 PCC 节点接入到配电网中。PV、WG、ESS、Diesel 的参数列在表 2 中<sup>[15]</sup>,MTTF 为设备的平均无故障工作时间,MTTR 为平均故障修复时间。表 3 列出了用户负荷 LP16-22 的基本信息<sup>[13]</sup>,其负荷曲线参考文献[13]。

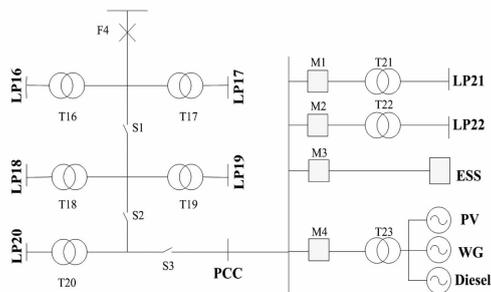


图 1 算例拓扑结构

表 2 DG 及储能设备参数

设备种类	PV	ESS	WG	Diesel
数目	4	4	2	2
额定功率/MW	0.50	1.00	0.60	0.80
MTTF/h	900	970	1000	600
MTTR/h	20	30	50	50
备注	20 × 20 阵列; CNPV-230 Wp 串并联	强迫 停运率 为 0.03	切入风速 3 m/s; 额定风速 12 m/s; 切出风速 25 m/s	启动 失败率 0.2; 启动时间 0.1 h

算例中的线缆、变压器、断路器等元件的参数参考文献[14]。风速、光照、大气透明度等气象及天气因素参考某市 2010 年的相关数据<sup>[15]</sup>。微网的孤

表 3 用户负荷信息

负荷名称	负荷类型	最大功率 $P_{N,x}$ /MW
LP16	商业用户	4.56
LP17	商业用户	3.04
LP18	居民用户	1.35
LP19	居民用户	1.08
LP20	非居民照明	2.97
LP21	非居民照明	2.43
LP22	中小学教学用电	1.71

岛转换成功率为 0.8。快速启动的柴油发电机组可以在 0.1 h 之内达到其额定功率。在可靠性计算分析中采用序贯蒙特卡洛法。

首先,假设算例中的所有元件、设备、装置都运行在其原本的可靠性水平下,此种情况记为 S1。然后选择储能装置 ESS,将其 MTTF 提高 25% (MTTF 提高相当于增加其平均无故障工作时间,也就提高了元件可靠性),此种情况记为 S2。

对于 S1、S2 两种情况,采用所提出的用户感知可靠性评估方法,结合序贯蒙特卡洛法,首先计算每种情况下,传统评估指标体系中每个用户的可靠性指标,如表 4 所示;然后再计算每种情况下,每个用户的基于用户感知的可靠性指标,如表 5 所示。

表 4 负荷侧传统可靠性指标

负荷名称	情况	$\lambda/$ (次·a <sup>-1</sup> )	$U/$ (h·a <sup>-1</sup> )	$r/$ (h·次 <sup>-1</sup> )	$E_x/$ (MWh·a <sup>-1</sup> )
LP16	S1	2.31	4.22	1.83	13.50
	S2	2.30	3.97	1.73	12.70
LP17	S1	2.31	4.22	1.83	9.71
	S2	2.30	3.97	1.73	9.13
LP18	S1	1.18	2.11	1.79	2.53
	S2	1.09	1.87	1.72	2.24
LP19	S1	1.18	2.11	1.79	1.90
	S2	1.09	1.87	1.72	1.68
LP20	S1	2.21	4.02	1.82	8.84
	S2	2.09	3.76	1.80	8.27
LP21	S1	2.08	3.76	1.81	7.52
	S2	1.95	3.50	1.79	7.00
LP22	S1	1.56	3.34	2.14	5.01
	S2	1.46	3.01	2.06	4.52

在负荷侧可靠性指标计算结果的基础上,首先,计算 S1、S2 情况下系统侧传统可靠性指标;然后,按第 2.2 节提出的系统整体可靠性指标计算方法,计算 S1、S2 情况下系统侧基于用户感知的可靠性新指标。计算结果如表 6 所示。

表5 负荷侧基于用户感知的可靠性指标

负荷名称	情况	$f_{x,aware}/$ (次·a <sup>-1</sup> )	$D_{x,aware}/$ (h·a <sup>-1</sup> )	$r_{x,aware}/$ (h·次 <sup>-1</sup> )	$E_{aware}/$ (MWh·a <sup>-1</sup> )
LP16	S1	2.47	4.64	2.24	16.17
	S2	2.42	4.43	1.99	13.78
LP17	S1	2.20	3.89	1.91	8.02
	S2	2.12	3.50	1.78	7.43
LP18	S1	1.03	2.00	1.61	2.31
	S2	0.99	1.61	1.43	2.06
LP19	S1	0.90	1.53	1.45	1.39
	S2	0.85	1.19	1.21	1.09
LP20	S1	2.15	3.71	1.89	8.12
	S2	2.09	3.39	1.74	7.11
LP21	S1	2.01	3.52	2.02	7.09
	S2	1.90	3.11	1.87	6.24
LP22	S1	1.24	2.32	1.78	3.43
	S2	1.14	2.02	1.51	2.89

表6 系统侧传统指标及用户感知可靠性指标

指标	情况		可靠性指标 改善幅度/%
	S1	S2	
$F_{system}/$ (次·户 <sup>-1</sup> ·a <sup>-1</sup> )	1.83	1.75	-4.12
$F_{aware,system}/$ (次·户 <sup>-1</sup> ·a <sup>-1</sup> )	1.86	1.77	-4.84
$D_{system}/$ (h·户 <sup>-1</sup> ·a <sup>-1</sup> )	3.40	3.14	-7.78
$D_{aware,system}/$ (h·户 <sup>-1</sup> ·a <sup>-1</sup> )	4.19	3.82	-8.83
$D_{system,single}/$ (h·次 <sup>-1</sup> )	1.86	1.79	-3.76
$D_{system,single,aware}/$ (h·次 <sup>-1</sup> )	1.97	1.81	-8.12
$E_{system}/$ (MWh·a <sup>-1</sup> )	49.01	45.54	-7.82
$E_{system,aware}/$ (MWh·a <sup>-1</sup> )	53.21	48.26	-9.30

通过对比分析表4、表5中的数据,可以得到以下结论:

1)提升系统中储能装置ESS的可靠性,能明显改善传统可靠性指标及用户感知可靠性指标。这表明ESS对于系统的可靠性有着重要的支撑作用。

2)将两表中的 $\lambda$ 与 $f_{x,aware}$ 、 $U$ 与 $D_{x,aware}$ 、 $r$ 与 $r_{x,aware}$ 、 $E_x$ 与 $E_{aware,x}$ 对比分析可以发现:负荷LP16、LP17、LP20、LP21在采用基于用户感知可靠性指标进行评估后,相关指标数值有所上升,这说明系统中造成上述负荷停电的故障可能大多发生在其用电需求较大的时段,造成负荷对停电事故严重性的感知程度较高;而负荷LP18、LP19、LP22的情况正好相反。这表明所提出的“用户感知可靠性评估指标”相较于传统指标,能够有效揭示停电事故发生时刻对于不同用户用电可靠性体验的差异化影响。

3)传统可靠性指标 $\lambda$ 、 $U$ 、 $r$ 不能区分接在同一负荷点上的不同用户的差异化可靠性用电体验。以LP16、LP17为例,二者接在同一负荷点,其 $\lambda$ 、 $U$ 、 $r$ 是相同的。实际上LP16、LP17因为负荷曲线的不

同,同一时间段内的用电需求存在差异,在经历同一停电事故时,感知到的停电事故严重程度可能存在差异,这种差异应体现在负荷侧可靠性指标数值的不同上。表5中,LP16、LP17的 $f_{x,aware}$ 、 $D_{x,aware}$ 、 $r_{x,aware}$ 数值均不同,这说明用户感知可靠性指标,能够将停电持续时段内用户差异化可靠性需求、负荷曲线纳入评估过程中,相较于传统指标,获得更加客观、更加尊重用户用电体验的负荷侧可靠性评估结果。

对表6中数据展开分析,可得出以下结论:

1)无论采用传统可靠性指标或用户感知指标,系统中储能可靠性的提升,将有助于系统整体可靠性的提升。

2)ESS可靠性的提升,使用户感知可靠性指标的提升幅度要大于传统可靠性指标的提升幅度。这是因为储能装置能够在配电网系统发生故障的时段为部分用户提供供电支撑,甚至在发生短时故障时确保某些用户不停电。从而显著提升用户侧感受到的用电可靠性。

综合分析表4至表6中的数据,可以得到如下结论:

1)用户感知可靠性指标评估,将不同用户的实时负荷曲线、差异化可靠性需求、对停电事故严重性的不同感知程度,纳入到了可靠性评估指标的计算中。相比于传统可靠性指标,能得到更加客观、更加尊重用户用电体验的可靠性评估结果。

2)所提出的新指标,考虑了故障时刻、故障时长以及故障时段内受影响用户的负荷曲线、可靠性需求、停电事故容忍度。因此,相较于传统评估指标和方法,能够在评估结果中体现用户对于供电可靠性的差异化感受,从而指导供电公司有针对性地提高供电服务水平。

3)表6中S1、S2的数值变化可以体现储能可靠性提升对于系统整体用户感知可靠性的贡献程度。若将储能换成其他元件,如断路器、变压器等,采用同样的计算步骤也可得到其对系统侧用户感知可靠性的提升程度。按照上述步骤,可以遍历配电网中每个元件,分析每个元件的可靠性提升对于系统可靠性的改善程度,从而获得元件可靠性重要序列,为未来配电网规划建设、检修维护提供有价值的参考。

## 4 结 语

针对传统可靠性指标不能完全客观地反映用户

侧感知到的供电可靠性水平、系统整体可靠性指标与用户侧感知到的用电体验存在差异这两个问题,开展了如下工作:

1)提出了用户感知可靠性的定义,并提出了基于用户负荷曲线的停电事故严重性感知程度定量分析方法。

2)分别从用户侧和系统侧,提出了一系列基于用户感知的可靠性评估指标,建立了相应指标体系。

3)算例结果表明:相较于传统可靠性评估指标,所提出的方法、指标能够得到更加客观、更加尊重用户用电体验的可靠性评估结果,且不需要对可靠性评估方法(蒙特卡洛法)进行修改调整,可直接嵌入到现有可靠性评估过程中,程序代码修改量较小,具有较强的可实施性。

4)算例中包含分布式电源、储能及微网,算例结果表明所提方法指标能够较好适应含分布式电源、储能及微网的未来配电网可靠性评估需求。

5)后续研究可基于用户感知可靠性,针对不同用电可靠性要求的用户,对其停电事故损失进行经济性估算,分析基于用户感知可靠性的投资边际成本、边际效益。

综上,所做工作可对未来含分布式电源、储能及微网的配电系统可靠性评估、规划投资建设提供了重要参考。

#### 参考文献

- [1] Ghorani R, Fotuhi - Firuzabad M, Dehghanian P, et al. Identifying Critical Components for Reliability Centred Maintenance Management of Deregulated Power Systems[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2015, 9(9): 828 - 837.
- [2] 曾嘉思,徐习东,赵宇明. 交直流配电网可靠性对比[J]. 电网技术, 2014, 38(9): 2582 - 2589.
- [3] Babu S, Hilber P, Jurgensen J H. On the Status of Reliability Studies Involving Primary and Secondary Equipment Applied to Power System [C]. IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied To Power Systems, 2014.
- [4] Karki R, Billinton R. Reliability/Cost Implications of PV and Wind Energy Utilization in Small Isolated Power Systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2001, 16(4): 368 - 373.
- [5] Goel L, Billinton R. Utilization of Interrupted Energy Assessment Rates to Evaluate Reliability Worth in Electric Power Systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1993, 8(3): 929 - 936.
- [6] 芦晶晶,赵渊,赵勇帅,等. 含分布式电源配电网可靠性评估的点估计法[J]. 电网技术, 2013, 37(8): 2250 - 2257.
- [7] Brean M, Herman G. Solution to Power Supply Reliability and Distortion Problems When Supplying Sensitive Loads [C]. International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, 1991.
- [8] Billinton R, Cui L, Pan Z. Quantitative Reliability Considerations in the Determination of Performance - based Rates and Customer Service Disruption Payments[J]. IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution, 2002, 149(6): 640 - 644.
- [9] Figueiredo F C, Flynn P C. Using Diurnal Power Price to Configure Pumped Storage[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2006, 21(3): 804 - 809.
- [10] Olsina F, Weber C. Stochastic Simulation of Spot Power Prices by Spectral Representation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(4): 1710 - 1719.
- [11] 刘子秋,黄民翔. 基于可靠性与经济性的计及微电源自身特性的微电网能量优化配置[J]. 电网技术, 2014, 38(5): 1352 - 1357.
- [12] 李天友,赵会茹,欧大昌,等. 短时停电及其经济损失的估算[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(20): 59 - 62.
- [13] 周凯. 大数据技术在线损和用电特性分析中的应用[D]. 天津: 天津大学, 2017.
- [14] Allan R N, Billinton R, Sjarief I, et al. A Reliability Test System for Educational Purposes - basic Distribution System Data and Results[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1991, 6(2): 813 - 820.
- [15] Wang S, Li Z, Wu L, et al. New Metrics for Assessing the Reliability and Economics of Microgrids in Distribution System [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2852 - 2861.

#### 作者简介:

刘立扬(1990),男,博士,工程师,研究方向为配电网规划、电力系统可靠性分析;

李鑫(1990),男,硕士,工程师,研究方向为电力系统潮流计算、电网稳定性分析评估;

张文涛(1982),男,硕士,高级工程师,从事电网规划设计工作;

魏俊(1978),男,硕士,高级工程师,从事配电网规划评审及配电网科技项目工作;

叶圣永(1974),男,博士,教授级高级工程师,研究方向为配电网规划、含分布式能源及储能的配电网。

(收稿日期:2020-11-17)

# 基于模糊 C - 均值聚类算法的台区电压与用户关系辨识

曾顺奇<sup>1</sup>, 吴杰康<sup>2</sup>, 李欣<sup>1</sup>, 蔡志宏<sup>2</sup>

(1. 广东电网有限责任公司广州供电局, 广东 广州 510000; 2. 广东工业大学自动化学院, 广东 广州 510006)

**摘要:** 用户的用电情况会影响台区电压偏离正常值, 影响配电系统供电可靠性。为了实现供电系统的优化管理, 提出一种基于模糊 C - 均值聚类的台区电压与用户关系辨识方法。首先, 对来自智能电表不良数据进行处理和修补; 然后, 采用 PCA(主成分分析)法对其数据进行特征提取, 并模拟不同对象进行模糊 C - 均值分类。根据多种数据特征, 把用户归为大、中、小 3 个等级类型。采用皮尔逊相关系数, 阐明各个等级类型用户的用电行为对台区的电压影响, 构建明确的台区电压与用户之间的关系。以广州某小区为实例, 通过历史数据进行了多场景仿真对比, 验证了该辨识方法的有效性和适用性。结果表明, 该辨识方法能够快速识别某些特殊用户的用电行为及其对台区电压产生的异常影响。

**关键词:** 台区电压与用户关系; 不良数据修补; 用户用电行为; 模糊 C - 均值聚类分析; 主成分分析

**中图分类号:** TM712 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003 - 6954(2021)03 - 0069 - 07

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003 - 6954.20210313

## Identification of Relationship between Transformer and Users Based on Fuzzy C - means Clustering

Zeng Shunqi<sup>1</sup>, Wu Jiekang<sup>2</sup>, Li Xing<sup>1</sup>, Cai Zhihong<sup>2</sup>

(1. Guangzhou Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510000, Guangdong, China; 2. School of Automation, Guangdong University of Technology, Guangzhou 510006, Guangdong, China)

**Abstract:** The users' electricity consumption will affect the voltage deviation from the normal value and affect the reliability of power supply of distribution system. In order to realize the optimal management of power supply, an identification method for relationship between transformer and users based on fuzzy C - means clustering is proposed. Firstly, the bad data from smart meter is identified and repaired, and then the principal component analysis (PCA) method is used to extract the features of the data, and the different objects are simulated for fuzzy C - means classification. According to a variety of data characteristics, users are classified into three levels: large, medium and small. The Pearson correlation coefficient is used to clarify the influence of electricity consumption behavior of different types of users on the voltage in the substation area, and to build a clear relationship between transformer and users. Taking a residential area in Guangzhou for example, the effectiveness and applicability of the proposed identification method are verified by comparing the historical data with multi - scene simulation. The results show that the proposed identification method can quickly identify the electricity consumption behavior of some special users and the abnormal impact on the voltage of the substation area.

**Key words:** relationship between transformer and users; repair of bad data; users' electricity consumption behavior; fuzzy C - means clustering analysis; principal component analysis

## 0 引言

近年来,随着中国城乡经济建设迅猛发展,用电

负荷激增,有些小用户发展成为大功率用户,超过了线路本身预留的空间,导致台区电压在用电高峰出现欠压现象<sup>[1]</sup>。配电网网架结构的相对滞后和快速增长的用电需求之间的矛盾越来越突出<sup>[2]</sup>,导致台区电压波动较大,严重影响用户用电体验并降低配电网供电可靠性,给供电公司带来了严峻的考验。

针对以上问题,业界学者开展了针对性研究,例如:从原理上对低压问题产生的原因深入分析,得到电压偏低的原理<sup>[3]</sup>;构建多指标的台区低电压成因识别指标体系,建立基于支持向量机多分类器的台区低压成因识别模型<sup>[2]</sup>;通过人工排查、登记、数据预测和定期分析低电压,动态识别低电压<sup>[4]</sup>;采用改进粒子群优化(particle swarm optimization, PSO)算法优化电容配置,改善负荷接入配电网对电网造成的冲击<sup>[5]</sup>。

以上文献从低电压成因以及治理方案进行相关研究,但是充分利用大数据技术识别台区电压与用户用电行为之间关系相关研究较少。因此,提出一种新的方法辨识台区电压与用户的关系:通过智能电能表提供的海量用电数据,首先,利用插值法对数据采样过程中产生的缺值进行补充;然后,对其进行数据特征提取,通过主成分分析法(principal component analysis, PCA)进行数据降维,大大减少计算量,提高辨识的时效性和聚类的收敛性;最后,采用模糊 C 均值(fuzzy C - means, FCM)算法对用户进行分类,按照周期内用户用电有功值分为大、中、小 3 个等级用户,并结合皮尔逊相关系数分析各个等级用户在峰 - 谷 - 平区间对台区电压的影响水平,进而确定不同负荷等级用户与配电台区电压之间的关系。

## 1 台户关系

### 1.1 台户拓扑结构

配电网终端由变压器、配电箱和配有智能电能表的用户端组成。一般每一个智能电能表箱都有三相进线,由智能电能表箱分出 A、B、C 三相连接各个用户,一个智能电能表箱下可能存在单相用户,也有三相用户,这里只讨论单相下的所有用户。相与相之间电压互不影响,每一相只受该相所接用户的用电情况影响,具体的台户拓扑结构如图 1 所示。

图 2 为台户等值电路,图中 M3 点为变压器 A 相低压侧电压。通常低压侧的电压与用户用电功率、高压侧挡位和负荷功率有关。高压侧的挡位分别为  $\pm 5\%$  和 0。由潮流计算可得 M3 点的电压:

$$V_{M3} = V_{M1} - \Delta V \quad (1)$$

$$\Delta V = \dot{I}_{LA1}(R_1 + jX_1) + \dot{I}_T(R_T + jX_T) \quad (2)$$

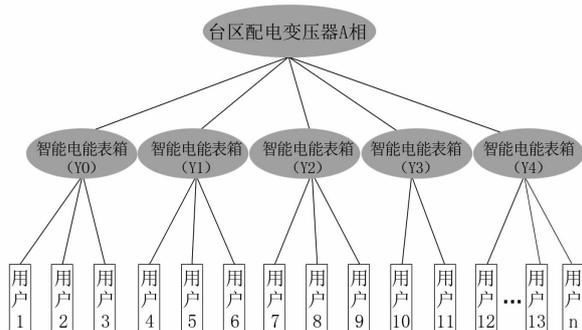


图 1 台户拓扑结构

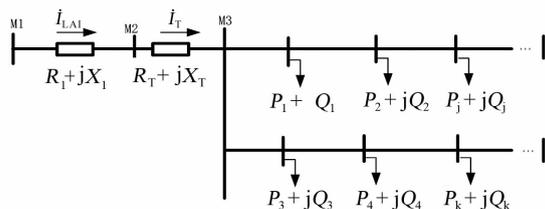


图 2 台户等值电路

下面主要研究在台户关系中,不同用户的用电行为对应的峰 - 谷 - 平区间与导致变压器低压侧电压发生偏移二者之间的关系。

### 1.2 台户关系

一个台区下某一台变压器中一条单相线路连接了不同用电等级的用户,其中某一些用户的用电行为在峰 - 谷 - 平时期影响变压器低压侧电压,使其产生波动。研究用户用电与台区变压器低压侧电压波动之间的关系是基于台区和用户的历史数据。用户有功功率数据由智能电能表获取,采集终端的时间分辨率为 15 min,采集时长为 7 d,共有 672 个用户侧有功功率数据点。从用电采集系统历史数据中获取并构建台区用户有功功率的数据矩阵  $\mathbf{X} \in \mathbf{R}_{N \times D}$ :

$$\mathbf{X} = [x_{1,t_j}, x_{2,t_j}, \dots, x_{N,t_j}] = \begin{bmatrix} x_{1,t_1} & x_{1,t_2} & \dots & x_{1,t_D} \\ x_{2,t_1} & x_{2,t_2} & \dots & x_{2,t_D} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ x_{N,t_1} & x_{N,t_2} & \dots & x_{N,t_D} \end{bmatrix} \quad (3)$$

式中: $\mathbf{X}$  为  $N$  个用户在采集区间内  $D$  个采样点所组成的矩阵; $x_{i,t_j}$  为台区用户  $i$  在  $t_j$  时刻的有功功率测量值; $N$  为台区下的用户总数; $D$  为采样时段内台区用户有功功率的采样点数,即台区用户原始有功功率数据集的特征维度。 $\mathbf{X}$  的列向量  $\mathbf{X}_{t_j}$  为台区用户在  $t_j$  时刻的有功测量向量; $\mathbf{X}$  的行向量  $\mathbf{X}_i$  为单个台区用户  $i$  在采集时段内的有功测量向量,其单位为 kW。

假设以上  $N$  个用户均属于同一个台区下某个变压器的 A 相,按照  $D = 96 \times 7$  获取 A 相电压数据,构成变压器低压侧电压时间序列矩阵:

$$\mathbf{V} = [v_{t_1}, v_{t_2}, \dots, v_{t_D}] \quad (4)$$

式中:  $\mathbf{V}$  为变压器低压侧 A 相在采集周期内的电压向量;  $v_{t_D}$  为该相  $D$  时刻的测量电压值。

## 2 台户数据处理与修补

### 2.1 功率缺值修补的插值法

智能电能表采集数据时间跨度大,用户的原件安装、调试可能存在差异,加之停电或者采集失败等因素,往往容易导致采集到的电力数据出现缺失现象。由于同一用户有功数据与时间呈线性关系,可采用相邻点  $(t_{i-1}, x_{i,t-1})$  与  $(t_{i+1}, x_{i,t+1})$  估计中间点的值。假设  $x_{i,t} = f(t)$  呈线性关系,通过已知的两点代入线性方程估算缺值  $x_{i,t}$ 。

### 2.2 台户数据的皮尔逊相关系数

应用皮尔逊相关系数分析负载与台区间电压的关系。现有台区  $D$  个时间点的电压数据:  $\mathbf{V} = [v_1, v_2, \dots, v_D]$ 。由  $\mathbf{R}_{N \times D}$  通过皮尔逊相关系数计算公式计算各个用户与台区电压之间的关联程度。

皮尔逊相关系数计算式为

$$\begin{aligned} \rho(V, X_i) &= \frac{\text{cov}(\mathbf{V}, X_i)}{\sigma(\mathbf{V})\sigma(X_i)} = \frac{\mathbf{E}[(\mathbf{V} - \mu\mathbf{V})(X_i - \mu X_i)]}{\sigma(\mathbf{V})\sigma(X_i)} \\ &= \frac{\mathbf{E}(\mathbf{V}X_i) - \mathbf{E}(\mathbf{V})\mathbf{E}(X_i)}{\sqrt{\mathbf{E}(\mathbf{V}^2) - \mathbf{E}^2(\mathbf{V})} \sqrt{\mathbf{E}(X_i^2) - \mathbf{E}^2(X_i)}} \end{aligned} \quad (5)$$

式中:  $\mathbf{E}(\cdot)$  为该向量的期望值;  $\text{cov}(\cdot)$  为两个向量的协方差;  $\rho(V, X_i)$  取值范围为  $[-1, 1]$ , 小于 0 时为负相关, 大于 0 时为正相关, 当且仅当  $\mathbf{V}$  与  $X_i$  有严格线性关系时取  $\pm 1$ 。

表 1 为基于皮尔逊相关系数的相关强度估计, 通过表 1 相关系数范围判断变量之间的相关强度。

表 1 基于皮尔逊相关系数的相关强度估计

$ \rho(V, X_i) $	相关强度
[0.8, 1)	极强相关
[0.6, 0.8)	强相关
[0.4, 0.6)	中等程度相关
[0.2, 0.4)	弱相关
[0, 0.2)	极弱相关或无相关

### 2.3 数据降维处理的主成分分析方法

在采集设备覆盖率和采集成功率较高的台区, 采集的有功数据往往分布较为集中, 但是采集数据大多精度不高而且存在噪声或者冗余。因此, 不能简单使用加权平均法或者求和的方法进行用户等级区分。需要对采集到的数据特征进行进一步挖掘。可以采用 PCA 方法进行数据的特征提取和降维处理。经过降维处理后的数据, 仍保留原始数据的分布特性。高维数据在数据分析中计算量大, 时效性不好, 利用模糊聚类算法对用户等级分类时可能会出现维度灾难、计算量大、计算时间长等问题。通过 PCA 法缓解这些问题, 尽可能解释变量具有相关性的高维数据集。通过计算数据的协方差矩阵  $\text{cov}(\mathbf{X})$ , 寻找一个能反映出原有数据特征 95% 的特征矩阵, 将原始高维空间过渡到低维空间, 实际将数据映射到一个低维子空间, 降维成一个线性无关的低维数据集。PCA 具体分析过程可参考文献[10]。

PCA 数据降维的具体步骤如下:

1) 对原始数据矩阵  $\mathbf{X}$  进行转置处理得到  $\mathbf{X}^T$ , 得到的矩阵行表示每一个用户  $t_j$  时刻的特征, 共有  $D$  维特征。对  $\mathbf{X}^T$  零均值处理得到矩阵  $\mathbf{X}'$  为

$$\begin{cases} \bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_{i,t_j} \\ x'_i = x_{i,t_j} - \bar{x}_i \end{cases} \quad (6)$$

2) 使用线性变换得到协方差矩阵为

$$\mathbf{R} = \frac{1}{D} \mathbf{X}'(\mathbf{X}')^T \quad (7)$$

3) 通过求解  $|\lambda \mathbf{I} - \mathbf{R}| = 0$  得到特征值  $\lambda$ 。最后计算特征值的累计贡献率<sup>[10]</sup>:

$$\beta_i = \frac{\sum_{i=1}^k \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (8)$$

式中,  $\beta_i$  为累计大于 95% 特征值组成成分  $(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k)$ 。对数据进行分析后得到  $k$  值。同时得到特征值对应的特征矩阵  $\mathbf{U}_{D \times D} = [u_1, u_2, \dots, u_{D_1}]$ 。提取前  $k$  个特征值对应的特征向量组成降维矩阵  $\mathbf{U}_{D \times k}$ 。降维矩阵  $\mathbf{Z}_{n \times k}$  可表示为

$$\mathbf{Z}_{n \times k} = \mathbf{X}_{n \times D} \mathbf{U}_{D \times k} = \begin{bmatrix} x_{1,t_1} & x_{1,t_2} & \dots & x_{1,t_D} \\ x_{2,t_1} & x_{2,t_2} & \dots & x_{2,t_D} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ x_{N,t_1} & x_{N,t_2} & \dots & x_{N,t_D} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} u_{1,f_1} & u_{1,f_2} & \dots & u_{1,f_k} \\ u_{2,f_1} & u_{2,f_2} & \dots & u_{2,f_k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ u_{D,f_1} & u_{D,f_2} & \dots & u_{D,f_k} \end{bmatrix} \quad (9)$$

式中,  $\mathbf{Z}_{n \times k}$  为用  $k$  维的数据表示原始  $D$  维数据。

$\mathbf{Z}_{n \times k}$  不仅降低了数据的冗余度, 对提高用户分类速度有很大的作用。

### 3 用户分类

在台区电压与用户用电关系辨识中, 不同用电等级的用户与台区电压具有不同的关联程度。假设有数据集  $\mathbf{X}$ , 把数据分为  $c$  类, 对应就有  $c$  个类中心  $C_1, C_2, \dots, C_c$ 。把每个样本  $j$  按照预设的类簇归类, 得到用电等级分别为大、中、小 3 个等级的用户。根据皮尔逊相关系数的物理含义, 对不同等级的用户分析其峰-谷-平期间对台区电压波动的影响, 得出哪些用户在特定的用电期间与台区电压波动有较强的关联性。

#### 3.1 模糊聚类分析

模糊聚类是在传统  $k$  均值硬聚类的基础上加上隶属度模糊概念的一种聚类分析方法。假设每个样本  $j$  属于某一类  $i$  存在隶属度  $u_{ij}$  的关系, 由此构建 FCM 目标函数及其约束条件:

$$J = \sum_{i=1}^c \sum_{j=1}^n u_{ij}^m \|x_j - c_i\|^2 \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^c u_{ij} = 1, j = 1, 2, \dots, n \quad (11)$$

式中:  $m$  为一个隶属度的因子;  $n$  为所有样本个数。

式(11)为约束条件, 说明一个样本属于所有类的隶属度之和恒为 1。

#### 3.2 模糊聚类中心

采用模糊聚类分析的方法, 选取聚类中心个数  $c$ , 把所有用户分为 3 类: 大用户、中等用户及小用户。构建数据集的聚类中心:  $C_i = \{c_{i,1}, c_{i,2}, \dots, c_{i,k}\}$  ( $i=1, 2, 3$ ), 其中  $c_{i,k}$  为第  $i$  个聚类中心第  $k$  维的聚类中心特征值。

#### 3.3 最优模糊聚类中心矩阵迭代计算

采用模糊聚类分析方法, 通过迭代计算, 确定模糊  $C$ -均值聚类矩阵的最优聚类中心, 确定用户所属类簇。具体迭代步骤如下:

- 1) 初始化: 确定类别数  $C$ 、隶属度因子  $m$ 、迭代停止误差  $\varepsilon$  以及最大迭代次数 (LOOP)。
- 2) 初始化聚类中心  $P$ 。
- 3) 计算初始距离矩阵  $D$ 。
- 4) 按式(12)更新用户与聚类中心的隶属度。

$$u_{ij}^{(t)} = \begin{cases} 1 & d(c_i, x_j) = 0 \\ \frac{1}{\sum_{k=1}^c \left( \frac{d(c_i, x_j)}{d(c_k, x_j)} \right)^{\frac{1}{m-1}}} & d(c_k, x_j) > 0 \end{cases} \quad (12)$$

式中,  $d(\cdot)$  为样本点到样本中心的距离函数。若样本距离中心距离为 0, 隶属度设为 1, 即完全属于该中心, 否则按照推导式子确定隶属度。

5) 更新聚类中心。

$$C_j = \frac{\sum_{i=1}^n u_{ij}^m x_i}{\sum_{i=1}^n u_{ij}^m} \quad (13)$$

6) 重新计算距离矩阵, 并计算目标函数值。

$$J = \sum_{i=1}^c \sum_{j=1}^n u_{ij}^m d_{ij}^2 = \sum_{i=1}^c \sum_{j=1}^n u_{ij}^m \|x_j - c_i\|^2 \quad (14)$$

7) 若达到最大迭代次数或者前后两次  $J$  的绝对差小于预设误差  $\varepsilon$  则结束, 否则转步骤 4。具体的模糊聚类迭代流程如图 3 所示。

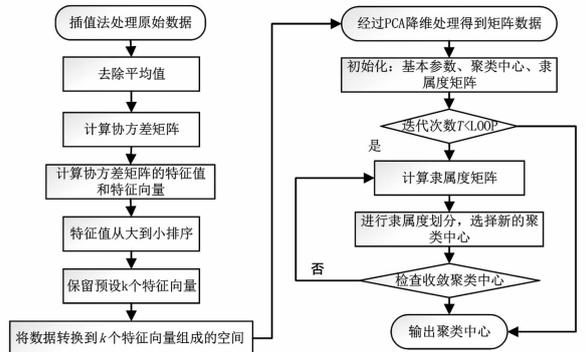


图 3 模糊聚类流程

## 4 实例仿真与分析

以广州某小区为实例, 利用其配电系统用户用电历史数据, 选取其所属台区某个变压器低压侧 A 相下 91 户在 6 月 21 日至 6 月 27 日间的历史有功数据, 分辨率为 15 min, 共 672 个有功功率初值, 相应地选取该变压器低压侧 A 相 672 个电压值。由于用电数据在采集过程中有缺值, 利用插值法对空值进行估算补全。

### 4.1 数据特征分析

采用 PCA 对数据进行降维处理。经过多次数据仿真估算, 验证了当采用 63 维 PCA 特征数据可以表达原始数据 95% 的特征贡献度, 而且可以将聚

类分析聚类结果偏差控制在1%以内。因此,选择把原始数据维度降为63维度,这样既可保持数据原始特征,又可以减少聚类整体计算时间。

维度选取为

$$\eta_{k,ctb} = \frac{S_{k,from}}{S_{all}} \times 100\% = 95\% \quad (15)$$

式中:  $S_{k,from}$  为前  $k$  个特征值组成的面积;  $S_{all}$  为所有特征值组成的总面积;  $\eta_{k,ctb}$  为前  $k$  个特征值特征贡献度。特征贡献度如图4所示。

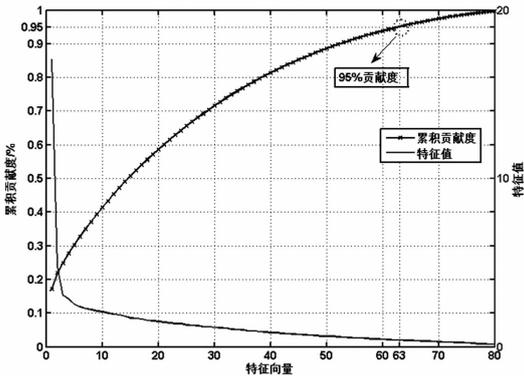


图4 PCA的降维贡献度

### 4.2 用户的分类

采用插值法补全原始数据,共91户,672维特征值。采用模糊C-均值聚类结果如图5所示。由于用户之间存在用电行为相似度较高,其数据特征不明显,同一个用户在3个聚类中心隶属度比较时容易陷入某两个中心最优解,如图6所示。聚类迭代进行到第8代至第10代,目标函数在第8代陷入早熟、收敛,如图7所示。

采用原始数据进行聚类的方法只能得到两类用户,几乎不能分辨出第3类用户。只有在用户数据量足够多才能分辨出第3类用户,但此时存在数据量冗余度高、计算量大、计算时间长等问题。

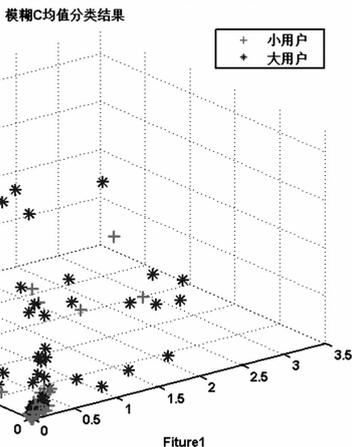


图5 基于插值法的模糊聚类结果

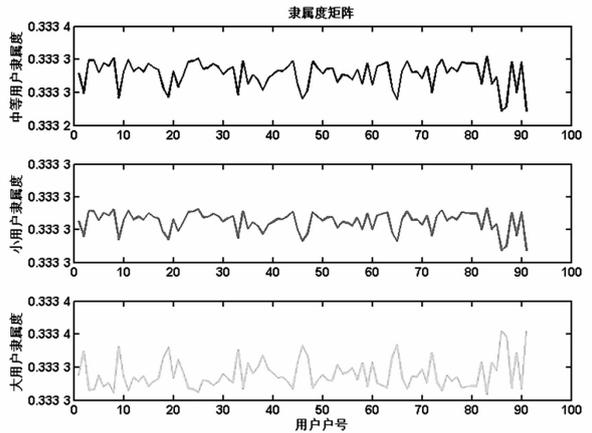


图6 基于插值法的模糊聚类隶属度

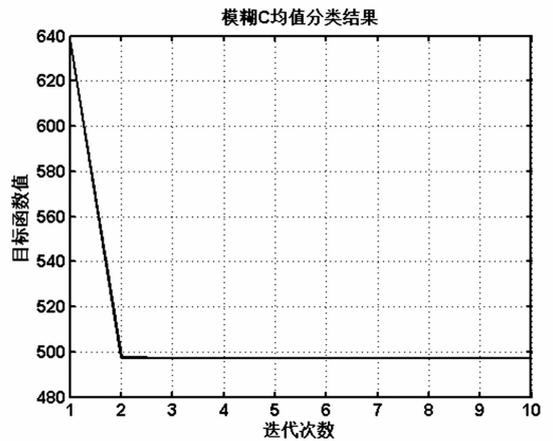


图7 基于插值法的模糊聚类迭代次数

采用皮尔逊相关系数聚类方法,对用户用电与台区电压的关联程度进行聚类,能够区分出用户对于台区电压影响程度。

但是,皮尔逊相关系数仅仅反映的是某一户与台区的关联程度。由于数据具有高维特性,可能是某一些维度对此造成了较大的影响,并不能区分该用户等级,不能体现整体性,只能作为部分参考对象。皮尔逊相关系数仿真结果如图8至图9所示。

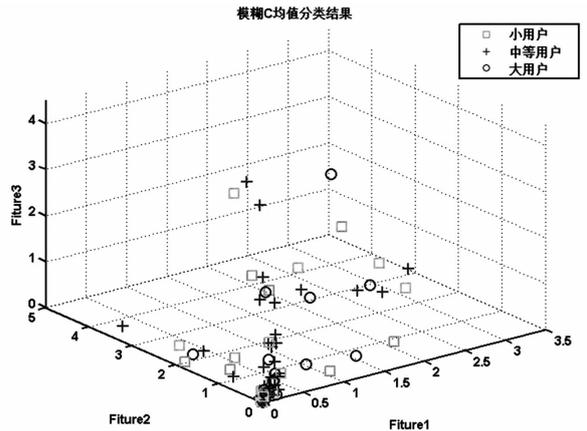


图8 基于皮尔逊法的模糊聚类结果

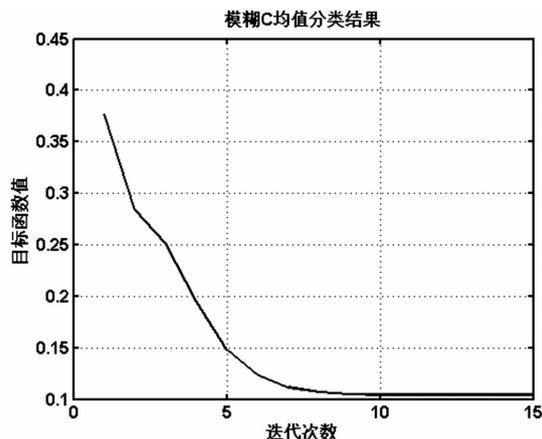


图 9 基于皮尔逊法的模糊聚类迭代次数

考虑到数据维数较高、数据特征不突出容易陷入局部最优、聚类计算量大等原因,运用 PCA 法可以解决上述问题。采用 PCA 法可以提取原数据 95% 特征贡献度,用 63 维数据表示原始数据 672 维特征。

仿真结果说明,运用 PCA 法,迭代次数在 35 次左右,收敛时间一般可以控制在 0.568 0~0.589 1 s。对比加权后从小到大排序,采用 PCA 聚类得到的用户等级,聚类偏差在 4% 左右,对应上面按照 95% 特征贡献度,负荷误差可接受范围整体误差在 1% 左右。PCA 法仿真结果如图 10 至图 12 所示。

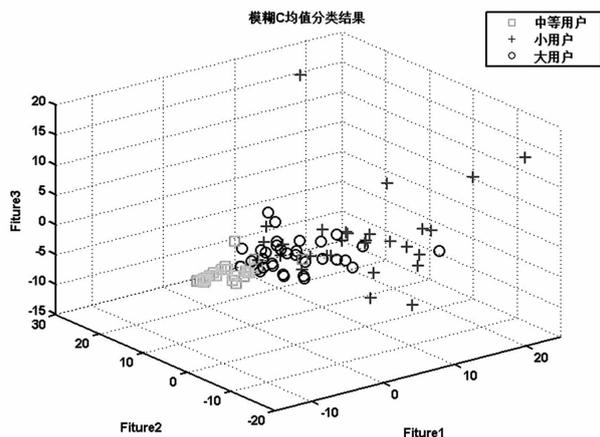


图 10 基于 PCA 法的模糊聚类结果

采用 PCA 法,确定大、中、小等级用户数目分别是 28、33、30;相对误差率约为 1%。而采用皮尔逊相关系数法,确定大、中、小等级用户的数目分别是 33、15、43。

相对误差率计算式为

$$\eta_{re} = \frac{|n_{cls} - n_{set}|}{n_z} \times 100\% - (1 - \eta_{pca}) \quad (16)$$

式中:  $\eta_{re}$  为聚类用户等级相对误差率;  $n_{cls}$  为聚类

类簇包含用户数;  $n_{set}$  为实际应分类簇用户数;  $n_z$  为总的用户数;  $\eta_{pca}$  为 PCA 特征贡献率。

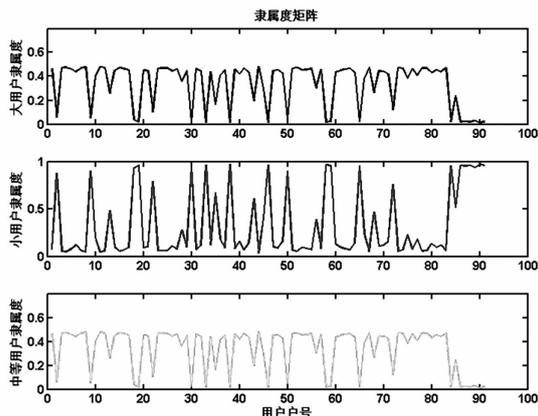


图 11 基于 PCA 法的模糊聚类隶属度

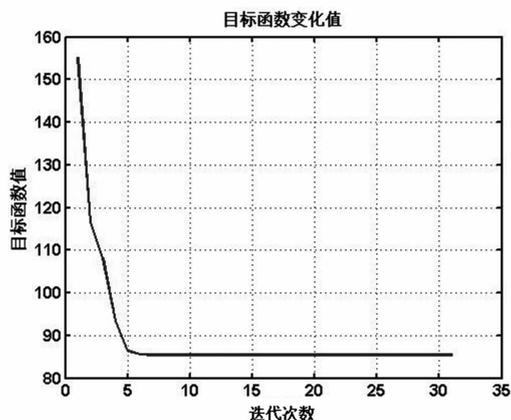


图 12 基于 PCA 法的模糊聚类迭代次数

表 2 为不同聚类方法的比较结果。从表 2 可见:1)采用基于插值法的模糊聚类,因用户之间数值相似度较高,发现某些粒子只能陷于某一个或者两个聚类中心之间,容易陷入早熟,聚类效果不好,小数据容易陷入早熟,大量数据聚类消耗时间长;2)采用基于皮尔逊相关系数的模糊聚类,聚类花费时间短,分类效果好,但是只能反映相关程度,体现某一个粒子与聚类中心的整体关联程度,不能体现各个时间点联系紧密程度,且对于用户等级的分类误差率较高,皮尔逊特征值聚类不适合用于用户等级分类,只适用于用户对于变压器低压侧电压影响度辨识;3)采用基于 PCA 法的模糊聚类,提取特征值聚类收敛时间短,分类效果好,相对误差率达 1%,适合用于用户等级分类。

综上,在台区电压与用户用电关系辨识中,结合 PCA 特征值聚类法与皮尔逊相关系数,能找出既具有等级分化且有较高影响因子的用户,此类用户即是供电管理部门需要重点关注的对象。

表 2 不同聚类方法的比较

聚类方法	收敛代数	收敛效果	聚类数	收敛速度	相对误差率/%
插值法	9~11	早熟	2	1.343 4	早熟
皮尔逊 相关系数法	18~20	收敛	3	0.554 3	29.67
PCA 法	35~37	收敛	3	0.568 0	1

### 4.3 用户用电行为分析

#### 4.3.1 峰-谷-平荷期大用户用电行为分析

由用户聚类结果与皮尔逊相关系数,从大用户类簇中选取第 85 号、第 86 号用户,影响因子分别为 -0.215 3 和 0.107 6。该用户的峰-谷-平负荷曲线如图 13 所示,第 85 号用户 15:00—16:00 处于用电低谷区间,此时变压器低压端电压基本保持在 238 V 以上;16:15 以后用电功率逐渐到达峰值,变压器电压逐渐下降到 235 V,该用户高峰区间一直持续到 20:15,变压器低压侧电压保持 235 V,电压波动范围 3~4 V;22:15—00:00 用电功率处于平荷区,此时变压器电压稳定在 238 V。综合皮尔逊相关系数表与功率-电压仿真图,该用户的用电行为与变压器电压波动具有较强关系。大用户用电负荷曲线如图 13 所示。

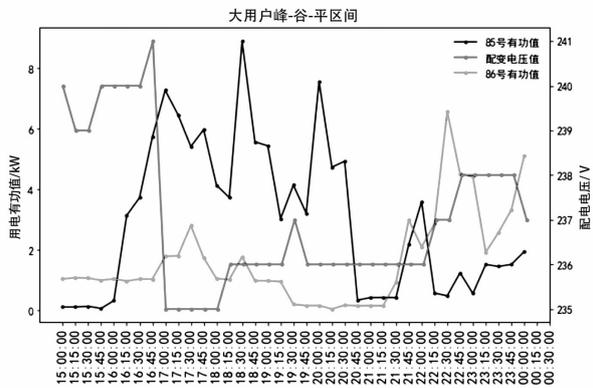


图 13 大用户在峰-谷-平期用电负荷特性

#### 4.3.2 峰-谷-平荷期小用户用电行为分析

对于小用户,选取第 26 户为分析对象,皮尔逊相关系数为 0.14 且为小用户中相关系数最大的用户,对其进行关联性分析:结果显示该用户在 17:15—18:45 处于用电低谷区,对比同时间段的第 85 号大用户用电功率正处于高峰,电压处于较低 235 V;该用户在 22:00—22:30 处于用电高峰,但此区间变压器电压呈现上升趋势。综合皮尔逊系数及台户功率-电压仿真图,第 26 号小用户并不如第 85 号大用户与变压器电压波动具有较强相关性,小用户用电负荷曲线如图 14 所示。

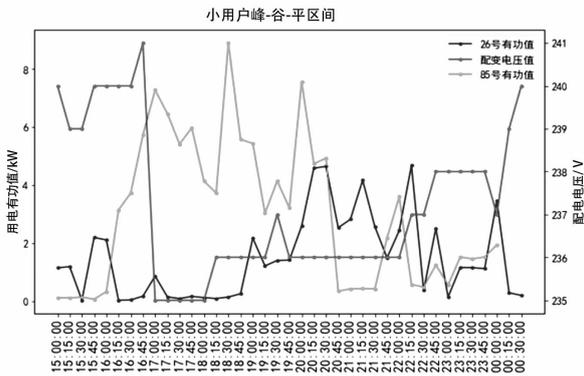


图 14 小用户在峰-谷-平期用电负荷特性

在小用户类簇当中,依据皮尔逊相关系数选用电行为相近的户号:5、7、18、26、27、37,这些都属于该台区下 A 相小用户。其皮尔逊相关系数保持在 0.1 左右,重新计算以上用户连成一片用电区域与变压器电压之间的皮尔逊系数为 -0.203 2。由负荷曲线与电压曲线图 15 可知,在这一片用户中,15:00—16:00 保持在用电低谷区,此时变压器电压保持 240 V;18:00—18:45 逐渐达到用电峰值,变压器电压同步下降到 235 V;22:45—23:15 为该片区域用电平荷期,变压器电压同时保持 238 V。结合皮尔逊相关系数与该片区域峰-谷-平期有功功率、变压器电压的变化趋势,该区域用户用电行为与变压器电压波动具有较强的相关性。多用户用电负荷曲线如图 15 所示。

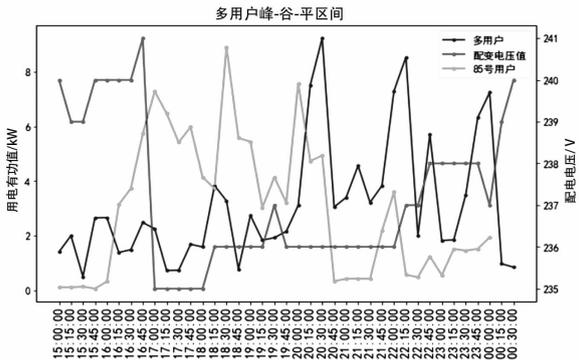


图 15 多用户在峰-谷-平期用电负荷特性

## 5 结语

提出了一种基于 PCA 改进模糊聚类的台区电压与用户用电关系辨识方法,并分析了用户在用电峰-谷-平荷用电区间用电行为与台区电压之间的关系。通过对广州某个小区连续 7 天的数据进行仿真,结果表明:

# 基于多分量融合的调度端小电流接地选线策略

许鹏, 汤俊, 杨湘, 胡雅琴, 周杨

(国网四川省电力公司成都供电公司, 四川 成都 610041)

**摘要:**针对中性点不接地的配电系统站端接地选线方式投资大、维护成本高, 零序电流采样监测运行维护困难的问题, 提出一种基于多分量融合的调度端小电流接地选线方法。首先, 在现有调度自动化系统监测数据集中, 针对性分析了对接地故障较为敏感的单分量特征及其影响因素; 其次, 综合考虑实际运行可靠性和判断准确性, 提出了基于三角模融合的接地选线判据; 进而通过归一化计算各线路接地概率, 实现在调度端远程的故障线路准确选线; 最后, 通过在某电力公司实际部署基于所提方法的小电流接地选线功能模块进行实测验证。运行结果显示, 所提方法具有良好的选线成功率, 能够较好支撑调度端的远程故障定位, 具有较高的推广价值。

**关键词:**无功功率及电流变化量; 电力系统; 配电线路; 调度主站端接地选线; 中性点不接地接地系统

**中图分类号:** TM72 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2021)03-0076-06

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003-6954.20210314

## Selection Scheme of Small Current Grounding Line at Dispatching Terminal Based on Multi-component Fusion

Xu Peng, Tang Jun, Yang Xiang, Hu Yaqin, Zhou Yang

(State Grid Chengdu Electric Power Supply Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

**Abstract:** In view of the shortcomings of large investment, high maintenance cost and difficult monitoring of zero-sequence current sampling, a selection scheme for small current grounding line at dispatching terminal based on multi-component fusion is proposed, and a new criterion of grounding line selection is obtained through theoretical analysis. A small current grounding line selection module based on the criterion is deployed in a power company. The actual operation results show that the proposed line selection strategy is correct in theory and has a high success rate, which has a high popularization value.

**Key words:** reactive power and current variation; power system; distribution line; dispatching main station grounding line selection; neutral ungrounded grounding system

## 0 引言

中国 10~35 kV 配电网系统大多采用中性点非有效接地方式, 即不接地或经消弧线圈接地的小电流接地系统。对小电流接地系统故障统计发现, 单相接地故障的概率高达 80%<sup>[1]</sup>, 远远高于相间故障。同时, 接地故障的精准高效处理对于同沟道电缆起火和森林草原火灾等隐患的防范具有重要意义<sup>[2]</sup>。

目前, 国内外对小电流接地选线理论研究较多, 主要可根据部署方式的不同分为厂站端分析和调度主站端分析两大类。目前厂站端分析计算所采用的

算法包括: 1) 基于零序电力为主的稳态故障信号分析, 如零序电流幅值比较法<sup>[3]</sup>、零序电流方向保护法<sup>[4-5]</sup>等; 2) 基于暂态故障信号分析, 如零序电流暂态量选线法<sup>[6-13]</sup>、暂态相电流选线法<sup>[14]</sup>、小波分析选线法<sup>[15-20]</sup>等。基于厂站端数据的选线理论及装置开发已相对成熟, 成功率较高<sup>[21]</sup>, 但该方法在实际工程应用中, 存在装置部署成本高、建设工期长的显著问题, 实际的推广效果十分有限。调度端由于受到数据传输、存储和处理能力的影响, 其分析方法相对较少, 主要以远程采样的零序电流幅值变化作为判定依据<sup>[22]</sup>。但就目前的实践环境而言, 零序电流特征的可靠性难以保证: 1) 零序电流需进行单独

采样,目前大部分地区的实际零序电流采样覆盖率不到50%,因而需在每个发电厂及变电站安装独立的选线装置并完善各支路的零序回路,投资及运行维护成本高;2)配电网线路正常运行时,零序电流几乎为0,无有效手段实时监测零序采样回路的正确性,从而经常出现零序采样CT故障或接线错误导致选线失败现象。

鉴于此,提出多分量融合的调度端小电流接地选线策略,基于馈线电流及无功功率的变化量,构建融合优化选线指标,以提升小电流接地故障定位及处理效率。该方法的数据基础为调度主站端的馈线电流及无功功率,属于实时校验的系统状态估计参量,具有良好的可靠性,同时通过融合指标的构建有效提升了选线的准确性,具有良好的实践应用价值。

## 1 接地故障单分量影响分析

### 1.1 电流分量变化机理

图1为典型的10 kV小电流接地系统接线图。当某线路A相接地后,A相电压为0,B、C相电压升高为线电压,由于有对地电容存在,该站所有出线B、C相对地电容电流 $I_{cb}$ 、 $I_{cc}$ 汇集到变压器绕组,流入A相接地点,故接地点电容电流 $\vec{I}_{c0a} = \vec{I}_{cb} + \vec{I}_{cc}$ 。

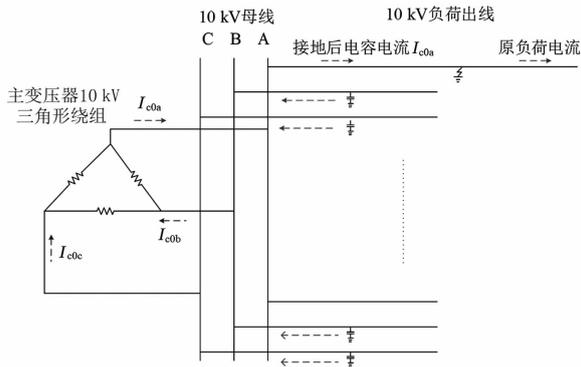


图1 小电流接地接线

设 $I_{fh}$ 为负荷电流,以图1中电流方向为正方向,B、C相对地电容电流 $I_{cb}$ 、 $I_{cc}$ 分别滞后于接地后B、C相对地电压 $90^\circ$ ,矢量相加后得到接地点电容电流 $I_{c0a}$ ,其相位超前于原A相电压 $90^\circ$ ,如图2所示。10 kV负荷线路多属于电阻类负荷,功率因数角 $\theta$ 较小,故接地后的相电流 $\vec{I}_{ph} = \vec{I}_{fh} + \vec{I}_{c0a}$ 幅值将大于负荷电流 $I_{fh}$ ,如图3所示。图中, $I_{fh}$ 为故障前电流; $I_{ph}$ 为故障后电流; $I_{c0a}$ 为接地产生产电容电流。

对于非接地线路而言,由于A相电压为0,A相

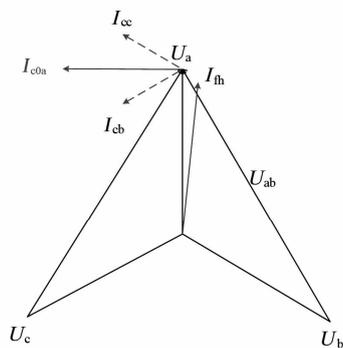


图2 接地后电流电压矢量图

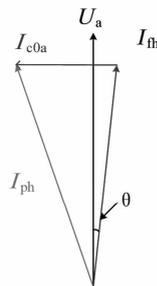


图3 接地前后电流变化矢量图

对地电容电流为0,因此,非接地线路A相电流变化很小。鉴于此,可以将线路接地前后的相电流变化量作为选线的判决指标之一。

值得注意的是,根据图3中向量关系可以看出,当电容电流 $I_{c0a}$ 一定时,则接地线路相电流变化量为

$$|I_{ph}| - |I_{fh}| = \sqrt{(I_{fh} \cos \theta)^2 + (I_{c0a} - |I_{fh}| \sin \theta)^2} - |I_{fh}| \quad (1)$$

对式(1)求 $|I_{ph}|$ 的导数,得

$$\begin{aligned} & (|I_{ph}| - |I_{fh}|)' \\ &= \frac{(I_{fh} - I_{c0a} \sin \theta) - \sqrt{(I_{fh} - I_{c0a} \sin \theta)^2 + I_{c0a}^2 \cos^2 \theta}}{\sqrt{(I_{fh} \cos \theta)^2 + (I_{c0a} - |I_{fh}| \sin \theta)^2}} < 0 \end{aligned}$$

因此故障前负荷电流 $I_{fh}$ 越大,接地线路相电流变化量将越小,即相电流变化越不明显。若仅将相电流变化量指标作为唯一判据,对于负载较大线路接地情况的判定存在一定的局限性。

### 1.2 无功功率分量变化机理

为避免线路本身原始电流差异性的影响,考虑引入负荷线路的无功功率变化量作为判据之一,其理论上的具体变化量推导计算如下。

目前,10 kV出线基本上都采用两表法测量瞬时功率为

$$\begin{aligned}
S_0 &= U_a I_a + U_c I_c + U_b I_b \\
&= U_a I_a + U_c I_c + U_b (-I_a - I_c) \\
&= (U_a - U_b) I_a + (U_c - U_b) I_c \\
&= U_{ab} I_a + U_{cb} I_c \quad (2)
\end{aligned}$$

当 A 相发生单相接地后,由于有接地电容电流的存在,A 相 CT 测量到的电流为接地后的相电流  $I_{ph} = I_a + I_{c0a}$ ,其中  $I_{c0a}$  为流过接地点的电容电流,此时两表法测得的功率为

$$\begin{aligned}
S_1 &= U_{ab} (I_a + I_{c0a}) + U_{cb} I_c \\
&= U_{ab} I_a + U_{cb} I_c + U_{ab} I_{c0a} \quad (3)
\end{aligned}$$

$$\Delta S = S_1 - S_0 = U_{ab} I_{c0a}$$

式中,  $U_{ab} I_{c0a}$  即为接地电容电流产生的功率,即接地前后功率的变化量。由图 2 可以看出,  $U_{ab}$  滞后  $I_{c0a}$   $60^\circ$ ,即接地电容电流产生的无功功率为

$$\begin{aligned}
\Delta Q &= \Delta S \sin \theta \\
&= U_{ab} I_{c0a} \sin(-60^\circ) \\
&= -\frac{\sqrt{3}}{2} U_{ab} I_{c0a} \quad (4)
\end{aligned}$$

从式(4)可以看出:  $U_{ab}$  为母线线电压,接地前后不发生变化,其值为 10 kV,因此,接地线路的无功功率变化量仅由接地点电流  $I_{c0a}$  决定,与负荷大小无关,接地点电流越大,无功功率变化越大。非接地线路的无功功率变化仅由本线路对地电容电流决定,其无功功率变化量将远小于接地线路。

## 2 基于三角模融合的 IQ 综合选线法

根据上述单分量影响分析结果,考虑单分量的偶然性和各分量的判定局限性,为综合评价各线路发生故障的概率特性,平衡电流变化量指标的线路负载影响局限性和无功功率变化量指标的幅值限定性,提出一种基于三角模融合的主站端 IQ 综合接地选线判定策略,其具体的实现过程如下:

1) 通过归一化处理,保证两项指标的可融合性,克服无功功率变化的幅值限定性。

$$\begin{aligned}
\lambda_i &= \frac{|\Delta I_i|}{\sum |\Delta I|} \\
\mu_i &= \frac{|\Delta Q_i|}{\sum |\Delta Q|} \quad (5)
\end{aligned}$$

式中:  $\lambda_i$  为电流变化量指标;  $\mu_i$  为无功功率变化量指标;  $|\Delta I_i|$  为第  $i$  条线路的电流变化量;  $|\Delta Q_i|$  为

第  $i$  条线路的无功功率变化量;  $\sum |\Delta I|$  为所有出线电流变化量之和;  $\sum |\Delta Q|$  为所有出线无功功率变化量之和。

2) 构建三角模融合算子,对多分量进行融合分析,利用三角模算子的同向相加性和反向调和性,实现对各线路接地概率的综合评价计算。其具体计算式为

$$F(\lambda_i, \mu_i) = \frac{\lambda_i \cdot \mu_i}{1 - \lambda_i - \mu_i + 2 \times \lambda_i \cdot \mu_i} \quad (6)$$

式中,  $F(\lambda_i, \mu_i)$  为第  $i$  条线路的融合判据。

则每条线路最终的接地概率为

$$P_i = \frac{F(\lambda_i, \mu_i)}{\sum F(\lambda, \mu)} \times 100\% \quad (7)$$

式中:  $P_i$  为第  $i$  条线路的接地概率;  $\sum F(\lambda, \mu)$  为所有线路的融合判据和。

## 3 实施案例

根据所提出的主站端接地选线判据,在某电力公司调度控制主站系统上成功部署 IQ 综合选线法。各变电站与调度端通信采用 IEC-104 规约,主站根据母线相电压变化来判断接地相,为保证数据的准确性,电流及无功功率采用接地前 20 s、接地后 30 s 的数据计算变化量。在过去 1 年中,该功能已累计完成数百次的故障选线决策,在受实际环境干扰和采集质量影响的情况下,选线准确率依然可达 90% 以上,这里以实际案例结果来分析 IQ 综合选线法的计算结果。

### 3.1 实例 1: 2018 年 11 月 23 日 11:33 成都天华站天寿路接地

天华站出现接地后,计算程序启动,于 11:33 给出计算结果,如表 1 所示。

表 1 天华站接地故障实测结果

线路	$\Delta I/A$	$\Delta Q/Mvar$	归一化 $\Delta I/A$	归一化 $\Delta Q/Mvar$	融合 判据	接地 概率/%
天寿路	27.2	0.31	0.76	0.54	0.79	78.8
天镇路	8.4	0.27	0.24	0.46	0.21	21.2

可以看出 IQ 综合选线法给出天寿路故障概率为 78.8%,天镇路接地故障概率为 21.2%,调度员根据 IQ 综合选线结果拉开 941 天寿路断路器,母线接地信号复归,证明确实是 941 天寿路发生接地,

与 IQ 综合选线法判断结果一致,其执行及状态反馈过程如图 4 所示。



图 4 天华站接地故障后执行及状态反馈过程

### 3.2 实例 2:2018 年 12 月 3 日 10:40 成都繁江站江城四路接地

繁江站出现接地后,计算程序启动,于 10:41 给出计算结果,如表 2 所示。

表 2 繁江站接地故障实测结果

线路	$\Delta I/A$	$\Delta Q/Mvar$	归一化 $\Delta I/A$	归一化 $\Delta Q/Mvar$	融合 判据	接地 概率/%
江城四路	9.6	0.29	0.27	0.51	0.28	80.5
江利二路	9.6	0.05	0.27	0.088	0.03	10.0
江水路	3.2	0.1	0.09	0.175	0.02	6.0
江安路	4.8	0.01	0.13	0.018	0.003	0.8
江流二路	1.6	0.03	0.04	0.053	0.003	0.8
江城二路	1.0	0.04	0.03	0.070	0.002	0.6
江竹路	2.4	0.02	0.07	0.035	0.003	0.8
江尚路	1.2	0.01	0.03	0.018	0.001	0.2
江菜路	2.4	0.01	0.07	0.018	0.001	0.4
江食路	0	0	0	0	0	0
江桥路	0	0.01	0	0.018	0	0
江金路	0	0	0	0	0	0
电容四路	0	0	0	0	0	0
电容三路	0	0	0	0	0	0

可以看出 IQ 综合选线法给出江城四路故障概率为 80.5%,远高于其他线路,故判断江城四路发生接地故障,调度员根据 IQ 综合选线结果拉开 910 江城四路断路器,母线接地信号复归,证明确实是 910 江城四路发生接地,与 IQ 综合选线法判断结果一致,其执行及状态反馈过程如图 5 所示。

### 3.3 实例 3:IQ 综合选线法与零序幅值选线法对比

2018 年 12 月 27 日 02:34 成都光辉站 905 光农路接地。光辉站接地故障实测结果如表 3 所示。从零序幅值选线法可以看出光农路零序电流最大,为



图 5 繁江站接地故障后执行及状态反馈过程

29.76 A,而该线路在 IQ 综合选线法排序中的接地概率计算为 94.61%,排序第一,可见两种方法虽然对于其他正常线路存在一定的排序差异,但对于接地线路的判断结果一致,也证明了所提方法判定的准确性。

而在实际拉开光农路断路器后,母线接地信号复归,证明确实是光农路发生接地,与判断结果一致,其执行及状态反馈过程如图 6。

表 3 光辉站接地故障实测结果

线路	归一化 $\Delta I/A$	归一化 $\Delta Q/Mvar$	融合 判据	接地 概率/%	$I_0/A$	$I_0$ 排序
光农路	0.357	0.837	0.741	94.6	29.76	1
光和路	0.286	0.070	0.029	3.7	9.28	3
光友路	0.357	0.023	0.013	1.7	7.2	4
光安路	0	0.070	0	0	9.6	2
光园路	0	0	0	0	3.2	5

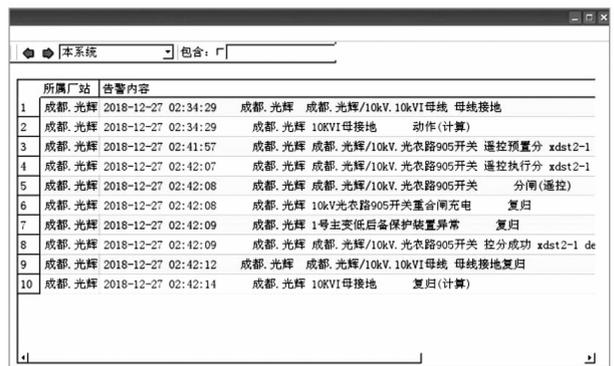


图 6 光辉站接地故障后执行及状态反馈过程

## 4 技术适应性分析

除常规的中性点不接地或小电阻接地系统外,所提方法对于经大过渡电阻接地和经消弧线圈接地的系统亦具有一定的指导意义。

对于经大过渡电阻接地的情况,由于接地电阻

的增大,故障后的特征量均会相应受到一定程度的削弱,故障量特征会体现得较不明显。所提方法中,通过多分量融合过程中的算子归一化处理,一定程度上放大了高阻接地情况下的故障量特征,提升了算法对于大过渡电阻接地系统的适应性。极端情况下,若经高阻接地后故障量值已低于采集精度,则存在方法局限性,需依靠现场更加精密的采集设备实现甄别。

对于经消弧线圈接地的情况,由于消弧线圈补偿的作用影响,可能导致故障相的相关特征量与常规情况产生较大差异,甚至出现过补偿情况。针对这一场景,所提方法的适应性体现为相对变化量的判定。接地发生后,第一次线路判定中可能会存在因补偿量影响而导致的判定失误,但此时若拉开任何一条线路,接地线路故障特征的相对变化量会呈现出显著的差异性,即可准确判定接地线路,其原理与基于零序电流判定的方法一致<sup>[22]</sup>。相对而言,这一方法的局限性在于第一次线路判定过程中往往可能发生误判,存在一定的“试拉”风险。针对这一问题,后续将针对经消弧线圈接地系统的线路识别开展基于历史数据学习的选路方法,提升第一次选路环节的正确率。

## 5 结 语

上面提出了一种基于无功功率及电流变化量融合的调度端小电流接地选线策略,相对于常规的选线方案,所提出的选线策略具有以下显著优势:

1) 基于调度主站端无功功率及电流采集量开展,具备状态估计实时校验的基础数据采样准确性支撑,且相对于常规选线方法,无需新增采样监测设备,投资及维护成本低,具备良好的可推广性;

2) 以多分量的三角模融合算法实现了对电流变化量和无功功率变化量指标的综合判定,在保留各指标有效特征的同时,抑制其局限性,综合提升判定可靠性及准确性;

3) 通过在某电力公司调度端实际部署 IQ 综合选线法小电流接地选线模块,通过长期检验证明了其理论正确性和实践有效性,大大缩短了单相接地

故障处理时间,提高了单相接地故障的处理速度和准确性。

## 参考文献

- [1] Hanninen E, Lehtone M. Characteristics of Earth Faults in Electrical Distribution Networks with High Impedance Earthing [J]. *Electric Power System Research*, 1998(44):155-161.
- [2] 唐轶. 选择性漏电保护[M]. 北京:煤炭工业出版社, 1995.
- [3] 王新超, 张玉海. 零序电流比例增量法在小电流接地故障选线中的应用[J]. *电力系统保护与控制*, 2011, 39(20):125-130.
- [4] Baldwin T, Renovich F. Fault Locating in Ungrounded and high-resistance Grounded Systems [J]. *IEEE Transactions on Industry Application*, 2001, 37(4):1152-1159.
- [5] 张树文, 李文毅, 米增强, 等. 小电流接地系统单相接地保护原理和技术综述[J]. *电力情报*, 1994(2):1-4.
- [6] 曾祥君, 尹项根, 于永源, 等. 基于注入变频信号法的经消弧线圈接地系统控制与保护新方法[J]. *中国电机工程学报*, 2000, 20(1):29-32.
- [7] 董新洲, 毕见广. 配电线路暂态行波的分析和接地选线研究[J]. *中国电机工程学报*, 2005, 25(4):1-6.
- [8] 牟龙华. 零序电流有功分量方向接地选线保护原理[J]. *电网技术*, 1999, 23(9):60-62.
- [9] 唐轶, 陈奎, 陈庆, 等. 导纳互差之绝对值和的极大值法小电流接地选线研究[J]. *中国电机工程学报*, 2005, 25(6):49-54.
- [10] 张艳霞, 陈超英, 赵杰辉, 等. 配电网单相接地故障选线的一种新方法[J]. *电网技术*, 2002, 26(10):21-24.
- [11] 苗友忠, 孙雅明, 杨华. 中性点不接地配电系统馈线单相接地故障的暂态电流保护新原理[J]. *中国电机工程学报*, 2004, 24(2):28-32.
- [12] 鲁改凤, 化雨, 金小兵, 等. 小电流接地系统单相接地故障选线方法探究[J]. *电力系统保护与控制*, 2010, 38(12):44-49.
- [13] 贾清泉, 杨奇逊, 杨以涵. 基于故障测度概念与证据理论的配电网单相接地故障多判据融合[J]. *中国电机工程学报*, 2003, 23(12):6-11.
- [14] 孙波, 张承慧, 孙同景, 等. 基于暂态相电流的小电流接地故障定位研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2012, 40(18):69-74.
- [15] 张淑清, 马跃, 李盼, 等. 基于改进的广义谐波小波包

分解和混沌振子的小电流接地系统故障选线[J]. 电工技术学报, 2015, 30(3): 13-20.

- [16] 刘柱揆,曹敏,董涛. 基于波形相似度的小电流接地故障选线[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(21): 89-95.
- [17] 张海平,何正友,张钧. 基于量子神经网络和证据融合的小电流接地选线方法[J]. 电工技术学报, 2009, 24(12): 171-178.
- [18] 邱进,田野,李冠华,等. 基于现场实录波形的小电流接地故障暂态选线研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(6): 180-187.
- [19] 陈少华,尹胜兰,莫哲. 基于免疫 RBF 网络改进小波分析的小电流接地故障选线[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(3): 46-50.
- [20] 陈博博,屈卫锋,杨宏宇,等. 小电流接地系统单相接

地综合电弧模型与选线方法的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(16): 1-7.

- [21] 张建东,冯小明,吴国平,等. 基于 TDFT 非同步采样谐波测量的小电流接地故障信号处理方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 117-124.
- [22] 朱涛. 基于 SCADA 系统的小电流接地故障选线方法研究. 电力系统保护与控制, 2019, 47(13): 141-147.

#### 作者简介:

许 鹏(1990),男,硕士研究生,工程师,研究方向为电力系统及其自动化;

汤 俊(1978),男,硕士研究生,高级工程师,研究方向为电力系统及其自动化;

杨 湘(1990),男,硕士研究生,工程师,研究方向为电力系统及其自动化.

(收稿日期:2021-01-12)

(上接第 37 页)

UPS 总计算负荷为

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} = 8.72 \text{ kVA} \quad (9)$$

负荷综合功率因数为

$$\cos \varphi_{av} = \frac{P_c}{S_c} = \frac{8}{8.72} = 0.92 (\text{感性}) \quad (10)$$

UPS 最终计算容量为

$$S = K_k \frac{S_c}{K_r K_d} = 17.2 \text{ kVA} \quad (11)$$

式中: $K_r$  为功率校正系数,根据负荷综合功率因数 0.92 和参考文献[7]附表 C.2-1 取 0.87; $K_k$  为可靠系数,取 1.25; $K_d$  为海拔降容系数,按站址海拔高度 4100 m 和参考文献[7]附表 C.2-2 可取 0.73。

根据 UPS 计算容量,该变电站单套 UPS 额定容量可选择为 20 kVA。

## 4 结 语

对于高海拔地区的变电站,在站用蓄电池组容量选择计算时,宜结合变电站站址情况考虑蓄电池放电过程中蓄电池室可能出现的极端低温,所述变电站极端低温按  $-10\text{ }^\circ\text{C}$  选取,并据此提高了温度修正系数和蓄电池计算容量;在直流充电装置额定电流计算时,宜按 GB/T 32593—2016 相关要求进行高海拔降容修正,即工作海拔超出 1000 m,每超出 100 m 充电装置额定电流应按降低 1.5% 使用;在 UPS 容

量选择计算时,应按 DL/T 5491—2014 附表 C.2-2 选择对应的海拔降容系数来修正计算容量。

#### 参考文献

- [1] 傅定文,庄勇,滕小华. 高海拔地区光伏电源系统中蓄电池的应用研讨[C]// 第八届全国光伏会议暨中日光伏论坛,2004.
- [2] 国家能源局. 电力工程直流电源系统设计技术规程: DL/T 5044—2014[S]. 北京:中国计划出版社,2014.
- [3] 全国铅酸蓄电池标准化技术委员会. 固定型阀控式铅酸蓄电池 第 1 部分:技术条件:GB/T 19638.1—2014 [S],2014.
- [4] 王海燕,孙德兴,张斌. 节能建筑启停供热后房间温度变化分析[J]. 低温建筑技术,2006(2): 99-102.
- [5] 赵守贵,潘峰,陈浩,等. 高海拔地区变电站直流电源装置容量修正研究[J]. 华东科技(综合), 2019(3): 278-279.
- [6] 全国牵引电气设备与系统标准化技术委员会. 轨道交通 地面装置变电所用电力电子变流器:GB/T 32593—2016[S]. 北京:中国标准出版社,2016.
- [7] 国家能源局. 电力工程交流不间断电源系统设计技术规程:DL/T 5491—2014[S]. 北京:中国计划出版社,2014.

#### 作者简介:

龙 军(1978),男,大学本科,高级工程师,主要从事电气二次设计工作。

(收稿日期:2020-12-04)

# 危险化学品事故特点及四川电网的防范措施

耿植<sup>1</sup>, 毛义鹏<sup>2</sup>, 余乐<sup>2</sup>, 文燚<sup>2</sup>, 刘曦<sup>1</sup>, 兰新生<sup>1</sup>, 曾晓亮<sup>1</sup>, 王志高<sup>1</sup>, 刘红志<sup>2</sup>

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041; 2. 国网四川省电力公司, 四川 成都 610041)

**摘要:**为掌握危险化学品事故特点, 防范危险化学品事故, 对国内外历史上发生的300余起典型危险化学品事故进行研究分析。分析结果表明, 危险化学品事故类型以火灾爆炸居多, 夏季高温季节是重特大事故易发、多发时期, 使得该时期的危险化学品安全工作具有特殊性、复杂性, 生产(运行)环节、作业和检修环节以及储存环节是事故防范的重点, 违法违规是导致事故发生的主要原因。根据四川电网危险化学品实际, 提出针对性的事故防范措施建议, 为保障四川电网危险化学品安全形势持续稳定提供参考。

**关键词:**危险化学品; 事故防范; 四川电网

中图分类号: X928 文献标志码: B 文章编号: 1003-6954(2021)03-0082-06

DOI: 10.16527/j.issn.1003-6954.20210315

## Characteristics of Hazardous Chemical Accidents and Preventive Measures for Sichuan Power Grid

Geng Zhi<sup>1</sup>, Mao Yipeng<sup>2</sup>, Yu Le<sup>2</sup>, Wen Yi<sup>2</sup>, Liu Xi<sup>1</sup>, Lan Xinsheng<sup>1</sup>,  
Zeng Xiaoliang<sup>1</sup>, Wang Zhigao<sup>1</sup>, Liu Hongzhi<sup>2</sup>

(1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610041, Sichuan, China;  
2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, Sichuan, China)

**Abstract:** In order to understand the characteristics of hazardous chemical accidents and prevent the hazardous chemical accidents, more than 300 typical hazardous chemical accidents occurred in history at home and abroad are studied and analyzed. The analysis results show that: the most common types of hazardous chemical accidents are fire and explosion. High temperature season of summer is a period prone to major accidents and frequent occurrences, which makes the safety work of hazardous chemicals in this period special and complex. Production (operation) links, operation and maintenance links and storage links are the focus of accident prevention, and violations of laws and regulations are the cause of the accidents. According to the actual situation of hazardous chemicals in Sichuan power grid, specific accident prevention measures are proposed to provide a reference for ensuring the continued stability of safety situation of hazardous chemicals in Sichuan power grid.

**Key words:** hazardous chemical; accident prevention; Sichuan power grid

## 0 引言

危险化学品在社会经济活动中具有重要作用, 涉及的行业类别众多<sup>[1]</sup>。对于电网发展, 危险化学品发挥出了独特的作用。例如, SF<sub>6</sub> 由于具有优良的电绝缘和灭弧性能被广泛应用于电力设备<sup>[2-3]</sup>, 各种化学试剂类危险化学品被应用于理化检测、研究实验等, 促进了电网技术的研究发展<sup>[4-9]</sup>。目前,

四川电网危险化学品主要涉及燃油类危险化学品、SF<sub>6</sub> 气体及实验室化学试剂类危险化学品。燃油类危险化学品具有易燃易爆的危险特性, 涉及运营、储存等环节, 安全风险较高; SF<sub>6</sub> 气体使用量大、回收处理工作量大, 本身存在窒息风险外, 还可能因充气设备故障产生有毒气体对检修作业人员产生伤害<sup>[10-12]</sup>; 实验室试剂类危险化学品种类较多, 具有不同的危险特性, 实验人员如果不了解危险化学品的危害和分类, 不能正确使用和储存危险化学品就

会形成安全隐患<sup>[13]</sup>。以上特点使得四川电网危险化学品安全工作相对特殊和复杂。为此,对国内外历史上发生的典型危险化学品事故进行了研究,分析危险化学品事故特点并结合四川电网危险化学品的实际情况提出针对性的防范措施建议。

## 1 概况

事故信息主要来源为中华人民共和国应急管理部官方网站公布的警示信息及典型案例<sup>[14-26]</sup>。据不完全统计,截至2020年11月,共搜集整理国内外典型危险化学品事故346起,其中国内危险化学品事故295起,国外危险化学品事故51起。国内危险化学品事故时间跨度为1981—2020年。国外危险化学品事故最早至1921年,最近为2020年。国内危险化学品事故涉及11个环节(生产运行、作业、检修、储存、调试、废物处理、卸料、改造、经营、试验及其他环节)、5种事故类型(火灾爆炸、泄漏、窒息或中毒、喷炉、机械伤害、灼烫)、4种事故等级(一般、较大、重大、特别重大)。国外危险化学品事故地点涉及18个国家,7个环节,3种事故类型(火灾或爆炸、泄漏、中毒)。由于各国的国情不同,相关法律法规和标准也有所区别,因此未对国外危险化学品事故等级进行划分。

## 2 国内事故分析

### 2.1 事故类型

从事故类型来看,火灾爆炸事故(着火、火灾、燃烧或超压引起的爆炸、爆裂、燃爆、闪爆等,下同)及泄漏、中毒或窒息事故占绝大多数,共291起。其中,火灾爆炸事故202起(占68.5%),为主要事故类型,其次为泄漏、中毒或窒息事故,共89起(占30.2%)。各事故类型的统计情况如表1所示。

表1 危险化学品事故类型统计

事故类型	数量	比例/%
火灾爆炸	202	68.5
泄漏、中毒或窒息	89	30.2
灼烫	2	0.7
机械伤害	1	0.3
喷炉	1	0.3

四川电网涉及燃油(汽油、柴油等)、无水乙醇、

石油醚等易燃化学试剂和SF<sub>6</sub>气体等危险化学品。燃油、易燃化学试剂具有导致火灾爆炸的危险性,其中汽油等燃油类危险化学品涉及运营、储存等,涉及量更大,危险性更高,对防火防爆等安全措施的要求更高。例如,2001年7月23日发生的河南郑州标准石化有限公司商城路加油站较大火灾爆炸事故,加油站的加油机下方输油竖管环形焊缝裂缝存在漏油,渗入地下室,产生大量汽油蒸气与空气混合,混合气体达到爆炸极限。因地下室设备是普通非防爆型,操作人员进入地下室,操作电灯开关时产生电火花引发爆炸<sup>[20]</sup>。SF<sub>6</sub>气体在电力系统大量和广泛应用,对运行设备、储存装置的气密性有较高要求。根据危险化学品事故类型特点及四川电网实际,应重点防范火灾爆炸和泄漏、中毒或窒息事故。

### 2.2 事故等级

从事故等级来看,一般危险化学品事故11起(占3.7%),较大危险化学品事故246起(占83.4%),重特大危险化学品事故38起(占13.2%,其中重大事故29起,占9.8%;特别重大事故9起,占3.1%),如表2所示。危险化学品事故类型以较大事故为主,但重特大危险化学品事故造成的后果和损失严重,影响范围大,应引起高度重视。

表2 危险化学品事故等级统计

事故等级	数量	比例/%
一般	11	3.7
较大	246	83.4
重大	29	9.8
特别重大	9	3.1

### 2.3 事故时间

统计分析表明,特别重大危险化学品事故相对集中发生在2010年度至2019年度。此时间段共发生5起特别重大危险化学品事故,占1981年以来特别重大事故总数的55.6%。此特点与中国经济日益发展,危险化学品行业规模较早期显著增大有着密切联系。危险化学品生产经营活动数量和规模的增加,增大了安全风险和后果的严重程度。另外,危险化学品事故的发生与月份也有较大的相关性。根据统计结果,发生在6月至8月的重特大危险化学品事故有19起,占重特大事故总数(38起)的50%,如图1所示。从图中可以明显看出重特大事故相对集中发生在6月至8月。此特点与夏季持续高温天气下危险化学品反应活性更高,人员更易精

神倦怠等原因有关。例如,2015年8月12日发生的天津滨海新区特别重大爆炸事故,就是由于硝化棉在高温(天气)等因素作用下自燃引起<sup>[21]</sup>。硝化棉由于湿润剂散失出现局部干燥,在高温(天气)等因素的作用下加速分解放热,积热自燃,引起相邻集装箱内的硝化棉和其他危险化学品长时间大面积燃烧,火势蔓延到运抵区的硝酸铵等危险化学品。硝酸铵是一种氧化性固体,本身不会燃烧,但在受热或者接触高温表面、火花或明火时,会发生分解性爆炸,大幅增加火灾爆炸的严重程度,最终造成严重后果。除典型的重特大事故外,2020年7月8日四川广汉鞭炮厂发生一般爆炸事故,也是由于高温天气等因素自燃引起<sup>[27]</sup>。

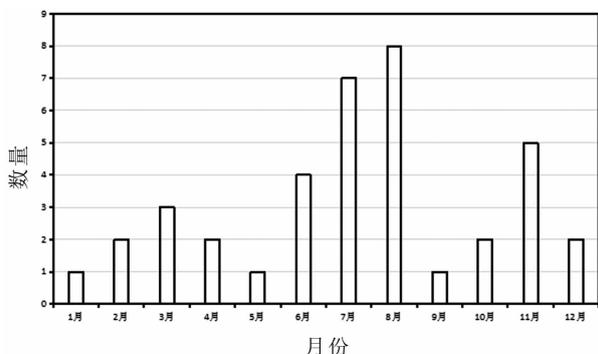


图1 重特大危险化学品事故发生月份统计

在夏季高温时期,电网负荷增大,安全生产任务加重,除电网运行的安全风险增加外,危险化学品安全风险也会有所增加。例如:在高温环境中,石油醚等有机试剂更易挥发,若不注意储存温度,在打开试剂瓶时挥发气体可能冲出,人员操作不慎就可能受到伤害; $\text{SF}_6$ 在钢瓶中以液态形式储存,若遇到极端夏季高温天气,环境散热、通风等条件不佳,温度超过 $\text{SF}_6$ 的临界温度( $45.6\text{ }^\circ\text{C}$ ),则可能发生 $\text{SF}_6$ 气化而急剧升压导致气瓶泄漏甚至爆炸。因此,在“迎峰度夏”期间,电网安全运行维护和危险化学品事故防范都应该是安全生产工作的重点。

#### 2.4 发生环节

从事故发生的环节来看,发生在生产运行环节的危险化学品事故最多,有130起,占44.1%。其次为作业和检修环节,分别为69起(占23.4%)和41起(占13.9%)。各环节发生的事故数量统计结果如图2所示。值得注意的是,发生在储存环节的15起危险化学品事故中,有7起为重特大事故,接近该环节事故数量的一半。而发生在储存环节的重特大事

故中,3起为特别重大事故,占特别重大事故总数(9起)的三分之一。这是因为危险化学品可能具有不同程度的易燃、易爆、毒性、腐蚀性等危险特性,在储存环节总量相对较大,危险性相对集中,发生火灾爆炸等事故时释放的能量更大,就容易造成严重后果,导致发生重特大事故。统计结果表明,生产运行、作业和检修环节应为危险化学品事故防范的重点,而储存环节一旦发生事故,造成严重后果的可能性较高,也应为危险化学品事故防范的重点。

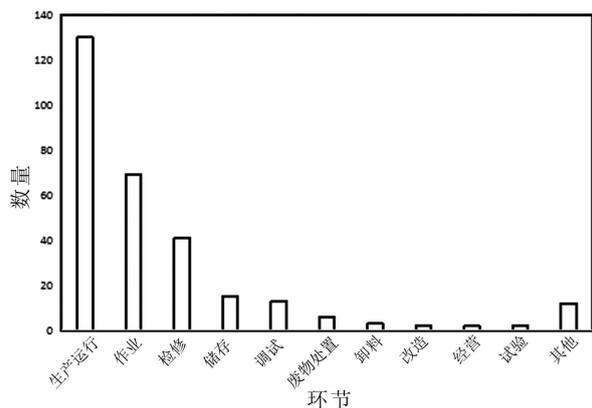


图2 危险化学品事故发生环节统计

对于电网系统而言, $\text{SF}_6$ 气体与电网安全生产与运行密切相关,具有用量大、使用范围广的特点,其纯度、压力、湿度等质量指标直接影响电网设备安全,一直是安全运行维护的重点。另外, $\text{SF}_6$ 气体还涉及储存、作业和检修等环节,燃油类危险化学品和试验室试剂类危险化学品涉及储存环节。 $\text{SF}_6$ 气体通常情况下储存在钢瓶中,若钢瓶质量不合格或阀门未拧紧、发生松动等可导致 $\text{SF}_6$ 气体泄漏。由于 $\text{SF}_6$ 密度比空气大(约是空气的5倍)且不易扩散,容易在低处积累,若在储存场所发生大量泄漏,则存在窒息风险。另外,运行设备中的 $\text{SF}_6$ 气体在放电等情况下可能发生分解,与设备中的 $\text{H}_2\text{O}$ 、有机物等物质发生反应后可生成 $\text{HF}$ 、 $\text{H}_2\text{S}$ 、 $\text{SO}_2\text{F}_2$ 等有毒气体,在作业和检修环节存在对人员造成伤害的风险;燃油类危险化学品和试验室试剂类危险化学品的储存规模虽然不及化工企业及专门的大型仓储设施,但若发生火灾爆炸事故,易造成严重后果,且会对企业社会形象造成不良影响。由此可知,以上相关环节应为四川电网危险化学品事故防范的重点环节。

#### 2.5 事故原因

各类型的事故原因统计结果如图3所示。从事故发生的原因来看,违反法律法规、操作规程或劳动

纪律是导致事故发生的主要原因。统计表明,在发生的各类型危险化学品事故中,有 67.1% 的事故存在违规的现象,共 198 起。

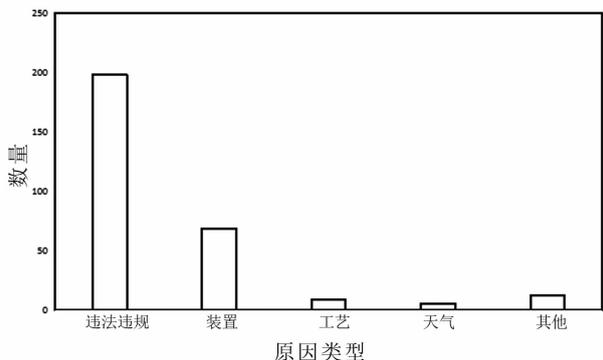


图3 危险化学品事故原因类型统计

在电网安全生产工作中,人员误操作、违规操作等极易造成安全事故,危害电网、设备及人身安全。对于涉及危险化学品的工作而言,大量经验教训表明违规现象同样容易引起安全事故,杜绝违规现象应为危险化学品事故防范的关键。例如,从事实验室试剂类危险化学品相关工作时,若实验人员不清楚实验所需化学试剂的危险特性和用法用量,盲目违规操作,轻则引起人员受伤,重则导致火灾爆炸等严重后果;SF<sub>6</sub> 电气设备解体检修时,若作业人员违反安全操作规程,不采取安全措施,擅自进行检修操作,将有可能发生中毒事故。

### 3 国外事故分析

#### 3.1 事故类型

从事故类型来看,国外危险化学品事故中,火灾或爆炸事故为主要事故类型,发生的数量最多,共 43 起,占事故总数的 84.3%,泄漏和中毒事故相对较少。

#### 3.2 发生环节

从事故发生的环节来看,发生在生产运行和储存环节的危险化学品事故共 33 起,占 64.7%,为事故发生的主要环节。其中,发生在生产运行环节的 20 起,占 39.2%,发生在储存环节的 13 起,占 25.5%。发生在作业和检修环节的危险化学品事故分别为 9 起(占 17.6%)和 5 起(占 9.8%)。其他各环节发生的危险化学品事故数量较少,共计 4 起。统计表明,生产运行环节在国内外都是事故防范的重点环节。对于储存环节,同样不容忽视。危险化学品储存环节发生

事故导致的严重性可能超乎想象,例如 2020 年 8 月 4 日发生的黎巴嫩贝鲁特港口区爆炸事故,储存硝酸铵的仓库发生爆炸,造成 171 人死亡,30 余人失踪,逾 6000 人受伤,几十万人无家可归<sup>[22]</sup>。

#### 3.3 事故原因

从事故发生的原因来看,缺少或违反安全规程以及装置设施故障异常是发生事故的主要原因,共 37 起,占 72.5%。其中缺少或违反安全规程 19 起,装置设施故障异常 18 起。

## 4 结语

国内外危险化学品事故研究结果表明,危险化学品事故类型以火灾爆炸居多,生产运行环节、作业和检修环节以及储存环节是事故防范的重点,违法违规是导致事故发生的主要原因。随着中国经济的增长,近年来危险化学品安全风险较以往时期有所升高,全面加强危险化学品安全工作尤为必要。夏季高温季节是重特大事故易发、多发时期,使得该时期的危险化学品安全工作具有特殊性、复杂性。违反法律法规、操作规程或劳动纪律是导致危险化学品事故发生的主要原因,单位及人员对安全规程执行到位是保障危险化学品生产经营活动安全进行的关键。

通过吸取国内外危险化学品事故经验教训,结合四川电网实际,提出以下建议:

1) 结合“迎峰度夏”安全生产工作开展夏季危险化学品安全工作,落实作业场所及储存场所、设施的温度控制措施,防止相关场所出现超温,保证危险化学品使用、储存的安全条件。

2) SF<sub>6</sub> 工作现场(实验室、库房、处理中心、变电站及换流站等)应做好防窒息安全措施,保证通风和气体含量监测设施可靠工作。SF<sub>6</sub> 充气设备开盖或解体检修时,应做好防中毒安全措施,根据风险大小正确选择和佩戴个人防护用品,如防护服、防毒面具或正压式空气呼吸器等。

3) 对于燃油类危险化学品,应落实防火、防爆、防静电措施,对于储存尤其是大量储存(如储罐储存),应保证储存场所、设施的安全条件。燃油类危险化学品安全风险较高的单位和场所,可借鉴大型石油化工企业的先进安全管理经验和安

全技术措施。

4) 对于化学试剂类危险化学品, 从事相关试验工作的人员应具备相应的化学知识和实验操作技能, 使用化学试剂前应充分了解其危险特性, 使用过程中注意控制试剂浓度和剂量在适当的范围, 避免浓度过高、剂量过大发生危险, 同时根据实验需要正确选择和使用防护装备和用品, 如通风橱、丁腈手套、护目镜等。使用危险性较高的化学试剂时, 建议有人监护, 监护人也应具备相应专业知识。化学试剂的储存应分类分区合理存放, 库房具有独立的温控、通风系统或设施, 保障化学试剂储存的安全条件。

#### 参考文献

- [1] 李萧薇, 刘铁忠, 张湖波. 危险化学品技术灾害链构建研究[J]. 灾害学, 2019, 34(3): 172-177.
- [2] 冯胜昌, 钟理鹏, 刘凯, 等. SF<sub>6</sub> 放电分解组分分析及其应用的研究现状与发展[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(9): 2318-2332.
- [3] 林涛, 韩冬, 钟海峰, 等. 工频交流电晕放电下 SF<sub>6</sub> 气体分解物形成的影响因素[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 219-225.
- [4] 岳小斌, 时士峰, 王鹏. 基于实用和安全理念的电网企业化学实验室设计[J]. 低碳世界, 2017(30): 26-28.
- [5] 马红雷, 朱艳青, 朱森, 等. 用于电网接地极表面的 Ni-P-CNTs 化学复合镀层的研制[J]. 电镀与精饰, 2017, 39(2): 14-18.
- [6] 缪春辉, 刘文方, 程俊飞, 等. 几种离子及工况环境对电网钢绞线腐蚀热力学和动力学的作用规律初探[J]. 材料保护, 2019, 52(12): 56-62.
- [7] 张绮, 张昱, 马书杰, 等. 变压器油酸值颜色指示剂法的建立及检测[J]. 润滑油, 2020, 35(1): 40-45.
- [8] 高波, 许竟, 夏国强, 等. 基于频域介电谱法研究甲酸对油纸绝缘水分评估的影响[J]. 高压电器, 2019, 55(2): 208-213.
- [9] 胡雪莹. 电气绝缘油结构组成与氧化安定性的相关性研究[D]. 上海: 华东理工大学, 2019.
- [10] 杨师斌. 六氟化硫气体的危害与预防[J]. 重庆工商大学学报(自然科学版), 2009, 26(1): 22-26.
- [11] 付丽君, 关艳玲, 张亮. 六氟化硫断路器的运行维护研究[J]. 黑龙江电力, 2019, 41(6): 499-502.
- [12] 赵纪崢, 赵冰, 刘少祯, 等. 六氟化硫生产及应用中低氟化物的生成机理和消除方法[J]. 化学推进剂与高分子材料, 2014, 12(4): 41-46.
- [13] 谭大志, 于景成, 李童州, 等. 化学实验室危险化学品管理[J]. 实验室科学, 2020, 5(23): 226-229.
- [14] 中华人民共和国应急管理部. 历史上一月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-01-03)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202001/t20200103\\_343087.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202001/t20200103_343087.shtml).
- [15] 中华人民共和国应急管理部. 历史上二月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-02-04)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202002/t20200204\\_344127.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202002/t20200204_344127.shtml).
- [16] 中华人民共和国应急管理部. 历史上三月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-02-28)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202002/t20200228\\_344856.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202002/t20200228_344856.shtml).
- [17] 中华人民共和国应急管理部. 历史上四月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-04-02)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202004/t20200402\\_353452.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202004/t20200402_353452.shtml).
- [18] 中华人民共和国应急管理部. 历史上五月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-04-28)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202004/t20200428\\_353453.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202004/t20200428_353453.shtml).
- [19] 中华人民共和国应急管理部. 历史上六月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-05-29)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202005/t20200529\\_353456.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202005/t20200529_353456.shtml).
- [20] 中华人民共和国应急管理部. 历史上七月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-06-29)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202006/t20200629\\_354238.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202006/t20200629_354238.shtml).
- [21] 中华人民共和国应急管理部. 历史上八月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-07-30)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202007/t20200730\\_357601.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202007/t20200730_357601.shtml).
- [22] 中华人民共和国应急管理部. 历史上九月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-09-03)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202009/t20200903\\_358601.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202009/t20200903_358601.shtml).
- [23] 中华人民共和国应急管理部. 历史上十月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-09-30)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202009/t20200930\\_366922.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202009/t20200930_366922.shtml).
- [24] 中华人民共和国应急管理部. 历史上十一月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-10-30)[2020-

- 12 - 29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202010/t20201030\\_371150.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202010/t20201030_371150.shtml).

[25] 中华人民共和国应急管理部. 历史上十二月发生的危险化学品事故[EB/OL]. (2020-12-01)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202012/t20201201\\_373116.shtml](https://www.mem.gov.cn/fw/jsxx/202012/t20201201_373116.shtml).

[26] 中华人民共和国应急管理部. 督促深刻吸取事故教训 推动压紧压实安全责任 应急管理部公布一批化工和危险化学品生产安全事故典型案例[EB/OL].

(2020-12-08)[2020-12-29]. [https://www.mem.gov.cn/xw/bndt/202012/t20201208\\_374872.shtml](https://www.mem.gov.cn/xw/bndt/202012/t20201208_374872.shtml).

[27] 德阳市应急管理局. 广汉金雁花炮厂“7·8”燃爆事故初步认定为一般事故[EB/OL]. (2020-07-10)[2020-12-29]. <http://yj.ji.deyang.gov.cn/gzdt/yjyw/993725.htm>.

#### 作者简介:

耿植(1990),男,工程师,硕士,从事电网理化检测研究工作。(收稿日期:2021-02-23)

(上接第75页)

1) 皮尔逊相关系数达到-0.2以上且聚类为大用户,其用电高峰区间导致电压下降1.282%,在该相下对于变压器电压波动具有较强的相关性。

2) 对于单个小用户,其用电特征为:单区段用电功率小,用电间歇时间长,相关系数较低。但是,某一相下存在一片用电行为高度相似的小用户,该区域在同一时间段相关系数达到-0.2以上,其用电规律同样对变压器电压波动造成一定的影响,需要引起重视。

3) 单个小用户的用电特性:区间功率小,用电间歇长,在台区电压与用户用电之间影响因子较弱。若非存在多个用电行为相似的皮尔逊系数用户,其用电行为与变压器电压波动可忽略。

#### 参考文献

- [1] 王金丽,盛万兴,宋祺鹏,等. 配电网电能质量智能监控与治理仿真[J]. 电网技术,2014,38(2):515-519.
- [2] 刘明,郝思鹏. 基于GA-SVM多分类模型的台区低电压成因识别方法[J/OL]. 电测与仪表:1-7[2020-12-29]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.th.20201125.09.00.002.html>.
- [3] 徐田磊,赵瑜杰,张懿. “低电压”问题产生机理及其治理思路探析[J]. 四川电力技术,2017,40(3):48-51.
- [4] 李睿. 低压配电网电压质量问题分析与治理[J]. 电工技术,2020(1):110-112.
- [5] 宋道军,王杰,虎啸,等. 改进粒子群算法的无功补偿方案优化以及对配电网电能质量的改善[J]. 电测与仪表,2020,57(18):18-23.
- [6] 贺建章,王海波,季知祥,等. 基于随机森林理论的配电变压器重过载预测[J]. 电网技术,2017,41(8):2593-2597.
- [7] 周青菁,陆金桂,宣兆新. 聚类算法在多变压器选址

中的应用研究[J]. 计算机工程与设计,2011,32(1):281-284.

- [8] 林海明,杜子芳. 主成分分析综合评价应该注意的问题[J]. 统计研究,2013,30(8):25-31.
- [9] 莫超,吴杰康,简俊威. 分布式电源配电网模糊多目标无功优化配置[J]. 智慧电力,2018,46(5):33-39.
- [10] 林少华,吴杰康,莫超,等. 基于二阶锥规划的含分布式电源配电网动态无功分区与优化方法[J]. 电网技术,2018,42(1):238-246.
- [11] 张建文,杨晨,冉懿,等. 基于PCA-GPQR的电网负荷短期概率预测[J]. 电力系统及其自动化学报,2020,32(5):24-29.
- [12] 王鹏,林佳颖,郭岫,等. 配用电数据分析及应用[J]. 电网技术,2017,41(10):3333-3340.
- [13] 赵劲帅,邱晓燕,马菁曼,等. 基于模糊聚类分析与模型识别的微电网多目标优化方法[J]. 电网技术,2016,40(8):2316-2323.
- [14] 陈子元,杨昊,万博文,等. 考虑负荷特性的并网型微电网可靠性评估[J]. 智慧电力,2019,47(2):37-42.
- [15] 张然,孙晓璐,何仲潇,等. 基于异常点检测和改进K-means算法的台区用户相别辨识方法[J]. 智慧电力,2020,48(1):91-96.
- [16] 胡兵,詹仲强,陈洁,等. 基于PCA-GA-Elman的短期光伏出力预测研究[J]. 太阳能学报,2020,41(6):256-263.

#### 作者简介:

曾顺奇(1986),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统运行与控制;

吴杰康(1965),男,工学博士,博士生导师,教授,研究方向为电力系统运行与控制等;

李欣(1981),女,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统运行与控制;

蔡志宏(1997),男,硕士研究生,研究方向为电力系统运行与控制等。

(收稿日期:2020-12-15)

# 基于 Bi - LSTM 和支持向量机的风机叶片短期覆冰状态预测模型

熊昌全<sup>1</sup>, 何泽其<sup>2</sup>, 张宇宁<sup>1</sup>, 黄 胜<sup>1</sup>

(1. 国家电投集团四川电力有限公司, 四川 成都 610065;

2. 国家电投集团四川电力有限公司凉山分公司, 四川 西昌 615000)

**摘要:** 风机叶片覆冰灾害严重危害风电场安全经济运行, 对风机叶片覆冰状态的预测是预防覆冰灾害的有效手段。针对传统覆冰状态预测方法精度较差问题, 基于风电场 SCADA 监测数据, 提出一种基于 Bi - LSTM 和 SVM 的风机叶片短期覆冰状态预测模型。首先, 采用 PCA 对风机叶片覆冰状态监测特征指标进行降维, 筛选可以反映风机叶片覆冰状态的特征指标; 其次, 基于大量历史数据, 对 Bi - LSTM 和 SVM 模型进行训练, 训练结果表明模型有较好精确度; 最后, 将多组实际数据集输入 Bi - LSTM 预测模型, 预测输出值输入 SVM 模型, 对风机叶片是否会出现覆冰故障进行判别。结果表明, 所提方法可准确实现叶片覆冰状态预测, 准确率可达 95%。

**关键词:** 风机叶片覆冰; SCADA 监测系统; Bi - LSTM 预测模型; 主成分分析法; 支持向量机

**中图分类号:** TK83 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003 - 6954 (2021) 03 - 0088 - 07

**DOI:** 10.16527/j.issn.1003 - 6954.20210316

## Short - term Icing Status Prediction Model of Wind Turbine Blades Based on Bi - LSTM and SVM Models

Xiong Changquan<sup>1</sup>, He Zheqi<sup>2</sup>, Zhang Yuning<sup>1</sup>, Huang Sheng<sup>1</sup>

(1. SPIC Sichuan Electric Power Co., Ltd., Chengdu 610065, Sichuan, China;

2. Liangshan Branch of SPIC Sichuan Electric Power Co., Ltd., Xichang 615000, Sichuan, China)

**Abstract:** The icing disaster of wind turbine blades severely impair the safe and economic operation of wind farms, while the prediction of icing status of wind turbine blades is an effective method to prevent icing disaster. Based on the data of supervisory control and data acquisition (SCADA), a short - term icing status prediction model based on bidirectional long short - term memory (Bi - LSTM) and support vector machine (SVM) is proposed to solve the problem of inaccuracy of the traditional prediction method. Firstly, principal component analysis (PCA) are employed to reduce the dimension of characteristic index of wind turbine icing status, and the characteristic index that can reflect the fan blade icing status are screened. Secondly, Bi - LSTM and SVM models are trained based on a large number of historical data, and the training results show that the model has good accuracy. Finally, SVM is used to predict the icing status of the Bi - LSTM forecasting output data set to judge whether the fan blade will have icing failure. The results show that the proposed method can accurately predict the icing status of blades with an accuracy of 95%.

**Key words:** wind turbine blades icing; SCADA monitoring system; Bi - LSTM prediction model; principal component analysis; support vector machine

## 0 引 言

随着化石能源短缺以及环境污染等问题的出现, 风力资源作为绿色可再生能源受到科学与工业

界的高度重视<sup>[1]</sup>。为充分有效地利用风力资源, 风电场一般建于高海拔山区或沿海区域, 这些地区往往具有昼夜温差大、湿度大、风力强等特点。在低温季节, 长期处于潮湿寒冷环境下的风电场面临严重的风机叶片覆冰问题。风机叶片覆冰将加剧叶片的疲劳载荷以及影响风机产能, 严重时会导致设备故

障和风机寿命缩短。极端情况下,过度积冰甚至可能发生风机塔筒坍塌<sup>[2-3]</sup>,严重影响风电场安全经济运行。因此亟需开展对风机叶片覆冰状态预测研究,提前采取防范措施以预防可能发生的覆冰危害,确保风电场安全高效运行。

针对风机叶片覆冰状况研究,文献[4]利用天气数据进行预测研究,将预测结果输入基于物理机理的 iceBlade 模型中,实现对风机叶片的覆冰监测。文献[5]基于压电陶瓷应力波测量,提出了风机叶片覆冰主动监测方法,结果表明,压电陶瓷电压测量信号与覆冰厚度存在显著的相关性,方法偏向实验分析。以上覆冰检测研究以覆冰产生机理和过程数值作为重点研究对象,缺少对风机自身运行数据的考量。文献[6]基于数据分析的风机状态监测方法,提出一种基于数据采集与监控系统(supervisory control and data acquisition, SCADA)数据变量相关性的监测方法,实现在不同工况下对风机健康状况的定量评估。文献[7]基于 SCADA 数据,提出了一种主动诊断式的覆冰监测方法,分别从机组整体性能、叶桨吸能效率、机组塔架振动对风机覆冰开展精细化研究,并进行了相互验证,但忽略了指标整体关联性。文献[8]通过 SCADA 系统收集的基础数据作为模型输入,提出了一种基于长短期记忆网络的叶片覆冰故障检测模型,但 LSTM 模型存在精确性不足等问题。文献[9]提出了一种基于 BP 神经网络的风机叶片故障预测方法,先根据行业经验,从 SCADA 监测数据集选出与风力发电机叶片结冰关联度高的数据,通过多源融合的方法利用 BP 神经网络自聚类算法进行叶片结冰故障预测,但对数据选择和处理较为粗糙,导致预测精度欠缺,且 BP 自聚类算法存在分类数据需求大的问题。支持向量机(support vector machine, SVM)在学习样本数较少的情况下比人工智能方法有更强的适应性、更好的分类能力<sup>[10]</sup>。

综上所述,传统的覆冰状态监测方法不能精确判断风机叶片覆冰状态,且风机覆冰状态监测数据冗余,处理较为困难。针对这个问题,提出一种基于双向传播长短期记忆网络(bidirectional long short-term memory, Bi-LSTM)和 SVM 的风机叶片覆冰状态预测模型。首先,基于主成分分析法对 SCADA

数据进行降维处理,得到与风力发电机叶片覆冰关联度较高的数据特征;其次,对筛选的数据特征历史数据进行数据分析与预处理,并作为训练集输入 Bi-LSTM 神经网络进行训练,Bi-LSTM 可以有效解决传统 LSTM 网络对长关联数据点信息识别能力较差的问题,经过测试表明预测模型精确度良好;最后,基于大量历史数据集训练好的 SVM 模型,对 Bi-LSTM 数据特征输出的预测数据进行覆冰状态判别,最终确定风机叶片是否会出现覆冰故障。

## 1 SCADA 数据特征处理

### 1.1 主成分分析法

基于 SCADA 监测系统得到的数据指标集维数较多,在此情况下,往往会使得计算量增大引发维数灾难,因此需要对数据指标集进行降维。主成分分析法<sup>[11]</sup>(principal component analysis, PCA)是一种广泛使用的数据指标降维方法,其目的是对能反映风机叶片覆冰状态特性的数据特征进行降维,同时对具有较高的原始变量信息量的数据特征进行排序,因此可利用该方法筛选影响风机叶片覆冰的关键指标。其步骤如下:

1) 对数据进行标准化处理

2) 计算标准化矩阵的相关系数矩阵

$$\mathbf{R} = (S_{ij})_{p \times p}, \quad i, j = 1, 2, \dots, p \quad (1)$$

式中: $\mathbf{R}$  为协方差矩阵; $S_{ij}$  为协方差矩阵中第  $i$  行和第  $j$  列所对应的数。

3) 计算相关系数矩阵的特征值和相应的特征向量

4) 选择主成分

每个特征根对应的特征向量为  $a_1, a_2, \dots, a_p$ , 通过特征向量将标准化的数据指标转化为主成分

$$y_i = a'_i \beta \quad (2)$$

式中: $y_i$  为主成分; $\beta$  为预处理后的原变量值。

主成分的信息量大小由方差贡献率决定,其表达式为

$$\alpha_i = \frac{\lambda_i}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} \quad (3)$$

式中: $\alpha_i$  为方差贡献率; $\lambda_i$  为特征值; $m$  为选取协

方差矩阵特征值的个数。

累积方差贡献率表达式为

$$G(m) = \frac{\sum_{i=1}^m \lambda_i}{\sum_{k=1}^p \lambda_k} \quad (4)$$

式中:  $G(m)$  为累积方差贡献率;  $\lambda_k$  为第  $k$  个主成分的特征值。

5) 计算主成分载荷

主成分载荷的表达式为

$$l_{ij} = \sqrt{\lambda_i} a_{ij} \quad (5)$$

式中:  $l_{ij}$  为主成分载荷;  $a_{ij}$  为各变量间的相关系数矩阵。

6) 主成分得分表达式

$$G_i = \alpha_1 y_1 + \alpha_2 y_2 + \dots + \alpha_p y_p \quad (6)$$

式中,  $G_i$  为最终所提取的主成分得分。

最后, 将原始数据集带入主成分表达式中即可计算出主成分得分, 通过筛选主成分得分高的构成新的数据特征集, 通常当累计方差贡献率大于 85% 时, 所确定的主成分可以反映相关变量特性。

## 1.2 数据预处理

为使数据特征形式符合 Bi-LSTM 风机叶片覆冰预测模型的输入规范, 采用归一化和标准化对数据进行预处理<sup>[12]</sup>。针对范围有限的数据特征, 采用归一化统一不同数据特征的取值范围, 即将数据特征的上限设为 1, 下限设为 0, 其表达式为

$$X' = \frac{X - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \quad (7)$$

式中:  $X'$  为预处理后的数据特征;  $X$  为原始数据;  $X_{\max}$ 、 $X_{\min}$  分别为数据特征中的最大值和最小值。

对于范围不确定的数据, 采用标准化降低异常数据带来的影响, 即将数据特征的均值转化为 0, 方差转化为 1, 其表达式为

$$X' = \frac{X - \delta}{\zeta} \quad (8)$$

式中,  $\delta$ 、 $\zeta$  分别为数据特征的均值和标准差。

## 2 Bi-LSTM 神经网络

为解决一般的循环神经网络 (recurrent neural network, RNN) 存在的无法记忆长时间段信息和对

内存与计算时间要求高的局限性, LSTM 作为一种时间循环神经网络被设计提出<sup>[13-14]</sup>。且双向机制可以提供给输出层输入序列中每一个点完整的过去和未来的上下文信息, 进一步提高网络对长关联信息的识别能力<sup>[15]</sup>。

LSTM 单元包含 3 个门控: 输入门、遗忘门和输出门。此外, 每个序列索引位置  $t$  有向前传播的隐藏状态  $h(t)$ , 同时还有一个用于描述前后时间耦合的细胞状态, 记为  $C(t)$ 。具体模型结构如图 1 所示。

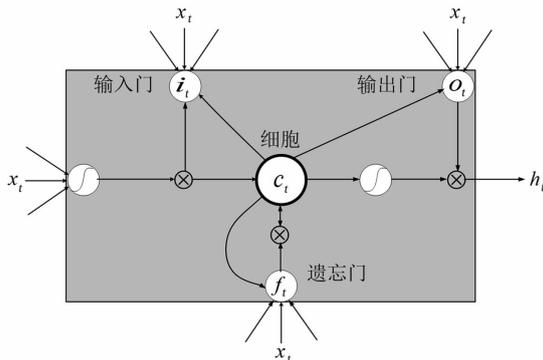


图 1 LSTM 内部结构

LSTM 的 3 个门控具体运作流程如下所述:

1) 遗忘门

遗忘门决定前一个时间步内部状态对当前时间步内部状态的更新。首先, 在遗忘门输入端输入上一序列的隐藏状态  $h_{t-1}$  和本序列数据  $X_t$ ; 其次, 通过激活函数  $\sigma$ , 得到遗忘门的输出  $p_t$ ; 最后, 输出值  $p_t$  赋值给对应细胞状态变量  $C_{t-1}$ , 表达式为

$$p_t = \sigma(W_p h_{t-1} + U_p X_t + b_p) \quad (9)$$

式中:  $W_p$ 、 $U_p$  为线性关系的系数;  $b_p$  为  $t-1$  时刻到达  $t$  时刻的神经元所对应输入门的偏置;  $\sigma$ 、 $p_t$  分别为 sigmoid 的激活函数和输出结果, 其中  $p_t \in (0, 1)$ 。

2) 输入门

输入门决定当前时间步的输入和前一个时间步的系统状态对内部状态的更新。具体为将过去的记忆与现在的记忆合并: 首先, 由 sigmoid 激活函数得到  $i_t$ ; 其次, 由 tanh 激活函数得到  $a_t$ ; 然后, 将  $i_t$  与  $a_t$  进行相乘; 最后, 用所乘结果对细胞状态进行更新, 其表达式为

$$\begin{cases} i_t = \sigma(W_i h_{t-1} + U_i X_t + b_i) \\ a_t = \tanh(W_a h_{t-1} + U_a X_t + b_a) \end{cases} \quad (10)$$

式中,  $W_i$ 、 $b_i$  分别为  $t-1$  时刻到达  $t$  时刻的神经元所对应的输入门的权重函数和偏置;  $W_a$ 、 $b_a$  分别为

$t-1$  时刻到达  $t$  时刻的神经元所对应的输入数据的权重函数和偏置;  $U_i, U_a$  为输入门线性关系的系数。

细胞状态更新过程由  $C_{t-1}$  与遗忘门输出  $p_t$  的乘积和输入门  $i_t$  与  $a_t$  的乘积构成。此过程表达式为

$$C_t = C_{t-1} \odot p_t + i_t \odot a_t \quad (11)$$

式中:  $C_t$  为新细胞状态;  $\odot$  为哈达玛积。

### 3) 输出门

输出门决定内部状态对系统状态的更新。输出基于细胞状态,但最终输出结果会被过滤。首先,运行一个 sigmoid 层来确定细胞状态的输出部分;其次,把细胞状态通过 tanh 进行处理(得到一个在  $-1 \sim 1$  之间的值)并将它和 sigmoid 门的输出相乘,最终输出结果。

$$o_t = \sigma[W_o(h_{t-1}, x_t) + b_o] \quad (12)$$

$$h_t = o_t \tanh(C_t) \quad (13)$$

式中:  $o_t$  为输出门系数;  $W_o$  和  $b_o$  分别为  $t-1$  时刻到达  $t$  时刻的神经元所对应的输出门的权重函数和偏置。

Bi-LSTM 网络的基本思想是对于一个训练序列进行向前和向后两次 LSTM 训练,并连接着同一个输出层,从而提供给输出层输入序列中每一个点完整的过去和未来的上下文信息,如图 2 所示。其公式为:

#### 1) 正向计算 LSTM 隐藏层状态

$$s_t = f(U \cdot x_t + W \cdot s_{t-1}) \quad (14)$$

#### 2) 反向计算 LSTM 隐藏层状态

$$s'_t = f(U' \cdot x_t + W' \cdot s_{t+1}) \quad (15)$$

#### 3) 最终输出取决于 $s$ 和 $s'$

$$o_t = g(V \cdot s_t + V' \cdot s'_t) \quad (16)$$

式中:  $U, V, W$  为各个权重矩阵;  $f, g$  为 LSTM 激活函数。

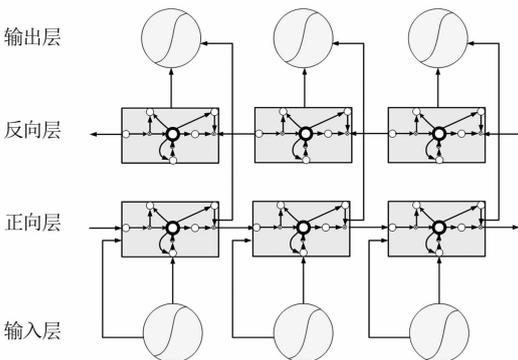


图 2 Bi-LSTM

Bi-LSTM 网络拥有的特殊门结构和记忆功能,具有良好的时序数据处理能力。风机覆冰预测所需基础数据冗杂且都与时间序有关,所以 Bi-LSTM 网络适用于所提的风机叶片覆冰状态预测。

## 3 SVM 模型

支持向量机是由 Vapnik 等人提出<sup>[10]</sup>。SVM 可用于高维模式的识别,即分类问题研究。其基本思想是,基于在数据集里找到支持向量,在特征空间上找到最佳分离超平面使得训练集上的不同样本间隔最大。

对于二分类问题,最优分类超平面的表达式可设为

$$w\varphi(x) + b = 0 \quad (17)$$

式中,  $w, b$  分别为权重和阈值偏差。

进一步地,原样本空间的二分类问题可表示为

$$y_i(w\varphi(x) + b) \geq 1 \quad (18)$$

式中,  $y_i \in [-1, 1]$ , 为输出状态类别。

同时引入松弛变量  $\varepsilon_i$ 、惩罚因子  $C$  以及 Lagrange 乘子  $\alpha_i$  应对可能产生的样本分错问题,将原问题转换为对偶问题,即

$$\begin{cases} \max \left\{ \sum_{i=1}^l \alpha_i - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^l \alpha_i \alpha_j y_i y_j \varphi(x_i) \varphi(x_j) \right\} \\ \text{s. t. } 0 \leq \alpha_i \leq C \quad \sum_{i=1}^l y_i \alpha_i = 0 \end{cases} \quad (19)$$

根据 Kuhn-Tucker 条件,  $\alpha_i$  须满足

$$\alpha_i \{ y_i [w\varphi(x) + b] - 1 + \varepsilon_i \} = 0 \quad (20)$$

求解上述问题,可得到最优分类函数

$$f(x) = \text{sgn} \left\{ \sum_{i=1}^m \alpha_i y_i K(x, x_i) + b \right\} \quad (21)$$

式中:  $\text{sgn}(u)$  为符号函数,若  $u > 0$ , 则  $\text{sgn}(u) = 1$ ,  $u < 0$ , 则  $\text{sgn}(u) = -1$ ;  $x_i$  为是样本变量数据;  $y_i$  为样本类标;  $x$  为待分类样本;  $m$  为支持向量个数;  $K(x, x_i)$  为核函数。

根据专家的先验知识预先选用核函数为

$$K(x, x_i) = \exp(-\gamma |u - v|^2) \quad (22)$$

式中,  $u, v$  为数据集的样本。

## 4 模型求解

采用 MATLAB 软件平台,对所建立的基于 Bi-LSTM 和 SVM 的风机叶片覆冰状态预测模型进行求解。系统硬件环境为 Intel Core I5 CPU,3.30 GHz,8 GB 内存,操作系统为 Win10 64 bit。求解流程如图 3 所示,具体步骤如下:

1)采用 PCA 对原始指标数据集进行降维处理,降维得到与覆冰关联度贡献最大的特征指标。

2)基于降维得到的特征指标选择所对应的历史数据,进行数据标准化预处理,用于 Bi-LSTM 预测模型的训练及测试评估。

3)选择降维得到特征指标对应的覆冰及未覆冰状态的历史数据,对 SVM 分类进行训练。

4)将实际数据输入 Bi-LSTM 预测模型,输出得到特征指标预测数据,再输入 SVM 分类模型对风机叶片覆冰状态进行判断。

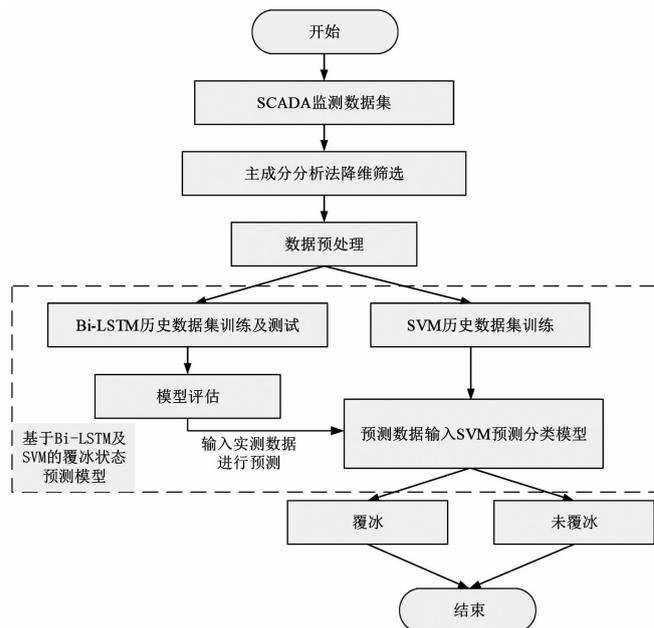


图 3 模型求解流程

## 5 算例分析

### 5.1 PCA 特征指标降维

基于 PCA 对 SCADA 特征指标集降维得到 13 个特征指标。根据主成分得分对叶片覆冰影响的重要程度由大到小的排序如表 1 所示。由于主成分舱内温度、环境温度及偏航位置的累积方差贡献率达

到了 85% 以上,具有较高的原始变量信息量,可以反映叶片覆冰状态之间的相关性,因此选择上述 3 个特征指标作为所提模型的输入量。

### 5.2 Bi-LSTM 预测模型分析

对覆冰和正常状态的数据集添加标记以区分,总共采集 2000 组数据,其中后 400 组数据为覆冰状态数据。根据模型经验<sup>[16]</sup>,并对比在不同训练样本和测试样本下的预测精度,如图 4 所示,可知训练数据和测试数据的数量之比为 1600:400 时能获得较好的预测精度,且再增加训练样本时,模型的预测精度基本保持不变。因此选用 1600 组数据用于模型训练,400 组数据用于模型测试。通过多次试验,Bi-LSTM 预测模型的参数为:2 层隐藏层,每层神经元数依次为 64、128 个;训练 1000 轮;激活函数为 adma;批大小为 32。

表 1 13 个数据特征排序

数据特征排序	数据特征名称
1	舱内温度/ $^{\circ}\text{C}$
2	环境温度/ $^{\circ}\text{C}$
3	偏航位置/ $^{\circ}$
4	水平方向加速度/ $(\text{m} \cdot \text{s}^{-2})$
5	垂直方向加速度/ $(\text{m} \cdot \text{s}^{-2})$
6	叶片 1 开关温度/ $^{\circ}\text{C}$
7	变桨电动机 1 温度/ $^{\circ}\text{C}$
8	叶片 1 速度/ $(\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$
9	发电机转速/ $(\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$
10	风向角/ $^{\circ}$
11	偏航速度/ $(\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$
12	风速/ $(\text{m} \cdot \text{s}^{-1})$
13	网侧有功功率/ $\text{kW}$

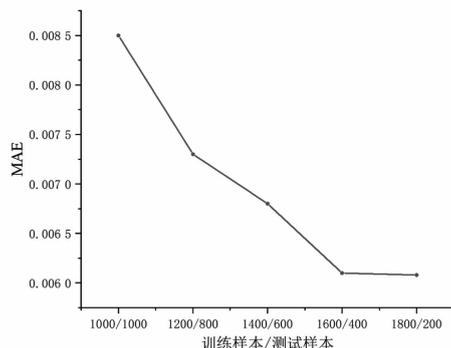


图 4 不同训练样本/测试样本比例下模型预测效果对比

选取主成分得分前三的数据特征的舱内温度、环境温度及偏航位置 3 组指标,通过可视化视图显示 Bi-LSTM 训练集数据的预测结果。图 5、图 6 和图 7 分别展示了预处理后的机舱温度、环境温度及偏航位置预测值和实际值走势。从图中可看出,预测值和实际值具有较高的重合度,说明所提方法 Bi-LSTM 预测模型有效性。

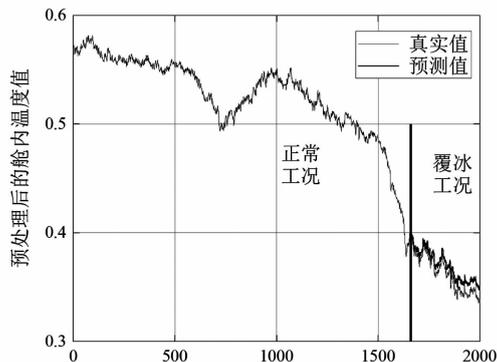


图 5 舱内温度真实值与预测值对比

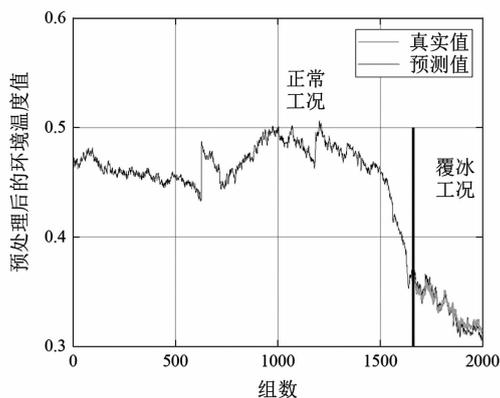


图 6 环境温度真实值与预测值对比

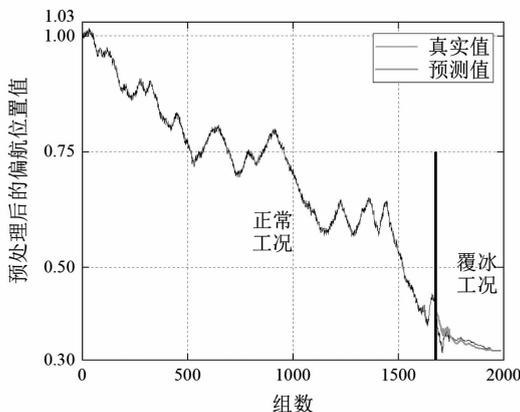


图 7 偏航位置真实值与预测值对比

为进一步说明采用 Bi-LSTM 预测模型的准确性,采用表 2 中的 3 种误差函数作为模型评价指标<sup>[17]</sup>。

表 2 误差函数

函数名称	函数作用
平均绝对误差	反映预测值误差实际情况
平均绝对误差百分比	反映数据特征的变化程度
均方根误差	反映预测值与真实值偏离的大小

误差函数的公式如下:

1) 平均绝对误差(mean absolute error, MAE)

$$\tau = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m |y_i - \hat{y}_i| \quad (23)$$

2) 平均绝对百分比误差(mean absolute percentage error, MAPE)

$$\beta = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right| \times 100\% \quad (24)$$

3) 均方根误差(root mean square error, RMSE)

$$\gamma = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (y_i - \hat{y}_i)^2} \quad (25)$$

式中:  $\hat{y}_i$ 、 $y_i$  分别为测试集中的预测值和原始值;  $m$  代表测试集的大小。模型拟合度的高低与上述指标值的大小成反比,值越小表明结果越精确。

通过测试集数据预测结果,选取舱内温度为例,对比 Bi-LSTM 与其他 3 种预测模型的 MAE、MAPE 和 RMSE 评价指标,如表 3 所示。所采用的 Bi-LSTM 模型评价指标均优于其他两种模型,由此可见 Bi-LSTM 预测准确性更好。

表 3 4 种预测模型的性能指标结果

预测方法	评价指标		
	MAE	MAPE/%	RMSE
所建模型	0.006 1	1.73	0.007 5
LSTM 网络	0.006 5	1.92	0.007 8
线性回归模型	0.044 9	12.75	0.045 6
神经网络模型	0.006 9	1.95	0.008

### 5.3 风机覆冰状态预测分析

基于 Bi-LSTM 和 SVM 的风机叶片短期覆冰状态预测模型,自动判断未来一段时间内是否会出现风机叶片覆冰故障。首先,分别从 2000 组正常工况和覆冰工况预测数据集中各挑选 300 组标签数据,将标签数据输入 SVM 模型进行深度训练,将覆冰工况下每组数据的训练值标记为 1,正常工况下每组数据的训练值标记为 0。当 SVM 模型训练完成后,通过将真实数据输入 Bi-LSTM 预测模型,再

将预测输出值输入 SVM 模型,对应可得到一个在 0.5 左右的聚类输出值,若输出值大于 0.5,则判断 1,状态为覆冰;若输出值小于 0.5,则判断为 0,状态为正常。

从实际数据集中各挑选 40 组正常和覆冰工况下的数据输入 Bi-LSTM 状态预测模型,得到舱内温度、环境温度及偏航位置的预测值,将其输入 SVM 分类模型,最后根据预测输出值判断风机叶片覆冰状态,基于 Bi-LSTM 和 SVM 状态预测模型输出结果最终只有 4 组数据发生误判,76 组预测输出为正确。通过此实验可以得出,所提的预测方法准确率为 95.0%。

## 6 结 语

以某风电场风电机组 SCADA 数据为基础,提出了一种基于 Bi-LSTM 和 SVM 的风机叶片覆冰状态预测模型,通过大量历史数据对 Bi-LSTM 预测模型及 SVM 模型进行训练,Bi-LSTM 预测可以得到更好的预测效果。此外,结合实际数据,对风机叶片未来一段时间是否会出现覆冰故障进行预测,预测结果表明所提的方法正确率可以达到 95.0%,在准确性和时效性上要强于其他传统方法。进一步地,当获得新的实际数据后,预测模型可以继续对训练集进行扩展,进而提高预测准确率。同时可以为风机叶片覆冰状态预测提供可靠的决策依据,确保风电场在严寒季节能安全经济运行。

### 参考文献

- [1] 都亮. 电力工业可持续发展技术[M]. 北京:中国水利水电出版社,2013.
- [2] 东乔天,金哲岩,杨志刚. 风力机结冰问题研究综述[J]. 机械设计与制造,2014(10):269-272.
- [3] 王雪冬. 浅谈风机叶片覆冰情况分析及运行监控[J]. 海峡科技与产业,2017(10):77-78.
- [4] Davis N, Hahmann A N, Clausen N E, et al. Forecast of Icing Events at A Wind Farm in Sweden[J]. Journal of Applied Meteorology and Climatology,2014,53(2):262-281.
- [5] 许斌,郭雪怡,陈洪兵. 基于压电陶瓷的风机叶片模型覆冰主动监测[J]. 压电与声光. 2017(1):72-76.
- [6] Yang W, Court R, Jiang J. Wind Turbine Condition Monitoring by the Approach of SCADA Data Analysis[J]. Renewable Energy,2013,53:365-376.
- [7] 张启亮. 基于 SCADA 数据特征的风电机组叶浆结冰辨识研究[D]. 北京:华北电力大学,2018.
- [8] Li M, He X. An Accurate Detection Method for Turbine Icing Issues Using LSTM Network[J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2019, 237(3): 032109.
- [9] 池昊,彭成,贺婧,等. 基于 SCADA 数据的风机叶片结冰短期预测方法[J]. 信息与电脑,2019(4):61-65.
- [10] 周志华,王珏. 机器学习及其在应用 2009[M]. 北京:清华大学出版社,2009.
- [11] 王敏,陈民锋,刘广为,等. 主成分分析法确定海上油田水驱效果评价关键指标[J]. 油气地质与采收率, 2015,22(2):112-116.
- [12] 李铭璐. 基于深度学习的风机叶片覆冰故障检测方法研究[D]. 武汉:华中科技大学,2019.
- [13] Greff K, Srivastava R K, Koutnik J, et al. LSTM: A Search Space Odyssey[J]. IEEE Transactions on Neural Networks & Learning Systems, 2016, 28(10): 2222-2232.
- [14] 唐子卓,刘洋,许立雄,等. 基于负荷数据频域特征和 LSTM 网络的类别不平衡负荷典型用电模式提取方法[J]. 电力建设,2020,41(8):17-24.
- [15] 杨龙,吴红斌,丁明,等. 新能源电网中考虑特征选择的 Bi-LSTM 网络短期负荷预测[J]. 电力系统自动化,2021,45(3):166-173.
- [16] 石晓文,蒋洪迅. 面向高精度与强鲁棒的空气质量预测 LSTM 模型研究[J]. 统计与决策,2019(16): 49-53.
- [17] 陈雨鸽,高伟,林鸿伟,等. 一种基于长短期记忆网络的线路覆冰预测模型研究[J]. 电工电气,2020(3): 5-11.

### 作者简介:

熊昌全(1966),男,高级工程师,主要研究方向为风电场安全稳定运行、电力系统安全;

张宇宁(1981),男,工程师,主要研究方向为风电场安全稳定运行、电力系统安全。

(收稿日期:2021-01-14)