

DOI:10.12158/j.2096-3203.2020.04.012

## 含风电场的输电网运营效率评估

党存禄<sup>1,2,3</sup>, 李永强<sup>1</sup>, 杨海兰<sup>1</sup>, 党媛<sup>1</sup>

(1. 兰州理工大学电气工程与信息工程学院, 甘肃 兰州 730050;

2. 甘肃省先进工业过程控制重点实验室, 甘肃 兰州 730050;

3. 兰州理工大学国家级电气与控制工程教学基地, 甘肃 兰州 730050)

**摘要:**针对传统含风电场的输电网运营效率评估体系中存在的指标冗余和评估结果准确性较差的问题,首先引用相关性分析法去除相关性较强的指标,随后运用组合权重法合理赋权突出主导因素,从而筛选精简出含有11个代表性极强的指标的合理的评估指标体系,由此构建出模糊神经网络综合评价体系。然而模糊神经网络在训练参数时收敛速度较慢且容易陷入局部最优解,因此文中在对比分析了梯度下降法、粒子群算法及小生境粒子群(NPSO)算法的收敛速度和精度后,选择具有最优收敛性能的NPSO算法求解最优参数并更新到神经网络中。测试数据表明,实际输出和预测输出的契合度很高,最终针对甘肃省L市、T市和B市2011—2016年的输电网运营效率进行评估与分析。

**关键词:**输电网;运营效率;相关性分析法;组合权重法;人工神经网络;模糊评价;小生境粒子群(NPSO)算法

**中图分类号:**TM721

**文献标志码:**A

**文章编号:**2096-3203(2020)04-0077-10

## 0 引言

输电网运营效率的高低不仅衡量了电网的运行水平,还体现了现代电网企业产能效益。随着新能源的发展及普及,其逐步替代传统化石能源已成趋势,而风力发电在节能环保和经济性方面具有得天独厚的优势<sup>[1-3]</sup>。但是由于风电场输出功率受风速影响,其有功出力特性曲线同负荷一般不可控制并具有随机性、间歇性和波动性的特点,因此当风机容量在总电网中占比很大时,不仅会对电能质量产生影响,例如电压波动,频率变化及谐波产生,还会对输电网的输电可靠性裕度产生干扰,造成严重的输电瓶颈<sup>[4-5]</sup>。且风电场分布大都远离负荷中心,输电网系统投资巨大,因此合理评估含风电场的输电网运营效率对电网的一二次规划以及科学经济运营具有重大意义。

国内外针对含风电场的输电网运营效率评估体系的研究并未形成通用的评估体系与标准。文献[6]运用模糊评估方法对柔性直流输电系统的可靠性进行评估;文献[7]采用 Monte Carlo 模拟改进的概率潮流算法评测输电网利用率;文献[8]从多目标多层次着手建立光伏发电经济评价体系和打分方法;文献[9]从风电系统备用角度考虑,以备用的最优获取方式为指标建立了电量成本计算模型;文献[10]在引入盲信息的基础上,优化了模糊综合

评价常用的三角、梯形隶属度函数,综合考虑多种不稳定因素;文献[11]运用模糊综合评价与层次分析法(analytic hierarchy process, AHP)的组合算法对电能质量进行评估,虽考虑到主观权重问题,但忽略了客观赋值。由于输电网运营效率评估指标较多,大部分评估体系都采取选取部分指标然后专家评分赋予权值来进行综合评定,这样的评估方式往往忽视指标件的系统性和相关性,增加了计算量和分析问题的复杂度。而且专家赋权偏于主观,评估结果不够精确。

另外传统输电网评估过分注重电网安全性而牺牲经济性和运营效率,这并不符合如今科学发展,节能减排的要求。针对传统电网评估方法存在的不足,合理筛选指标并赋予权值是精确评估的前提。文中采用相关性分析法去除指标间的相关性,组合权重法赋予指标的一次权值,并使用小生境粒子群(niche particle swarm optimization, NPSO)算法来二次修正权值,最终提出一种改进的基于模糊神经网络的主客观相结合的更合理的输电网运营效率评估体系,并运用于甘肃三市电网运营效率评估。分析证明,精简后的指标体系有效降低了算法程序步骤和复杂性,并且经过 NPSO 算法优化的模糊神经网络评价结果准确反映了三市输电网运营效率状况。

## 1 评估指标体系初步建立

### 1.1 初始指标的选择

构建输电网运营效率评估体系要遵循全面性、

收稿日期:2020-02-19;修回日期:2020-03-27

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51767017)

精简性和科学性 3 个原则。评估指标涵盖面是否全面是精确评估的前提,但若将所有的指标覆盖,则评估计算量十分巨大并且数据难以采集。文中系统性地梳理归纳了国内外相关国家标准、南网、国网企业标准等标准文件规定的风电场运行性能基础指标,从安全性、可靠性、经济性和利用率 4 个方面构建输电运营效率初步评估体系,如表 1 所示。

表 1 初级评估指标体系

Table 1 Primary evaluation indicator system

一级指标	二级指标
安全性指标	短路容量 $C_1$ , 母线电压合格率 $C_2$ , 母线电压稳定裕度变化率 $C_3$ , 负荷节点电压偏移率 $C_4$ , 负荷节点电压合格率 $C_5$ , 线路容量裕度变化率 $C_6$
可靠性指标	平均停电频率 $C_7$ , 平均供电可用率 $C_8$ , 总谐波畸变率 $C_9$ , 电量不足变化率 $C_{10}$ , 平均停电持续时间 $C_{11}$ , 线路强迫停运率 $C_{12}$
利用率指标	主变平均负载率 $C_{13}$ , 主变最大负载率 $C_{14}$ , 目标功率响应时间 $C_{15}$ , 风电并网消纳能力 $C_{16}$ , 线路平均负载率 $C_{17}$ , 有功恢复速度 $C_{18}$ , 线路可利用系数 $C_{19}$ , 风力发电装机比 $C_{20}$
经济性指标	单位购电管理费用 $C_{21}$ , 平均线损率 $C_{22}$ , 线损改善率 $C_{23}$ , 单位投资成本增售电 $C_{24}$ , 停电损失变化率 $C_{25}$ , 弃风损失 $C_{26}$

### 1.2 指标具体含义及定量方法

(1) 短路容量:是指电力系统在规定的运行方式下,关注点三相短路时的视在功率,是表征电力系统供电能力强弱的特征参数。

$$C_1 = \sqrt{3} U_L I_{TS} \quad (1)$$

式中: $U_L$ 为某节点故障前的线电压有效值; $I_{TS}$ 为该节点发生三相短路故障时的短路电流。

(2) 母线电压合格率:

$$C_2 = 1 - \frac{T_L}{T_D} \quad (2)$$

式中: $T_L$ 为电压越限时间; $T_D$ 为电压检测时间。

(3) 母线电压稳定裕度变化率:度量母线当前工作点离电压崩溃点的距离。

$$C_3 = \frac{M_F - M_N}{M_N} \quad (3)$$

式中: $M_F$ 为风电并网后的母线电压稳定域度; $M_N$ 为风电未并网时母线电压稳定域度。

(4) 负荷节点电压偏移率:

$$C_4 = \frac{\sum_{i=1}^n |U_i - U_N|}{nU_N} \quad (4)$$

式中: $U_i$ 为配网中第  $i$  个负荷节点的实际电压; $U_N$ 为额定电压; $n$ 为电压偏移总数。

(5) 负荷节点电压合格率:

$$C_5 = N_Q / N_T \quad (5)$$

式中: $N_Q$ 为输电网中电压合格的节点数; $N_T$ 为总负荷节点数。

(6) 线路容量裕度变化率:

$$C_6 = \frac{R_{LF} - R_L}{R_L} \quad (6)$$

式中: $R_{LF}$ 为风电接入系统时的线路容量裕度; $R_L$ 为风电未接入系统时的线路容量裕度。

(7) 平均停电频率:

$$C_7 = N_{PF} / N_P \quad (7)$$

式中: $N_{PF}$ 为用户总的停电次数; $N_P$ 为总用户数。

(8) 平均供电可用率:

$$C_8 = H_T / H_N \quad (8)$$

式中: $H_T$ 为用户总的供电时间数; $H_N$ 为要求供电时间数。

(9) 总谐波畸变率:反映了风电接入后电网电流的畸变情况。风电场的电力电子设备、并联补偿电容器和线路电抗器谐振以及变流器的死区效应都会产生或加重谐波。

$$C_9 = \sqrt{\sum_{b=2}^H \left( \frac{I_b}{I_1} \right)^2} \quad (9)$$

式中: $I_b$ 为  $b$  阶谐波电流有效值; $I_1$ 为基波电流; $H$ 为谐波阶数。

(10) 电量不足变化率:

$$C_{10} = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\Delta P_1} \quad (10)$$

式中: $\Delta P_1$ 为未接入风电的供电缺额; $\Delta P_2$ 为风电并网后的系统供电缺额。

(11) 平均停电持续时间:

$$C_{11} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{PF}} T_i N_i}{N_P} \quad (11)$$

式中: $T_i$ 为用户第  $i$  次停电的停电时间; $N_i$ 为第  $i$  次停电的用户数。

(12) 线路强迫停运率:输电设备及输变电发生强迫停运的次数概率,其值为强迫停运次数与统计台数的比值。

(13) 主变最大负载率:负载率用来衡量在规定时间内负荷变动情况,反映电气设备的利用程度。主变最大负载率反映设备最大利用系数。

$$C_{13} = \frac{S_{TMAX}}{S_{TN}} \times 100\% \quad (12)$$

式中: $S_{TMAX}$ 为变压器实际运行最大功率; $S_{TN}$ 为主变压器额定功率。

(14) 主变平均负载率:反映设备平均利用系数。

$$C_{14} = \frac{S_{TAVE}}{S_{TN}} \times 100\% \quad (13)$$

式中: $S_{TAVE}$ 为变压器实际运行平均功率。

(15) 目标功率响应时间:是指功率设定值控制导致并网点有功功率开始变化至并网点功率达到目标功率允许范围(一般为目标功率90%)所用的时间。

$$C_{15} = T_{P0} - T_{P1} \quad (14)$$

式中: $T_{P0}$ 为设定值控制的开始时刻; $T_{P1}$ 为风电场功率达到目标功率并持续保持在允许范围内的时刻。

(16) 风电并网消纳能力:消纳能力强弱反映风电并网利用程度的高低。一般以完全不限制风电出力为原则,计算可以容纳的最大风电装机,主要是分析系统调峰裕量能否满足一定容量的风电机组由于其反调峰特性对系统调峰能力的需求。

$$C_{16} = \Delta P / R_W \quad (15)$$

式中: $\Delta P$ 为系统调峰能力裕量; $R_W$ 为风电最大增大峰谷差的值占风机装机容量的系数。

(17) 线路平均负载率:是反映供、用电设备是否得到充分利用的重要经济指标。从经济运行上来看,负载率越接近1,表明设备利用程度越好,经济性越高。

$$C_{17} = \left( \sum_{i=1}^n \frac{S_{Li}}{S_{Ni}} \right) / n \quad (16)$$

式中: $S_{Li}$ 为线路实际容量; $S_{Ni}$ 为额定容量; $n$ 为线路数量。

(18) 有功恢复速度:是指故障清除后风电场有功功率的恢复速度,反映了风电并网点电压跌落时,风电场不脱离电网且仍能保证继续正常运行的能力。

$$C_{18} = \frac{P_2 - P_1}{T_{a2} - T_{a1}} \quad (17)$$

式中: $P_1$ 为故障消失时刻风电场有功功率; $P_2$ 为故障前有功功率的90%; $T_{a1}$ 为故障消失时刻; $T_{a2}$ 为有功功率恢复至持续大于 $P_2$ 时刻。

(19) 线路可利用系数:反映一段时间内,输电线路输送电量占理论极限输送电量的比例,以考察线路容量利用状况。

$$C_{19} = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N S_{ij}}{8760 C_R N} \quad (18)$$

式中: $S_{ij}$ 为线路第*i*年中第*j*小时的功率值; $C_R$ 为极限传输容量; $N$ 为时间年数。

(20) 风力发电装机比:反映风力发电在电网规划中占比。

(21) 单位购电管理费用:

$$C_{21} = M_F / G_T \quad (19)$$

式中: $M_F$ 为光伏发电接入配网的管理费用,包括人力、日常运营和维修等; $G_T$ 为光伏年发电量。

(22) 平均线损率:

$$C_{22} = \frac{S + S_p - S_{ps}}{S + S_p} \quad (20)$$

式中: $S$ 为配电网中其他发电机组年供电量; $S_p$ 为光伏发电年供电量; $S_{ps}$ 为光伏发电年售电量。

(23) 线损改善率:

$$C_{23} = \frac{L_s - L_{ps}}{L_s} \quad (21)$$

式中: $L_s$ 为风机接入之前的线损; $L_{ps}$ 为接入之后的线损。

(24) 单位投资成本增售电量:增售电量与电网投资比值。

(25) 停电损失变化率:

$$C_{25} = \frac{P_{L,i} - P_{LP,i}}{P_{L,i}} \quad (22)$$

式中: $P_{L,i}$ 为未接入光伏的第*i*种负荷停电损失; $P_{LP,i}$ 为接入光伏的第*i*种负荷停电损失。

(26) 弃风损失:风电的输出受到送出线路传输容量的限制,若风电的输送容量大于线路传输容量,则会引起线路过载而造成弃风。

$$C_{26} = C_W E_{WAP} =$$

$$\begin{cases} \frac{r_0 (1 + r_0)^m}{(1 + r_0)^m - 1} C_W \sum (P_{w,s}(t) - P_T) \Delta t_s \\ P_T < P_{\max} \\ 0 & P_T \geq P_{\max} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $C_W$ 为风电上网电价; $E_{WAP}$ 为弃风导致的电能损失; $P_{w,s}(t)$ 为场景*s*下风电出力; $P_T$ 为线路传输容量; $\Delta t_s$ 为场景*s*下弃风现象的持续时间; $P_{\max}$ 为传输容量限制最大值; $r_0$ 为常数; $m$ 为线路条数。

## 2 评估指标的筛选和赋权

### 2.1 相关性分析法的引入

初选指标数目较多且相关程度不一,若不经筛选全部用于含风电场的输电网运营效率评估,会导致相似因素的重复计入从而增加计算量和评价问题的复杂性<sup>[12]</sup>。引入相关性分析法对各个指标间的关系进行解析,发现体系中的关键影响及驱动因素,对初始指标体系进行第1次筛选剔除,避免相似指标重复计入。评估体系中共有4类总计26个指

标,通过式(24)求解任意 2 个指标间的相关系数。

$$R = \frac{\sum (x_i - \bar{X})(y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum (x_i - \bar{X})^2} \sqrt{\sum (y_i - \bar{Y})^2}} \quad (24)$$

式中: $x_i, y_i$ 为两指标  $x, y$  各自第  $i$  个采样值; $\bar{X}, \bar{Y}$  则为两指标各自的平均值,即:

$$\begin{cases} \bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \\ \bar{Y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i \end{cases} \quad (25)$$

式中: $n$  为采样数量。将式(25)代入式(24)中,从而构建相关系数矩阵如表 2 所示。其中, $R_{j,d}$  为  $T_j$  中第  $d$  个和第  $s$  个指标的相关系数。若两指标相关性系数大于 0.8 则两者取其一,并舍弃与 2 个以上指标相关性系数大于 0.5 的指标。依次留下的便是相关性分析法精简后的指标。

表 2 相关性系数矩阵

Table 2 Correlation coefficient matrix

指标类 $T_j$	$T_{j,1}$	$T_{j,2}$	...	$T_{j,d}$	...	$T_{j,s}$	...
$T_{j,1}$	1	$T_{j,21}$	...	$T_{j,d1}$	...	$T_{j,s1}$	...
$T_{j,2}$	$R_{j,12}$	1	...	$T_{j,d2}$	...	$T_{j,s2}$	...
...	...	...	1	...	...	...	...
$T_{j,d}$	$R_{j,1d}$	$R_{j,2d}$	...	1	...	...	...
...	...	...	...	...	1	...	...
$T_{j,s}$	$R_{j,1s}$	$R_{j,2s}$	...	$R_{j,ds}$	...	1	...
...	...	...	...	...	...	...	1

## 2.2 组合赋权法的应用

相关系数法虽然可以通过指标间的相关性筛选出相关性较强的指标,但是筛选出的指标体系精简度不够,通过指标赋权突出重点因素能够进一步精简指标体系,指标权值的合理性也将影响到评估结果的准确性<sup>[13]</sup>。常用的指标赋权法包括主观赋权和客观赋权,主观赋权法利用评估者的学识阅历,赋予指标合理的判断,但经验及思考角度的差异会使结果含有较强的主观色彩;客观赋权法计算指标信息熵确定权重,消除了主观偏差,但未重视指标的现实性。针对 2 种方法的优缺点,引用了将 AHP 和熵权法相结合的组合赋权法,能更加准确地计算指标权重。

### 2.2.1 模型主观权重求解

运用 AHP 计算主观权重,基本步骤如下:

步骤一:建立评价递阶层次结构;

步骤二:构造各层次判断矩阵,将准则层和具体指标层中各元素的重要性进行两两对比,根据 Satty 九级标度法构造判断矩阵;

步骤三:计算最大特征值与特征向量;

步骤四:层次单排序和一致性检验,根据判断矩阵计算同一层次的各因子相对于上一层中某一因子的重要性权重,进行层次单排序,并对层次单排序做一致性检验。一致性指标为: $C_1 = (\lambda_{\max} - n)/(n - 1)$ ,随机性指标为  $C_R$ ,当  $C_R < 0.1$  时,满足一致性检验;

步骤五:层次总排序并作一致性检验。

### 2.2.2 模型客观权重求解

由熵权法得到的各指标熵值  $E_i$  与其匹配的权重值  $W_i$  成反比关系,即  $E_i$  越小其权重值  $W_i$  越大。其计算过程如下:

(1) 运用极差法将数据标准化。

(2) 计算信息熵  $E_i$ 。

$$E_i = - \ln \frac{1}{m} \sum_{j=1}^k p_{ij} \ln p_{ij} \quad (26)$$

式中: $m$  为常数,通常取 10;  $p_{ij} = Y_{ij} / \sum_{j=1}^k Y_{ij}$ ,  $k$  为指标取值时间,  $Y_{ij}$  为归一化后的指标数据。当  $p_{ij} = 0$  时,则有:

$$\lim_{p_{ij} \rightarrow 0} p_{ij} \ln p_{ij} = 0 \quad (27)$$

(3) 计算指标权重。根据式(26)计算  $n$  个指标的信息熵  $E_1, E_2, \dots, E_n$ ,从而得到每个指标的熵权值。

$$W_i = \frac{1 - E_i}{n - \sum_{i=1}^n E_i} \quad (28)$$

### 2.2.3 模型组合权重确定

将运用 AHP 法和熵权法分别求得的指标主观权重  $W_1$  和  $W_2$  线性组合便可得指标的组合权重。组合权重的确定重点在于  $W_1$  和  $W_2$  分配系数的确定。如采用主客观权值之间距离表示二者的差异,具体如下:

$$\begin{cases} d(W_1, W_2) = \left[ \frac{1}{2} \sum_{j=1}^n (W_{1j} - W_{2j}) \right]^{\frac{1}{2}} \\ W_z = \alpha W_1 + \beta W_2 \end{cases} \quad (29)$$

差异函数及分配系数需要满足以下条件:

$$\begin{cases} d(W_1, W_2)^2 = (\alpha - \beta)^2 \\ \alpha + \beta = 1 \end{cases} \quad (30)$$

求解式(30)得  $\alpha, \beta$  的值,进而求得权重  $W_z$ ,这样确定的一次评价指标权重可以充分收集客观信息,克服主观因素影响,排除奇异数据,从而逼近真实权重。并且更重要的是,无论是模糊神经网络评估法在二次修正权值时运用的是梯度下降 (gradient descent, GD) 算法,还是用于优化神经网络参

数的 NPSO 算法,均为多峰值优化算法<sup>[10]</sup>,运用这种组合权重法确立的权值将修正起始值放在了一个较低的“山腰”,从而使得更快地收敛到谷底,能够有效降低迭代次数,加快收敛速度,降低算法复杂性。经相关性分析法和组合权重法精简后的指标及其权重体系如表 3 所示。

表 3 精简后的指标评价体系

Table 3 Streamlined indicator evaluation system

一级指标	二级指标	指标权重
安全性指标	$C_1$	0.037
	$C_3$	0.021
	$C_5$	0.023
可靠性指标	$C_7$	0.311
	$C_{10}$	0.124
	$C_{12}$	0.132
	$C_{13}$	0.095
	$C_{16}$	0.212
利用率指标	$C_{19}$	0.125
	$C_{21}$	0.072
	$C_{22}$	0.121

### 3 模糊神经网络评价

模糊综合评价法可以有效处理模糊的、难以量化的非线性问题。但运算速度和结果精度较低。反向传播(back propagation, BP)神经网络具有良好的自学习能力和强大的非线性映射能力,在输电网运营效率评估中,可以在一定程度上提高效率评估的准确率,但无法解决模糊问题<sup>[14]</sup>。将两者有机结合可以实现优势互补,不仅可以利用神经网络的训练过程获取模糊结果,在学习过程中亦可以二次调节指标权重,使评价结果更加合理。

#### 3.1 模糊 BP 神经网络的构建

##### 3.1.1 模糊评价模型建立

输电网运营效率评价模型及流程如图 1 所示。基于 BP 模糊神经网络根据训练样本的输入,输出维数确定网络节点数并概率初始化模糊隶属度函数中心、宽度以及参数。模型中有 11 个指标,规定评价等级有 I, II, III, IV, V 级,所以模型中输入节点有 11 个,输出节点 5 个,隐含层节点数目根据  $\sqrt{m+n+a}$  计算,  $m$  和  $n$  分别为输入层和输出层节点数,  $a$  为(0,10)之间的常数,隐含层节点的取值要合适,过大收敛速度很快,过小则收敛精度不够,根据试错法确定  $a$  值为 7,从而确定了 11-11-5 的神经网络结构。

##### 3.1.2 模型的评价过程

(1) 运用子指标计算公式得到评价指标数据,

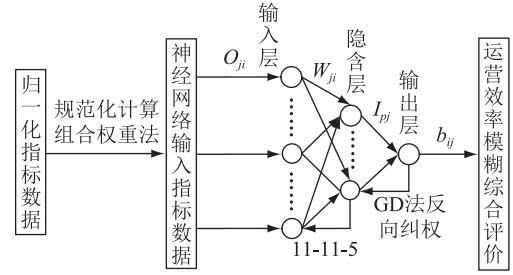


图 1 模糊综合评价体系

Fig.1 Fuzzy comprehensive evaluation system

将指标数据归一化,确定评价集。采用(0,1)区间变换法,将指标数据规范化。

(2) 神经网络输入指标数据。模糊评价层已用上述组合权重法确定组合权重的模糊评估,其权重结合了专家的主观经验与客观数据,较为全面。

(3) 模糊评价模型为  $B=A \cdot R$ ,  $R$  为模糊评价矩阵,“ $\cdot$ ”为模糊算子。假设神经网络的输入层、中间层和输出层每层包括  $N$  个处理单元,训练集有  $M$  个样本模式对。对于第  $p$  个学习样本( $p=1,2,\dots,M$ ),第一层节点的输入为  $I_{pj}$ ,输出为  $O_{pj}$ ,则有如下等式:

$$\begin{cases} I_{pj} = \sum W_{ji} O_{ji} \\ O_{pj} = f(I_{pj}) \end{cases} \quad (31)$$

其中  $f$  为 sigmoid 函数,对每个样本  $p$  网络输出与期望输出  $b_{ij}$  间的误差为:

$$E = \left[ \sum (b_{ij} - O_{pj})^2 \right] / 2 \quad (32)$$

样本学习训练的目的为使该误差最小。BP 网络的修正公式为:

$$W_{ji} = W_{ji}(t) + \eta \delta_{pj} O_{pj} + \alpha [W_{ji}(t) - W_{ji}(t-1)] \quad (33)$$

$$\delta_{pj} = \begin{cases} f'(I_{pj})(b_{ij} - O_{pj}) \\ f'(I_{pj}) \sum \delta_{pk} W_{kj} \end{cases} \quad (34)$$

式(33)和式(34)为 GD 法反向纠权过程,其中  $\eta$  为用来加快网络收敛速度的学习因子; $\alpha$  为小于 1 的附加动量,决定权值修正在误差曲面的更新态势。

#### 3.2 NPSO 算法的引入

传统 BP 神经网络算法更新权值和阈值时采用 GD 算法,当学习样本的数目多、输入与输出关系较为繁琐时,BP 网络的收敛速度十分缓慢且精度不高,甚至不收敛,容易陷入局部最优,并且难以选择合适的学习速率<sup>[15-16]</sup>。而粒子群(particle swarm optimization, PSO)算法相比于 GD 算法其参数较少且设置简单,收敛速度快,并且会根据个体最佳经验和群体最佳经验进行几率式的搜索策略调整,使其粒子不断接近最优解。但与全局寻优算法一样,

PSO 算法存在早期收敛的缺点。文中利用小生境算法对 PSO 算法进行优化,通过利用粒子间的距离划分每个粒子的小生境群体,进而在每个小生境群体内借助粒子群算法更新粒子生态位置<sup>[17]</sup>。对更新后的群体采用共享机制算法计算适应度,并采用处罚函数对低适应度的粒子进行处罚。不仅保持了种群的多样性,而且加强了算法全局搜索能力,防止算法在快速收敛的同时出现早熟收敛,使得权值以及阈值修正更为准确客观。

运用共享函数计算小生境环境中粒子间的紧凑程度,具体如下:

$$\begin{cases} S(i,j) = \begin{cases} (d(i,j)/\delta_{share})^\lambda & d(i,j) < \delta_{share} \\ 1 & \text{其他} \end{cases} \\ f_i = 1 / \sum_{i,j \in group} S(i,j) \end{cases} \quad (35)$$

式中: $\delta_{share}$  为小生境半径; $d(i,j)$  为  $i,j$  个体之间的距离; $\lambda$  为共享程度; $f_i$  为共享函数。在小生境技术中,半径的取值大小直接影响种群的多样与否<sup>[18]</sup>,文中根据粒子的当前状况动态的调整半径的取值来提高粒子的适用性。调整方法如下:

$$\delta_{share} = \delta_0 e^{-\varphi(x)d_{avg}/R} \quad (36)$$

式中: $\delta_0$  为  $\delta_{share}$  的上限; $\varphi(x)$  为调整参数; $d_{avg}$  为种群间的距离平均值; $R$  为处理后的小生境半径。NPSO 的算法流程如图 2 所示。

#### 4 算例分析

选取甘肃省某三市作为研究对象,采用基于 NPSO 算法的改进模糊神经网络评价模型对该地区 2011—2016 年电网的发展情况进行综合评估。在综合评估之前,首先通过组合权重法对其指标权值进行一次赋值,尽可能降低收敛起点,如附表 A1 所示,其中  $\alpha, \beta$  为差异函数的分配系数值。然后对 GD 算法、PSO 算法和 NPSO 算法收敛性能分别进行验证分析,选择最佳收敛性能的优化算法获得最佳神经网络性能参数。采用等隔均匀分布内插输电效率指标标准数据,各区间随机生成 400 个数值,其中 350 个作为训练样本,50 作为样本,网络反复训练 500 次。如图 3 所示,GD 算法的收敛速度最慢,收敛精度最低,而 NPSO 算法相比于 PSO 算法,由于初期划分种群及在每个种群均进行 PSO 算法,所以初期收敛速度会低于 PSO 算法,与此同时惩罚函数的加入以及种群多样性避免了算法进入全局最优解,所以最终 NPSO 算法具有最佳的收敛速度及收敛精度。

随后用小生境寻优后的最佳权值更新 10-10-5

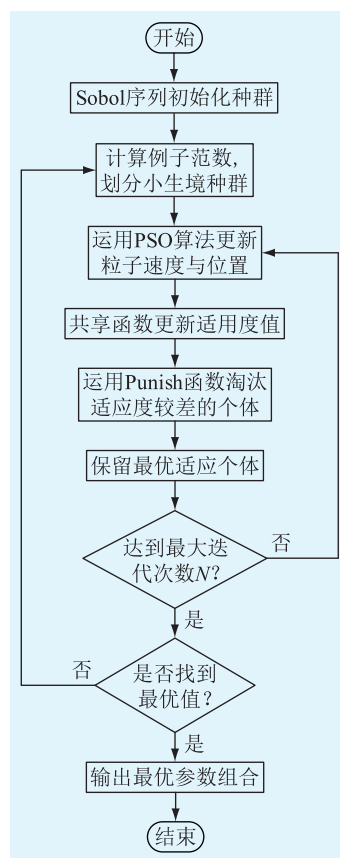


图 2 小生境粒子群算法

Fig.2 Niche particle swarm optimization

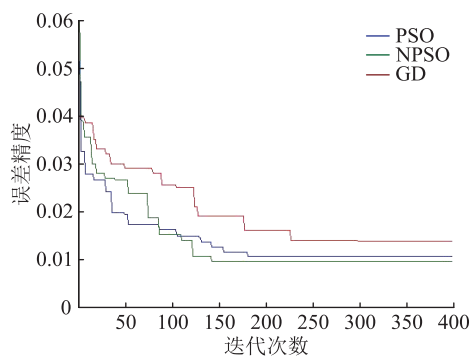


图 3 3 种算法收敛性能对比

Fig.3 Convergence performance comparison of three algorithms

神经网络,并运用测试数据进行评估测试,测试结果如图 4 所示。其中预测输出与实际输出符合程度很高,误差波动较小,证明运用 NPSO 算法优化的模糊神经网络综合评估具有足够的准确性。

最后采用完善后的神经网络综合评价甘肃省 L 市、T 市以及 B 市 2011—2016 年共计 24 个季度的输电网运营效率。激发函数选用 sigmoid 函数,评估等级的归属取决于输出结果的最大隶属度,其中隶属度(0,0.2)为 I 级,(0.2,0.4)为 II 级,(0.4,0.6)为 III 级,(0.6,0.8)为 IV 级,(0.8,1)为 V 级,分别代表

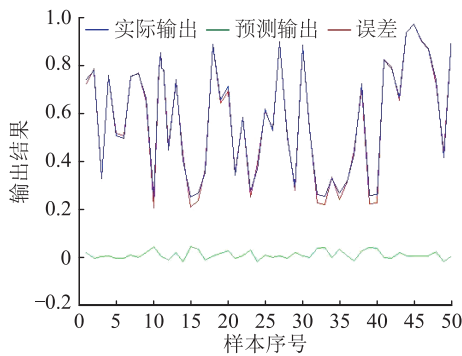


图4 神经网络测试

Fig.4 Neural network test

运行效率水平很差、较差、中等、较好、很好。三市综合评价结果如图5所示。

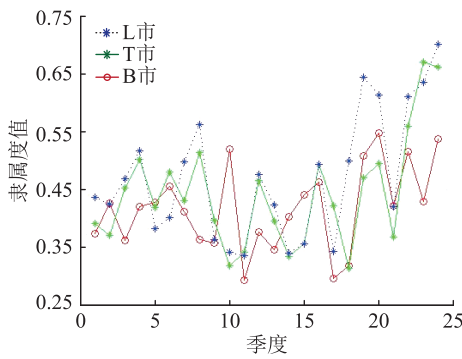


图5 三市运营效率评估图

Fig5 Three cities operational efficiency assessment chart

用隶属度而不是简单地用等级来表示运营效率是因为隶属度更能反映出运营效率的动态变化,纵向来看,L市的隶属度走势最高,另外L、T、B三市的隶属度均值分别为0.61,0.46,0.37,所以综合来看L市运营效率最好为IV级较好,其次为T市III级中等,最次为B市II级较差。横向来看,三市的输电网效率整体上呈现起伏式的不规则的提高。联系指标标准化数据,即附表A2—A4,可得出:效率的起伏是由于各指标数据的波动性,但由于平均停电频率及风电消纳能力权重值占比较大,自“十二五”以来,甘肃境内电网累计投资760亿元,建设了750 kV第一、二通道和一系列330 kV送出工程,特高压输电技术助力清洁能源跨省跨区输送,成为甘肃省风能消纳水平大幅提升的重要原因。另外智能电网的建设以及先进控制系统的应用,在促进电网削峰填谷,有效缓解电网外送压力的同时,极大地提高了电网系统整体可靠性和灵活性,从而降低了停电频率。最终,平均停电频率的降低以及风电消纳能力的提升,促使输电网的运营效率最终有所提升。

## 5 结语

文中基于相关性分析法、组合权重法、BP神经网络及NPSO算法依次进行模糊综合评价的精简筛选以及模型的建立及参数优化,并运用Matlab编写程序实现对模型和算法的仿真。仿真结果表明,无论是测试数据还是实际数据,评价结果均与实际结果相符,说明文中评价模型准确可行。在验证了NPSO算法收敛性能的先进性的同时,对风电场的输电网运营效率做出更科学、更准确、更全面的评价,为决策者制定精确地评估模型提供了参考,评估结果将为电网部门的优先调度和弃风管理提供重要信息基础,对电网的一二次规划以及提高风电消纳水平具有重要意义。

### 参考文献:

- [1] 刘福盛,张兰,卢学佳,等. 基于信念网络推理的风电监控数据缺失值恢复算法[J]. 电力信息与通信技术,2019,17(4):48-55.  
LIU Fusheng, ZHANG Lan, LU Xuejia, et al. Wind power monitoring data missing value recovery algorithm based on belief network[J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2019, 17(4): 48-55.
- [2] 张坤,张金环,张巍巍,等. 基于ASD-KDE的风电出力超短期区间预测[J]. 智慧电力,2019,47(5):32-37.  
ZHANG Kun, ZHANG Jinhuan, ZHANG Weiwei, et al. Ultra-short-term wind power interval prediction based on ASD-KDE[J]. Smart Power, 2019, 47(5): 32-37.
- [3] 谢敏,胡昕彤,韦薇,等. 含多风场接入的多主体发电系统运营损益动态风险Copula-VaR评估方法[J]. 智慧电力,2018,46(9):13-18.  
XIE Min, HU Xintong, WEI Wei, et al. Copula-VaR evaluation method for profit and loss dynamic risk of multiagent power generation system with wind farms embedded[J]. Smart Power, 2018, 46(9): 13-18.
- [4] 刘昌峰. 风电并网对电网电压的影响评估与对策研究[D]. 济南:山东大学,2019.  
LIU Changfeng. Impact assessment and countermeasures of wind power grid connection on grid voltage[D]. Jinan: Shandong University, 2019.
- [5] 卢纯,周开涛. 基于相对熵组合赋权法的电网经济性评估[J]. 电力科学与工程,2017,33(11):18-23.  
LU Chun, ZHOU Kaitao. Evaluation of power grid economy based on relative entropy combined weighting method[J]. Power Science and Engineering, 2017, 33(11): 18-23.
- [6] 赵渊,刘庆尧,邝俊威. 电网可靠性评估中相关性变量的非参数R藤Copula模型[J]. 中国电机工程学报,2020,40(3):803-812.  
ZHAO Yuan, LIU Qingyao, KUANG Junwei. Nonparametric Rine Copula model of correlation variables in power system reliability evaluation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(3): 803-812.

803-812.

[7] 孙亚. 基于改进概率潮流算法的未来输电网利用率研究 [D]. 天津:天津大学,2017.  
SUN Ya. Research on the utilization rate of future transmission network based on improved probabilistic power flow algorithm [D]. Tianjin:Tianjin University,2017.

[8] 杨凯. 任县丰垒光伏发电项目综合评价研究 [D]. 北京:华北电力大学,2017.  
YANG Kai. Comprehensive evaluation of RenxianFenglei photovoltaic power generation project [D]. Beijing:North China Electric Power University,2017.

[9] 赵云丽. 含风电电力系统的运行备用相关问题研究 [D]. 大连理工大学,2015.  
ZHAO Yunli. Research on operational standby related problems of wind power system [D]. Dalian:Dalian University of Technology,2015.

[10] 罗海鑫. 风电场运行性能评估方法与应用 [D]. 长沙:湖南大学,2018.  
LUO Haixin. Method and application of wind farm operation performance evaluation [D]. Changsha:Hunan University,2018.

[11] 郭海洋,柳劲松,程浩忠,等. 基于模糊数学和组合赋权法的分布式电源并网综合评估 [J]. 现代电力,2017,34(2):14-19.  
GUO Haiyang, LIU Jinsong, CHENG Haozhong, et al. A comprehensive evaluation of distributed power grid integration based on fuzzy mathematics and combined weighting method [J]. Modern Electric Power,2017,34(2):14-19.

[12] 方宇娟,王秀丽,师婧,等. 计及新能源接入的省级电网效率效益评估 [J]. 电网技术,2017,41(7):2138-2145.  
FANG Yujuan, WANG Xiuli, SHI Jing, et al. Evaluation of efficiency and efficiency of provincial power grids considering new energy access [J]. Power System Technology,2017,41(7):2138-2145.

[13] 王月月,陈民铀,赖伟,等. 基于 MOSFET 外特性参量的自适应模糊神经网络状态评估模型 [J]. 电工技术学报,2018,33(18):4286-4294.  
WANG Yueyue, CHEN Minyou, LAI Wei, et al. Adaptive fuzzy neural network state evaluation model based on external characteristic parameters of MOSFET [J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2018,33(18):4286-4294.

[14] 胡西民,支沛,姚李孝,等. 基于 BP 神经网络的电网综合评价研究 [J]. 电网与清洁能源,2016,32(9):77-82.  
HU Ximin, ZHI Pei, YAO Lixiao, et al. Study on comprehensive evaluation of power network based on BP neural network [J]. Grid and Clean Energy,2016,32(9):77-82.

[15] 姚俊,张劲恒. 采用改进粒子群算法与人工神经网络相结合的车辆转向控制研究 [J]. 中国工程机械学报,2018,16(6):480-485.  
YAO Jun, ZHANG Jinheng. Research on vehicle steering con-

trol based on improved particle swarm optimization algorithm and artificial neural network [J]. Chinese Journal of Construction Machinery,2018,16(6):480-485.

[16] 刘文颖,谢昶,文晶,等. 基于小生境多目标粒子群算法的输电网检修计划优化 [J]. 中国电机工程学报,2013,33(4):141-148,19.  
LIU Wenyong, XIE Chang, WEN Jing, et al. Optimization of transmission network maintenance plan based on niche multi-objective particle swarm optimization algorithm [J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(4):141-148,19.

[17] 朱永强,王甜婧. 交直流混合微电网网络强度评估的指标体系及方法 [J]. 电网技术,2018,42(2):455-463.  
ZHU Yongqiang, WANG Tianjing. Index system and method for evaluating the strength of AC/DC hybrid microgrid network [J]. Power System Technology,2018,42(2):455-463.

[18] 魏联滨,王伟臣,李慧,等. 基于 AP 聚类和鲁棒优化的电网规划灵活性评估 [J]. 电力系统及其自动化学报,2020,32(3):99-106,150.  
WEI Lianbin, WANG Weichen, LI Hui, et al. Flexibility evaluation of power grid planning based on AP clustering and robust optimization [J]. Journal of Electric Power System and Automation,2020,32(3):99-106,150.

作者简介:



党存禄

党存禄(1964),男,学士,教授,研究方向为新能源发电技术,电力电子与电力传动(E-mail:dcl\_1964@163.com);

李永强(1992),男,硕士在读,研究方向为电力系统及自动化;

杨海兰(1987),女,硕士在读,研究方向为电力电子。

附录

表 A1 最优权值的选取  
Table A1 Selection of optimal weight

指标	主观权重	客观权重	组合权重	NPSO 最优权重	$\alpha$	$\beta$
$C_1$	0.061	0.022	0.037	0.022		
$C_3$	0.030	0.015	0.021	0.030		
$C_5$	0.035	0.016	0.023	0.016		
$C_7$	0.232	0.361	0.311	0.296		
$C_{10}$	0.160	0.100	0.123	0.117		
$C_{12}$	0.113	0.144	0.132	0.075	0.39	0.61
$C_{13}$	0.085	0.103	0.095	0.063		
$C_{16}$	0.199	0.221	0.212	0.189		
$C_{19}$	0.105	0.138	0.125	0.088		
$C_{21}$	0.058	0.081	0.072	0.061		
$C_{22}$	0.100	0.132	0.121	0.054		



表 A2 L 市电网指标归一化数据  
Table A2 Normalized data of city L power grid index

时段	指标										
	$C_1$	$C_3$	$C_5$	$C_7$	$C_{10}$	$C_{12}$	$C_{13}$	$C_{16}$	$C_{19}$	$C_{21}$	$C_{22}$
1	0.023	0.044	0.063	0.082	0.078	0.060	0.065	0.041	0.045	0.045	0.080
2	0.049	0.052	0.062	0.086	0.083	0.052	0.057	0.041	0.052	0.043	0.081
3	0.027	0.037	0.068	0.081	0.092	0.072	0.083	0.042	0.084	0.045	0.108
4	0.054	0.046	0.064	0.078	0.032	0.062	0.019	0.044	0.025	0.046	0.033
5	0.045	0.055	0.053	0.070	0.037	0.046	0.025	0.043	0.036	0.050	0.028
6	0.047	0.036	0.046	0.075	0.055	0.071	0.021	0.043	0.064	0.052	0.049
7	0.010	0.034	0.024	0.072	0.028	0.035	0.016	0.045	0.049	0.059	0.028
8	0.020	0.044	0.021	0.062	0.041	0.032	0.034	0.044	0.046	0.060	0.033
9	0.161	0.057	0.027	0.066	0.030	0.048	0.112	0.047	0.031	0.058	0.028
10	0.034	0.033	0.049	0.060	0.029	0.035	0.064	0.049	0.040	0.064	0.025
11	0.013	0.039	0.040	0.066	0.022	0.030	0.024	0.048	0.040	0.060	0.020
12	0.042	0.048	0.024	0.036	0.028	0.038	0.044	0.050	0.027	0.066	0.024
13	0.048	0.050	0.025	0.136	0.039	0.041	0.044	0.050	0.032	0.066	0.045
14	0.031	0.036	0.022	0.042	0.031	0.037	0.034	0.051	0.026	0.193	0.026
15	0.031	0.033	0.042	0.042	0.028	0.038	0.034	0.050	0.029	0.069	0.029
16	0.029	0.038	0.041	0.043	0.062	0.065	0.067	0.051	0.068	0.075	0.037
17	0.058	0.049	0.044	0.039	0.031	0.047	0.053	0.052	0.033	0.077	0.031
18	0.038	0.034	0.068	0.045	0.039	0.045	0.027	0.052	0.050	0.082	0.046
19	0.031	0.033	0.043	0.040	0.040	0.038	0.062	0.054	0.052	0.153	0.051
20	0.024	0.035	0.026	0.036	0.044	0.042	0.040	0.055	0.024	0.088	0.044
21	0.029	0.053	0.030	0.037	0.045	0.043	0.037	0.057	0.046	0.081	0.035
22	0.030	0.041	0.043	0.043	0.034	0.047	0.046	0.043	0.040	0.088	0.035
23	0.036	0.037	0.061	0.041	0.051	0.031	0.022	0.035	0.063	0.094	0.039
24	0.024	0.046	0.037	0.035	0.029	0.040	0.030	0.045	0.024	0.087	0.026

表 A3 B 市电网指标归一化数据  
Table A3 Normalized data of city B power grid index

时段	指标										
	$C_1$	$C_3$	$C_5$	$C_7$	$C_{10}$	$C_{12}$	$C_{13}$	$C_{16}$	$C_{19}$	$C_{21}$	$C_{22}$
1	0.033	0.043	0.029	0.054	0.041	0.038	0.051	0.038	0.034	0.041	0.050
2	0.040	0.034	0.072	0.052	0.050	0.042	0.038	0.041	0.046	0.041	0.044
3	0.056	0.038	0.033	0.051	0.035	0.039	0.037	0.225	0.068	0.108	0.044
4	0.029	0.052	0.022	0.048	0.031	0.039	0.045	0.041	0.032	0.061	0.043
5	0.031	0.039	0.023	0.047	0.064	0.050	0.054	0.042	0.035	0.027	0.041
6	0.024	0.042	0.044	0.045	0.050	0.044	0.037	0.042	0.038	0.047	0.072
7	0.027	0.043	0.045	0.039	0.040	0.040	0.035	0.045	0.031	0.034	0.037
8	0.038	0.048	0.025	0.035	0.016	0.036	0.042	0.045	0.028	0.034	0.039
9	0.058	0.041	0.023	0.034	0.029	0.042	0.053	0.139	0.033	0.027	0.043
10	0.077	0.038	0.044	0.033	0.093	0.046	0.036	0.047	0.044	0.030	0.036
11	0.031	0.036	0.025	0.033	0.044	0.034	0.034	0.045	0.055	0.021	0.032
12	0.036	0.047	0.019	0.031	0.033	0.038	0.044	0.052	0.037	0.027	0.038
13	0.073	0.043	0.017	0.029	0.027	0.037	0.048	0.052	0.043	0.033	0.039
14	0.023	0.043	0.033	0.030	0.027	0.041	0.037	0.053	0.041	0.045	0.035
15	0.043	0.045	0.024	0.027	0.038	0.045	0.032	0.053	0.055	0.078	0.039
16	0.080	0.051	0.028	0.024	0.027	0.042	0.042	0.056	0.035	0.029	0.043
17	0.004	0.041	0.021	0.025	0.033	0.038	0.050	0.055	0.037	0.016	0.037
18	0.004	0.034	0.064	0.024	0.033	0.036	0.037	0.056	0.038	0.034	0.034
19	0.031	0.036	0.031	0.023	0.047	0.070	0.036	0.057	0.057	0.043	0.038
20	0.040	0.052	0.081	0.021	0.027	0.040	0.040	0.060	0.044	0.065	0.052
21	0.065	0.044	0.023	0.021	0.060	0.042	0.054	0.062	0.039	0.032	0.041
22	0.037	0.025	0.163	0.021	0.075	0.030	0.040	0.062	0.044	0.035	0.040
23	0.033	0.037	0.069	0.017	0.040	0.042	0.035	0.061	0.046	0.051	0.043
24	0.085	0.050	0.042	0.015	0.040	0.049	0.045	0.060	0.038	0.042	0.039

表 A4 T 市电网指标归一化数据  
Table A4 Normalized data of city T power grid index

时段	指标										
	$C_1$	$C_3$	$C_5$	$C_7$	$C_{10}$	$C_{12}$	$C_{13}$	$C_{16}$	$C_{19}$	$C_{21}$	$C_{22}$
1	0.030	0.045	0.024	0.751	0.026	0.043	0.045	0.045	0.023	0.080	0.065
2	0.022	0.035	0.063	0.685	0.039	0.034	0.041	0.043	0.046	0.089	0.063
3	0.046	0.043	0.040	0.714	0.035	0.044	0.035	0.045	0.071	0.118	0.017
4	0.037	0.051	0.046	0.707	0.035	0.043	0.044	0.046	0.030	0.033	0.040
5	0.040	0.037	0.024	0.705	0.044	0.049	0.052	0.050	0.028	0.028	0.049
6	0.062	0.033	0.052	0.666	0.051	0.040	0.040	0.052	0.035	0.049	0.044
7	0.027	0.036	0.050	0.650	0.046	0.044	0.033	0.059	0.028	0.028	0.039
8	0.053	0.050	0.033	0.637	0.031	0.048	0.044	0.060	0.029	0.033	0.041
9	0.038	0.042	0.041	0.571	0.037	0.035	0.051	0.058	0.034	0.028	0.035
10	0.034	0.035	0.029	0.580	0.029	0.038	0.035	0.064	0.039	0.025	0.037
11	0.034	0.039	0.026	0.685	0.026	0.038	0.038	0.060	0.066	0.020	0.032
12	0.044	0.049	0.032	0.535	0.045	0.040	0.047	0.066	0.036	0.024	0.038
13	0.044	0.047	0.027	0.564	0.024	0.038	0.049	0.066	0.036	0.045	0.040
14	0.024	0.038	0.040	0.503	0.020	0.032	0.039	0.193	0.042	0.026	0.038
15	0.064	0.035	0.040	0.489	0.025	0.037	0.035	0.069	0.042	0.029	0.038
16	0.112	0.051	0.031	0.421	0.028	0.035	0.042	0.075	0.047	0.037	0.035
17	0.034	0.044	0.046	0.502	0.033	0.041	0.050	0.077	0.039	0.031	0.048
18	0.016	0.033	0.049	0.436	0.028	0.039	0.036	0.082	0.045	0.046	0.044
19	0.021	0.040	0.064	0.448	0.049	0.044	0.033	0.153	0.086	0.051	0.040
20	0.025	0.052	0.036	0.382	0.028	0.049	0.037	0.088	0.036	0.044	0.049
21	0.019	0.044	0.025	0.374	0.033	0.040	0.051	0.081	0.037	0.035	0.043
22	0.083	0.035	0.084	0.359	0.118	0.017	0.043	0.088	0.043	0.035	0.044
23	0.047	0.041	0.052	0.328	0.089	0.063	0.035	0.094	0.047	0.039	0.034
24	0.043	0.045	0.045	0.311	0.080	0.065	0.045	0.087	0.035	0.026	0.043

### Efficiency evaluation of transmission grids with wind farms

DANG Cunlu<sup>1,2,3</sup>, LI Yongqiang<sup>1</sup>, YANG Hailan<sup>1</sup>, DANG Yuan<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering and Information Engineering, Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730050, China; 2. Key Laboratory of Advanced Industrial Process Control of Gansu Province, Lanzhou 730050, China; 3. National Experimental Teaching Base of Electrical and Control Engineering, Lanzhou University of Technology, Lanzhou 730050, China)

**Abstract:** In view of the problem of the redundancy of indicators and the poor accuracy of the evaluation results in the traditional transmission efficiency evaluation system of wind farms, the correlation analysis method is first cited to remove the more relevant indicators, and then the combined weight method is applied. Reasonable empowerment highlights the dominant factors, so as to screen and streamline a reasonable evaluation index system with 10 representative indicators, and construct a fuzzy neural network comprehensive evaluation system. The fuzzy neural network uses the GD method to train parameters with slow convergence rate and easy to fall into the local optimal solution. Therefore, the convergence speed and accuracy of GD, PSO and NPSO algorithms are compared and analyzed, so that the NPSO algorithm with optimal convergence performance is selected to solve the most. The parameters are updated and updated into the neural network. The test data shows that the actual output and the predicted output have a high degree of fit. Finally, the efficiency of transmission grid operation in city L, city T and city B of Gansu Province from 2011 to 2016 is evaluated and analyzed.

**Keywords:** transmission network; operational efficiency; correlation analysis method; combined weight method; BP neural network; fuzzy evaluation; niche particle swarm optimization (NPSO) algorithm

(编辑 方晶)