

# 兼顾 DG 影响等级划分及权重特性的 线损分摊方法

吴 晗, 欧阳森, 程伟添, 张 真

(华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640)

**摘 要:**针对现有线损分摊方法没有合理考虑分布式电源(DG)并网对配电网线损实际影响的现状,提出一种兼顾 DG 影响等级划分及权重特性的线损分摊方法。首先,设计一套涵盖了配电网规划、运行、管理的影响指标体系,较全面地表征了 DG 并网对配电网的影响,并基于该指标体系制定线损分摊策略弥补配电网经济成本;其次,使用基于 CRITIC 法原理改进的序关系分析法(CRITIC-G1)计算指标权重,并从主、客观角度综合分析指标的权重特性,以突出不同指标对线损的影响程度。由于各指标与线损没有必然线性关系,故进行影响等级分类并设置影响因子分值;随后,将所得指标权重和影响因子分值纳入线损分摊修正系数的计算中,在潮流追踪法的基础上修正 DG 的分摊电量;最后,以某含 DG 配电网的典型日为例,验证所提方法的有效性。

**关 键 词:**分布式电源;线损分摊;CRITIC 法改进的序关系分析法;影响等级;修正系数

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.05.010 中图分类号:TM732 文章编号:1673-9140(2022)05-0088-12

## Line loss allocation method considering the DG influence level division and weight characteristics

WU Han, OUYANG Sen, CHENG Weitian, ZHANG Zhen

(School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

**Abstract:** In view of the current situation that the existing line loss allocation methods do not reasonably consider the actual impact of distributed generator (DG) grid connection on the line loss of distribution network, this paper proposes a line loss allocation method which takes into account DG impact levels and weight characteristics. Firstly, a set of impact index system is designed in terms of the planning, operation and management of distribution network so as to comprehensively characterize the impact of DG grid connection on distribution network. On this basis, the line loss allocation strategy is developed to deduce the economic cost of distribution network. Secondly, the value of index weight is given by the order relationship analysis method (critical-g1) which is combined with the critical method. The index weight characteristics is comprehensively analyzed from the subjective and objective perspectives, thereby, the degree of influence of different indicators on line loss is emphasised. In addition, the relation relationship between each index and line loss is not definitely linear. Thus, the impact levels are classified and the value of impact factor is set. Afterwards, the index weight and influence factor scores are employed to calculate the coefficient of line loss allocation cor-

收稿日期:2021-04-22;修回日期:2021-08-17

基金项目:国家自然科学基金(51677073)

通信作者:欧阳森(1974—),男,博士,副研究员,主要从事配电网电能质量、能效、节能技术研究;E-mail:ouyangs@scut.edu.cn

rection, and the DG allocation power is modified on the basis of power flow tracing method. Finally, a typical day of a distribution network with DG is included as an example to verify the effectiveness of the proposed method.

**Key words:** distribution network with distributed power supply; line loss allocation; CRITIC-G1; influence level; correction coefficient

高比例渗透的间歇性分布式电源(distributed generation, DG)带来的电压波动和改变潮流走向等问题使配电网的基本形态及运行特性发生根本性变化<sup>[1-2]</sup>。不同线损分摊方法会在一定程度上影响交易电价。因此电网面临的主要经济性问题便是如何对线损进行公平、合理、有效分摊,其涉及到电力市场未来的发展方向<sup>[3]</sup>。

含 DG 配电网的线损分摊问题,国内外进行了许多研究<sup>[4-5]</sup>。文献[3]提出潮流追踪法分摊线损,原理是将配电网线损平分给发电机和负荷,再以逆流和顺流追踪法得出 DG 应分摊电量,该方法过程清晰且精度较高,但对基础参数获取要求高,难以全面实际应用;文献[6]针对含多个 DG 配电网的线损分摊问题,提出贡献因子的概念,将 DG 接入后引起配电网线损的全部变化量按不同比例由多个 DG 承担,但此法在复杂配电网中不适用;文献[7]提出节点价格、节点因子和节点盈余的概念,考虑以线损交易的盈余来弥补成本,但由于电价与线损分摊融合导致透明性不强,电网用户不易接受。另外,现有线损分摊方法仅对 DG 并网点和并网容量等规划层面的影响展开讨论,对 DG 给配电网运行、管理效益带来的影响缺乏研究。而系统线损与 DG 规划、运行、管理等指标没有必然的线性关系,故衡量其影响需要从影响等级及影响权重两方面综合考虑。而目前仍缺乏上述精确的衡量手段及能进一步对分摊结果进行修正的方法,导致现阶段 DG 无需承担其并网引起配电网各项效益成本变化的责任。细化 DG 并网影响的等级划分并综合其权重特性是一个尚未讨论过的内容,本文将对此展开讨论。

针对上述问题,本文拟建立一种兼顾 DG 影响等级划分及权重特性的线损分摊模型,首先,建立 DG 并网的影响指标体系,并以指标数据易获取及可量化作为筛选原则,进而确定最终实用影响指标。在此基础上,对各指标采用基于 CRITIC 法原

理改进的序关系法计算指标权重。同时,依据各影响指标经验数据和实际运行的变化情况,对各指标进行影响等级划分并设置影响因子分值。另外,根据各指标权重和影响因子分值计算得到线损修正系数,并在目前较为成熟的潮流追踪法分摊线损的基础上进行修正,即配网线损电量的二次分摊。最后,以实际运行的含 DG 配电网为例,分析验证所提方法的实用性。

## 1 DG 影响线损分摊的指标体系

### 1.1 DG 对线损影响因素的机理分析

由配电网参数、控制状态和用户负荷等基础数据通过理论计算得出线损称为理论线损,由于配电网运行、维护及营销等原因造成的线损称为管理线损,这两部分总和即为配电网线损值<sup>[8-9]</sup>。DG 接入后,其并网容量占比、并网位置以及运行功率等将直接影响配网的理论线损变化进而影响分摊过程;另外,也应考虑 DG 接入,配电网总线损改善或劣化的程度以及 DG 发电效率对配电网管理线损的影响;且 DG 出力的波动性在很大程度上还影响着配电网的设备利用率,会导致配电网经济运行成本发生改变<sup>[10-12]</sup>。可归纳如下。

1)配电网的损耗随着并网 DG 容量的增大有一个极小值,该点即为分布式电源的最优并网容量占比。当 DG 并网容量占比小于这个最优并网容量占比时,DG 容量增大,配线损耗会随之减少;而超过最优并网容量占比时,配线损耗反而随 DG 并网容量的增加继续增大,甚至超过并网前损耗。

2)分析 DG 并网位置对线损分摊的影响,主要是由于 DG 并网位置会影响配电网的电压变化及潮流分布,进而影响配电网技术线损变化。

3)DG 并网会使配电网总线损发生改变,其改善或者劣化的程度影响着配电网经济成本,故线损分摊也需将该成本的变化纳入考虑。一方面,DG

并网首先会本地消纳,变电站输出电能的路径变短,流过线路的损耗减少。另一方面,DG接入不恰当使配电网偏离经济运行区间<sup>[13]</sup>,会使总线损增加。

4)DG出力具有波动性,DG日实际发电量比例取决于对所利用资源的利用率,如光伏分布式电源对光的利用。当分布式电源发电效率增大时,则DG上网功率增大,将导致系统供电量减少,对配电网线损造成影响。基于此,系统线损分摊应将DG日实际发电量比例纳入考虑。

5)分析DG功率因数对线损的影响,分布式电源的功率因数可分为正负2种情况。一方面,不同功率因数下运行的DG可以发出容性或感性功率。另一方面,改变DG功率因数会改变DG的并网容量,还可能影响到配电网双向潮流的出现以及线路末端电压的拉高等,对线损分摊造成干扰。

6)DG高比例渗透会在多方面影响配电网中的设备利用率(equipment utilization efficiency of distribution network, EUEDN)。DG并网为临近负荷供电,分担系统一部分负荷会使设备负载率降低。另外,DG并网作为备用电源会提高系统的可靠性,从而提高了设备的平均负载率。通常选取负载率和容量因子两指标来分析DG对设备利用率的影响,不考虑功率倒送情况下,DG并网会减小设备的

负载率和容量因子,从而使设备综合利用率降低、线路供电损耗增加,投资成本难以收回导致成本沉没。

由以上分析可见,DG并网对配电网线损的影响程度,有必要进行量化分析,并将其科学、合理地引入到线损分摊过程中。

## 1.2 指标设计

由文1.1分析可知,改变任一指标均会直接或间接影响配网中的技术线损或管理线损,进而对配电网总线损实际分摊产生影响,因而有必要深入、系统地讨论指标对线损分摊的影响程度。为合理建立影响指标体系,应考虑4点原则:数据较易获取;能够反映DG的规划概况;能够体现含DG配电网运行状况;能够为管理并网DG提供指导。影响指标体系如表1所示。

本文首先建立了DG对配网线损的影响指标体系,以数据获取难度及可量化原则筛选各影响指标,得出实用影响指标。例如:负载率反映了设备在某一时间断面的利用情况,而容量因子是国内外通用的计算电力设备利用率的指标,其反映的是一年或者一天中配电网设备的平均利用情况;故本文主要采用容量因子的变化情况来反映DG对配网设备利用率的影响。本文所筛选出的指标计算公式如下。

表1 DG对线损分摊的影响指标体系

Table 1 Index system of DG's influence on line loss allocation

影响指标体系	指标	意义	特点
规划指标	并网容量占比	并网分布式电源额定容量与系统额定容量之比,反映并网DG的规模	规划阶段DG的基本参数,能够确定DG的规模、发展趋势等,通过这些指标可以大致判断并网DG对线损分摊的影响程度
	DG并网位置	DG位于线路中距离配电网发电机的相对距离	
	DG出力不确定性	DG出力随机性会影响配网运行状态,故量化分析不同类型DG的波动性对配电网的影响	
运行指标	日线损的变化率	DG并网,对配网线损的改善或劣化程度	反映配电网的运行属性,是在配电网运行过程中所测得的指标数据,数值波动明显,受时间、运行方式等因素影响较大
	DG日实际发电量比例	分布式电源典型日实际发电量与按额定容量发电量的比值	
	DG运行功率因数	分布式电源的实际运行的功率因数	
管理指标	负载率经济运行区间偏离率	DG并网前后,一个典型日内,设备负载率偏离使配网降损的经济运行区间的值与DG并网前负载率的比值	一方面,提高设备利用率可以有效提高资金利用效率,而重载率过高会减少线路寿命,不利于降损。另一方面,线设备利用率降低是有利于减小网损,而轻载率过高,则投入资源浪费,不符合节能的理念
	容量因子的减小率	DG并网前后,一个典型日内,设备容量因子的减小率	

1) 并网容量占比。

$$x_1 = \frac{P_{N(DG)}}{P_{N(System)}} \quad (1)$$

式中  $P_{N(DG)}$  为 DG 额定功率;  $P_{N(System)}$  为系统额定功率。

2) DG 并网位置。

$$x_2 = \frac{l_{(DG-GEN)}}{l_{sum}} \quad (2)$$

式中  $l_{(DG-GEN)}$  为 DG 与上级变电站的距离;  $l_{sum}$  为配电网所有支路线路总长度。  $x_2$  表征 DG 位于线路中距离上级变电站与配电网总线路长度的相对距离。

3) DG 出力不确定性。

用离散系数量化风电和光伏 DG 的出力波动性,即

$$x_3 = \frac{\sigma}{\mu} \quad (3)$$

式中  $\sigma$  为典型日中 24 时 DG 出力的标准差;  $\mu$  为典型日中 24 时 DG 出力的均值。

4) 日线损的变化率。

$$x_4 = \frac{P'_{loss} - P_{loss}}{P_{loss}} \quad (4)$$

式中  $P_{loss}$ 、 $P'_{loss}$  分别为 DG 接入前、后配电网的损耗,故  $x_4$  有正负 2 种情况。

5) DG 日实际发电量比例。

$$x_5 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{i(DG)} \times T_i)}{P_{N(DG)} \times 24} \quad (5)$$

式中  $n$  为 DG 典型日出力的微时段数;  $P_{i(DG)}$  为每个微时段 DG 出力;  $T_i$  为每个微时段时长,均可由 DG 有功出力特性曲线得出。

6) DG 运行功率因数。

$$x_6 = 0.95/0.9/0.85 \dots \quad (6)$$

分布式电源的功率因数取定后通常不会改变,一般取 0.85、0.9、0.95、1。

7) 容量因子的减小率。

$$x_7 = \frac{E' - E}{E} \quad (7)$$

其中,  $E$ 、 $E'$  分别为 DG 接入前后配电网的电量,容量因子的计算公式为

$$C = E / (S_N \times T) \quad (8)$$

式中  $S_N$  为配电网额定容量。

## 2 线损修正系数的计算

实际运行过程中,各指标对配电网线损的影响程度也有差别。现有文献尚缺乏合理量化不同指标对线损影响程度的方法,进而无法将其引入 DG 线损分摊的计算中,导致现阶段 DG 无需承担由于其并网导致配电网线损发生变化的责任。针对此现状,本文提出线损修正系数的概念,以修正 DG 并网对配电网线损分摊结果的影响程度。线损修正系数越大,表明 DG 的接入对配网线损分摊结果的影响程度越高。

不同影响指标对线损分摊的影响程度不同,正确的权重系数对于准确计算线损修正系数至关重要。为了确定各指标权重系数,本文采用的序关系分析法<sup>[14-15]</sup>可将专家意见融入权重计算过程,其原理清晰、简便,既能体现出专家意愿,又能灵活地变化权重,故能适应本文权重的确定及修正系数的计算。

另外,传统的序关系分析法在不同专家权重分配方案进行加权时采用的是平均加权,而可能存在个别专家对指标权重分配方案与其他专家严重不同且完全偏离实际的情况,此时传统加权无法剔除或削弱偏离权重均值的异常方案的影响,本文基于 CRITIC 原理<sup>[16]</sup>对序关系分析法改进。计算过程及步骤如下。

### 2.1 确定影响指标序关系及权重

序关系法原理计算各影响指标权重,具体求解过程:首先,  $n$  个电网专家依据主观经验判断指标对线损影响程度,从而确定  $m$  个影响指标序关系为  $x_{i1}^* > x_{i2}^* > \dots > x_{ij}^* > \dots > x_{im}^*$ , 其中,  $x_{ij}^*$  表示专家  $i$  按影响程度从大到小的序关系排定顺序后的第  $j$  个影响指标 ( $j = 1, 2, \dots, m$ )。

每个专家确定指标序关系排序后,进一步确定相邻指标间的重要性标度值,即

$$r_j = \frac{w_{j-1}^*}{w_j^*}, j = m, m-1, \dots, 3, 2 \quad (9)$$

式中  $w_j^*$  为采用序关系排序后第  $j$  个指标的权重。另外,  $r_j$  的取值及意义如表 2 所示。

表 2  $r_j$  赋值Table 2  $r_j$  Assignment reference table

$r_j$	意义
1.0	$r_{j-1}$ 和 $r_j$ 影响程度相同
1.2	$r_{j-1}$ 影响程度比 $r_j$ 稍大
1.4	$r_{j-1}$ 影响程度比 $r_j$ 明显大
1.6	$r_{j-1}$ 影响程度比 $r_j$ 强烈地大
1.8	$r_{j-1}$ 影响程度比 $r_j$ 绝对地大

由表 2 中所取  $r_j$  值,根据序关系法权重计算原理,详见文献[17]。计算主观权重系数为

$$\omega_m^* = (1 + \prod_{j=2}^m \prod_{i=j}^m r_j)^{-1} \quad (10)$$

进而计算得到其他指标权重为

$$\omega_{j-1}^* = r_j \cdot \omega_j^* \quad (11)$$

故由序关系法所确定的第  $i$  个专家对影响指标体系的主观权重向量为

$$\mathbf{W}_i^* = (\omega_{i1}^*, \omega_{i2}^*, \dots, \omega_{ij}^*, \dots, \omega_{im}^*) \quad (12)$$

式中  $\omega_j^*$  为排序后第  $j$  个指标的权重。

则可得序关系排序前,第  $i$  个专家的各指标权重方案为

$$\mathbf{W}_i = (\omega_{i1}, \omega_{i2}, \dots, \omega_{im}) \quad (13)$$

## 2.2 综合影响指标权重向量

根据式(9)~(12)得出各专家指标权重向量后,需综合各专家的分权重配方案,传统序关系分析法计算第  $k$  个指标综合权重为平均加权,即

$$\omega_k = (\omega_{1k} + \omega_{2k} + \dots + \omega_{nk})/n \quad (14)$$

由于专家之间的权重分配可能存在一定的离散程度或冲突,平均加权无法衡量上述影响从而使加权结果不合理,故本文考虑采用 CRITIC 法进行综合权重加权。

CRITIC 法是一种客观赋权方法,以对比度和评价指标间的冲突性为基础。对比度能够衡量专家权重分配方案的离散程度或者波动性,以标准差的形式来表示同一个指标各个专家权重分配之间取值的差距;而专家权重分配方案的冲突性,以分配方案之间的相关性为基础,用来反映分配方案的独立性。CRITIC 法不仅考虑了指标变异大小对权重的影响,还考虑了各指标之间的冲突性。因此,应当是一种更为合理的方法。其思路是:计算所有专家权重分配方案的信息量(信息量的值由分配方案的相关系数和标准差来确立),信息量越大,该专

家的权重分配方案相对重要性也越大,权重就越大。具体步骤如下。

1)得到专家  $i$  权重分配方案的标准差  $\delta_i$  以及专家  $i$  与专家  $k$  关于权重分配方案之间的相关系数  $p_{ik}$ 。

$$\delta_i = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m (\omega_{ij} - \bar{\omega}_j)^2} \quad (15)$$

$$p_{ik} = \frac{\sum (\omega_i - \bar{\omega}_i)(\omega_k - \bar{\omega}_k)}{\sqrt{\sum (\omega_i - \bar{\omega}_i)^2 \sum (\omega_k - \bar{\omega}_k)^2}} \quad (16)$$

2)根据  $\delta_i$  和  $p_{ik}$ ,计算第  $i$  个专家权重分配方案的信息量  $C_i$ 。

$$C_i = \delta_i \sum_{k=1}^n p_{ik} \quad (17)$$

3)进而可计算第  $i$  个专家的权重分配。

$$\theta_i = C_i / \sum_{i=1}^n C_i \quad (18)$$

故能求出基于 CRITIC 法原理改进的序关系分析法第  $j$  个指标( $j=1,2,\dots,m$ )的综合权重计算式为

$$\omega_j = \theta_1 \omega_{1j} + \theta_2 \omega_{2j} + \dots + \theta_i \omega_{ij} + \dots + \theta_n \omega_{nj} \quad (19)$$

其中,  $\omega_{ij}$  为第  $i$  个专家关于第  $j$  个指标的权重。

该方法在进行权重综合计算时,既考虑了权重分配时不同指标的区分性,又考虑了不同专家对于相同指标主观认知的同一性,加权过程既没有简单平均加权又没有完全剔除掉偏离了大多数观点的分配方案,求同存异的保留了各专家意见。

## 2.3 影响指标等级分类及确定影响因子分值

各影响指标与线损没有必然函数关系,故依据其经验数据和实际运行的变化情况,将指标影响等级分为 I ~ X,并对各等级设置影响因子分值,其绝对值大小代表指标对线损分摊的影响程度,绝对值越大,说明该指标对线损分摊的干扰越大。另外,影响因子分值分正负 2 种情况。影响因子为正,表示需增加 DG 的分摊电量,即 DG 并网提高了配电网线损或增加了配电网经济成本;相反,当影响因子为负,表明需减小 DG 的线损分摊量,此时 DG 的接入改善了配电网的线损情况。

以光伏 DG 并网的单条馈线中压配电网为例进

行仿真分析。电网节点为平衡节点,拓扑如图 1 所示,参数如表 3 所示。

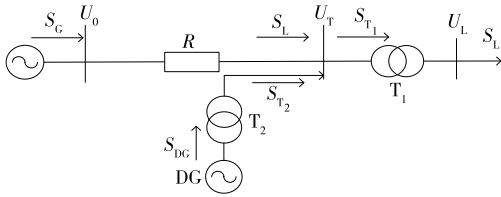


图 1 DG 并网后的单条馈线配电网理想拓扑

Figure 1 Ideal topology of single feeder distribution network with transformer parameters DG connected to power grid

表 3 变压器参数

Table 3 Transformer parameters

变压器	型号	容量/ (kV · A)	短路损耗/ (P <sub>s</sub> /kW)	短路电压 百分比/%
T <sub>1</sub>	S11-2500/10	2 500	24.0	5.5
T <sub>2</sub>	S7-1250/10	1 250	13.8	4.5

变压器	型号	空载损耗 P <sub>0</sub> /kW	空载电流 I <sub>0</sub> /%	高、低压侧基准 电压/kV
T <sub>1</sub>	S11-2500/10	2.7	0.3	10,0.38
T <sub>2</sub>	S7-1250/10	2.2	1.2	10,0.38

设该单馈线中压配电网总负荷为 1 800 kW,负荷功率因数取 0.95。分别改变该单条馈线的 DG 并网位置、容量、实际发电量比例和运行功率因数,仿真结果具有代表性,分析如下。

1) 以上述模型分析 DG 并网容量占比对配电网的影响,DG 容量占比分别取值 {0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1.0, 1.1, 1.2, 1.3, 1.4}, 仿真结果如图 2 所示。分析图 2 可得以下结论:

①合理地增加 DG 并网容量占比,可以减少整

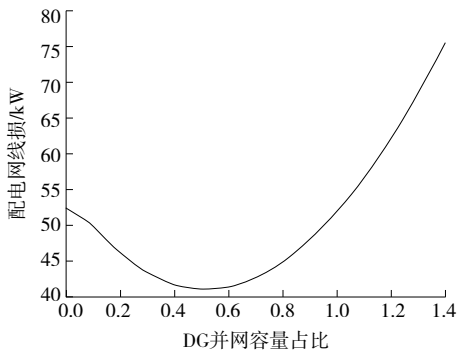


图 2 并网容量占比对配电网线损的影响

Figure 2 Influence of proportion of grid connected capacity on the line loss of distribution network

个配电网的损耗,如并网容量占比在 0 与 1 之间时,配电网的线损减小,影响因子分值应为负值,且占比在 0.4~0.6 之间时,影响因子绝对值最大;

②随着并网容量占比增加,配线损耗没有减少反而会增加,如当并网容量占比大于 1 时,配网线损大于 DG 并网前的总线损,此时影响因子分值为正;

③为量化 DG 并网位置(距离发电机 1/4, 1/2, 3/4 及线路末端)对损耗的影响,选取不同 DG 并网位置下的系统损耗进行仿真,如图 3 所示。

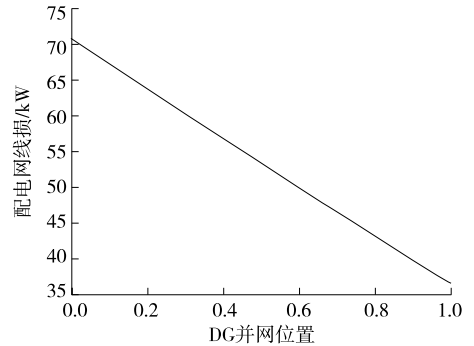


图 3 DG 并网位置对配电网线损的影响

Figure 3 Influence of DG grid connection position on the line loss of distribution network

由图 3 可知,DG 越接近负载端,由于会减少电源端向负载端传输功率潮流,使系统损耗大幅地降低,故该指标的影响因子分值仅为负值。

2) 风电和光伏的各季度典型日出力波动曲线如图 4 所示,可知风电的波动性高于光伏 DG,由于 DG 出力强波动性会影响配电网可靠性、安全性和经济性等方面,故 DG 出力的波动性影响因子为非负,且衡量波动性的离散系数越大,其影响因子越大,当且仅当 DG 出力为恒功率时,即离散系数为 0 时,影响因子取 0。

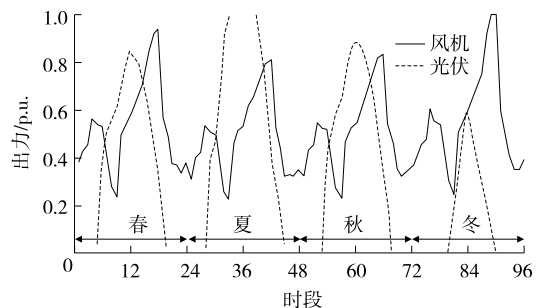


图 4 DG 各季度典型日出力波动曲线

Figure 4 Typical daily output fluctuation curve of DG in each quarter

3)分析日线损变化率指标可知,指标数据绝对值越大,即 DG 并网使系统线损改善或劣化的程度越大,则该指标影响因子分值也越大。且线损变化率数据为负值时,说明 DG 并网减少了配电网线损,故应设置指标的影响因子分值为负值,减少 DG 的分摊量。反之,影响因子分值为正值,以惩罚 DG 并网。

4)分析 DG 典型日实际发电量比例对配电网线损的影响,分别对 DG 日发电效率取值  $\{0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1\}$ ,通过仿真得到结果如图 5 所示。

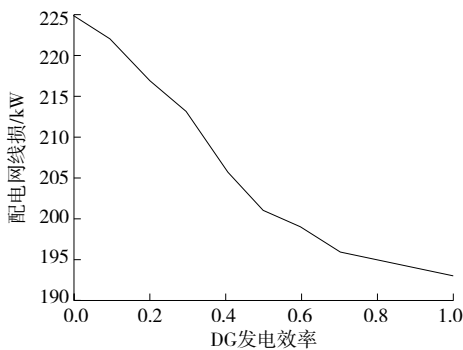


图 5 DG 典型日实际发电量比例对配电网线损的影响

Figure 5 The influence of daily generation hour utilization on the distribution line loss

由图 5 可知,配电网线损随着 DG 典型日实际发电量比例的增大而减少。故该指标的影响因子分值为负值。且影响因子的绝对值随着日实际发电量比例增大而增大,即日实际发电量比例越大,对配网线损带来的积极影响越大。

5)分别选取分布式电源的功率因数分别为 0.85、1、-0.85,3 种运行方式对系统损耗的影响进行了仿真,如图 6 所示。

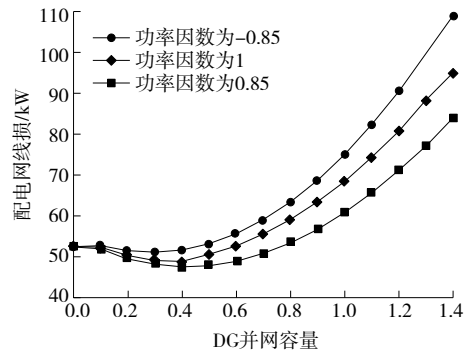


图 6 DG 运行功率因数对配电网线损的影响

Figure 6 Influence of DG operation power factor on the line loss of distribution network

由图 6 可知,当 DG 并网容量一定时,DG 以滞后功率因数比以超前功率因数运行,有利于减小配电网的损耗。另外,若 DG 确定以滞后功率因数运行,配电网线损会随着功率因数的增大而增大。

6)从配电网经济成本分析容量因子对线损分摊的影响。容量因子的减小率反映 DG 并网降低了配电网设备综合利用率,增加了线路供电损耗,故该指标的影响因子分值为正值;且该指标数据越大,表示 DG 并网对设备利用率造成了更不良的影响,影响因子分值也应随之增大。

根据以上分析结论并结合各仿真图,得到 DG 各属性指标影响等级分类及影响因子分值,如表 4 所示。可根据此等级划分对第  $j$  个指标数据进行打分得到  $a_j$ 。

表 4 DG 属性指标影响等级及影响因子分值分类

Table 4 Classification of attribute index influence grade and influence factor score

影响等级	$a_j$	并网容量占比	DG 并网位置	DG 出力不确定性	日线损的变化率	DG 典型日实际发电量比例	DG 功率因数	容量因子的减小率
I	0.8	1.4~1.5	—	0.8~1.0	0.8~1.0	—	1.00	0.8~1.0
II	0.6	1.3~1.4	—	0.6~0.8	0.6~0.8	—	0.95	0.6~0.8
III	0.4	1.2~1.3	—	0.4~0.6	0.4~0.6	—	0.90	0.4~0.6
IV	0.2	1.1~1.2	—	0.2~0.4	0.2~0.4	—	0.85	0.2~0.4
V	0.1	1.0~1.1	—	0.0~0.2	0.0~0.2	—	0.80	0.0~0.2
VI	-0.1	0.00~0.10,0.95~1.00	0.0~0.2	—	-0.2~0.0	0.0~0.2	—	—
VII	-0.2	0.10~0.20,0.85~0.95	0.2~0.4	—	-0.4~-0.2	0.2~0.4	—	—
VIII	-0.4	0.20~0.30,0.75~0.85	0.4~0.6	—	-0.6~-0.4	0.4~0.6	—	—
IX	-0.6	0.30~0.40,0.60~0.75	0.6~0.8	—	-0.8~-0.6	0.6~0.8	—	—
X	-0.8	0.40~0.60	0.8~1.0	—	-1.0~-0.8	0.8~1.0	—	—

## 2.4 线损修正系数的计算

根据文 2.2 得到各指标的权重向量  $\mathbf{W}=(w_1, w_2, \dots, w_m)$  和文 2.3 得到的影响因子分值向量  $\mathbf{A}=(a_1, a_2, \dots, a_m)$ , 计算分布式电源对受测试配电网线损分摊结果的修正系数为

$$\lambda = \sum_{j=1}^m w_j a_j, j \in \{1, 2, \dots, m\} \quad (20)$$

式中  $w_j$  为第  $j$  个指标的权重;  $a_j$  为第  $j$  个指标所得影响因子分值。

由式(20)可知,修正系数也有正负 2 种情况,若  $\lambda$  为正值,表示总的修正结果需增大 DG 的线损分摊量,即在一段时间内(本文取一个典型日),DG 并网使配电网技术线损或管理线损增加,提高了配电网运行成本,故需把这一部分损失惩罚给 DG; 同理,若  $\lambda$  为负值,表明配电网朝着降损、经济方向发展,则需要奖励 DG,减少其线损分摊量。

## 3 兼顾多元影响因子及其等级划分的线损分摊模型

### 3.1 分摊思路

为合理评估 DG 接入配电网所带来的经济效益,掌握其对配电网带来的影响,并合理地体现在线损分摊中,本文提出了一种兼顾 DG 影响等级划分及权重特性的线损分摊方法,为基于潮流追踪法得出的 DG 线损分摊结果设置修正系数,以合理计算 DG 的线损分摊量,方法流程如图 7 所示。该方法首先将配网线损按照潮流追踪法进行初步分摊,同时用式(20)所求得的含 DG 配网的线损修正系数对初步线损分摊结果进行修正,得到 DG 合理的线损分摊结果。

依据本文所提线损分摊方法,一方面,可以采用潮流追踪法将线损按照 DG 用户的负荷程度合理地进行分摊;另一方面,可以全面掌握 DG 并网从规划、运行、管理三方面对配网线损的影响程度,并将 DG 线损分摊结果按修正系数合理地进行再分摊。线损修正系数既可以评估 DG 并网影响,为未来 DG 并网提供指导依据,又可以提供电网的经济运行信号,促进电网可持续发展。另外,潮流追踪法具体的算法步骤详见参考文献[3]。

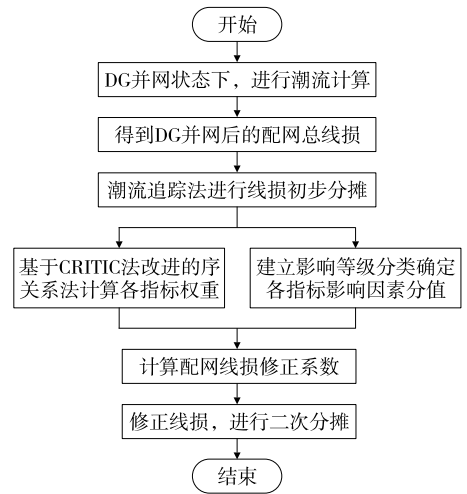


图 7 兼顾 DG 影响等级划分及权重特性的线损分摊方法流程

Figure 7 Flow chart of line loss allocation method considering the DG influence level division and weight characteristics

### 3.2 DG 线损分摊电量修正

假设根据潮流追踪算法求得在一个典型日内 DG 应分摊的线损电量为  $X$ , 则根据本分摊方案,一个典型日 DG 应分摊的线损电量  $Y$  应为

$$Y = (1 + \lambda) X \quad (21)$$

## 4 算例分析

以实际运行的某配电网进行验证分析,该配电网额定功率为 700 kW,电压等级为 10 kV,运行功率因数为 0.95。结构拓扑如图 8 所示,该配电网共 22 个节点,含 9 个电力电子变压器。设节点 8 接入风力 DG、节点 11 接入光伏 DG,运行功率因数为 0.95。其中 1 节点为平衡节点。

该受测试配电网采用潮流追踪法 DG 线损分摊

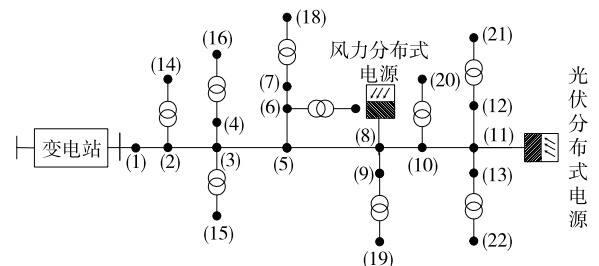


图 8 配电网网络拓扑

Figure 8 Network topology of distribution network under test



结果如表5所示。收集并网DG的影响指标数据如表6所示。

选取5名专家确定各指标序关系,采用文第2节所述基于CRITIC改进的序关系法计算含DG各影响指标权重过程及结果如表7所示。

对比采用传统序关系法的平均加权,获得权重向量为

$$\mathbf{W}=(0.179,0.145\ 4,0.138\ 8,0.171\ 8,0.135,0.135\ 4,0.094\ 6) \quad (22)$$

采用文第2节所述的加权过程为CRITIC法确定的专家权重的二次加权,计算得出专家权重向量为

$$\theta =$$

$$(0.227\ 7,0.202\ 0,0.219\ 4,0.190\ 5,0.160\ 3) \quad (23)$$

故确定的改进传统方法后的权重向量为

$$\mathbf{W}=(0.18,0.147,0.138\ 2,0.172\ 4,0.133\ 3,0.134\ 2,0.094\ 9) \quad (24)$$

由式(23)可以看出专家5的权重较小,专家1、3权重较大。分析表5数据可知,专家5对 $x_1$ 、 $x_2$ 、

$x_3$ 、 $x_5$ 、 $x_6$ 的指标权重分配意见偏离众专家意见,故应设置专家5的权重方案加权最小。而专家1、3权重分配和多数人意见大致相同,因此设置其专家权重分配较大。要指出的是,本文的专家样本空间不大,若某专家的指标权重分配意见偏离其他专家意见时,给该专家的权重取小值欠缺一定的合理性,造成一定误差。故后续研究应考虑扩大专家样本,使专家平均意见误差更小,突出偏离大众看法的专家意见。

同时,在文2.4影响等级划分中对应得到各指标的影响因子分值如表8所示。

分析表8各指标影响因子分值可得以下结论。

1)光伏及风电DG的并网容量占比、并网位置、日线损的变化率及日实际发电量比例指标影响因子分值为负数,表征两类DG并网后,上述指标有利于配电网的经济运行。而DG出力不确定性、运行功率因数及容量因子减小率指标的影响因子分值为正,说明DG接入提高了配电网成本,降低了配电网综合利用率。

表5 潮流追踪法典型日DG线损分摊结果

Table 5 Daily DG line loss allocation results based on the power flow tracing

系统供电量/ (kW·h)	配网总线损/ (kW·h)	光伏DG应分摊电量/ (kW·h)	光伏DG应分摊 线损比例/%	风力DG应分摊 电量/(kW·h)	风力DG应分摊 线损比例/%
10 050	202.814	29.571 2	11.438 6	2.908 7	1.256 5

表6 受测试配网影响指标数据

Table 6 Index data affected by distribution networks under test

DG类型	并网容量占比	并网位置	DG出力不确定性	日线损的变化率	日实际发电量比例	运行功率因数	容量因子的减小率
光伏	0.689	0.820	0.615	-0.987	0.500 0	0.95	0.594
风电	0.007 5	0.609	0.538	-0.987	0.326 2	0.95	0.594

表7 指标权重计算过程

Table 7 Index weight calculation process

专家	序关系	$r_2$	$r_3$	$r_4$	$r_5$	$r_6$	$r_7$	$w_1$	$w_2$	$w_3$	$w_4$	$w_5$	$w_6$	$w_7$
1	$x_1 > x_3 > x_2 > x_7 > x_5 > x_4 > x_6$	1.2	1.2	1.0	1.0	1.2	1.2	0.201	0.139	0.139	0.167	0.116	0.139	0.097
2	$x_1 > x_3 > x_2 > x_5 > x_7 > x_4 > x_6$	1.0	1.2	1.0	1.2	1.2	1.0	0.181	0.151	0.126	0.181	0.105	0.151	0.105
3	$x_1 > x_2 > x_3 > x_7 > x_4 > x_5 > x_6$	1.0	1.0	1.2	1.0	1.4	1.2	0.174	0.174	0.145	0.174	0.145	0.103	0.086
4	$x_1 > x_3 > x_4 > x_2 > x_7 > x_5 > x_6$	1.0	1.2	1.0	1.2	1.0	1.2	0.178	0.148	0.123	0.176	0.148	0.123	0.103
5	$x_1 > x_3 > x_4 > x_7 > x_5 > x_2 > x_6$	1.0	1.0	1.0	1.0	1.4	1.4	0.161	0.115	0.161	0.161	0.161	0.161	0.082

表8 受测试配网影响指标的影响因子分值

Table 8 Impact factor score of distribution network impact index under test

DG类型	并网容量占比	并网位置	DG出力不确定性	日线损的变化率	日实际发电量比例	运行功率因数	容量因子的减小率
光伏	-0.6	-0.8	0.6	-0.8	-0.4	0.6	0.4
风电	-0.1	-0.6	0.4	-0.8	-0.2	0.4	0.4

2)分析光伏 DG 影响因子分值的绝对值可知,其并网位置和日线损变化率对线损分摊结果影响最大,而该指标实际发电效率和容量因子的减小对线损分摊结果影响最小;同理,对风电 DG,日线损变化率对线损分摊结果影响最大,而其并网位置对线损分摊结果影响最小。

依据式(24)各指标权重和表 8 的指标影响因子分值,按照式(20)计算得出各分布式电源对线损分摊结果的修正系数为

$$\lambda_{GF} = \sum_{j=1}^m \omega_j a_j = -0.215 5 \quad (25)$$

$$\lambda_{FD} = \sum_{j=1}^m \omega_j a_j = -0.123 9 \quad (26)$$

由式(25)、(26)分析可得,修正系数  $\lambda$  均为负,表明在一个典型日内,DG 投入有利于受测试配网的综合经济运行,故此时应适当鼓励 DG 的投入,减少其分摊的线损电量,符合电力市场的经济激励机制要求。

根据表 6 可知,在一个典型日内,基于潮流追踪法确定光伏分布式电源应分摊的电量  $X_{GF}$  为 29.571 kW·h,风力分布式电源应分摊的电量  $X_{FD}$  为 2.909 kW·h。故由式(21)可求得在本分摊方案下,一个典型日内 DG 应分摊的线损电量分别为:

$$Y_{GF} = (1 + \lambda_{GF}) X_{GF} = 23.199 2 \text{ kW} \cdot \text{h} \quad (26)$$

$$Y_{FD} = (1 + \lambda_{FD}) X_{FD} = 2.548 4 \text{ kW} \cdot \text{h} \quad (27)$$

经过本文所述方法,将潮流追踪法得出光伏 DG 典型日分摊线损电量 29.571 kW·h 修正减小为 23.199 2 kW·h,风电 DG 典型日分摊线损电量 2.909 kW·h 修正减小为 2.548 4 kW·h,与理论推导分析相符。

为进一步验证本文所提方法适用性,仅考虑受测试配网在 11 节点接入光伏 DG,并且增加其微时段出力。分别针对以下 4 个场景分别计算受测试配电网的线损分摊:

场景 1 光伏 DG 在图 7 所示线路末端,其出力等于配电网所有负荷功率,即变电站给该配电网供电的功率为 0;

场景 2 光伏 DG 在图 7 所示线路首端,且出力等于配电网所有负荷功率;

场景 3 光伏 DG 在图 7 所示线路末端,其出

力等于配电网所有负荷功率的一半;

场景 4 光伏 DG 在图 7 所示线路首端,其出力等于配电网所有负荷功率的一半。

不同场合下各线损分摊方法 DG 分摊比例如表 9 所示。对比场景 1、2 或者场景 3、4 可知,仅改变 DG 并网位置,本文所提方法由于考虑了 DG 并网位置、日线损的变化情况以及容量因子的减小的影响,2 种场景下的分摊比例不同。而潮流追踪法和平均网损系数法均没有考虑上述 DG 并网影响,计算得到的分摊比例大致相同;对比场景 1、3 或者场景 2、4 可知,由于减小 DG 出力,潮流追踪法和平均网损系数法计算得到的 DG 分摊电量均减小,而本文所提方法由于考虑了并网容量占比的经济最优区间、奖励日线损的减小以及容量因子的变化,故在潮流追踪法的基础上进一步奖励 DG 并网,使分摊电量减少。另外,由表 9 数据可知,DG 应布置在电力用户附近,为用户直接供电,可降低远距离输电的成本。

表 9 不同场景下各线损分摊方法 DG 分摊比例

Table 9 DG allocation proportion of each line loss allocation method under different scenarios

场景	潮流追踪法/%	兼顾 DG 的影响等级及权重特性法/%	平均网损系数法/%
1	47.706	31.483	37.129
2	47.675	36.355	37.129
3	21.102	10.983	22.521
4	21.792	13.569	22.501

综上所述,本文所提的兼顾 DG 影响等级划分及权重特性的线损分摊模型分析了 DG 接入后,各影响指标对配电网线损分摊结果的影响,并为各指标的影响程度进行等级划分及设置影响因子分值。通过判断分值的正负及绝对值大小,可知 DG 不同指标影响配电网运行的发展方向和程度,进而有针对性地采取一定的奖惩措施;另一方面,可求得配电网的线损修正系数并修正配电网原分摊结果。

## 5 结语

为全面量化分析 DG 接入对配电网线损分摊的影响以合理计算其分摊电量,本文展开了以下工作。

1)建立了涵盖配电网规划、运行和管理的影响指标体系,综合分析了DG并网对配电网规划、运行和管理三方面效益带来的影响。

2)设计了兼顾DG影响等级划分及权重特性的线损分摊模型,利用CRITIC-G1法构建指标综合权重向量,既能充分体现专家的意愿,又能削弱个别专家权重分配完全偏离实际的影响。

3)提出了并网DG各指标影响等级划分和影响因子分值的概念。依据指标经验数据和实际运行的变化情况,对指标的影响程度以1~10标度进行等级划分并设置影响因子分值。

4)提出了含DG配电网线损分摊修正系数的概念,分别得到的指标权重和影响因子分值计算得出修正系数,并基于潮流追踪法对DG分摊电量进行修正。

本文所提方法在潮流追踪法分摊线损的基础上加以改进,继承了潮流追踪法分摊网损的优点,分摊思路清晰,符合人的常规思维,应用广泛。而且透明度高,根据比例分配原则按照追踪方向逆流或顺流追踪,按照用户使用电量程度分摊给配网用户;综合考虑了DG接入对配电网运行、规划、管理方面的实际影响情况,从线损分摊方面进行奖惩以弥补电网经济成本,使供用电双方更易接受。值得思考的是,本文所提的修正措施受人为制订的各指标权重及影响等级划分影响较大,供电公司与DG用户对此方法会产生争议。因此,如何设置一个更公平、合理、能被电网用户普遍接受的奖惩措施是下一步需要研究的内容之一。

#### 参考文献:

- [1] 邹鹏辉,张治,张显立.高渗透率分布式光伏系统谐波与电压控制[J].智慧电力,2020,48(12):40-45.  
ZOU Penghui, ZHANG Zhi, ZHANG Xianli. Harmonic and voltage control of distributed photovoltaic system with high permeability[J]. Smart Power, 2020, 48(12): 40-45.
- [2] 张颖,寇凌峰,季宇,等.计及储能与分布式电源协同的配电网分层分区优化控制[J].中国电力,2021,54(2):104-112.  
ZHANG Ying, KOU Lingfeng, JI Yu, et al. Hierarchical

and partitioned optimal control of distribution networks considering the coordination between energy storage and distributed generation systems[J]. Electric Power, 2021, 54(2):104-112.

- [3] 王义贺.含分布式发电的配电网网损分摊方法研究[D].北京:华北电力大学,2013.
- [4] 王世君,夏革非,陈广宇,等.一种考虑线损最优的配电网新能源聚类规划方法[J].电网与清洁能源,2021,37(2):132-138.  
WANG Shijun, XIA Gefei, CHEN Guangyu, et al. A distributed generation planning method for distribution network based on k-medoid clustering[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(2):132-138.
- [5] 郭春菊.分布式电源接入对配电网运行的影响[D].上海:上海交通大学,2013.
- [6] 涂有庆,吴政球,黄庆云,等.基于贡献因子的含分布式发电配电网损分摊[J].电网技术,2008,32(20):86-89.  
TU Youqing, WU Zhengqiu, HUANG Qingyun, et al. Contribution factor based network loss allocation for distribution network containing distributed power generation[J]. Power System Technology, 2008, 32(20):86-89.
- [7] 曾鸣,马少寅,王蕾,等.基于分布式电源并网的配电网线损分摊定价模型[J].华东电力,2011,39(12):1965-1968.  
ZENG Ming, MA Shaoyin, WANG Lei, et al. Loss allocation pricing model for distribution network with distributed generation[J]. East China Electric Power, 2011, 39(12):1965-1968.
- [8] 欧阳森,梁伟斌,黄湘.含分布式电源的配电网网损分摊方法及其场景适用性研究[J].电力自动化设备,2018,38(8):110-116.  
OUYANG Sen, LIANG Weibin, HUANG Xiang. Loss allocation method of distribution network with distributed generation and its scene applicability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(8):110-116.
- [9] 黄海.新能源并网下微电网台区线损与无功多目标优化[J].电测与仪表,2020,57(10):83-87.  
HUANG Hai. Multi-objective optimization of line loss and reactive power in micro-grid area considering renewable energy integration[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(10):83-87.
- [10] 王守相,韩亮.DG出力不确定性对配电网影响力分析

- 的复仿射数学方法[J].中国电机工程学报,2014,(31):5507-5515.
- WANG Shouxiang, HAN Liang. Complex affine arithmetic based method for the analyses of DGs uncertainty influence on distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, (31): 5507-5515..
- [11] 刘琳,陶顺,肖湘宁,等.分布式发电及其对配电网网损的影响分析[J].电工电能新技术,2012,31(3):16-19+24.
- LIU Lin, TAO Shun, XIAO Xiangning, et al. Distributed generation and its impact on network loss of power system[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2012, 31(3): 16-19+24.
- [12] 周来,叶琳浩,杨雄平,等.有源配电网设备利用率影响因素体系及其价值计算方法[J].电力自动化设备,2019,39(3):155-162.
- ZHOU Lai, YE Linhao, YANG Xiongping, et al. Influence indicator system for equipment utilization efficiency of active distribution network and its value calculation method[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 155-162.
- [13] 黄湘,欧阳森,梁伟斌.考虑 DG 接入影响配电网经济运行时间的线损分摊模型[J].电力系统自动化,2018,42(8):127-133.
- HUANG Xiang, OUYANG Sen, LIANG Weibin. Line loss allocation model considering influence of access of distributed generators on economic operation time for distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 127-133.
- [14] 吕志鹏,吴鸣,宋振浩,等.电能质量 CRITIC-TOPSIS 综合评价方法[J].电机与控制学报,2020,24(1):137-144.
- LÜ Zhipeng, WU Ming, SONG Zhenhao, et al. Comprehensive evaluation of power quality on CRITIC-TOPSIS method[J]. Electric Machines and Control, 2020, 24(1): 137-144.
- [15] 陈晓光.分布式电源接入对黑龙江配电网影响的综合评估研究[J].黑龙江电力,2015,37(6):532-536.
- CHEN Xiaoguang. Research on integrated evaluation of impact of connected distributed generation on Heilongjiang distribution network[J]. Heilongjiang Electric Power, 2015, 37(6): 532-536.
- [16] 潘晴宇.考虑分布式电源接入的变电站规划关键技术研究[J].电力系统保护与控制,2021,49(6):98-97.
- PAN Qingyu. Research on key technologies of substation planning considering distributed power access[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(6): 98-97.
- [17] 陈陌,郭亚军,于振明.改进型序关系分析法及其应用[J].系统管理学报,2011,20(3):352-355.
- CHEN Mo, GUO Yajun, YU Zhenming. Improved order relation analysis and its application[J]. Journal of systems management, 2011, 20(3): 352-355.
- (上接第 65 页 Continued from page 65)
- [16] 王锡凡,王秀丽.随机生产模拟及其应用[J].电力系统自动化,2003,27(8):10-15+31.
- WANG Xifan, WANG Xiuli. Probabilistic production simulation method and its application[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(8): 10-15+31.
- [17] 陈亚博,盛戈峰,黎建,等.含光伏和风电的电力系统随机生产模拟[J].电力系统及其自动化学报,2015,27(5):1-6.
- CHEN Yabo, SHENG Gezhen, LI Jian, et al. Probabilistic production simulation of power system with photovoltaic power and wind power[J]. Proceedings of the CSU-EPSA 2015, 27(5): 1-6.
- [18] 魏勇,李浩然,范雪峰,等.计及日照强度时间周期特征的光伏并网系统风险评估方法[J].电网技术,2018,42(8):2562-2569.
- WEI Yong, LI Haoran, FAN Xuefeng, et al. Risk assessment method of PV integrated power system considering time periodic characteristics of solar irradiance [J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2562-2569.
- [19] 翁振星,石立宝,徐政,等.计及风电成本的电力系统动态经济调度[J].中国电机工程学报,2014,34(4):514-523.
- WENG Zhenxing, SHI Libao, XU Zheng, et al. Power system dynamic economic dispatch incorporating wind power cost [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(4): 514-523.