

DOI: 10.7667/PSPC171509

考虑分布式电源节能减排和市场博弈行为的配电网节点电价定价方法研究

王正, 王佳伟, 赵海波, 郭静, 申泽渊, 邢亚虹

(国网山西省电力公司经济技术研究院, 山西 太原 030000)

摘要: 配电业务有序放开的市场环境下, 分布式发电(DG)运营主体的市场行为将进一步增加其出力的不可控性。配电网运营主体需要通过采用电价等手段对 DG 的出力进行一定程度上的干预和调度控制, 以降低分布式电源接入带来的不确定性。为此, 提出了一种以市场合作博弈理念为基础、考虑配电网气体减排任务分配的配电网节点电价定价方法。根据气体减排和配电网运营主体收益的优先级, 将其最佳策略应用于节点电价的计算, 以对参与节能减排的分布式电源机组进行价格补偿。算例结果表明: 此方法能够基于 DG 的减排任务完成情况对配电网节点电价进行确定, 且在激励 DG 参与节能减排方面要优于传统方法。随着未来节能减排约束的趋紧, 所提出的方法对于节点电价的制定及配电系统的高效、安全运营具有较高的参考价值和良好的现实意义。

关键词: 分布式发电; 配电网; 气体减排; 市场博弈; 节点电价

Study on LMP pricing method in distribution networks based on energy conservation and emission reduction of DG using market game behavior

WANG Zheng, WANG Jiawei, ZHAO Haibo, GUO Jing, SHEN Zeyuan, XING Yahong

(Economic and Technical Research Institute of State Grid Shanxi Electric Power Company, Taiyuan 030000, China)

Abstract: Under distribution businesses orderly opening, the market behavior of Distributed Generation (DG) operators further increase the uncontrollability of their output. Distribution network operators need to use electricity pricing and other means to implement a certain degree of intervention and scheduling control on DG output to reduce the uncontrollability caused by the access of distributed power. This paper proposes a Locational Marginal Price (LMP) pricing method in distribution networks based on gas emission reduction allocation of DG using market cooperative game theory. Based on the priority of gas emission reduction and distribution network operators' benefit, the proposed pricing policy requires decision maker to simply apply its best response strategy to the LMP calculating, so as to carry out price compensation for the DG units participating in energy saving and emission reduction. The example result shows that the method can determine the price of DG nodes based on the completion schedule of emission reduction task. And the performance of this method is superior to the traditional method in the aspect of promoting energy conservation and emission reduction. With the tightening of energy conservation and emission reduction constraints in the future, the proposed method has high reference value and practical significance for the formulation of LMP and the efficient and safe operation of distribution system.

This work is supported by Beijing Social Science Foundation (No. 15JDJGA089).

Key words: distributed generation; distribution network; emission reduction; market game; locational marginal price

0 引言

随着分布式发电技术的发展, 分布式电源(DG)在配电网中的渗透率将不断提高, 这将对配电网的

运行造成多方面的影响。尤其是系统潮流的多向性和系统运行工况的复杂性, 将会对配电网的安全稳定运行带来不可忽视的挑战^[1]。因此, 研究配电网中 DG 的调度控制, 对于降低 DG 并网对配电网的不利影响, 实现 DG 的高效利用具有重要意义^[2-3]。

配电网中 DG 的调度运行是国内外研究的热

基金项目: 北京市社会科学基金项目(15JDJGA089)

点。文献[4-7]分别将鲁棒优化、多阶段优化、双层优化和自律控制技术引入系统调度的建模中,以提出更为经济、可靠的机组组合方案;文献[8]和文献[9]则分别在系统调度中引入了储能和需求响应资源,以实现 DG 出力波动性的平抑和系统功率曲线的优化。但是,目前国内外的相关研究,大多假定配网运营商能够对系统中的 DG 进行直接管理和调度,其优化目标大多是实现整个配电网系统的全局优化。而在实际的电力市场和配电网系统中,配网运营商和 DG 所有者往往属于不同的利益主体,因此全局优化的调控方案若无法同时实现每一个 DG 各自的效益最大,则对 DG 运营商而言通常是不可接受的^[10]。另一方面,当前的 DG 调控技术也难以实现配网侧对每一台 DG 输出功率的垂直管理。因此,有必要从新的思路开展适应于多主体市场环境 and 现有技术框架的分布式电源调控方法^[11]。

随着配售电侧市场有序放开,我国的电力市场化进程不断加快。在放松管制的电力市场环境下,市场主体行为的不确定性和不可控性将会进一步加强,而在市场化背景下,通过价格信号实现对市场主体行为的引导,是推动市场有序稳定发展的重要手段^[12]。在这一背景下,基于价格引导的 DG 调控将有望成为解决多主体市场环境下 DG 调度控制问题的有效方法^[13-15]。

节点电价是市场环境下重要的定价方法,能够为 DG 运营商等市场参与主体提供有效合理的激励信号,引导其合理接入配电系统^[16]。相较于区域平均电价而言,节点电价不仅避免了对系统人工分区可能带来的盲目性,且对于 DG 运营商的行为和成本具有更强的敏感性,因而更具公平性。因此,虽然区域平均电价较之节点电价而言计算更为简便,但节点电价仍然是市场化电价的重要一环。文献[17-18]提出了计及供电可靠性的配电网节点电价计算方法;文献[19]基于 Jacobian 函数对配电网潮流进行了敏感性分析,从而实现了 DG 的节点定价。文献[20]基于分布式电源造成的节点注入功率的变化及其对配电网投资时序和回收期的影响,构建了配电网节点电价定价模型。纵观国内外现有成果,虽然能够从多种角度确定系统的节点电价,但已有的定价方法中对市场情景下 DG 运营商等主体行为的不确定性考虑较少,且未在定价中考虑机组减排因素的影响,而后者恰是我国鼓励 DG 发展的重要原因之一。

为解决市场环境下分布式运营商不确定性影响下的节点电价定价问题,以实现基于价格手段的 DG 调控管理,同时响应国家的节能减排要求,本

文考虑 DG 对配电系统节能减排的贡献,采用合作博弈的理念,构建考虑 DG 节能减排和主体市场博弈行为的配电网节点电价定价模型,并采用迭代算法进行求解。算例表明该模型能够对配电网中 DG 运营主体的行为进行有效的激励和引导,在有效实现潮流优化、降低线损的同时提升系统的减排效益,具有良好的可行性及优越性。

1 污染物排放量计算

配电网中的 DG 包含可再生分布式电源、燃气分布式电源、柴油机分布式电源等多种类型,本文测算节点电价需要考虑的重要因素是 DG 机组产生的气体排放,而由于可再生 DG 机组基本不产生气体排放,故本文暂不对其展开研究。文献[21]基于功率损耗计算得到系统的节点电价。本文在此基础上进一步引入了机组污染物排放的因素。配电网中的污染物排放可用以下公式描述。

$$E_C = \sum_{i=1}^{N_{DG}} E_j^{DG_i} = \sum_{i=1}^{N_{DG}} (\bar{E}_j^{DG_i} \times P_i^{DG}) \quad (1)$$

$$\bar{E}_j^{DG_i} = \frac{E_j^{DG_i}}{G_i^{DG}} \quad (2)$$

式中: E_C 表示配电系统中所有 DG 机组产生的气体排放; N_{DG} 表示 DG 机组类别; $E_j^{DG_i}$ 表示第 i 台 DG 机组产生的 j 类气体排放,下标 j 表示排放气体的类别,即 CO_2, NO_x, SO_2 ; $\bar{E}_j^{DG_i}$ 表示 DG 机组单位出力产生的 j 类气体排放系数; P_i^{DG} 表示 DG 机组的出力功率; G_i^{DG} 表示对应 DG 机组的装机容量。DG 机组 i 的出力成本以二次函数的形式表征为

$$C_{DG_i} = \alpha_i P_i^2 + \beta_i P_i + \chi_i \quad (3)$$

式中: C_{DG_i} 是以二次函数形式表征的 DG 机组 i 的出力成本; $\alpha_i, \beta_i, \chi_i$ 表示 DG 机组 i 的成本系数。

2 市场博弈情景下减排任务在 DG 间的合理分配

为了保证市场和系统运行的高效稳定,配电网运营商必须为各类 DG 机组提供公平的接入条件。本文在配电网系统开放接入、电量全额上网的条件下,面向 DG 机组提出一种基于污染物排放的激励机制。也就是说,根据各 DG 机组气体排放偏差份额的不同,可能会受到来自于配电网运营商的奖励或者惩罚。例如,若 DG 机组的排放量比基准情况增加,则配电网运营商将会给出较低的上网电价,以对该台机组进行惩罚。

在市场环境下, DG 运营商、配电网运营商之间的竞争博弈是不可避免的, DG 运营商除了能够以单独机组个体参与市场之外, 还可以通过合作博弈的手段, 以机组组合联盟的形式参与市场。核仁理论考虑了市场中主体的博弈行为, 适用于市场环境下配电网系统中 DG 机组参与市场后减排任务的分配。参考文献[22], 假设

$$X_{re}^j = \{x_{re1}^j, x_{re2}^j, \dots, x_{reN_{DG}}^j\} \quad (4)$$

$$Y_{re}^j = \{y_{re1}^j, y_{re2}^j, \dots, y_{reN_{DG}}^j\} \quad (5)$$

式中: x_{re}^j 表示每台机组分摊到的减排任务的集合; Y_{re}^j 表示该目标的转归集合。核仁理论基于最小核心对减排目标进行分摊, 可以表示为

$$C^+(\varepsilon) = \left\{ \frac{y_{re}^j \in Y_{re}^j}{\varphi^j(y^j)} \right\}, \varphi^j(y^j) \leq \varepsilon \quad (6)$$

$$\varphi^j(y^j) = \max_{C \in N_{DG}} e^j(C, y^j) \quad (7)$$

式中: y_{re}^j 表示系统中随机一台 DG 机组产生的减排贡献; ε 为任意小实数; $e^j(C, y^j)$ 为联盟 C 在转归 $y^j \in Y_{re}^j$ 处的超出值, 即 $e^j(C, y^j) = R^j(C) - \sum_{k \in C} y_k^j$;

$\varphi^j(y^j)$ 是超出值的最大值; $R^j(C)$ 表示联盟中的机组交互作用而产生的相较于各机组独立运行时新增的减排效益, 即

$$R^j(C) = r^j(C) - \sum_{k \in C} r^j(k) \quad (8)$$

式中: $r^j(C)$ 表示机组组合联盟产生的减排贡献; $r^j(k)$ 表示机组组合联盟中机组 k 独立运行情境下产生的减排贡献。参考文献[22], 式(6)一式(8)可以通过线性规划的方式实现。

$$\begin{cases} \min & \varepsilon \\ \text{s.t.} & R^j(C) = \sum_{k \in C_1} y_{re,k}^j \\ & R^j(C) - \sum_{k \in C_2} y_{re,k}^j \leq \varepsilon \end{cases} \quad (9)$$

式中: C_1 表示特定的 DG 机组组合联盟; C_2 表示配电网系统中除 C_1 之外的所有机组组合的非空子集。

最后, 分配给每个 DG 机组的减排任务由单独运行时产生的减排贡献量, 与其 DG 机组参与机组组合联盟运行而产生的减排贡献量的总和确定, 参考文献[23]计算公式为

$$x_{re,i}^j = y_{re,i}^j + r^j(i), i \in N_{DG} \quad (10)$$

3 节点电价的迭代求解算法

节点电价的计算与网络中实时功率的调度紧密

相关。同时, 不同 DG 机组运营商行为随机性的存在可能会导致电力调度的随机突然变化。因此, 需要就 DG 机组主体行为的随机性对 DG 机组进行引导。在进行迭代计算时, 考虑 DG 机组主体运营的逐利性, 以净收益最大化为出发点确定 DG 机组的出力水平, 进而估算计及 DG 机组运营商行为随机性的系统下一级调度状态。

基于此, 本文提出了一种迭代算法, 根据每个 DG 机组减排任务的分配来影响系统中 DG 机组的出力情况, 配电网运营商通过估计的出力情况, 确定对应的经济信号即节点电价以刺激引导 DG 的行为, 进而调控实现系统的最佳运营状态。所提出的迭代算法的步骤如下所述。

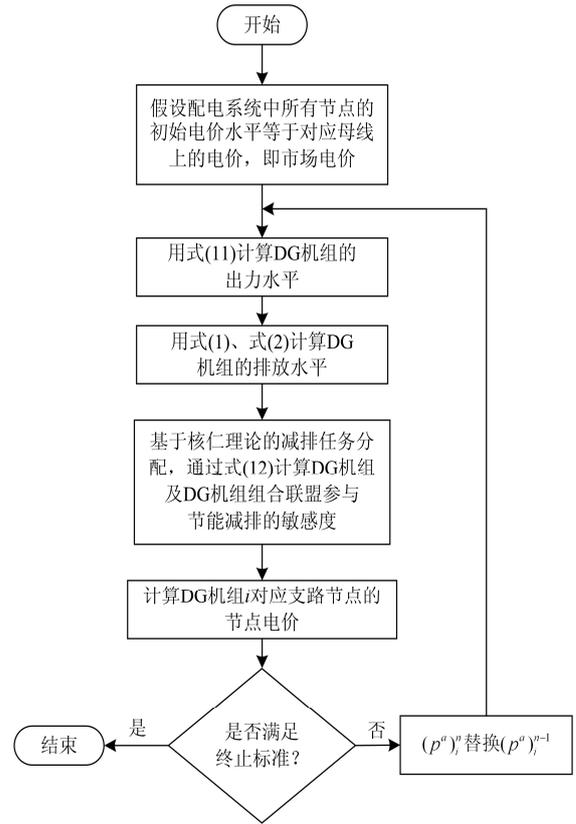


图 1 迭代算法计算步骤

Fig. 1 Calculation steps of iterative algorithm

第一步, 假设配电网系统中所有节点的初始电价水平等于对应母线上的电价, 即市场电价。

第二步, 计算 DG 机组的出力水平。DG 机组收益可以用 $B_{DG_i}^n = (p^a)_i^n \times P_i^n$ 来表示, 成本如式(3)所示, 则 DG 机组净收益为收益与成本之差。在每一次迭代中, DG 机组的出力都在使其机组净收益实现最优化的水平上, 即净收益的一次导数为零, 则有

$$P_i^n = \frac{(p^a)_i^n - \beta_i}{2\alpha_i} \quad (11)$$

式中: P_i^n 表示 DG 机组 i 在迭代第 n 次时的出力功率; $(p^a)_i^n$ 表示迭代第 n 次时机组 i 节点处的节点电价。

第三步, 通过式(1)和式(2)计算 DG 机组运行产生的排放水平。

第四步, 基于核仁理论的减排任务分配, 通过式(12)计算 DG 机组及 DG 机组组合联盟参与节能减排的敏感度。

$$(\Delta p^a)_i^n = \frac{x_i^{j,n} \times \phi^a}{\gamma_i \times R^{\text{goal}}} = \frac{x_i^{j,n} \times \phi^a}{\gamma_i \times (E^0 - E^{\text{goal}})} \quad (12)$$

式中: $(\Delta p^a)_i^n$ 表示第 n 次迭代对应的节点价格的变化量; γ_i 表示 DG 机组参与减排任务的权重系数; $x_i^{j,n}$ 表示第 n 次迭代分配给 DG 机组 i 的减排任务; ϕ^a 为参考母线的电价, 即市场上的电价水平; E^0 表示系统在迭代初始时的排放量; E^{goal} 表示系统设定的目标排放量。 $R^{\text{goal}} = E^0 - E^{\text{goal}}$ 表示系统的减排目标量。

第五步, 计算 DG 机组 i 对应支路节点的节点电价:

$$(p^a)_i^{n+1} = (\Delta p^a)_i^n + \phi^a \quad (13)$$

式中, $(p^a)_i^{n+1}$ 表示第 $n+1$ 次迭代对应的节点电价。

第六步, 判断结果是否满足迭代终止条件, 若满足终止条件则迭代终止; 若不满足迭代条件, 则转至第二步继续迭代。其中, 迭代终止条件设定为

$$E_C \leq E_{C_{\text{max}}} \quad (14)$$

$$P_i^{n+1} - P_i^n < \varepsilon_p \quad (15)$$

$$B_i^{n+1} - B_i^n < \varepsilon_B \quad (16)$$

式中: B_i^{n+1} 和 B_i^n 分别表示迭代第 $n+1$ 次和第 n 次配电网运营主体的收益; ε_p 和 ε_B 分别表示任意大小实数; $E_{C_{\text{max}}}$ 表示系统额定最大排放总量。式(14)的判定边界为系统排放满足减排任务要求; 式(15)的判定边界表示当 DG 机组的出力增加对排放没有影响, 在这种情况下, 即使配电网运营主体不为 DG 机组提供任何激励, DG 机组的出力仍然保持不变。式(16)的判定边界表示当 DG 机组的出力增加且排放同时减少时, 但配电网运营主体所能够获得的收益基本无变化, 即配电网运营主体对 DG 机组实施激励的成本基本等于其收益。配电网运营主体对 DG 机组进行减排的激励收益为

$$B_i^n = - \sum_{i=1}^{N_{\text{DG}}} \{ \Delta(p^a)_i^n \times P_i^n \} + B_i^{\Delta e} \quad (17)$$

式中, $B_i^{\Delta e}$ 表示 DG 机组带来的减排收益, 则有

$$B_i^{\Delta e} = \Delta e \times p_e \times \gamma_e \quad (18)$$

式中: Δe 表示 DG 机组带来的系统减排水平; p_e 表示政府给予的系统减排补贴价格; γ_e 表示减排任务对应的权重系数。

4 实例分析

4.1 算例系统

参考文献[24]中采用的分布式配电网系统结构进行本文的实例分析, 以文献[25]提出的含 DG 机组的配电网系统市场为基础市场情景。系统结构如图 2 所示, 该系统有 84 个节点, 11 条总线, 3 类共 15 个 DG 机组分布在系统中, 一类是天然气三联供 DG 机组, 分布在系统的第 4、15、34、55、58 节点处, 机组编号为 1—5; 一类是天然气内燃机 DG 机组, 分布在系统的第 11、19、26、65、79 节点处, 机组编号为 6—10; 一类是柴油内燃机 DG 机组, 分布在系统的第 3、22、42、59、83 节点处, 机组编号为 11—15。五类 DG 机组的基本参数如表 1 所示。

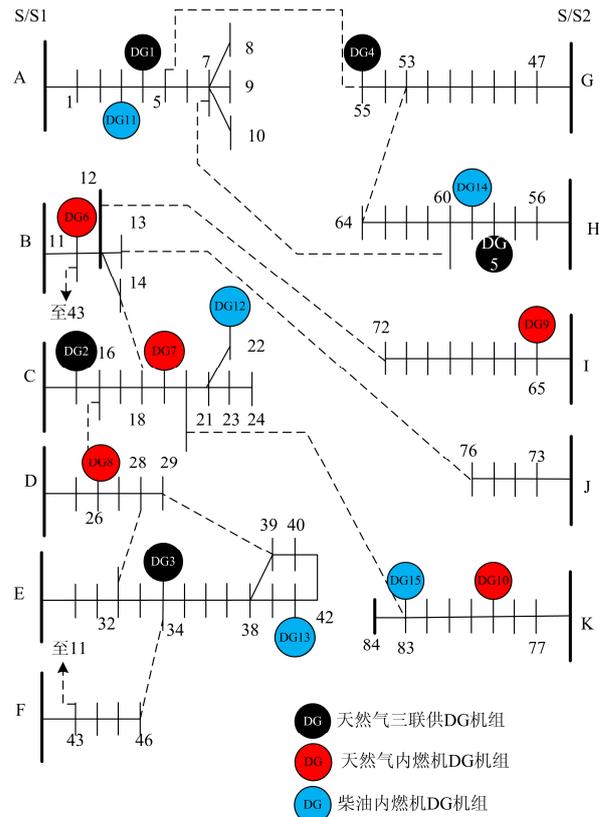


图 2 算例系统示意图

Fig. 2 Case system diagram

表 1 DG 机组基本参数
Table 1 DG unit characteristics

机组类型	平均装机容量/ MW	成本参数			CO ₂ / (g/kWh)	SO ₂ / (g/kWh)	NO _x / (g/kWh)
		α /(元/MW ²)	β /(元/MW)	χ /元			
1	1.5	4.1×10^{-5}	343	857	378	0	0
2	1.5	3.9×10^{-5}	366	984	386	0	0
3	1.5	3.8×10^{-5}	451	1299	757	2.89	2.41

4.2 DG 机组博弈情况

通过核仁理论模拟分析 DG 机组的博弈情况。每个 DG 机组都可以作为市场博弈中的一个单独的参与者，DG 机组也可以通过合作博弈的方式组成机组组合联盟参与市场。市场电价处于不同水平时，将直接影响 DG 运营主体的市场博弈行为及机组出力安排，进而影响 DG 机组的排放水平。在不同市场电价水平下，该 DG 配电系统一个月内的 DG 机组博弈结果和气体排放分别如表 2 所示。

表 2 基于减排任务分配的 DG 机组博弈情况

Table 2 Game analysis of DG units based on emission reduction allocation

市场电价/(元/MWh)	机组组合联盟情况	系统排放水平/kg
240	1&2&3 或 1, 2, 3	5.1×10^4
360	1, 2&3 1, 2, 3 或 1&2&3 或	9.5×10^4
480	1&2, 3 或 1&3, 2 或 1, 2&3	1.7×10^5

可以看出，当市场电价水平为 240 元/MWh 时，电价水平均低于 3 类 DG 机组运行的边际成本，3 类 DG 机组的运营主体均会选择从市场中买电，只系统供电故障等特殊情况下采用 DG 机组发电，因此对应的系统气体排放水平也较低，机组组合联盟情况可以认为是 3 类 DG 机组联盟不参与出力，也可认为是各 DG 机组均作为单独主体不参与出力。

表 3 不同市场价格下 γ_i 对 DG 机组出力的影响

Table 3 Impact of γ_i on the DG unit's output for various market prices

市场价 格/(元/ MWh)	γ_i	DG 机组平均出力情况/kW															
		DG 1	DG 2	DG 3	DG 4	DG 5	DG 6	DG 7	DG 8	DG 9	DG 10	DG 11	DG 12	DG 13	DG 14	DG 15	
360	0.6, 0.2, 0.2	769.5	1074	874.5	922.5	1500	613.5	880.5	838.5	615	955.5	762	630	616.5	525	562.5	
	0.4, 0.3, 0.3	808.5	1053	894	931.5	1500	696	922.5	886.5	699	981	705	609	597	526.5	558	
	0.2, 0.4, 0.4	850.5	1027.5	913.5	940.5	1443	790.5	963	936	792	1005	651	586.5	577.5	528	553.5	
	0.1, 0.4, 0.5	891	993	928.5	943.5	1210.5	894	999	982.5	895.5	1024.5	595.5	561	555	528	544.5	
	0, 0.4, 0.6	933	954	940.5	943.5	993	1009.5	1032	1029	1011	1038	538.5	532.5	531	526.5	529.5	
480	0.6, 0.2, 0.2	1500	1500	1500	1500	1500	1461	1500	1500	1497	1500	1500	1489.5	1453.5	1276.5	1425	
	0.4, 0.3, 0.3	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1452	1431	1327.5	1414.5	
	0.2, 0.4, 0.4	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1429.5	1410	1315.5	1395	
	0.1, 0.4, 0.5	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1473	1398	1387.5	1335	1378.5
	0, 0.4, 0.6	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1398	1384.5	1383	1372.5	1381.5

当市场电价水平为 360 元/MWh 时，电价水平高于第 1 类 DG 机组运行的边际成本，但低于第 2、3 类 DG 机组的边际成本，此时第 1 类 DG 机组单独参与市场博弈具有明显优势，其出力将明显增加，进而带来一定的气体排放，而第 2、3 类 DG 机组则较少出力。当市场电价水平为 480 元/MWh 时，电价水平均高于 3 类 DG 机组运行的边际成本，则 3 类 DG 机组运行主体可根据市场偏好自由选择联盟方式，机组组合联盟可以有 5 种类型，各 DG 机组则会尽可能地多出力，进而系统的气体排放水平较高。

4.3 基于减排任务分配的 DG 出力情况

参数 γ_i 表示对应的 DG 机组类别参与减排任务的权重系数，三类机组参与减排任务的权重之和为 1。设定系统减排任务为 4 000 kg/月，在不同的市场电价水平下，可得 γ_i 比重不同情况下的 DG 机组的月平均出力情况，如表 3 所示。需要注意的是，当市场电价水平为 4.2 小节提的第一种电价情景 240 元/MWh 时，各类 DG 机组基本不参与出力，完成减排任务的可能性近乎于零，也就是说此时配电网运营主体无法通过节点电价等经济激励手段促进 DG 机组参与系统减排，故此时研究的市场电价情景为 360 元/MWh 和 480 元/MWh 两类，不考虑低市场电价均低于 3 类 DG 机组边际成本的电价情景。

表4 不同市场价格下 γ_i 对系统排放的影响Table 4 Impact of γ_i on the system emission for various market prices

市场价格(元/MWh)	γ_i	CO ₂ 排放/kg	SO ₂ 排放/kg	NO _x 排放/kg	系统总减排/kg
360	0.6, 0.2, 0.2	4 710.8	8.5	8.2	4 727.5
	0.4, 0.3, 0.3	4 669.0	8.5	8.0	4 685.5
	0.2, 0.4, 0.4	4 673.3	8.6	8.1	4 690.0
	0.1, 0.4, 0.5	4 667.8	9.2	8.5	4 685.5
	0, 0.4, 0.6	4 660.3	10.1	9.1	4 679.5
480	0.6, 0.2, 0.2	3 342.3	3.7	3.5	3 349.5
	0.4, 0.3, 0.3	3 344.9	3.9	3.7	3 352.5
	0.2, 0.4, 0.4	3 341.2	4.3	4.0	3 349.5
	0.1, 0.4, 0.5	3 341.8	4.7	4.5	3 351.0
	0, 0.4, 0.6	3 341.2	4.9	4.7	3 351.0

为达成系统减排要求, 必须使第 2、第 3 类 DG 机组的出力处于较高水平, 但表 3 和表 4 所示的结果显示分配给 3 类机组的减排任务权重并不是第 2、第 3 类 DG 机组的权重越高系统的减排效果越好, 如当市场电价水平为 360 元/MWh 时, 第 1 类 DG 机组减排任务权重为 0.6, 其他两类机组的减排权重均为 0.2 时, 系统的减排效果处于最好水平, 主要原因在于第 1 类 DG 机组的发电成本较低, 该电价水平下第 1 类 DG 机组完成减排任务的积极性比较高, 可较容易地削减机组出力并完成减排任务, 但其他两类 DG 机组由于发电成本水平高于市场电价水平, 故完成减排任务的积极性较低, 在市场电价水平较低情境下, 实际减排效果也并不明显。在市场电价水平为 480 元/MWh 时, 由于电价水平高于 3 类 DG 机组的发电成本水平, 故各类 DG 机组则尽可能保持较高的出力水平, 对应的系统减排任务完成难度较大, 系统减排总量处于较低水平。

4.4 迭代计算的节点电价情况

为促进 DG 机组更好地完成减排任务, 可以通过节点电价的形式对 DG 运营主体进行激励, 根据所提出的迭代算法计算 DG 机组线路节点上的节点电价, 如表 5 所示, 表 6 为对应的系统减排情况, 迭代计算至第 30 次时达到迭代终止条件。

由表 5 可以看出, 为完成系统减排任务, 对应的节点电价均需低于市场电价水平, 以激励 DG 运营主体配合机组减排, 对比表 6 和表 4 的各类气体减排及系统总减排水平可知节点电价在促进 DG 机组参与减排方面具有一定的有效性。此外, 在某一电价情境下, 当 DG 机组参与减排的积极性本来就不高时, 其对应的节点电价水平应在一定程度上高于积极性较高的 DG 机组的节点电价, 避免过度打击其参与减排任务的积极性, 从侧面激励其参与减排。如, 在市场电价水平为 360 元/MWh 时, 对应设置的 DG11、DG12、DG13、DG14 和 DG15 的节点电价水平明显高于 DG1、DG2、DG3、DG4 和 DG5

表5 不同市场价格及 γ_i 条件下 DG 机组对应的节点电价情况Table 5 LMP situation corresponding to DG units for various market prices and γ_i

市场 价格/ (元/ MWh)	γ_i	DG 机组对应节点电价/(元/MW)														
		DG 1	DG 2	DG 3	DG 4	DG 5	DG 6	DG 7	DG 8	DG 9	DG 10	DG 11	DG 12	DG 13	DG 14	DG 15
360	0.6, 0.2, 0.2	315	320	316	317	323	321	328	325	325	331	338	336	334	338	339
	0.4, 0.3, 0.3	315	318	315	315	320	320	326	322	323	328	331	334	330	333	336
	0.2, 0.4, 0.4	310	312	310	310	315	315	320	318	319	323	328	329	326	330	331
	0.1, 0.4, 0.5	310	310	310	310	314	315	319	317	318	322	324	327	325	326	330
	0, 0.4, 0.6	310	310	309	310	314	315	318	317	317	322	324	326	325	326	330
480	0.6, 0.2, 0.2	416	418	417	418	423	418	420	418	419	425	430	433	431	432	438
	0.4, 0.3, 0.3	412	415	414	414	420	414	417	415	415	422	426	430	428	428	434
	0.2, 0.4, 0.4	406	408	406	406	415	407	410	408	408	417	419	422	420	420	430
	0.1, 0.4, 0.5	405	407	405	406	413	406	409	406	407	414	418	421	418	419	427
	0, 0.4, 0.6	405	407	405	405	413	406	409	406	406	414	418	421	418	418	427

表 6 不同市场价格及 γ_i 条件下对应表 5 节点电价的减排情况

Table 6 LMP emission reduction situation corresponding to Table 5 for various market prices and γ_i

市场价格(元/MWh)	γ_i	CO ₂ 排放/kg	SO ₂ 排放/kg	NO _x 排放/kg	系统总减排/kg
360	0.6, 0.2, 0.2	4 630.1	8.3	7.9	4 646.3
	0.4, 0.3, 0.3	4 574.1	8.5	8.1	4 591.0
	0.2, 0.4, 0.4	4 580.0	8.8	8.2	4 597.0
	0.1, 0.4, 0.5	4 573.1	9.5	8.9	4 591.5
	0, 0.4, 0.6	4 564.0	9.9	9.1	4 583.0
480	0.6, 0.2, 0.2	3 047.4	3.5	3.3	3 054.2
	0.4, 0.3, 0.3	3 050.9	3.6	3.5	3 058.0
	0.2, 0.4, 0.4	3 046.6	4.1	3.8	3 054.5
	0.1, 0.4, 0.5	3 048.1	4.4	4.1	3 056.6
	0, 0.4, 0.6	3 046.3	4.9	4.8	3 056.0

的节点电价水平。值得注意的是，在完成减排任务的前提下，如果 DG 机组发电成本水平低于市场电价水平，则其完成减排任务的积极性较高，减排积极性越高的机组参与减排任务的权重越低，对应设置的节点电价越小，对应的配电网运营主体引导 DG 机组参与减排任务所付出的成本就越少，对应收益就越大。

在本文提出的迭代方法中，配电网运营主体的额外收益在每次迭代中是不同的，并由减排任务和节点电价的决策者控制。在不同的电价情境下，迭代计算系统的收益情况、减排情况如图 3 和图 4 所示。设定系统减排任务的分配权重均为 $\gamma_1 = 0.4$, $\gamma_2 = 0.3$, $\gamma_3 = 0.3$ 。图 3 显示了在所提出的算法的迭代过程中配电网运营主体所获得收益的变化情况，图 4 显示了算法迭代中的系统排放的变化。当满足迭代终止条件时，终止迭代。图 3 和图 4 中各曲线终止对应的迭代次数即为各电价情形下的最佳迭代次数。分析图 3 可知，随着市场电价水平的不断升高，迭代的次数不断减少，当电价水平为 480 元/MWh 时，迭代计算至第 8 次即迭代终止，图 4 同理。综合分析图 3、图 4 结果显示，随着系统排放的变化，配电网运营主体收益也同样发生变化。例如，当参考总线的市场价格是 400 元/MWh 时，配电网运营主体的收益在第二次迭代中获得最大值，但系

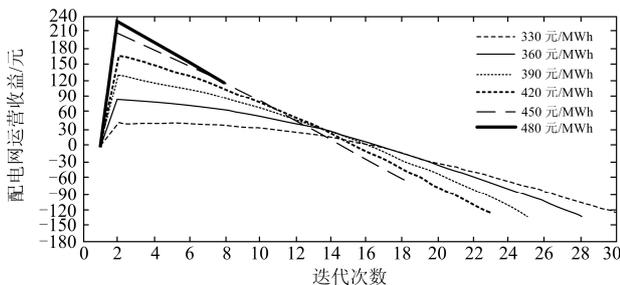


图 3 配电网运营主体收益变化情况

Fig. 3 Variation of distribution network operators' benefit

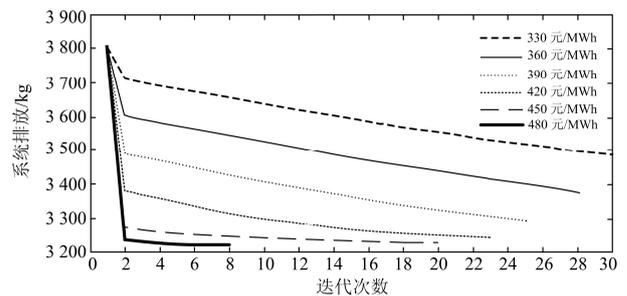


图 4 迭代算法中产生气体总排放水平的变化
Fig. 4 Variation of produced gas emission during the iterative algorithm

统气体排放随着迭代次数的增加而不断降低，也可推知此时系统内 DG 机组的节点价格也在不断增加。

值得注意的是，随着迭代次数的增加系统排放不断减少，配电网运营主体所获得的收益也随着迭代次数的增加而减少，当达到迭代的判定条件时，配电网运营主体所获得的收益并不一定是最佳。因此，配电网运营主体的收益与减少的排放量之间存在权衡，必须由决策者权衡处理。实际应用中，决策者根据系统排放和配电网运营收益情况(参考图 3 和图 4)进行权衡，当决策者以完成减排任务为主要目标时，则需要适当降低收益目标要求，以实现最优决策。因此，应用本文的定价方法可以迭代计算得到不同市场价格情景下，系统减排情况及对应的配电网运营主体收益，进而辅助决策者在相应运营目标下进行权衡决策。

4.5 算法比对

为了体现本文所提出算法的有效性，本文选取文献[26]中的算例系统为对象，同样以文献[25]提出的含 DG 机组的配电系统市场为基础市场情景，与采用文献[27]和文献[28]中所提算法的计算结果进行对比。算例系统如图 5 所示，该系统的配电网网络

是一个包含 30 个 DG 机组的实际 201 节点 10 kV 配电系统。该配电系统的基础数据及技术参数可以在

文献[26]中找到。DG 机组的类型及其在网络中的位置如表 7 所示。

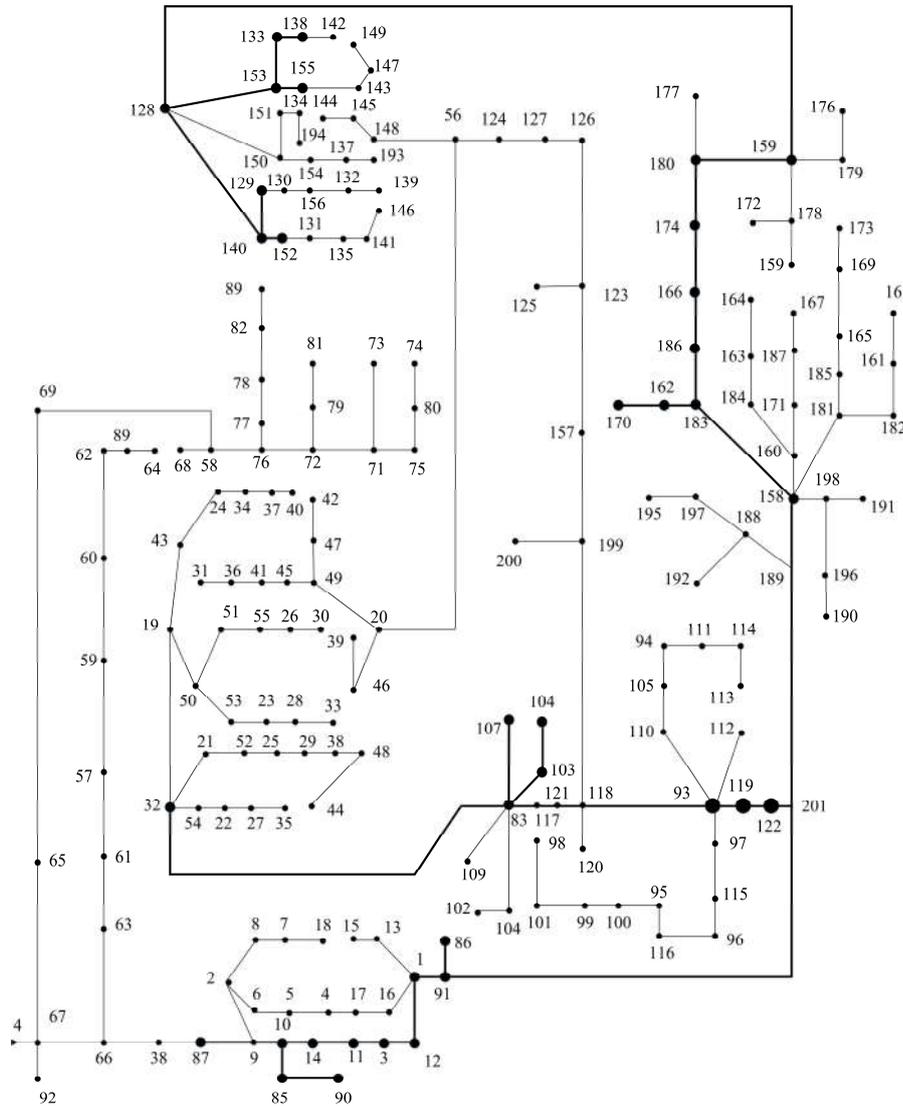


图 5 案例研究 2 算例系统结构图

Fig. 5 System structure diagram of case study 2

表 7 算例系统 2 中 DG 机组的类型和位置

Table 7 DG units' type and location in case study 2

DG 机组	类型	节点位置	DG 机组	类型	节点位置	DG 机组	类型	节点位置
1	1	13	11	2	64	21	3	115
2	1	16	12	2	124	22	3	58
3	1	172	13	2	88	23	3	11
4	1	17	14	2	210	24	3	108
5	1	54	15	2	187	25	3	123
6	1	116	16	2	5	26	3	167
7	1	77	17	2	107	27	3	168
8	1	99	18	2	192	28	3	46
9	1	122	19	2	49	29	3	102
10	1	132	20	2	160	30	3	19

对比本文所提方法与文献[27-28]中提到的最优潮流法和边际线损法计算的节点价格情况，如图 6 所示。

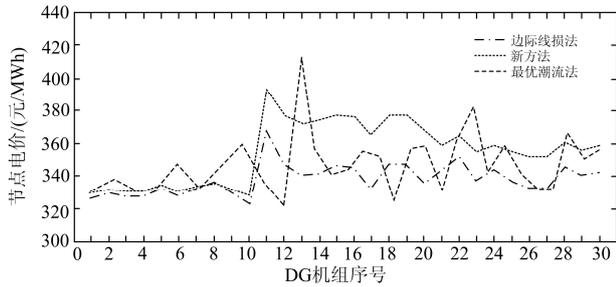


图 6 不同方法下的 DG 节点电价情况
Fig. 6 LMP of DG with different methods

如表 8 所示，当参考总线的市场价格为 230 元/MWh 时，由于市场电价水平低于所有类别 DG 机组的发电边际成本，即基本所有 DG 机组都处于关

闭状态，所获得的收益基本为零，对应的配电网运营主体通过节点电价调整获得的收益也为零。当市场价格为 360 元/MW 时，边际线损法得出的系统线损最少，原因在于边际线损法从考虑网损补偿的角度出发，尽可能激励 DG 机组降低网损，对应系统网损情况较好，且机组可以获得相应补偿；最优潮流法得出的配电网运营主体收益最高，但 DG 机组获得的收益最少，原因在于最优潮流法是站在系统的角度，尽可能调整 DG 机组出力以保持系统最优运行状态，因此系统获得的收益也是最高的；新方法得出的系统减排效果最好且 DG 机组获得的收益最高，原因在于新方法通过减排任务的分配确定节点电价以激励 DG 机组参与减排，DG 机组在完成减排任务的同时能够获得一定的补偿收益，因此对应的配电网运行主体获得的收益也是最少的。

表 8 不同方法下 DG 机组收益，配电网运营主体收益及系统排放情况

Table 8 DG units' benefit, distribution network operators' benefit, and emission with different methods

市场价格/(元/MWh)	方法	收益/元			配电网运营 主体收益	线损/kW	排放/kg
		DG 机组类型 1	DG 机组类型 2	DG 机组类型 3			
$\lambda=230$	新方法	0	0	0	0	2 131	4 069
	边际线损法	0	0	0	0	2 131	4 069
	最优潮流法	0	0	0	0	2 131	4 069
$\lambda=360$	新方法	14	184	109	76	1 310	3 352
	边际线损法	16	109	88	82	1 200	3 477
	最优潮流法	3	14	14	129	1 738	3 826
$\lambda=490$	新方法	422	537	571	768	462	2 684
	边际线损法	423	537	571	768	462	2 684
	最优潮流法	422	537	571	768	462	2 684

5 结论

本文以博弈论中的核仁理论为基础，提出了一种考虑分布式电源减排和市场博弈行为的配电网节点电价定价方法，用于计算市场环境下配电网中 DG 的节点电价，以期通过市场化节点电价的波动，引导配电网中 DG 的运行，提升系统的减排效益。算例显示，本文提出的方法能够基于 DG 机组在减少/增加排放方面的份额，以较为公平、多赢的方式完成了 DG 节点电价的确定。通过将本文所提出的方案与传统方法进行对比，结果表明，在促进节能减排和提升 DG 机组收益方面，该方法的性能优于传统方法。本文所提出的节点电价计算方法能够为减排任务和电价的决策者提供一个综合性测算手段，用于根据系统排放和配电网运营收益的优先级来达到激励控制 DG 机组参与节能减排的目的。随着未来节能减排约束的趋紧和 DG 机组渗透率的增

加，本文所提出的方法对于节点电价的制定及配电网系统的高效、安全运营具有较高的参考价值 and 良好的现实意义。

但是，本文所提节点电价计算方法中，并未过多考虑线损和系统运行可靠性等因素的影响，未来可进一步加强对兼顾降损、减排和系统可靠性任务的 DG 配电网节点电价计算方法的研究工作。

参考文献

- [1] 王成山, 李鹏. 分布式发电、微网与智能配电网的发展与挑战[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(2): 10-14, 23. WANG Chengshan, LI Peng. Development and challenges of distributed generation, the micro-grid and smart distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(2): 10-14, 23.
- [2] 刘兆元, 王萍, 管志成. 分布式电源大量接入后配电网可靠性综合评估体系[J]. 陕西电力, 2016, 44(10):

- 15-19, 31.
LIU Zhaoyuan, WANG Ping, GUAN Zhicheng. Integrated reliability evaluation system of distribution network after connecting to DG[J]. Shaanxi Electric Power, 2016, 44(10): 15-19, 31.
- [3] 梁捷, 李刚, 王建楠. 基于字典优化法和 ε -约束法的双目标热电调度[J]. 热力发电, 2017, 46(10): 81-87.
LIANG Jie, LI Gang, WANG Jiannan. Double-objective heat and power dispatch based on lexicographic optimization method and ε -constraint technique[J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(10): 81-87.
- [4] ZHANG Xiaoshun, XU Hao, YU Tao, et al. Robust collaborative consensus algorithm for decentralized economic dispatch with a practical communication network[J]. Electric Power Systems Research, 2016, 140: 597-610.
- [5] 孟晓丽, 高君, 盛万兴, 等. 含分布式电源的配电网日前两阶段优化调度模型[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1594-1300.
MENG Xiaoli, GAO Jun, SHENG Wanxing, et al. A day-ahead two-stage optimal scheduling model for distribution network containing distributed generations[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1594-1300.
- [6] 张高, 王旭, 蒋传文, 等. 采用双层优化调度的虚拟电厂经济性分析[J]. 电网技术, 2016, 40(8): 2295-2302.
ZHANG Gao, WANG Xu, JIANG Chuanwen, et al. Economic analysis of virtual power plants based on bi-level optimization dispatch[J]. Power System Technology, 2016, 40(8): 2295-2302.
- [7] 顾博川, 黄缙华, 刘菲. 分布式电源自律分散调度控制方法研究[J]. 电气技术, 2015(2): 23-30.
GU Bochuan, HUANG Jinhua, LIU Fei. Distributed generation autonomous decentralized dispatch control method research[J]. Electrical Engineering, 2015(2): 23-30.
- [8] 周天沛. 微网中的分布式电源和储能资源的优化运行与管理研究[D]. 北京: 中国矿业大学, 2015.
ZHOU Tianpei. Study on optimal operation and management of distributed energy resources and energy storage resources in microgrid[D]. Beijing: China University of Mining and Technology, 2015.
- [9] 汤奕, 鲁针针, 伏祥运. 居民主动负荷促进分布式电源消纳的需求响应策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(24): 49-55.
TANG Yi, LU Zhenzhen, FU Xiangyun. Demand response strategies for promoting consumption of distributed power generation with residential active loads[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(24): 49-55.
- [10] RIDER M J, LOPEZ-LEZAMA J M, CONTRERAS J, et al. Bilevel approach for optimal location and contract pricing of distributed generation in radial distribution systems using mixed-integer linear programming[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2013, 7(7): 724-734.
- [11] 孙可, 段光, 李晓春, 等. 综合能源服务系统结构描述及设计优化[J]. 热力发电, 2017, 46(12): 33-39.
SUN Ke, DUAN Guang, LI Xiaochun, et al. Structural description and design optimization for integrated energy service system[J]. Thermal Power Generation, 2017, 46(12): 33-39.
- [12] 白杨, 谢乐, 夏清, 等. 中国推进售电侧市场化的制度设计与建议[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(14): 1-7.
BAI Yang, XIE Le, XIA Qing, et al. Institutional design of Chinese retail electricity market reform and related suggestions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14): 1-7.
- [13] 尤毅, 刘东, 钟清, 等. 多时间尺度下基于主动配电网的分布式电源协调控制[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 192-198.
YOU Yi, LIU Dong, ZHONG Qing, et al. Multi-time scale coordinated control of distributed generators based on active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 192-198.
- [14] 康成功, 李献伟, 张国军. 分布式电源参与的配电网电能质量控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(16): 99-105.
KANG Chengong, LI Xianwei, ZHANG Guojun. Research on power quality control strategy incorporating distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(16): 99-105.
- [15] LOPEZ-LEZAMA J M. Optimal contract pricing of distributed generation in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 128-136.
- [16] MANCERA C T, MONROY A C. Pricing of distribution networks with distributed generation: application of nodal pricing[C] // 2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), October 19-21, 2011, Medellin, Colombia: 1-7.
- [17] 周晶晶, 袁越, 李振杰, 等. 计及供电可靠性的配电网节点电价计算方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(7): 42-48.
ZHOU Jingjing, YUAN Yue, LI Zhenjie, et al. Calculation method of nodal price in distribution network considering power supply reliability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(7): 42-48.

- [18] 宋巍, 王佳伟, 赵海波, 等. 考虑需求响应交易市场的虚拟电厂多阶段竞价策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(19): 1-10.
SONG Wei, WANG Jiawei, ZHAO Haibo, et al. Research on multi-stage bidding strategy of virtual power plant considering demand response market[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(19): 1-10.
- [19] SATHYANARAYANA B R. Sensitivity-based pricing and optimal storage utilization in distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28(2): 1073-1082.
- [20] LI Furong. Long run incremental cost pricing based on unused capacity[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 1683-1689.
- [21] ORFANOIANNI T, GROSS G. A general formulation for LMP evaluation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(3): 1163-1173.
- [22] 周兴华, 杜松怀. 双边交易电力市场下基于核仁理论的网损分摊方法[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(1): 60-65.
ZHOU Xinghua, DU Songhui. A novel nucleolus theory based allocation method of power losses in bilateral electricity markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(1): 60-65.
- [23] 杨胡萍, 严飞飞, 张力, 等. 考虑静态电压稳定约束的低网损发电权交易优化[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(4): 45-49.
YANG Huping, YAN Feifei, ZHANG Li, et al. Optimization of low network loss generation right transaction considering steady state voltage stability constraint[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(4): 45-49.
- [24] SU C T, LEE C S. Network reconfiguration of distribution systems using improved mixed-integer hybrid differential evolution[J]. IEEE Power Engineering Review, 2003, 22(12): 66-66.
- [25] LEE S S, AHN S H, PARK J H, et al. South Korean power distribution system-based operation, market structure and regulation strategies under distributed generation and smart grid[C] // 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 22-26, 2012, San Diego, USA: 1-7.
- [26] JESUS P M D O D. Remuneration of distributed generation: a holistic approach[J]. Feupsdirifeup, 2013.
- [27] 王永强. 基于最优潮流的节点电价算法研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2007.
WANG Yongqiang. The calculation of nodal price based on optimal power flow[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2007.
- [28] 丁晓莺, 王锡凡. 考虑输电网络损耗的节点电价计算方法[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(22): 19-23.
DING Xiaoying, WANG Xifan. Transmission losses modification in location marginal prices calculation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(22): 19-23.

收稿日期: 2017-10-11; 修回日期: 2018-01-02

作者简介:

王正(1977—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电网规划等领域的研究工作; E-mail: wangzheng@foxmail.com

王佳伟(1980—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电网规划等领域的研究工作; E-mail: wangjiawei@163.com

赵海波(1981—), 男, 硕士研究生, 研究方向为智能配电网规划等领域的研究工作。E-mail: pwgd2013@163.com

(编辑 葛艳娜)