

市场环境下的配电网投资成本定价模型

王 吉¹, 李芙蓉², 冯长有³, 王锡凡³

(1. 华北电网有限公司, 北京市 100045; 2. Bath 大学, 英国;

3. 西安交通大学电气工程学院, 陕西省西安市 710049)

摘要: 分布式电源在未来能源供应中将起到重要作用,其合理规划能够降低系统网损、延缓电网建设。现有配电网投资成本定价模型并未反映分布式电源影响。基于此,文中将已成功应用于英国输电网的基于直流潮流的投资定价(ICRP-DC)模型扩展至配电网中,结合配电网特点提出了适合于其投资成本定价的基于交流潮流的投资定价(ICRP-AC)模型,并考虑各节点注入/吸收有功功率及无功功率影响,与其他模型相比,该模型可提供相关经济信号指导分布式电源的合理建设。算例仿真结果验证了所述模型的有效性,并与 ICRP-DC 模型进行了对比分析。

关键词: 投资成本定价; 配电网; 潮流计算

中图分类号: TM73; F123.9; TM727

0 引言

配电公司通过向使用其网架的发电商、大用户收取费用以回收其电网建设、运行及维修成本。市场环境下,合理的定价模型不仅应能反映相关成本,而且也应为电源/负荷建设提供相应经济信号^[1]。

当前,英国大部分配电公司采用分布强化模型(DRM)确定各市场参与者承担的成本^[1-5],首先以 500 MW 负荷需求为基准,估计电网总投资成本,然后将其分摊给各电压等级用户,最后协调其总收益确定各用户成本。根据该模型,低电压等级用户将承担其上一级电压等级设备的投资费用,其不足是:不能有效区分导致或推迟电网建设的用户;不能反映用户对电网设备有功/无功容量的使用程度。

一般来说,长期和经济的定价模型均基于详细的电网规划^[6-8],理论上可以衡量负荷、发电商、分布式电源等电网用户应承担的网架投资费用,不过对大系统而言,具体实施则比较困难,故在实际操作中,通常针对某一负荷/电源规划方案衡量其最小投资费用。这些模型都需要对负荷/电源准确预测,在市场环境下,这往往很难做到,不利于其顺利实施。

为规避不确定电网规划影响,应尽量根据已有信息计算各用户承担成本。当前已应用于英国输电网的基于直流潮流的投资定价(ICRP-DC)模型^[9-10],根据各节点输电距离及其单位注入/吸收功率对潮流影响确定其承担费用。该模型未涉及无功功率影响,不能正确引导网架及负荷/电源的合理规划,而这一点对功率因数较低的配电网而言尤为重

要,对于其投资定价应考虑无功影响,即应采取基于交流潮流模型确定各用户所承担成本。

当前,考虑无功影响模型主要针对系统运行费用进行短期定价,包括有功网损费用、发电再调度费用及无功补偿设备使用费用^[11-15],忽略了为用户提供无功的设备投资费用。由于上述运行费用占总成本比例较小^[13],仅约为 1%,并不能及时回收设备投资成本。因此,合理的配电网投资定价模型应考虑为用户提供无功服务的线路或变压器投资,并反映分布式电源(DG)及大用户对系统无功潮流的影响。

文献[16]提出基于对输电线路传送有功及无功成本/效益分析的配电网投资成本定价模型,反映了系统为确保各节点注入/吸收无功的投资费用,但该模型存在以下缺陷:未考虑新增用户影响;不能区分向系统注入/吸收无功的分布式电源定价问题,不能对其提供正确和合理信号以改善系统功率因数。

根据文献[16]对用户有功/无功定价思想,本文给出了基于交流潮流的投资定价(ICRP-AC)模型,并以某配电网为例说明其有效性和可行性。

1 数学模型

本文所述 ICRP-AC 模型包括 3 个步骤:

- 1) 基于未来一年的电源/负荷预测水平,评估总投资费用;
- 2) 根据已有用户和新增用户对网架的使用水平确定其承担费用;
- 3) 计算为确保系统安全所支付的费用。

本文主要对前 2 个步骤进行分析。ICRP 模型基于线路潮流对各节点功率波动的灵敏度,给出了

支持各节点注入/吸收功率的相关线路及其强度水平。根据该模型,节点 n 所承担费用与其功率波动所导致的相关线路功率变化、线路长度及其单位费用成本有关。与 ICRP-DC 模型相比,本文给出的 ICRP-AC 模型不仅能给出各节点有功功率因使用系统设备应承担的成本,还可反映该节点无功功率影响,其具体实施步骤如下。

1.1 确定支持各节点功率的线路及其强度水平

一般通过比较各节点功率波动前后系统中线路或变压器功率变化水平,确定负责该节点注入/吸收功率传送的线路、变压器等设备及其强度水平。对于配电网,因其输电设备不满足电阻远小于电抗的前提,应采用牛顿-拉夫逊法求解潮流,确定系统中线路、变压器传送功率。针对各节点有功波动 Δp ,通过潮流计算比较波动前后的潮流结果,可得到与该节点功率波动相关的线路/变压器的功率变化为:

$$\Delta P_{l,\Delta p}^n = P_{l,p}^{n,\text{new}} - P_{l,p}^n \quad (1)$$

$$\Delta Q_{l,\Delta p}^n = Q_{l,p}^{n,\text{new}} - Q_{l,p}^n \quad (2)$$

式中: $P_{l,p}^{n,\text{new}}$ 和 $Q_{l,p}^{n,\text{new}}$ 分别为节点 n 有功变化后输电设备(线路或变压器) l 的有功和无功功率; $P_{l,p}^n$ 和 $Q_{l,p}^n$ 分别为变化前节点 n 功率水平; $\Delta P_{l,\Delta p}^n$ 和 $\Delta Q_{l,\Delta p}^n$ 分别为节点 n 有功波动造成的输电设备有功和无功变化,反映了其对节点 n 有功支持强度,即对其有功功率的灵敏度水平。

同理,当节点 n 注入/吸收无功变化 Δq 时,通过交流潮流计算也可得到系统中各设备有功和无功功率的变化,从而评估其对该节点无功支持强度。

$$\Delta P_{l,\Delta q}^n = P_{l,q}^{n,\text{new}} - P_{l,q}^n \quad (3)$$

$$\Delta Q_{l,\Delta q}^n = Q_{l,q}^{n,\text{new}} - Q_{l,q}^n \quad (4)$$

式(3)~式(4)中变量含义与式(1)和式(2)类似。

1.2 确定线路或变压器单位功率投资成本

对某配电网,若其输电设备 l 的投资为 C_l ,年金利率为 R_{AF} ,则每年配电公司应回收总投资 $C_{y,l}$ 为:

$$C_{y,l} = R_{AF} C_l \quad (5)$$

式(5)中 R_{AF} 根据配电公司为在指定期限内回收完毕其总投资而定,通过式(5)可确定每年应回收费用,本文假定总回收期限为 40 a。

本文研究的配电网输电设备包括架空线路、地下电缆及变压器。对于设备 l ,其视在功率水平 S_l 与其有功功率 P_l 、无功功率 Q_l 满足下式(可用图 1 描述):

$$S_l = P_l \cos \theta_l + Q_l \sin \theta_l \quad (6)$$

式中: $\cos \theta_l$ 为设备 l 的功率因数, $\cos \theta_l = P_l / \sqrt{P_l^2 + Q_l^2}$ 。

假定设备 l 的额定容量为 P_l^R ,则该设备的单位容量成本可表示为:

$$c_l = \frac{C_{y,l}}{P_l^R} \quad (7)$$

将式(6)两端分别乘以 c_l 可得:

$$S_l c_l = P_l (\cos \theta_l) c_l + Q_l (\sin \theta_l) c_l \quad (8)$$

式(8)表明该线路上单位容量成本分为单位有功容量成本和单位无功容量成本 2 部分,即

$$c_{l,p} = c_l \cos \theta_l \quad (9)$$

$$c_{l,q} = c_l \sin \theta_l \quad (10)$$

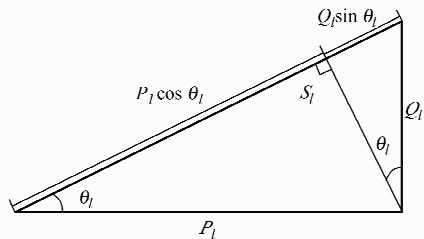


图 1 视在功率与有功功率、无功功率的关系
Fig. 1 Relation among real power, reactive power and apparent power

1.3 评估各节点所承担的设备投资费用

对于节点 n ,共有 L 条线路或变压器承担其注入/吸收的有功功率,因此该节点应承担的与其有功相关的设备投资费用包括:①由该节点有功波动所引起的各输电设备的有功变化与其单位有功容量成本的乘积;②由该节点有功波动所引起的各输电设备的无功变化与其单位无功容量成本的乘积,即

$$C_{n,p} = \sum_{l=1}^L \Delta P_{l,\Delta p}^n c_{l,p} + \sum_{l=1}^L \Delta Q_{l,\Delta p}^n c_{l,q} \quad (11)$$

式中: $C_{n,p}$ 为节点 n 为其吸收/注入有功功率承担的成本; L 为负责该节点吸收/注入有功的输电设备。

同理,节点 n 为其吸收/注入的无功功率承担的成本 $C_{n,q}$ 可表示为由该节点无功波动所引起的各输电设备有功和无功功率变化与其相应单位容量成本乘积之和,即

$$C_{n,q} = \sum_{l=1}^L \Delta P_{l,\Delta q}^n c_{l,p} + \sum_{l=1}^L \Delta Q_{l,\Delta q}^n c_{l,q} \quad (12)$$

1.4 各节点成本定价计算

节点 n 所承担输电设备投资的单位成本可由其承担的总费用除以该节点功率波动得到,包括有功和无功功率分别引起的费用 $c_{n,p}^{\text{IRP}}$, $c_{n,q}^{\text{IRP}}$, 即

$$c_{n,p}^{\text{IRP}} = \frac{C_{n,p}}{\Delta p} \quad (13)$$

$$c_{n,q}^{\text{IRP}} = \frac{C_{n,q}}{\Delta q} \quad (14)$$

分析表明当各节点有功/无功波动量小于 5 MW/Mvar 时,其对节点有功和无功价格影响不大;本模型可反映节点在系统所处位置对其定价水

平的影响,为 DG 建设提供相关经济信号,有利于改善系统运行条件。与其他模型不同,本模型根据各节点有功、无功功率对设备的使用水平分别进行定价,若线路/变压器中功率因数过低,则将对导致该结果的相关节点从经济角度进行惩罚,即收取较高费用,从而指导无功补偿设备的安装地点及容量。

2 算例分析

下面以某 24 节点配电网大负荷方式为例说明本文模型。该配电网包括城镇、乡村用户,电压等级从 11 kV 到 132 kV 不等。其中节点 1~节点 21 为负荷节点,节点 22~节点 24 为发电机节点,各节点注入/吸收功率见附录 A。假定其中 DG 均非风电机组,且其出力均为额定水平,对分布式风电机组进行定价时应首先准确评估其出力及相应概率水平。

1)ICRP-DC 与 ICRP-AC 定价结果

表 1 和表 2 分别给出了采用 ICRP-DC 和 ICRP-AC 模型所得到的各节点应承担的设备投资费用。

表 1 ICRP-DC 定价模型计算结果

Table 1 Calculation results of ICRP-DC pricing model

编号	有功功率 单位成本	无功功率 单位成本	有功功率 总费用	无功功率 总费用	总费用
1	-4.41	0	-153 231	0	-153 231
2	-5.41	0	-132 983	0	-132 983
3	0.50	0	20 095	0	20 095
4	-5.70	0	-117 969	0	-117 969
5	-1.33	0	-27 951	0	-27 951
6	2.81	0	91 498	0	91 498
7	5.70	0	462 807	0	462 807
8	4.66	0	478 666	0	478 666
9	4.68	0	139 524	0	139 524
10	1.48	0	45 140	0	45 140
11	6.54	0	48 411	0	48 411
12	1.63	0	12 706	0	12 706
13	20.89	0	675 856	0	675 856
14	22.39	0	584 379	0	584 379
15	8.79	0	134 411	0	134 411
16	3.04	0	73 056	0	73 056
17	1.30	0	20 736	0	20 736
18	15.02	0	250 867	0	250 867
19	0.01	0	161	0	161
20	7.27	0	84 794	0	84 794
21	5.58	0	64 113	0	64 113
22	5.65	0	182 334	0	182 334
23	5.63	0	962 217	0	962 217
24	5.65	0	321 765	0	321 765
合计			4 221 401	0	4 221 401

注:有功功率单位成本的单位为英镑/(kW·a);无功功率单位成本的单位为英镑/(kvar·a);有功功率总费用、无功功率总费用、总费用的单位均为英镑/a。

表 2 ICRP-AC 定价模型计算结果

Table 2 Calculation results of ICRP-AC pricing model

编号	有功功率 单位成本	无功功率 单位成本	有功功率 总费用	无功功率 总费用	总费用
1	-4.04	-2.80	-140 297	-9 716	-150 013
2	-5.37	0.61	-132 097	10 644	-121 454
3	0.92	-2.47	36 701	-16 353	20 348
4	-5.42	-3.37	-112 173	-27 601	-139 775
5	-1.09	-2.09	-22 869	-12 767	-35 636
6	3.12	-1.06	101 621	-3 203	98 418
7	5.72	0.51	464 431	13 779	478 209
8	4.28	0.75	439 051	27 139	466 190
9	4.30	0.74	128 051	6 455	134 506
10	1.71	-1.36	52 216	-13 620	38 596
11	6.11	1.02	45 184	1 529	46 713
12	1.70	-0.95	13 283	-1 517	11 767
13	19.43	9.33	628 431	112 637	741 068
14	20.87	11.44	544 811	74 341	619 152
15	8.53	0.10	130 509	624	131 133
16	3.07	0.12	73 752	1 093	74 845
17	1.27	0.51	20 288	2 703	22 991
18	14.42	2.57	240 864	16 982	257 846
19	0.03	0.11	621	0	621
20	6.34	4.39	73 999	60 975	134 974
21	5.47	0.29	62 905	1316	64 221
22	5.35	2.20	172 805	23 310	196 115
23	5.33	1.83	911 772	102 687	1 014 459
24	5.35	2.15	305 007	40 262	345 269
合计			4 038 866	411 695	4 450 562

注:有功功率单位成本的单位为英镑/(kW·a);无功功率单位成本的单位为英镑/(kvar·a);有功功率总费用、无功功率总费用、总费用的单位均为英镑/a。

表 1、表 2 中负值表示配电公司对该节点奖励,由于该节点导致线路、变压器传送功率下降,降低了其使用强度,充分利用了现有资源,延缓了配电公司对新设备的投资。比较表 1 与表 2 可知,2 种定价模式计算结果差别较大。

2 种模式下节点 13、节点 14 与节点 18 成本均较高,主要由于这些节点距离电源点较远,输电距离较长,负责其功率供应的线路和变压器较多,因此配电公司必然希望 DG 从这些节点接入系统,以降低其对现有设备的使用强度。而节点 3、节点 10、节点 12、节点 17 与节点 19 的成本较低,由于其距离电源点较近,承担其功率注入/吸收的设备较少。由于节点 1、节点 2、节点 4 与节点 5 消耗了当地发电机所发功率,降低了系统中功率流动,因此,其定价成本为负,即受到配电公司的奖赏,在这些节点不宜再接入其他 DG,否则不利于系统运行条件的改善。

其次,相比于 ICRP-DC 模型,本文模型可多回收大约 5.43% 成本,尽管比例较低,但其主要来源于功率因数较低的节点,由于其考虑了无功功率的

影响,表2中节点13、节点14、节点20结果可得到印证。最终定价提供经济信号以鼓励降低相关节点无功功率的设备投资,提高系统功率因数、改善运行条件。

此外,对降低系统无功流动的节点1、节点3、节点4、节点5与节点6,配电公司将给予一定的奖励,由于这些节点消耗掉了多余的无功功率,提高了系统的功率因数,增大了输电设备有功输送空间,充分利用了现有资源,避免了配电公司继续投资新输电设备。

2) 分布式电源功率因数对节点定价水平的影响

附录B给出了在上述配电网中节点14接入DG的3种不同方案的计算结果。该结果表明,本文模型不仅可反映DG接入后系统有功功率的变化,也能够给出系统中功率因数变化情况,并将其反映到各节点有功和无功定价中,从而提供相应经济信号以指导用户行为。

应指出,由于上述结果并未进行收益均衡分析,因此相关结论并非各用户最终成本分摊水平。

3 结语

本文所述的配电网投资成本定价模型具有以下2个优点:①将ICRP模型由输电网扩展至配电网,考虑了负荷距电源点距离的影响;②考虑了节点有功与无功功率的影响,将其定价模型由基于直流潮流计算扩展至基于交流潮流计算。

算例仿真结果表明,相比于ICRP-DC模型,本文模型不仅能够回收较多成本,而且可为DG接入地点提供相应经济信号,同时可鼓励系统用户改变其负荷/电源结构以降低其所承担的网架投资费用,改善系统运行条件,延缓不必要的网架建设。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] 荆朝霞,段献忠,文福拴,等.输电系统固定成本分摊问题.电力系统自动化,2003,27(15):84-89.
- [2] WILLIAMS P, STRBAC G. Costing and pricing of electricity distribution services. IEE Power Engineering Journal, 2001, 15(3): 125-136.
- [3] ROMAN J, GOMEZJ T, LIMA W M, et al. Distribution pricing based on yardstick regulation. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(1): 198-204.
- [4] RUDNICK H, DONOSO J A. Integration of price cap and yardstick competition schemes in electrical distribution regulation. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 15(4): 1428-1433.
- [5] DeOLIVEIRA-DeJESUS P M, PONCEDELEAO M T, YUSTA J M, et al. Uniform marginal pricing for the remuneration of distribution networks. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(3): 1302-1310.
- [6] 夏清,孙正运.基于最佳供需匹配及“MW-Mile”的输电定价方法.电力系统自动化,2005,29(24):9-13.
- [7] XIA Qing, SUN Zhengyun. New transmission pricing method based on optimal supply-demand match and MW-Mile. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(24): 9-13.
- [8] ZOBAN A, ILIC M D. Unbundling of transmission and ancillary services: Part II cost-based pricing framework. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(2): 539-558.
- [9] KIRSCHEN D, ALLAN R, STRBAC G. Contribution of individual generators to loads and flows. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(1): 52-60.
- [10] Nation Grid Group. Statement of use of system charging methodology [R/OL]. [2009-02-01]. <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Charges/chargingstatement-approval/>.
- [11] TOLLEY D, PRASHAD F, VEITCH M. Charging transmission. IEE Power Engineering Journal, 2003, 17(2): 22-27.
- [12] LI Y Z, DAVID A K. Wheeling rates of reactive power under marginal cost pricing. IEEE Trans on Power Systems, 1994, 9(4): 1263-1269.
- [13] EL-KEIB A A, MA X. Calculating short-run marginal costs of active and reactive power production. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(2): 559-565.
- [14] ZHONG J, BHATTACHARYA K. Toward a competitive market for reactive power. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(4): 1206-1215.
- [15] ZHONG J, NOBILE E, BOSE A, et al. Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(3): 1555-1561.
- [16] BIALEK J. Allocation of transmission supplementary charge to real and reactive power loads. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(3): 749-754.
- [17] LI F, PADHY N P, WANG J, et al. Cost-benefit reflective distribution charging methodology. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(1): 58-64.

王吉(1978—),男,博士,主要研究方向:电网定价。
E-mail: hnycarl11@gmail.com

李芙蓉(1968—),女,博士,主要研究方向:电力系统规划、运行及网络定价。

冯长有(1982—),男,通信作者,博士研究生,主要研究方向:电力系统可靠性及电力市场。E-mail: xjtufcy@gmail.com

(下转第61页 continued on page 61)

Real and Reactive Power Pricing for Distribution Networks

WANG Ji¹, LI Furong², FENG Changyou³, WANG Xifan³

(1. North China Grid Company Limited, Beijing 100045, China;

2. Bath University, Bath, UK; 3. Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: Distributed generators (DGs) are expected to play an important role in the future power supply. The appropriate planning of DGs would potentially benefit network operators by reducing power loss and deferring or delaying the necessity for network upgrading and expansion. At present, the cost or benefit of DGs to the network operators is not properly reflected by the major distribution network charging model. The objective of this paper is to extend a well established economic pricing model, i. e., investment cost related pricing based on DC power flow (ICRP-DC) model, to distribution network. This model has been successfully used by the UK's transmission networks. According to the characteristics of distribution network, the investment cost related pricing based on AC power flow (ICRP-AC) model is proposed. The proposed model is adapted to the distribution network investment pricing, and can consider the effects of injected/absorbed nodal active power and reactive power as well. Compared with other models, the proposed model can provide the relevant economic signals to appropriate locations of DGs. The simulation results validate the effectiveness of the presented model, and the comparison analysis with ICRP-DC model is carried out.

Key words: investment cost related pricing; distribution network; power flow calculation

附录 A

表 A1 给出了本文算例中某配电网大负荷方式下各节点机组出力、负荷水平，其中节点 1~21 为负荷节点，节点 22~24 为发电机节点，各机组有功、无功出力水平均为最大水平，负值表示该节点向系统注入功率。

表 A1 算例节点信息
Table A1 Nodal data of the test system

编号	类型	电压等级 (kV)	有功功率 (MW)	无功功率 (Mvar)	视在功率 (MVA)
1	Load	33	34.77	3.47	34.94
2	Load	33	24.59	17.42	30.14
3	Load	33	40.11	6.61	40.65
4	Load	11	20.70	8.20	22.26
5	Load	11	21.00	6.10	21.87
6	Load	33	32.55	3.01	32.69
7	Load	33	81.18	27.07	85.57
8	Load	33	102.63	36.33	108.87
9	Load	11	29.80	8.70	31.04
10	Load	11	30.50	10.00	32.10
11	Load	11	7.40	1.50	7.55
12	Load	11	7.80	1.60	7.96
13	Load	33	32.35	12.07	34.53
14	Load	11	26.10	6.50	26.90
15	Load	11	15.30	6.00	16.43
16	Load	11	24.00	9.50	25.81
17	Load	11	16.00	5.30	16.85
18	Load	11	16.70	6.60	17.96
19	Load	11	23.00	0.00	23.00
20	Load	33	11.67	13.88	18.13
21	Load	11	11.50	4.60	12.39
22	Gen	11	-32.30	-10.61	-34.00
23	Gen	11	-171.00	-56.20	-180.00
24	Gen	11	-57.00	-18.73	-60.00

附录 B

本文模型能够反映由于分布式电源接入系统所造成的系统运行条件改变，根据此可对节点有功功率、无功功率的定价做出适当调整，本节主要研究不同功率因数的分布式电源接入系统后对各节点定价影响。

正文结果表明，对于该配电网应在节点 14 接入分布式电源以改善系统运行条件，因此，假定在该节点接入无功功率不同而有功注入功率均为 20MW 的分布式电源，研究其对各节点定价的影响，表 B1 给出 3 种不同接入方案。

表 B1 分布式电源接入方案
Table B1 Pseudo generator scenarios

类型	方案 1		方案 2		方案 3	
	有功功率(MW)	无功功率 (Mvar)	有功功率 (MW)	无功功率 (Mvar)	有功功率 (MW)	无功功率 (Mvar)
负荷	26.10	6.50	26.10	6.50	26.10	6.50
机组	-20	0	-20	10	-20	-10
总功率	6.10	6.50	6.10	16.50	6.10	-3.50

分布式电源从节点 14 接入系统后，该节点负荷从其他电源吸收的功率必然降低，ICRP-DC 定价模型将反映该变化并奖励接入该节点的分布式电源。由于基于直流的定价模型不考虑无功变化对各节点定价的影响，因此三种方案下根据 ICRP-DC 所得到的各节点应承担的网络投资成本必然相同，如表 B2 所示。

表 B2 各接入方案下 ICRP-DC 计算结果
Table B2 ICRP-DC with pseudo generator scenarios

节点	方案 1		方案 2		方案 3	
	有功功率 (£/kW/a)	无功功率 (£/kvar/a)	有功功率 (£/kW/a)	无功功率 (£/kvar/a)	有功功率 (£/kW/a)	无功功率 (£/kvar/a)
1	-4.41	0	-4.41	0	-4.41	0
2	-5.41	0	-5.41	0	-5.41	0
3	0.50	0	0.50	0	0.50	0
4	-5.70	0	-5.70	0	-5.70	0
5	-1.33	0	-1.33	0	-1.33	0
6	2.81	0	2.81	0	2.81	0
7	5.70	0	5.70	0	5.70	0
8	4.66	0	4.66	0	4.66	0
9	4.68	0	4.68	0	4.68	0
10	1.48	0	1.48	0	1.48	0
11	6.54	0	6.54	0	6.54	0
12	1.63	0	1.63	0	1.63	0
13	20.79	0	20.79	0	20.78	0
14	22.12	0	22.12	0	22.12	0
15	8.78	0	8.78	0	8.78	0
16	3.04	0	3.04	0	3.04	0
17	1.29	0	1.29	0	1.29	0
18	15.02	0	15.02	0	15.02	0
19	0.01	0	0.01	0	0.01	0
20	7.25	0	7.25	0	7.25	0
21	5.57	0	5.57	0	5.57	0
22	5.65	0	-5.65	0	5.65	0
23	5.63	0	-5.63	0	5.63	0
24	5.65	0	-5.65	0	5.65	0

表 B3 给出了 3 种接入方案下 ICRP-AC 的计算结果。可以看出，由于方案 1 对系统无功的影响程度最小，与接入前相比其对节点 14 及其相邻节点 13 成本费用影响水平最低。

方案 2 下，由于新接入的分布式电源需要从系统中吸收 10Mvar 的无功功率，降低了各输电设备中的功率因数，恶化了系统运行条件。基于本文定价模型，节点 13,14 由于从系统中吸收过多无功功率将承担较多的网络投资成本费用，这必将刺激分布式电源提供商在该节点提供相应无功补偿服务，从而改善系统的运行条件，以降低其承担的设备投资费用。

方案 3 中该分布式电源同时提供有功和无功支持，不仅降低了该节点从系统中吸收的有功和无功功率，并且向系统提供 3.5Mvar 的无功，缓解了系统中无功需求，提高了系统功率因数，改善了其运行条件、有利于系统运行，因此该节点承担的单位无功功率成本费用由 11.44£/Mvar/a 降低至 5.26£/Mvar/a。

表 B3 各接入方案下 ICRP-AC 计算结果
Table B3 ICRP-AC with pseudo generator scenarios

节点	方案 1		方案 2		方案 3	
	有功功率 (£/kW/a)	无功功率 (£/kvar/a)	有功功率 (£/kW/a)	无功功率 (£/kvar/a)	有功功率 (£/kW/a)	无功功率 (£/kvar/a)
1	-4.04	-2.80	-4.04	-2.80	-4.04	-2.80
2	-5.37	0.61	-5.37	0.61	-5.37	0.61
3	0.92	-2.47	0.92	-2.47	0.92	-2.47
4	-5.42	-3.37	-5.42	-3.37	-5.42	-3.37
5	-1.09	-2.09	-1.09	-2.09	-1.09	-2.09
6	3.12	-1.06	3.12	-1.06	3.12	-1.06
7	5.72	0.51	5.72	0.51	5.72	0.51
8	4.28	0.75	4.28	0.75	4.28	0.75
9	4.30	0.74	4.30	0.74	4.30	0.74
10	1.71	-1.36	1.71	-1.36	1.71	-1.36
11	6.11	1.02	6.11	1.02	6.11	1.02
12	1.70	-0.95	1.70	-0.95	1.70	-0.95
13	18.44	11.20	16.41	15.08	19.94	6.52
14	19.35	12.15	16.91	17.61	21.03	5.26
15	8.51	0.06	8.51	0.13	8.52	0.03
16	3.06	0.07	3.06	0.14	3.06	0.03
17	1.25	0.47	1.26	0.53	1.25	0.44
18	14.41	2.52	14.41	2.57	14.41	2.50
19	0.01	0.07	0.02	0.13	0.01	0.03
20	5.92	5.00	5.41	5.85	6.38	4.11
21	5.46	0.25	5.46	0.30	5.46	0.22
22	5.35	2.20	5.35	2.20	5.35	2.20
23	5.33	1.83	5.33	1.83	5.33	1.83
24	5.35	2.15	5.35	2.15	5.35	2.15

假定该分布式机组在节点 14 并网前为方案 0，图 B1 给出了 4 种接入方案下基于 ICRT-AC、ICRP-DC 两种定价模式节点 14 定价水平。可以看出，对于不同机组经节点 14 并网，经 ICRP-DC 定价模式所确定的节点费用成本基本相差不多，由于其未考虑注入无功变化的影响，而 ICRP-AC 定价模式下的费用成本则反映了该因素影响。与方案 0 相比，方案 3 中该节点向系统中注入了 3.5Mvar 的无功，降低了其从系统中吸取的无功水平，改善了系统运行条件，因此其单位无功功率成本费用最低；而方案 2 下该节点从系统中吸收的无功水平变大，降低了系统功率因数，恶化了系统运行条件，必然需要支付较高的成本费用；方案 1 下，该电源并网并未改变该节点无功功率平衡，与方案 0 相比其成本费用变化最小。

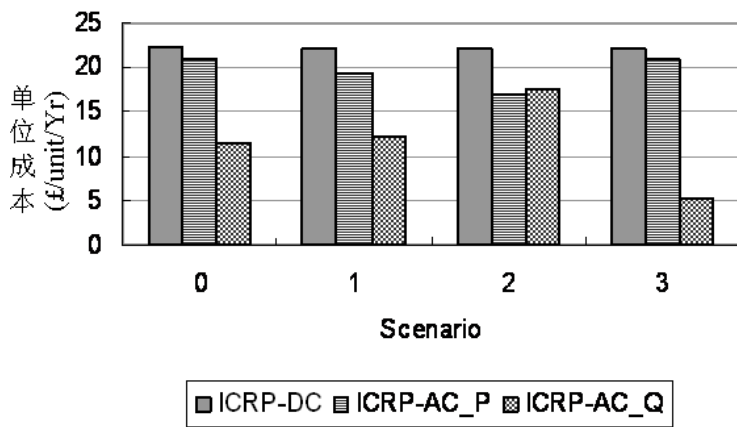


图 B1 不同接入方案下节点 14 的费用成本

Fig.B1 Comparison of the marginal cost at Bus 14 under different scenarios

上述分析表明，本文所给的 ICRP-AC 定价模型不仅能够反映分布式机组接入后系统有功功率的变化情况，也能够给出系统中功率因数的变化情况，并将其反映到各节点有功、无功定价费用水平中，同时也提供相应的经济信号以指导分布式电源的接入地点及接入类型，从而改善系统运行条件，有助于充分挖掘现有网架设备潜力，延缓不必要的网架建设。