

具有分布式发电和可中断负荷选择的 配电公司能量获取模型

李海英¹, 李渝曾², 张少华²

(1. 上海理工大学电气工程学院, 上海市 杨浦区 200093; 2. 上海大学自动化系, 上海市 闸北区 200072)

An Energy Acquisition Model for a Distribution Company With Distributed Generation and Interruptible Load Options

LI Hai-ying¹, LI Yu-zeng², ZHANG Shao-hua²

(1. College of Electrical Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Yangpu District, Shanghai 200093, China;
2. Department of Automation, Shanghai University, Zhabei District, Shanghai 200072, China)

ABSTRACT: Based on the distributed generation (DG) and the interruptible load (IL), a distribution company (Disco) energy acquisition model in a competitive day-ahead electricity market was designed. Assuming the cost information for individual generation companies (Gencos) and Discos is known according to historical data and some estimators, the Discos' energy acquisition strategy is modeled as a bi-level problem with the upper sub-problem representing individual Disco and the lower sub-problem representing the independent system operator (ISO). The upper sub-problem maximizes the individual Disco's revenue, and the lower sub-problem solves the ISO's market clearing problem with the objective of minimizing the payments for generating firms and the compensation for load curtailment. The bi-level problem was solved by a nonlinear complementarity method (NCM) and an inexact Levenberg-Marquard (LM) algorithm. An 8-bus system was employed to illustrate the proposed method and algorithm. In particular, the role of DG and IL to alleviate congestion was analyzed in the example.

KEY WORDS: electricity market; distribution company; distributed generation; interruptible load; nonlinear complementarity method

摘要: 基于分布式发电机(distributed generation, DG)和可中断负荷(interruptible load, IL), 建立配电公司(distribution company, Disco)在竞争的日前市场下能量获取模型。假设各发电公司(generation company, Gencos)和其他 Disco 的费用函数能根据历史数据或一些评估者提供的方法得到, 各 Disco

之间的竞争用一个两层优化问题描述, 外层子问题代表 Disco 的优化决策, 目标为自身利润最大化; 里层子问题为独立系统运行人(independent system operator, ISO)考虑安全约束的能量出清优化问题, 目标为最少化购电成本及中断补偿费用。非线性互补方法(nonlinear complementarity method, NCM)及改进的莱温柏杰—马夸德(Levenberg-Marquard, LM)算法用来求解该模型。一个 8 节点算例验证模型和方法的有效性, 同时也分析 DG 及 IL 在输电阻塞中的作用。

关键词: 电力市场; 配电公司; 分布式发电机; 可中断负荷; 非线性互补方法

0 引言

在电力市场环境, 电力系统的发电、输电和配电环节分离, 其中发电和输电是电力市场实施以来备受关注的环节, 而 Disco 只是通过批发市场或双边交易获取能量供给终端用户。然而随着 DG 及 IL 的出现, Disco 有了更多选择, “优化获取能量, 满足自身利益最大化”成为每一个 Disco 的目标。

面临缺电问题和居高不下的现货电价, DG 出现并得到广泛关注。文献[1-2]分别从Disco和系统可靠性角度, 提出了DG的投资规划。现有的DG技术^[3]包含微汽轮机、燃料电池、光伏系统和气体往复式内燃机。在北美DG容量大约占负荷增长量的 25%^[4], 这些分布资源通常不由ISO调度, 而是被大用户或 Disco 拥有, 本文只讨论Disco控制的DG。

除DG外, IL作为响应价格波动的有效资源也得到广泛应用^[5-6], 以纽约市场^[6]为例, 其IL管理方案分为: 日前市场(day-ahead market, DAM)经济负荷

基金项目: 国家自然科学基金项目(50377023)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (50377023).

响应程序(economic day-ahead demand response program, EDDRP)、紧急情况需求侧响应程序及特殊情况资源程序,其中EDDRP是指当DAM的节点电价高于某定值时调用IL,被中断的负荷得到相应的补偿。如文献[6],这里假设Disco代表用户利益参与DAM的竞价。

Disco通常在DAM买电,然后以固定价格从用户收取电费,DAM电价的不确定性给Disco带来一定的风险,因此Disco更希望利用一些可控资源如DG或IL来规避风险。文献[7]假设双边合同量、价格及DAM价格给定的情况下,通过一个单层交流优化模型来确定Disco的能量获取方案。本文主要研究Disco在DAM优化获取能量的策略,即确定现货市场的购电量、DG发电量及可中断负荷量。由于每个Disco的策略都会对市场电价产生影响,故本文中的电价是一个受Disco策略影响的决策量。因此Disco在制定自己的优化策略时,需要根据所掌握的信息确定对方的策略,而且只有当所有Disco均获得满意的收益后才会停止改变购电策略,即达到纳什均衡^[8-12]。本文将Disco之间的优化策略用一个两层优化模型来描述,外层模型是在考虑DG容量约束的条件下,以Disco所获利润最大为目标;里层模型是在考虑系统安全的基础上,运行ISO市场出清模型。模型采用文献[8]提出的NCM及改进的LM算法求解。

1 基于 DG 和 IL 的电力市场结构

1.1 市场结构

基于 DG 和 IL 竞争的 DAM 结构如图 1 所示,各市场参与者介绍如下:

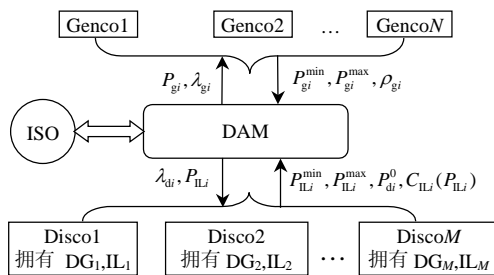


图 1 市场结构图

Fig. 1 Structure of electricity market

(1) ISO。通过一个考虑安全约束的经济调度模型来完成电能调度并确定节点电价 λ_{gi} 、 λ_{di} 。

(2) Genco。通过向 DAM 竞价来出售电能,需向 ISO 递交发电单元最少出力限制 P_{gi}^{\min} 、最大出力限制 P_{gi}^{\max} 及报价 ρ_{gi} 。

(3) Disco。可通过运行自身拥有的 DG 或在 DAM 购电等形式向终端用户供电,而且 Disco 通常与用户之间签有灵活的 IL 合同,即当节点电价高于某定值时,Disco 可代表用户通过中断负荷来抑制高电价。故其向 ISO 递交的信息包括最少、最大可中断负荷量 P_{ILi}^{\min} 、 P_{ILi}^{\max} ,中断费用函数 $C_i(P_{ILi})$ 及总需求 P_{di}^0 。

(4) DAM。各 Genco 竞价售电及各 Disco 购电的平台。DAM 电能结算采用节点电价。为激励用户参与负荷响应的积极性,被中断的负荷也按节点电价补偿。

(5) DG。这里只讨论在 Disco 控制区内,且被 Disco 拥有和控制的分布资源。

1.2 Disco 所需的费用信息

在上述市场结构下,Disco 的目标是通过合理安排其在 DAM 的购电量、负荷中断量及拥有 DG 的发电量来实现利润最大化。为优化确定上述数据,Disco 所需费用信息包括 Genco 发电费用、IL 缺电成本及 DG 发电成本,函数表达式如下:

(1) 假设 Genco 报价函数为

$$\rho_{gi} = 2A_{gi}P_{gi} + B_{gi}, \quad i \in G \quad (1)$$

则发电费用函数为

$$C_{gi}(P_{gi}) = A_{gi}P_{gi}^2 + B_{gi}P_{gi}, \quad i \in G \quad (2)$$

式中: G 为发电单元集合; A_{gi} 、 B_{gi} 为发电单元报价系数; P_{gi} 为第 i 个发电单元出力。

(2) 如文献[13],缺电成本函数描述为

$$C_i(P_{ILi}) = K_1(P_{ILi})^2 + K_2\theta_i P_{ILi}, \quad i \in I \quad (3)$$

式中: I 为可中断负荷集合; K_1 、 K_2 为用户缺电成本系数; P_{ILi} 为负荷中断量; 参数 θ_i 表示用户类型, θ_i 越大,意味着用户边际缺电成本越高。

(3) 假设 DG 费用函数为

$$C_{dgi}(P_{dgi}) = \alpha_{dgi}P_{dgi}^2 + \beta_{dgi}P_{dgi}, \quad i \in D_g \quad (4)$$

式中: D_g 为 DG 集合; α_{dgi} 、 β_{dgi} 是常数,为 DG 发电费用系数; P_{dgi} 为第 i 个 DG 的出力。

Genco 报价曲线可根据历史数据及预测电价,采用神经网络法^[14]确定;用户缺电成本系数及类型可基于历史数据通过文献[13]提供的方法得到;文献[3]为推断 DG 费用提供了有效信息。

2 Disco 能量获取模型及求解

2.1 DAM 出清模型

IL 与 Genco 同时在 DAM 竞价,假设 ISO 采用考虑安全约束的经济调度模型:

$$\min \sum_{i \in G} (A_{gi} P_{gi}^2 + B_{gi} P_{gi}) + \sum_{i \in I} (K_1 P_{li}^2 + K_2 \theta_i P_{li}) \quad (5)$$

$$\text{s.t.} \quad P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max}, \quad i \in G \quad (6)$$

$$-P_{ij}^{\max} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{\max}, \quad ij \in B_r \quad (7)$$

$$P_{li}^{\min} \leq P_{li} \leq P_{li}^{\max}, \quad i \in I \quad (8)$$

$$P_{gi} - (P_{di}^0 - P_{li} - P_{dgi}) + H_i(P_{ij}) = 0, \quad i \in N \quad (9)$$

$$U_l(\sum_{ij} P_{ij} \cdot X_{ij}) = 0, \quad l \in L \quad (10)$$

式中： P_{gi}^{\min} 、 P_{gi}^{\max} 分别为第*i*个发电单元最少、最大出力限制； B_r 为支路集合； P_{ij} 为节点*i*、*j*之间的潮流； P_{ij}^{\max} 为支路*ij*最大允许通过的潮流； P_{li}^{\min} 、 P_{li}^{\max} 分别为第*i*个Disco最少、最大可中断负荷限制； N 为节点集合； P_{di}^0 为第*i*个Disco负荷中断前的需求； $H_i(\cdot)$ 函数为与节点*i*相连的所有支路潮流之和； L 为独立回路方程集合； $U_l(\cdot)$ 为满足基尔霍夫电压定律的回路方程^[9]，独立回路方程个数为 $B_r - N + 1$ ； X_{ij} 为支路*ij*的电抗；等式(9)为节点平衡方程，其对偶变量 λ_i 即为节点电价。

以购电成本和中断补偿费用最低为目标函数完成电能调度并确定节点电价。

2.2 Disco 利润模型

该模型假设：①被中断的负荷按节点电价补偿，而不是按式(3)结算；②Disco 仅代表用户利益参与需求侧管理，并将所有中断补偿费用返还用户而不从中获利；③Disco 以节点电价与 ISO 结算，以固定价格 $\bar{\lambda}$ 从用户收取电费；④Disco 所拥有的 DG 不参与 DAM 竞价，而由 Disco 根据电价自行安排。

这样，一旦 ISO 完成 DAM 电能的出清，Disco 需按节点电价及 DAM 的购电量向 ISO 支付费用：

$$C_{di}(P_{di}) = \sum_{i \in N_{Di}} \lambda_{di} P_{di} \quad (11)$$

式中： N_{Di} 为第*i*个 Disco 所在节点的集合； $P_{di} = P_{di}^0 - P_{li} - P_{dgi}$ 为 Disco 在节点*i*处从 DAM 购得的电量。

同时若有负荷被中断，ISO 则按中断量及用户所在节点的节点电价向 Disco 支付中断费用，这部分费用将全部返还用户，不包含在 Disco 的利润模型中。

基于式(4)、(11)可得每个 Disco 的收益为

$$R_{di} = \sum_{i \in N_{Di}} [\bar{\lambda} \cdot (P_{di}^0 - P_{li}) - C_{di}(P_{di}^0 - P_{li} - P_{dgi}) - C_{dgi}(P_{dgi})] \quad (12)$$

2.3 Disco 能量获取模型

由于市场中存在多个Disco，每个Disco都希望在了解对方购电策略基础上，通过合理安排自己的购电方式获得最大利润。因此对于每个Disco*i*， $i \in D$ 都有

$$\begin{cases} \max R_{di} \\ \text{s.t.} P_{dgi}^{\min} \leq P_{dgi} \leq P_{dgi}^{\max}, \quad i \in D_{gi} \end{cases} \quad (13)$$

式中： D 为所有Disco的集合； D_{gi} 为第*i*个Disco拥有 DG 的集合； P_{dgi}^{\min} 、 P_{dgi}^{\max} 为 DG 出力限制。

若将式(5)~(10)重写为

$$\min F_c(\mathbf{x}) \quad (14)$$

$$\text{s.t.} \quad \mathbf{Ax} = \mathbf{b} \quad (15)$$

$$\mathbf{u}_1 \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{u}_2 \quad (16)$$

式中： $\mathbf{x} = (P_{gi}, P_{ij}, P_{li})$ ； \mathbf{u}_1 、 \mathbf{u}_2 代表 \mathbf{x} 的上下限； $\mathbf{Ax} = \mathbf{b}$ 代表等式(9)~(10)； $F_c(\mathbf{x}) = \sum_{i \in G} (A_{gi} P_{gi}^2 + B_{gi} P_{gi}) + \sum_{i \in I} (K_1 P_{li}^2 + K_2 \theta_i P_{li})$ 。

那么基于 DG 和 IL 的第*i*个 Disco 能量获取优化模型可描述为

$$\max R_{di} \quad (17)$$

$$\text{s.t.} \quad P_{dgi}^{\min} \leq P_{dgi} \leq P_{dgi}^{\max}, \quad i \in D_{gi} \quad (18)$$

$$\begin{cases} \min F_c(\mathbf{x}) \\ \text{s.t.} \quad \mathbf{Ax} = \mathbf{b} \\ \mathbf{u}_1 \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{u}_2 \end{cases} \quad (19)$$

这是一个两层优化模型，外层模型代表每个 Disco 利润最大化的决策，里层模型代表 ISO 以最低购电费用在 DAM 出清能量。

2.4 模型求解

关于两层均衡模型的求解，文献[10]采用显函数法；文献[9,11]采用迭代法；文献[12]联立所有市场参与者的一阶优化条件(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)，采用博弈中求解线性互补问题的 PATH 软件包求解；文献[8]提出了一种 NCM 方法来求解存在非线性互补问题(nonlinear complementarity problem, NCP)的均衡问题。本文的两层模型是一个具有均衡约束的均衡问题，为此采用文献[8]提出的 NCM 方法及改进的 LM 算法求解。

将里层优化模型(14)~(16)用其 KKT 条件表示后作为外层优化模型的约束，这样第*i*个 Disco 的优化模型转变为一个非线性规划问题：

$$\max R_{di} \quad (20)$$

$$\text{s.t.} \quad P_{dgi}^{\min} \leq P_{dgi} \leq P_{dgi}^{\max}, \quad i \in D_{gi} \quad (21)$$

$$\nabla L_x = \mathbf{0} \quad (22)$$

$$Ax = b \tag{23}$$

$$\begin{cases} \omega_1 \geq 0 \\ x - u_1 \geq 0 \\ \omega_1(x - u_1) = 0 \\ \omega_2 \geq 0 \\ u_2 - x \geq 0 \\ \omega_2(u_2 - x) = 0 \end{cases} \tag{24}$$

式中： L 为式(14)~(16)的拉格朗日表达式； ω_1 、 ω_2 为式(16)中的不等式对偶因子。

式(24)中存在互补问题，采用文献[15]中的费歇尔函数：

$$\psi(a,b) = a + b - \sqrt{a^2 + b^2} \tag{25}$$

经过费歇尔函数变换后的优化模型(20)~(24)可重新表示为

$$\max R_{di} \tag{26}$$

$$\text{s.t. } P_{dgi}^{\min} \leq P_{dgi} \leq P_{dgi}^{\max} \tag{27}$$

$$\begin{cases} \nabla L_x = 0 \\ Ax = b \\ \omega_1 + (x - u_1) - \sqrt{\omega_1^2 + (x - u_1)^2} = 0 \\ \omega_2 + (u_2 - x) - \sqrt{\omega_2^2 + (u_2 - x)^2} = 0 \end{cases} \tag{28}$$

这样里层优化模型就用式(28)这样一系列等式表示出来了。

按上述步骤，用同样的方法将每个Disco的优化模型(26)~(28)转化为非线性方程组，由此两层优化模型的求解转换为非线性方程组的求解。NCM松弛了内点法所要求的严格正定条件，可用牛顿类型的算法求解^[16]，由于本文这些非线性方程式中含有半光滑函数，为此采用基于次梯度的改进LM算法求解。

3 算例

以图 2 的 8 节点系统为例来分析所设计模型。配电公司、发电公司、负荷、网络及 IL 信息如表 1~4 所示，其他所需参数为：①系统中 3 个竞争的

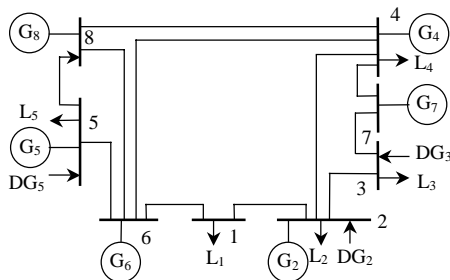


图 2 8 节点系统图
Fig. 2 Eight-bus system network

表 1 配电公司信息
Tab. 1 Information of Discos

Disco	负荷	DG
Disco1	L ₁ , L ₂	DG ₂
Disco2	L ₃ , L ₄	DG ₃
Disco3	L ₅	DG ₅

表 2 Gencos 信息
Tab. 2 Information of Gencos

Gencos	P_g^{\min} /MW	P_g^{\max} /MW	A_g /(\$/((MW) ² ·h))	B_g /(\$/(MW·h))
G ₂	0	40	0.08	45.62
G ₄	0	58	0.11	35.35
G ₅	0	40	0.09	22.47
G ₆	0	50	0.095	23.37
G ₇	0	24	0.085	33.47
G ₈	0	60	0.078	21.39

表 3 输电线数据
Tab. 3 Data of transmission lines

编号	始端节点	末端节点	X_{ij} /pu	P_{ij}^{\max} /MW
1	1	2	0.011	20
2	2	3	0.018	30
3	2	4	0.03	20
4	3	7	0.022	40
5	7	4	0.015	38
6	4	6	0.03	30
7	4	8	0.03	40
8	8	6	0.006 5	40
9	8	5	0.02	20
10	5	6	0.025	38
11	6	1	0.03	14.2

表 4 负荷及 ILs 数据
Tab. 4 Data of loads and ILs

节点	1	2	3	4	5
θ	0.75	0.78	0.81	0.83	0.95
P_d /MW	30	22	30	30	30
P_{IL} /MW	3	2.2	3	3	3

配电公司均以 $\bar{\lambda} = 80$ \$/(MW·h) 从用户收取电费；② IL 报价中的 $k_1=1$ \$/((MW)²·h)， $k_2=120$ \$/(MW·h)；③ 各 DG 特征相同，容量均为 1.5 MW， $\alpha=0.09$ \$/((MW)²·h)， $\beta=38$ \$/(MW·h)。

分下面几种情况来讨论 Disco 的能量获取方案：

(1) 无网络约束。将原系统的输电线容量扩大为原来的 5 倍，这时系统不存在阻塞，各节点的统一出清价为 31.02 \$/(MW·h)。由于现货市场电价较低，3 个 Disco 都选择从日前批发市场购电。所获利润分别为 2546.93 \$/h、2938.77 \$/h、1469.38 \$/h。

(2) 存在网络约束。当采用表 3 的传输容量数据时，系统出现阻塞，为分析 DG 及 IL 在输电阻塞时对 Disco 的作用，分 4 种情况讨论：①各 Disco 无 DG 也无 IL；②各 Disco 有 DG 但无 IL；③各

Disco 有 IL 但无 DG; ④各 Disco 拥有 DG 及 IL。4 种情况下各 Disco 的优化决策如表 5 所示。

各 Disco 利润、节点电价、系统运行费用(发电费用、IL 费用及 DG 费用之和)、ISO 支付给发电侧的费用、Disco 支付给 ISO 的费用、商品盈余(ISO 从各 Disco 收的费用与支付给发电侧和用户的可中断补偿之差)等指标的比较如表 6 所示。

表 5 各 Disco 在 4 种情况下的优化决策
Tab. 5 Optimization strategies of Discos in four cases

4 种情况	①	②	③	④	
Disco1	IL/MW	0	0	2.72	1.41
	DG/MW	0	1.5	0	1.5
	DAM/MW	52	50.5	49.28	49.09
	总和/MW	52	52	52	52
Disco2	IL/MW	0	0	0	0
	DG/MW	0	1.5	0	1.5
	DAM/MW	60	58.5	60	58.5
	总和/MW	60	60	60	60
Disco3	IL/MW	0	0	0	0
	DG/MW	0	0	0	0
	DAM/MW	30	30	30	30
	总和/MW	30	30	30	30

表 6 各项指标的比较
Tab. 6 Comparison of various indexes

4 种情况	①	②	③	④	
利润(\$/h)	Disco1	-3 232.19	-795.13	-670.42	-605.22
	Disco2	279.25	1 183.08	1 275.77	1 276.36
	Disco3	1 725.84	1 688.39	1 686.16	1 683.09
节点电价/ \$(/MW-h)	1	138.41	96.31	95.44	92.82
	2	147.27	92.13	91.32	88.85
	3	102.63	71.64	71.1	69.4
	4	48.06	46.6	46.38	45.62
	5	22.47	23.72	23.79	23.9
	6	27.21	24.81	24.87	24.94
	7	48.06	46.6	46.38	45.62
	8	18.68	22.85	22.93	23.07
系统运行费用(\$/h)	5 726.41	5 564.07	5 685.73	5 559.63	
支付 Genco 费用(\$/h)	10 371.85	7 752.41	7 689.06	7 421.21	
支付 IL 费用(\$/h)	0	0	259.6	130.88	
Disco 购电费用(\$/h)	12 587.10	8 929.26	8 850.72	8 538.63	
商品盈余(\$/h)	2 215.25	1 176.85	902.06	986.54	

由表 5~6 可见:

(1) 由于阻塞, Disco1 和 Disco2 所在节点电价较无阻塞时升高, 同时又无 DG 和 IL, 为满足供电需求, 只能以高价从现货市场购电, 利润为负。

(2) 当 Disco 拥有 DG 时, 从现货市场购电电价较高的 Disco1 和 Disco2 会选择调用其拥有的 DG 来供给需求。由于 DAM 总需求降低, 使其节点电价较 (1) 有较大程度的降低, 利润增加。由此可见阻塞会激励 Disco 投资 DG 建设。

(3) 除了 DG, IL 也是缓解阻塞的有效资源之一, 当 Disco1 的 IL 参与阻塞管理后, 节点电价降低, 尽管其利润仍为负, 但受损程度远低于 (1), 因此鼓励用户参与阻塞管理也可增加 Disco 利润。

(4) 当 DG 与 IL 同时存在时, 根据所建模型可使 Disco 合理安排购电方案, 在满足系统安全的情况下, 实现自身利润最大化。

(5) Disco3 因可从 DAM 购得便宜的电能, 故在 4 种情况下均没有调用自己的 DG, 负荷也没有被中断。

(6) DG 和 IL 参与 DAM 后, 系统运行费用变化不大, 但阻塞引起的电价波动明显减少, 主要是 DG 和 IL 参与 DAM 后, 阻塞得到缓建, 商品交易盈余降低, 原来节点电价中用于支付商品交易盈余的部分下降。所以 IL 参与竞争有利于维护市场价格稳定。

(7) DG 和 IL 参与 DAM 后, ISO 支付给发电侧的费用也明显减少, 限制了发电商通过抬高报价和持留容量人为制造阻塞而获利的行为。

4 结论

针对市场中出现的新资源 DG 和 IL, 建立了 Disco 在 DAM 获取能量的优化模型。在竞争的电力市场环境下, 各个 Disco 的优化决策是相互影响的, 为此本文将最大化 Disco 自身利润的购电方案用一个两层优化模型来描述, 并采用 NCM 和改进的 LM 算法求解模型。

8 节点算例表明: 该模型可帮助 Disco 在满足安全约束的前提下合理安排购电方案, 实现利润最大化; 算例同时分析了传输容量对 Disco 优化策略的影响, 当出现阻塞时, Disco 会通过拥有的 DG 及 IL 来规避风险; 算例还验证了 DG 及 IL 在输电阻塞中的作用, 其可减少节点电价波动、缓解输电阻塞、抑制发电商的市场力, 从而可鼓励 Disco 充分使用这两种新资源。

参考文献

- [1] El-Khattam W, Bhattacharya K, Hegazy Y, et al. Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3): 1674-1684.
- [2] Zhu D, Broadwater R P, Tam K S, et al. Impact of DG placement on reliability and efficiency with time-varying load[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 419-427.
- [3] Alderfer B, Eldridge M, Starrs T. Distributed generation in liberalized electric markets[M]. France: International Energy Agency, 2002.
- [4] Jenkins N, Allan R, Crossley P, et al. Embedded generation

- [M]. U.K.: IEE, 2000.
- [5] 王建学, 王锡凡, 王秀丽. 电力市场可中断负荷合同模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(9): 11-16.
Wang Jianxue, Wang Xifan, Wang Xiuli. Study on model of interruptible load contract in power market[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(9): 11-16(in Chinese).
- [6] Lawrence D, Neenan B. The status of demand response in New York[C]. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Toronto, Canada, 2003.
- [7] Palma-Behnke R, Jose L C A, Vargas L S, et al. A distribution company energy acquisition market model with the integration of distribution generation and load curtailment option[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 1718-1726.
- [8] 王晔, 李渝曾, 张少华. 考虑跨时段负荷响应的电力市场多时段均衡分析[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(20): 33-38.
Wang Xian, Li Yuzeng, Zhang Shaohua. Multi-period equilibrium analysis of electricity markets with cross-time response of load demand[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(20): 33-38(in Chinese).
- [9] Hobbs B, Metzler C, Pang J. Strategic gaming analysis for electric power systems: an MPEC approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(2): 638-645.
- [10] Baldick R. Electricity market equilibrium models: the effect of parameterization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(4): 1170-1176.
- [11] 余贻鑫, 陈晓明. 考虑输电约束的古诺混合策略均衡求解方法[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(11): 115-120.
Yu Yixin, Chen Xiaoming. Computing transmission constrained cournot mixed strategy equilibrium in electricity market [J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(11): 115-120(in Chinese).
- [12] Bautista G, Quintana V H, Aguado J A. An oligopolistic model of an integrated market for energy and spinning reserve[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 20(1): 132-142.
- [13] Fahrioglu M, Alvarado F. Using utility information to calibrate customer demand management behavior models[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 16(2): 317-322.
- [14] Hong Y, Tsai S, Weng M. Bidding strategy based on artificial intelligence for a competitive electric market[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission & Distribution, 2001, 148(2): 159-163.
- [15] Facchinei F, Kanzow C. A nonsmooth inexact Newton method for the solution of large-scale nonlinear complementarity problems[J]. Mathematical Programming, 1997, 76(3): 493-512.
- [16] Torres G, Quintana V. Optimal power flow by a nonlinear complementarity method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(3): 1028-1033.

收稿日期: 2007-03-26。

作者简介:

李海英(1975—), 女, 博士, 主要从事电力市场可中断负荷在输电阻塞管理中的应用, sh_lhyypf@hotmail.com;

李渝曾(1947—), 男, 博士生导师, 教授, 主要从事电力市场输电定价、可中断负荷管理、博弈分析等研究;

张少华(1966—), 男, 博士, 教授, 主要从事电力市场风险管理、远期合同定价、可中断负荷管理等研究。

(编辑 谷子)