

基于阻塞风险的需求侧购电策略

李立颖¹, 张喜铭², 彭建春³, 陶 洁⁴

- (1. 广州市地下铁道设计研究院, 广东 广州 510010;
2. 中国南方电网佛山南海供电分公司, 广东 南海 528000;
3. 湖南大学 电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082;
4. 湖南省电力勘测设计院, 湖南 长沙 410082)

摘要: 输电网的资源有限性使得电力市场环境中的各交易方都面临输电阻塞的风险。从需求侧用户的角度分析阻塞风险, 提出不仅发电公司要有计及阻塞风险的策略性报价, 用户也应当考虑阻塞给自己带来的风险, 策略性地决定购电方案。针对阻塞给用户带来的风险, 构造了需求侧的购电策略模型, 用户可根据各种购电方案下的收益期望值和收益标准差决定购电量, 并进行了实例分析。用户主动调节负荷, 有利于实质上缓解输电网的阻塞问题。

关键词: 电力市场; 风险分析; 收益期望; 标准差; 购电策略; 需求侧管理

中图分类号: TM 76; F123.9 **文献标识码:** A **文章编号:** 1006-6047(2005)08-0035-04

0 引言

在电力市场环境下, 市场竞争带来的潮流运行方式的随机性、多变性和不可预测性与输电网的潮流约束、安全约束相互矛盾而又同时存在。输电阻塞也不再像在传统垂直管理模式中那样可经过系统强制协调而容易解决, 在电力市场中, 它不仅成为急需解决的技术问题, 而且随之产生了一系列金融风险。越来越多的电力学者已经意识到, 电力市场的阻塞管理应当与风险评估相结合才符合市场运营规律, 有利于协调安全性与经济性这一基本矛盾。因为, 无论是在双边交易模式下还是在 Pool 交易模式下, 交易商都将面对网络阻塞带来的损失风险。但是, 这一理念还并未得到广泛普及, 在分析输电阻塞问题时考虑风险因素的研究还不多。文献[1]用风险效用取代购电费用最小作为区域阻塞管理的目标函数, 提出了基于风险的区域阻塞管理算法, 为阻塞管理提出了新的思路; 文献[2]在发电公司的报价策略中考虑了网络阻塞的影响, 建立了发电公司的最优报价函数模型。前者是从电网整体调度的角度出发考虑阻塞风险; 后者则是从发电商的角度分析风险, 考虑报价。但事实上, 一旦发生输电阻塞, 阻塞成本绝大部分都是由用户承担^[3]。然而, 至今还没有从用户的角度分析风险、为用户考虑应当采取何种策略才能更好地协调利润与风险之间关系的研究。本文是在假设用户采取的各购电方案中输电网各线路阻塞的发生概率可根据历史数据统计获得的情况下, 提出了基于期望损益值准则的需求侧阻塞风险决策模型的用户购电策略。

1 需求侧决策的风险分析

1.1 电力市场电能交易原理

本文采用由联营交易中心作为发电市场与购电市场中介的 Pool 市场交易模式。交易前, 各用户向联营交易中心提交购电计划, 发电商向中心提交各时段的供电竞标数据。联营中心将所有发电商及用户的投标进行汇总, 考虑安全约束, 以购电费用最小为目标函数进行最优化潮流计算, 得出各节点的节点电价及电网的可行经济调度方案。这样, 交易商面临着网络阻塞带来的经济损失风险。由于发生阻塞后, 负荷节点电价总是高于电源节点电价, 这就导致全部负荷支出大于全部电源收入, 因此对于用户, 风险尤其巨大。图 1 为一个简单的 2 节点网络。

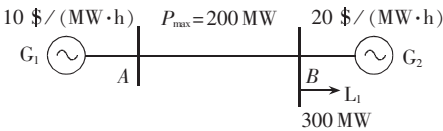


图 1 两节点网络
Fig.1 A two-bus network

若不考虑网络约束, 用户将全部向低电价发电商 G_1 购电, 购电成本只需 3000 \$, 节点 A、B 的节点电价均为 10 \$/(MW·h)。但实际上, 最大输电容量极限的存在, 在 L_1 需求为 300 MW 的情况下, AB 线路出现阻塞。联营中心会从高电价机组 G_2 处调度 100 MW 满足用户需求, 原来的 G_1 只能发电 200 MW, 节点 A 和 B 的节点电价分别为 10 \$/(MW·h) 和 20 \$/(MW·h)。所以, 在阻塞情况下, 节点 B 处用户 L_1 将支付购电费用为 $300 \times 20 = 6000$ \$, 直接损失为 3000 \$, 虽然由于阻塞, G_1 将不得不发电 100 MW, 也会承担部分损失, 但是阻塞成本承担最大的是用户。

1.2 需求侧的经济风险辨识

本文研究的对象是可以在一定范围内调节用电需求的盈利型企业用户。需求侧企业利用电能生产出产品,直销市场,赚取利润以维持自己的生存和发展。但如果为了利润,不考虑电能生产、输送、消费的特点,不顾及输电网络的网络约束等资源限制,单方面的想购进大量电能,引起输电网络阻塞,只会给自己带来承担阻塞成本的巨大负担,甚至不但不能盈利,反而会因为阻塞成本而亏损。因此,有必要通过风险分析及产品的损益平衡分析预测各种购电方案的风险大小,以确定最终的购电计划,即在不清楚输电网络是否会阻塞,哪些线路会阻塞和需求侧其他用户购电计划的情况下,企业要估算出每种购电方案所带来的收益、每种购电方案的风险程度等指标以确定最后的购电方案。为此,企业用户自身需要对输电阻塞带来的经济风险进行辨识。

企业用户面临的输电阻塞引起的经济风险主要由以下几个方面决定:发电侧的竞价情况和需求侧其他用户的购电量、企业的购电时段特征、输电系统中各线路的输电容量极限;其他还包括地区和社会条件等因素,但由于本文针对的是大多数盈利型企业用户,并不是针对某一个别企业,故不考虑这些特殊因素。

发电侧的竞价情况和需求侧其他用户的购电量是一个不确定因素。对于网络拓扑已确定的电网,其中潮流分布主要取决于各发电商的上网电量和需求侧各用户的购电量。发电侧的竞价对联营中心的经济调度起关键性作用。若采用“报价低的先上网”的原则,则必然有报价低的发电机组上网电量多,报价高的发电机组上网电量低。但是,在电力市场环境下,各发电商与用户在向联营交易中心提交各自的投标及购电计划时,都是相对独立互不交流的。

企业的购电时段特征取决于企业的生产制度。整个电力系统的负荷在一天中总在不断变化,用电高峰时段的电价要比低谷时段高得多。因此,企业在不同时段购电进行生产,成本也截然不同。

输电网络中各线路的输电容量极限,决定输电线路能够输送的最大功率,与线路是否会发生阻塞有直接关系。

2 基于期望收益值准则的需求侧风险性决策

本文在输电网络中各线路阻塞的发生概率可统计的基础上,采用期望损益值准则建立需求侧的阻塞风险决策模型。一项决策所产生的后果取决于决策者所选择的行动方案 and 决策者所无法控制的客观因素,前者称为决策变量,后者称为自然状态。风险性决策就是决策者根据各种不同自然状态出现的概率所进行的决策。一个决策变量 d 的期望值,就是它

在不同自然状态下的损益值乘上相对应自然状态的发生概率之和,即

$$\overline{E}(d_i) = \sum_{j=1}^n p_i(\theta_j) x_{ij} \quad (1)$$

式中 $\overline{E}(d_i)$ 表示决策变量 d_i 的期望值; x_{ij} 表示决策变量为 d_i 时,在自然状态 θ_j 下的损益值; $p_i(\theta_j)$ 表示决策变量为 d_i 时自然状态 θ_j 发生的概率。

本文中,用户的每一个购电方案即为一个决策变量 d_i ; $p_i(\theta_j)$ 表示采取第 i 个购电方案时,输电网络的状态 θ_j 发生的概率;当采取购电方案 d_i ,网络状态为 θ_j 时,企业相应的收益值为 x_{ij} ; $\overline{E}(d_i)$ 为采用购电方案 d_i 时,用户在网络各自然状态下的收益期望值。将以上各量用矩阵表示:

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & \cdots & x_{1n} \\ \vdots & & \vdots \\ x_{m1} & \cdots & x_{mn} \end{bmatrix}$$

$$P^T = \begin{bmatrix} p_1(\theta_1) & \cdots & p_m(\theta_1) \\ \vdots & & \vdots \\ p_1(\theta_n) & \cdots & p_m(\theta_n) \end{bmatrix}$$

则式(1)可表达为

$$\overline{E} = \begin{bmatrix} \overline{E}(d_1) & \times & \times & \times \\ \times & \overline{E}(d_2) & \times & \times \\ \times & \times & \ddots & \times \\ \times & \times & \times & \overline{E}(d_m) \end{bmatrix} = X P^T =$$

$$\begin{bmatrix} x_{11} & \cdots & x_{1n} \\ \vdots & & \vdots \\ x_{m1} & \cdots & x_{mn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_1(\theta_1) & \cdots & p_m(\theta_1) \\ \vdots & & \vdots \\ p_1(\theta_n) & \cdots & p_m(\theta_n) \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} \sum_{j=1}^n x_{1j} p_1(\theta_j) & \times & \times & \times \\ \times & \sum_{j=1}^n x_{2j} p_2(\theta_j) & \times & \times \\ \times & \times & \ddots & \times \\ \times & \times & \times & \sum_{j=1}^n x_{mj} p_m(\theta_j) \end{bmatrix}_{m \times m} \quad (2)$$

上式 $m \times m$ 阶矩阵中,对角线上的元素即为各购电方案相对应的收益期望值。但是,企业在做决策的时候不仅要考虑收益的期望值,还要考虑收益围绕期望值变化的程度,如果围绕期望值发生剧烈变化则表示收益有很大不确定性。收益的标准差就反映了收益的波动程度,其计算如下:

$$D_i = \sqrt{\sum_{j=1}^n [x_{ij} - \overline{E}(d_i)]^2 \cdot p_i(\theta_j)} \quad (3)$$

在经济学中,对结果的满意程度称为效用^[1,4]。效用函数既考虑收益,又考虑风险。对于交易商,具有较高收益期望和较低标准差的购电决策会有较高的效用。此处采用文献[4]构造的效用函数:

$$U=\overline{E}(d_i)-AD_i/2 \tag{4}$$

最大化效用的模型为

$$\max U=\max \left\{ \overline{E}(d_i)-AD_i/2 \right\} \tag{5}$$

式中 U 为效用值; A 是反映交易者规避风险程度的指数,对于不同的用户, A 的取值不同。

套利型用户的交易动机是获利,风险降低只不过是其发生的伴随现象,所以对于需求侧为套利型的用户,可认为 A 取值为 0,式(5)可表示为

$$\max \overline{E}(d_i) \tag{6}$$

而规避风险型企业的交易动机主要是降低风险,希望自己在波动的市场中能够有一个较稳定的收益。所以,企业会将主要的精力放在风险的降低上,即最小化收益的方差,或看成指数 A 很大。有

$$\min D_i \tag{7}$$

以上两式都是针对极端型用户,即,要么只考虑收益期望,要么只考虑收益方差,而大多数用户在做决策时,期望和方差都会考虑。由于最大化效用函数模型(式(5))中 A 的取值不能很精确地确定,因此对于处于套利型和规避风险型之间的那一部分用户,采用标准差与收益期望的比值——标准离差率 V_i 进行决策。

$$V_i=D_i/\overline{E}(d_i) \tag{8}$$

用户应采用标准离差率最小的方案,相对会有较大的期望、较小的方差,即风险程度较小。

因此用户根据计算出的收益期望值和标准差决定自己的购电方案:

$$\begin{cases} \max \overline{E}(d_i) & \text{套利型用户} \\ \min D_i & \text{规避风险型用户} \\ \min V_i & \text{一般用户} \end{cases} \tag{9}$$

3 算例及分析

图 2 为 3 节点网络。

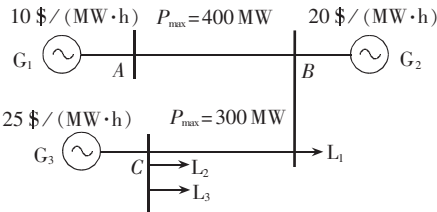


图 2 三节点网络

Fig.2 A three-bus network

以图 2 为例,将用户 L_2 作为研究对象(在本例中,为简化算例计算过程,假定各节点处的发电机组上网电价是确定的,且各机组的发电容量足够大)。设 L_2 每兆瓦电能生产出来的产品可获利润 30 \$。网络中,节点 A,B 之间的线路称为 λ_1 ; B,C 之间的线

路称为 λ_2 。表 1 给出了 λ_1,λ_2 分别在 L_2 的 6 种购电方案下的阻塞概率(假设各线路的状态相互独立)。显然,该网络共有 4 种状态: $(\theta_1)\lambda_1$ 不阻塞, λ_2 阻塞 $(\overline{\lambda_1},\lambda_2)$; $(\theta_2)\lambda_2$ 不阻塞, λ_1 阻塞 $(\lambda_1,\overline{\lambda_2})$; $(\theta_3)\lambda_1,\lambda_2$ 都不阻塞 $(\overline{\lambda_1},\overline{\lambda_2})$; $(\theta_4)\lambda_1,\lambda_2$ 都阻塞 (λ_1,λ_2) 。对 L_2 而言,状态 θ_4 与状态 θ_1 的收益情况一样,都将使得节点 C 处的节点电价变为 25 \$/(MW·h)。故对于用户 L_2 而言该网络只有 3 种状态。网络状态为 θ_1 时,系统将被迫从 G_3 处购电,此时节点 C 的电价将为 25 \$/(MW·h);网络状态为 θ_2 时,由于系统将从 G_2 处购电以满足负荷需求,因此节点 C 的节点电价将为 20 \$/(MW·h);当网络状态为 θ_3 时,系统不阻塞,将全部从低电价发电机组 G_1 购电,网络中各节点电价都将为 10 \$/(MW·h)。因此,用户 L_2 在各种网络状态下的收益可通过下式计算:

$$x_{ij}=Q_i\times(30-t_{\theta_j}) \quad \theta_j=\theta_1,\theta_2,\theta_3 \tag{10}$$

式中 Q_i 为第 i 个购电计划的购电量; t_{θ_j} 表示网络状态为 θ_j 时节点 C 的节点电价,即用户 L_2 的购电价; x_{ij} 为采用第 i 个购电方案,网络状态为 θ_j 时,用户的收益。

现已知 L_2 采用不同购电方案时,该网络中各线路的阻塞概率见表 1(在实际情况中,线路阻塞概率表可通过对历史数据的统计获得)。由表 1 可得网络状态概率表,见表 2。表 3 列出了用户 L_2 的 6 种购电方案分别在 3 种网络状态下的收益值。

表 1 线路在 L_2 各购电方案下的阻塞概率
Tab.1 The line congestion probabilities of different energy purchase plans by consumer L_2

购电方案	负荷 /MW	线路	线路状态发生概率	
			阻塞	不阻塞
1	200	λ_1	0.70	0.30
		λ_2	0.65	0.35
2	190	λ_1	0.65	0.35
		λ_2	0.60	0.40
3	180	λ_1	0.55	0.45
		λ_2	0.48	0.52
4	170	λ_1	0.48	0.52
		λ_2	0.46	0.54
5	160	λ_1	0.46	0.54
		λ_2	0.42	0.58
6	150	λ_1	0.40	0.60
		λ_2	0.40	0.60

表 2 网络状态概率
Tab.2 The network state probabilities

购电方案	$p(\overline{\lambda_1},\lambda_2)$	$p(\lambda_1,\overline{\lambda_2})$	$p(\overline{\lambda_1},\overline{\lambda_2})$	$p(\lambda_1,\lambda_2)$
1	0.195 0	0.245 0	0.105 0	0.455 0
2	0.210 0	0.260 0	0.140 0	0.390 0
3	0.216 0	0.286 0	0.234 0	0.264 0
4	0.239 2	0.259 2	0.280 8	0.220 8
5	0.226 8	0.266 8	0.313 2	0.193 2
6	0.240 0	0.240 0	0.360 0	0.160 0

表 3 各购电方案在相应网络状态下的收益值
Tab.3 Profits of different energy purchase plans with corresponding network states

购电 方案	购电量 /MW	收益 /\$		
		$\overline{\lambda_1}, \lambda_2$	$\lambda_1, \overline{\lambda_2}$	$\overline{\lambda_1}, \overline{\lambda_2}$
1	200	1 000	2 000	4 000
2	190	950	1 900	3 800
3	180	900	1 800	3 600
4	170	850	1 700	3 400
5	160	800	1 600	3 200
6	150	750	1 500	3 000

由表 2、表 3 可得(因为对于 L_2 , 网络状态 θ_4 与 θ_1 收益相同, 所示将这 2 个状态的概率相加作为状态 θ_1 , 也就是 λ_1 不阻塞, λ_2 阻塞($\overline{\lambda_1}, \lambda_2$)的发生概率):

$$X = \begin{bmatrix} 1\,000 & 2\,000 & 4\,000 \\ 950 & 1\,900 & 3\,800 \\ 900 & 1\,800 & 3\,600 \\ 850 & 1\,700 & 3\,400 \\ 800 & 1\,600 & 3\,200 \\ 750 & 1\,500 & 3\,000 \end{bmatrix}$$

$$P^T = \begin{bmatrix} 0.6500 & 0.6000 & 0.4800 & 0.4600 & 0.4200 & 0.4000 \\ 0.2450 & 0.2600 & 0.2860 & 0.2592 & 0.2668 & 0.2400 \\ 0.1050 & 0.1400 & 0.2340 & 0.2808 & 0.3132 & 0.3600 \end{bmatrix}$$

根据式(2)(3)(8)计算 $\overline{E}(d_i), D_i, V_i$, 结果见表 4。

表 4 计算结果
Tab.4 The computational results

d_i	购电量 /MW	$\overline{E}(d_i)/\$$	D_i	V_i
1	200	1 560.00	936.162 4	0.600
2	190	1 596.00	976.977 0	0.612
3	180	1 789.20	1 070.907 7	0.599
4	170	1 786.36	1 066.022 5	0.597
5	160	1 765.12	1 021.434 0	0.579
6	150	1 740.00	988.635 0	0.568

由计算结果可见, 6 种购电方案中, 方案 3 即购电量为 180 MW, 标准差最高, 但收益期望值也最高; 方案 1 收益期望最小, 但标准差也最小。因此, 若用户 L_2 是套利型用户, 它会选择方案 3, 购电 180 MW, 但要承担最大风险。而对于规避风险型用户, 该用户会选择方案 1, 即购电 200 MW, 以求承担最小的风险; 而因为方案 6 的收益期望和标准差都比较适中, 标准离差率最小, 比较适合套利型与规避风险型之间的那一部分用户, 具有较高的收益期望同时承担较小的风险。

4 结论

本文通过需求侧的风险分析得出电能交易各方中, 需求侧用户作为承担阻塞成本最大的交易方, 有必要采取策略性购电以减小风险、最大化利润。在用户采取每种购电方案的输电网阻塞概率都可通过历史数据统计获得的前提下, 计算用户各种购电方案的收益期望值与收益的标准差。套利型用户采用收益期望值最高的方案, 规避风险型用户采用标准

差最小的方案, 而对于两者之间的一般用户则采用标准离差率最小的方案。形成了适合不同类型用户的购电策略。

针对阻塞风险进行需求侧购电策略的研究, 有利于在实质上缓解输电网阻塞的问题。在现今的阻塞管理研究中有两个趋势: 一是在阻塞发生以后运用各种方法以求合理分摊阻塞成本; 二是采取如提高阻塞线路末端节点电价等方法来刺激用户减小负荷需求进行需求侧管理。前者并不能从本质上缓解阻塞问题, 后者也只是被动地刺激用户减小负荷。本文方法让用户从自身的角度分析面临的风险, 主动地调节自己的购电方案, 缓解输电阻塞。同时, 作为一种引导措施, 也为需求侧管理提供了一种新的思路和方法。本文研究还处于初级阶段, 只适应于节点较少的小网络, 对于多节点大网络, 由于线路众多, 网络状态将成几何倍数增长, 因此在具体方法上, 还有待进一步深入探讨。

参考文献:

[1] 葛朝强, 李 扬, 唐国庆. 基于风险的区域阻塞管理[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(8): 27-31.
GE Zhao-qiang, LI Yang, TANG Guo-qing. Risk based regional congestion management[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2003, 27(8): 27-31.

[2] 马 莉, 文福拴, 倪以信, 等. 计及网络阻塞影响的发电公司最优报价策略[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(12): 12-17.
MA Li, WEN Fu-shuan, NI Yi-xin, et al. Optimal bidding strategies for generation companies with network congestion taken into account[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2003, 27(12): 12-17.

[3] SINGH H, HAO S, PAPALEXOPOULOS A. Transmission congestion management in competitive electricity markets [J]. **IEEE Trans. on Power Systems**, 1998, 13(2): 672-680.

[4] 赵学顺, 黄民翔, 韩祯祥. 电力市场中风险规避问题的研究(一)——不同电力市场阶段风险规避模型[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(7): 14-20.
ZHAO Xue-shun, HUANG Min-xiang, HAN Zhen-xiang. Study of risk evasion in electricity market. Part one: Risk evasion models corresponding to the different stages of power market[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2001, 25(7): 14-20.

[5] 马 磊, 房鑫焱, 侯志俭. 发电侧市场竞争策略的风险分析及决策模型[J]. 继电器, 2001, 29(12): 21-24.
MA Lei, FANG Xin-yan, HOU Zhi-jian. The risk analysis and decision model of competition strategy for pool purchase price[J]. **Relay**, 2001, 29(12): 21-24.

[6] 马新顺, 文福拴, 倪以信, 等. 计及风险的发电公司最优报价策略[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(20): 16-20.
MA Xin-shun, WEN Fu-shuan, NI Yi-xin, et al. Development of optimal bidding strategies for generation companies with risk management [J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2003, 27(20): 16-20.

Demand-side energy purchase strategy based on transmission congestion risk

LI Li-ying¹,ZHANG Xi-ming²,PENG Jian-chun³,TAO Jie⁴

- (1. Design Institute at Guangzhou Metro Corporation,Guangzhou 510010,China;
2. China Southern Power Grid Foshan Nanhai Power Supplying Corporation,Nanhai 528000,China;
3. College of Electrical and Information Engineering,Hunan University,Changsha 410082,
China;4. Hunan Electric Power Survey & Design Institute,Changsha 410082,China)

Abstract: The limitation of transmission network makes all traders in electricity market confront with the risk caused by transmission congestion. The congestion risk is analyzed from demand side. Both generation companies and consumers should reckon the congestion risk in bidding or purchasing strategies. A purchase decision model at demand side is constructed,with which consumers may draw up their energy purchase plans in terms of profit expectations and profit standard deviations in different purchase conditions. An analytic example is put forward. The voluntary adjusting of power demands by consumers will mitigate the transmission congestion virtually.

Key words: electricity market; risk analysis; profit expectation; profit standard deviation; energy purchase strategy; demand side management