

Optimal Purchase and Sale Models in Distribution Network Considering Risks Based on Stochastic Programming

Lei Xia^{1,2}, Junyong Liu¹, Ke Yang^{1,3}, Lianfang Xie^{1,3}

¹Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan, China

²Xihua Universities, Chengdu 610039, Sichuan, China

³Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610043, Sichuan, China

Abstract: The decision of customer price is a core issue in distribution market transaction. Based on the CVaR (Conditional Value at Risk) method, purchasing power of the distribution utility is distributed in two markets to minimize its risks. The distribution scheme is reckoned in costs of the distribution utility. An optimal model of spot sale price is established on the stochastic chance constrained programming considering the random quantity in transaction. Simulations results show that the models can be combined with peak-valley price and embody the mutual relation between purchasing and selling.

Keywords: spot sale price, risk, CVaR, stochastic programming

1 引言

隨著電力體制改革的深入，對用戶銷售電價的制定將成為配電市場中的核心問題之一^[1,2]。配電公司在購售電交易中占主導地位，這種具有一定自主權的交易機制為其帶來機會的同時也帶來了風險，因此配電公司在購售電過程中考慮其利潤的同時也必須到考慮風險。

配電公司在購電時可參與到不同的市場，需要對配電公司的購電進行優化組合。購電分配問題主要集中在購電風險的研究上，文獻^[3,4]採用方差來描述風險，文獻^[5]以VaR對風險進行評估，在最近的研究中表明，CVaR能更好地描述組合優化中的風險並確定最優的投資組合^[6-8]。

在電力市場各種不確定性條件下如何進行決策已成為近年來研究的熱點，是2006年的IEEE電力工程學會的學術年會討論的主題之一^[9]。配電公司零售電價的確定以往常採用確定性規劃的方法進行研究^[10-14]，但實際上由於負荷的短期價格彈性很小^[15]，而且配電公司購電的現貨市場電價也具有波動性，所以運用隨機規劃來制定即時銷售電價決策模型更加合理^[16-18]，能充分體現出不確定性因素的隨機性。

本文將CVaR理論和隨機規劃模型運用於銷售電價的制定中，以條件風險價值最小為目標確定配電公司購買電量的最優分配方案，並將此結果應用於銷售電價決策模型中。根據實際交易負荷和即時購買電價

具有隨機性的特點，建立最大化配電公司利潤最大值的隨機規劃模型。本模型考慮了配電公司購售電的聯動，同時考慮了風險成本。

2 基於CVaR的配電公司最優購電方案

配電公司的購電市場一般有合同市場和現貨市場^[3,4]，在兩個市場的購電量組合對配電公司而言就是一種投資組合。進行投資組合決策的主要目的是最大化利潤和減小風險，在購買電量時，以保證系統未來的穩定運行為主，所以以減小風險為目標。風險的度量方法分為三種：① 方差，體現波動值偏離期望值的大小，不能體現真正的損失；② VaR，VaR指在某一置信度下，某一持有時間內資產組合的最大可能損失，其缺陷是不能體現超過VaR值的下方風險資訊；③ CVaR，CVaR描述損失大於VaR的期望值，克服了上述兩種方法的缺點，所以本文用CVaR來度量配電公司的購電分配風險。配電公司在第*i*個市場的第*t*時段單位收益率為

$$y_i = \frac{p_t - \lambda_t^i}{\lambda_t^i} = \frac{p_t}{\lambda_t^i} - 1 \quad (1)$$

其中 λ_t^i 是*t*時段第*i*個市場的購買電價， p_t 指時段*t*的銷售電價。在進行購買電量分配時，兩市場的購電電價和銷售電價都是未知的，所以配電公司只有根據歷史資料對兩市場的購電電價進行預測，假設對某種時段合同電價固定，而現貨電價隨機變化。銷售電

價則可根據預測的購電電價，並考慮一定的利潤^[7]來確定，即

$$p_t = \sum_{i=1}^n \lambda_i^t \times (1+b) / n \quad (2)$$

其中 b 是期望的利潤率， n 是市場數。設 $x^T = (x_1, x_2)$ 是待求的兩市場電量比例向量，時段 t 總的收益

率為 $R(x, y) = \sum_{i=1}^n x_i y_i$ ，損失函數 $f(x, y) = -R(x, y)$ 。由於 y 的累積分佈函數難以用解析式求得，可以用蒙特卡羅法來類比，根據歷史資料，採用抽樣過程反復類比得到一批 y 的資料 y^1, y^2, \dots, y^J 。 α 是置信水準 $\beta \in (0, 1)$

下的VaR值，假設一個虛擬變數 $z_m = [f(x, y^m) - \alpha]^+$ ($[f(x, y^m) - \alpha]^+$ 表示 $\max\{0, f(x, y^m) - \alpha\}$)，那麼基於CVaR的最優電量分配模型是

$$\min F_\beta(x, \alpha) = \alpha + \frac{1}{J(1-\beta)} \sum_{m=1}^J z_m \quad (3)$$

$$\text{s.t.} \quad E(R(x, y)) > 0 \quad (4)$$

$$z_m \geq f(x, y^m) - \alpha \quad (5)$$

$$z_m \geq 0 \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1 \quad (7)$$

$$0 < x_i < 1 \quad (8)$$

3 即時銷售電價的優化模型

在制定銷售電價時，通過現貨市場購買的電價是無法觀測到的，由於用戶需提前申報電量，其銷售電量是確定的。配電公司在合同市場購買的電量是根據預測電量確定，現貨市場購買的電量則視情況而定，見下面的分析。

配電公司的售電收入為

$$\pi_1 = L_{Dt}^a \rho_t^{cu} \quad (9)$$

式中 L_{Dt}^a —— 時段 t 的銷售電量；

ρ_t^{cu} —— 時段 t 的決策電價。

合同購電市場電價確定，配電公司在合同市場的購買成本為

$$C_1 = x_1 L_{ft} \rho_t^{tr} \quad (10)$$

式中 L_{ft} —— 配電公司的預測電量；

ρ_t^{tr} —— 合同購買電價。

如果用戶申報用電量的時間提前於配電公司申報購買電量的時間，那麼配電公司在現貨市場購買成本為

$$C_2 = (L_{Dt}^a - x_1 L_{ft}) \rho_t^{sp} \quad (11)$$

如果在之後，現貨市場的購買成本為

$$C_2 = x_2 L_{ft} \rho_t^{sp} \quad (12)$$

式中 ρ_t^{sp} —— 現貨市場購買電價。

(10) ~ (12) 式中的 x_1 和 x_2 由上一節的配電公司最優購電方案確定。

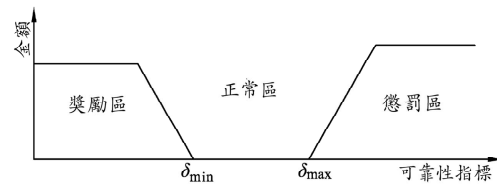


圖 1. 配電公司的供電可靠性獎懲圖

Figure 1. A reward/penalty structure of supply reliability

為了防止配電公司為追求經濟效益而犧牲供電的可靠性，電力市場的管制部門通常採用基於績效的管制模式對配電公司進行獎懲^[19]見圖1。可靠性指標包括停電頻率指標和停電持續時間指標，但應除去自然災害天氣等客觀原因。根據歷史資料確定三個區域，因為供電可靠性是相對於一個較長的時間，所以配電公司的供電可靠性成本不是即時的，應該是一個時間段的統計資料為

$$C_{Rei} = \begin{cases} 100(\delta - \delta_{\min}) \lambda_1 & \delta < \delta_{\min} \\ 100(\delta - \delta_{\max}) \lambda_2 & \delta > \delta_{\max} \end{cases} \quad (13)$$

式中 δ —— 是配電公司的實際供電可靠性；

δ_{\min} 和 δ_{\max} —— 分別是正常範圍的供電可靠性的下限和上限；

λ_1 和 λ_2 —— 分別是單位獎懲金額。

由於對供電可靠性的獎懲會影響到每個時段配電公司的購售電量，所以可以將供電可靠性成本分解到每個時段如下

$$C_{Rel,t} = C_{Rel} / m \quad (14)$$

式中 m —— 是供電可靠性計算時段相對於即時時段的倍數。

無論哪種情況，配電公司都面臨隨機量波動的風險如上節分析，用 C_{risk} 來表示。

配電公司的收益為

$$\pi = \pi_1 - C_1 - C_2 - C_{Rel,t} - \theta C_{risk} \quad (15)$$

式中 θ ——配電公司對風險的態度，這是由配電公司自己決定的參數。

對於含有隨機量的最優化問題，可採用以下方法：（1）隨機期望值模型；（2）補償隨機規劃模型；（3）機會約束規劃（CCP）。期望值模型是處理隨機優化問題的一種有效方法，然而這種期望值收益的最大化往往被增加的風險抵消了，所以我們通常並不僅僅考慮期望收益的最大化問題。補償隨機規劃模型是在觀測到隨機量實現前後分別制定策略，而本文的決策是在隨機量實現前所做，所以採用機會約束規劃更合理。

約束條件中包括：

由於系統的發電和傳輸容量限制，每個時段的銷售電量是有限的， $0 \leq L_{Dt}^a \leq \bar{L}_{Dt}^a$ ， \bar{L}_{Dt}^a 是銷售電量的上限；銷售電價要受到政府或監督部門的限制， $\underline{\rho}_t^{cu} \leq \rho_t^{cu} \leq \bar{\rho}_t^{cu}$ ， $\underline{\rho}_t^{cu}$ 和 $\bar{\rho}_t^{cu}$ 分別是允許的最低和最高銷售電價。對於置信水準 η 下的隨機機會約束規劃的數學模型如下

$$\left. \begin{aligned} & \max \bar{\pi} \\ & s.t. \\ & \Pr \{ \pi \geq \bar{\pi} \} \geq \eta \\ & 0 \leq L_{Dt}^a \leq \bar{L}_{Dt}^a \\ & \underline{\rho}_t^{cu} \leq \rho_t^{cu} \leq \bar{\rho}_t^{cu} \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

式中 $\bar{\pi}$ —— 目標函數的 η 樂觀值。

4 算例仿真

假設配電公司的合同購買電價採用峰穀電價的形式，分別按299元/MWh，259元/MWh和219元/MWh計算，現貨購買市場的電價雖然是隨機量，但由於受峰穀電價影響，所以每種時段的電價均值也不一樣，現貨電價分別按 $p_i^{sp} \sim (305,400)$ ， $p_i^{sp} \sim (255,400)$ ， $p_i^{sp} \sim (255,400)$ 隨機產生100組電價， $b = 0.1$ 。求解得到配電公司在合同市場和現貨市場最優的購買電量比例見表1。

假設可靠性範圍為 $\delta_{min}=0.9900$ ， $\delta_{max}=0.9999$ ，獎懲金額單位值分別為 $\lambda_1=\lambda_2=500$ 元，一個月的可靠性指標為 $\delta=0.9995$ ，機會約束的置信度 $\eta=0.8$ 。風險係數 $\theta=0.1$ 。選取遺傳演算法種群規模為50，交叉概率為0.6，變異概率為0.1，迭代次數為50。考慮目前通常執行峰平谷電價的參數如表2。

按本文提供的優化模型計算的一天各時段的即時電價如圖2所示。

表 1. 配電公司的最優電量分配和CVaR值
Table 1. Optimal electricity distribution and CVaR value

		峰段	平段	谷段
$\beta=0.95$	x1	0.868 4	0.600 5	0.658 7
	x2	0.131 6	0.399 5	0.341 3
	CVaR	0.220 8	0.243 6	0.221 0
	VaR	0.020 6	0.029 3	0.016 1
$\beta=0.9$	x1	0.895 1	0.063 2	0.864 6
	x2	0.104 9	0.936 8	0.135 4
	CVaR	0.133 2	0.116 9	0.184 1
	Var	0.0105	0.0103	0.0264

表 2. 各種時段的參數
Table 2. Parameters of various periods

	峰段 (23~7)	平段 (7~9, 12~18)	谷段 (9~12, 18~23)
預測 負荷 (MWh)	7 600	5 845	4 050
電價 上下限 (元/MWh)	280~500	240~450	210~400
負荷量變 化正態分 佈參數 (MWh)	(7 500, 1 500)	(6 000, 1 200)	(4 000, 800)

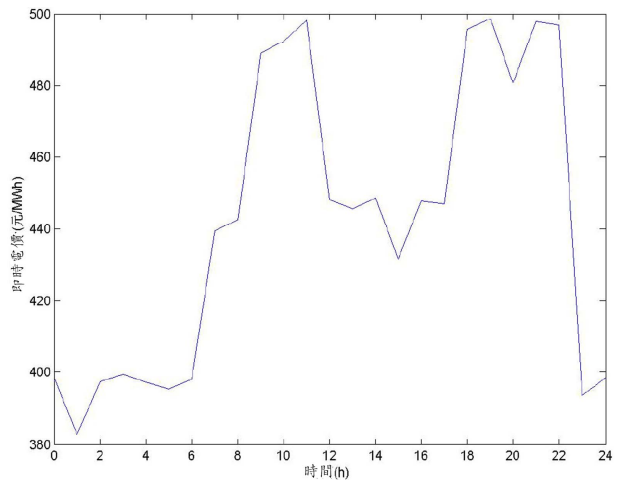


圖 2. 即時電價
Figure 2. Spot price

5 結論

本文討論了如何確定配電公司銷售電價的方法。基於目前最流行的風險評估法CVaR確定了在風險最小的情況下，配電公司在購電的合同和現貨市場的電量分配比例。考慮現貨市場電量和購電電價的隨機性，以隨機機會約束建立了即時銷售電價的優化模型。算例驗證了此模型可將即時電價與目前較常使用的峰穀電價模式結合，有效體現購售的聯動，確保了配電公司的效益。

本文討論的配電公司電價是按小時變化的即時電價，目前由於硬軟體的限制，即時電價的執行還有一定的困難。但是由於電力用戶的負荷彈性非常小，基本是剛性的，所以將本文提供的模型用於較長時間跨度的分時電價的研究也是有效的。

REFERENCES

- [1] Liu Jun-yong, Duan Deng-wei, Wu Ji-guang. Models and operation of distribution market in several countries and suggestions for distribution side deregulation in China. *Electric Power Automation Equipment*, 2004, 24(7): 7-14
- [2] Yao Jiangang, Qin Hongsan, Wang Lu, et al. A preliminary study on approach of separating power transmission and distribution in electricity market. *Power System Technology*, 2001, 25(3): 70-73
- [3] Guo Jin, Jiang Wei, Tan Zhongfu. Research on optimized power purchasing of power suppliers under risk condition. *Power System Technology*, 2004, 28(11): 18-22
- [4] Zhou Ming, Li Gengyin, Yan Zheng, et al. Optimal electricity procurement schedule for load service entities incorporating with reverse and risks. *Power System Technology*, 2005, 29(3): 33-38, 69
- [5] Zhou Ming, Nie Yanli, Li Gengyin, et al. Long-term electricity purchasing scheme and risk assessment in power markets. *Proceedings of the CSEE*, 2006, 26(6): 117-122
- [6] Wang Ren, Shang Jincheng, et al. Combined bidding strategy and model for power suppliers based on CVaR risk measurement techniques. *Automation of Electric Power Systems*, 29(14): 5-9
- [7] Wang Ren, Shang Jincheng, Zhou Xiaoyang, et al. Conditional value at risk based optimization of power purchasing portfolio in multiple electricity markets and risk management. *Power System Technology*, 2006, 30(20): 73-36
- [8] Liu Jiajia, Liu Junyong, Tian Lifeng, et al. Application of CVaR based on quantile to multi-risk analysis of hydropower. *Automation of Electric Power Systems*, 2007, 31(21): 20-25
- [9] L. A. Barroso, A. J. Conejo. Decision making under uncertainty in electricity markets. *Power Engineering Society General Meeting*, 2006. IEEE 18-22 June 2006 Page(s): 3 pp.
- [10] R.Li, L.Chen, R.Yokoyama. A methodology for evaluating the wholesale/retail prices in deregulation market. 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy. Page(s): 7 pp. Vol.1.
- [11] P.M.De Oliveira-De Jesus, M.T.Ponce de Leão, J.M.Yusta, et al. Uniform marginal pricing for the remuneration of distribution networks. *IEEE Transactions on power systems*, 2005, 20(3): 1302-1310
- [12] Duan Deng-wei, Liu Jun-yong, Wu Ji-guang. Optimal TOU retail pricing models for distribution utility with risk management. *Automation of Electric Power Systems*, 2005, 29(3): 8-12
- [13] Pan Jing-dong, Xie kai, Hua ke. Supplier-customer interaction modeling in an integrated optimal spot pricing framework by nonlinear interior point methods. *Automation of Electric Power Systems*, 2005, 29(23): 8-14
- [14] Guo Lian-zhe, Tan Zhong-fu, Li Xiao-jun. Demand response based model and method for optimal design of time-of-use electricity price. *Power System Technology*, 2006, 30(5): 24-28
- [15] Daniel S. Kirschen. Demand-side view of electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2): 520-527
- [16] You Seok Son, Ross Baldick, Kwand-Ho Lee, et al. Short-term electricity market auction game analysis: uniform and pay-as-bid pricing. *IEEE Transactions on power systems*, 2004, 19(4): 1990-1998
- [17] Paul Couchman, Basil Kouvaritakis, Mark Cannon, et al. Gaming strategy for electric power with random demand. *IEEE Transactions on power systems*, 2005, 20(3): 1283-1292
- [18] Steven A. Gabriel, Antonio J. Conejo, Miguel A. Plazas, et al. Optimal price and quantity determination for retail electric power contracts. *IEEE Transactions on power systems*, 2006, 21(1): 180-187
- [19] Roy Billinton, Zhaoming Pan. Historic performance-based distribution system risk assessment. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2004, 19(4): 1759-1765