

电力市场售电公司最优购售电量 决策模型及其应用

汤 旻¹, 刘翊枫¹, 王 静¹, 高 雄¹,
叶 泽², 陈 磊³, 刘 畅²

(1. 国网湖北省电力有限公司, 湖北 武汉 430077; 2. 长沙理工大学经济与管理学院, 湖南 长沙 410114;
3. 长沙理工大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410114)

摘 要: 2021 年中国电力中长期市场重签年度合同的现象, 凸显了市场主体考虑风险因素的最优电量组合决策的理论及政策问题。在自主决策批发市场购电量和零售市场电价套餐的前提下, 构建售电公司基于条件风险价值 (CVaR) 的购、售电业务最优电量比例的决策模型, 并进行实例计算及分析。根据目前省级电力市场实际设计售电公司的典型购售电业务情景, 提出相应的收入或成本计算方法; 以条件风险价值为风险评估指标, 以批发市场不同交易品种购电量比例和零售市场不同电价套餐售电量比例为决策变量, 以收益最大为优化目标, 建立售电公司收益—风险最优决策模型。结合广东电力市场实际数据计算典型购售电业务组合与置信水平对于售电公司购售电电量结构、收益及风险的影响。通过模型构建与模拟计算合理解释和分析重签合同的原因, 为包括售电公司在内的市场主体考虑风险管理的购售电量决策和政府年度市场交易方案制定提供依据。

关 键 词: 售电公司; 购售电量结构; 条件风险价值; 最优决策模型

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.04.001 中图分类号: TM863 文章编号: 1673-9140(2022)04-0003-10

Optimal decision model and application of electricity purchasing and selling of electricity retailer in electricity market

TANG Yang¹, LIU Yifeng¹, WANG Jing¹, GAO Xiong¹,
YE Ze², CHEN Lei³, LIU Chang²

(1. State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 430077, China; 2. School of Economy & Management, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China; 3. School of Electrical & Information Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China)

Abstract: The phenomenon of resigning annual contracts in China medium-term and long-term electricity market highlights the theoretical and policy issues of optimal power combination decision making by multiple investors considering risk factors in 2021. Based on the independent decision making for power purchase in wholesale market and tariff packages in retail market, the decision making model of optimal power ratio of power salez business based on condi-

收稿日期: 2022-04-04; 修回日期: 2022-05-16

基金项目: 国家电网公司管理咨询项目 (SGHB0000JYWT2101399); 国家社会科学基金后期资助暨优秀博士论文出版项目 (20FJYB010)

通信作者: 叶 泽 (1962-), 男, 教授, 主要从事电价、电力市场研究; E-mail: yeze2003@qq.com

tional value at risk (CVaR) is constructed for power companies, numerical calculation and analysis are carried out. According to the typical power purchase and sales business scenario for power companies based on the current provincial power market, this paper proposes a corresponding revenue or cost calculation method; uses CVaR as the risk assessment index, and takes the purchase ratio of different trading varieties in the wholesale market and the sales ratio of different tariff packages in the retail market as the decision variables. The optimal revenue-risk decision model aims to maximize the revenues. The impact of typical power transaction combinations and different confidence levels on the structure, revenue and risks of power transactions by power companies is calculated by combining the actual data of Guangdong power market. The paper analyzes the reasons for resigning contracts based on the objective models and simulation, and provides a basis for investors, including power companies, to make decisions on power purchase and sales considering risk management and the government's annual market trading scheme.

Key words: electricity retailer; power purchasing and selling strategy; conditional value at risk; risk analysis

国家发展改革委、国家能源局《关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知(发改运行[2020]1784号)》(简称《通知》)对2021年电力中长期交易提出了“大比例签”的要求,提出要充分发挥电力中长期合同的规避风险作用,各地政府主管部门要鼓励市场主体签订中长期合同特别是年度及以上中长期合同,结合实际确定2021年度及以上中长期合同签订工作目标,力争签约电量不低于前3年用电量平均值的80%,并通过后续月度合同签订保障中长期合同签订电量不低于前3年用电量的平均值90%~95%^[1]。在2021年10月国家发展改革委出台《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知(发改价格[2021]1439号)》后,各省根据文件精神迅速调整电力市场交易电价,对已签订的年度交易合同但在10月15日还未执行的燃煤发电机组电量,要求合同各方于11月5日前本着平等协商原则按照价格政策完成合同改签、换签和补签。中国2个半月的年度市场交易合同的改签、换签涉及数千亿千瓦时电量交易价格及市场主体利益的大幅度事后调整。由于短周期交易可以相对较好地规避这种风险问题,因此,也就提出了批发市场不同交易品种和零售市场不同电价套餐的最优交易电量或比例问题。

售电公司通过批发市场从发电企业购入不同交易品种的电能,并在零售市场以各种电价套餐向用户转售电能并获取收益^[2],在不同购入和售出价格下,售电公司必然寻求收益最大化的购售电量决策。当售电公司与发电企业按要求大比例签约年度交易电量合同后,如果燃料价格出乎预料地大幅度上涨,则月度市场交易价格和试结算运行现货市场交易价

格相应大幅度提高,发电企业年度交易合同相应形成较大的价格风险,产生巨大风险损失。相反,如果燃料价格出乎预料地大幅度下降,则月度市场交易价格和试结算运行现货市场交易价格相应大幅度降低,售电公司年度交易合同相应形成较大的价格风险,产生巨大风险损失。因此,在批发市场大比例签约情况下,燃料价格等因素出乎预料地变化都会使市场主体承担价格风险及其损失。在这种情况下,为了规避市场主体价格风险,避免年度交易合同重签、改签等不规范行为发生,假设放开年度交易合同“大比例签”的要求,允许市场主体在批发市场和零售市场自主决策购售电量,市场主体最优购售电量决策问题不仅具有科学意义,其结果对当前市场交易组织也有重要参考价值。

目前,国内外相关研究以一般市场环境下市场主体特别是售电公司运营模式及购售电价格、电量策略为主。文献[3-4]梳理和归纳了国外电力零售市场的发展现状,并针对几家典型的售电公司的购售电模式进行了分析;文献[5-6]研究了电动汽车参与电力市场下售电公司的最优购售电策略;文献[7]采用期望一方差法构建了不考虑风险因素,仅考虑风险因素、兼顾风险与收益因素3种场景下供电公司的最优购电模型;文献[8]将分布式电源与可调节负荷引入售电公司的优化调度策略,构建了以售电公司日利润最大为目标的优化调度模型,但并未考虑多时间尺度的购售电模式;文献[9]利用心理学方法建立了用户对售电主体及用电合同的选择行为模型,提出了考虑可中断负荷参与的售电公司营销策略;文献[10]计及可再生能源、分布式电源及储能等购电来源,提出了针对售电公司多类型售电合同的

定价方法,但忽略了可再生能源的购电成本;文献[11]将用户侧负荷作为平衡资源,并综合考虑可中断负荷、电量收购等需求响应项目效益,提出了计及售电公司收益、风险与用户满意度的多目标优化模型;文献[12]通过挖掘用户需求响应的潜力,构建了以售电公司利益最大为上层目标,用户用电效用最大为下层目标的售电公司购售电双层优化模型;文献[13-14]在计及多时间尺度购电业务与差异化售电模式的基础上,以条件风险价值为购售电风险计量指标,建立了以售电公司购售电收益最大为目标的综合决策模型。

上述文献为本文研究提供了收益—风险模型的设计思路与风险计量工具的选择依据,但没有考虑和专门研究当前市场环境下市场主体针对价格风险的最优购售电量结构决策问题。本文把当前中国中长期市场交易的价格风险管理和决策问题提炼为基于价格风险的售电公司最优购售电量决策问题,希望通过考虑风险程度的市场主体最优购售电量决策结果,揭示年度交易电量签订比例的客观规律,为中长期市场交易提供政策依据。首先,假设目前售电公司的市场环境为在购电侧通过中长期市场与现货市场购电,其中中长期市场包括年度市场与月度市场;在零售市场,售电公司按固定价格、价差分成和佣金制 3 种模式与用户交易;其次,逐一对 3 种电价套餐的收入与 3 种购电交易的成本建模分析,建立售电公司购售电总收益计量模型;再次,以条件风险价值为风险度量指标,以售电公司购售电收益最大为目标函数,构建计入风险的售电公司购售电量最优决策模型;最后,通过算例得出售电公司购售电量的最优决策,分析不同购售电模式与置信水平对于售电公司购售电电量结构、收益及风险的影响及其政策意义。

1 售电公司购售电业务分析

目前,市场环境下中国售电公司经营业务可简单分为购电侧和售电侧业务两大类。以目前省级现货市场试点省售电公司购售电业务为基础,售电公司具体业务如图 1 所示。在中长期交易与现货交易并存的体系下,假设售电公司购电侧业务分为

年度交易、月度交易和现货市场 3 种,售电公司设计固定价格模式、价差分成模式和佣金制 3 种电价套餐供用户选择。

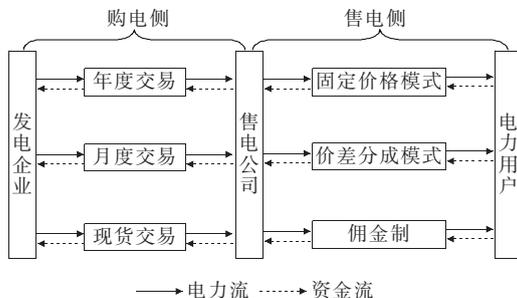


图 1 购售电业务模式

Figure 1 Models for electricity purchasing and selling business

2 CVaR 方法

风险价值(value at risk, VaR)是重要的金融风险衡量方法,表示在一定的置信水平 α 下,某种投资组合可能面临的最大损失,可表示为

$$\Pr(\Delta P \leq B_{\text{VaR}}) = \alpha \quad (1)$$

式中 ΔP 为某种投资组合市场价值的变化; B_{VaR} 为某种投资组合可能面临的最大损失; α 为给定的概率。

VaR 作为风险计量方法具有清晰、简洁的优点,但是,理论上不满足凸性与次可加性,而且计算结果不够稳定。由于电力市场交易电量规模巨大,不稳定的风险计量经过电量放大后可能产生市场主体无法接受的风险损失。现货市场模式下电力市场交易不断发生,市场主体的风险态度一般倾向于保守,因此,这种方法虽然揭示了风险本质问题,但是不适用于电力市场风险计量。

为了弥补风险价值方法的上述不足, Uryasev 与 Rockafeller 提出了条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)的概念。是指投资组合的收益小于风险价值的条件均值,即计量了一定置信水平下所有收益小于风险价值或损失的平均值。该平均值大概率地锁定了电力市场交易的最大风险,特别适合于交易规模偏大的电力市场交易价格风险的计量和具有风险保守倾向的电力市场主体。

在给定的置信水平 α 下,收益的条件风险价值

为^[15]

$$B_{CVaR}(\pi(\mathbf{x}, \mathbf{y})) = E[\pi(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \mid \pi(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq B_{VaR}] \quad (2)$$

其中, $\pi(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ 表示与 \mathbf{x}, \mathbf{y} 相关的收益函数, \mathbf{x} 表示决策向量, \mathbf{y} 表示随机向量, 用来衡量影响收益的不确定性, 例如市场价格、需求等。

由于 B_{CVaR} 中包含 B_{VaR} 函数, 难以直接处理。借鉴文献^[16-17]的方法, 将式(2)转化为

$$B_{CVaR}(\pi(\mathbf{x}, \mathbf{y})) = \max[\theta + \frac{1}{\alpha} E[(\pi(\mathbf{x}, \mathbf{y}) - \theta)^-]] \quad (3)$$

其中, $(\pi(\mathbf{x}, \mathbf{y}) - \theta)^- = \min[0, \pi(\mathbf{x}, \mathbf{y}) - \theta]$, θ 为使得式(3)取得最大值时的 B_{VaR} 值。

3 售电公司购售电收益分析

假设售电公司仅开展购售电业务。售电公司在零售市场从用户取得售电收入, 在电力批发市场支付购电成本, 两者的差构成售电公司购售电业务收益^[18-20]。

3.1 售电公司售电收入分析

由文1可知, 售电公司通过固定价格模式、价差分成模式及佣金制向用户售电, 从而获取相应的收入。固定价格模式是指售电公司与电力用户双方以事先确定的某一数值的固定价格, 在一定时期内签订售电合同。售电公司通过该模式获取的收入为

$$S_1 = \sum_{i=1}^I k_{sp,i} P_{sp,mean,i} Q \quad (4)$$

式中 I 为用户种类; $k_{sp,i}$ 为售电公司通过固定价格模式与第 i 类用户交易的售电比例, $0 \leq k_{sp,i} \leq 1$; $P_{sp,mean,i}$ 为售电公司通过固定价格模式与第 i 类用户交易的售电价格均值; Q 为售电公司的日售电量, 与日购入电量相等。

为了集中研究最优电量结构问题, 本文假设电力市场每日负荷需求与供给曲线相同, 每日购售电量相同。日购售电量与相应周期时间长短的乘积即为年、月购售电量。考虑到目前国家相关文件中对年度交易电量合同签订比例的要求, 为强化模型结果的政策解释效果, 本文电量决策变量采用不同交易品种电量的比例值。

价差分成模式是指将实际交易价格与目录电价的价差用户售电公司 2/3、1/3 分成其中, 目录电价指不参与市场执行国家规定的电价。不同用户可能执行不同的目录电价制度(两部制或一部制)和电价水平, 本文假设只有一类用户和一个平均目录电价水平。售电公司通过价差分成模式获取的收入可表征为

$$S_2 = \sum_{i=1}^I k_{dp,i} P_{dp,mean,i} Q \quad (5)$$

式中 $k_{dp,i}$ 为售电公司通过价差分成模式与第 i 类用户交易的售电比例, $0 \leq k_{dp,i} \leq 1$; $P_{dp,mean,i}$ 为售电公司通过价差分成模式与第 i 类用户交易的售电价格均值。

佣金制的价格是实际交易价格与佣金额度之和, 实际交易价格按实际年度、月度交易和现货市场成交均价结算, 而本文根据 2020 年广东电力市场售电公司净收益与交易电量的比值, 确定佣金的收取比例。售电公司通过佣金制获取的收入为

$$S_3 = \sum_{i=1}^I k_{bp,i} P_{bp,mean,i} Q \quad (6)$$

式中 $k_{bp,i}$ 为售电公司通过佣金制售电模式与第 i 类用户交易的售电比例, $0 \leq k_{bp,i} \leq 1$; $P_{bp,mean,i}$ 为售电公司通过佣金制售电模式与第 i 类用户交易的售电价格均值。

3.2 售电公司购电成本分析

为满足用户的用电需求, 假设售电公司只通过开展年度、月度及现货交易向发电企业购入电能。年度交易指售电公司与发电企业按固定价格签订的一年内购电合同。年度交易合同相对于月度交易合同和现货市场, 能够规避短期市场交易价格波动的风险。售电公司通过年度交易需支付的购电成本为

$$C_1 = k_{at} P_{at,mean} Q \quad (7)$$

式中 $P_{at,mean}$ 为年度交易价格均值; k_{at} 为年度交易购电量占总购电量的比例, $0 \leq k_{at} \leq 1$ 。

为平衡年度分月电量与用户月用电需求的差异, 降低煤价波动等因素造成的电价波动风险, 售电公司往往还会与发电企业签订以月为周期的合同, 即月度购电合同。售电公司通过月度交易所支出的购电成本为

$$C_2 = k_{mt} P_{mt,mean} Q \quad (8)$$

式中 $P_{\text{mt,mean}}$ 为月度交易价格均值; k_{mt} 为月度交易购电量占总购电量的比例, $0 \leq k_{\text{mt}} \leq 1$ 。

为消除中长期电力交易与实时电能需求的偏差,售电公司往往还会参与现货市场交易,且目前中国电力现货市场已经开始试结算运行。售电公司在现货市场上的购电成本为

$$C_3 = k_{\text{st}} P_{\text{st,mean}} Q \quad (9)$$

式中 $P_{\text{st,mean}}$ 为现货交易价格均值; k_{st} 为现货交易购电量占总购电量的比例, $0 \leq k_{\text{st}} \leq 1$ 。

3.3 售电公司购售电总收益

作为中间商,售电公司与发电企业开展购电交易,并向用户提供不同类型的售电合同,通过赚取中间差价获取收益。因此,当购售电总量为 Q 时,售电公司的购售电总收益应为售电收入与购电支出之差:

$$B = S_1 + S_2 + S_3 - C_1 - C_2 - C_3 \quad (10)$$

4 基于 CVaR 的售电公司购售电收益—风险最优购售电量决策模型

4.1 模型构建

借鉴指标在金融行业的应用,本文使用指标对售电公司的购售电收益与风险进行分析,购售电风险计量模型为

$$B_{\text{CVaR}}(\beta) = B_{\text{VaR}}(\beta) + \frac{1}{n(1-\beta)} \sum_{n=1}^N (L_n - B_{\text{VaR}}(\beta))^+ \quad (11)$$

式中 $B_{\text{CVaR}}(\beta)$ 为总购/售电量为 Q 时置信水平 β 下售电公司收益的条件风险价值; $B_{\text{VaR}}(\beta)$ 为总购/售电量为 Q 时置信水平 β 下售电公司收益的风险价值; N 为样本点数量; L_n 为第 n 个样本点售电公司的购售电损失值; $(L_n - B_{\text{VaR}}(\beta))^+ = \max[0, L_n - B_{\text{VaR}}(\beta)]$ 。

基于文 3 中分析,以最大化售电公司购售电收益为目标,并保证收益的条件风险在可接受的风险水平内,建立购售电收益—风险优化决策模型,目标函数为

$$F = \max B \quad (12)$$

需满足的约束包括条件风险、购电比例及售电比例约束,分别为

$$B_{\text{CVaR}}(\beta) \leq \eta \quad (13)$$

$$k_{\text{at}} + k_{\text{mt}} + k_{\text{st}} = 1 \quad (14)$$

$$k_{\text{sp},i} + k_{\text{dp},i} + k_{\text{bp},i} = 1 \quad (15)$$

其中, η 表示售电公司可接受的风险水平。

4.2 模型求解

基于 CVaR 的售电公司购售电收益—风险最优决策模型是一个线性规划问题,决策变量为各交易品种购电合同与不同电价套餐售电合同的电量比例,本文借助 Matlab 编写相应的程序进行计算。

5 算例分析

5.1 算例描述

根据文中分析,售电公司通过年度、月度和现货交易模式向发电企业购电,并通过固定价格模式、价差分成模式与佣金制向用户售电。各类购售电业务的价格均值与标准差均根据广东电力市场 2019、2020 年的实际交易数据计算得出,假设现货市场正常运行且全年按 2020 年 5 月试结算运行的结果运行,具体数值如表 1 所示。

表 1 售电公司购售电价格数据

Table 1 Electricity purchase and sale price of electricity retailer

项目	业务类型	价格/(元/(MW·h))	
		均值	标准差
购电	年度交易	410.05	2.75
	月度交易	425.86	25.15
	现货交易	343.89	169.54
售电	固定价格模式	417.05	0.00
	价差分成模式	502.98	80.56
	佣金制	499.47	60.42

假设售电公司的日售电量规模分为 3 个等级 a、b、c,且 $Q_a = 1\ 500$ 、 $Q_b = 1\ 200$ 、 $Q_c = 800$ MW·h,置信水平 β 取 0.9,据此计算不同风险水平下售电公司的最大收益。

5.2 现货市场模式下算例结果及分析

由式(4)~(15)可知,不同风险水平下售电公司的最优购售电比例与总收益均不相同。不同风险水平下售电公司的日收益与日购售电量结构如表 2 所示,售电公司收益与日售电量、风险水平的关系如图 2 所示。当售电公司日售电量为 Q_a 时,售电公司的

购电电量结构与风险水平的关系如图3所示,其售电电量结构与风险水平的关系如图4所示。

表2 日售电规模为 Q_a 时售电公司购售电量比例结构与收益

Table 2 The proportion structure and income of power purchased and sold by electricity retailer when the daily power sales is Q_a

$B_{CVaR}/$ 万元	购电比例/%			售电比例/%			$B/$ 万元
	k_{at}	k_{mt}	k_{st}	$k_{sp,i}$	$k_{dp,i}$	$k_{bp,i}$	
0	0.46	76.08	23.46	99.60	0.21	0.19	1.62
2	5.90	55.92	38.19	93.67	3.44	2.88	4.31
4	0.70	48.84	50.46	83.63	10.20	6.17	6.98
6	5.81	40.78	53.41	70.41	1.89	27.71	9.05
8	18.36	30.41	51.23	54.86	42.91	2.23	11.22
10	27.31	32.58	40.11	34.74	40.03	25.24	12.54
12	5.30	12.18	82.52	38.19	42.04	19.77	16.81
14	27.06	18.62	54.32	10.79	44.47	44.74	17.26
16	14.12	8.86	77.02	4.96	44.76	50.28	20.47
18	0.00	0.00	100.00	0.00	32.37	67.63	23.51
20	0.00	0.00	100.00	0.00	32.37	67.63	23.51

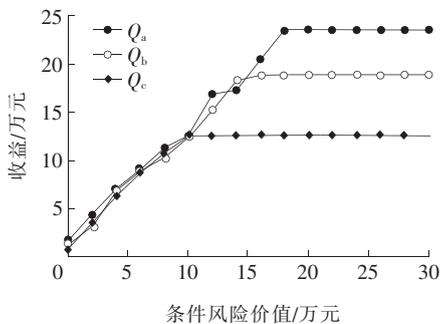


图2 售电公司收益与日售电量、风险水平的关系

Figure 2 The relationship between the income of electricity retailer and daily electricity sales and risk level

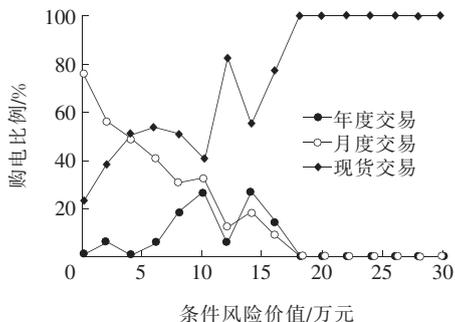


图3 日售电规模为 Q_a 时售电公司的购电电量结构与风险水平的关系

Figure 3 The relationship between the power purchase quantity and risk level of electricity retailer when the daily power sales is Q_a

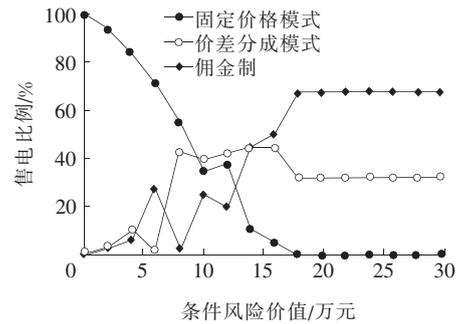


图4 日售电规模为 Q_a 时售电公司的售电电量结构与风险水平的关系

Figure 4 The relationship between the power sales quantity and risk level of electricity retailer when the daily power sales is Q_a

综合表2、图2~4,分析结果如下。

1) 售电公司购售电量比例结构和收益受售电公司条件风险即售电公司可接受的风险损失水平的直接影响。随着条件风险的增加,购售电量结构比例会发生很大的变化,如年度、月度交易电量比例在条件风险为零时分别高达0.46%、76.08%,但在条件风险值达到18万元时,2个比例均减至0。因此,市场主体的风险态度对购售电量比例最优决策有很大的影响。目前,中国售电公司按产权结构主要分为国有和私有售电公司2种,其中以国有售电公司为主。假设国有售电公司是风险喜好的,私有售电公司是风险厌恶的,则在国有售电公司为主体的情况下,市场主体自主决策签约年度和月度电量的比例很低。相对于风险厌恶的私有售电公司,在年度和月度电量之间,明显愿意签约月度交易电量。零售市场交易电量比例也随市场主体可接受的风险损失水平而呈现出明显的差异,根据,零风险损失的私有售电公司选择固定价格合同售电的比例高达99.60%,而可接受最大条件风险的国有售电公司选择佣金制售电的比例为67.63%。

2) 在目前市场环境下,随着条件风险的增加,售电公司年度交易购电比例先增大后减小,但最大比例也只有27.31%,与《通知》中80%的要求有很大的差距。相比而言,月度市场交易电量比例随着条件风险的增加而逐渐减少,最大值为76.08%;现货市场购电比例则相反,随着条件风险的增加而逐渐增加,最大值为100%。这个结果说明,在不同风险

水平下,市场主体可能选择高比例的月度交易电量,也可能选择高比例的现货市场交易电量,但就是不会选择高比例的年度市场交易电量。与售电侧不同电价套餐的售电比例随着条件风险的递增也呈现规律性变化,主要表现为由固定价格向价差分成、佣金制模式并存转变。

3) 购电电量结构、条件风险与售电公司风险收益的关系。首先,条件风险与售电公司的风险收益有正相关关系。表 2 显示,随着条件风险的增加,售电公司收益也相应增加,符合风险与收益并存的基本原理;图 2 揭示,当条件风险达到一定值后,售电公司风险收益也相应稳定在一个确定的水平,对应的最小条件风险值具有最优值的决策意义,即售电公司冒适度风险即可获得最大收益;图 2 中拐点可称为售电公司的收益—风险均衡点,当日售电规模分别为 Q_a 、 Q_b 、 Q_c 时,最大收益分别为 23.51、18.81、12.54 万元。其次,相比之下,购电电量结构与风险收益的关系并不明确,或者说不存在最优的购售电量比例结构。图 3 揭示,年度交易电量比例与条件风险呈现正相关关系,而月度交易电量比例与条件风险呈现负相关关系,现货市场电量比例与条件风险的相关关系较小且不确定;图 4 揭示,固定价格模式与条件风险呈负相关关系,而价差分成与佣金制则与条件风险呈正相关关系。

4) 置信水平的影响分析。置信水平间接地反映了售电公司的风险偏好程度。在现货市场模式下,不同置信水平时售电公司收益与条件风险的关系如图 5 所示。

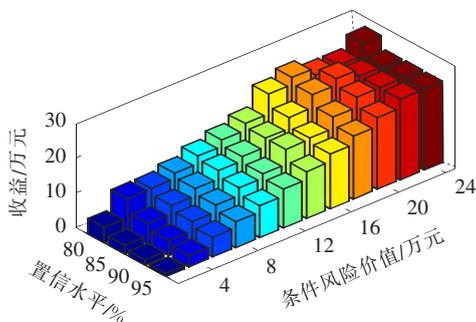


图 5 日售电规模为 Q_a 时售电公司的总收益与风险水平、置信水平的关系

Figure 5 The relationship between the total income of the electricity retailer and the risk level and confidence levels when the daily power sales is Q_a .

由图 5 可以看出,随着置信水平的降低,相同风险承受能力下售电公司收益不断上升,揭示了售电公司风险偏好程度与收益正相关的关系。在相同的置信水平下,随着条件风险的增大,售电公司收益也在不断提高。值得注意的是,算例结果揭示出售电公司风险偏好、承受能力 2 个指标都与收益正相关(表 1),与本文算例中的参数假设特别是现货市场价格明显低于年度和月度市场交易价格有关,并不符合一般经济规律。

5.3 中长期市场模式下算例结果及分析

目前,中国电力现货市场仅在部分省试点建设和运行,当假设售电公司购电业务中无现货市场购电业务时,相应的市场模式就是目前中国各省中长期市场模式。在现货与中长期市场模式下,售电公司不同售电规模下条件风险与收益的关系如图 6 所示,其中带五星曲线表示中长期市场模式下条件风险与收益的关系,带圆圈曲线表示现货市场模式下条件风险与收益的关系。从图 6 中可以看出,在不同电量规模下,虽然 2 个市场模式下的风险—收益所呈现的拐点规律相似,在条件风险小于收益—风险均衡点之前,任一售电规模下售电公司的风险承受能力与收益成正比,但是,在相同电量规模下,一定条件风险下现货市场模式下售电公司的收益值明显大于中长期市场模式下的售电公司收益值。这个结果说明,现货比中长期市场模式对售电公司更有利,这与本文参数假设中采用 2020 年 5 月广东现货市场试运行交易价格有关。

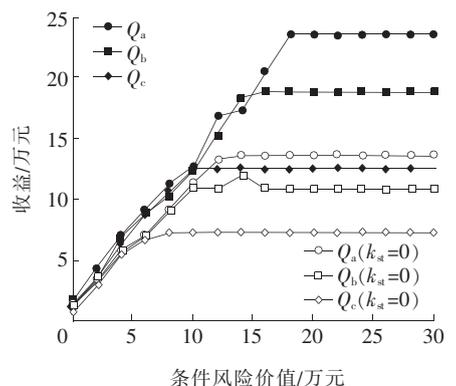


图 6 现货市场与中长期市场下售电公司收益随风险水平的变化对比

Figure 6 Comparison of total income of electricity retailer under different risk levels under spot market and medium and long-term market

当售电公司日售电量为 Q_a 时,售电公司的购售电量比例结构与收益如表 3 所示,可以看出,中长期与现货市场模式下购售电量比例、条件风险和收益三者之间关系的差异。

表 3 日售电规模为 Q_a 时售电公司购售电量比例结构与收益($k_{st}=0$)

Table 3 The proportion structure and income of power purchased and sold by electricity retailer when the daily power sales is Q_a ($k_{st}=0$)

$B_{CVaR}/$ 万元	购电比例/%			售电比例/%			$B/$ 万元
	k_{st}	k_{mt}	k_{st}	$k_{sp,i}$	$k_{dp,i}$	$k_{bp,i}$	
0	0.76	99.24	0.00	81.48	18.27	0.25	1.08
2	6.39	93.61	0.00	65.27	33.28	1.45	3.30
4	5.43	94.57	0.00	46.19	52.80	1.01	5.74
6	50.03	49.97	0.00	43.69	30.53	25.77	6.99
8	56.42	43.58	0.00	27.68	38.33	33.99	9.16
10	60.17	39.83	0.00	11.20	42.90	45.89	11.31
12	89.92	10.08	0.00	0.95	37.92	61.12	13.26
14	100.00	0.00	0.00	0.00	33.83	66.17	13.59
16	100.00	0.00	0.00	0.00	33.83	66.17	13.59
18	100.00	0.00	0.00	0.00	33.83	66.17	13.59
20	100.00	0.00	0.00	0.00	33.83	66.17	13.59

1)中长期市场模式下年度和月度交易的购电比例随售电公司可接受的风险损失程度也呈现明显的差异。当条件风险值 ≤ 4 万元时,售电公司主要采用月度交易购电,选择固定价格模式售电;而随着条件风险的逐步递增,固定价格售电比例、月度交易购电比例逐渐降低,年度交易购电比例、价差分成模式与佣金制售电比例依次增大。当条件风险值 ≥ 14 万元时,售电公司完全采用年度交易购电,通过价差分成、佣金制模式售电,且购售电比例和最大收益均保持不变。

2)相比于现货市场模式下购售电量比例转换的条件风险,中长期市场模式的条件风险明显更低,即更容易发生购电量比例结构转换。比较表 2、3、图 3,在相同的日购电量规模下,现货市场模式下购电量结构发生转换的条件风险值大约在 10 万元左右,而中长期市场模式下购电量结构发生转换的条件风险值仅为大约 6 万元。售电侧售电套餐转换的条件

风险也类似降低。

3)在中长期市场模式下,售电公司相同条件风险下的收益降低。由于参数假设中现货市场价格低于年度和月度交易价格,故在中长期市场模式下,不同条件风险下售电公司的收益普遍低于现货市场模式下售电公司的收益,绝对差值随条件风险值增加而增加,但相对差值呈现由大到小然后再逐渐增大的规律。

6 结语

本文针对当前中国电力市场年度交易中存在的价格风险问题,以国家相关政策为背景,在计及售电公司参与多类型购售电交易的基础上,以条件风险价值为风险评估指标,构建了以收益最大为目标,以购售电量比例为决策变量的售电公司购售电收益—风险决策模型。仿真算例以广东电力市场运行数据为基础,重点分析了不同条件风险下售电公司收益最大化的最优购售电量比例及其相互关系,得出如下结论。

1)无论是在现货还是中长期市场模式下,不同风险承受能力和风险偏好下的售电公司的最优购电电量比例虽然有所差异,但是,大比例主要集中在月度和现货市场电量中,大比例签约年度市场交易电量不是售电公司的最优选择。进一步分析,风险承受能力较小的售电公司会选择大比例签约的月度市场电量,而风险承受能力较大的售电公司会选择大比例签约现货市场电量。售电侧不同电价套餐的售电比例随着条件风险的递增也呈现规律性变化,主要表现为由固定价格向价差分成、佣金制模式并存转变。

2)市场主体风险承受能力与收益呈正相关,但存在收益与条件风险的拐点。与市场模式无关,随着条件风险的增加,市场主体选择最优购售电量比例使收益增加;当收益增加到一定程度后会相对稳定,即使条件风险增加也不会增加收益。因此,收益稳定时最小的条件风险即是售电公司的最优风险损失水平。

3) 现货与中长期市场模式对不同条件风险下售电公司的最优购售电量比例有影响,但不影响相对关系。在本文参数假设下,中长期市场模式下售电公司的收益—风险拐点明显低于现货市场模式下的对应值,相同条件风险时中长期模式下售电公司的收益也明显低于现货市场下的对应值,说明市场模式对售电公司最优购售电量比例决策影响较小,但对收益结果有较大影响。

参考文献:

- [1] 国家发展改革委、国家能源局. 关于做好 2021 年电力中长期合同签订工作的通知(发改运行[2020]1784 号)[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202012/t20201202_1252094.html?code=&state=123,2020-11-25.
- [2] 北极星售电网.《2020 年售电行业年度报告》重磅上线(价差/盈利/交易数据)[EB/OL]. <https://shoudian.bjx.com.cn/html/20201124/1117607.shtml>,2020-11-24.
- [3] 郭曼兰,陈皓勇,肖文平,等. 物联网环境下售电商运营优化模型[J]. 智慧电力,2020,48(11):80-85+91. GUO Manlan, CHEN Haoyong, XIAO Wenping, et al. Operational optimization model for electricity suppliers under the internet of things environment[J]. Smart Power,2020,48(11):80-85+91.
- [4] 裴力耕,张欣,赵明,等. 售电公司分时电价盈利策略研究[J]. 电网与清洁能源,2020,36(11):45-52. PEI Ligeng, ZHANG Xin, ZHAO Ming, et al. A study on profit strategy of time-of-use electricity price of electricity sale companies[J]. Power System and Clean Energy,2020,36(11):45-52.
- [5] PAVAN B, LE ANH T, LINA B T. Stochastic programming based model of an electricity retailer considering uncertainty associated with electric vehicle charging[C]//IEEE International Conference on European Energy Market, Stockholm, Sweden, 2013.
- [6] LI Y, WANG Y Z, NAZARIAN S, et al. A nested game-based optimization framework for electricity retailers in the smart grid with residential users and PEVs[C]//IEEE Conference on Green Communications (Green-Com), Beijing, China, 2013.
- [7] 王绵斌,谭忠富,曹福成. 输配分开环境下供电公司购电风险的优化控制模型[J]. 电工技术学报,2007,22(9):184-190. WANG Mianbin, TAN Zhongfu, CAO Fucheng. Optimal control model of purchase electricity risk for power-supplying company under transmission and distribution separation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2007,22(9):184-190.
- [8] 李晶,李永波,钱寒晗,等. 考虑售电公司最优经营策略的曲线交易机制设计[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(24):69-77. LI Jing, LI Yongbo, QIAN Hanhan, et al. Curve trading mechanism design considering the optimal management strategy of electricity retailers[J]. Power System Protection and Control,2021,49(24):69-77.
- [9] 罗琴,宋依群. 售电市场环境下计及可中断负荷的营销策略[J]. 电力系统自动化,2015,39(17):134-139. LUO Qin, SONG Yiqun. Marketing strategy in competitive retail market considering interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(17):134-139.
- [10] NOJAVAN S, ZARE K, MOHAMMADHVATLOO B. Application of fuel cell and electrolyzer as hydrogen energy storage system in energy management of electricity energy retailer in the presence of the renewable energy sources and plug-in electric vehicles[J]. Energy Conversion and management,2017(136):404-417.
- [11] 杨萌,艾欣,唐亮,等. 计及风险规避的售电公司平衡市场优化交易策略研究[J]. 电网技术,2016,40(11):3300-3309. YANG Meng, AI Xin, TANG Liang, et al. Optimal trading strategy in balancing market for electricity retailer considering risk aversion[J]. Power System Technology,2016,40(11):3300-3309.
- [12] 任艺,周明,李庚银. 考虑用户需求响应的售电公司购售电决策双层模型[J]. 电力系统自动化,2017,41(14):30-36. REN Yi, ZHOU Ming, LI Gengyin. Bi-level model of electricity procurement and sale strategies for electricity retailers considering users' demand response[J]. Automation of

- Electric Power Systems, 2017, 41(14): 30-36.
- [13] 罗舒瀚, 蒋传文, 王旭, 等. 新电改背景下售电公司的购售电策略及风险评估[J]. 电网技术, 2019, 43(3): 944-951.
- LUO Shuhan, JIANG Chuanwen, WANG Xu, et al. Power trading strategy and risk assessment of electricity retailing company under power system reform[J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 944-951.
- [14] 王林炎, 张粒子, 张凡, 等. 售电公司购售电业务决策与风险评估[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(1): 47-54 + 143.
- WANG Linyan, ZHANG Lizi, ZHANG Fan, et al. Business decisionmakings and risk assessment of electricity retail market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(1): 47-54 + 143.
- [15] 王壬, 尚金成, 冯旸, 等. 基于 CVaR 风险计量指标的发电商投标组合策略及模型[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(14): 5-9.
- WANG Ren, SHANG Jincheng, FENG Yang, et al. Combined bidding strategy and model for power suppliers based on CVaR risk measurement techniques [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(14): 5-9.
- [16] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. Journal of Risk, 2002, 2(3): 21-41.
- [17] ROCKAFELLAR R T, URYASEV S. Conditional value-at-risk for general loss distributions[J]. Journal of Banking & Finance, 2002, 26(7): 1443-1471.
- [18] 唐力, 刘继春, 杨阳方, 等. 基于信息间隙决策理论的多零售合同模式下售电公司购售电策略[J]. 电网技术, 2019, 43(6): 1978-1988.
- TANG Li, LIU Jichun, YANG Yangfang, et al. Study on strategies of electricity procurement and sale of power retailer with multiple retail contract modes based on information gap decision theory[J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 1978-1988.
- [19] 喻小宝, 谭忠富, 马佳乐. 计及需求响应的售电公司正偏差电量考核优化模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(7): 120-128.
- YU Xiaobao, TAN Zhongfu, MA Jiale. Optimal model for positive deviation penalty of power retailers considering demand response[J]. Automation of Electric Power System, 2019, 43(7): 120-128.
- [20] 窦迅, 王俊, 叶飞, 等. 考虑虚拟电厂组合策略的售电公司优化调度及购售电决策[J]. 电网技术, 2020, 44(6): 2078-2086.
- DOU Xun, WANG Jun, YE Fei, et al. Optimal dispatching and purchase-sale decision making of electricity retailers considering virtual power plant combination strategies[J]. Power System Technology, 2020, 44(6): 2078-2086.