

计及风险规避的售电公司平衡市场 优化交易策略研究

杨萌¹, 艾欣¹, 唐亮², 郭帅¹, 罗庚玉²

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206;

2. 国网安徽省电力公司, 安徽省 合肥市 230022)

Optimal Trading Strategy in Balancing Market for Electricity Retailer Considering Risk Aversion

YANG Meng¹, AI Xin¹, TANG Liang², GUO Shuai¹, LUO Gengyu²

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System With Renewable Energy Sources

(North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China;

2. State Grid Anhui Electric Power Company, Hefei 230022, Anhui Province, China)

ABSTRACT: Electricity retailer is confronted with high risk when trading in balancing market due to volatility and uncertainty in market price. Therefore, user side load is regarded as balancing resources in this paper where an optimal trading strategy considering interruptible load, power acquisition and critical load price is proposed for purpose of risk aversion. A model of non-linear model trade strategy is built based on stochastic programming where conditional value at risk is adopted as a method of trade risk evaluation. Based on idea of bi-level programming, the paper sets maximization of electricity retailer profit and minimization of risk loss as upper level objective while maximization of user satisfaction as lower level objective. Adaptive genetic algorithm and the second generation of inferior sorting genetic algorithm are introduced to solve the model. Finally, a case is studied to analyze effect of risk preference and market price volatility on electricity retailer profit and loss, demonstrating the model's feasibility on optimizing retailer profit and reducing risk loss.

KEY WORDS: balancing market; demand response; risk aversion; bi-level programming

摘要: 由于市场价格具有波动性和不确定性, 售电公司在平衡市场的直接交易面临较大风险。引入用户侧负荷作为平衡资源, 提出了包含可中断负荷/电量收购和关键负荷电价两类需求响应项目参与的平衡市场优化交易策略, 以规避市场风险。采用条件风险价值度量交易策略风险, 并建立了基于随机规划的非线性数学模型。利用双层规划思想, 以售电公

司收益最大、风险损失最小为上层目标, 以用户满意度最大为下层目标, 采用自适应遗传算法和二代非劣排序遗传算法进行模型求解。最后通过算例分析了风险偏好和市场电价波动程度对售电公司收益和风险损失的影响, 对比证明了所提模型可显著优化售电公司的收益并降低风险损失。

关键词: 平衡市场; 需求响应; 风险规避; 双层规划

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2016.11.004

0 引言

电力市场化改革自 20 世纪 80 年代开始在世界各国纷纷展开, 以打破行业垄断、建立竞争性电力市场为改革重点, 主要包括建立发电侧竞争市场、放开售电侧市场竞争和改善输配电网环节监管方式 3 个方面。我国的电力市场化改革自 1985 年拉开序幕, 经历了发电市场投资多元阶段、“厂网分开, 竞价上网”阶段, 并于 2009 年 6 月批准了《华东电力市场跨省集中竞价交易规则》, 允许电力大用户直接参与竞价交易。2015 年 3 月, 我国国务院下发了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发[2015]9 号)》, 为进一步推进售电侧改革、有序向社会资本放开售电业务, 鼓励组建 6 类售电主体。新电改方案出台后, 江苏、深圳、山东和黑龙江等地成立了多家售电公司。

目前, 有关售电公司的文献多为研究运营策略和购售电方案, 文献[1]总结了国外电力市场改革的现状和几家典型售电公司的运营模式。文献[2]研究了售电公司参与需求侧市场的方法手段。文献[3-4]分析了实时电价下售电公司的购售电优化决策。文

基金项目: 国家 863 高技术基金项目(2015AA050102); 国家自然科学基金项目(513111122)。

Project Supported by the National High Technology Research and Development Program of China (863 Program) (2015AA050102); National Natural Science Foundation of China (513111122).

献[5]采用均值-方差法描述售电公司购售电的利润风险,但此方法将实际利润高于期望值的情况也视作风险是不正确的。文献[6]介绍了北欧平衡市场的运营模式,文献[7]介绍了英国平衡市场的电量交易机制,文献[8]研究了平衡市场和合约市场的协作交易模式。以上研究中,售电公司在平衡市场主要采用直接市场交易的策略消除电量差额,且平衡资源的提供者多为发电侧,对售电公司在平衡市场的收益和交易风险度量问题研究较少,售电公司仍存在交易收益的波动性和风险损失较大的问题。

针对上述问题,本文提出将用户侧负荷作为可调用的平衡资源,引入可中断负荷/电量收购和关键负荷电价两类需求响应项目,建立需求响应项目和直接市场交易相互配合的交易策略模型,以消除售电公司电量差额,减少恶劣价格时的直接市场交易,从而优化其收益,并降低风险损失。考虑售电公司在平衡市场面临的电量差额和市场电价不确定性,本文利用双层规划思想,以售电公司平衡市场交易收益最优、风险损失最小为上层目标,以用户满意度最大为下层目标,建立随机规划模型,并通过双层优化策略求解,最后在算例中分析验证模型的有效性和合理性。

1 售电公司平衡市场交易策略与建模分析

1.1 售电公司参与电力市场交易框架

售电公司在电力市场中承担中间商的角色,在批发市场从发电商处购得电能,然后在零售市场向用户出售,部分大用户也可以跳过售电公司直接与批发市场和发电商达成交易^[9-10]。电力市场主体关系框架图见附录。

批发市场在实际电量交易前1 h关闭,由于中短期负荷预测的不精确,售电公司在批发市场签订的购电合约与用户实际需求电量间仍存在偏差。对这部分电量差额,售电公司可通过比较超短期负荷预测结果(1 h后的负荷)与已签订的交易合约获得,然后在平衡市场通过购买缺少的电量或出售多余的电量消除差额。电力市场主体交易示意图见图1。

1.2 平衡市场交易的风险

平衡市场主要用以消除售电公司电量差额,维护电力系统的短期安全稳定运行。但平衡市场交易存在由交易价格波动性和不确定性造成的市场风险。一般平衡市场电价受负荷水平影响。若某时刻负荷出现高峰或低谷,电力资源就相应紧缺或充

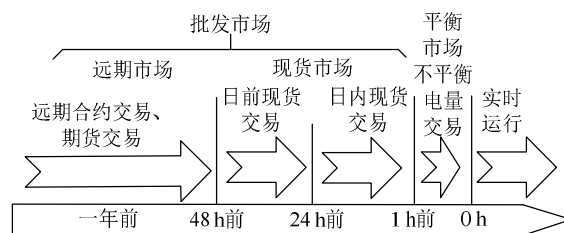


图1 电力市场主体交易示意图

Fig. 1 Sketch of main trading in electricity market

足,此时平衡市场电价也随之升高或降低,甚至出现极端情况。因而售电公司在平衡市场交易电量面临着电价剧烈波动可能导致的交易成本过高,收益减少甚至亏损的风险。如何既解决电量差额问题又规避市场风险、降低风险带来的经济损失,是售电公司亟待解决的问题。

1.3 参数不确定性处理

售电公司在平衡市场面临电量差额和市场交易电价的双重波动性和不确定性,售电公司的电量差额主要由负荷预测不准确造成,可由用户侧负荷量和负荷预测误差百分数表征,表达式为 $\Delta L(t) = \eta(t) \cdot P_{all}(t)$,其中: ΔL 表示负荷预测误差,即电量差额; η 表示负荷预测误差的百分数; P_{all} 表示用户侧计划用电总负荷。 η 、 P_{all} 和市场交易电价 λ_{re} 作为本文的随机变量,采用多场景法处理^[11]。多场景法生成步骤详见附录。

1.4 双层规划思想

本文涉及的两个主体分别是售电公司和电力用户。售电公司作为消除电量差额、参与平衡市场交易的主体,是需求响应项目的发起者,具有制定各项目补偿策略的权力,而电力用户需要根据补偿策略并结合自身利益调整用电方案,因而售电公司作为上层主体,电力用户作为下层主体。上层问题主要研究售电公司平衡市场优化交易策略,占主导地位;下层问题主要研究用户参与需求响应项目的满意度,占次要地位。

2 售电公司平衡市场优化交易策略

售电公司在平衡市场采用的传统交易策略为直接市场交易^[12]。本文提出采用需求响应项目规避市场风险的优化交易策略,实质是由售电公司和参与用户共同分享这一风险管理的收益。

售电公司在平衡市场的传统交易收益由两部分组成,一部分是直接向市场出售剩余电量所得收益,另一部分是从市场购买短缺电量再向用户出售所得收益。售电公司在交易策略中引入需求响应项目后,其预期收益主要由可中断负荷调用收益、电量收购项目收益、合同用户违约惩罚收益、关键负

荷电价项目收益、平衡市场直接交易收益组成，交易策略的风险损失由条件风险价值(conditional value at risk, CVaR)模型度量。

2.1 需求响应项目收益

2.1.1 可中断负荷项目收益和电量收购项目收益

可中断负荷项目是风险管理的有力工具，售电公司与参与用户提前签订合同，并规定负荷最大中断量和中断时间等。售电公司在电量短缺时可依据合同合理中断用户负荷，并给予相应补偿^[13-14]。可中断负荷项目对用户的补偿方案有2种，第1种是对用户被中断的负荷量提供一定补偿，第2种是对用户发生中断时刻的实际用电量提供折扣价格。售电公司调用可中断负荷的收益用 $E_r^{\text{IL}}(\omega)$ 表示：

$$E_r^{\text{IL}}(\omega) = \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^2 A_k^{\text{profit}}(\omega, t) \cdot \delta(\omega, t) \quad (1)$$

$$\begin{cases} A_1^{\text{profit}}(\omega, t) = -\lambda^{\text{IL}}(t) \cdot a_1 \cdot P^{\text{IL}}(\omega, t) \\ A_2^{\text{profit}}(\omega, t) = -\tau^{\text{IL}}(t) \cdot \lambda_0(t) \cdot a_2 \cdot [P_1(\omega, t) - P^{\text{IL}}(\omega, t)] \end{cases} \quad (2)$$

式中： $A_k^{\text{profit}}(\omega, t)$ 为售电公司在 t 时段关于补偿方案 k 的可中断负荷项目收益； a_1 、 a_2 分别表示用户选择补偿方案一和方案二的概率，且 $a_1 + a_2 = 1$ ； T 为总调度周期； $P_1(\omega, t)$ 为参与可中断负荷项目的用户在 t 时段计划用电量； $P^{\text{IL}}(\omega, t)$ 为用户 t 时段实际中断负荷量； $\lambda^{\text{IL}}(t)$ 为 t 时段中断负荷补偿价格； $\lambda_0(t)$ 为用户合同购电价格； $\tau^{\text{IL}}(t)$ 为补偿方案二中 t 时段用户电价折扣率； $\lambda_{\text{re}}(\omega, t)$ 为场景 ω 中生成的平衡市场交易电价； $\delta(\omega, t)$ 为 0-1 变量，售电公司电量短缺时段取 1，电量剩余时段取 0。

可中断负荷项目受到调用功率上下限约束、补偿价格约束、电价折扣率约束，公式详见附录。

电量收购项目与可中断负荷项目相似，售电公司与参与用户提前签订合同，在电量剩余时调用用户进行电量收购，从而增加用电量，同时为用户增加用电量时段的实际用电量提供折扣电价。电量收购合同和可中断负荷合同捆绑签订，参与用户主要通过将被中断的负荷平移至电量收购时段，或自身储能设备完成电量收购。售电公司执行电量收购项目的收益由两部分组成，一部分是因用户用电量增加而增加的售电收益，另一部分是因用户原有用电量执行折扣价格而减少的售电收益，总体收益用 $E_r^{\text{PL}}(\omega)$ 表示：

$$E_r^{\text{PL}}(\omega) = \sum_{t=1}^T [(1 - \tau^{\text{PL}}(t)) \cdot \lambda_0(t) \cdot P^{\text{PL}}(\omega, t) - \tau^{\text{PL}}(t) \cdot \lambda_0(t) \cdot P_1(\omega, t)] \cdot [1 - \delta(\omega, t)] \quad (3)$$

式中： $\tau^{\text{PL}}(t)$ 表示补偿措施的价格折扣率； $P^{\text{PL}}(\omega, t)$

表示用户在 t 时段的实际收购负荷量。

电量收购项目与可中断负荷项目相似，受到调用功率约束、电价折扣率约束等，公式详见附录。

2.1.2 合同用户预先违约惩罚

可中断负荷和电量收购合同用户若未按照调用指令中断或收购负荷，售电公司只得在平衡市场交易电量差额，为规避合同用户违约可能造成的风险损失，参照用户历史违约概率对其预先进行惩罚，惩罚金额 $E_r^{\text{BC}}(\omega)$ 与平衡市场电价有关：

$$E_r^{\text{BC}}(\omega) = \sum_{t=1}^T m^{\text{BC}} \cdot [P^{\text{PL}}(\omega, t) \cdot \delta(\omega, t) + P^{\text{PL}}(\omega, t) \cdot (1 - \delta(\omega, t))] \cdot \lambda_{\text{re}}(\omega, t) \quad (4)$$

式中 m^{BC} 表示合同用户历史违约概率。

2.1.3 关键负荷电价项目收益

本文中的关键负荷电价项目是在用户原有电价基础上提高或降低一定比率，激励用户在售电公司电量短缺或剩余时主动削减或增加用电负荷，以消除其电量差额。通常长期需求弹性(0.3~0.7)和短期需求弹性(0.1~0.2)仅表征了价格平均变化时，用户需求变化的平均值，无法反应用户在极短时间(天、小时)内做出的消费行为变化。文献[15]中有研究表明，在合理的定价策略下，极短期需求弹性最高可达到 0.9，也就是用户在极短时间内可能产生较大的负荷改变量。因而采用关键负荷电价项目解决电量差额问题是合理和有意义的。售电公司采用关键负荷电价项目的收益用 $E_r^{\text{dP}}(\omega)$ 表示：

$$E_r^{\text{dP}}(\omega) = \sum_{t=1}^T \{P_2(\omega, t) \cdot \lambda_0(t) - (P_2(\omega, t) + \Delta P(\omega, t)) \cdot \lambda'(\omega, t)\} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \lambda'(\omega, t) &= \mu(t) \cdot \lambda_0(t) \cdot \delta(\omega, t) + \\ &v(t) \cdot \lambda_0(t) \cdot (1 - \delta(\omega, t)) \end{aligned} \quad (6)$$

$$\Delta P(\omega, t) = P_2(\omega, t) \cdot \varepsilon(t) \cdot \left[\frac{\lambda'(\omega, t) - \lambda_0(t)}{\lambda_0(t)} \right] \quad (7)$$

式中： $\lambda'(\omega, t)$ 表示项目实施后的电价； $\mu(t)$ 、 $v(t)$ 分别表示 $\lambda'(\omega, t)$ 相对于 $\lambda_0(t)$ 的比率； $\Delta P(\omega, t)$ 表示用户负荷调整量； $\varepsilon(t)$ 表示用户需求价格弹性系数； $P_2(\omega, t)$ 表示参与该项目的用户在 t 时段的计划用电量。

关键负荷电价项目受到电价调节比率约束、负荷改变量上下限约束，公式详见附录。

2.1.4 平衡市场直接交易收益

售电公司出现电量剩余时向市场直接售电，出现电量短缺时从市场购电然后向用户出售，交易收益用 $E_r^{\text{RE}}(\omega)$ 表示：

$$E_r^{\text{RE}}(\omega) = \sum_{t=1}^T [(\lambda_0(\omega, t) - \lambda_{\text{re}}(\omega, t)) \cdot P_{\text{re, buy}}(\omega, t) \cdot \delta(\omega, t) + \lambda_{\text{re}}(\omega, t) \cdot P_{\text{re, sale}}(\omega, t) \cdot (1 - \delta(\omega, t))] \quad (8)$$

约束条件为

$$\begin{cases} P_{\text{re, buy}}(\omega, t) \geq 0 \\ P_{\text{re, sale}}(\omega, t) \geq 0 \end{cases} \quad (9)$$

式中: $P_{\text{re, buy}}(\omega, t)$ 表示直接市场购电量; $P_{\text{re, sale}}(\omega, t)$ 表示直接市场售电量。约束(9)为避免售电公司出于经济利益在电量短缺(或剩余)时出现从平衡市场售电(或购电)的投机行为。

综上所述, 售电公司在平衡市场的总收益期望 E_r^{PR} 为

$$E_r^{\text{PR}} = \sum_{\omega} \pi(\omega) \cdot E_r^{\text{PR}}(\omega) \quad (10)$$

$$E_r^{\text{PR}}(\omega) = E_r^{\text{IL}}(\omega) + E_r^{\text{PL}}(\omega) + E_r^{\text{BC}}(\omega) + E_r^{\text{DP}}(\omega) + E_r^{\text{RE}}(\omega) \quad (11)$$

式中: $E_r^{\text{PR}}(\omega)$ 表示售电公司在场景 ω 下的预期收益; $\pi(\omega)$ 表示场景 ω 出现的概率。

2.2 售电公司平衡市场交易策略风险度量

本文选择 CVaR 度量售电公司在平衡市场交易的预期风险损失。CVaR 度量了投资组合损失超过给定最大可接受损失部分的期望值, 充分反映了损失的尾部信息, 适用于组合优化问题^[12]。公式如下:

$$R_{\text{CVaR}, \beta} = R_{\text{VaR}, \beta} + \left(\frac{1}{1 - \beta} \right) \sum_{\omega} \pi(\omega) \cdot [f(\omega) - R_{\text{VaR}, \beta}]^+ \quad (12)$$

$$f(\omega) = E_r^{\text{PR}} - E_r^{\text{PR}}(\omega) \quad (13)$$

式中: $[f(\omega) - R_{\text{VaR}, \beta}]^+ = \max[0, f(\omega) - R_{\text{VaR}, \beta}]$, 表示当 $f(\omega)$ 大于 $R_{\text{VaR}, \beta}$ 时, 表达式取二者差值, 否则取 0; β 表示置信度水平; $R_{\text{CVaR}, \beta}$ 表示在 β 下交易策略的预期风险损失; $R_{\text{VaR}, \beta}$ 表示计算 $R_{\text{CVaR}, \beta}$ 的辅助变量; $f(\omega)$ 表示交易策略的损失函数, 由收益期望与单个场景收益的差值表征。

2.3 售电公司平衡市场交易目标函数

售电公司在平衡市场交易主要有两个目的: 最大化交易收益和最小化交易风险, 因此可将售电公司平衡市场交易的目标函数表示如下:

$$f_1 = \max[E_r^{\text{PR}} - \gamma R_{\text{CVaR}, \beta}] \quad (14)$$

式中 γ 表示风险规避因子, 与售电公司的风险偏好有关, γ 越小表示售电公司越接受风险, γ 越大表示售电公司越规避风险。

售电公司除受到上述需求响应项目的约束, 还受到差额电量平衡的约束, 即某时段售电公司的电量差额等于各需求响应项目负荷调用量与直接市场交易电量之和:

$$\Delta L(\omega, t) = \Delta P(\omega, t) - [P^{\text{IL}}(\omega, t) + P_{\text{re, buy}}(\omega, t) \cdot \delta(\omega, t) + [P^{\text{PL}}(\omega, t) + P_{\text{re, sale}}(\omega, t)] \cdot [1 - \delta(\omega, t)]] \quad (15)$$

对于传统平衡市场交易策略, 售电公司只在市场购买或出售电量, 以平衡差额, 因而将式(10)—(14)中 $E_r^{\text{PR}}(\omega)$ 修改为 $E_r^{\text{RE}}(\omega)$, 即可用式(14)表示传统平衡市场交易模型的目标函数, 其约束条件表示为

$$\Delta L(\omega, t) = -P_{\text{re, buy}}(\omega, t) \cdot \delta(\omega, t) + P_{\text{re, sale}}(\omega, t) \cdot [1 - \delta(\omega, t)]$$

3 用户满意度评估

用户满意度主要通过用电方式满意度和用电成本满意度两个指标评估^[16]。

3.1 用电方式满意度

用户在参加需求响应项目之前, 以最适合自身生产和生活为目的安排用电, 这是用户最为满意的用电方式。在参加需求响应项目后, 用户对用电安排做出了调整, 用电负荷曲线也较之前发生了改变, 此时的用户用电方式满意度 r_1 定义为新负荷曲线较原有负荷曲线的改变程度, 公式为

$$r_1 = \sum_{\omega} \pi(\omega) \cdot \left[1 - \frac{\sum_{t=1}^T |P'_{\text{all}}(\omega, t) - P_{\text{all}}(\omega, t)|}{\sum_{t=1}^T P_{\text{all}}(\omega, t)} \right] \quad (16)$$

$$P'_{\text{all}}(\omega, t) = P_{\text{all}}(\omega, t) - P^{\text{IL}}(\omega, t) \cdot \delta(\omega, t) + P^{\text{PL}}(\omega, t) \cdot [1 - \delta(\omega, t)] + \Delta P(\omega, t) \quad (17)$$

式中: $P'_{\text{all}}(\omega, t)$ 表示用户参与需求响应后的负荷曲线; $\sum_{t=1}^T |P'_{\text{all}}(\omega, t) - P_{\text{all}}(\omega, t)|$ 表示一个调度周期 T 内用户负荷改变量之和; r_1 取值范围为 $[0, 1]$, r_1 取 1 表示用电负荷曲线未发生改变, 取 0 表示新负荷曲线为 0 的极端情况, 因此 r_1 在取值范围内数值越大表示用电方式满意度越大。

3.2 用电成本满意度

参与需求响应项目的用户可获得一定经济收益, 从而降低用电成本。这里用参与需求响应项目为用户节省的用电成本与原有用电成本的比值表征用户用电成本满意度 r_2 , 用电成本节省的程度越大, 满意度越大, 公式如下:

$$r_2 = \frac{E_{\text{c0}} - E'_c}{E_{\text{c0}}} \quad (18)$$

$$E_{\text{c0}} = \sum_{\omega} \pi(\omega) \cdot \sum_{t=1}^T P_{\text{all}}(\omega, t) \cdot \lambda_0(\omega, t) \quad (19)$$

式中: E_{c0} 表示用户原有用电成本; E'_c 表示用户参与需求响应后的用电成本。 $E_{\text{c0}} - E'_c$ 即为用户参与需求响应的收益, 包括可中断/电量收购项目收益、关

键负荷电价项目收益以及用户预先违约惩罚,且约束 $E_{c0} - E'_c$ 非负时用户才愿意参与需求响应项目。

$$E_{c0} - E'_c = \sum_{\omega} \pi(\omega) \cdot [E_c^{\text{IL}}(\omega) + E_c^{\text{PL}}(\omega) + E_c^{\text{DP}}(\omega) - E_c^{\text{BC}}(\omega)] \quad (20)$$

约束条件:

$$E_{c0} - E'_c \geq 0 \quad (21)$$

其中:

$$E_c^{\text{IL}}(\omega) = E_{c1}^{\text{IL}}(\omega) + E_{c2}^{\text{IL}}(\omega) = \sum_{t=1}^T a_1 \cdot P^{\text{IL}}(\omega, t) \cdot [\lambda^{\text{IL}} + \lambda_0(t)] \cdot \delta(\omega, t) + \sum_{t=1}^T \{ \tau^{\text{IL}} \cdot \lambda_0(t) \cdot a_2 \cdot [P_1(\omega, t) - P^{\text{IL}}(\omega, t)] + a_2 \cdot P^{\text{IL}}(\omega, t) \cdot \lambda_0(t) \} \cdot \delta(\omega, t) \quad (22)$$

$$E_c^{\text{PL}}(\omega) = \sum_{t=1}^T [P_1(\omega, t) \cdot \tau^{\text{PL}} \cdot \lambda_0(t) - P^{\text{PL}}(\omega, t) \cdot (1 - \tau^{\text{PL}}) \cdot \lambda_0(t)] \cdot (1 - \delta(\omega, t)) \quad (23)$$

$$E_c^{\text{BC}}(\omega) = m^{\text{BC}} \cdot [P^{\text{IL}}(\omega, t) \cdot \delta(\omega, t) + P^{\text{PL}}(\omega, t) \cdot (1 - \delta(\omega, t))] \cdot \lambda_{\text{re}}(\omega, t) \quad (24)$$

$$E_c^{\text{DP}}(\omega) = \sum_{t=1}^T [P_2(\omega, t) \cdot \lambda_0(t) - [P_2(\omega, t) + \Delta P(\omega, t)] \cdot \lambda'(\omega, t)] \quad (25)$$

式(22)表示可中断负荷项目收益,包括中断补偿收益(方案1)/原负荷节省的用电费用(方案2)和减少的购电成本。式(23)表示电量收购项目收益,由原负荷节省的用电费用和新增加的购电成本构成。式(24)表示合同用户受到的预先违约惩罚。式(25)表示关键负荷电价项目收益,为参与用户节省的自身购电成本。

3.3 用户满意度目标函数

用户参与需求响应项目主要有两个目的,一是尽量维持原有用电方式,二是最大程度的节省用电成本,因此用户侧为多目标优化问题,目标函数为

$$\begin{cases} f_2 = \max r_1 \\ f_3 = \max r_2 \end{cases} \quad (26)$$

4 模型求解

4.1 求解方法分析

本文所建立的模型是典型的双层非线性随机规划模型。其中,上层模型由式(1)—(15)组成,决策变量为 $\lambda^{\text{IL}}(t)$ 、 $\tau^{\text{IL}}(t)$ 、 $\tau^{\text{PL}}(t)$ 、 $\mu(t)$ 、 $\nu(t)$,下层模型由式(16)—(26)组成,决策变量为 $P^{\text{IL}}(\omega, t)$ 、 $P^{\text{PL}}(\omega, t)$ 。求解过程采用迭代交替求解的方式,通过上下两层间优化结果相互影响的循环反馈机制,不断调整各层的最优解直至两层问题的解同时达到最优。由于

拆分后的上下层问题均为非线性规划,因而对上、下层问题分别采用基于最优保留策略的自适应遗传算法和二代非劣排序遗传算法进行求解。对于下层多目标优化问题采用模糊隶属度进行最优解选取,参考文献[17]。

此处需要指出, $P_{\text{re},\text{buy}}(\omega, t)$ 和 $P_{\text{re},\text{sale}}(\omega, t)$ 两变量作为最优解的一部分,在求解过程中并不属于决策变量。由于本文针对功率实时平衡问题进行研究,每个场景中的功率不平衡量均为确定值。因而该两变量实质上为需求响应调用量 $P^{\text{IL}}(\omega, t)$ 、 $P^{\text{PL}}(\omega, t)$ 的函数,所以不作为决策变量列出。

4.2 求解过程

本模型分为两个子问题进行求解,只有在两个子问题同时收敛时才视为收敛。下层问题的求解嵌套于上层问题求解过程的每次迭代中,当且只当下层问题收敛时,上层问题根据下层问题最优解调整本代种群适应度,并继续迭代过程,否则视为无效种群,返回上一次迭代过程。当两层问题同时收敛时,可求得最优结果。模型求解流程如图2所示。

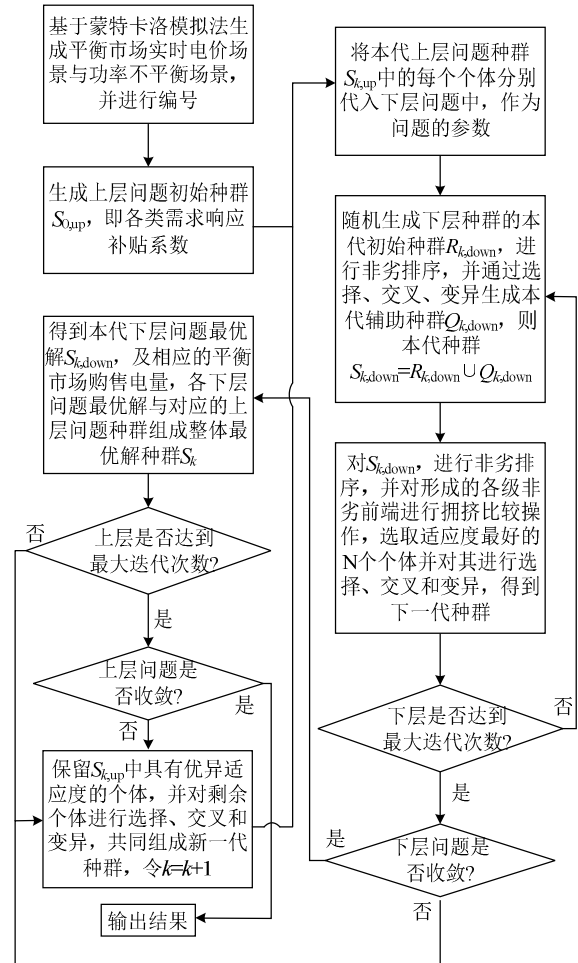


图2 双层规划模型求解流程

Fig. 2 Flow chart of bi-level optimization model

5 算例分析

5.1 参数设置

本文以 24 h 为优化周期,采用蒙特卡洛模拟法对负荷预测误差百分数、平衡市场价格和用户负荷曲线进行场景生成,负荷预测误差百分数设定服从正态分布 $N(0,1.635 \ 9^2)$,平衡市场的交易价格设定服从正态分布 $N(0.635 \ 8,1.5^2)$,通过多场景生成技术最终产生 100 组场景。用户历史违约概率 m^{BC} 取 0.2,置信水平 β 取 0.95。

本文参照某地区用户负荷曲线,采用蒙特卡洛模拟法生成均值为 82 352.93 MW,标准差为 3.285 7 的负荷曲线模拟用户侧 24 h 计划用电负荷。并设定有 50% 的用户参与需求响应项目,其中包括 30% 参与可中断负荷和电量收购项目的用户,20% 参与关键负荷电价项目的用户。需求响应项目参数设置详见附录。

5.2 结果分析

1) 模型收敛性分析。

图 3 给出了风险规避因子 γ 取 1 时目标函数的收敛曲线。本模型采用的算法在有限的迭代次数内可得到全局最优解,且收敛性较好。下层目标函数在上层目标函数逼近最优解的过程中,受到抑制呈现下降趋势。

2) 售电公司平衡市场优化交易策略分析。

计及售电公司和用户双侧目标函数的模型采用双层规划求解,仅考虑售电公司侧目标函数的模型采用单层优化求解。

需求响应项目负荷调用量占总不平衡负荷的多少表征需求响应项目参与电量差额平衡的程度 η , 公式为

$$\eta=\sum_{\omega} \pi(\omega) \cdot \sum_{t=1}^T \frac{\left|P^{\text{IL}}(\omega, t)\right|+\left|P^{\text{PL}}(\omega, t)\right|+\left|\Delta P(\omega, t)\right|}{24 \cdot\left|\Delta L(\omega, t)\right|}$$

图 4 展示了 η 随 γ 的变化趋势。

分析图4可得,随着 γ 增大,售电公司对风险

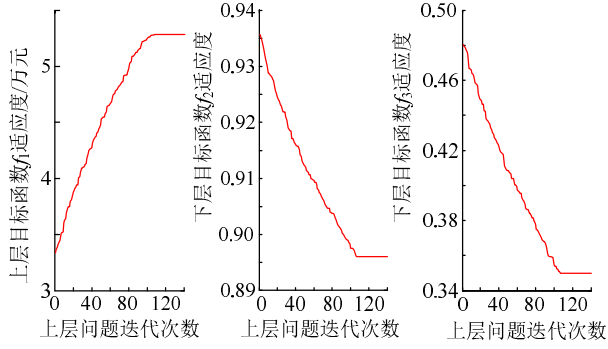


图3 目标函数收敛性
Fig. 3 Convergence of objective function

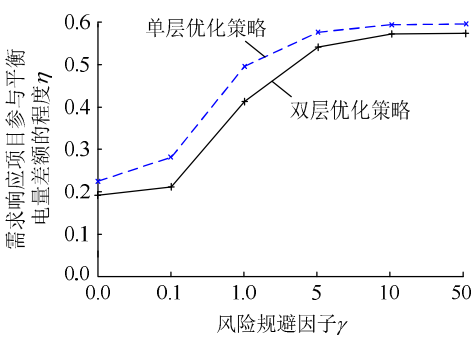


图4 不同 γ 下 η 的变化
Fig. 4 η of different γ

的接受程度减小,对 $R_{CVaR,\beta}$ 的考虑程度显著增大,因而为优化交易收益,售电公司通过提高 η , 增加需求响应项目的负荷调用量,减少与平衡市场直接交易,降低风险损失。

在单层优化策略中,售电公司不考虑用户满意度,不受用户参与收益和用电方式改变程度的约束,仅从自身增大交易收益和减小风险损失角度进行优化,因而与双层优化策略相比,各 γ 下的需求响应项目负荷调用量均有所增大。

不同 γ 下售电公司需求响应策略如表 1 所示。售电公司在电量短缺时段调用可中断负荷项目和电价上调的关键负荷电价项目,在电量剩余时段调用电量收购项目和电价下调的关键负荷电价项目。每个时段各需求响应项目的参数优化结果主要由该时段的平衡市场电价和售电公司电量差额决定,各时段的参数优化结果之间无较大影响,但随着 γ 的变化,各时段的参数优化结果有相近的变化趋势。因此,本文仅分别选取了售电公司出现电量短缺和电量剩余的某 2 个时段进行分析。

分析表 1 可得,随着 γ 增大, λ^{IL} 、 τ^{IL} 、 τ^{PL} 先升高后降低, μ 、 ν 逐渐升高和降低。这是由于售电公司为规避风险损失,增加了需求响应项目负荷调用

表 1 不同 γ 下需求响应策略						
Tab. 1 Demand response strategy of retailer with different γ						
模型	γ	$\lambda^{\text{IL}}/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$	$\tau^{\text{IL}}/\%$	$\tau^{\text{PL}}/\%$	μ	ν
双层优化模型	0.0	0.335 1	6.37	4.22	1.009 1	0.899 7
	0.1	0.337 4	6.43	4.26	1.013 8	0.891 6
	1.0	0.340 2	6.49	4.30	1.021 8	0.888 0
	5.0	0.342 6	6.60	4.35	1.031 8	0.879 9
	10.0	0.341 1	6.52	4.28	1.032 4	0.878 1
	50.0	0.339 7	6.47	4.26	1.032 5	0.878 0
单层优化模型	0.0	0.333 7	6.41	4.10	1.010 4	0.858 2
	0.1	0.336 0	6.47	4.14	1.016 9	0.846 2
	1.0	0.338 8	6.54	4.17	1.026 3	0.839 2
	5.0	0.340 7	6.66	4.20	1.034 5	0.833 4
	10.0	0.337 5	6.61	4.06	1.037 6	0.829 2
	50.0	0.336 7	6.58	4.03	1.038 6	0.827 8

量,因而售电公司在 γ 增大初期提高 λ^L 和 τ^L ,增大用户用电成本的节省程度以鼓励用户参与,当 λ^L 和 τ^L 提高到一定程度,售电公司在维持一定用户满意度的情况下,适当减小了 λ^L 和 τ^L 以优化自身交易收益。对于关键负荷电价项目,售电公司只有通过逐渐提高或降低电价来引导用户增大需求响应项目负荷参与量。

对比双层优化策略,单层优化策略中 λ^L 、 τ^L 、 τ^{PL} 均有所降低,这是由于单层优化策略不考虑用户满意度,售电公司希望给予用户最低的补偿以最大化自身收益,因而降低了各项目的补偿和折扣率。单层优化策略 μ 和 ν 的调节程度相对大于双层优化策略,这是由于单层优化策略中需求响应项目的负荷调用量相对较大,因而只有增加电价向上和向下调节幅度才能增大用户侧负荷参与量。

图5给出了不同优化方式下,用户满意度随 γ 的变化情况。随着 γ 增大, r_1 逐渐减小, r_2 先增加后减小。这是由于 γ 越大,售电公司调用需求响应项目的负荷量越多,用户负荷曲线的改变程度越大,因而 r_1 越小。同时,在 γ 增大初期,售电公司不断提高各项项目的补偿价格及折扣率,使用户节省更多的用电费用,以提升其参与需求响应项目的积极性;在 γ 增大后期,售电公司为优化自身交易收益逐渐减小了对用户的补偿程度,并且随着用户参与需求响应项目负荷量的增加,所承担的预先违约惩罚越大,因而 r_2 整体呈现下降趋势。 r_2 曲线的趋势转折点主要与用户参与需求响应项目的负荷量以及售电公司制定的需求响应策略(补偿价格、电价调节比率等)有关。

对比双层优化策略,单层优化策略中售电公司调用了更多用户侧负荷,并采取了更利于收益的需求响应定价策略,但用户侧满意度均明显小于双层优化策略。实际中,需求响应项目的顺利实施极大取决于用户参与的积极度,因而计及用户满意度的

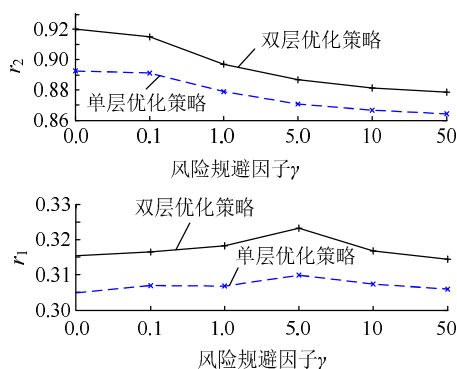


图5 不同 γ 下用户满意度变化

Fig. 5 Customer satisfaction of different γ

模型和优化求解更具有实际意义。

3) 风险规避因子对交易策略的影响。

在平衡市场中,将传统的直接市场交易策略作为策略1,将引入可中断负荷/电量收购和关键负荷电价两类项目的优化交易策略作为策略2,将仅引入可中断负荷/电量收购项目的优化交易策略作为策略3。在策略3中,将策略2中参与关键负荷电价项目的用户设置为不再参与,其他参数设置不变。

图6给出了售电公司在 γ 下的平衡市场交易收益期望变化情况。策略2和策略3中,随着 γ 增大,售电公司的收益期望不断减小。这是由于售电公司越希望规避风险,采取的交易策略越保守,从而收益期望越低。并且随着 γ 增大,收益期望的降低程度逐渐变缓,最终趋于稳定,这是由于交易策略中需求响应项目的调用程度有一定极限,当达到极限后,交易策略就不再随 γ 变化,收益期望也就稳定不变。对比策略3,策略2的收益期望在任一 γ 下均较大,这是由于策略2中还采用了关键负荷电价项目,售电公司拥有了更多交易选择,更多用户侧负荷可作为平衡资源,因此,在两类需求响应项目和直接市场交易的配合下,售电公司收益期望大于仅引入一类需求响应项目的策略3。对比策略2和策略3,在策略1中,售电公司完全与平衡市场直接交易,无条件接受市场价格的极大波动性和不确定性,无法规避有损交易收益的恶劣市场价格,因而收益期望在任一 γ 下均小于策略2和策略3。

图7给出了不同 γ 下售电公司 $R_{CVaR,\beta}$ 的变化情况。策略2和策略3中,随着 γ 增大, $R_{CVaR,\beta}$ 渐减小。风险主要由波动的市场价格产生,随着风险规避程度增加,更多情况下的市场价格对于售电公司来说是恶劣价格,因而售电公司更大程度地减少了与平衡市场的直接交易量,从而降低恶劣价格带来的损失。对比策略3,策略2的风险损失在任一 γ 下均较小,这是由于策略3中售电公司多引入了关键负荷电价项目,拥有更多规避风险的手段,因而

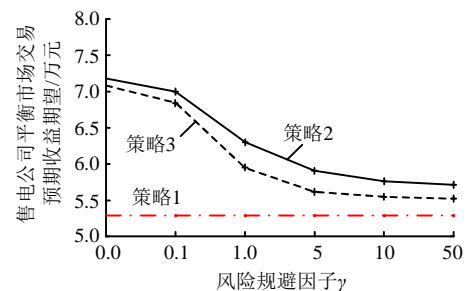


图6 不同 γ 下售电公司平衡市场交易收益期望变化

Fig. 6 Profit of electricity retailer in balancing market of different γ

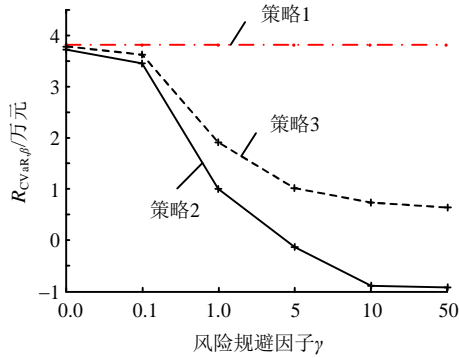


图7 不同 γ 下 $R_{CVaR,\beta}$ 的变化
Fig. 7 Risk loss $R_{CVaR,\beta}$ of different γ

风险损失也较小。综合图6、7，预期收益和风险损失的变化趋势正体现了低风险-低收益的市场规律。对比策略2和策略3，在策略1中，售电公司无法规避市场交易风险，因而风险造成的预期损失始终高于策略2和策略3。

4) 平衡市场电价波动性 σ_m^2 对交易策略影响。

图8给出了 η 随 σ_m^2 的变化趋势。当 γ 一定时，随着 σ_m^2 增加， η 逐渐变大。这是由于 σ_m^2 越大，平衡市场出现恶劣电价的概率越大，因而售电公司需要提高 η ，规避恶劣价格对预期收益的不良影响。

图9、10分别给出了不同 σ_m^2 下，售电公司平衡市场交易收益期望和 $R_{CVaR,\beta}$ 的变化情况。当 γ 一定时，随着 σ_m^2 增加，售电公司收益期望逐渐减小， $R_{CVaR,\beta}$ 逐渐增大。这是由于在 γ 一定时，直接市场交易风险随着 σ_m^2 增加而变大，售电公司策略趋于保守，通过提高 η 以减少直接市场交易，从而收益

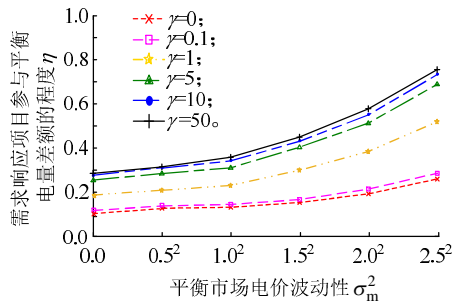


图8 不同 σ_m^2 下 η 的变化

Fig. 8 η of different σ_m^2

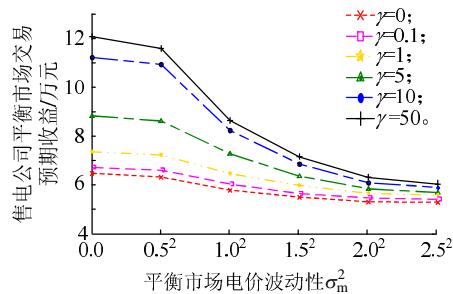


图9 不同 σ_m^2 下售电公司平衡市场交易收益期望变化

Fig. 9 Profit of electricity retailer in balancing market of different σ_m^2

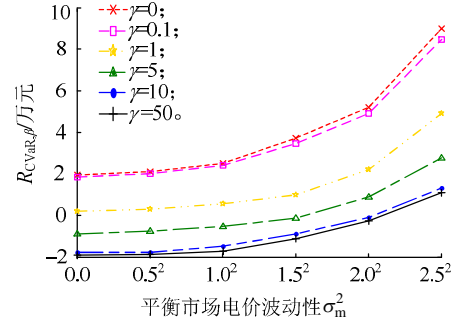


图10 不同 σ_m^2 下 $R_{CVaR,\beta}$ 变化

Fig. 10 Risk loss $R_{CVaR,\beta}$ of different σ_m^2

期望降低。虽然直接市场交易不断减少，但仍有交易存在，且随着 σ_m^2 增加，交易风险明显增大，因此对于完整的交易策略， $R_{CVaR,\beta}$ 还是不断增加的。

6 结论

本文研究了售电公司在平衡市场中的交易策略和风险评估问题，主要结论如下：

1) 提出了需求响应项目参与的平衡市场优化交易策略模型，引进用户侧负荷作为平衡资源，并采用 CVaR 评估交易策略的风险损失。通过与传统交易策略对比，证明了本文所提模型能够优化售电公司预期交易收益，降低预期风险损失。

2) 分析了不同风险偏好售电公司的需求响应项目策略，以及风险偏好和平衡市场电价波动性对售电公司预期收益和预期风险损失的影响。风险规避程度越高的售电公司，需求响应项目参与电量差额平衡的程度越高，交易策略越保守，预期收益和预期风险损失越小。平衡市场电价波动性越大，恶劣价格出现概率越高，直接市场交易量越少，预期收益越小，风险损失越大。

3) 采用双层规划思想，在优化售电公司收益和风险损失的同时计及了用户满意度。虽然不考虑用户满意度时售电公司可以增加需求响应项目负荷调用量，并制定较低的补偿策略以优化自身收益，但此时用户满意度明显偏低，在实际中会严重影响用户参与积极性，因而本文的优化模型能够实现售电公司和用户的双赢，更具有实际意义。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/volumn/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 罗琴. 市场环境下载电公司购售电策略研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2014.
- [2] Daniel S K. Demand-side view of electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(2): 520-527.
- [3] 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: IEEE, 2013: 1-8.
- [4] 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 (GreenCom). Beijing, China: IEEE, 2013: 157-162.
- [5] 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(in Chinese).
- [6] 刘丹, 王丽萍, 纪昌明. 北欧统一电力市场的组成和运营模式介绍(1)物理市场: 现货市场、平衡市场和实时市场[J]. 国际电力, 2003, 34(3): 4-7.
- Liu Dan, Wang Liping, Ji Changming. An introduction to the framework and operation model of nordic uniform power market(1) the physical market-Elspot, Elbas and real-time market[J]. International Electric Power for China, 2003, 34(3): 4-7(in Chinese).
- [7] 文安, 黄维芳, 刘年. 英国电力市场的电量交易平衡机制[J]. 南方电网技术, 2014, 8(5): 1-5.
- Wen An, Huang Weifang, Liu Nian. The balancing mechanism of the UK electricity trading market[J]. Southern Power System Technology, 2014, 8(5): 1-5(in Chinese).
- [8] 吴国玥, 蒋金良, 华栋. 考虑实时平衡市场的合约交易模式研究[J]. 电力自动化设备, 2005, 25(2): 18-21.
- Wu Guoyue, Jiang Jinliang, Hua Dong. Research on contract trade model considering real-time market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2005, 25(2): 18-21(in Chinese).
- [9] 邸世辉. 电力零售市场中零售商购售电收益-风险研究[D]. 北京: 华北电力大学(北京), 2008.
- [10] Janne K, Ahti S, Derek W B. Optimization of electricity retailer's contract portfolio subject to risk preferences[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(1): 117-128.
- [11] 艾欣, 周树鹏, 赵阅群. 基于场景分析的含可中断负荷的优化调度模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(S1): 25-31.
- Ai Xin, Zhou Shupeng, Zhao Yuequn. Research on optimal dispatch model considering interruptible loads based on scenario analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(S1): 25-31(in Chinese).
- [12] Alireza H, Hossein S, Sheikh-El-Eslami M K. A stochastic-based decision-making framework for an electricity retailer: time-of-use pricing and electricity portfolio optimization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(4): 1808-1816.
- [13] 马春艳, 董春发, 吕志鹏. 计及随机因素的商业型虚拟发电厂短期交易与优化运行策略[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1543-1549.
- Ma Chunyan, Dong Chunfa, Lü Zhipeng. Short-term trading and optimal operation strategy for commercial virtual power plant considering uncertainties[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1543-1549(in Chinese).
- [14] 胡殿刚, 刘毅然, 王坤宇. 多商业型虚拟发电厂联合竞标及分配策略[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1550-1557.
- Hu Diangang, Liu Yiran, Wang Kunyu. Joint Bidding and distribution strategies for multiple commercial virtual power plants[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1550-1557(in Chinese).
- [15] 曾鸣. 电力需求侧响应原理及其在电力市场中的应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2010: 30-35.
- [16] 丁伟, 袁家海, 胡兆光. 基于用户价格响应和满意度的峰谷分时电价决策模型[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(20): 14-18.
- Ding Wei, Yuan Jiahai, Hu Zhaoguang. Time-of use price decision model considering users reaction and satisfaction index[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(20): 14-18(in Chinese).
- [17] 周任军, 李绍金, 陈瑞先. 采用模糊自修正粒子群算法的碳排放权交易冷热电多目标调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6119-6126.
- Zhou Renjun, Li Shaojin, Chen Ruixian. Combined cool and heat and power multi-objective scheduling considering carbon emissions trading using algorithm of fuzzy self-correction particle swarm optimization[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6119-6126(in Chinese).



杨萌

收稿日期: 2016-08-05.

作者简介:

杨萌(1992), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为智能电网优化调度、电力系统运行与分析及电力市场, E-mail: 591226377@qq.com;

艾欣(1964), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向为新能源与电力系统及电力系统分析、运行与控制, E-mail: x.ai@163.com;

唐亮(1982), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为新能源电力系统及微网, E-mail: tang10311@ah.sgcc.com.cn;

郭帅(1992), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统优化调度, E-mail: 1361278895@qq.com;

罗庚玉(1960), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为新能源电力系统及微网, E-mail: luoguy@ah.sgcc.com.cn.

(责任编辑 王金芝)

附录

1 售电公司参与电力市场交易框架

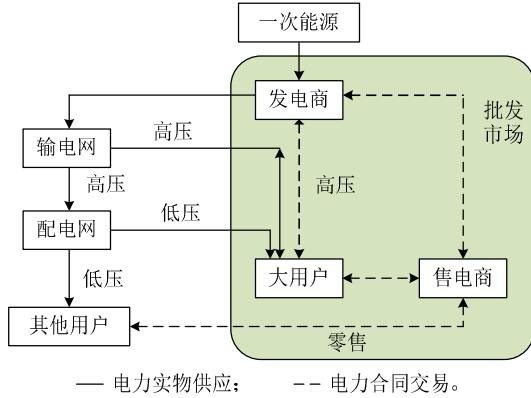


图 1 电力市场主体关系框架图

Fig. 1 Relationship between the major parties in electricity market

2 多场景法生成步骤

1) 采用蒙特卡罗法模拟生成平衡市场价格、用户侧负荷、负荷预测误差百分数的场景信息。某一具体模拟场景为 $\omega = [p_1(\omega), p_2(\omega), p_3(\omega), \dots, p_t(\omega), \dots, p_T(\omega)]^T$ ，其中： $\omega \in \Omega$ ； $p_t(\omega)$ 表示场景 ω 下 t 时段的平衡市场价格或用户侧负荷或负荷预测误差百分数； T 为时段数； Ω 为场景集合。

2) 生成场景的规模通常十分巨大，以保证场景模拟的多样性。为减轻计算负担并保持一定的可信性，可使用概率距离思想对相似场景进行缩减，本文中采用的场景缩减法为快速前向选择法。

3 需求响应项目相关约束

3.1 可中断负荷项目约束

1) 可中断负荷调用功率上下限约束。

$$P^{\text{IL},\min}(\omega, t) \leq P^{\text{IL}}(\omega, t) \leq P^{\text{IL},\max}(\omega, t) \quad (1)$$

2) 可中断负荷补偿价格约束。

$$\lambda^{\text{IL},\min}(t) \leq \lambda^{\text{IL}}(t) \leq \lambda^{\text{IL},\max}(t) \quad (2)$$

3) 电价折扣率约束。

$$\tau^{\text{IL},\min}(t) \leq \tau^{\text{IL}}(t) \leq \tau^{\text{IL},\max}(t) \quad (3)$$

式中： $P^{\text{IL},\min}(\omega, t)$ 、 $P^{\text{IL},\max}(\omega, t)$ 分别为用户在 t 时段的最小、最大可中断量； $\lambda^{\text{IL},\min}(t)$ 、 $\lambda^{\text{IL},\max}(t)$ 分别为可中断负荷的最小、最大补偿价格； $\tau^{\text{IL},\min}(t)$ 、 $\tau^{\text{IL},\max}(t)$ 分别为最小、最大电价折扣率。

3.2 电量收购项目约束

1) 电量收购调用功率上下限约束。

$$P^{\text{PL},\min}(\omega, t) \leq P^{\text{PL}}(\omega, t) \leq P^{\text{PL},\max}(\omega, t) \quad (4)$$

2) 电价折扣率约束。

$$\tau^{\text{PL},\min}(t) \leq \tau^{\text{PL}}(t) \leq \tau^{\text{PL},\max}(t) \quad (5)$$

式中： $P^{\text{PL},\min}(\omega, t)$ 、 $P^{\text{PL},\max}(\omega, t)$ 分别为用户在 t 时段的最小、最大收购量； $\tau^{\text{PL},\min}(t)$ 、 $\tau^{\text{PL},\max}(t)$ 分别为最小、最大电价折扣率。

3.3 关键负荷电价项目约束

1) 电价调节比率约束。

$$\begin{cases} 1 < \mu(t) < 1.2 \\ 0.8 < \nu(t) < 1 \end{cases} \quad (6)$$

2) 负荷改变量上下限约束。

$$\begin{cases} 0 < \Delta P(\omega, t) < B_{\text{up}}(t) \cdot P_2(\omega, t), & \delta(\omega, t) = 0 \\ B_{\text{down}}(t) \cdot P_2(\omega, t) < \Delta P(\omega, t) < 0, & \delta(\omega, t) = 1 \end{cases} \quad (7)$$

式中 $B_{\text{up}}(t)$ 、 $B_{\text{down}}(t)$ 分别为用户在 t 时段负荷的最大增加、削减比率。

4 算例参数

表 1 电力用户需求响应项目参数

Tab. 1 Demand response projects parameters of the power customers

需求响应项目	可中断负荷项	可中断负荷项	可中断项目补	电量收购项目	电量收购项目	动态电价项目	动态电价项目
参与用户	参与调目最小	参与调目最大	参与调目最大	参与调目最小	参与调目最大	参与调目最大	参与调目最大
原始电价	参与调目最小	参与调目最大	参与调目最大	参与调目最小	参与调目最大	参与调目最大	参与调目最大
格 λ_0 (元/(kW·h))	$P^{\text{IL},\min}/P^{\text{IL}}$	$P^{\text{IL},\max}/P^{\text{IL}}$	概率 α_1	$P^{\text{PL},\min}/P^{\text{PL}}$	$P^{\text{PL},\max}/P^{\text{PL}}$	B_{up}	B_{down}
数值	0.616	0.02	0.06	0.5	0.02	0.06	0.02