

计及风险的电力市场双边合同多阶段谈判模型

张富强¹, 文福拴², 颜汉荣³, 余志伟³, 钟志勇³, 黄杰波³

(1. 国网能源研究院, 北京市 100052; 2. 浙江大学电气工程学院, 浙江省杭州市 310027;
3. 香港理工大学电机工程学系, 香港)

摘要: 双边合同是市场参与者规避现货市场电价风险的有效手段。现有的关于双边合同的研究大多集中于对其在规避风险和抑制市场势力的作用方面, 而对双边合同的价格形成机制则关注甚少。在此背景下, 提出了计及风险的电力市场双边合同多阶段谈判模型, 其中采用了系列动态讨价还价来描述谈判过程。以期望效用理论描述由于电价波动给市场参与者带来的风险, 采用让步因子描述参与者的谈判策略, 并为市场参与者设置了期望效用和期望利润的下限限制。最后, 用算例说明了所发展模型的基本特征。

关键词: 电力市场; 双边合同; 现货市场价格风险; 期望效用理论; 让步因子; 合同价格谈判

0 引言

在电力市场环境下, 现货交易为市场参与者创造了获取较高利润的机会, 但同时也带来了比较高的风险。由于电能不能大量储存且电能交易受到电力网络输送能力的限制, 电力现货市场的电价一般具有较强的波动性。双边合同一般覆盖较长的时间, 价格一般也预先锁定, 这可以为相关的发电公司和用户规避电价波动风险, 同时保证用户有稳定的电力供应以及发电公司有长期稳定的负荷需求。因此, 世界各国在电力市场化改革的初期, 一般以双边合同方式为主进行电力交易。例如: 在英国电力市场运营的初期, 80% 的电力交易是通过双边合同进行的, 而在新的电能交易模式(NETA)实施以后, 这个比例增加到了 95%。

有些研究工作从发电公司的角度出发, 分析了如何在包括双边合同和现货市场等多个交易市场中优化分配有限的发电容量, 以最大化总的期望利润并最小化相应的风险。此后, 相关的研究工作又被扩展到了购电商的风险控制。对于这一问题, 现有的解决方法大多借鉴现代投资组合理论中广为采用的均值-方差模型, 首先用收益的均值和方差分别描述期望收益和相应的风险, 进而利用效用函数进行协调。文献[1]从发电公司的角度出发, 综合考虑了电价波动风险和发电机组的运行约束, 建立了兼

顾期望效益与风险的发电公司在多个市场电能分配的效用模型。文献[2]采用条件风险价值(CVaR)作为描述风险的指标, 构造了保证发电公司在一定期望收益率下使风险最小化的数学模型。文献[3]基于均值-方差原理发展了一种发电公司交易策略模型, 充分考虑了交易计划期内每个交易时段的电价特性并针对每个交易时段制定了不同的交易策略, 这有助于发电公司实现利润最大化和风险最小化的目标。文献[4]以效用函数为基础, 采用购电费用的方差计量风险, 研究了供电公司在电能市场和备用市场的购电分配问题。文献[5]在双边合同的基础上, 考虑了期权交易对风险控制的影响。文献[6-8]分别从发电公司、大用户和零售商的角度研究了合同市场问题, 这 3 篇文献均以随机规划作为优化工具, 以 CVaR 作为风险计量指标。

上述研究中对远期合同电价的模拟主要采用 2 种方法: ① 远期合同电价是已知且固定的^[1,5-8]; ② 远期合同电价服从参数已知的正态分布^[2-4]。事实上, 对于现货电价, 可基于对历史数据的统计分析或电价模拟等方法估计其概率分布。然而, 对于双边合同, 由于合同电价是参与合同双方(本文主要关注发电公司和配电公司/大用户)协商得到的, 成交价格信息一般不会公之于众, 这样就无法根据历史数据采用统计分析方法得到合同电价的概率分布。

就作者所知, 到目前为止对合同交易价格的形成机理研究较少。文献[9]基于博弈论研究了电力市场双边交易智能体谈判策略, 首先应用层次分析法对可能的交易对象进行综合评价并确定混合策略的选择概率, 然后由智能体有选择性地寻找那些价

收稿日期: 2010-07-09; 修回日期: 2010-08-19。
高等学校博士学科点专项科研基金资助项目(200805610020); 国家科技支撑计划资助项目(2008BA A13B10)。

格水平能满足自身利润要求、承担风险较小、成交可能性大的交易对象。文献[10]研究了不完全信息情况下双边合同的谈判过程,其属于合同数量确定、价格不确定的单阶段谈判博弈问题。文中首先假定合同的一方只知道自己的运行成本而不知道对方的成本,然后将此问题转化为不完全信息下的非合作谈判问题,谈判双方根据对谈判对方的成本以及谈判策略的估计来确定自身的谈判策略。文献[11]也针对合同数量确定、价格不确定的合同谈判问题进行了研究,构造了该问题的静态贝叶斯均衡模型,在给出了若干假设条件的前提下得到了贝叶斯均衡解,然而,该文没有分析合同数量和价格都不确定的一般情形,而且所研究的价格形成过程是静态的,即单时段谈判博弈问题。事实上,在实际的双边合同谈判中,价格谈判一般不是一次报价就可以完成的,而是一系列动态讨价还价过程,而且合同数量和价格是相互影响的。因此,有必要深入研究合同价格和数量都不确定情况下的双边合同的动态谈判过程。在国内当前推广实施大用户直购电的大环境下,对这个问题的研究就显得尤为重要。

由于双边合同谈判时存在信息不完全问题,因此本文主要并不是求解双边合同谈判的均衡状态,而只是描述谈判双方都考虑风险约束时如何通过轮流出价谈判确定双边合同的价格和交易量。换言之,本文试图发展计及风险的双边合同谈判模型。

1 双边合同与现货市场的关系

双边合同交易是规避现货市场价格风险的有效途径。市场参与者通过双边合同,把买卖的相当部分电量价格事先确定了,这就减少了其整体风险。在下面的研究中,假设市场参与者是价格接受者,即其市场行为不会影响现货市场电价,且暂不考虑由输电阻塞所引起的风险。

1.1 双边合同市场

双边合同分为物理合同和金融合同两大类。本文的研究针对物理双边合同,其由发电公司与供电公司(或零售公司、大用户)在交割日之前签订,具体的电价、交易量、交割期由双方协商达成。一个典型的物理双边合同一般包含以下要素:①电能交割的开始和终止时间;②在交割期内的合同功率数量;③交割的电能价格 λ^F ;④电能交割的时段;双边合同未必覆盖一日全部24h,可以只针对一日内的某些时段。例如:某发电公司和某供电公司就未来一个日历年签订了一个峰荷双边合同,合同内容为在2011年1月1日至2011年12月31日期间,每日

08:00—20:00交割100MW的功率,价格为50美元/(MW·h),由于某时段的合同电量等于合同功率和持续时间的乘积,发电公司将从此合同中获得的无风险收益为 2.19×10^7 美元。

图1给出了此峰荷双边合同与供电公司典型负荷曲线的关系。在08:00—20:00,除阴影部分所表示的双边合同购电区域,供电公司还需要在现货市场中购买电能以满足其供电区域内的负荷需求。 P^F 指所签订合同的头寸(也指双边合同电量),在此合同中其值为100MW。

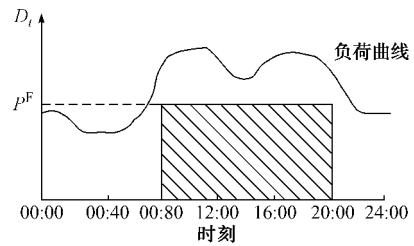


图1 双边合同与典型负荷曲线的关系

Fig. 1 Relationship between a bilateral contract and a typical load curve

本文以峰荷合同为例进行了说明,但所给出的方法框架对基荷合同谈判同样适用。

1.2 现货市场的电价模拟

现货市场电价具有均值回归、波动性、跳跃性等特点。一般认为,含有时间序列的带尖峰均值-回归(mean-reverting with spikes, MRS)模型能够比较合理地反映现货市场电价的这些特征^[12]。MRS与一般均值-回归模型最显著的区别在于其能够模拟现货电价的尖峰特性。这里利用MRS模型产生 N 组能够模拟现货市场电价的时间序列,并假设这些电价场景在未来都以相同的概率出现。MRS模型的细节详见附录A。

1.3 发电公司的期望利润

在没有特别说明的情况下,下文中的上标G, D, F, P分别表示发电公司、供电公司、双边合同和现货市场。

发电公司的利润等于其出售电能的收入与其发电成本之差。出售电能的收入包括其在合同市场和现货市场的收入。因此,对于某一电价序列 ω 所研究的发电公司的利润可表示如下:

$$\pi_{\text{profit}}^G(\omega) = \sum_{t \in T} \left[R_t^{\text{FG}} + R_t^{\text{PG}}(\omega) - \sum_{g \in G} C_{g,t}^G(\omega) \right] = \sum_{t \in T} \left[\lambda^F P^F d_t + \lambda^P(\omega) (P_t(\omega) - P^F) d_t - \sum_{g \in G} C_g^G P_t(\omega) d_t \right] \quad (1)$$

式中: T 为所研究时段的集合; G 为发电公司的机组集合; R_t^{PG} 为在时段 t 内发电公司在合同市场出售电能的收入; $R_t^{PG}(\omega)$ 为在序列 ω 中时段 t 内现货市场出售电能的收入; $C_{g,t}^G(\omega)$ 为 G 内机组 g 在该时段的生产成本; λ^F 为双边合同电价; d_t 为 t 的持续时间; $\lambda^P(\omega)$ 为通过 MRS 模型获得的现货市场电价序列 ω 在时段 t 的值; $P_t(\omega)$ 为发电机 g 的有功出力, C_g^G 为其单位生产成本。

期望利润等于每个场景下的利润乘以相应的场景概率后求和, 数学描述为:

$$\pi_{p, \text{profit}}^G = \sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) \pi_{\text{profit}}^G(\omega) \quad (2)$$

式中: Ω 为所有电价序列的集合; $p(\omega)$ 为电价场景 ω 出现的概率。

1.4 配电公司的期望利润

配电公司的利润等于出售电能给用户所带来的收入减去购买电能的成本。成本包含 2 个部分: ①从现货市场购电的成本; ②从合同市场购电的成本。因此, 在电价场景 ω 下的利润可以描述为:

$$\begin{aligned} \pi_{\text{profit}}^D(\omega) = & \sum_{t \in T} (R_t^R - C_t^{PD}(\omega) - C_t^{FD}) = \\ & \sum_{t \in T} [\lambda^R D_t d_t - \lambda^P(\omega) (D_t - P^F) d_t - \\ & \lambda^F P^F d_t] \end{aligned} \quad (3)$$

式中: R_t^R 为配电公司在时段 t 出售电能所获得的利润; $C_t^{PD}(\omega)$ 为在电价序列 ω 中时段 t 内从现货市场购买电能的成本; C_t^{FD} 为在时段 t 内从合同市场购买电能的成本; λ^R 为用户侧的分时电价; D_t 为时段 t 的负荷。

配电公司的期望利润等于每个场景下的利润乘以相应的场景概率后求和:

$$\pi_{p, \text{profit}}^D = \sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) \pi_{\text{profit}}^D(\omega) \quad (4)$$

2 期望效用理论

期望效用理论提供了在不确定环境下进行风险决策的一种途径。假设 x 单位确定的货币财富的效用可用 $u(x)$ 表述。如果未来财富 X 是随机的, 其效用无法直接由 u 求得, 而只能求出 X 各个可能取值 x 的效用的期望值。假设 X 有 p_1 的概率获得 a_1 , 有 p_2 的概率获得 a_2 , ..., 有 p_n 的概率获得 a_n , 那么其期望效用值为:

$$\begin{aligned} u(X) = E(u(X)) = & p_1 u(a_1) + p_2 u(a_2) + \dots + \\ & p_n u(a_n) = \sum_{i=1}^n p_i u(a_i) \end{aligned} \quad (5)$$

式(5)即为期望效用模型, 用于求解不确定因素下的效用值。

由于理性的决策人总是偏向于拥有更多的财富, 所以可假定效用函数 u 是非降的。具体到电力市场双边合同谈判问题, 参与者将尽可能选择那些能为其带来最大期望效用的合同价格和合同电量。

2.1 效用函数

由决策人所选定的效用函数的性质刻画了决策人对待风险的态度。如选定的效用函数 $u(x)$ 为凸函数, 则称决策人是风险厌恶的。这是因为由著名的 Jensen 不等式可得:

$$E(u(X)) \leq u(E(X)) \quad (6)$$

式(6)不等号左侧为随机变量 X 的效用的期望值, 而不等号右侧为 X 期望值的效用。利用式(6)即可判断, 在具有相同期望值的所有风险中, 风险厌恶者偏爱常值风险。这就解释了风险厌恶名称的由来。

在现实生活中, 大部分投资者是理性的风险厌恶者, 适于采用上凸型效用函数描述。指数函数可以较好地描述上凸型效用函数, 即

$$u(x) = 1 - e^{-kx} \quad (7)$$

式中: $k > 0$, 称为风险厌恶因子; x 为投资组合的收益。

2.2 发电公司和配电公司的期望效用

对于发电公司和配电公司, 每一个电价序列 ω 分别对应利润 $\pi_{\text{profit}}^G(\omega)$ 或 $\pi_{\text{profit}}^D(\omega)$ 。根据式(5), 发电公司和配电公司的期望效用 u^G 和 u^D 为:

$$\begin{cases} u^G = \sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) u^G(\omega) = \sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) u(\pi_{\text{profit}}^G(\omega)) \\ u^D = \sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) u^D(\omega) = \sum_{\omega \in \Omega} p(\omega) u(\pi_{\text{profit}}^D(\omega)) \end{cases} \quad (8)$$

根据式(8)可以容易求得合同头寸为任意值时市场参与者的期望效用。

3 期望效用理论在双边合同谈判中的应用

下面研究合同价格和数量都不确定情况下的双边合同谈判模型。

在双边合同谈判中, 谈判双方无法准确获知对方的成本/收益和出价策略等信息, 但是对这些信息有一定的估计。基于这些估计, 双方各自确定自己的谈判策略, 并在谈判过程中同时确定电价和电量。在谈判过程中, 往往是一方先出价, 另一方根据此价格对应的效用和利润选择接受或拒绝; 如果拒绝, 后者可以给出自己的价格, 双方再就这个价格继续进行谈判, 直到一方接受对方出价或谈判结束为止。这是一个序贯轮流出价过程。

3.1 对保留效用的要求

发电公司/配电公司参与双边合同的必要条件是此交易所带来的期望效用大于等于各自的效用底

线(如式(9)所示),这里称此底线为保留效用。在下面的研究中,以未参加合同市场时的期望效用为基础确定最低保留效用。

$$\begin{cases} u^G \geq \kappa_U^G u_0^G \\ u^D \geq \kappa_U^D u_0^D \end{cases} \quad (9)$$

式中: κ_U^G 和 κ_U^D 分别为发电公司和配电公司参与双边合同后的保留效用比例; u_0^G 和 u_0^D 分别为发电公司和配电公司未参与双边合同(即合同量为0)时的期望效用。

在合同谈判中,一般将式(9)限定的条件统称为效用必要条件。

3.2 对保留利润的要求

这里用保留利润来表示市场参与者能够承受的期望利润下限,即只有当发电公司和配电公司的期望利润 π_{profit}^G 和 π_{profit}^D 大于等于保留利润时(如式(10)所示)才愿意签订合同。

$$\begin{cases} \pi_{profit}^G \geq \kappa_P^G \pi_{profit,0}^G \\ \pi_{profit}^D \geq \kappa_P^D \pi_{profit,0}^D \end{cases} \quad (10)$$

式中: κ_P^G 和 κ_P^D 分别为发电公司和配电公司对期望利润要求的保留利润比例,一般 κ_P^G 和 κ_P^D 的值均小于1,这表明市场参与者愿意放弃一定的期望利润以规避现货市场的价格风险; $\pi_{profit,0}^G$ 和 $\pi_{profit,0}^D$ 分别为发电公司和配电公司未参与合同市场(即合同量为0)时的期望利润。

在合同谈判中,一般将式(10)所限定的条件称为利润必要条件。

3.3 风险/收益分析

对于出价方 A 提出的合同价格 λ^F , 应对方 B 要进行风险/收益分析以决定是接受还是拒绝此价格 λ^F 。这包含以下2个步骤:

步骤1: 计算自身风险 and 收益随着合同量 P^F 在 $[0, P_{max}^F]$ (以下用 P_{WHOLE} 表示区间 $[0, P_{max}^F]$) 内的变化情况。

步骤2: 根据步骤1的结果确定满足自身风险/收益要求的合同量的可行域 P_{FEA}^B ; P_{FEA}^B 是 P_{WHOLE} 的子集,如果 P_{FEA}^B 为空,则 B 拒绝 A 的此轮报价 λ^F 。

风险/收益分析决定了应对方在谈判迭代过程中的行为。

3.4 谈判迭代过程

1) 可由发电公司或配电公司启动谈判过程。

2) 启动谈判过程的一方 A 给出满足自身风险 and 收益要求的合同价格 λ^F 以及合同量范围 P_{FEA}^A 。

3) 谈判的应对方 B 就 A 方的出价 λ^F 进行自己的风险和收益分析以确定自身的合同量 P_{FEA}^B ; 根据 P_{FEA}^B 和 P_{FEA}^A 二者的覆盖关系,将出现以下结果中的一种: ① P_{FEA}^B 和 P_{FEA}^A 有部分重叠,则 B 接受合同价

格 λ^F , 并从重叠区域中选择一个使得自身期望效用最大的合同量,这样就达成合同; ② P_{FEA}^B 和 P_{FEA}^A 没有重叠的部分,然后 B 将讨价还价,提议一个新的价格(如果发电公司为 B 方,则给出比 λ^F 更高的合同价格;如果配电公司为 B 方,则给出比 λ^F 更低的合同价格)以及相应的新的合同量可行域; ③ 如果已经达到了合同谈判的最大轮数或设定的谈判时间但仍然没有重叠的可行域,则谈判过程终止。

在谈判迭代过程中,如果 B 对 A 的出价不满意, B 将按照自身的谈判策略,给出一个新的价格。下面利用让步因子概念解释谈判策略。

3.5 谈判策略

在正式谈判之前,双方都已经各自有保留价格。在讨价还价过程中,对于发电公司,其出价区间为 $[\lambda_{min}^G, \lambda_{max}^G]$, 其中 λ_{min}^G 和 λ_{max}^G 分别为其保留价格和有效出价的上线。类似地,配电公司的出价区间为 $[\lambda_{min}^D, \lambda_{max}^D]$, 其中 λ_{min}^D 和 λ_{max}^D 分别为其有效出价的下界和保留价格。存在下述关系:

$$\begin{cases} \lambda_{min}^G = \bar{C}^G \\ \lambda_{max}^D = \bar{\lambda}^R - C_T \end{cases} \quad (11)$$

式中: \bar{C}^G 为生产单位电能的平均成本; $\bar{\lambda}^R$ 为用户侧分时电价 λ^R 的平均值; C_T 为单位电能的输送费用、网损与管理成本的总和。

发电公司和配电公司并不知道对方的保留价格,这里假设可以基于市场信息对另一方的保留价格进行估计。发电公司可以将对配电公司保留价格的估计作为其有效出价的上线 λ_{max}^G ; 同理,配电公司也可以将对发电公司保留价格的估计作为其有效出价的上线 λ_{max}^D 。

在第1轮谈判时,启动方提出一个对自己最为有利的出价;对于发电公司而言从 λ_{max}^G 开始,而配电公司则从 λ_{min}^D 开始。如果这一出价没有被采纳,则此谈判者下一轮的出价以一定的速度退让,并且向区间的另一侧移动。退让速度依赖于谈判策略,并可以用一个与谈判轮数有关的函数 $\alpha_i(n)$ ($i \in \{G, D\}$) 来表示。这样,发电公司和配电公司在第 n 轮的出价为 λ_n^G 和 λ_n^D :

$$\begin{cases} \lambda_n^G = \lambda_{min}^G + (1 - \alpha_G(n))(\lambda_{max}^G - \lambda_{min}^G) \\ \lambda_n^D = \lambda_{min}^D + \alpha_D(n)(\lambda_{max}^D - \lambda_{min}^D) \end{cases} \quad (12)$$

$\alpha_i(n)$ 可以采用多项式函数族:

$$\alpha_i(n) = \left[\frac{n}{N_P} \right]^\beta \quad (13)$$

式中: N_P 为允许的最大谈判轮数; 常数 $\beta > 0$ 被称为让步因子,其值决定了随着谈判轮数而变化的让步速度。

谈判策略主要分为 2 类^[13]: ①Boulware 策略 ($\beta < 1$), 持此策略者属于耐心坚持型; ②Conceder 策略 ($\beta > 1$), 持此策略者属于急于成交型。当采用 Boulware 策略时, 谈判者在谈判开始几个回合内慢慢磨蹭, 不肯大幅度让价, 而接近谈判尾声时为了达到成交目的往往会痛快地接受对方的出价。当采用 Conceder 策略时, 谈判者往往在谈判开始的几个回合内让价较快, 但接近其保留价格后就坚持不让价。

在实际谈判过程中, 市场参与者的谈判策略并不是固定不变的。谈判者随时可以基于对另一方相关参数及谈判策略的估计, 在下一轮轮到自己报价时修改自身的谈判策略及出价曲线。

4 算例分析

假定一个发电公司和一个配电公司就未来一年签订双边有功合同, 双方已经就最大可能达成的合同量 P^F 达成了共识, 其为 1 000 MW。显然, 最后达成的 P^F 应该在 0 与 1 000 MW 之间。以下用 P^F 占 P_{max}^F 的比例来描述合同功率量, 并简称为电功率比例, P_{max}^F 为合同量最大值。

发电公司和配电公司的期望效用都依赖于对现货市场电价的模拟。采用前述的 MRS 模型模拟带有价格尖峰的现货电价, 有关模型参数列于附录 B 表 B1, 现货电价模拟结果见附录 B 图 B1。

在对现货电价模拟之后, 即可启动双边合同谈判流程。假定发电公司和配电公司分别采取 Conceder 策略和 Boulware 策略, 二者的让步因子分别为 1.5 和 0.3, 双方的报价随着谈判回合的变化趋势如图 2 所示。假定发电公司和配电公司的风险厌恶因子分别取 3 和 1, 保留效用比例均为 110%, 保留利润比例均为 90%。

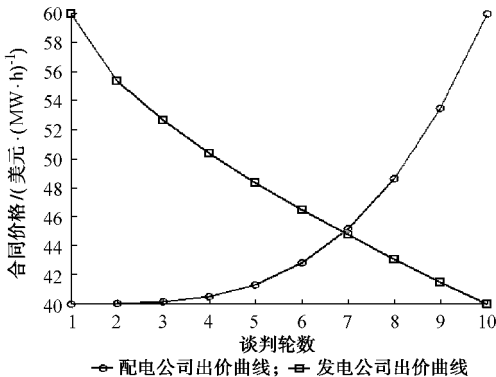


图 2 合同出价随谈判轮数的变化情况
Fig. 2 Changes of the contract of fers with negotiation rounds

这里假定由发电公司开始第 1 轮出价, 其申报价格为 60 美元/(MW·h), 如图 2 所示。图 3(a)给出了在此价格时的风险/收益分析结果, 表明任意电量比例均能满足期望利润大于等于未参与合同市场时期望利润的 90% 的要求(以下用利润必要条件代替), 而保留效用限制则表明在 [0.02, 1.00] 范围内才能满足期望效用大于等于未参与合同市场时期望效用的 110% 的要求(以下用效用必要条件代替)。综合这两方面的限制, 可得发电公司在出价 60 美元/(MW·h)时的可行域为 [0.02, 1.00]。

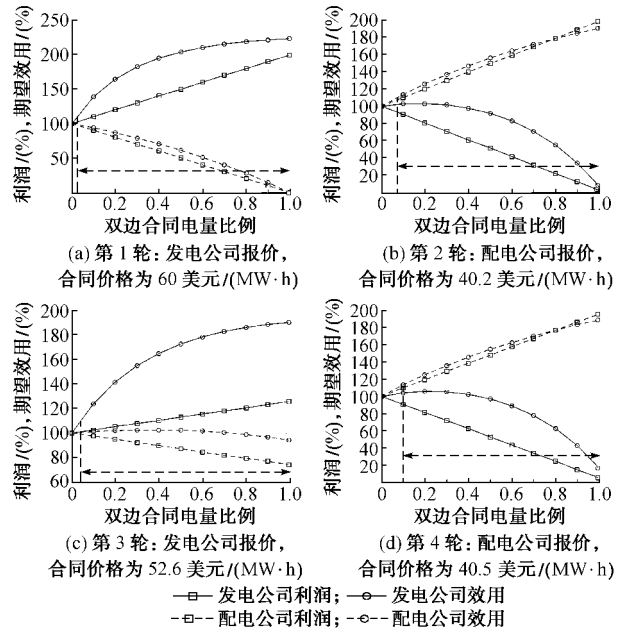


图 3 市场参与者的期望效用和期望利润随合同市场电量比例变化的情况
Fig. 3 Changes of the expected utility and profit with the contract energy proportion

在收到发电公司出价后, 配电公司作为应对方实施风险/收益分析, 结果如图 3(a)中虚线所示, 表明在任何电量比例下均不能满足效用必要条件。因此, 配电公司的可行域为空, 将拒绝发电公司的此轮出价 60 美元/(MW·h)。

接着轮到配电公司报价, 按图 2, 其出价为 40.2 美元/(MW·h)。配电公司就此价格进行风险/收益分析, 结果见图 3(b)。可见, 在任意电量比例上均能满足利润必要条件, 而满足效用必要条件的电量比例所在区间为 [0.08, 1.00]。综合两方面限制, 可得配电公司在出价 40.2 美元/(MW·h)时的可行域为 [0.08, 1.00]。

随后, 发电公司作为应对方实施风险/收益分析, 如图 3(b)所示。表明对任何电量比例均不能满足效用必要条件。因此, 发电公司的可行域为空, 将

拒绝配电公司的此轮出价 40.2 美元/(MW·h)。

谈判的第 3 轮为发电公司再次报价,其给出的价格为 52.6 美元/(MW·h)。按照上述思路分析,发现发电公司有可行域,但效用必要条件限制了配电公司的可行域为空,双方无法就此价格达成一致。

类似地,在谈判第 4 轮由配电公司报价,但最终效用必要条件限制了发电公司的可行域为空,双方仍然无法就合同价格达成一致。

谈判第 5 轮由发电公司出价,按照图 2,其出价为 48.3 美元/(MW·h)。发电公司就此价格进行风险/收益分析,结果如图 4 所示。可见,由效用必要条件得其可行域为[0.065, 1.000];由利润必要条件限制的其可行域为[0, 0.6]。综合这两方面的限制,可得发电公司在出价 48.3 美元/(MW·h)时的可行域为[0.065, 0.600]。

随后,配电公司作为应对方实施风险/收益分析,如图 4 虚线所示。表明对任何电量比例均能满足利润必要条件,而满足效用必要条件的电量比例为[0.2, 1.0]。综合这两方面的限制,可得配电公司在发电公司出价为 48.3 美元/(MW·h)时的可行域为[0.2, 1.0]。

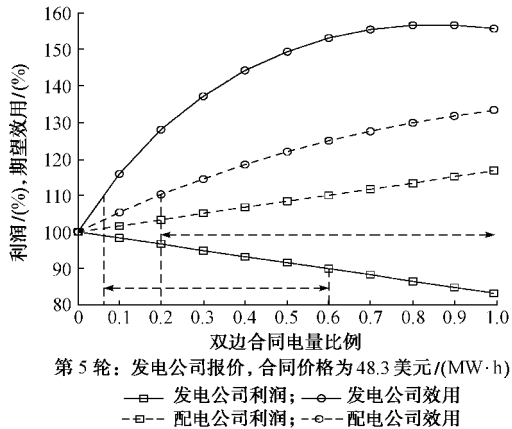


图 4 合同成交电价及其效用和利润

Fig. 4 Expected utility and profit at the strike price

这样,在此轮谈判中,双方的可行域首次出现交集,其重叠部分为[0.2, 0.6],配电公司将选择使自己获得尽可能大的期望效用和期望利润的比例,由图 4 虚线可得此比例为 0.6,此比例同时也能满足发电公司对期望利润和期望效用的要求。

根据上述谈判过程,可知合同双方在第 5 轮谈判达成一致,合同价格为 48.3 美元/(MW·h),功率量为 600 MW,双方都获得了符合自身风险控制心理预期的双边合同。

5 结语

本文构造了适用于电力市场环境下的双边合同多阶段谈判模型的方法框架。首先,利用 MRS 模型来计及现货电价具有的“尖峰”特征,之后用期望效用描述参与者签订双边合同的风险。采用让步因子描述市场参与者的谈判策略,并确定参与双方的保留效用和保留利润以描述对参与双边合同的最低期望效用和最低期望利润的要求。最后,用算例说明所提出的双边合同多阶段谈判模型的基本特征。

需要指出,本文所发展的方法框架可以容纳其他风险管理工具。例如:可以用近年来受到普遍重视的 CVaR 代替本文中的期望效用理论,以保留利润和保留 CVaR 这 2 个必要条件来描述参与者的心理预期,而谈判模型框架中的其他内容则不需改变。

与单轮谈判相比,多轮谈判的谈判成本更高。因此,如何在所发展的双边合同多阶段谈判模型框架中适当计及谈判的交易成本是一个有待研究的重要问题。

附录见本刊网络版 (<http://aeps.sgepri.sgcc.com.cn/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] 张显,王锡凡,王博学,等.发电商长期电能分配策略研究.中国电机工程学报,2005,25(1):6-12.
ZHANG Xian, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. A long-term allocating strategy of power generators. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(1): 6-12.
- [2] 王壬,尚金成,冯泉,等.基于 CVaR 风险计量指标的发电商投标组合策略及模型.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. Automation of Electric Power Systems 2005, 29(14): 5-9.
- [3] 刘敏,吴复立.电力市场环境下发电商电能分配策略研究.中国电机工程学报,2008,28(25):111-117.
LIU Min, WU F F. Trading strategy of generation companies in electricity market. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(25): 111-117.
- [4] 周明,李庚银,严正,等.考虑备用需求和风险的供电企业最优购电计划.电网技术,2005,29(3):33-38.
ZHOU Ming, LI Gengyin, YAN Zheng, et al. Optimal electricity procurement schedule for load service entities incorporating with reserve and risks. Power System Technology, 2005, 29(3): 33-38.
- [5] 王金凤,李渝曾,张少华.期权交易对供电公司购电组合的影响.电力系统自动化,2008,32(3):30-32.
WANG Jinfeng, LI Yuzeng, ZHANG Shaohua. Effects of options trade on purchasing portfolio for load serving entities.

- Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 30-32.
- [6] CONEJO A J, GARCÍA-BERTRAND R, CARRIÓN M, et al. Optimal involvement in futures market of a power producer. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(2): 703-711.
- [7] CARRIÓN M, PHILPOTT A B, CONEJO A J, et al. A stochastic programming approach to electric energy procurement for large consumers. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(2): 744-754.
- [8] CARRIÓN M, CONEJO A J, ARROYO J M. Forward contracting and selling price determination for a retailer. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(4): 2105-2114.
- [9] 韩正华, 周渝慧, 吴俊勇, 等. 基于博弈论的电力市场双边交易智能体谈判策略. 电力系统自动化, 2007, 31(1): 20-26.
HAN Zhenghua, ZHOU Yuhui, WU Junyong, et al. Negotiation strategy based on game theory with agent for bilateral bargaining of power market. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(1): 20-26.
- [10] DAVID A K, WEN F S. Bilateral transaction bargaining between independent utilities under incomplete information. IEE Proceedings: Generation, Transmission, and Distribution, 2001, 148(5): 448-454.
- [11] 王鹏, 杨华春, 邬彦鸿, 等. 电力市场谈判型长期合同的贝叶斯均衡解. 电力系统自动化, 2003, 27(16): 30-34.
- WANG Peng, YANG Huachun, WU Yanhong, et al. Bayesian equilibrium of long-term contract negotiation means in electricity market. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(16): 30-34.
- [12] JONG C, HUISMAN R. Option formulas for mean-reverting power prices with spikes [EB/OL]. [2009-03-02]. http://www.ninfee.net/UserFiles/File/SANTI_Mean-reverting_with_spikes.pdf.
- [13] LI C, GIAMPAPA J, SYCARA K. Bilateral negotiation decisions with uncertain dynamic outside options. IEEE Trans on Systems, Man and Cybernetics: Part C Applications and Review, 2006, 36(1): 31-44.

张富强(1982—), 男, 博士, 主要研究方向: 电力市场。

E-mail: powermarket@zju.edu.cn

文福拴(1965—), 男, 通信作者, 特聘教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统故障诊断、系统恢复和电力市场。

E-mail: fushuan.wen@gmail.com

颜汉荣(1954—), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向: 电力系统计算机仿真、FACTS 技术及能源政策和规划。E-mail: eehwngan@polyu.edu.hk

A Multi-round Negotiation Model for Bilateral Contracting Considering Spot Price Risks in Electricity Market Environment

ZHANG Fuqiang¹, WEN Fushuan², NGAN H W³, YU C W³, CHUNG C Y³, WONG K P³

(1. State Grid Energy Research Institute, Beijing 100052, China; 2. Zhejiang University, Hangzhou 310027, China; 3. The Hong Kong Polytechnic University, Hong Kong, China)

Abstract: Bilateral contracting represents an efficient approach for hedging the price risks in electricity spot markets. The existing research work on bilateral contracts has been concentrated on the effects of bilateral contracts on mitigating the electricity price risks and market power abuse, and less attention has been given to the forming mechanism of bilateral contracts. Given this background, a systematic multi-round bilateral negotiation framework, through which a generation company and a distribution one can reach a mutually beneficial and risk tolerable forward bilateral contract, is developed. Under this framework, the generation and distribution companies respond rationally to a stream of bilateral offers/counter-offers considering their respective benefits while accounting for the risks incurred by the price uncertainty in the spot electricity market. Each negotiating party can choose its own definition of the benefit and risk, and the expected utility is employed to describe the risk in this work. The concession factor is utilized to illustrate the negotiation strategy of the participants. The reservation expected utility and reservation expected profit are included in this framework so as to model the tolerable limits of the risk and the benefit. Finally, a numerical example is served for demonstrating the essential feature of the developed multi-round bilateral negotiating framework.

This work is jointly supported by the Doctoral Fund of Ministry of Education of China (No. 200805610020) and National Key Technology R&D Program (No. 2008BAA13B10).

Key words: electricity market; bilateral contract; spot price risk; expected utility; concession factor; contract price negotiation