

计及风电不确定性的省级电网月度购电风险管理模型

文 旭¹, 王俊梅², 郭 琳²

(1. 国网重庆市电力公司电力科学研究院, 重庆 401123;

2. 国网重庆电网电力交易中心, 重庆 400014)

摘要: 针对风电出力的不确定性, 对区域电力市场省级电网月度购电计划建立对应的风险度量指标和风险管理模型。计及风电出力的不确定性, 建立月峰荷和谷荷状态调峰、月峰荷和谷荷状态支路潮流越限、月电量平衡上下越限等风险度量指标; 将上述指标作为风险管理手段, 建立以购电费用和 risk 价值最小为目标函数的省级电网月度购电优化模型; 针对所建模型为多目标模型以及含有 risk 度量指标的特点, 采用内嵌目标相对占优与 Monte-Carlo 随机模拟技术的混合遗传算法求解。算例验证了所建模型的有效性。

关键词: 风电; 电力市场; 月度购电; 风险管理; 风电出力不确定性; 省级电网; 遗传算法; 模型

中图分类号: TM 73

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.07.017

0 引言

在电力市场环境下, 电网公司经营的目标是在电网安全运行的基础上实现最大的经济效益, 而该目标的实现一般由占交易总量 80% 以上的月度购电计划以及以此扩展得到的年度购电计划完成^[1]。由此, 月度购电计划的研究对电网公司经济效益的实现具有重要的现实意义。

另一方面, 中国电力供需的地区差异决定了区域电力市场(本文特指共同电力市场)在资源配置中的决定性作用^[2]; 而电力工业节能减排的巨大压力更使得风力发电获得快速发展^[3]。在此双重背景下, 各省级电网公司在协调网内与网外电力资源以实现最大经济效益的同时, 还需要考虑风电出力随机性带来的诸多挑战^[4]。2012 年 3 月国家电网公司更明确提出未来将把风电纳入月度电力电量平衡的奋斗目标^[5]。但鉴于风电出力的随机性较大及其预测技术的严重滞后, 现有文献在研究含风电出力不确定性的购电计划时, 更多地集中于日度时间范畴^[6-8], 目前还未见将风电纳入月度电力电量平衡的文献报道, 由此使得含风电比重较大的省级电网在制定月度购电计划时面临巨大挑战。

在已有的月度购电计划研究中, 文献[9-11]建立了只含纯火电系统的省级电网月度购电计划模型, 且未考虑负荷功率随机性; 文献[12]考虑负荷功率随机性建立了纯火电系统的省级电网月度购电计划模型; 文献[13-15]研究了纯市场环境下的月度购电计划模型, 但没有考虑风电出力的随机性,

不太适合我国“以风定电”的市场环境, 且没有考虑支路潮流安全约束; 文献[16]建立了含水电出力的随机性的省级电网月度购电计划模型, 但没有考虑支路潮流安全约束; 文献[17]在建立含水电出力随机性的省级电网月度购电计划模型时, 却要求“任意随机状态”均严格满足支路潮流安全约束, 无法满足市场环境下经济效益最大化的迫切需要。

在区域电力市场环境下, 由于网外购电计划电力电量的强耦合关系(电力与电量之间必须具有确定的函数关系)^[18]以及风电出力不确定性较大的叠加效应, 在我国电网结构普遍较为薄弱的现实背景下, 这极可能使得省级电网在月度购电时面临如下 3 个严峻问题: 月峰荷和谷荷状态系统上下调峰困难; 月峰荷和谷荷状态各支路潮流存在越限; 月电量无法保持平衡。

鉴于此, 本文以区域电力市场为研究背景, 计及风电出力不确定性对省级电网月度购电计划的影响, 将月电力与电量解耦, 并从风险管理的视角, 在如下 2 个方面进行了开拓性研究: 提出了月峰荷和谷荷状态调峰 risk 度量指标、月峰荷和谷荷状态支路潮流越限 risk 度量指标、月电量平衡上下越限 risk 度量指标; 建立了省级电网月度购电风险管理模型, 并采用提出的内嵌目标相对占优与 Monte-Carlo 随机模拟技术的混合遗传算法求解该模型。本文最后对上述工作的有效性给予了论证。本文研究丰富了电力市场 risk 度量指标以及风险管理的内涵, 为风电出力不确定性环境下的省级电网月度购电计划的优化决策提供了新思路。

1 月度购电计划 risk 度量指标的构建

1.1 月度购电计划 risk 度量指标的描述方法

在传统电力市场环境下, 其随机因素一般包括

收稿日期: 2014-06-05; 修回日期: 2015-03-17

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51177178)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51177178)

市场电价和负荷电量,若进一步考虑风力发电对月度购电计划的影响,则其随机因素还包括风电出力、风电电量、负荷电力等。由于负荷电量由负荷电力引起,风电电量由风电出力引起,因此本质上负荷电量和负荷电力、风电电量和风电出力可分别归为同一类随机因素。但若将上述随机因素分别归为一类,则必须依赖于时段的耦合,即月度购电计划必须细分到较细的时段以确保计划的准确性(如文献[9,11]为小时级),这势必造成购电计划模型的求解规模急剧增加,甚至不可解;同时这样精细化的时段划分在风电出力随机性普遍较大的情形下,其实用性有待商榷。

另一方面,实际的月度购电计划中火电电力与电量具有分开考核的特点^[2],则可将负荷电量和负荷电力、风电电量和风电出力解耦,分别作为独立随机变量考虑;而月度购电计划中支路潮流越限一般只出现在月峰荷和谷荷状态^[17],则可将负荷电力、风电出力均分成月峰荷和谷荷 2 种状态考虑其随机性。由此,可基于峰荷和谷荷状态建立省级电网月度购电计划风险度量指标。

文献[19]指出,描述风险度量指标方法有以下 2 种:①在一定条件下发生行为主体遭受损失状态的可能性,采用风险后果发生的概率来描述;②由于各种不确定性导致行为主体可能遭受的损失,采用风险后果的严重程度来描述。第 2 种方法更符合风险的本质,但其严格依赖于风险的可度量性,而目前市场环境下该风险的度量还缺乏严格的统一定义和理论依据^[19-20]。为此,本文采用第 1 种,即以概率的方法来描述月峰荷和谷荷风电出力、风电电量、负荷电力、负荷电量等随机因素对月度购电计划的调峰、支路潮流以及电量平衡等带来的风险。

1.2 月峰荷和谷荷状态调峰风险度量指标

鉴于本文的研究背景为区域电力市场,月度购电计划中外购电单位的峰平谷 3 个负荷状态的不同功率可参与跨省购电的省级电网调峰^[16],有效地避免了网内火电机组启停调峰和风电机组弃风调峰等情形的出现。鉴于风电出力随机性较大,需考虑上下 2 种旋转备用,由此,月峰荷和谷荷状态调峰风险度量指标可表示如下:

$$\beta_s = \begin{cases} P_r \left\{ \sum_{k=1}^{N_d} P_{d,s,k} \geq \sum_{k=1}^{N_w} P_{w,s,k} + \sum_{k=1}^{N_t} P_{t,k,\max} + \sum_{k=1}^{N_{ex}} P_{ex,s,k} - P_{r,s} \right\} & s=1 \\ P_r \left\{ \sum_{k=1}^{N_d} P_{d,s,k} \leq \sum_{k=1}^{N_w} P_{w,s,k} + \sum_{k=1}^{N_t} P_{t,k,\min} + \sum_{k=1}^{N_{ex}} P_{ex,s,k} + P_{r,s} \right\} & s=3 \end{cases} \quad (1)$$

其中, $P_r\{\}$ 表示概率算子; s 表示负荷状态序号,当 s 取 1、2、3 时分别对应峰、平、谷 3 种负荷状态; β_s 表

示在 s 负荷状态下调峰风险度量指标; $P_{d,s,k}$ 表示 s 负荷状态下负荷节点 k 的随机负荷; $P_{w,s,k}$ 表示 s 负荷状态下风电机组 k 的随机功率(一座风电场可等效为一台风电机组); $P_{ex,s,k}$ 表示 s 负荷状态下第 k 个外购电单位功率; $P_{r,s}$ 表示 s 负荷状态下系统旋转备用容量; $P_{t,k,\max}$ 和 $P_{t,k,\min}$ 分别表示火电机组 k 的功率上、下限; N_d 、 N_w 、 N_t 和 N_{ex} 分别表示负荷节点个数以及风电、火电机组台数和外购电单位数。

1.3 月峰荷和谷荷状态支路潮流越限风险度量指标

月度购电计划经济效益的实现是建立在电网安全运行的基础之上的,当支路潮流超过极限值时就会导致线路过载。由此,月峰荷和谷荷状态支路潮流越限风险度量指标可表示如下:

$$\alpha_{s,l} = P_r \{ |P_{s,l}| \geq P_{l,\max} \} \quad l=1,2,\dots,N_l; s=1,3 \quad (2)$$

其中, $\alpha_{s,l}$ 表示在 s 负荷状态下支路 l 的潮流越限风险度量指标; $P_{s,l}$ 表示在 s 负荷状态下支路 l 的输电功率; $P_{l,\max}$ 表示支路 l 的输电容量极限; N_l 表示支路总数。 $P_{s,l}$ 可用灵敏度方法^[20]表示如下:

$$P_{s,l} = \sum_{k=1}^{N_l} G_{t,s,l-k} P_{t,s,k} + \sum_{k=1}^{N_w} G_{w,s,l-k} P_{w,s,k} + \sum_{k=1}^{N_{ex}} G_{ex,s,l-k} P_{ex,s,k} - \sum_{k=1}^{N_d} G_{d,s,l-k} P_{d,s,k} \quad l=1,2,\dots,N_l; s=1,3 \quad (3)$$

其中, $G_{t,s,l-k}$ 、 $G_{w,s,l-k}$ 、 $G_{ex,s,l-k}$ 和 $G_{d,s,l-k}$ 分别表示在 s 负荷状态下火电机组、风电机组、外购电和负荷 k 所在节点对支路 l 的发电机输出功率转移分布因子; $P_{t,s,k}$ 表示 s 负荷状态下火电机组 k 的功率。

需要指出的是,基于式(2)可进一步借鉴文献[21]建立月峰荷和谷荷状态系统级的潮流越限风险度量指标,鉴于本文重点在于提出一种方法论,限于篇幅不再赘述。

1.4 月电量平衡上下越限风险度量指标

当省级电网月度购电计划的购电量超过月负荷电量时,需要日前临时跨省出售电能或者减少月度网内火电机组的购电计划;而当月度购电计划的购电量低于月负荷电量时则需要日前临时购电,以上情形的出现均会导致省级电网经济效益的降低。由此,月电量平衡上下越限风险度量指标可表示如下:

$$\gamma_s = \begin{cases} P_r \left\{ W_{d,\max} \leq \sum_{k=1}^{N_w} W_{w,k,m} + \sum_{k=1}^{N_t} W_{t,k} + \sum_{k=1}^{N_{ex}} W_{ex,k} \right\} & s=1 \\ P_r \left\{ W_{d,\min} \geq \sum_{k=1}^{N_w} W_{w,k,m} + \sum_{k=1}^{N_t} W_{t,k} + \sum_{k=1}^{N_{ex}} W_{ex,k} \right\} & s=3 \end{cases} \quad (4)$$

其中, γ_s 表示在月电量平衡上下越限风险度量指标($s=1$ 表示上越限, $s=3$ 表示下越限); $W_{w,k,m}$ 表示风电机组 k 的月随机电量; $W_{t,k}$ 表示火电机组 k 的月电量; $W_{ex,k}$ 表示外购电单位 k 的月电量; $W_{d,\max}$ 和 $W_{d,\min}$ 分别表示省级电网月最大和最小负荷电量。

2 省级电网月度购电风险管理模型

2.1 建模原理及其假设条件

基于 1 节所建的风险度量指标,将其应用于月度购电计划模型就可实现其购电风险的管理。含机会约束的随机规划建模方法,本质上是假设在随机事件发生之前就已经根据预测条件做出决策;同时考虑到所做决策在一些比较极端的情况下有可能不满足约束条件,该方法允许所做决策在一定程度上不满足约束条件,但所做决策应使机会约束条件成立的概率不小于某一极限值^[16]。该建模方法本质上与本文所追求的风险控制思想具有内在一致性。基于此,所建模型的物理内涵可描述为:在风电出力、负荷功率不确定性的环境下,考虑将月峰荷和谷荷状态调峰风险、月峰荷和谷荷状态支路潮流越限风险、月电量平衡上下越限风险等指标控制在一定概率水平之下,以实现省级电网月度购电计划经济效益的最大化。

不失一般性,所建模型还作如下假设^[16-17]:

a. 峰荷和谷荷状态风电出力和负荷功率、月风电量、负荷电量、网内火电以及外购电单位电价均独立服从正态分布;

b. 在月度竞价交易前,年度购电量在月度的分解电量已经完成,模型中不再单独表示;

c. 忽略交易网损与输电费用。

2.2 模型的建立

2.2.1 目标函数

以省级电网在月度区域电力市场和网内电力市场的月购电费用最小为目标函数;同时考虑市场电价、月风电量和月负荷电量等随机性因素的存在会导致购电费用面临一定的风险,选用半绝对离差风险指标^[17]来度量购电费用对应的风险,由此所建模型目标函数中的购电费用和 risk 价值分别表示如下:

$$\min \sum_{k=1}^{N_1} u_{w,k} W_{w,k} + \sum_{k=1}^{N_2} u_{t,k} W_{t,k} + \sum_{k=1}^{N_3} u_{ex,k} W_{ex,k} \quad (5)$$

$$\min E \left[\left| \sum_{k=1}^{N_1} u_{w,k} (W_{w,k,m} - W_{w,k}) + \sum_{k=1}^{N_2} (p_{t,k} - u_{t,k}) W_{t,k} + \sum_{k=1}^{N_3} (p_{ex,k} - u_{ex,k}) W_{ex,k} \right| \right] \quad (6)$$

其中, $E[\cdot]$ 表示期望算子; $u_{w,k}$ 表示风电机组 k 的电价; $u_{t,k}$ 表示火电机组 k 的电价期望值; $u_{ex,k}$ 表示外购电单位 k 的电价期望值; $W_{w,k}$ 表示风电机组 k 的月电量期望值; $p_{t,k}$ 和 $p_{ex,k}$ 分别表示火电机组 k 和外购电单位 k 的随机电价。

注意,式(6)中的“+”含义是指式(5)的总购电费用“超过”对应期望值时就会构成风险。

2.2.2 约束条件

(1) 系统潮流安全约束。

a. 月峰荷和谷荷状态直流潮流功率平衡方程:

$$P_{w,s} + P_{t,s} + P_{ex,s} - P_{d,s} = B \delta_s \quad s=1,3 \quad (7)$$

其中, $P_{w,s}$ 、 $P_{t,s}$ 、 $P_{ex,s}$ 和 $P_{d,s}$ 分别表示 s 负荷状态下风电机组、火电机组、外购电和负荷节点功率向量; B 表示节点导纳矩阵; δ_s 表示 s 负荷状态下的电压相角向量。这里节点外购电功率表达式为:

$$P_{ex,s,i} = \sum_{k \in \Phi_i} P_{ex,s,k} \quad i=1,2,\dots,N; s=1,3 \quad (8)$$

其中, $P_{ex,s,i}$ 表示在 s 负荷状态下节点 i 的外购电功率; $P_{ex,s,k}$ 表示 s 负荷状态下外购电单位 k 的功率; Φ_i 表示与节点 i 相关连的外购电单位集合; N 表示系统总节点数。

b. 月峰荷和谷荷状态支路潮流功率方程:

$$P_{s,l} = (\delta_{s,i} - \delta_{s,j}) / x_{ij} \quad l=1,2,\dots,N_l; s=1,3 \quad (9)$$

其中, $P_{s,l}$ 表示 s 负荷状态下支路 l 的传输功率; $\delta_{s,i}$ 和 $\delta_{s,j}$ 分别表示 s 负荷状态下支路 l 的首末端节点 i 、 j 的电压相角; x_{ij} 表示支路 l 的电抗。

c. 月峰荷与谷荷状态各支路潮流风险管理约束:

$$\alpha_{1,l} \leq \alpha_{1,l,\max} \quad (10)$$

$$\alpha_{3,l} \leq \alpha_{3,l,\max} \quad (11)$$

其中, $l=1,2,\dots,N_l$; $\alpha_{1,l,\max}$ 和 $\alpha_{3,l,\max}$ 分别表示峰荷和谷荷状态支路 l 的潮流越限风险水平极限值。

借鉴文献[20]可将式(6)~(8)转化为灵敏度形式表示的式(3),再结合式(10)、(11)即可实现月度购电计划支路潮流的风险管理。

(2) 月峰荷与谷荷状态调峰风险管理约束。

$$\beta_1 \leq \beta_{1,\max} \quad (12)$$

$$\beta_3 \leq \beta_{3,\max} \quad (13)$$

其中, $\beta_{1,\max}$ 和 $\beta_{3,\max}$ 分别表示峰荷和谷荷状态调峰风险水平极限值。

(3) 区域电力市场外购电单位约束。

a. 各外购电单位电力电量的耦合关系。

根据文献[17-18]省级电网月度外购电电力与电量的耦合关系,其月度外购电量与峰平谷电力的协调关系可表示如下:

$$W_{ex,k} = \sum_{s=1}^3 (\alpha_s P_{ex,1,k} T_s D) \quad k=1,2,\dots,N_{ex} \quad (14)$$

其中, α_s 表示在 s 负荷状态下外购电功率与其峰荷状态下外购功率的比值; $P_{ex,1,k}$ 表示外购电单位 k 的峰荷状态功率; T_s 表示一天当中 3 种负荷状态的购电小时数; D 表示购电月实际天数。

b. 外购电单位电价模式可选方案。

以华中区域电力市场跨省交易峰平谷一段式报价模式确定外购电单位电价可选方案^[18],具体如下:

$$c_{ex,k} = \begin{cases} c_{ex,k,1} & \sigma_1 \cdot \sigma_2 \cdot \sigma_3 = 1.0 : 1.0 : 1.0 \\ c_{ex,k,2} & \sigma_1 \cdot \sigma_2 \cdot \sigma_3 = 1.0 : 1.0 : 0.9 \\ \vdots & \\ c_{ex,k,n} & \sigma_1 \cdot \sigma_2 \cdot \sigma_3 = 1.0 : \underline{\sigma}_2 : \underline{\sigma}_3 \end{cases} \quad (15)$$

其中, $c_{ex,k,n}$ 表示外购电单位 k 购电模式编号为 n 的电价期望值, n 表示外购电单位购电模式编号; $\underline{\sigma}_2$ 和 $\underline{\sigma}_3$ 分别表示平荷、谷荷状态下外购电功率与峰荷状态功率比值的下限。

c. 外购电单位功率约束:

$$0 \leq P_{ex,s,k} \leq P_{ex,k,max} \quad k=1,2,\dots,N_{ex}; s=1,2,3 \quad (16)$$

其中, $P_{ex,k,max}$ 表示外购电单位 k 的最大功率。

(4) 月电量平衡上下越限风险管理约束。

$$\gamma_1 \leq \gamma_{1,max} \quad (17)$$

$$\gamma_3 \leq \gamma_{3,max} \quad (18)$$

其中, $\gamma_{1,max}$ 和 $\gamma_{3,max}$ 分别表示月电量平衡上、下越限风险水平极限值。

(5) 网内购电单位约束。

由于电力与电量的解耦关系, 月度购电计划中网内购电单位火电机组月电量的完成只要保证在机组功率上下范围即可, 由此网内火电机组功率和电量约束可分别如式(19)、(20)所示。

a. 各火电机组功率上下限约束:

$$P_{t,k,min} \leq P_{t,s,k} \leq P_{t,k,max} \quad k=1,2,\dots,N_t; s=1,3 \quad (19)$$

其中, $P_{t,s,k}$ 表示 s 负荷状态下火电机组 k 的功率。

b. 各火电机组电量上下限约束:

$$W_{t,k,min} \leq W_{t,k} \leq W_{t,k,max} \quad (20)$$

其中, $W_{t,k,max}$ 和 $W_{t,k,min}$ 分别表示火电机组 k 的电量上、下限, 该电量已包含该火电机组年度购电计划的月分解电量。

3 内嵌目标相对占优与 Monte-Carlo 模拟技术的混合遗传算法

3.1 所建模型求解的基本思路

所建模型含有概率形式的风险度量指标约束, 可采用解析法或者 Monte-Carlo 模拟法来处理。然而, 解析法需要对模型进行简化, 会带来不同程度的误差, 且只能输出随机变量的低阶矩, 同时其计算速度会随着随机变量个数的增加而显著增加, 而 Monte-Carlo 模拟法能够有效地避免解析法的上述缺陷^[19,21]。鉴于此, 本文采用内嵌 Monte-Carlo 模拟技术的遗传算法求解所建模型。

在本质上, 内嵌 Monte-Carlo 模拟技术的遗传算法的核心思想与传统遗传算法类似, 在传统遗传算法的基础上增加了概率约束条件的处理环节^[22]。另外, 针对模型为多目标模型的特点, 为获取其综合最优解, 将目标相对占优法^[23]引入所提遗传算法

中, 形成内嵌目标相对占优和 Monte-Carlo 模拟技术的混合遗传算法。其中, 为提高模拟技术可采用高效的拉丁超立方采样技术, 限于篇幅, 该技术详见文献[24]。

3.2 基于目标相对占优的染色体适应度函数构造

所建模型为多目标模型, 针对该类模型文献[23]提出了基于目标相对占优的遗传算法来获取其综合最优解, 其基本思想是: 将种群中的各染色体分别根据每个子目标函数值排序, 选取每次迭代过程中使得各子目标函数值最小且不为 0 的染色体作为各子目标函数的基点, 然后再计算各染色体相对各基点的目标值之和(具体见式(22)), 目标值之和最优的染色体即为每次迭代过程中的最优染色体, 在满足终止条件时最优染色体就为所求多目标模型的综合最优解。据此, 基于目标相对占优的染色体适应度函数可构造如下:

$$A(x_i) = 1 / \left[F(x_i) + \sum_{j=1}^{N_y} (\omega_j g_j(x_i)) \right] \quad (21)$$

其中, $A(x_i)$ 表示染色体 x_i 的适应度函数; $g_j(x_i)$ 表示惩罚函数; ω_j 表示惩罚函数系数, 若 $g_j(x_i)$ 满足约束则 ω_j 为 0, 否则不为 0 且约束越重要惩罚函数系数就越大; N_y 表示需要判断的总约束数; $F(x_i)$ 表示染色体 x_i 相对各基点的目标函数值之和, 其表达式如式(22)所示。

$$F(x_i) = \sum_{j=1}^{N_j} (f_j(x_i) / f_j(x_{j,0})) \quad (22)$$

其中, $f_j(x_i)$ 表示染色体 x_i 对应的子目标函数 j 的函数值; $f_j(x_{j,0})$ 表示子目标函数 j 的基点 $x_{j,0}$ 对应的函数值; N_j 表示子目标函数的个数。

3.3 内嵌目标相对占优与 Monte-Carlo 模拟技术的遗传算法具体步骤

所建模型中的控制变量为各外购电单位月电量(鉴于外购电电力与电量具有确定的函数关系, 也可以是峰荷或平谷荷状态外购电功率)、各火电机组月电量及各火电机组峰荷、谷荷状态出力, 而状态变量为系统峰荷和谷荷状态各节点电压相角。由此, 采用内嵌目标相对占优和 Monte-Carlo 模拟技术的遗传算法求解模型, 其主要步骤如下。

a. 输入原始数据。输入各风险度量指标水平极限值、各网内机组以及外购电单位市场电价、电网结构等基础数据, 以及遗传算法中要求的染色体(候选的购电方案)个数、交叉概率与变异概率等算法参数值。

b. 产生初始种群。根据式(16)、(19)、(20)随机产生一组购电方案(各外购电峰荷状态功率、网内各火电机组峰荷和谷荷出力、网内各火电机组月电量)作为遗传算法的初始种群。

c. 采用拉丁超立方采样技术检验风险管理约束。对种群中的每一个染色体,采用拉丁超立方采样技术产生大量风电峰荷和谷荷出力、风电月电量、负荷月电量、峰荷和谷荷负荷功率样本,检验其是否满足各风险管理约束(即式(10)—(13)、(17)、(18))。

d. 采用目标相对占优的方法计算适应度。找到本次迭代中使得各子目标函数值排序第一且不为 0 的染色体作为基点,再基于式(21)计算各染色体的适应度(具体处理细节见 3.2 节)。

e. 选择操作。采用轮盘赌方法对种群中的染色体进行选择操作。

f. 交叉变异操作。对种群中的染色体进行交叉和变异操作得到新一代染色体,与步骤 c 类似,再采用拉丁超立方采样技术检验其是否满足风险约束式(10)—(13)、(17)、(18)。

g. 获得最优购电方案。重复步骤 c—f,直到达到给定的迭代终止判据为止。以求解过程中发现的综合最优染色体作为最后的购电方案(网内各火电机组分配电量、各外购电单位分配电量、总购电费用、风险价值以及各评估指标的风险等信息)。

4 算例验证

4.1 基础数据

采用某省级电网公司的基础数据进行月度购电计划仿真以验证所研究工作的有效性。该电网月负荷电量需求期望值 4.506 TW·h,标准差 0.090 12 TW·h;系统峰荷、谷荷功率分别为 8 000、6 000 MW;月风电量期望值 0.700 TW·h,标准差 0.14 TW·h,月峰荷和谷荷状态风电出力期望值分别为 600、800 MW,标准差为对应期望值的 20.0%,风电电价为 560.0 元/(MW·h);网内火电电价期望值 379.3 元/(MW·h),标准差 30.0 元/(MW·h);外购电单位数据见文献[17];电网结构基础数据已知。为便于仿真,各风险水平极限值均取 10.0%;拉丁超立方采样规模 500 次;遗传算法种群规模 80、交叉概率 0.60、变异概率 0.10、最大迭代次数 300,迭代终止判据为最优个体连续 30 代保持不变或达到最大迭代次数。

4.2 所建模型与现有文献的比较分析

基于 4.1 节的仿真条件,将本文所建模型与文献[16-17]进行对比仿真,由此得到的仿真结果如

表 1 所示。其中,为了便于分析,文献[16-17]中的风险指标采用文献[19]中的事后评估方法得到;而鉴于实际电网中支路较多,支路潮流风险度量指标仅选取该电网负荷中心的某关键支路进行分析(后同)。

由表 1 可见,本文所建模型较文献[16]模型的经济效益(购电费用和 risk 价值)要差。究其原因在于本文考虑了系统上下调峰和网络潮流安全对月度购电计划的影响,而文献[16]没有考虑。显然文献[16]的优化结果过于乐观,其可行性有待商榷。而从采用事后评估的方法获得的风险度量指标也可看出,文献[16]各项风险度量值偏高,特别是其中的上下调峰风险和支路越限风险已远远超过了本文设定的 10.0%的极限值,因此本文所建模型较文献[16]更具合理性。

另外,本文所建模型较文献[17]模型的经济效益(购电费用和 risk 价值)更优。其原因在于本文引入了风险管理的思想,并不要求潮流安全约束、上下调峰约束、电量平衡约束在任意随机状态下严格满足,只需其发生风险的概率控制在一定范围即可,从而确保了其经济效益的最优化。从实际电力系统运行看,当支路潮流超过极限值的 40.0%,且该值持续时间在 5 min 之内时电网依然可以安全运行^[25],而这恰恰符合风电出力随机性较大且持续时间较短的特征。

综上,本文在含风电出力不确定性电网系统的月度购电计划中引入风险管理策略,具有合理性和实用性,且能够满足电力市场发展的需要。

4.3 省级电网月度购电计划的风险控制策略

保持 4.2 节仿真条件不变,以峰荷状态调峰、峰荷状态支路潮流越限、月电量平衡上越限风险度量指标为例,分别设置 3 种风险水平极限值进行仿真,以揭示省级电网月度购电的风险控制策略对其经济效益的影响,从而为省级电网月度购电提供参考。

由表 2 可见,随着各风险度量指标水平极限值的提高,省级电网月度购电计划的经济效益(购电费用和 risk 价值)明显提高。可见,本文所建模型可以结合具体的需要,通过调整风险水平极限值可以实现月度购电计划的风险管理,从而确保经济效益的最大化。

需指出的是,鉴于以概率形式描述风险的方法

表 1 3 种月度购电计划优化模型的仿真结果比较

Table 1 Comparison of simulative results among three optimization models for monthly power purchase planning

方案	购电费用/ 亿元	风险价值/ 亿元	峰荷状态 调峰风险/%	谷荷状态 调峰风险/%	峰荷状态支路 越限风险/%	谷荷状态支路 越限风险/%	月电量平衡 上越限风险/%	月电量平衡 下越限风险/%
文献[16]	18.5661	2.5189	17.9	21.6	18.6	16.6	8.8	6.1
文献[17]	19.2266	2.7921	0	0	0	0	0	0
本文	18.9888	2.6658	2.2	5.6	2.9	6.2	6.3	2.8

表 2 3 种风险水平极限设定值的仿真结果
Table 2 Results of simulation for three settings of risk limit

风险指标	风险水平极限值/%	购电费用/亿元	风险价值/亿元
峰荷状态 调峰风险	10	18.988 8	2.665 8
	12	18.816 7	2.495 6
	15	18.333 2	2.262 9
峰荷状态 支路潮流 越限风险	10	18.988 8	2.665 8
	12	18.602 9	2.593 2
	15	18.383 1	2.265 3
月电量平衡 上越限风险	10	18.988 8	2.665 8
	12	18.867 5	2.483 9
	15	18.778 1	2.399 6

具有无法反映风险严重程度的先天局限性,本文中各风险水平极限值到底设定为何值才能实现经济效益和风险管理的最佳协调,则需要结合具体的电网结构、市场供需形势、市场交易规则以及决策机构对各风险的厌恶程度等诸多因素的综合考虑才能做出理性决策。

5 结论

在区域电力市场背景下,计及风电出力的不确定性,建立了省级电网月度购电风险度量指标和风险管理模型,研究结论如下:

- a. 在风电出力具有随机性的环境下,省级电网月度购电计划的实现会存在一定的风险,此刻引入风险管理的理念具有必要性;
- b. 建立的月峰荷和谷荷状态调峰、月峰荷和谷荷状态支路潮流越限风险、月电量平衡上下风险度量指标能够实现月度购电计划风险的有效度量,丰富了电力市场风险度量指标的物理内涵;
- c. 所建的省级电网月度购电风险管理模型,能够实现经济效益和风险之间的有效管理,从而为未来大规模风电纳入月度电力电量平衡提供了新思路。

致 谢

本文的研究得到了国家电网公司科技项目“重庆电力交易业务定制及可视化展示技术研究与应用”(2014 渝电科技 29#)和“重庆电网购电交易协调机制研究和系统开发”(2011 渝电科技 12#)的联合资助,谨此致谢!

参考文献:

[1] 黄永皓,尚金成,康重庆,等. 电力中长期合约交易市场的运作机制及模型[J]. 电力系统自动化,2003,27(4):1-6.
HUANG Yonghao,SHANG Jincheng,KANG Chongqing,et al. An operation mechanism and model of long and middle term contract market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003,27(4):1-6.
[2] 尚金成. 跨区跨省电力交易机制与风险控制策略[J]. 电力系统自动化,2010,34(19):52-57.

SHANG Jincheng. Mechanism and risk control strategies for trans-regional and trans-provincial power exchange[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(19):52-57.
[3] KAHRL F,WILLIAMS J H. The political economy of electricity dispatch reform in China[J]. Energy Policy,2013,39(8):361-369.
[4] 颜伟,文旭,余娟,等. 智能电网环境下电力市场面临的机遇与挑战[J]. 电力系统保护与控制,2010,38(24):224-231.
YAN Wei,WEN Xu,YU Juan,et al. Opportunities and challenges faced by electricity market in smart grid [J]. Power System Protection and Control,2010,38(24):224-231.
[5] 国家电监会.《关于加强风电安全工作的意见》[EB/OL]. (2014-01-31). <http://news.bjx.Com.cn/html/20120316/348270.shtml>.
[6] 姜文,程叶霞,严正,等. 考虑可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 电力自动化设备,2013,33(7):27-33.
JIANG Wen,CHENG Yexia,YAN Zheng,et al. Reliability constrained dynamic economic dispatch of power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(7):27-33.
[7] 吴栋梁,王扬,郭创新,等. 电力市场环境下考虑风电预测误差的经济调度模型[J]. 电力系统自动化,2012,36(6):23-28.
WU Dongliang,WANG Yang,GUO Chuangxin,et al. An economic dispatching model considering wind power forecast errors in electricity market environment[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(6):23-28.
[8] 白杨,钟海旺,夏清,等. 电量协调与成本控制的日内滚动发电计划[J]. 电网技术,2013,37(10):2965-2970.
BAI Yang,ZHONG Haiwang,XIA Qing,et al. An intraday rolling scheduling with unit energy coordination and operating cost control[J]. Power System Technology,2013,37(10):2965-2970.
[9] 颜伟,李翔,梁文举,等. 基于负荷分段技术的多目标月度发电计划及其遗传算法[J]. 电力自动化设备,2013,33(10):47-52.
YAN Wei,LI Xiang,LIANG Wenju,et al. Multi-objective monthly generation scheduling based on load partition technology and its genetic algorithm [J]. Electric Power Automation Equipment, 2013,33(10):47-52.
[10] 梁志飞,夏清,许洪强,等. 基于多目标优化模型的省级电网月度发电计划[J]. 电网技术,2009,33(11):81-85.
LIANG Zhifei,XIA Qing,XU Hongqiang,et al. Monthly generation scheduling method based on multi-objective optimization model for provincial power[J]. Power System Technology,2009,33(11):81-85.
[11] 高宗和,耿建,张显,等. 大规模系统月度机组组合和安全核算算法[J]. 电力系统自动化,2008,32(23):28-32.
GAO Zonghe,GENG Jian,ZHANG Xian,et al. Monthly unit commitment and security assessment algorithm for large-scale power system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2008,32(23):28-32.
[12] 尚金成,王绵斌,谭忠富,等. 省级电力公司的购电决策模型其模糊优化算法[J]. 华东电力,2008,36(11):103-107.
SHANG Jincheng,WANG Mianbin,TAN Zhongfu,et al. Purchasing strategy models of provincial gird companies and relevant fuzzy optimization algorithms [J]. East China Electric Power,2008,36(11):103-107.
[13] 周明,聂艳丽,李庚银,等. 电力市场环境长期购电方案及风险评估[J]. 中国电机工程学报,2006,26(6):116-122.
ZHOU Ming,NIE Yanli,LI Gengyin,et al. Long-term electricity

- purchasing scheme and risk assessment in power markets [J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(6): 116-122.
- [14] 关勇, 王东海, 张蓉, 等. 基于机会约束规划的购电商长期购电策略[J]. 电网技术, 2009, 33(13): 96-99.
- GUAN Yong, WANG Donghai, ZHANG Rong, et al. Long-term electricity purchasing strategy of energy purchaser based on chance-constrained programming [J]. Power System Technology, 2009, 33(13): 96-99.
- [15] 张宗益, 亢娅丽, 郭兴磊. 基于谱风险度量的大用户直购电组合模型分析[J]. 电工技术学报, 2013, 28(1): 266-271.
- ZHANG Zongyi, KANG Yali, GUO Xinglei. Model analysis of large consumers' power purchase portfolio based on spectral measuer's of risk [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(1): 266-271.
- [16] 文旭, 颜伟, 王俊梅, 等. 考虑跨省交易能耗评估的区域节能电力市场与随机规划购电模型[J]. 电网技术, 2013, 37(2): 500-506.
- WEN Xu, YAN Wei, WANG Junmei, et al. Regional energy-saving electricity market and stochastic programming power purchasing model considering assessment on energy consumption in trans-provincial transaction [J]. Power System Technology, 2013, 37(2): 500-506.
- [17] 颜伟, 文旭, 王俊梅, 等. 考虑网内与网外购电计划差异的月度最优外购电模型[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(17): 56-60.
- YAN Wei, WEN Xu, WANG Junmei, et al. An optimal monthly power purchasing model considering differences between internal and external grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(17): 56-60.
- [18] 华中电监局. 华中区域跨区跨省(市)电能交易监管办法、华中电网跨区电能交易管理办法(试行)[R]. 武汉: 华中电监局, 2010.
- [19] 李文沅. 电力系统风险评估: 模型、方法和应用[M]. 北京: 科学出版社, 2006: 1-2.
- [20] 李文沅. 电力系统安全经济运行——模型与方法[M]. 重庆: 重庆大学出版社, 1989: 21-23.
- [21] 郑静, 文福拴, 李力, 等. 计及风险控制策略的含风电机组的输电系统规划[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22): 71-76.
- ZHENG Jing, WEN Fushuan, LI Li, et al. Transmission system planning with risk-control strategies for power systems with wind generators [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 71-76.
- [22] 孙元章, 吴俊, 李国杰. 基于风速预测和随机规划的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(4): 42-47.
- SUN Yuanzhang, WU Jun, LI Guojie. Dynamic economic dispatch considering wind power penetration based on wind speed forecasting and stochastic programming [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(4): 42-47.
- [23] 林焯. 发输电设备检修计划及其安全校核的优化方法[D]. 重庆: 重庆大学, 2011.
- LIN Ye. Studies on optimization of global generation and transmission maintenance scheduling and its security correction [D]. Chongqing: Chongqing University, 2011.
- [24] YU H, CHUNG C Y, WONG K P, et al. Probabilistic load flow evaluation with hybrid Latin hypercube sampling and Cholesky decomposition [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 661-667.
- [25] MCCALLY J D, VITTAL V. An overview of risk based security assessment [C]//IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. [S.l.]: IEEE, 1999: 173-178.

作者简介:



文旭

文旭(1980—),男,四川渠县人,工程师,博士,主要研究方向为电力系统优化运行与控制及风险评估、电力市场(E-mail: wenxu@cqu.edu.cn);

王俊梅(1964—),女,重庆人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力市场运行与管理;

郭琳(1969—),女,四川巴中人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力市场运行与管理。

Risk management model considering wind power uncertainty for monthly power purchasing of provincial grid

WEN Xu¹, WANG Junmei², GUO Lin²

(1. State Grid Chongqing Electric Power Co. Electric Power Research Institute, Chongqing 401123, China;

2. Power Exchange Center of State Grid Chongqing Power Grid, Chongqing 400014, China)

Abstract: Aiming at the uncertainty of wind power output, a risk management model with various quantitative risk indexes is built for the monthly power purchase planning of provincial power grid in regional electricity market. With the consideration of wind power uncertainty, various quantitative risk indexes are defined as the means of risk management, such as monthly peak/valley load regulation, monthly peak/valley branch power flow violation, monthly electric energy balance violation, etc., based on which, an optimization model with the minimum power purchasing cost and the minimum risk as its objectives is built for the monthly power purchase planning of provincial power grid. A hybrid genetic algorithm combining the relatively dominant embedded target with the Monte-Carlo stochastic simulation technology is applied to solve the proposed model, which has multiple objectives and contains various quantitative risk indexes. A calculative example verifies the effectiveness of the proposed model.

Key words: wind power; electricity market; monthly power purchase planning; risk management; wind power generation uncertainty; provincial power grid; genetic algorithms; models