电力系统运行协同的区间有功优化潮流

孙东磊,韩学山,张　波
(山东大学 电网智能化调度与控制教育部重点实验室,山东 济南 250061)

摘要:提出一种应对不确定运行环境的电力系统运行协同的区间有功优化潮流模型,该模型充分发挥频率调节效应的作用以在决策层面上挖掘系统消纳不确定性的运行协同能力,并有效考虑机组备用响应过程,从而明确备用为谁而备,实现调度与控制的友好衔接;模型中不确定量和状态变量均以服从区间分布的随机变量来表示,且以仿射算术形式表达。为简化问题求解规模,给出约束缩减方法,基于强对偶理论采用互补形式表达以提取主导约束,将该模型转化为确定性的非线性规划问题,并基于 GAMS 平台进行求解。算例分析验证了所提方法消纳不确定性的有效性以及适应大规模系统求解的计算效率。

关键词:电力系统;优化潮流;运行协同;区间不确定性;互补
中图分类号:TM 862　　**文献标识码**:A　　DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2016.01.014

0　引言

电力系统调度的概念可追溯到 20 世纪 20 年代,电力系统中负荷的时空分布变化是调度问题产生的根本原因。实际上,调度主要是为应对负荷的不确定性,依据负荷预测预先对机组运行基点与备用配置进行优化决策,促使发电与负荷按预知轨迹平衡,对预测误差通过控制实现校正。从 20 世纪 50 年代中后期的以等耗量微增率、网损微增率和水煤换算当量 3 个概念为核心的经典经济调度 ED(Economic Dispatch)[1-2],到 20 世纪 60 年代的考虑电网功率传输安全和电压安全的优化潮流[3-4],再到 20 世纪 80 年代的强调调度与自动发电控制(AGC)间协调的调控理论[5-8],电力系统调度研究如今在理论与实践上已相对成熟。

然而,随着电力市场竞争机制的不断推进,电力负荷呈现电动汽车、储能等形式多元化发展,其需求的波动性日益加大;风光等间歇式能源发电以分布或集中式逐渐地、且有迅猛发展趋势地并入电网,增加了发电侧的不确定性,电力系统运行面临系统注入不确定性增加的挑战。节点注入的不确定性,使系统中支路潮流存在不确定性,电网功率传输安全面临威胁。因此,不确定性下考虑电网功率传输安全的有功调度经济决策是亟待解决的问题。

目前,对不确定性问题的处理一般采用随机规划理论、模糊集理论和区间分析 3 种方法[9-16]。采用随机规划理论或模糊集理论求解问题时,需要知道不确定性的概率分布或隶属度,而实际中这些函数参数往往需要根据大量历史统计信息确定,而且该表示方式在短时间内与实测数据的误差较大。此外,前 2 种表示方法用于不确定性优化问题时优化过程不透明,工程应用中不利于优化结果的解释。而运用区间分析建模无需确定不确定量分布参数,只需关注其上下边界信息,而且其更便于与现有的负荷、风电预测方法[17-20]对接。

随着电网中不可调度的可再生能源渗透率的日趋攀升,不确定性的消纳问题已成为目前国内外学者研究的热点和焦点。文献[21]提出了两阶段自适应鲁棒机组组合模型以应对节点注入不确定性对调度运行的影响;文献[15]提出了一种考虑风电不确定性的区间 ED 模型,并由空间分支定界法进行求解;文献[22]为有效接纳风电,提出一种基于一定置信水平的安全-经济协调的鲁棒区间调度模型;文献[23-24]面向日内的有功调度,提出一种利用风电预测区间的鲁棒风电调度方案。上述研究从消纳不确定性的策略或优化方法予以研究,取得了较好的效果,然而却隐含着在调度中视频率处于额定值不变,而实际电力系统运行中允许频率在一定范围内变动,因此,以上研究具有一定的保守性,造成调度无解而实际可行的情况时有发生,弃风或切负荷在所难免。不确定性下电力系统有功调控的核心就在于围绕频率的波动给出如何消纳不确定性的调度与控制间关联的策略。文献[13]基于有效备用响应能力概念,提出了考虑不确定量区间分布的 ED 方法。文献[25]在调度中计及系统频率调节特性,给出了电力系统运行协同的 ED 思路。文献[13]和文献[25]均是在不考虑电网制约(单母线模型下)前提下进行的研究,但需看到,不确定性下输电网络中源网流向存在时空分布上的不确定性,如何保证电网功率传输安全亟待解决。本文对不确定性下考虑电网安全约束的电力系统有功优化潮流问题予以研究,充分考虑频率调节特性并有效计

收稿日期:2015-02-04;**修回日期**:2015-11-09
基金项目:国家自然科学基金资助项目(51477091,51177091);国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(2013CB228205)
Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51477091,51177091) and the National Basic Research Program of China(973 Program)(2013CB228205)

及备用响应过程,提出一种应对不确定运行环境的电力系统运行协同的区间有功优化潮流模型,并给出模型求解方法。最后,算例分析进行了有效性和求解效率验证。

1 电力系统运行协同特性

电力系统中源(发电与负荷)设备均有一个特点,就是当频率、电压升高或降低时,其都有自身的负反馈特性,即提供和接受电能的源有自动适应源平衡的能力,这是人造电力系统自动运行的技术基础。在正常情况下,电力系统运行时允许频率、电压在一定范围内变化是存在协同性的根本原因。基于此,文献[25]依据自动发电控制技术,在不考虑电压变化影响的前提下,将电力系统运行协同能力划分为3类,即自动的协同能力、可控的协同能力和再可控的协同能力。并与此相适应,给出调度所面临自动的协同状态、可控的协同状态和再可控的协同状态的三状态概念。

以不确定性背景下含风电的电力系统有功优化潮流问题为例阐述运行协同的思路。风电、负荷等不确定量以服从区间分布的随机变量予以刻画,且以仿射算术形式表达,即 $\tilde{P}_{\mathrm{W}}=P_{\mathrm{W}}^{0}+\Delta\tilde{P}_{\mathrm{W}}$,$\Delta\tilde{P}_{\mathrm{W}}\in[-\Delta P_{\mathrm{W}},\Delta P_{\mathrm{W}}]$,$\tilde{P}_{\mathrm{D}}=P_{\mathrm{D}}^{0}+\Delta\tilde{P}_{\mathrm{D}}$,$\Delta\tilde{P}_{\mathrm{D}}\in[-\Delta P_{\mathrm{D}},\Delta P_{\mathrm{D}}]$,其中 P_{W}^{0} 和 P_{D}^{0} 分别为风电场输出功率和负荷有功功率预测期望值,ΔP_{W} 和 ΔP_{D} 为其波动区间宽度,上标"~"标识随机变量。实际场景下源平衡的实现可表示如下:

$$\sum_{g\in N_{\mathrm{G}}}P_{\mathrm{G}g}^{0}+\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}P_{\mathrm{W}k}^{0}=\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}P_{\mathrm{D}j}^{0} \tag{1}$$

$$\beta_f\Delta\tilde{f}+\sum_{g\in N_{\mathrm{G}}}\Delta\tilde{P}_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{c}}+\left(\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}\Delta\tilde{P}_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}-\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}\Delta\tilde{P}_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}\right)=\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}\Delta\tilde{P}_{\mathrm{D}j}-\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}\Delta\tilde{P}_{\mathrm{W}k} \tag{2}$$

$$\beta_f=\sum_{g\in N_{\mathrm{G}}}R_{\mathrm{G}g}-\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}D_{\mathrm{D}j} \tag{3}$$

其中,$P_{\mathrm{G}g}^{0}$ 为常规机组 g 输出功率基点;$P_{\mathrm{W}k}^{0}$ 为风电场 k 输出功率预测期望值;$P_{\mathrm{D}j}^{0}$ 为负荷 j 有功功率预测期望值;N_{G}、N_{W} 和 N_{D} 分别为常规发电机组、风电场和负荷集合;$R_{\mathrm{G}g}$、$D_{\mathrm{D}j}$ 和 β_f 分别为发电机组、负荷和系统整体的一次频率响应特性系数;$\Delta\tilde{f}$、$\Delta\tilde{P}_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{c}}$、$\Delta\tilde{P}_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}$ 和 $\Delta\tilde{P}_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}$ 分别为频率偏差、AGC机组二次备用响应量、切负荷量和弃风电量。式(1)表示输出功率基点的源平衡。式(2)表示不确定性下系统协同能力响应过程,其中等号左侧第一项表示自动的协同能力的响应,当实际场景下节点注入波动较小时,由其独立自动满足源平衡,对应为自动的协同状态;当节点注入波动较大时,需要对可控的源再调整,即AGC机组(假设都为AGC机组)二次备用响应(对应左侧第二项)以参与源平衡,对应为可控的协同状态;而当节点注入波动较大,超过可控的协同能力时,弃风或切负荷(对应左侧第三项)在所难免,对应为再可控的协同状态。

2 协同区间有功优化潮流模型

电力系统运行协同的区间有功优化潮流模型是在不确定背景下以追求经济性最优为目标,同时满足电网运行的物理和技术约束条件,以对所有具有协同能力的源进行预先安排。为便于表述,本文中统一以上、下划线分别表示相应变量由于物理或技术因素而对应的上、下限,以上标"max"和"min"分别表示相应区间分布随机变量波动范围的上、下限。

2.1 目标函数

$$\min\sum_{g\in N_{\mathrm{G}}}\left(C_{\mathrm{G}g}^{0}(P_{\mathrm{G}g}^{0})+C_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{c}}(\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cu}},\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cd}})\right)+\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}C_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}(\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}})+\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}C_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}(\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}) \tag{4}$$

其中,$C_{\mathrm{G}g}^{0}(\cdot)$ 为机组 g 发电成本特性函数,取二次表达时为 $C_{\mathrm{G}g}^{0}(P_{\mathrm{G}g}^{0})=a_{\mathrm{G}g}(P_{\mathrm{G}g}^{0})^2+b_{\mathrm{G}g}P_{\mathrm{G}g}^{0}+c_{\mathrm{G}g}$,$a_{\mathrm{G}g}$、$b_{\mathrm{G}g}$ 和 $c_{\mathrm{G}g}$ 为成本系数;$\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cu}}$ 和 $\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cd}}$ 分别为机组上调、下调备用容量,$C_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{c}}(\cdot)$ 为其成本特性函数,以线性表达时其成本系数 $\alpha_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{c}}$ 可取值为 $2a_{\mathrm{G}g}\overline{P}_{\mathrm{G}g}+b_{\mathrm{G}g}$,$\overline{P}_{\mathrm{G}g}$ 为机组 g 有功功率上限。$C_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}(\cdot)$ 为弃风成本特性函数,以线性表达时其成本系数 $\alpha_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}$ 可取值为 $\alpha_{\mathrm{WD}}=\max\alpha_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{c}}(g\in N_{\mathrm{G}})$;$C_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}(\cdot)$ 为负荷 j 切负荷成本特性函数,以线性表达时其成本系数 $\alpha_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}$ 可取值为 α_{WD};$\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}$ 为负荷 j 切负荷量。

2.2 约束条件

2.2.1 输出功率基点的源平衡约束

$$\sum_{g\in N_{\mathrm{G}}}P_{\mathrm{G}g}^{0}+\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}P_{\mathrm{W}k}^{0}=\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}P_{\mathrm{D}j}^{0} \tag{5}$$

2.2.2 电力系统运行协同能力范围约束

根据式(2),电力系统运行协同能力范围 $[P^{\min},P^{\max}]$ 可表示为:

$$P^{\min}=\beta_f\Delta f^{\mathrm{u}}+\sum_{g\in N_{\mathrm{G}}}\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cd}}+\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc1}}-\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc1}} \tag{6}$$

$$P^{\max}=\beta_f\Delta f^{\mathrm{d}}+\sum_{g\in N_{\mathrm{G}}}\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cu}}+\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc2}}-\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc2}} \tag{7}$$

$$\left[\underline{P},\overline{P}\right]=\left[-\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}\Delta P_{\mathrm{D}j}-\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}\Delta P_{\mathrm{W}k},\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}\Delta P_{\mathrm{D}j}+\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}\Delta P_{\mathrm{W}k}\right] \tag{8}$$

$$\left[\underline{P},\overline{P}\right]\subset[P^{\min},P^{\max}] \tag{9}$$

其中,Δf^{u}、Δf^{d} 分别为系统运行时频率变化的向上、向下偏移量;$\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc1}}$、$\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc2}}$、$\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc1}}$ 和 $\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc2}}$ 分别为电力系统运行协同能力最大时对应的负荷 j 切负荷量和风电场 k 弃风电量。式(9)表示电力系统运行协同能力最大的向上、向下调整能力应不小于负荷与风电的最大向上、向下波动量。

2.2.3 电网功率传输安全约束

在直流潮流条件下,支路传输有功功率与各节点注入功率之间满足线性关系,即:

$$\boldsymbol{P}_{\mathrm{L}}=\boldsymbol{\psi}\boldsymbol{P}_{\mathrm{I}} \tag{10}$$

其中,$\boldsymbol{P}_{\mathrm{I}}$ 和 $\boldsymbol{P}_{\mathrm{L}}$ 分别为节点注入有功功率、支路传输有功功率向量;$\boldsymbol{\psi}$ 为注入转移因子矩阵,$\boldsymbol{\psi}=\boldsymbol{B}_{\mathrm{L}}\boldsymbol{A}\times(\boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{B}_{\mathrm{L}}\boldsymbol{A})^{-1}$,$\boldsymbol{B}_{\mathrm{L}}$ 为支路电纳对角矩阵,$\boldsymbol{A}$ 为节点-支路关联矩阵。由此,式(10)可通过注入转移因子将支路传输功率表示成节点注入功率的函数,即对任一支路 $l\in N_{\mathrm{T}}$(N_{T} 为支路集合),其传输有功功率 $\tilde{P}_l$ 为:

$$\begin{aligned}\tilde{P}_l=&\sum_{i\in N}\psi_{l,i}\Big(\sum_{g\in N_{\mathrm{G}}(i)}P_{\mathrm{G}g}^0+\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}(i)}P_{\mathrm{W}k}^0-\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}(i)}P_{\mathrm{D}j}^0\Big)-\\&\sum_{j(i)\in N_{\mathrm{D}}}\Big(\psi_{l,i}-\sum_{g(k)\in N_{\mathrm{G}}}\beta_{\mathrm{G}g}\psi_{l,k}\Big)\Delta\tilde{P}_{\mathrm{D}j}+\\&\sum_{k(i)\in N_{\mathrm{W}}}\Big(\psi_{l,i}-\sum_{g(k)\in N_{\mathrm{G}}}\beta_{\mathrm{G}g}\psi_{l,k}\Big)\Delta\tilde{P}_{\mathrm{W}k}+\\&\Big\{\sum_{g(i)\in N_{\mathrm{G}}}[\psi_{l,i}(R_{\mathrm{G}g}-\beta_{\mathrm{G}g}\beta_f)]-\sum_{j(i)\in N_{\mathrm{D}}}(\psi_{l,i}D_{\mathrm{D}j})\Big\}\Delta\tilde{f}=\\&P_l^0-\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}\varphi_{l,j}\Delta\tilde{P}_{\mathrm{D}j}+\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}\varphi_{l,k}\Delta\tilde{P}_{\mathrm{W}k}+\varphi_{l,f}\Delta\tilde{f}\end{aligned} \tag{11}$$

$$\begin{cases}P_l^0=\sum_{i\in N}\psi_{l,i}\Big(\sum_{g\in N_{\mathrm{G}}(i)}P_{\mathrm{G}g}^0+\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}(i)}P_{\mathrm{W}k}^0-\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}(i)}P_{\mathrm{D}j}^0\Big)\\\varphi_{l,j}=\psi_{l,i}-\sum_{g(k)\in N_{\mathrm{G}}}\beta_{\mathrm{G}g}\psi_{l,k}\\\varphi_{l,k}=\psi_{l,i}-\sum_{g(k)\in N_{\mathrm{G}}}\beta_{\mathrm{G}g}\psi_{l,k}\\\varphi_{l,f}=\sum_{g(i)\in N_{\mathrm{G}}}[\psi_{l,i}(R_{\mathrm{G}g}-\beta_{\mathrm{G}g}\beta_f)]-\sum_{j(i)\in N_{\mathrm{D}}}(\psi_{l,i}D_{\mathrm{D}j})\end{cases} \tag{12}$$

其中,N 为节点集合;$N_{\mathrm{G}}(i)$、$N_{\mathrm{W}}(i)$ 和 $N_{\mathrm{D}}(i)$ 分别为节点 i 上的常规发电机组、风电场和负荷集合;$j(i)$ 表示设备 j 的节点为 i;$\beta_{\mathrm{G}g}$ 为机组参与因子;P_l^0 为基点运行功率下的支路传输功率;$\psi_{l,i}$ 为支路 l 有功功率对节点 i 注入功率的转移因子;$\varphi_{l,j}$、$\varphi_{l,k}$ 和 $\varphi_{l,f}$ 分别为支路传输功率对负荷功率、风电功率和频率变化的灵敏度因子,其实则为功率传输分布因子[26],即考虑系统二次备用响应(对应 AGC 机组的参与因子)后的广义的系统注入转移因子。可以看出,式(11)中融入了电网 KCL、KVL 约束。电网功率传输安全约束可表示为:

$$\begin{aligned}\Big[\tilde{P}_l^{\min},\tilde{P}_l^{\max}\Big]=&\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}\varphi_{l,k}[-\Delta P_{\mathrm{W}k},\Delta P_{\mathrm{W}k}-\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}]-\\&\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}\varphi_{l,j}[-\Delta P_{\mathrm{D}j},\Delta P_{\mathrm{D}j}-\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}]+\varphi_{l,f}[\Delta f^{\mathrm{d}},\Delta f^{\mathrm{u}}]+P_l^0\end{aligned} \tag{13}$$

$$\Big[\tilde{P}_l^{\min},\tilde{P}_l^{\max}\Big]\subset\Big[\underline{P}_l,\overline{P}_l\Big] \tag{14}$$

2.2.4　常规机组相关约束

对任一机组 $g\in N_{\mathrm{G}}$,其应满足以下约束:

$$\Big[\tilde{P}_{\mathrm{G}g}^{\min},\tilde{P}_{\mathrm{G}g}^{\max}\Big]=P_{\mathrm{G}g}^0+[\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cd}},\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cu}}]+R_{\mathrm{G}g}[\Delta f^{\mathrm{d}},\Delta f^{\mathrm{u}}] \tag{15}$$

$$\Big[\tilde{P}_{\mathrm{G}g}^{\min},\tilde{P}_{\mathrm{G}g}^{\max}\Big]\subset\Big[\underline{P}_{\mathrm{G}g},\overline{P}_{\mathrm{G}g}\Big] \tag{16}$$

$$\begin{aligned}[\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cd}},\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cu}}]=\Big[&\beta_{\mathrm{G}g}\Big(\underline{P}-\beta_f\Delta f^{\mathrm{d}}+\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc1}}-\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc1}}\Big),\\&\beta_{\mathrm{G}g}\Big(\overline{P}-\beta_f\Delta f^{\mathrm{u}}+\sum_{j\in N_{\mathrm{D}}}\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc2}}-\sum_{k\in N_{\mathrm{W}}}\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc2}}\Big)\Big]\end{aligned} \tag{17}$$

$$[\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cd}},\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cu}}]\subset[-r_{\mathrm{G}g}\Delta\tau,r_{\mathrm{G}g}\Delta\tau] \tag{18}$$

$$\sum_{g\in N_{\mathrm{G}}}\beta_{\mathrm{G}g}=1 \tag{19}$$

$$0\leqslant\beta_{\mathrm{G}g},\ \Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cd}}\leqslant 0,\ 0\leqslant\Delta P_{\mathrm{G}g}^{\mathrm{cu}} \tag{20}$$

其中,$r_{\mathrm{G}g}$ 为机组二次动作输出功率最大调整速率;$\Delta\tau$ 为时段长度,本文中取值为 5 min。

2.2.5　其他相应必备的约束

$$\Delta\underline{f}\leqslant\Delta f^{\mathrm{d}}\leqslant 0 \tag{21}$$

$$0\leqslant\Delta f^{\mathrm{u}}\leqslant\Delta\overline{f} \tag{22}$$

$$0\leqslant\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}=\max(\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc1}},\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc2}})\leqslant\Delta\overline{P}_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}\quad j\in N_{\mathrm{D}} \tag{23}$$

$$0\leqslant\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}=\max(\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc1}},\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc2}})\leqslant\Delta\overline{P}_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}\quad k\in N_{\mathrm{W}} \tag{24}$$

其中,$\Delta\underline{f}$ 和 $\Delta\overline{f}$ 分别为系统运行允许的最小、最大频率偏差,其显现电力系统具有自动协同能力的范围;$\Delta\overline{P}_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}$ 和 $\Delta\overline{P}_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}$ 分别为允许的切负荷和弃风电的上限值。

由于优化模型的目标之一就是最小化切负荷和弃风电量,因此式(23)和式(24)可分别转换为:

$$\begin{cases}\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}\leqslant\Delta\overline{P}_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}\\0\leqslant\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc1}}\leqslant\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}\quad j\in N_{\mathrm{D}}\\0\leqslant\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc2}}\leqslant\Delta P_{\mathrm{D}j}^{\mathrm{rc}}\end{cases} \tag{25}$$

$$\begin{cases}\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}\leqslant\Delta\overline{P}_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}\\0\leqslant\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc1}}\leqslant\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}\quad k\in N_{\mathrm{W}}\\0\leqslant\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc2}}\leqslant\Delta P_{\mathrm{W}k}^{\mathrm{rc}}\end{cases} \tag{26}$$

3　模型求解

对于含参变量 x 的区间分布函数 $\tilde{F}(x)$,约束式 $\Big[\tilde{F}^{\min}(x),\tilde{F}^{\max}(x)\Big]\subset\Big[\underline{F},\overline{F}\Big]$ 可表示为:

$$\begin{cases}\underline{F}\leqslant\tilde{F}^{\min}(x)\leqslant\overline{F}\\\underline{F}\leqslant\tilde{F}^{\max}(x)\leqslant\overline{F}\end{cases} \tag{27}$$

从而将区间优化问题转化为确定性的优化问题。若 $\tilde{F}(x)$ 具有明确的边界关系,即 $\tilde{F}^{\min}(x)\leqslant\tilde{F}^{\max}(x)$,则式(27)可简化为:

$$\begin{cases}\underline{F}\leqslant\tilde{F}^{\min}(x)\\\tilde{F}^{\max}(x)\leqslant\overline{F}\end{cases} \tag{28}$$

3.1　模型说明:与传统有功决策模型兼容

需说明的是,本文所提模型与传统的有功优化潮流决策是兼容的,即决策时将允许的频率偏移上下限均设定为 0,系统二次备用足以应对不确定性时,就是以非负变量 $P_{\mathrm{G}g}^0$ 和 $\beta_{\mathrm{G}g}$ 为决策变量的传统有功决策对应的区间优化模型,其根据式(27)可转化为确定性的二次规划(QP)模型,由成熟的二次规划方

法[27]求解,而本文考虑频率协同特性的区间优化模型可根据式(27)转化为非线性规划模型(NLP),由非线性原对偶内点法[28]求解。

3.2 主导约束提取

式(11)中,$\varphi_{l,j}$、$\varphi_{l,k}$ 和 $\varphi_{l,f}$ 等变量的符号取决于系统中对不确定量的平衡策略,即依赖于机组的参与因子。系统中每增加一注入不确定量 $\Delta\tilde{P}_i \in [\Delta\underline{P}_i, \Delta\bar{P}_i]$,其对支路传输功率变动范围的影响可穷举表示为:

$$\begin{cases} \underline{P}_l \leqslant \tilde{P}_l^{\max} = \tilde{P}_l^{\max} + \varphi_{l,i}\Delta\bar{P}_i \leqslant \bar{P}_l \\ \underline{P}_l \leqslant \tilde{P}_l^{\max} = \tilde{P}_l^{\max} + \varphi_{l,i}\Delta\underline{P}_i \leqslant \bar{P}_l \\ \underline{P}_l \leqslant \tilde{P}_l^{\min} = \tilde{P}_l^{\min} + \varphi_{l,i}\Delta\underline{P}_i \leqslant \bar{P}_l \\ \underline{P}_l \leqslant \tilde{P}_l^{\min} = \tilde{P}_l^{\min} + \varphi_{l,i}\Delta\bar{P}_i \leqslant \bar{P}_l \end{cases} \tag{29}$$

由式(29)可以推知,若系统支路待考察支路数为 n_l,注入不确定量数为 n,则支路功率传输安全约束个数为 $2^{n+1}n_l$。而实际上,式(29)所描述的8个约束中,真正需要考虑的约束(称为主导约束)仅为2个,其依赖于支路功率与节点注入的灵敏度因子,该关系可表示为:

$$\begin{cases} \begin{cases} \bar{P}_l \geqslant \tilde{P}_l^{\max} = \tilde{P}_l^{\max} + \varphi_{l,i}\Delta\bar{P}_i \\ \underline{P}_l \leqslant \tilde{P}_l^{\min} = \tilde{P}_l^{\min} + \varphi_{l,i}\Delta\underline{P}_i \end{cases} & \varphi_{l,i} \geqslant 0 \\ \begin{cases} \bar{P}_l \geqslant \tilde{P}_l^{\max} = \tilde{P}_l^{\max} + \varphi_{l,i}\Delta\underline{P}_i \\ \underline{P}_l \leqslant \tilde{P}_l^{\min} = \tilde{P}_l^{\min} + \varphi_{l,i}\Delta\bar{P}_i \end{cases} & \varphi_{l,i} < 0 \end{cases} \tag{30}$$

式(30)所述的条件约束可基于强对偶理论转化为以下互补约束形式:

$$\begin{cases} \bar{P}_l \geqslant \tilde{P}_l^{\max} = \tilde{P}_l^{\max} + \varphi_{l,i}\Delta P_i \\ \underline{P}_l \leqslant \tilde{P}_l^{\min} = \tilde{P}_l^{\min} + \varphi_{l,i}(\Delta\underline{P}_i + \Delta\bar{P}_i - \Delta P_i) \\ \varphi_{l,i}(\Delta P_i - \Delta\bar{P}_i) \geqslant 0 \\ \varphi_{l,i}(\Delta P_i - \Delta\underline{P}_i) \geqslant 0 \\ \Delta\underline{P}_i \leqslant \Delta P_i \leqslant \Delta\bar{P}_i \end{cases} \tag{31}$$

由此,经主导约束提取后,系统支路功率传输安全约束个数缩减为 $2n_l(n+1)+2n$。

3.3 约束缩减

比较直观的缩减约束的手段为根据运行经验缩减待考查的支路数,或者是基于不考虑电网安全约束所得到的经济调度方式(源最优运行方式[29])对应的支路负载情况确定需考察的支路集合。就本文模型而言,另一缩减约束的手段即为查找功率传输分布因子符号独立于平衡策略的情况,该种情况下,每增加一注入不确定量,式(30)所述约束变为确定的,因此,总体而言,系统支路功率传输安全约束个数不再增加。如图1所示IEEE 9节点系统,$\varphi_{5\text{-}6,5}$ 恒大于0,$\varphi_{8\text{-}9,9}$ 恒小于0,即节点5注入功率增加总是使支路5-6功率增加,节点9注入功率增加总是使支路8-9功率减少。由此,模型约束规模大幅缩减,有效减少了计算量。

3.4 模型求解流程

所提模型具体求解流程如下。

a. 基于拓扑分析结果,形成注入转移因子矩阵。

b. 基于源最优运行方式确定待考察的支路集合,根据支路有功功率对节点注入功率变化的灵敏度因子符号独立于平衡策略的情况进行约束缩减。

c. 模型求解分2步实现:假设频率允许偏差为零,忽略弃风、切负荷情况,根据系统规模选择二次规划模型求解或基于主导约束提取的非线性规划模型简化求解;若有解则考虑引入频率协同约束求解,否则采用本文的运行协同模型求解。

4 算例分析

算例仿真在处理器为Intel® Xeon CPU E3-1220(3.1 GHz)、内存为8 GB、操作系统为64位Win7系统的计算机上进行,基于GAMS优化平台,其中二次规划模型由CPLEX12优化器求解,非线性规划模型由CONOPT3优化器求解。算例仿真中,假设各机组一次调频调差系数均为4%,即系统频率变化4%引起机组输出功率100%的变化;各负荷一次调频调差系数均为2.89,即系统频率变化1%引起负荷有功变化2.89%;由于负荷预测精度较高,假设预期的预测误差最大不超过2.5%。

为表明本文所提方法的有效性,对比以下4种有功决策方案:传统的ED,即不考虑电网安全,$\Delta\underline{f}=\Delta\bar{f}=0$;运行协同的经济调度SED(Synergetic Economic Dispatch)[21],即不考虑电网安全,频率偏差不超过±0.04 Hz范围;本文区间有功优化潮流IOPF(Interval Optimal Power Flow),即考虑电网安全,$\Delta\underline{f}=\Delta\bar{f}=0$;本文运行协同的区间优化潮流SIOPF(Synergetic Internal Optimal Power Flow),即考虑电网安全,频率偏差不超过±0.04 Hz范围。

4.1 含风电的IEEE 9节点系统算例

以图1所示的IEEE 9节点系统为例,分别以无风电接入(case9)和有风电接入(case10)2种情况予以分析。电网支路参数、发电机组参数以及节点注入不确定性数据等见表1—3,表1中电抗为标幺值。

4.1.1 无风电接入的情况

无风电接入的情况即IEEE 9节点系统,如图1中case9所示,4种方案下有功决策结果如表4所示。

由表4可知,ED和IOPF决策结果为负荷波动

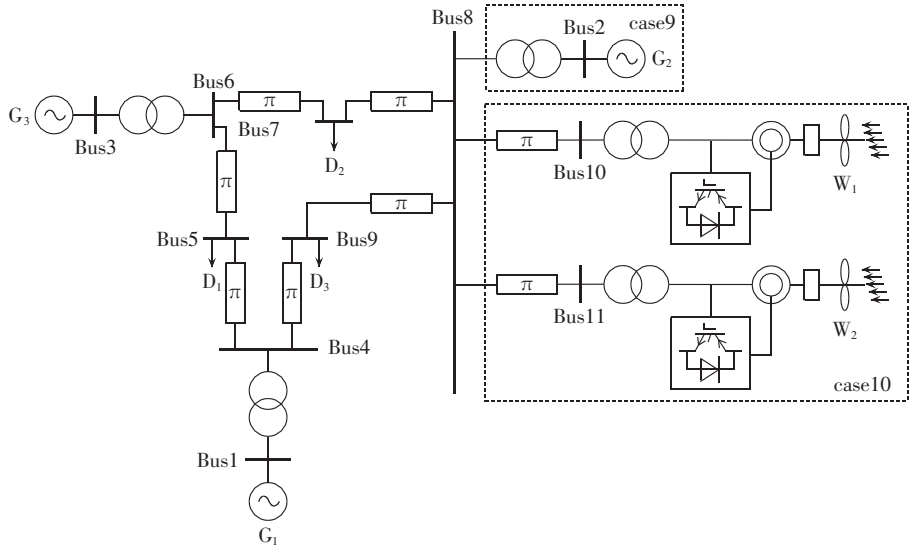

图 1 算例系统接线图

Fig.1 Wiring diagram of test system

表 1 含风电的 IEEE 9 节点系统支路参数

Table 1 Branch parameters of IEEE 9-bus system with wind farm

支路编号	首节点	末节点	电抗	传输容量上限/(MV·A)
1	1	4	0.0576	130
2	3	6	0.0586	140
3	2	8	0.0625	160
4	5	6	0.1700	100
5	4	5	0.0920	100
6	6	7	0.1008	100
7	7	8	0.0720	100
8	8	9	0.1610	70
9	9	4	0.0850	100
10	10	8	0.0920	100
11	11	8	0.0920	100

表 2 IEEE 9 节点系统发电机组参数

Table 2 Generator parameters of IEEE 9-bus system

节点号	有功上限/MW	有功下限/MW	速率上限/(MW·min^{-1})	成本系数/($·h^{-1})		
				a_G	b_G	c_G
1	125	50	2.5	0.1100	5.0	150
2	150	60	3	0.0850	1.2	600
3	135	54	2.7	0.1225	1.0	335

表 3 含风电的 IEEE 9 节点系统节点注入不确定数据

Table 3 Data of nodal injection uncertainty for IEEE 9-bus system with wind farm

节点号	有功/MW	节点号	有功/MW
5	[87.75,92.25]	10	[60,80]
7	[97.5,102.5]	11	[60,80]
9	[121.875,128.125]		

完全由机组的二次动作承担,对应可控的协同状态,系统需配置±7.875 MW 的旋转备用容量;SED 和 SIOPF 决策结果为负荷波动完全由自动的协同能力承担,对应自动的协同状态,当负荷与预测值之间出现 7.875 MW 的波动时,在频率偏差为 0.035 Hz 的条件下再次实现源平衡,此时对应系统机组的最大旋转备用容量为±7.237 MW。可见,有功决策中计及电力系统自动的协同能力,能有效减少机组旋转备用容量配置。对比 ED 和 IOPF、SED 和 SIOPF 可知,ED 和 SED 决策结果均出现了支路传输过载情况,过载支路均为支路 8–9,最大支路负载率分别为 1.085 和 1.047,考虑电网功率传输安全约束后,常规机组基点发生调整,系统发电成本有所增加。对比 IOPF 和 SIOPF 可知,后者发电成本低,机组旋转备用容量配置少。

表 4 case9 有功决策结果

Table 4 Results of active power decision for case9

参数		ED	SED	IOPF	SIOPF
功率基点/MW	G_1	86.56	86.56	96.05	93.86
	G_2	134.38	134.38	125.30	127.40
	G_3	94.06	94.06	93.65	93.74
上调备用容量/MW	G_1	0	0	0	0
	G_2	7.875	0	7.875	0
	G_3	0	0	0	0
下调备用容量/MW	G_1	0	0	0	0
	G_2	7.875	0	7.875	0
	G_3	0	0	0	0
频率偏差/Hz	Δf^u	0	0.035	0	0.035
	Δf^d	0	−0.035	0	−0.035
最大支路负载率		1.085	1.047	1	1
成本/($·h^{-1})		5636.55	5216.03	5653.49	5226.04

4.1.2　有风电接入的情况

考虑系统中含有风电场的情况,如图 1 中 case10 所示,4 种方案下有功决策结果如表 5 所示。

此时,ED 和 IOPF 决策结果为各机组留有的二次动作备用容量达到了时间区间允许的最大值,即正负 26 MW 仍无法满足负荷与风电预期的最大波动,超出二次动作备用容量就必须切负荷或弃风电。当波动达到 27.875 MW 时,需切除 1.875 MW 的负荷,类似,当波动达到–27.875 MW 时,需弃 1.875 MW 的

表5 case10有功决策结果

Table 5 Results of active power decision for case10

参数		ED	SED	IOPF	SIOPF
功率基点/MW	G_1	83.60	83.60	99.52	101.29
	G_3	91.40	91.40	75.48	73.71
上调备用容量/MW	G_1	12.5	12.5	12.5	12.5
	G_3	13.5	9.45	13.5	9.45
下调备用容量/MW	G_1	12.5	12.5	12.5	12.5
	G_3	13.5	9.45	13.5	9.45
频率偏差/Hz	Δf^u	0	0.04	0	0.04
	Δf^d	0	−0.04	0	−0.04
弃风量/MW	W_1	1.875	0	1.875	0
	W_2	0	0	0	0
切负荷量/MW	D_1	0	0	0	0
	D_2	0	0	0	0
	D_3	1.875	0	1.875	0
最大支路负载率		1.222	1.213	1	1
成本/($\cdot$h^{-1})		4789.07	4242.84	4847.95	4315.58

风电,其实现的是再可控的协同状态;SED和SIOPF决策结果为系统频率偏差为±0.04 Hz范围内的自动协同能力全部得到利用,并不需要进行切负荷或弃风电,其实现的是可控的协同状态。对比ED和IOPF、SED和SIOPF可知,ED和SED决策结果均出现了支路传输过载情况,考虑电网功率传输安全约束后,常规机组基点发生调整,系统发电成本有所增加。对比IOPF和SIOPF可知,后者将频率质量引入有功决策,能够计及电力系统自动的协同能力,相当于在调度中间接地考虑了控制,从而扩大了解空间,有效减少了在调度中切负荷或弃风电的情况。

4.2 含风电的IEEE 118节点系统算例

进一步采用含风电的IEEE 118节点系统算例(case124),风电场并网支路参数以及风功率数据见表6、7,IEEE 118系统由118条母线、19台发电机、99个负荷以及186条输电支路组成,具体数据参见文献[30]。4种方案有功决策结果汇总如表8所示。

由表8可知,传统的ED和协同调度决策均出现了支路传输过载情况,过载支路集合均为{112,115,140},最大负载率分别为1.593和1.368;本文区间有功优化潮流和运行协同的区间优化潮流则可有效保证电网功率传输安全,且后者能够计及电力系统自动的协同能力,具有发电成本低、有效减少机组旋转备用容量的优点。

表6 case124风电场支路参数

Table 6 Branch parameters of wind farm for case124

支路编号	首节点	末节点	电抗	容量上限/(MV·A)
187	119	1	0.0288	272.5
188	120	19	0.0104	272.5
189	121	56	0.0181	272.5
190	122	73	0.0157	272.5
191	123	112	0.0229	272.5
192	124	116	0.0378	272.5

表7 case124风功率数据

Table 7 Data of wind power for case124

节点编号	风功率/MW	节点编号	风功率/MW
119	[60,80]	122	[90,110]
120	[60,80]	123	[110,130]
121	[40,60]	124	[110,130]

表8 case124有功决策结果

Table 8 Results of active power decision for case124

参数	ED	SED	IOPF	SIOPF
上调备用/MW	172.975	45.343	172.975	45.343
下调备用/MW	172.975	45.343	172.975	45.343
频率偏差/Hz	0	±0.04	0	±0.04
弃风量/MW	0	0	0	0
切负荷量/MW	0	0	0	0
最大支路负载率	1.593	1.368	1	1
成本/($\cdot$h^{-1})	3177.76	2727.37	3255.15	2746.11

4.3 计算效率对比分析

为说明本文算法的求解效率,以IEEE 14、IEEE 30和IEEE 118节点系统[30]为例对比分析。假设预期的负荷预测误差最大不超过2.5%,决策时允许的频率偏差为0。对比结果如表9所示。

表9 模型求解对比

Table 9 Comparison of solution between models

算例	成本/($\cdot$h^{-1})		时间/s		内存/MB	
	QP	NLP	QP	NLP	QP	NLP
IEEE 14	8194.54	8272.04	0.58	0.078	5	3
IEEE 30	604.63	611.89	157.9	0.096	1755	5
IEEE 118	—	3108.05	—	0.156	—	20

由表9成本对比可知,非线性优化得到的为局部最优解,而二次规划得到的则为全局最优解,后者更为理想。从计算时间和内存占用量对比可知,随着系统规模的增加,计算时间和内存占用量成非线性增加趋势。传统有功决策对应的区间优化模型由穷举形式表达虽为二次规划模型,但其模型大小成指数形式增加,特别是对IEEE 118节点系统而言,其模型求解规模超出了系统的处理能力。而考虑主导约束提取后的模型则近似与系统规模呈平方关系,当系统规模较大时,其计算效率尤为显著。

进一步对比本文运行协同的区间优化潮流的求解情况,不考虑主导约束提取以及约束缩减(NLP1)和考虑主导约束提取以及约束缩减(NLP2)的模型求解效率对比如表10所示。

表10 求解效率对比

Table 10 Comparison of solving efficiency between models

算例	成本/($\cdot$h^{-1})		时间/s		内存/MB	
	NLP1	NLP2	NLP1	NLP2	NLP1	NLP2
case10	4315.58	4315.58	0.125	0.093	52	1
case124	—	2746.11	—	16.5	—	119.5

由表10可知,提取主导约束并进行约束缩减后,缩短了求解时间,内存使用量减少,求解效率得到了

明显的提高。

5　结论

电力系统运行协同特性能够扩大有功决策解的空间。本文在对电力系统运行协同特性予以分析的基础上,提出一种电力系统运行协同的区间有功优化潮流模型,模型中充分发挥频率调节效应的作用以在决策层面上挖掘系统消纳不确定性的运行协同能力,并有效考虑机组备用响应过程,从而明确备用为谁而备,实现调度与控制的友好衔接;本文模型更有助于电网减少旋转备用配置,有效减少弃风和切负荷量,提高电网运行的经济性;模型求解基于强对偶理论,以互补形式提取主导约束,并进行约束缩减,从而避开了大量冗余约束,提高了求解效率。

本研究是电力系统协同调度的重要组成部分。进一步会将这一协同特性融入到考虑时间耦合约束的动态优化决策问题中,以在时变过程中揭示协同调度的价值,预期会促进新形势下电网调度理论的进展。

参考文献:

[1] 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,1989:48-69,169-191.

[2] WOOD A J,WOLLENBERG B F. Power generation,operation,and control[M]. 影印版. 北京:清华大学出版社,2003:29-123,209-230.

[3] CARPENTIER J. Contribution a l'etude du dispatching economique[J]. Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens,1962,3(8):431-447.

[4] DOMMEL H W,TINNEY W F. Optimal power flow solutions[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems,1968(10):1866-1876.

[5] ZABORSZKY J,SINGH J. A reevaluation of the normal operating state control of the power system using computer control and system theory part I load estimation[C]// Power Industry Computer Applications Conference,PICA-79. IEEE Conference Proceedings. Vancouver,Canada:[s.n.],1979:205-213.

[6] MUKAI H,SINGH J,SPARE J H,et al. A reevaluation of the normal operating state control of the power system using computer control and system theory part Ⅱ dispatch targeting[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems,1981,100(1):309-317.

[7] KAMBALE P,MUKAI H,SPARE J,et al. A reevaluation of the normal operating state control of the power system using computer control and system theory part Ⅲ tracking the dispatch targets with unit control[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems,1985,102(6):1903-1912.

[8] XU G,GALIANA F D,LOW S. Decoupled economic dispatch using the participation factors load flow[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems,1985(6):1377-1384.

[9] 雷亚洲,王伟胜. 含风电场电力系统的有功优化潮流[J]. 电网技术,2002,26(6):18-21.
LEI Yazhou,WANG Weisheng. Optimal real power flow in wind power integrated system[J]. Power System Technology,2002,26(6):18-21.

[10] 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):41-47.
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):41-47.

[11] MIRANDA V,SARAIVA J T. Fuzzy modeling of power system optimal load flow[J]. IEEE Trans on Power Systems,1992,7(2):843-849.

[12] 刘春燕,晁勤,魏丽丽. 基于实证数据和模糊控制的多时间尺度风储耦合实时滚动平抑波动[J]. 电力自动化设备,2015,35(2):35-41.
LIU Chunyan,CHAO Qin,WEI Lili. Wind-storage coupling based on actual data and fuzzy control in multiple time scales for real-time rolling smoothing of fluctuation[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(2):35-41.

[13] 王士柏,韩学山,杨明. 计及机组备用响应能力的电力系统区间经济调度[J]. 中国电机工程学报,2013,33(7):99-108.
WANG Shibo,HAN Xueshan,YANG Ming. Interval economic dispatch of power system considering unit reserve responsiveness[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(7):99-108.

[14] 高红均,刘俊勇,魏震波,等. 考虑风储一体的多场景两阶段调度决策模型[J]. 电力自动化设备,2014,34(1):135-140.
GAO Hongjun,LIU Junyong,WEI Zhenbo,et al. Multi-scenario two-stage dispatch decision-making model for wind farm with integrated energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(1):135-140.

[15] 丁涛,郭庆来,柏瑞. 考虑风电不确定性的区间经济调度模型及空间分支定界法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(22):3707-3714.
DING Tao,GUO Qinglai,BO Rui. Interval economic dispatch model with uncertain wind power injection and spatial branch and bound method[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(22):3707-3714.

[16] PIRNIA M,CAÑIZARES C A,BHATTACHARYA K. A novel affine arithmetic method to solve optimal power flow problems with uncertainties[J]. IEEE Trans on Power Systems,2014,29(6):2775-2783.

[17] HAN X S,HAN L,GOOI H. Ultra-short-term multi-node load forcasting-a composite approach[J]. IET Generation,Transmission & Distribution,2012,6(5):436-444.

[18] 杨明,范澍,韩学山. 基于分量稀疏贝叶斯学习的风电场输出功率概率预测方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(14):125-130.
YANG Ming,FAN Shu,HAN Xueshan. Wind farm generation forecast based on componential sparse bayesian learning[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(14):125-130.

[19] 潘志远,韩学山. 电网节点负荷的立体化预测方法[J]. 电力系统自动化,2012,36(21):47-52.
PAN Zhiyuan,HAN Xueshan. A multi-dimensional method of nodal load forecasting in power grid[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(21):47-52.

[20] 刘兴杰,谢春雨. 基于贝塔分布的风电功率波动区间估计[J]. 电力自动化设备,2014,34(12):26-31.
LIU Xingjie,XIE Chunyu. Wind power fluctuation interval estimation based on beta distribution[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(12):26-31.

[21] BERTSIMAS D,LITVINOV E,SUN X A. Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem [J]. IEEE Trans on Power Systems,2013,28(1):52-63.

[22] 陈建华,吴文传,张伯明. 安全性与经济性协调的鲁棒区间风电调度方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(7):1033-1040.
CHEN Jianhua,WU Wenchuan,ZHANG Boming. A robust interval wind power dispatch method considering the tradeoff between security and economy[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(7):1033-1040.

[23] 李志刚,吴文传,张伯明. 消纳大规模风电的鲁棒区间经济调度:(一)调度模式与数学模型[J]. 电力系统自动化,2014,38(20):33-39.
LI Zhigang,WU Wenchuan,ZHANG Boming. A robust interval economic dispatch method accommodating large-scale wind power generation part one dispatch scheme and mathematical model[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(20):33-39.

[24] 李志刚,吴文传,张伯明. 消纳大规模风电的鲁棒区间经济调度:(二)不确定集合构建与保守度调节[J]. 电力系统自动化,2014,38(21):32-38.
LI Zhigang,WU Wenchuan,ZHANG Boming. A robust interval economic dispatch method accommodating large-scale wind power generation part two uncertainty set modeling and conservativeness adjustment[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(21):32-38.

[25] 刘国静,韩学山,杨明. 电力系统运行协同的经济调度[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2668-2675.
LIU Guojing,HAN Xueshan,YANG Ming. Synergetic economic dispatch in power system operation[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(16):2668-2675.

[26] LIU M,GROSS G. Role of distribution factors in congestion revenue rights applications[J]. IEEE Trans on Power Systems,2004,19(2):802-810.

[27] REID G F,HASDORFF L. Economic dispatch using quadratic programming[J]. IEEE Trans on Power Apparatus and Systems,1973,PAS-92(6):2015-2025.

[28] WU Y C,DEBS A S,MARSTEN R E. A direct nonlinear predictor-corrector primal-dual interior point algorithm for optimal power flows[J]. IEEE Trans on Power Systems,1994,9(2):876-883.

[29] 刘国静,韩学山,杨明. 经济调度中源网间的三种状态分析及验证[J]. 电网技术,2013,37(2):431-437.
LIU Guojing,HAN Xueshan,YANG Ming. Analysis and verification on three states between source and network in economic dispatch[J]. Power System Technology,2013,37(2):431-437.

[30] MATPOWER. Available online[EB/OL]. [2014-11-15]. http://www.pserc.cor-nell.edu/matpower/,2011.

作者简介:

孙东磊

孙东磊(1988—),男,山东济宁人,博士研究生,主要从事电力系统源网协同理论研究与工程应用技术开发工作(**E-mail**:sdusdlei@sina.com);

韩学山(1959—),男,辽宁大连人,教授,博士研究生导师,博士,主要从事电力系统优化调度、EMS、电力市场领域的研究和教学工作;

张 波(1963—),男,山东威海人,教授,主要从事电力系统运行与控制领域的研究和教学工作。

Synergetic interval optimal active power flow of power system operation

SUN Donglei,HAN Xueshan,ZHANG Bo

(Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education,
Shandong University,Ji'nan 250061,China)

Abstract: A model of synergetic interval optimal active power flow of power system operation is proposed to deal with the uncertain operating conditions,which fully uses the frequency regulation effect to exploit the system capability of operational synergy for accommodating the uncertainties of power system operation at the decision level and effectively considers the process of unit reserve response for determining the reserve demander to realize the friendly interface between dispatch and control. The uncertainty variables and status variables in the model are described as the random variables obeying the interval distribution and treated in the affine form. Based on the strong duality theory,the complementary constraints are applied to extract the dominant constraints for reducing the solution size to convert the model into a deterministic non-linear programming problem and solve it on GAMS platform. Case analysis verifies its effectiveness in uncertainty accommodation and efficiency in solution calculation for large-scale power system.

Key words: electric power systems; optimal power flow; operational synergy; interval uncertainty; complementation