

计及风电不确定性的含 UPFC 电力系统的 两阶段最优潮流

钱 臻¹, 刘建坤², 陈 静², 张宁宇², 孙永辉¹, 卫志农¹, 孙国强¹

(1. 河海大学 能源与电气学院, 江苏 南京 211100; 2. 国网江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 210036)

摘要: 风速具有随机性和不确定性, 大规模风电场的并网会影响电力系统的稳定性, 而统一潮流控制器 (UPFC) 具有实时潮流控制能力, 有利于系统稳定。建立计及风电不确定性的含 UPFC 的最优潮流模型, 由日内滚动调度和实时调度两阶段组成。日内滚动调度阶段不考虑风电出力预测误差, 制定机组出力计划, 优化运行成本; 实时调度阶段根据风电出力预测误差调节 UPFC 参数, 实时修正运行计划, 并进行潮流优化, 以保证系统安全可靠。以 IEEE 14 节点系统和某实际系统为例进行算例分析, 结果表明, 所提模型可以通过 UPFC 的参数控制有效减少风电预测误差带来的影响, 从而提高系统的经济性和安全性。

关键词: 电力系统; 大规模风电并网; 统一潮流控制器; 两阶段最优潮流; 风速预测; 场景模拟

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.03.014

0 引言

21 世纪以来, 全球能源危机与环境污染问题日益突出, 风能、太阳能等可再生清洁能源在世界范围内受到越来越广泛的关注。由于风能具有随机性、间歇性和不确定性等特点, 因此风电场的大规模并网会对电力系统稳定运行带来巨大的挑战^[1-2]。

最优潮流 OPF (Optimal Power Flow) 是电力系统优化运行分析的重要工具^[3-4]。风电场的并网运行使得基于确定性模型的传统 OPF 不再适用, 因此有学者提出计及不确定性的 OPF 模型。目前, 处理风电不确定性优化的方法主要有概率优化^[5-7]和随机优化^[8-9] 2 类。其中, 概率优化根据输入变量的概率分布得到输出变量的概率分布, 但该方法无法获得确定的调度方案。随机优化包括机会约束优化和场景优化; 前者将输入变量的随机性转化为约束, 在优化过程中反复迭代求解, 最后可得到确定的调度方案, 但该方法求解过程复杂, 计算量大; 后者可通过场景削减的方法将问题转化为少数子问题求解, 减小计算量。

统一潮流控制器 UPFC (Unified Power Flow Controller) 是迄今为止功能最强大的柔性交流输电装置, 其不仅可以有效地改善电力系统的潮流分布, 而且能够提高电力系统的稳定性, 具有广阔的应用前景^[10-12]。2015 年 12 月 11 日, 中国首个 UPFC 示范工程在南京投入运行, 该工程为 UPFC 运行的理论分析提供了实践依据。值得注意的是, UPFC 具有

快速调节潮流的能力^[13], 其出现为解决风电出力的不确定性提供了新的思路。文献^[14]提出了以最小化弃风为目标函数的含 FACTS 装置的两阶段 OPF 模型, 但是研究对象为固定串联电容器 FSC (Fixed Series Capacitor) 和晶闸管控制的串联补偿器 TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator), 并未研究综合控制能力更强的 UPFC 装置。就目前研究而言, 国内外文献鲜有考虑计及风电随机性和 UPFC 的最优潮流。

基于上述分析, 本文建立计及风电不确定性的含 UPFC 的两阶段最优潮流模型, 由日内滚动调度和实时调度两阶段组成。通过场景模拟风速不确定性, 并采用原对偶内点法求解该两阶段 OPF 模型。算例分析验证本文所提模型的准确性。

1 UPFC 和风速模型

1.1 UPFC 的稳态模型

UPFC 一般采用双电压源模型^[15], 其模型结构如图 1 所示, 主要由并联可控电压源 U_E 、阻抗 Z_E 和串联可控电压源 U_B 、阻抗 Z_B 组成。假设 UPFC 安装在线路 sm 的 s 端, 可以通过在 UPFC 末端增加一个节点 r , 使得 UPFC 成为独立支路, 然后参与系统潮流或 OPF 计算。制定合适的 UPFC 控制策略, 即合理控制串、并联侧可控电压源幅值 U_B 、 U_E 和相角 θ_B 、 θ_E

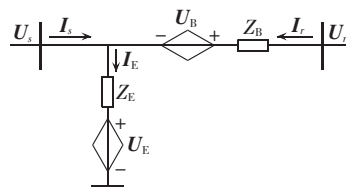


图 1 UPFC 的双电压源模型

Fig.1 Dual voltage-source model of UPFC

收稿日期: 2016-04-02; 修回日期: 2016-12-23

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (51277052)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (51277052)

4 个参数,从而可以灵活地实现 UPFC 的电压调节、线路串联补偿以及移相等多种控制功能。

在具体计算过程中,可将 UPFC 对系统的影响等效为对其所在支路两端节点的注入功率 $P_{s,\text{upfc}} + jQ_{s,\text{upfc}}$ 、 $P_{r,\text{upfc}} + jQ_{r,\text{upfc}}$,等效示意图如图 2 所示,等效注入功率可用如下公式表示:

$$\begin{cases} P_{s,\text{upfc}} + jQ_{s,\text{upfc}} = U_s I_s^* = U_s (I_E - I_r)^* \\ P_{r,\text{upfc}} + jQ_{r,\text{upfc}} = U_r I_r^* \end{cases} \quad (1)$$

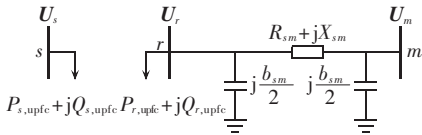


图 2 UPFC 支路等效示意图

Fig.2 Equivalent schematic diagrams of UPFC branch

1.2 风速预测与场景削减

虽然针对风速预测已展开较广泛的研究,但其预测精度仍然不高。日前预测误差在 $\pm(15\% \sim 20\%)$ 左右,提前 2h 风速预测误差为 $\pm 5\%$ 左右^[16]。电力系统调度领域目前采用较多的是直接依据日前或日内风速预测结果,然后采用确定性的决策方式对电网进行调度,该方法容易使系统面临决策风险。因此有必要对风速预测的不确定性进行考虑,本文采用场景模拟技术来应对风电出力的随机性。需要说明的是,鉴于本文重点考虑利用 UPFC 来协调风电不确定性,负荷不确定性暂不考虑,对于具有较大负荷预测误差的情况,可以采用与处理风速类似的方法进行处理。

对于短期风速预测,现有的文献通常假定预测误差服从正态分布^[17-18],因此通过随机采样的方法产生一系列风速的场景序列,根据风速与风功率的对应关系得到风功率的场景序列,风速与风功率的非线性对应关系采用文献[19]所述模型。此外,由于我国风电场在接入电网时都要求配置无功补偿设备来保证无功功率平衡。因此,本文采用风电场恒功率因数的模型,将风电场看作负的负荷来处理。

基于场景模拟问题的计算量很大程度上取决于场景的数量,场景数量越多,相应计算量越大;场景数量越少,则模拟精度较低。因此,如何在计算精度与求解效率之间协调折中,并选取适当数量的场景来近似初始场景就显得尤为重要。本文采用基于概率距离最短的同步回代法^[20]进行场景削减,由于篇幅限制,具体方法不做详述。

2 含 UPFC 的两阶段 OPF 模型

本文旨在通过调节 UPFC 参数来修正间歇式能源的波动性,以实现风电机组与 UPFC 的协调配合。

所提调度模型分两阶段进行,分别为日内滚动调度和实时调度。第一阶段以总发电成本为优化目标,制定常规机组出力计划;UPFC 的贡献主要体现在第二阶段潮流控制,以网损最小为优化目标。

2.1 第一阶段优化

第一阶段为日内滚动调度阶段,以 30~60 min 为启动周期^[21],时间尺度较短,且 UPFC 在第二阶段对风电波动有一定程度的修正作用,因此,第一阶段调度可以暂不考虑风电出力的预测误差,根据超短期预测能够较准确地得到时段 $t(1 \leq t \leq 24, t \in \mathbf{N})$ 的风速预测值,将预测出力作为其实际出力。以机组总发电费用最小为目标函数进行 OPF 计算,求得各常规发电机组未来 1h 即时段 t 内的有功出力,并以此作为第二阶段优化的运行约束。

具体的第一阶段优化模型如下。

(1) 目标函数。

以发电费用最小作为目标函数:

$$f_1(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^{n_g} a_{2i} P_{Gi}^2 + a_{1i} P_{Gi} + a_{0i} \quad (2)$$

其中, $\mathbf{x}$ 为优化变量; P_{Gi} 为第 i 台发电机的有功出力; a_{2i} 、 a_{1i} 、 a_{0i} 为第 i 台发电机发电费用系数; n_g 为系统发电机数。

(2) 等式约束。

含 UPFC 的 OPF 等式约束包含节点功率平衡方程和 UPFC 内部有功功率平衡方程。

普通节点的等式约束方程见文献[4]。UPFC 所在支路首末节点功率平衡方程如下:

$$\begin{cases} \Delta P_i = P_{Gi} - P_{Li} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - P_{i,\text{upfc}} \\ \Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - Q_{i,\text{upfc}} \end{cases} \quad (3)$$

其中, ΔP_i 、 ΔQ_i 为节点 i 的功率残差; P_{Gi} 、 Q_{Gi} 为节点发电功率; P_{Li} 、 Q_{Li} 为节点负荷功率; U_i 、 U_j 分别为节点 i 、 j 的电压幅值; $j \in i$ 表示与节点 i 相连的所有节点; θ_{ij} 和 G_{ij} 、 B_{ij} 分别为节点 i 、 j 间相位差和线路 ij 上的电导、电纳; i 取 s 或 r ; j 的取值集合为 $\{1, 2, \dots, n\}$, n 为系统节点数。

UPFC 的内部有功功率平衡方程如式(4)所示,即 UPFC 既不吸收有功也不发出有功。

$$P_E + P_B = 0 \quad (4)$$

其中, P_E 、 P_B 分别为并、串联侧换流器的有功输入。

(3) 不等式约束。

不等式约束包括发电机有功和无功出力约束、节点电压幅值约束、线路潮流约束以及 UPFC 运行约束。

$$P_{Gi,\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi,\max} \quad i = 1, 2, \dots, n_g \quad (5)$$

$$-d_{Gi} \leq P_{Gi,t} - P_{Gi,t-1} \leq u_{Gi} \quad i = 1, 2, \dots, n_g \quad (6)$$

$$\begin{cases}
 Q_{Gi,\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi,\max} & i=1,2,\dots,n_g \\
 U_{i,\min} \leq U_i \leq U_{i,\max} & i=1,2,\dots,n \\
 \theta_{i,\min} \leq \theta_i \leq \theta_{i,\max} & i=1,2,\dots,n \\
 |-U_i^2 G_{ij} + U_i U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})| \leq P_{ij\max} \\
 U_{Ei,\min} \leq U_{Ei} \leq U_{Ei,\max} & i=1,2,\dots,n_{upfc} \\
 \theta_{Ei,\min} \leq \theta_{Ei} \leq \theta_{Ei,\max} & i=1,2,\dots,n_{upfc} \\
 U_{Bi,\min} \leq U_{Bi} \leq U_{Bi,\max} & i=1,2,\dots,n_{upfc} \\
 \theta_{Bi,\min} \leq \theta_{Bi} \leq \theta_{Bi,\max} & i=1,2,\dots,n_{upfc} \\
 S_{upfci,\min} \leq S_{upfci} \leq S_{upfci,\max} & i=1,2,\dots,n_{upfc}
 \end{cases} \quad (7)$$

其中, $P_{Gi,\max}$ 、 $P_{Gi,\min}$ 分别为机组 i 有功输出的上、下限; $P_{Gi,t}$ 为机组 i 在时段 t 的输出功率; u_{Gi} 和 d_{Gi} 分别为机组 i 的上调功率和下调功率; $Q_{Gi,\max}$ 、 $Q_{Gi,\min}$ 分别为发电机 i 无功出力上、下限; $U_{i,\max}$ 、 $U_{i,\min}$ 、 $\theta_{i,\max}$ 、 $\theta_{i,\min}$ 分别为节点 i 电压幅值和相角的上、下限; $P_{ij\max}$ 为线路传输功率限制; $U_{Ei,\max}$ 、 $U_{Ei,\min}$ 、 $U_{Bi,\max}$ 、 $U_{Bi,\min}$ 分别为第 i 个 UPFC 并、串联电压源幅值上、下限; $\theta_{Ei,\max}$ 、 $\theta_{Ei,\min}$ 、 $\theta_{Bi,\max}$ 、 $\theta_{Bi,\min}$ 分别为第 i 个 UPFC 并、串联电压源相角上、下限; $S_{upfci,\max}$ 、 $S_{upfci,\min}$ 分别为第 i 个 UPFC 的容量约束上、下限; n_{upfc} 为 UPFC 的个数。

第一阶段优化控制变量及状态变量包括 $\mathbf{x} = [\mathbf{x}_0, \mathbf{x}_{upfc}] = [\mathbf{P}_G, \mathbf{Q}_G, \mathbf{U}, \boldsymbol{\theta}, \mathbf{U}_E, \boldsymbol{\theta}_E, \mathbf{U}_B, \boldsymbol{\theta}_B]$ 。其中, 控制变量 $\mathbf{P}_G$ 、 $\mathbf{Q}_G$ 分别为发电机有功、无功出力, 状态变量 $\mathbf{U}$ 、 $\boldsymbol{\theta}$ 分别为节点电压幅值和相角 (包含新增加的节点 r), $\mathbf{U}_E$ 、 $\boldsymbol{\theta}_E$ 、 $\mathbf{U}_B$ 、 $\boldsymbol{\theta}_B$ 为 UPFC 参数。根据第一阶段优化结果, 可以确定常规火电机组在各个时段的有功出力, 并作为下一阶段优化的已知定量。

2.2 第二阶段优化

第二阶段为实时调度阶段, 以 5~15 min 为启动周期^[21], 考虑风电出力预测误差, 采用一系列场景描述风速的不确定性, 针对风速各个场景以网损最小为目标函数进行 OPF 计算, 得到各场景下平衡机组有功出力以及 UPFC 的实时最优控制策略。通过调节 UPFC 潮流参数, 实时修正运行计划。

第二阶段优化模型如下。

(1) 目标函数。

第二阶段以网损最小作为目标函数:

$$f_2(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^{n_g} P_{Gi} - \sum_{i=1}^n P_{Di} \quad (8)$$

其中, P_{Di} 为节点 i 的有功负荷。

(2) 约束条件。

第二阶段优化仍需满足式(3)、式(4)和式(7)。而式(5)和式(6)与第一阶段有所变化。

$$P_{Gbal,\min} \leq P_{Gbal} \leq P_{Gbal,\max} \quad (9)$$

$$-d_{Gbal} \leq P_{Gbal,t} - P_{Gbal,t-1} \leq u_{Gbal} \quad (10)$$

其中, $P_{Gbal,\max}$ 和 $P_{Gbal,\min}$ 分别为平衡机组有功出力上、下限; u_{Gbal} 和 d_{Gbal} 分别为平衡机组上调功率和下调功率。

第二阶段优化控制变量及状态变量包括 $\mathbf{x}' =$

$[\mathbf{x}'_0, \mathbf{x}'_{upfc}] = [\mathbf{P}_{Gbal}, \mathbf{Q}_G, \mathbf{U}', \boldsymbol{\theta}', \mathbf{U}'_E, \boldsymbol{\theta}'_E, \mathbf{U}'_B, \boldsymbol{\theta}'_B]$ 。其中, 控制变量 $\mathbf{P}_{Gbal}$ 为平衡机组有功出力, $\mathbf{Q}_G$ 为所有发电机的无功出力, 状态变量 $\mathbf{U}'$ 、 $\boldsymbol{\theta}'$ 分别为节点电压幅值和相角 (包含新增加的节点 r), $\mathbf{U}'_E$ 、 $\boldsymbol{\theta}'_E$ 、 $\mathbf{U}'_B$ 、 $\boldsymbol{\theta}'_B$ 为 UPFC 的控制参数。根据第二阶段优化结果, 可以确定风速不确定性实现后 UPFC 的控制策略表。

3 算法流程

第 2 节建立了含风电场和 UPFC 的两阶段 OPF 模型, 本文采用原对偶内点法求解该模型, 具体流程如图 3 所示。流程图中 T_1 表示模型第一阶段的调度周期, 本文设定为 60 min, 并考虑一天 24 h 调度计划, 即 i 可取 $\{1, 2, \dots, 24\}$; T_2 表示模型第二阶段调度周期, 本文设定为 10 min, 即 j 可取 $\{1, 2, \dots, 6\}$ 。调度人员可以根据实际需要确定 T_1 、 T_2 的取值。需要说明的是, 在风电不确定性实现后, 如果风电的实际出力不满足任何一个场景, 则将策略表中与之最接近的风速场景控制方式作为 UPFC 的实际控制策略。

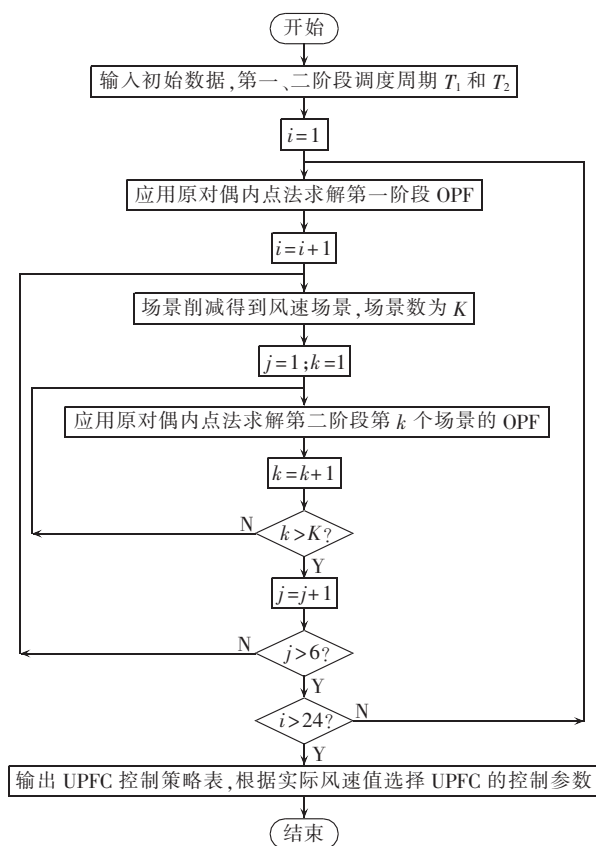


图 3 两阶段 OPF 算法流程图

Fig.3 Flowchart of two-stage OPF algorithm

4 算例分析

4.1 IEEE 14 节点系统算例

采用 IEEE 14 节点系统数据对上述基于场景的

含 UPFC 的 OPF 进行算例分析。IEEE 14 节点系统有功总负荷 259 MW,输电线路 20 条,其中变压器 3 台。UPFC 安装于线路 4-5 的节点 4 侧,风电接在节点 9。系统拓扑如图 4 所示,在线路 4-5 靠节点 4 侧添加新节点 15。

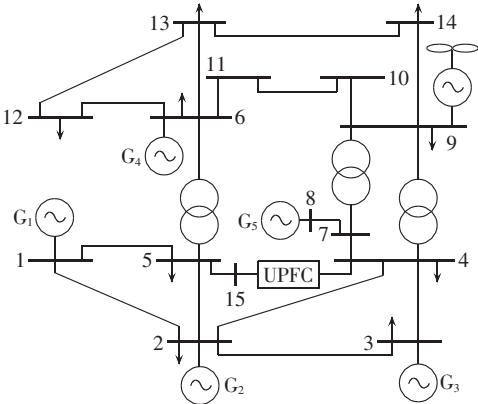


图 4 加装 UPFC 和风电场后的 IEEE 14 节点系统拓扑图
Fig.4 Topology of IEEE 14-bus system with additional UPFC and wind farm

以文献[22]中的历史数据作为风速预测值进行计算分析,选取 2010 年 7 月 4 日 ALGONA 地区在 18:00—19:00 时间段的风速数据作为预测值。本文假定某一时刻风速服从以预测值为期望、以日内预测值的 5% 为标准差的正态分布。对每个期望值基于概率距离最短削减得到 N_s 组场景,取 N_s 为 5。

假定风电场额定功率 $P_r=80$ MW,切入风速 $v_{in}=3$ m/s,额定风速 $v_r=12$ m/s,切出风速 $v_{out}=25$ m/s。表 1 中 $S_1—S_5$ 为削减得到各时间点的风速预测场景,表 2 为相对应的风电场出力。

表 1 各时间点的风速数据
Table 1 Wind speeds of different time-points

场景	风速/(m·s ⁻¹)						概率
	18:00	18:10	18:20	18:30	18:40	18:50	
S ₁	6.024	7.147	5.061	9.383	8.292	9.298	0.118
S ₂	7.315	5.914	6.692	9.128	7.966	8.491	0.142
S ₃	6.882	6.464	6.208	9.056	9.213	9.889	0.284
S ₄	6.322	7.655	5.944	8.649	8.087	8.087	0.296
S ₅	7.596	7.300	5.882	9.090	9.355	8.260	0.160
预测值	7	7	6	9	8	9	—

表 2 各时间点的风电出力数据
Table 2 Wind-power outputs of different time-points

场景	P_w /MW					
	18:00	18:10	18:20	18:30	18:40	18:50
S ₁	8.613	16.664	3.865	39.853	27.201	38.784
S ₂	17.921	7.977	13.011	36.677	23.893	29.327
S ₃	14.424	11.404	9.736	35.808	37.719	46.541
S ₄	10.463	20.931	8.149	31.076	23.753	25.101
S ₅	20.394	17.795	7.796	36.220	39.500	30.755

本文两阶段均计及了 UPFC 的作用,但如前文所述,UPFC 的主要贡献体现在第二阶段。 $X_E=$

0.1 p.u.、 $X_B=0.1$ p.u. 分别是 UPFC 并联、串联侧的漏抗,忽略 UPFC 的损耗,即 $R_E=R_B=0$ 。并联侧等效电压源幅值上、下限为 $U_{E,max}=1.2$ p.u.、 $U_{E,min}=0.4$ p.u.,串联侧等效电压源幅值上、下限为 $U_{B,max}=0.2$ p.u.、 $U_{B,min}=0$ 。

4.1.1 第一阶段优化

第一阶段所得优化结果如表 3 所示。

表 3 IEEE 14 节点系统第一阶段发电计划
Table 3 Generation plan for IEEE 14-bus system at first stage

发电机编号	有功出力/MW	发电机编号	有功出力/MW
G ₁ (平衡机)	192.571	G ₄	0
G ₂	36.400	G ₅	0
G ₃	23.860		

根据表 3 可确定各发电机组在 18:00—19:00 的有功出力情况,以此作为滚动调度计划。可以看出,该系统有功主要由经济性较好的平衡机提供,而经济性相对较差的机组 G_4 和机组 G_5 有功出力为 0,所得最优运行成本为\$7466.4。

4.1.2 第二阶段优化

第二阶段以 10 min 为时间间隔 T_2 调节平衡机组和 UPFC 参数,保证系统基本在以网损最小为目标函数的最优状态下运行。由于 UPFC 的潮流控制功能基本由其串联等效电压源幅值决定,表 4 给出各时段 U_B (标么值,后同)的最优控制策略表。

表 4 UPFC 等效串联电压源幅值最优控制策略表
Table 4 Optimal control strategy of equivalent series voltage-source of UPFC

场景	U_B					
	18:00—18:10	18:10—18:20	18:20—18:30	18:30—18:40	18:40—18:50	18:50—19:00
S ₁	0.051	0.045	0.055	0.027	0.037	0.028
S ₂	0.044	0.052	0.048	0.029	0.039	0.035
S ₃	0.047	0.049	0.051	0.030	0.028	0.021
S ₄	0.050	0.042	0.052	0.034	0.039	0.038
S ₅	0.042	0.044	0.052	0.030	0.028	0.034

得到控制策略表后,调度系统在各个时间点根据实际风速,自动匹配控制策略表,通过 UPFC 的最优控制来改善潮流分布以应对风电的不确定性。由表 4 可以看出,单个时间段内,风速的预测误差导致 UPFC 的控制策略不同但差异较小;对于多个时间段间,风速的随机性导致 UPFC 的控制策略不同且差异较大。

为了更加明显看出 UPFC 的作用,将第二阶段的方法与系统无 UPFC 时仅靠平衡机的调控方法作比较,给出 18:10—18:20 时间段的结果,如表 5 所示,表中平衡机出力为标么值。

从表 5 中可以看到,未加装 UPFC 时,系统仅靠平衡机来协调风电的波动性,调节能力有限,导致系

表 5 18:10—18:20 不同控制方式下系统网损
Table 5 Power-losses from 18:10 to 18:20 for different control strategies

场景	含 UPFC		无 UPFC	
	平衡机出力	网损/MW	平衡机出力	网损/MW
S ₁	1.911	9.052	1.927	10.673
S ₂	2.006	9.851	2.025	11.754
S ₃	1.969	9.529	1.987	11.378
S ₄	1.865	8.681	1.880	10.174
S ₅	1.899	8.952	1.915	10.539

统网损大于加装 UPFC 时的情况,且平衡机出力较大;加装 UPFC 后,系统潮流改善,网损减小,同时平衡机出力减小,由于第一阶段火电机组有功出力已经给定,因此等效于减少了系统发电费用。经过计算,该时段加装 UPFC 后网损减少量均值为 $P_{\text{loss}} = 1.69 \text{ MW}$,累计一年降损量可达 $1.48 \times 10^7 \text{ kW} \cdot \text{h}$,相当可观。

图 5 是各个时间段各个风速场景下含 UPFC 和不含 UPFC 时的最小网损,图中横轴 1—30 分别表示 $S_{01}—S_{05}, S_{11}—S_{15}, S_{21}—S_{25}, S_{31}—S_{35}, S_{41}—S_{45}, S_{51}—S_{55}$,后同, S_{ij} 表示第 i 个时间点的第 j 个场景,例如 S_{15} 表示 18:10 时刻第 5 个场景。可以很直观地从图中看到加装 UPFC 控制的系统网损小于无 UPFC 控制的系统。经计算,网损减少量的均值为 $P_{\text{loss}} = 1.4552 \text{ MW}$,而未加装 UPFC 时的网损均值为 10.0122 MW ,加装 UPFC 后网损降低了 14.53%。每年平均可节约电约 $1.275 \times 10^7 \text{ kW} \cdot \text{h}$,若单位电价为 0.6 元/(kW·h),单网损这一项就可节约 765 万元/a。

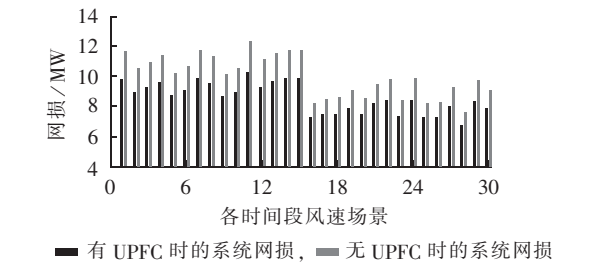


图 5 IEEE 14 节点系统各时间段风速场景下有无 UPFC 的系统网损比较
Fig.5 Comparison of IEEE 14-bus system power-loss between with and without UPFC,for different wind-speed scenarios of different time-points

4.2 某市 78 节点实际系统算例

为进一步体现本文模型对于实际系统的效果,对某市 78 节点系统进行算例分析。该系统总负荷 6 429.1 MW,输电线路 132 条,其中变压器 20 台。共安装 2 台 UPFC,一台安装于线路 26—27 的节点 26 侧,编号记为 UPFC₁,在靠近节点 26 侧增加新节点 79;另一台安装于线路 41—39 的节点 41 侧,编号记为 UPFC₂,并在靠近节点 41 侧增加新节点 80。2 台 UPFC 装置参数基本与第 3.1 节一致,其中并联

和串联侧电压源幅值上限改为 $U_{Ei,\text{max}} = 1.6 \text{ p.u.}$ 、 $U_{Bi,\text{max}} = 0.4 \text{ p.u.}$ 。节点 25 及节点 56 分别接入额定容量均为 600 MW 的风电场 W_1 、 W_2 ,其中 W_1 数据与第 4.1 节一致, W_2 风速选取 2010 年 7 月 4 日 FORT MADISON 地区 18:00—19:00 的数据^[22],如表 6 所示。

表 6 风电场 W_2 各时间点的风速数据
Table 6 Wind speeds of different time-points of wind farm W_2

场景	W_2 风速 / (m·s ⁻¹)						概率
	18:00	18:10	18:20	18:30	18:40	18:50	
S ₁	8.422	7.179	9.497	8.627	9.433	7.418	0.204
S ₂	9.256	7.787	9.292	9.285	8.495	6.262	0.154
S ₃	9.310	8.810	9.765	8.813	9.523	7.088	0.142
S ₄	9.543	8.631	8.464	9.274	9.364	7.012	0.230
S ₅	8.798	7.553	10.872	8.544	8.650	7.088	0.270
预测值	9	8	10	9	9	7	—

由第一阶段日内滚动调度计划得到常规机组在 18:00—19:00 的发电计划,如表 7 所示。

表 7 某市 78 节点系统第一阶段发电计划
Table 7 Generation plan for 78-bus system at first stage

发电机编号	有功出力/MW	发电机编号	有功出力/MW
G ₁	1 150.000	G ₈ (G ₉)	334.963
G ₂	1 656.000	G ₁₀ (G ₁₁)	299.877
G ₃ (平衡机)	323.577	G ₁₂	150.000
G ₄	291.795	G ₁₃	75.000
G ₅	313.216	G ₁₄	150.000
G ₆ (G ₇)	315.291	G ₁₅	75.000

在日内滚动调度计划的基础上,通过调节平衡机和 UPFC 的控制参数,每隔 10 min 实时控制电网潮流,使系统始终在以网损最小为目标函数的最优状态下运行。表 8 为各个时间段 UPFC₁ 的控制参数 U_B 的最优控制策略表,表 9 为 18:10—18:20 时间段的最优控制策略表,表中 U_E 、 U_B 分别为相应 UPFC 的并联、串联等效电压源幅值。

调度系统根据各时间点的实际风速,自动匹配 UPFC 控制策略表。从表 9 中可以看到 UPFC₁ 的变化较大,而 UPFC₂ 的控制参数基本不变,这是由于以网损为目标函数时,UPFC₁ 的控制效果比 UPFC₂ 好,所以系统主要通过调控 UPFC₁ 来达到最优控制。图 6 是各个时间段各个风速场景下有 UPFC 和无

表 8 UPFC 串联可控电压源幅值最优控制策略表
Table 8 Optimal control strategy of series controllable voltage-source of UPFC

场景	U_B					
	18:00—18:10	18:10—18:20	18:20—18:30	18:30—18:40	18:40—18:50	18:50—19:00
S ₁	0.296	0.331	0.265	0.342	0.303	0.363
S ₂	0.293	0.307	0.284	0.322	0.319	0.364
S ₃	0.286	0.292	0.268	0.332	0.318	0.381
S ₄	0.274	0.311	0.294	0.313	0.300	0.347
S ₅	0.307	0.327	0.236	0.338	0.341	0.355

表 9 18:10—18:20 最优控制策略表
Table 9 Optimal control strategy from 18:10 to 18:20

场景	风速 / (m·s ⁻¹)		平衡机 出力	UPFC 控制策略			
	W ₁	W ₂		U _E (UPFC ₁)	U _E (UPFC ₂)	U _B (UPFC ₁)	U _B (UPFC ₂)
S ₁	7.147	7.179	4.524	1.518	1.226	0.331	0.243
S ₂	5.914	7.787	4.772	1.516	1.227	0.307	0.243
S ₃	6.464	8.810	3.701	1.506	1.225	0.292	0.243
S ₄	7.655	8.631	3.137	1.505	1.224	0.311	0.242
S ₅	7.300	7.553	4.196	1.515	1.226	0.327	0.242

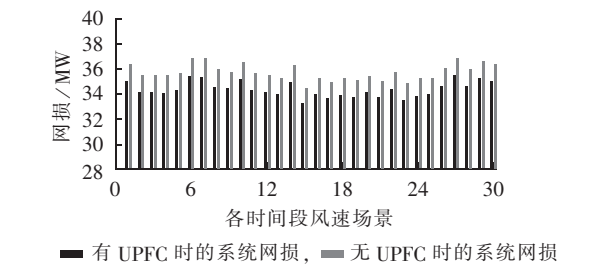


图 6 某市 78 节点系统各时间段风速场景下有无 UPFC 的系统网损比较

Fig.6 Comparison of 78-bus system power-loss between with and without UPFC, for different wind-speed scenarios of different time-points

UPFC 时的最小网损。同样,可以直观地从图中看到有 UPFC 最优控制的系统网损小于无 UPFC 控制的系统。

5 结论

本文建立了含 UPFC 和风电场的两阶段 OPF 模型,通过对 IEEE 14 节点系统和某市 78 节点实际系统进行算例分析,得到结论如下。

(1)本文模型首先在第一阶段制定机组出力计划,优化运行成本,然后第二阶段在保持第一阶段得到的常规发电机组有功出力不变的情况下,考虑风电出力预测误差,以减小网损为目标得到 UPFC 控制策略表,为运行调度人员提供调度依据,从而提高了系统的经济性。

(2)风速的随机性和波动性会使电力系统的运行状态变得恶劣,而本文提出的两阶段优化模型通过改变 UPFC 参数的控制,能够快速优化改善电力系统运行状态。通过建立 UPFC 参数的实时最优控制策略表,达到 UPFC 参数与风电波动性的协调控制。其实时性体现于在任意风速实现下,能够快速得到较好的 UPFC 控制方式,实时修正运行计划,从而平抑了风电的波动性。

参考文献:

[1] 张丽英,叶廷路,辛耀中,等. 大规模风电介入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报,2010,30(25):1-9.
ZHANG Liying, YE Tinglu, XIN Yaozhong, et al. Problems and

measures of power grid accommodating large scale wind power [J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25):1-9.

[2] 李国庆,刘玢,陈厚合. 大规模风电并网系统容量效益裕度计算模型研究[J]. 电力自动化设备,2016,36(7):1-6.
LI Guoqing, LIU Bin, CHEN Houhe. CBM calculation model for power system with large-scale wind power [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(7):1-6.

[3] 杨伟,滕百岸,孙磊. 电力市场中最优潮流模型及算法研究[J]. 电网技术,2012,36(2):126-130.
YANG Wei, TENG Baian, SUN Lei. Optimal power flow model and its algorithm in environment of electricity market [J]. Power System Technology, 2012, 36(2):126-130.

[4] 季聪,卫志农,汤涌,等. 基于自动微分技术的 VSC-HVDC 内点法最优潮流[J]. 电网技术,2012,36(10):184-189.
JI Cong, WEI Zhinong, TANG Yong, et al. A primal-dual interior point method-based algorithm adopting automatic differentiation for optimal power flow of AC/DC power grid containing VSC-HVDC system [J]. Power System Technology, 2012, 36(10):184-189.

[5] 李逸驰,孙国强,杨义,等. 含经 VSC-HVDC 并网海上风电场的交直流系统概率最优潮流 [J]. 电力自动化设备,2015,35(9):136-142.
LI Yichi, SUN Guoqiang, YANG Yi, et al. Probabilistic optimal power flow of AC/DC system with offshore wind farm connected to grid via VSC-HVDC [J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(9):136-142.

[6] LI Y, LI W, YAN W, et al. Probabilistic optimal power flow considering correlations of wind speeds following different distributions [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4):1847-1854.

[7] ZOU B, XIAO Q. Solving probabilistic optimal power flow problem using quasi Monte Carlo method and ninth-order polynomial normal transformation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1):300-306.

[8] 易驰骅,胡泽春,宋永华. 考虑注入功率分布的随机最优潮流方法[J]. 电网技术,2013,37(2):367-371.
YI Chiwei, HU Zechun, SONG Yonghua. A stochastic optimal power flow method considering power injection distributions [J]. Power System Technology, 2013, 37(2):367-371.

[9] 方斯顿,程浩忠,徐国栋,等. 随机最优潮流及其应用的研究综述 [J]. 电力自动化设备,2016,36(11):1-10.
FANG Sidun, CHENG Haozhong, XU Guodong, et al. Reviews on stochastic optimal power flow and its application [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(11):1-10.

[10] TAHER S A, HEMATTI R, NEMATI M. Comparison of different control strategies in GA-based optimized UPFC controller in electric power systems [J]. American Journal of Engineering and Applied Sciences, 2008, 1(1):45.

[11] ALOMOUSH M I. Impacts of UPFC on line flows and transmission usage [J]. Electric Power Systems Research, 2004, 71(3):223-234.

[12] 颜伟,朱继忠,孙洪波,等. UPFC 的潮流控制域暂态稳定性研究 [J]. 中国电机工程学报,2000,20(12):57-61.
YAN Wei, ZHU Jizhong, SUN Hongbo, et al. Study of power flow control and transient stability with UPFC [J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(12):57-61.

- [13] 刘黎明,康勇,陈坚,等. UPFC的交叉耦合控制及潮流调节能力分析[J]. 中国电机工程学报,2007,27(10):42-48.
LIU Liming,KANG Yong,CHEN Jian,et al. Cross-coupling control scheme and performance analysis for power flow control of UPFC[J]. Proceedings of the CSEE,2007,27(10):42-48.
- [14] NASRI A, CONEJO A J, KAZEMPOUR S J. Minimizing wind power spillage using an OPF with FACTS devices[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2014,29(5):2150-2159.
- [15] ACHA E, FUERTE-ESQUIVEL C R, AMBRIZ-PEREZ H, et al. FACTS modeling and simulation in power networks[M]. Chichester, UK: John Wiley & Sons Ltd, 2004: 200-216.
- [16] 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):2965-2972.
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):2965-2972.
- [17] 张国强,张伯明. 考虑风电接入后二次备用需求的优化潮流算法[J]. 电力系统自动化,2009,33(8):25-28.
ZHANG Guoqiang,ZHANG Boming. Optimal power flow approach considering secondary reserve demand with wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(8):25-28.
- [18] BILLINTON R, CHEN H, GHAJAR R. Time-series models for reliability evaluation of power systems including wind energy[J]. Microelectronics Reliability,1996,36(9):1253-1261.
- [19] 张晓辉,董兴华. 含风电场多目标低碳电力系统动态经济调度研究[J]. 电网技术,2013,37(1):24-31.
ZHANG Xiaohui,DONG Xinghua. Research on multi-objective scheduling for low-carbon power system with wind farms[J]. Power System Technology,2013,37(1):24-31.
- [20] GROWE-KUSKA N, HEITSCH H, ROMISCH W. Scenario reduction and scenario tree construction for power management problems[C]//IEEE Bologna PowerTech Conference. Bologna, Italy:[s.n.],2003:23-26.
- [21] 张伯明,吴文传,郑太一,等. 消纳大规模风电的多时间尺度协调的有功调度系统设计[J]. 电力系统自动化,2011,35(1):1-6.
ZHANG Boming,WU Wenchuan,ZHENG Taiyi,et al. Design of a multi-time scale coordinated active power dispatching system for accommodating large scale wind power penetration[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(1):1-6.
- [22] Iowa Environmeng Mesonet. AWOS download data[EB/OL]. (2011-04-01)[2015-08-18]. <http://mesonet.agron.iastate.edu/request/awos/1min.php>.

作者简介:



钱臻

钱臻(1993—),女,江苏苏州人,硕士研究生,研究方向为电力系统分析与运行(E-mail:qz_hhu@163.com);

刘建坤(1980—),男,山东潍坊人,研究员级高级工程师,研究方向为电力系统计算和分析(E-mail:jiankun-liu@163.com)。

Two-stage OPF considering wind-power uncertainty for power system with UPFC

QIAN Zhen¹, LIU Jiankun², CHEN Jing², ZHANG Ningyu²,

SUN Yonghui¹, WEI Zhinong¹, SUN Guoqiang¹

(1. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Research Institute Co., Ltd., Nanjing 210036, China)

Abstract: The grid-connection of large-scale wind farm may impact the stability of power system because of the randomness and uncertainty of wind speed, while UPFC(Unified Power Flow Controller) can be used to stabilize the system due to its real-time capability of power-flow control. With the consideration of wind-power uncertainty, an OPF(Optimal Power Flow) model with UPFC is built, which consists of the intraday rolling scheduling stage and the real-time scheduling stage. Without the consideration of wind-power prediction error, the intraday rolling scheduling plans the unit outputs to optimize the operational cost. The real-time scheduling regulates the UPFC parameters according to the wind-power prediction error, modifies the operational plan in real time and carries out the power-flow optimization to ensure the safety and reliability of system. The results of case analysis for IEEE 14-bus system and a practical system show that, the proposed model can effectively reduce the impact of wind-power prediction error by controlling the UPFC parameters to enhance the economy and safety of system.

Key words: electric power systems; large-scale grid-connected wind-power; unified power flow controller; two-stage OPF; wind speed prediction; scenario simulation