

# 考虑联络线峰谷差和电网运行效益的综合能源系统规划

张筱慧, 李佳馨, 张璐, 吴邦旭, 王良, 唐巍

(中国农业大学 信息与电气工程学院, 北京 100083)

**摘要:**针对当前综合能源系统规划未考虑联络线峰谷差对电网运行的影响,提出了考虑联络线峰谷差和电网运行效益的综合能源系统规划方法。以电网全年运行费用和综合能源系统年费用标幺值之和最小为目标,以联络线传输功率为约束,建立了综合能源系统优化规划模型;利用精英保留策略遗传算法和分支定界法求解综合能源系统设备配置及优化调度,采用最优潮流求解计及联络线实际传输功率的电网运行效益。对改进的IEEE 30节点系统进行仿真分析,验证了所提模型的有效性;同时,控制联络线峰谷差率可以降低电网安全运行风险,减少综合能源系统接入带来的电网运行成本。

**关键词:**综合能源系统;联络线峰谷差;电网运行;可再生能源;优化规划

**中图分类号:**TM 715

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.201908016

## 0 引言

综合能源系统作为一种电、热、冷等多种能源间深度耦合的能源供应模式,受到各方关注<sup>[1]</sup>,其直接目标是提高多能源综合利用效率和消纳可再生能源<sup>[2]</sup>,对节能减排和运行经济效益有明显提升<sup>[3]</sup>。然而,随着含光伏等可再生能源的综合能源系统大量接入,联络线传输功率在光伏出力较多时刻将会显著降低(甚至产生功率倒送),电网整体峰谷差随之增大<sup>[4]</sup>。综合能源系统需要调整设备容量和购能量以降低电网峰谷差,由此将产生很高的投资运行费用;电网峰谷差加大将增加电网内发电机组启停次数,从而造成系统调节成本增加。另一方面,大量包含光伏的综合能源系统并网,会使上级电网节点电压产生越限风险,导致电网不能安全运行。因此,研究控制峰谷差的综合能源系统规划对电网运行具有重要意义。

目前,国内外已有部分专家学者对综合能源系统的规划问题展开了相关研究。文献[5]提出了一种冷、热、电联供系统的两阶段优化规划设计方法,上层采用多目标遗传算法求解设备选型和容量优化问题,下层使用混合整数线性规划算法来解决最优调度问题。文献[6]提出了一种面向区域用户的模块化综合能源系统规划方法,采用改进的自适应遗传算法求解包含多维度问题及用户的多时间尺度优化问题的优化模型。文献[7]提出一种考虑热网-电网综合潮流的用户侧综合能源系统规划方法,上、下层目标函数分别为年费用最小及一次能源节约率、

可控分布式能源运行费用和网损费用最小,采用改进遗传算法和粒子群优化算法对模型进行求解。文献[8]提出了计及综合需求响应的综合能源系统规划方法,考虑综合需求响应及能量枢纽运行约束,建立了能量枢纽优化配置的0-1混合整数线性规划模型,可显著降低综合能源系统的年运行费用。文献[9]提出了电力和天然气综合规划方法,建立了一个静态随机成本最小化模型,避免了不必要的成本,又避免了用电中断和天然气短缺。以上文献均未考虑控制联络线峰谷差对综合能源系统规划的影响。

考虑联络线峰谷差的综合能源系统相关研究较少,少数文献研究了运行问题。文献[10]提出了分布式冷热电联供系统能量管理策略,以需求响应补偿费用及负荷峰谷差最小为目标优化初始负荷曲线形态,并以分布式冷热电联供系统综合成本最小为目标,实现供需双侧的协同优化。文献[4]以综合能源站系统总费用最低为目标,根据电网联络线功率期望值设置联络线传输功率约束,在保障公共电网安全运行的同时更好地消纳了光伏发电。然而,这些考虑峰谷差的优化运行方法均未加入综合能源系统规划中。在电网规划运行方面,文献[11]考虑了高比例可再生能源接入后系统的调峰问题,在电网规划中综合考虑了储能的约束。文献[12]为了减少弃风的发生,建立了输电网与无功电源联合规划的双层优化模型,上层进行规划决策,下层以线性化最优潮流为基础进行市场出清。但文献[11-12]均未考虑综合能源系统接入对电网规划运行的影响。

综上,目前的综合能源系统研究多考虑其内部的规划或考虑峰谷差对其优化运行的影响,但没有考虑综合能源系统接入对电网的影响。针对电网和综合能源系统的协调问题,本文提出了考虑联络线峰谷差和电网运行效益的综合能源系统规划模型,可实现电网与综合能源系统的有效协调。最后通过

收稿日期:2019-04-02;修回日期:2019-06-11

基金项目:国家重点研发计划项目(基础研究类2017YFB0903000)

Project supported by the National Key Research and Development Program of China(Basic Research Class 2017YFB090-3000)

算例仿真验证了本文所提方法的有效性。

## 1 电网与综合能源系统协调运行机理分析

### 1.1 电网与综合能源系统的连接方式

电网是供电企业输电的主要网络,其作用是输送和控制电能。综合能源系统是特指在规划、建设和运行等过程中,通过对能源的产生、传输与分配、转换、存储、消费等环节进行有机协调与优化后,形成的能源产供销一体化系统<sup>[13]</sup>。综合能源系统向电网购电以满足内部能量需求,综合能源系统接入电网示意图如图1所示。图中,变压器变比为110 kV / 10 kV。

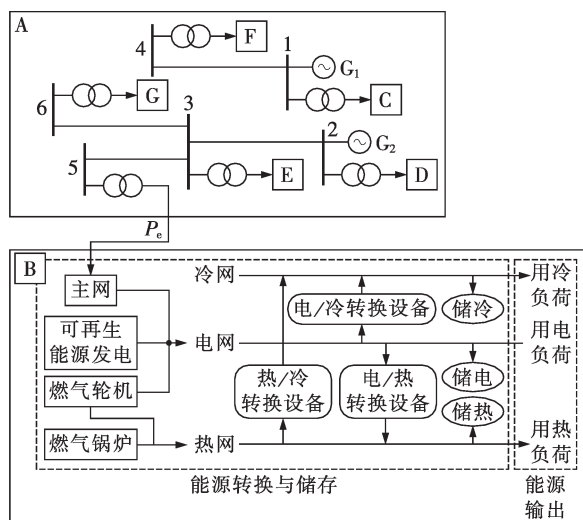


图1 综合能源系统接入电网示意图

Fig.1 Schematic diagram of integrated energy system connected to power grid

A部分表示电网,电压等级为110 kV,其中包括通过传输线接入的火力发电机组;B—G部分表示综合能源系统,电压等级为10 kV;综合能源系统B—G通过联络线接入电网A的110 kV / 10 kV变电站。

电网包括传输线路、发电机组等;综合能源系统包括燃气轮机、燃气锅炉、光伏等能量生产设备,溴化锂吸收式制冷机、电制冷机、电热锅炉、热泵等能量转换设备,蓄电池、蓄水罐、冰蓄冷等能量存储设备,以及用户侧的耗电、采暖和制冷装置等能量利用设备。

随着接入电网的综合能源系统不断增多,电网需要在安全稳定运行的条件下协调各综合能源系统的电力需求,而电网和综合能源系统通过联络线进行电量交换,因此需控制好联络线的峰谷差率以满足电网和综合能源系统的安全和经济要求,从而实现系统整体经济性最优。

### 1.2 联络线峰谷差率对电网运行的影响

传统电网只需要满足常规用电负荷即可,电网与用电系统联络线的传输功率为用电系统用电功

率;而综合能源系统中接有分布式能源发电装置和电转热/冷耦合装置,电网与综合能源系统联络线的传输功率为综合能源系统用电功率与分布式能源发电功率及耦合设备耗电功率的叠加。因分布式能源发电具有时变性,综合能源系统除常规用电负荷外,部分冷/热负荷也需要消耗电能,由此综合能源系统的电负荷峰值加大;除此之外,负荷需求较低且可再生能源发电较多时,综合能源系统的电负荷变得很小或为负值(功率倒送)。因此,联络线传输功率将呈现较大的峰谷差。

随着越来越多的综合能源系统接入电网,导致电网整体负荷峰谷差过大。电网为应对过大峰谷差,需要提高电网的传输能力,甚至需要新增电力设施改变电网的网络结构,同时增加了电网的调节费用。因此,为降低过大峰谷差对电网的冲击及电网运行费用,应控制每个综合能源系统与电网之间联络线的峰谷差率,以保证电网安全稳定经济运行。从电网角度来说,峰谷差率小是利于电网安全及经济运行的。

### 1.3 联络线峰谷差率对综合能源系统的影响

综合能源系统的用电需求主要由电网、分布式能源发电及燃气轮机等供能设备和转换设备满足。当用能负荷处于高峰且分布式能源发电较多时,综合能源系统起到了削峰作用;当用能负荷处于高峰且分布式能源发电较少或不发电时,综合能源系统可有效利用储能系统释放电/热/冷能以降低负荷峰值,从而降低电网越限风险;当用能负荷处于低谷时,可充分利用储能系统存储剩余电/热/冷能,从而提升谷值。但综合能源系统削峰填谷的效果取决于设备种类和容量配置,降低联络线峰谷差率就意味着综合能源系统年费用的提升,因此需要将联络线峰谷差控制在合理范围内。

## 2 考虑联络线峰谷差和电网运行效益的综合能源系统规划模型

### 2.1 总体思路

为了实现电网和综合能源系统的协调,本文通过联络线峰谷差率控制电网运行费用和综合能源系统年费用,以实现整体经济效益最佳,所提规划模型的结构如图2所示。其中,电网运行的目标为在保证安全稳定运行前提下的电网运行费用最小;综合能源系统规划的目标为在满足供需平衡的前提下达到经济性最佳;而联络线峰谷差率对电网和综合能源系统的经济效益均有影响,且双方经济效益相互矛盾。因此,选取整个系统的决策变量为联络线峰谷差率,通过联络线峰谷差率计算得出联络线传输功率,作为综合能源系统规划的约束条件,将综合能源系统规划过程得到的联络线实际传输功率作为负



荷数据加入电网运行并计算费用;通过不断更新联络线峰谷差率,迭代计算得到综合能源系统年费用和电网运行费用标么值之和最小以及对应的最佳峰谷差率,并获取综合能源系统最佳规划方案。

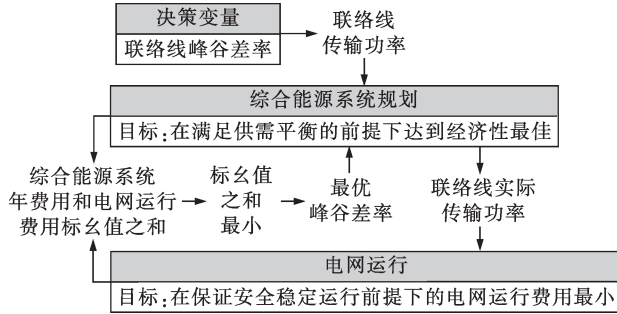


图2 电网与综合能源系统协调框架图

Fig.2 Frame diagram of coordination between power grid and integrated energy system

本文通过联络线峰谷差率计算得到联络线传输功率的方法为:基于负荷基值(负荷平均水平)<sup>[4]</sup>的优化调度确定联络线功率期望值 $P_0$ ,当获得联络线峰谷差率 $\lambda$ 时,可换算得到联络线功率偏差率 $\delta = \frac{\lambda}{2-\lambda}$ ,进而得到联络线传输功率约束。

$$P_0(1-\delta) \leq P_e \leq P_0(1+\delta) \quad (1)$$

其中, $P_e$ 为联络线功率实际值。

## 2.2 目标函数

考虑电网年运行费用和综合能源系统年费用的数量级差异,需要将2种费用分别进行标么化处理后相加。因此,本文的目标函数为电网年运行费用和综合能源系统年费用标么值之和最低。

$$\min F^v = \frac{F_1}{F_1^v} + \frac{F_2}{F_2^v} \quad (2)$$

其中, $F^v$ 为电网年运行费用和综合能源系统年费用标么值之和; $F_1$ 为电网年运行费用; $F_2$ 为综合能源系统年费用; $F_1^v$ 为电网常规负荷下(不考虑间歇性可再生能源发电)的年运行费用,作为电网年运行费用的标么基准值; $F_2^v$ 为综合能源系统联络线传输功率为期望值 $P_0$ 且峰谷差率为0的年费用,作为综合能源系统年费用的标么基准值。

### 2.2.1 电网运行费用

电网运行费用包括火力发电发电费用和火力发电机启停费用。

(1)火力发电发电费用<sup>[14]</sup>。

第 $i$ 台火力发电机组的发电费用为:

$$C_p = aP_i^2(t) + bP_i(t) + c \quad (3)$$

其中, $P_i(t)$ 为第 $i$ 台火力发电机组的出力; $a$ 、 $b$ 、 $c$ 为发电费用系数。

(2)火力发电机启停费用<sup>[14]</sup>。

$$C_{ss} = x_{on,i}(t)C_{on,i} + (1 - x_{on,i}(t))C_{off,i} \quad (4)$$

其中, $C_{on,i}$ 、 $C_{off,i}$ 分别为第 $i$ 台火力发电机的启、停机成本; $x_{on,i}(t)$ 为第 $i$ 台火力发电机的启停因子,为0~1变量,取1时表示发电机启动,取0时表示发电机关闭。

综上,电网运行费用为:

$$F_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M (x_i(t)C_p + C_{ss}) \quad (5)$$

其中, $M$ 为系统内火力发电机总数; $x_i(t)$ 表示火力发电机的投切状态,取值0和1分别表示切除和投运。

### 2.2.2 综合能源系统年费用

综合能源系统规划模型包括上、下2层。上层为投资决策问题,以年费用最小为目标,包括等年值投资费和年运行费,优化变量为综合能源系统内所有能量单元的安装容量;下层为运行优化问题,以年运行费最小为目标,包括燃料、运行维护、购电、碳税4项成本,优化变量为系统内所有能量单元在典型日中各时刻的优化调度值。上层投资决策结果作用于下层目标函数和约束条件,下层运行优化以最优值反馈到上层,实现上下层之间的相互作用。

(1)上层目标。

$$F_2 = \xi_{inv} + \xi_{ope} \quad (6)$$

其中, $\xi_{inv}$ 为综合能源系统设备投资费用; $\xi_{ope}$ 为综合能源系统年运行费用。

$$\xi_{inv} = \sum_s C_s \omega_s^{inv} \quad (7)$$

其中, $C_s$ 、 $\omega_s^{inv}$ 分别为综合能源系统第 $s$ 个设备的安装容量、单位容量成本等年值。

(2)下层目标。

$$\xi_{ope} = \xi_{fuel} + \xi_{om} + \xi_{grid} + \xi_{tax} \quad (8)$$

其中, $\xi_{fuel}$ 为综合能源系统燃料费用; $\xi_{om}$ 为综合能源系统运行维护费用; $\xi_{grid}$ 为综合能源系统购电费用; $\xi_{tax}$ 为综合能源系统碳税费用。

a. 燃料费用。

$$\xi_{fuel} = \zeta_f \frac{1}{\sigma} \sum_{t,s} f_{t,s} \quad (9)$$

其中, $f_{t,s}$ 为综合能源系统第 $s$ 个设备在 $t$ 时刻的天然气的消耗量; $\zeta_f$ 、 $\sigma$ 分别为天然气价格及其燃烧产生的低热值。

b. 运行维护费用。

$$\xi_{om} = \sum_{t,s} P_{t,s}^{out} \omega_s^{om} \quad (10)$$

其中, $P_{t,s}^{out}$ 为综合能源系统第 $s$ 个设备在 $t$ 时刻的电/热/冷功率输出; $\omega_s^{om}$ 为第 $s$ 个设备单位功率输出产生的运行维护成本。

c. 购电费用。

$$\xi_{grid} = \sum_t P_t^{buy} \omega_t^{buy} \quad (11)$$

其中,  $P_t^{\text{buy}}$  为综合能源系统在  $t$  时刻的购电功率;  $\omega_t^{\text{buy}}$  为购电的分时电价。

d. 碳税费用。

$$\xi_{\text{tax}} = \omega^{\text{tax}} E_f \sum_{t,s} f_{t,s} \quad (12)$$

其中,  $E_f$  为燃气轮机产生单位电量排放的  $\text{CO}_2$  量;  $\omega^{\text{tax}}$  为碳税价格。

## 2.3 约束条件

### 2.3.1 电网运行约束

(1) 潮流约束。

$$P_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (13)$$

$$Q_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (14)$$

其中,  $P_i$ 、 $Q_i$  分别为节点  $i$  注入的有功功率和无功功率;  $G_{ij}$ 、 $B_{ij}$ 、 $\delta_{ij}$  分别为节点  $i$ 、 $j$  之间的电导、电纳和电压相角差;  $n$  为系统节点总数;  $U_i$ 、 $U_j$  分别为节点  $i$ 、 $j$  的电压幅值。

(2) 节点电压约束。

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \quad (15)$$

其中,  $U_{\max}$ 、 $U_{\min}$  分别为节点  $i$  允许的电压最大、最小值。

(3) 机组出力约束。

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad (16)$$

$$Q_g^{\min} \leq Q_g \leq Q_g^{\max} \quad (17)$$

其中,  $P_g^{\max}$ 、 $P_g^{\min}$  分别为传统机组  $g$  出力的有功功率上限和下限;  $Q_g^{\max}$ 、 $Q_g^{\min}$  分别为传统机组  $g$  出力的无功功率上限和下限。

(4) 其他综合能源系统与电网传输功率约束。

其他接入电网的综合能源系统应满足联络线传输功率约束限制, 详见式(1)。

### 2.3.2 综合能源系统规划约束

(1) 联络线传输功率约束。

综合能源系统规划过程中, 系统向电网购电量受到联络线传输功率约束限制, 详见式(1)。

(2) 各设备允许安装容量的限制。

$$y_s C_s^{\min} \leq C_s \leq y_s C_s^{\max} \quad (18)$$

其中,  $C_s^{\max}$ 、 $C_s^{\min}$  分别为综合能源系统第  $s$  个设备安装容量的上限和下限;  $y_s \in \{1, 0\}$  为安装因子, 1 表示能源站安装第  $s$  个设备, 0 表示未安装, 该变量不具有方向性。

(3) 系统功率平衡。

在储电、储热、储冷装置的协调作用下, 为了保证系统的稳定运行, 综合能源系统内部要保证冷热电的供需平衡。

$$P_t^{\text{I}} = \sum_{m_p} P_{t,m_p}^{\text{out}} - \sum_{n_p} P_{t,n_p}^{\text{in}} + P_t^{\text{buy}} + P_t^{\text{dis}} \quad (19)$$

$$H_t^{\text{I}} = \sum_{m_H} H_{t,m_H}^{\text{out}} - \sum_{n_H} H_{t,n_H}^{\text{in}} + H_t^{\text{dis}} \quad (20)$$

$$C_t^{\text{I}} = \sum_{m_C} C_{t,m_C}^{\text{out}} + C_t^{\text{dis}} \quad (21)$$

其中,  $P_t^{\text{I}}$  为综合能源系统在  $t$  时刻的电负荷功率;  $P_{t,m_p}^{\text{out}}$  为  $t$  时刻综合能源系统内第  $m_p$  个产电单元的输出功率;  $p_{t,n_p}^{\text{in}}$  为  $t$  时刻综合能源系统内第  $n_p$  个电-冷转换设备消耗的电功率;  $P_t^{\text{buy}}$  为  $t$  时刻净购电功率;  $P_t^{\text{dis}}$  为  $t$  时刻综合能源系统储能单元的净放电功率。热功率、冷功率分别用  $H$ 、 $C$  表示, 其上下标含义与电功率相似。

(4) 设备出力传输功率约束。

$$x_{t,s} (C_s \chi_s^{\min}) \leq P_{t,s}^{\text{out}} \leq x_{t,s} (C_s \chi_s^{\max}) \quad (22)$$

其中,  $\chi_s^{\max}$ 、 $\chi_s^{\min}$  分别为综合能源系统中第  $s$  个设备的最大和最小负载率;  $x_{t,s} \in \{1, 0\}$  为调度因子, 1 表示  $t$  时刻综合能源系统中第  $s$  个设备被调度, 0 表示未被调度。

(5) 储能约束。

保证调度周期的初始时刻  $t_0$  与结束时刻  $t_N$  存储的能量相同, 此外各时刻存储的能量(荷电状态)应该在一定的范围之类。

$$\begin{cases} E_{t_0} = E_{t_N} & \gamma_P^{\min} C^{\text{ES}} \leq E_t \leq \gamma_P^{\max} C^{\text{ES}} \\ H_{t_0} = H_{t_N} & \gamma_H^{\min} C^{\text{HS}} \leq E_t \leq \gamma_H^{\max} C^{\text{HS}} \\ C_{t_0} = C_{t_N} & \gamma_C^{\min} C^{\text{CS}} \leq E_t \leq \gamma_C^{\max} C^{\text{CS}} \end{cases} \quad (23)$$

其中,  $E_{t_0}$  和  $E_{t_N}$ 、 $H_{t_0}$  和  $H_{t_N}$  及  $C_{t_0}$  和  $C_{t_N}$  分别为储电、储热和储冷设备在调度周期的初始时刻  $t_0$  和结束时刻  $t_N$  存储的电量、热量和冷量;  $\gamma_P^{\max}$  和  $\gamma_P^{\min}$ 、 $\gamma_H^{\max}$  和  $\gamma_H^{\min}$  及  $\gamma_C^{\max}$  和  $\gamma_C^{\min}$  分别为储电、储热和储冷设备在运行中荷电状态的上限和下限;  $C^{\text{ES}}$ 、 $C^{\text{HS}}$  和  $C^{\text{CS}}$  分别为储电、储热、储冷设备容量。

## 3 求解方法

本文所研究的重点为联络线峰谷差率对电网运行和综合能源系统规划的综合影响。因此, 本文采用以下步骤对规划模型进行求解。

(1) 根据电网运行一般峰谷差率计算得出联络线峰谷差率取值范围  $[\lambda_{\min}, \lambda_{\max}]$ , 并以一定的步长获得联络线峰谷差率可行值。

(2) 将特定峰谷差率转换为联络线功率偏差率, 进行联络线传输功率约束设置, 在此基础上对综合能源系统进行规划, 并获得年费用。综合能源系统规划模型是一个二层规划模型, 上层模型采用精英保留策略遗传算法求解; 下层模型采用分支定界法并借助商业软件 Cplex 求解, 实现综合能源系统规划<sup>[15]</sup>。

(3) 根据综合能源系统联络线的实际传输功率,

利用 Matpower 进行电网最优潮流计算,求取电网运行费用,并计算系统整体费用。

(4)更新峰谷差率可行值并进行综合能源系统年费用和电网运行费用的反复计算,求取系统整体费用最小,同时获得对应的最佳峰谷差率。

## 4 算例分析

### 4.1 参数设置

本文采用改进的 IEEE 30 节点系统作为电网的网架,电压等级为 110 kV,系统包含 6 台发电机组、41 条支路、20 个负荷点,变压器变比为 110 kV / 11 kV,且负荷点均接有 10 kV 配电网。本文在节点 16 的配电网中进行综合能源系统规划 N-IES-DN (New Integrated Energy System in Distribution Network),且在除节点 16 外其他节点的配电网中接入已建综合能源系统 IES-DN (Integrated Energy System in Distribution Network),所接入的综合能源系统包括光伏发电、燃气轮机、电热锅炉、电制冷机、储能等设备,得到的系统拓扑如图 3 所示。

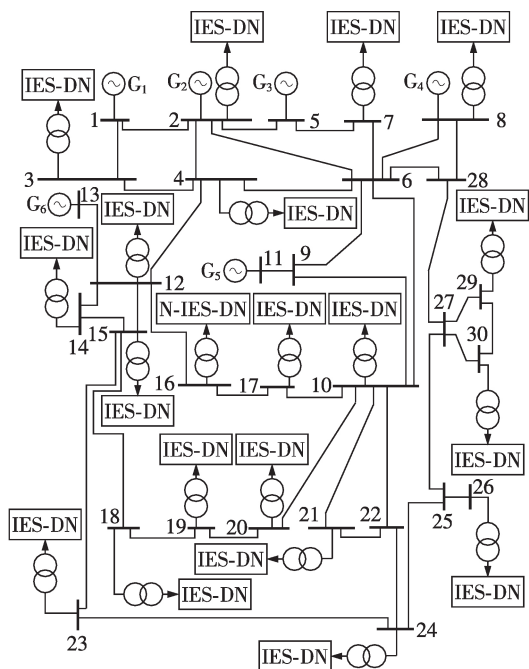


图3 综合能源系统接入的电网结构图

Fig.3 Structure diagram of power grid with integrated energy system

电网发电机运行参数如附录中表 A1 所示<sup>[14]</sup>,电网中节点 1、2、5、8、11、13 所连接的 1—6 号发电机组的最大、最小出力和运行成本函数以及电网系统线路容量限制值参考 IEEE 30 标准节点系统数据<sup>[16]</sup>。

对综合能源系统进行规划时,各设备的建设费用、维护成本等参数如附录中表 A2 所示<sup>[17]</sup>;碳税取 0.3 元 / kg,天然气和传统电厂的 CO<sub>2</sub> 排放系数分别为 0.19、0.80 kg / (kWh)<sup>[15]</sup>;从电网购电的分时电价

中峰、平、谷时电价分别为 1.3458、0.9003、0.4748 元 / (kWh)<sup>[18]</sup>。

除节点 16 外的 19 个负荷点均接入工业类、商业类、居民类、办公类 4 类已建综合能源系统,其负荷水平如附录中图 A1 所示,各节点对应的负荷类型如附录中表 A3 所示<sup>[2]</sup>。

该综合能源系统典型日负荷曲线如图 4 所示。其中,夏季典型日负荷需求为电能和冷能;冬季典型日负荷需求为电能和热能;春秋季典型日负荷需求为电能。

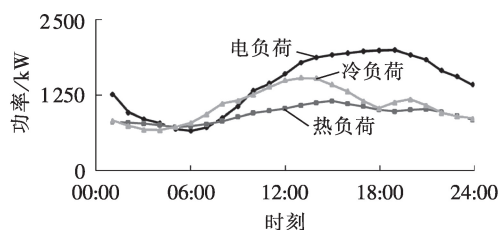


图4 综合能源系统典型日负荷曲线

Fig.4 Typical daily load curve of integrated energy system

为验证本文所提方法的有效性,分别构建以下 4 种场景对能源站进行规划和运行分析:场景 1 为考虑电网运行成本但未进行峰谷差率控制的综合能源系统规划;场景 2 为考虑电网运行成本且峰谷差率控制在 60% 的综合能源系统规划;场景 3 为考虑电网运行成本且峰谷差率控制在 10% 的综合能源系统规划;场景 4 为考虑电网运行成本且峰谷差率控制在最佳状态的综合能源系统规划,即本文所建模型。

### 4.2 结果分析

#### 4.2.1 控制峰谷差率对电网和综合能源系统的影响

本文综合能源系统规划方案是在保证电、热、冷等多能源平衡的同时分析联络线峰谷差对综合能源系统及上级电网的影响,以夏季典型日为例,场景 1—3 的联络线传输功率不同,如图 5 所示。

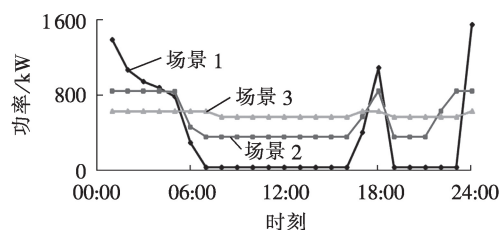


图5 各场景联络线传输功率曲线

Fig.5 Curve of tie line transmission power of each scene

由图 5 可知,场景 1 的联络线传输功率峰值为 1 567.24 kW,谷值为 0;场景 2 的联络线传输功率峰值为 837.39 kW,谷值为 334.61 kW,实际峰谷差为 502.78 kW;场景 3 的联络线传输功率峰值为 617.06



kW,谷值为554.94 kW,实际峰谷差为62.12 kW。

场景1—3的综合能源系统年费用如表1所示,上级电网运行费用如表2所示。

表1 综合能源系统规划各项费用

Table 1 Costs of integrated energy system planning

| 场景 | 投资费用   | 运维费用  | 燃料费用   | 购电费用   | 碳税费用  | 年费用<br>万元 |
|----|--------|-------|--------|--------|-------|-----------|
| 1  | 448.69 | 16.27 | 135.70 | 357.21 | 23.89 | 981.77    |
| 2  | 344.30 | 16.01 | 225.59 | 487.38 | 39.72 | 1113.01   |
| 3  | 314.34 | 15.54 | 253.64 | 586.92 | 44.66 | 1215.08   |

表2 上级电网运行费用

Table 2 Operation costs of power network

| 场景 | 电网发电费用  | 启停费用  | 电网运行费用<br>万元 |
|----|---------|-------|--------------|
| 1  | —       | —     | —            |
| 2  | 2194.05 | 12.86 | 2206.91      |
| 3  | 2014.76 | 0     | 2014.76      |

由表1和表2可知:场景1的综合能源系统年费用最低,但因未控制峰谷差率,导致电网电压越限,无法安全稳定运行;场景2的综合能源系统年费用比场景3低102.07万元,场景2的电网运行费用比场景3高192.15万元。当峰谷差率增长至60%时,电网已需要通过频繁启停机组的方式来适应联络线传输功率波动、维持系统功率平衡,发电机组的启停成本显著增加,使用寿命也会受到影响。

由附录中图A2可知:场景1的电压最低为89.87 kV,最高为121.22 kV;场景2的电压最低为105.71 kV,最高为121 kV;场景3的电压最低为108.46 kV,最高为121 kV。场景1的电压出现了越限情况,电网不能安全运行;场景2的电压虽然没有出现越限情况,但电压运行范围较大,会产生较高的调节费用;场景3的电压稳定,电压波动较小,有利于电网运行。

综上,在电网运行的过程中,需要控制峰谷差率以保证电网的安全经济运行,但峰谷差率不宜太大或太小,过小会使综合能源系统年费用增加,而过大会增加电网的运行费用甚至无法安全运行,因此,需优化峰谷差率从而获得更为安全且经济的电力系统。

#### 4.2.2 考虑峰谷差率优化的综合能源系统规划方案

根据式(5)计算得到电网常规负荷下的年运行费用为2388.65万元,综合能源系统联络线传输功率为期望值且峰谷差率为0时的年费用为1236.20万元。

常规电网峰谷差率一般约为33%<sup>[19]</sup>,本文以10%为可接受裕度,因此峰谷差率可接受的范围为[23%,43%],以5%为步长获取的联络线峰谷差率 $\lambda$ 可行值为40%、35%、30%、25%,则联络线功率偏

差率 $\delta$ 分别对应为0.250、0.212、0.176、0.143;以规划的节点16为例,夏季、冬季、春秋季节联络线功率期望值分别为586、736、1019 kW,联络线传输功率上、下限如附录中表A4所示。

根据联络线传输功率约束,对已知负荷需求的综合能源系统进行规划,而后根据综合能源系统联络线的实际传输功率,对电网进行运行费用的求取,相关结果及电网运行费用和综合能源系统年费用标么值如表3所示。最优峰谷差率对应的综合能源系统规划方案如表4所示。

表3 不同峰谷差下的规划或运行结果

Table 3 Planning or operation results under different peak-to-valley difference values

| 峰谷差率/% | 综合能源系统<br>年费用/万元 | 电网发电<br>费用/万元   | 启停费用/<br>万元 | 电网运行<br>费用/万元 |
|--------|------------------|-----------------|-------------|---------------|
| 40     | 1150.67          | 2128.76         | 4.15        | 2132.91       |
| 35     | 1159.77          | 2107.17         | 1.53        | 2108.70       |
| 30     | 1169.43          | 2092.61         | 0           | 2092.61       |
| 25     | 1181.20          | 2075.19         | 0           | 2075.19       |
| 峰谷差率/% | 系统总<br>费用/万元     | 综合能源系统<br>费用标么值 | 电网费用<br>标么值 | 费用标么值<br>之和   |
| 40     | 3283.58          | 0.93081         | 0.89294     | 1.82375       |
| 35     | 3268.47          | 0.93817         | 0.88280     | 1.82097       |
| 30     | 3262.04          | 0.94599         | 0.87606     | 1.82205       |
| 25     | 3256.39          | 0.95551         | 0.86877     | 1.82428       |

表4 最优峰谷差对应的综合能源系统规划方案

Table 4 Best planning scheme of integrated energy system

| 设备     | 安装容量      |
|--------|-----------|
| 燃气轮机   | 565 kW    |
| 光伏机组   | 2540 kW   |
| 热泵     | 200 kW    |
| 吸收式制冷机 | 1125 kW   |
| 电制冷机   | 1189 kW   |
| 蓄电池    | 8787 kW·h |
| 蓄水槽    | 1700 kW·h |

由表3可知:当峰谷差率从40%调节到35%时,综合能源系统年费用增加了9.10万元,电网运行费用减小了24.21万元;当峰谷差率从35%调节到30%时,综合能源系统年费用增加了9.66万元,电网运行费用减小了16.09万元;当峰谷差率从30%调节到25%时,综合能源系统年费用增加了11.77万元,电网运行费用降低了17.42万元。因此,综合能源系统规划方案的年费用随着联络线峰谷差率的降低而增加,电网的运行费用随着峰谷差率的降低而减小。

取目标函数“费用标么值之和”最小时的峰谷差率为最优峰谷差率,表3中当联络线峰谷差率为35%时,目标函数值最小,此时可以实现综合能源系统和电网双方的利益平衡。另一方面,当峰谷差率

由40%减小到35%时系统总费用降低15.11万元,当峰谷差率由35%减小到30%时系统总费用仅降低6.43万元,可见峰谷差率35%对应系统总费用下降的敏感点。

## 5 结论

本文对综合能源系统与电网的协调问题进行了研究,提出了考虑联络线峰谷差和电网运行效益的综合能源系统规划模型,并得到以下的结论。

(1)提出了考虑联络线峰谷差和电网运行效益的综合能源系统规划模型,以联络线峰谷差率为优化变量,以电网运行费用和综合能源系统年费用之和最小化为目标函数,并考虑安全稳定运行约束。求解模型可获得最佳峰谷差率和综合能源系统规划方案。

(2)联络线峰谷差率较小时,综合能源系统年费用较高;联络线峰谷差率较大时,电力网的运行费用较高。仿真结果表明合理的峰谷差率为35%左右。

(3)所提规划方法能有效缓解大量综合能源系统接入对电网造成的冲击,为综合能源系统规划提供了新的思路,从而促进综合能源系统的有序发展。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 彭克,张聪,徐丙垠,等. 多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):3-10.  
PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 3-10.
- [2] 雷霞,唐文左,李逐云,等. 考虑区域综合能源系统优化运行的配电网扩展规划[J]. 电网技术,2018,42(11):3459-3468.  
LEI Xia, TANG Wenzuo, LI Zhuyun, et al. Distribution network expansion planning considering optimal operation of regional integrated energy system[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3459-3468.
- [3] 贾宏杰,王丹,徐宪东,等. 区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):198-207.  
JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.
- [4] 刘畅,李昊,孙龙彪,等. 考虑抑制联络线峰谷差和光伏消纳的综合能源站日前优化调度[J]. 中国电力,2018,51(8):70-76.  
LIU Chang, LI Hao, SUN Longbiao, et al. Day-ahead optimal scheduling of integrated energy system considering suppression of tie line peak-valley difference and photovoltaic accommodation[J]. Electric Power, 2018, 51(8): 70-76.
- [5] GUO L, LIU W, CAI J, et al. A two-stage optimal planning and design method for combined cooling, heat and power microgrid system[J]. Energy Conversion and Management, 2013, 74: 433-445.
- [6] HONG B, CHEN J, ZHANG W, et al. Integrated energy system planning at modular regional-user level based on a two-layer bus structure[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2018, 4(2): 188-196.
- [7] 白牧可,唐巍,吴聪,等. 基于热网-电网综合潮流的用户侧微型能源站及接入网络优化规划[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):84-93.  
BAI Muke, TANG Wei, WU Cong, et al. Optimal planning based on integrated thermal-electric power flow for user-side micro energy station and its integrating network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 84-93.
- [8] 崔鹏程,史俊伟,文福拴,等. 计及综合需求侧响应的能量枢纽优化配置[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):101-109.  
CUI Pengcheng, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal energy hub configuration considering integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 101-109.
- [9] NUNES J B, MAHMOUDI N, SAHA T K, et al. A stochastic integrated planning of electricity and natural gas networks for Queensland, Australia considering high renewable penetration[J]. Energy, 2018, 153: 539-553.
- [10] 景卫哲,刘洋,向月,等. 基于需求侧响应的分布式冷热电联供系统能量管理策略[J]. 电力建设,2017,38(12):68-76.  
JING Weizhe, LIU Yang, XIANG Yue, et al. Energy management strategy of DCHP based on demand response[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(12): 68-76.
- [11] QIU T, XU B, WANG Y, et al. Stochastic multistage coplanning of transmission expansion and energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 643-651.
- [12] UGRANLI F, KARATEPE E, NIELSEN A H. MILP approach for bilevel transmission and reactive power planning considering wind curtailment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 652-660.
- [13] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等. 综合能源系统与能源互联网综述[J]. 电工技术学报,2016,31(1):1-13.  
YU Xiaodan, XU Xiandong, CHEN Shuoyi, et al. A brief review to integrated energy system and energy internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(1): 1-13.
- [14] 张福民,裴雪辰,王博. 主动配电网与输电网协调调度与阻塞管理[EB/OL]. (2018-12-11)[2019-03-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20181207.1742.172.html>.
- [15] 吴聪,唐巍,白牧可,等. 基于二层规划的用户侧能源互联网规划[J]. 电工技术学报,2017,32(21):122-131.  
WU Cong, TANG Wei, BAI Muke, et al. Optimal planning of energy internet near user side based on bi-level programming[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(21): 122-131.
- [16] ALSAC O, STOTT B. Optimal load flow with steady-state security[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, 1974, PAS-93(3): 745-751.
- [17] 刘迪,吴俊勇,林凯骏,等. 基于Kriging模型的综合能源系统规划方法[J]. 电网技术,2019,43(1):185-192.  
LIU Di, WU Junyong, LIN Kaijun, et al. Planning method of integrated energy system based on Kriging model[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 185-192.
- [18] 王惠,赵军,安青松,等. 不同建筑负荷下分布式能源系统优化与政策激励研究[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3734-3740.  
WANG Hui, ZHAO Jun, AN Qingsong, et al. Study on optimization and policy incentives of distributed energy system under different building loads[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3734-3740.
- [19] 董楠. 电力负荷峰谷特性的谱分析方法及应用研究[D]. 北京:华北电力大学,2012.  
DONG Nan. Research on spectral analysis method and application of electric load peak-valley characteristics[D]. Beijing:

North China Electric Power University, 2012.

#### 作者简介:



张筱慧

张筱慧(1962—),女,天津人,副教授,主要研究方向为综合能源系统运行与规划(E-mail:zxh8366@sina.com);

李佳馨(1994—),女,北京人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统规划与运行(E-mail:1297168473@qq.com);

张璐(1990—),男,北京人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为综合能源系统、交直流混联

配电网(E-mail:zhanglu1@cau.edu.cn);

吴邦旭(1994—),男,江苏盐城人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统规划与运行(E-mail:wubangxu@cau.edu.cn);

王良(1996—),男,江西铅山人,硕士研究生,主要研究方向为含源配电网运行与规划(E-mail:847441487@qq.com);

唐巍(1971—),女,黑龙江齐齐哈尔人,教授,博士生导师,主要研究方向为电力系统分析与控制、地方电力系统经济运行、配电网可靠性、分布式电源与微电网接入技术等(E-mail:wei\_tang@cau.edu.cn)。

## Integrated energy system planning considering peak-to-valley difference of tie line and operation benefit of power grid

ZHANG Xiaohui, LI Jiaxin, ZHANG Lu, WU Bangxu, WANG Liang, TANG Wei

(College of Information and Electrical Engineering, China Agriculture University, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Aiming at the current situation that the IES(Integrated Energy System) planning does not consider the impact of the peak-to-valley difference of the tie line on the operation of the power grid, an IES planning method considering both the peak-to-valley difference of the tie line and the power grid operation benefit is proposed. The optimal planning model of IES is established, which takes the minimum per unit sum of the annual operating cost of the power grid and the annual cost of IES as the objective function and with the tie line transmission power as the constraint. The elite energy reserve genetic algorithm and branch and bound method are used to solve the equipment configuration and optimal scheduling results of IES, and the optimal power flow is used to calculate the power grid operation cost under the given transmission power of the tie line. The simulative results of the improved IEEE 30-bus system verify the effectiveness of the proposed model. Meanwhile, controlling the peak-to-valley difference of the tie line can reduce the safety risk and the operation cost of the power grid brought by the access of IES.

**Key words:** integrated energy system; peak-to-valley difference of tie line; power grid operation; renewable energy; optimal planning



## 附录

表 A1 电网发电机运行参数

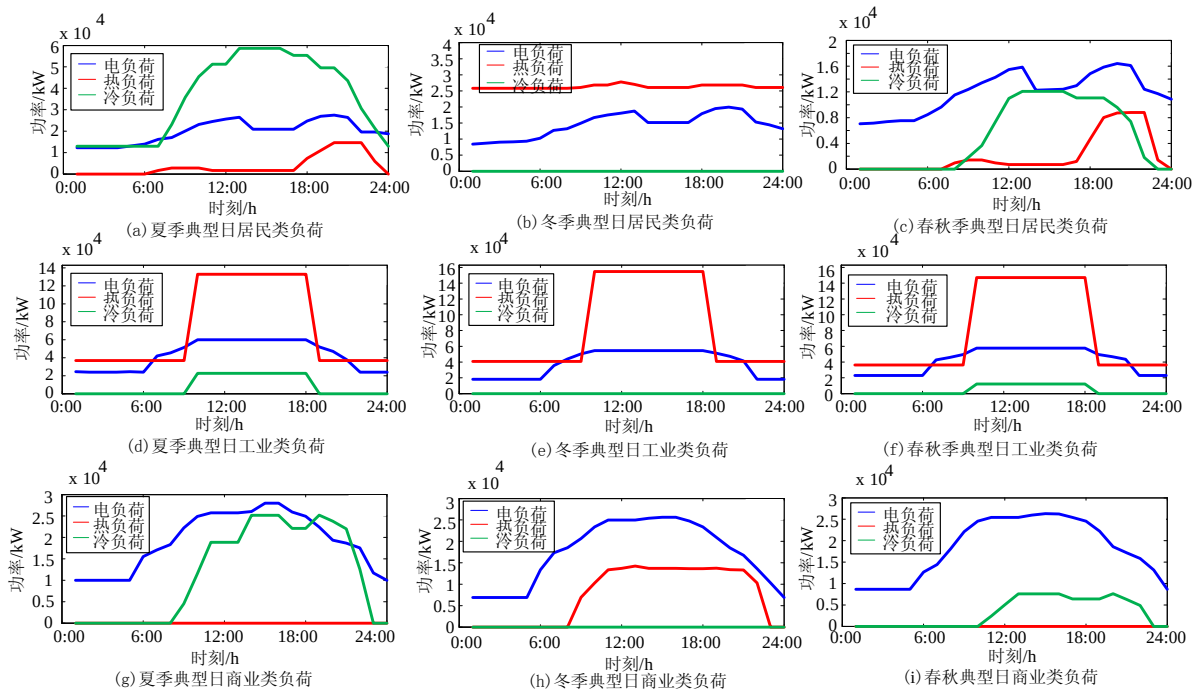
Table A1 Parameters of generators in transmission network

| 机组编号 | 启动成本/元 | 停机成本/元 | 机组编号 | 启动成本/元 | 停机成本/元 |
|------|--------|--------|------|--------|--------|
| 1    | 160    | 45     | 4    | 250    | 80     |
| 2    | 170    | 55     | 5    | 170    | 45     |
| 3    | 100    | 25     | 6    | 100    | 25     |

表 A2 设备参数

Table A2 Equipment parameters

| 设备种类   | 单位容量建设成本等年值    | 单位容量维护成本/[元 (kW a) <sup>-1</sup> ] |
|--------|----------------|------------------------------------|
| 燃气轮机   | 532 元/(kW a)   | 0.025                              |
| 光伏     | 674 元/(kW a)   | 0.0096                             |
| 吸收式制冷机 | 121 元/(kW a)   | 0.007                              |
| 热泵     | 203 元/(kW a)   | 0.0097                             |
| 电制冷机   | 84 元/(kW a)    | 0.01                               |
| 蓄电池    | 123 元/(kW h a) | 0.0018                             |
| 蓄水罐    | 4.3 元/(kW h a) | 0.0016                             |



图A1 3种典型日内电、热、冷负荷

Fig.A1 Load of electric heating and cooling during three typical day

表 A3 各节点对应的负荷类型

Table A3 Load type of each node

| 节点号      | 符合类型 | 节点号                 | 符合类型 |
|----------|------|---------------------|------|
| 2、7、8、21 | 工业类  | 4、10、14、15、17、24、26 | 居民类  |
| 12、19、30 | 商业类  | 3、18、20、23、29       | 办公类  |

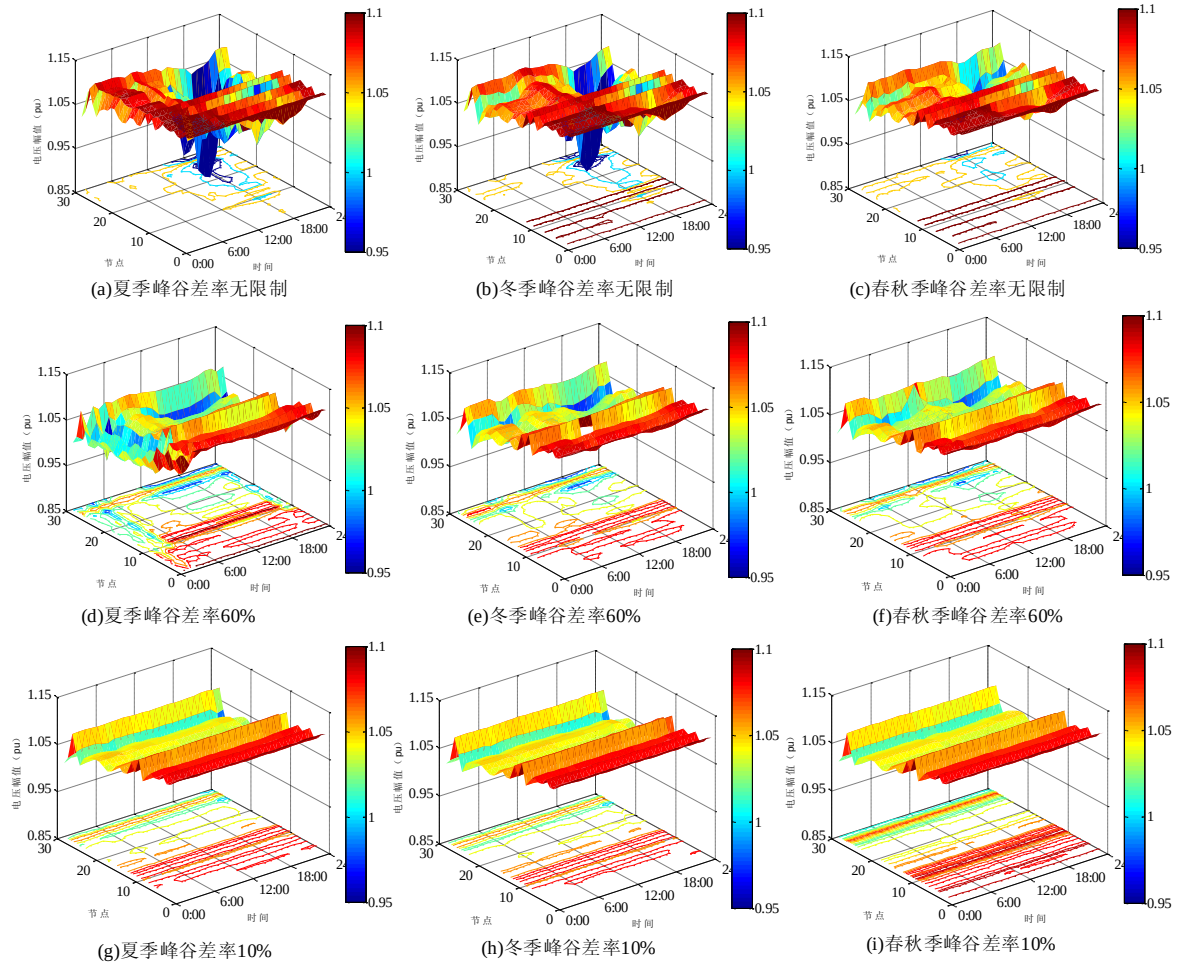


图 A2 场景 1—3 电网电压运行结果

Fig.A2 Voltage operation results of power network under Scenario 1-3

表 A4 联络线传输功率参数

Table A4 Transmission power parameters of tie line

| 季节  | 联络线功率期望值/kW | 峰谷差率/% | 联络线传输功率/kW |        |
|-----|-------------|--------|------------|--------|
|     |             |        | 上限         | 下限     |
| 夏季  | 586         | 40     | 732.50     | 439.50 |
|     |             | 35     | 710.23     | 461.77 |
|     |             | 30     | 689.14     | 482.86 |
|     |             | 25     | 669.80     | 502.20 |
| 冬季  | 736         | 40     | 920.00     | 552.00 |
|     |             | 35     | 892.03     | 579.97 |
|     |             | 30     | 865.54     | 606.46 |
|     |             | 25     | 841.25     | 630.75 |
| 春秋季 | 1019        | 40     | 1273.75    | 764.25 |
|     |             | 35     | 1235.03    | 802.97 |
|     |             | 30     | 1198.34    | 839.66 |
|     |             | 25     | 1164.72    | 873.28 |