提高燃煤电厂弹性：从基荷电力到调峰电力

杰奎琳·科克兰（Jaquelin Cochran），美国国家可再生能源实验室（National Renewable Energy Laboratory）高级能源分析师
黛布拉·卢（Debra Lew） 独立咨询师
尼基尔·库马尔（Nikhil Kumar） 天祥集团（Intertek）能源及公共事业分析部总监

随着低碳能源、智能电网及其他新兴技术的不断涌现，21 世纪的电力系统倾向于边际成本低、能为系统提供“弹性（Flexibility）”的能源资源，如图 1 所示。所谓“弹性”，是指既可以循环开停机（Cycle On and Off）运行，同时又能够实现最低负荷运行，调节发电量补足高渗透率可再生能源的输出变化，保持电力供应稳定。由于缺少总体运行经验，能源行业不仅对燃煤电厂在能源发展新格局下的走向存疑，而且对燃煤电厂在常规循环开停机下能否保持低成本运行感到担忧。

为了验证燃煤电厂可以具备弹性特征，笔者对一座位于北美的多机组燃煤电厂（出于商业原因，名称保密，以下简称 CGS 电厂）进行了研究 [1]。弹性包括燃煤电厂可以循环开停机运行，最低运行负荷率低于 40%，仅对电厂硬件做有限改动，主要对操作运行实践做出较大改变。与基荷运行相比，循环开停机运行无疑会造成电厂设备损坏，并缩短其使用寿命。但是电厂可以通过改变运营战略、预先检查、培训项目和各种运行操作调整来适应循环开停机运行，缩减破坏程度，降低循环开停机运行相关的设备运营维护费用。

笔者使用针对 CGS 电厂的一份案例研究，评估电厂在基荷运行下如何发展以满足其他能源系统的需求。CGS 电厂的案例研究表明，CGS 电厂调整负荷率的方式可以适用于全球电力系统。CGS 电厂的实践对燃煤电厂具有局限性的传统观念提出了质疑，能够帮助政策制定者在限制碳排放的全球背景下，更好地理解和制定电力系统转型过程中的政策和投资决策。

CGS 电厂概况

CGS 电厂于 20 世纪 70 年代并网运营，预期的年负荷率为 80%。然而，美国的核电“后来居上”，很快取代煤炭成为基荷发电的主要能源。因此，CGS 电厂在年负荷率仅为 50% 的状态下运行到 20 世纪 90 年代初。20 世纪 80 年代，为了解“峰谷转换”（Two-shifting），即一天内循环开停机所带来的影响，美国开展了大量的研究，结果导致 CGS 电厂的运行方式、蒸汽锅炉以及辅助设备都进行了改造。

直到 21 世纪初，美国电力行业引入竞争市场，CGS 电厂才实现了较长一段时期的满负荷运行。而这一时期电厂强迫停运率也极高。等效强迫停运率（Equivalent Forced Outage Rate，EFOR）是表征机组可靠性的重要

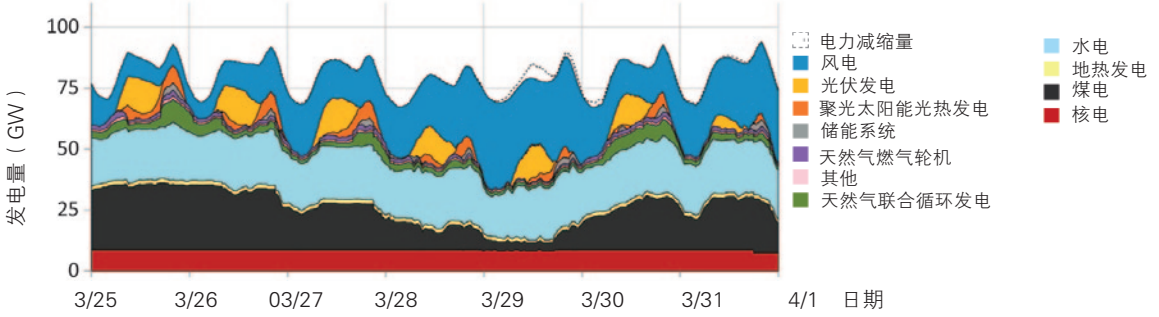


图 1 可再生能源高渗透率情景中一周内发电系统电力调度模拟（年发电量中风电占 25%，太阳能发电占 8%）

指标之一。2004 年，CGS 电厂的等效强迫停运率高达 32%。这是 20 世纪 90 年代 CGS 电厂循环开停机运行累积的潜在损害造成的。而通常基荷燃煤电厂的等效强迫停运率为 6.4%[2]。

竞争市场机制为 CGS 电厂机组继续弹性运行提供了动机。电厂机组可以在一天内调整峰谷，并能以低于预期最低负荷的水平持续运行。尽管一天内进行一次峰谷调整或两次峰谷调整造成电厂设备磨损，降低了电厂的成本竞争优势，但为在整个电力市场中竞争一席之地，CGS 电厂所有者只能以这种方式运行。

检验循环开停机对 CGS 电厂的影响

在建设之初，CGS 电厂预期将实现满负荷运行，每年仅短时间停机几次。然而，CGS 电厂的所有机组在全生命周期中平均启动 1760 次，包括了 523 次冷态启动。此种运行方式最主要的影响就是造成设备的“热疲劳（Thermal Fatigue）”。例如，锅炉启动后冷却给水进入锅炉和蒸汽加热过程中，零件材料受热率不均造成的大幅度温度涨落，使单个零件内部或不同零件之间热应力（Thermal Stresses）反复变化。

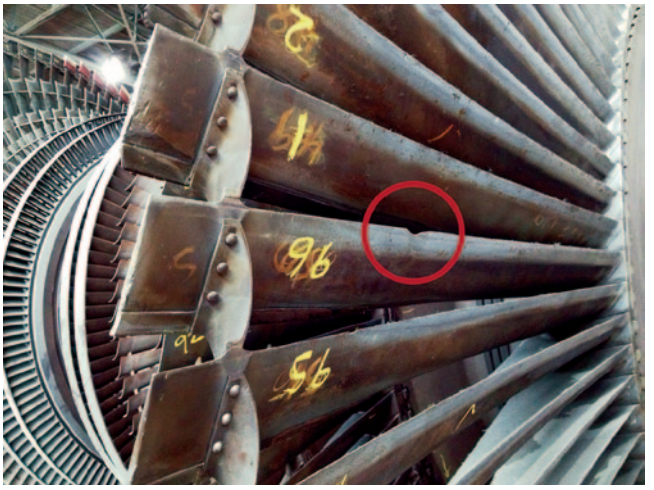
循环开停机和低负荷运行所带来的其他影响包括：

（1）交变应力作用下造成零件和汽轮壳挤压破坏。

（2）循环开停机使用的辅助装置的磨损。

（3）在机组启动或更换水质和化学水时进入系统中的氧气造成设备氧化锈蚀。

（4）汽轮机转速下降或停机后，蒸汽冷却产生的冷凝水造成设备生锈、漏水等问题，增加疏排水装置需求。



标号为 96 的汽轮机叶片的豁口是由氧化反应生成的物质剥离后造成的。

来源：黛布拉·卢（Debra Lew）

表 1 中归纳了循环开停机造成设备零件（尤其是锅炉内部零件）疲劳和失效的影响因素。设备的疲劳将造成运行中断、运营和维护成本增加。而在设备运营和维护过程中，又将造成额外的磨损，需要增加更广泛和更严格的人员培训、设备检查以及评估程序[3]。循环开停机造成不良影响并不会即刻显露，例如一次重大的循环开停机可能造成设备零部件在几年之后出现疲劳和失效，而等效强迫停运率也将提高。

改进电厂机械设备和操作程序

电厂机械设备改进

为防止和解决循环开停机运行和低负荷运行给设备

表 1 CGS 电厂循环开停机的主要影响

问题	损坏原因
锅炉管道失效	由循环疲劳、腐蚀疲劳和疲劳点蚀引起
异种金属焊接、联管、阀门的开裂	由蒸汽温度的频繁变化造成
发电机转子开裂	盘车运行时，转子和套管之间晃动造成的磨损（盘车装置低速转动，可以防止转子长时间停留在一个位置引起变形）
在启动和排水时，部件暴露在空气中引起的氧化	锅炉管道中的氧化物受热力变化驱动向下游堆积，给汽轮机叶片等下游设备带来损伤
汽轮机部件的锈蚀	由氧化物造成，也可能由设备开机、低负荷运行及设备干燥状况较差时产生的湿蒸汽所造成
冷凝器问题	开停机时，温差压力造成较薄管道破裂时发生的损坏

造成的损坏，CGS 电厂所有者对电厂机械设备做出了一系列的改进。这些改变多注重改善设备的排水和提高热力弹性，并降低锈蚀产生的机会，如表 2 所示。但是没有进行高额投资改善设备循环开停机运行的弹性。

是否以及何时更换零部件或改进设备零部件主要根据具体情况来决定。换言之，电厂所有者通常根据未来几年在整个电力市场中是否有发展机会来判断减少强迫停运率的设备改进投入。

操作程序的改进

CGS 电厂的所有者认为，一旦设备得以改进，未来 90% 的成本节约将依赖于改进操作程序。例如，建立控制锅炉升温升压速率的操作程序，并加强相关人员培训就尤为有效。控制锅炉升温升压速率有利于将热疲劳降至最低；通过培训持续强调控制锅炉升温升压速率的重要性将确保所制定的操作程序得以贯彻实施。

另一项有效的操作程序改进是对高能量（High-energy, 如高温或高压蒸汽）管道的检测。这种检测程序的作用和价值并未被其他燃煤电厂重视。CGS 电厂的检测程序覆盖了所有可能发生的失效机理（如热疲劳和锈蚀疲劳），并针对各类失效机理建立起一套完善的修复流程和程序。CGS 电厂制定了多项类似的检测程序，包括对高能量管道的吊杆制定检测程序。这种做法表明，高效操作程序的制定需要建立在对循环开停机运行造成损坏的所有部件有全面了解的基础上，而不是仅仅关注那些主要部位。表 3 概括了 CGS 电厂为支持循环开停机运行采取的操作程序改进。

改进操作程序对保证 CGS 电厂在符合成本效益情况

表 2 为支持循环开停机运行进行的设备改进

设备	改进措施
锅炉	在水冷壁上增加金属涂层，降低氧化反应；削减锅炉内部不同区域的隔离膜，以减小开机时锅炉中的压强；替换异种金属焊接
汽轮机	增加排水系统、升级润滑系统、改进真空泵和低压交叉波纹管；检查易在设备关闭时损坏的单向阀
发电机转子	主要组件使用环氧树脂胶绝缘，减少转子摩擦造成的损坏；建立定期的测试和检测制度，记录变化趋势
冷凝器	将低负荷运行和水力冲击过程中受损的冷凝器顶部管道堵塞；安装不锈钢排气设备；更换现有的黄铜管材组件

表 3 为支持循环开停机运行采取的操作程序改进

操作程序	改进措施
锅炉自然冷却	对锅炉进行强制加速冷却可以通过快速关闭机组来修复锅炉管道，确保机组在 2 天内重新投入使用。但是在执行强制加速冷却一年后，机组的锈蚀和循环疲劳失效问题显著增加。因此制定的机组停机程序要求锅炉停炉后的 4 个小时内自然冷却
监测省煤器入口管	冷给水断断续续地进入高温入口管，导致省煤器入口管破裂。因此，电厂所有者将管口与冷给水之间的温差控制在 30℃以内，低于锅炉制造商建议的温差 [4]
受压部件管理	电厂所有者建立了一套受压部件管理程序，核查各个受压部件的压力情况，并建立设备降解和失效原因分析体系
其他锅炉操作程序改进	包括：建立检测锅炉金属温度的程序，制定管道更换与检查策略，热疲劳及循环疲劳检测和修复程序，制定减少管道破损的飞灰侵蚀程序，改进针对伸缩接缝、异种金属焊接和锅炉内流水腐蚀的检测程序
汽轮机部件的温度监测	为控制升温升压速率和监测汽轮机厚壁配件、接管、主蒸汽管道外框等部位的温度变化，电厂所有者建立了一套与检测设备相关联的培训和监测程序
水化学维护	为了减轻腐蚀，需要定期进行水化学处理来防止氧化。由于循环开停机运行使用的化学品不同，电厂所有者专门配备了一名现场化学品专员，并建立一套遵循 ISO 质量管理体系标准的化学品管理系统
总体监测程序	所有者对 CGS 电厂循环开停机相关的现有设备状态和改进措施的最佳实践报告进行比较，开发了一套电厂总体监测程序

下的循环开停机运行至关重要。对电厂开机温度上升和停机温度下降加以控制，并对大小零部件制定严格的检测程序都能减轻循环开停机运行造成的损失。此外，开展培训以加强员工检测循环开停机运行影响的技能，也是 CGS 电厂所有者的核心策略。

电厂运行成本及排放

CGS 电厂循环开停机运行以及相应设备改进的成本很难与正常运行所产生的成本区分开来。因为 CGS 电厂针对循环开停机运行和正常运行造成的设备磨损和适应各机组不同年份的等效强迫停运率的大幅波动的设备改进都是在过去几十年发生的。而根据 CGS 电厂的经验来推算其他燃煤电厂的潜在成本也不现实，因为各个机组的使用年限、工况设计以及历史运营情况都存在差别。制定设备变更范围和时间的决策取决于实际的商业判断，而这很大程度受市场和环境驱动，年度变化较大。

库马尔（Kumar）等人针对燃煤电厂进行了研究，通过计算循环开停机运行相关的运营、设备维护以及维修等各方面的成本估算了循环开停机的成本 [5]。研究中选取的燃煤电厂是在基本负荷要求下运行和维护的标准运行状态。然而，CGS 电厂较早地意识到了电厂需要更加频繁地循环开停机运行，并据此改进了机械设备和操作程序，将循环开停机运行的影响降至最低。由于事先主动进行改变，与循环开停机运行和等效强迫停运率相似的燃煤电厂相比，CGS 电厂的运行成本可能要低一些。

循环开停机运行也会导致排放率增加，进而带来成本变化。例如，用于控制部分污染物排放的选择性催化还原（SCR）系统必须在某一最低负荷之上运行，如果电厂需要在最低负荷之下运行就必须获得当局批准不使用 SCR 系统。CGS 电厂就属于这种情况。此外，在非满负荷运行时，机组启动时往往需要更多的燃料，降低机组效率，带来其他的污染物；而启动阶段燃料气体温度过低，无法支撑化学反应，降低污染物控制设备的效率，也将带来额外的污染物排放 [6]。尽管电厂循环开停机运行的排放率高较高，但卢（Lew）等学者已证明，增设的风能、太阳能发电设备所能减少的污染物排放量要远大于循环开停机运行所增加的污染物排放量 [6]。

CGS 电厂的经验能否复制?

CGS 电厂在过去几十年已经实现了“弹性”循环开停机运行。它的实践经验为电厂设备改进和运行程序改进，以及成本等相关方面提供了极具参考价值的信息。但是，CGS 电厂提高“弹性”的改进措施并不能直接照搬运用到其他运行环境的电厂中。

硬件不同

CGS 电厂部分组件的最初设计有利于循环开停机运行，因此电厂所有者无需斥资对设备进行改造更新。例如，CGS 电厂的锅炉管道是水平设置的，此种设计便于排水，有利于循环开停机运行，而且可以减轻设备的锈蚀疲劳和锅炉启动时间（图 2）。高效的操作程序需要将锅炉中残存的液体排出，以减少对锅炉管道的热冲击。与之相反，北美地区大多数燃煤电厂的锅炉管道都是垂直设计的，这就导致了液体在 U 型管道的底部积聚，从而排水缓慢。这种设计后期无法改变，运营商只能通过加装费用为 1000 ~ 1500 万美元的旁路系统来改善温度控制，减轻管道损坏。

CGS 电厂的自动排水系统也是大多数燃煤电厂没有

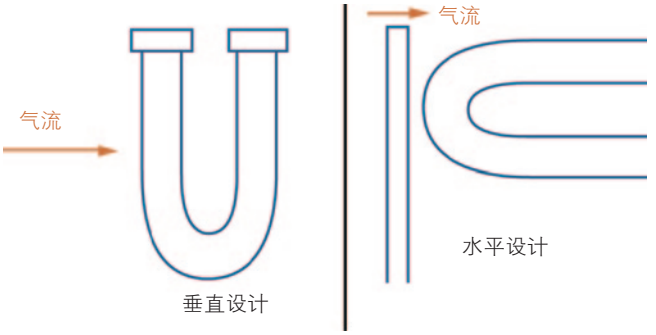


图 2　CGS 电厂的锅炉管道是水平的，有利于液体排放，减轻设备的锈蚀疲劳。垂直锅炉管道设计容易导致液体的积聚。

来源：天祥集团，史蒂夫·莱夫顿（Steve Lefton）

的，这一系统对减轻设备疲劳至关重要。在电厂投入使用的早期，更新这种重要设备的性价比更高。

操作方式不同

与电力市场中基荷运行的一般燃煤电厂相比，CGS 电厂的等效强迫停运率要高得多。但 CGS 电厂所有者认识到了燃煤发电机组在系统中发挥的重要作用，通过事先主动的设备检测和操作改进策略可以降低等效强迫停运率，因此能够处理好这一问题。

然而，设备维护成本与等效强迫停运率二者不可兼顾。电网运营商可能需要改变系统运行方式，而燃煤电厂运营商则需要接受更高的等效强迫停运率，在低负荷运行时，单位发电量的成本是渐增的，这使运营商们更难以判断等效强迫停运率带来的维护成本。

监管区别

如果监管法规要求电厂在各种负荷下都要采用环境控制设备，那么电厂想要以低负荷运行就面临很大困难。选择性催化还原系统需要的最小发电量通常要高于 CGS 电厂允许的低负荷运行水平。

从基荷发电到调峰发电

CGS 电厂所有者取得了同类电厂难以实现的成绩：将一个原计划按照基荷运行的电厂转变为一个可以满足高峰用电需求的电厂。CGS 电厂可以每天开停机器四次来满足用电需求。CGS 电厂成功的关键就在于改进了操作程序：监控和管理温度上升速率；为所有受开停机运行影响的大小设备部件设计一整套检测程序；同时，还通过持续的员工培训来加强设备检测所需的工作技能。

CGS 电厂的成功还受益于电厂的特有条件。电厂虽然按照基荷运行进行设计，但设计中具有适合循环开停机运行的初始条件。但这种初始条件仅是机组循环开停机运行的优势之一，要想提升设备的可靠性仍需实行其他的设备改进和操作流程改进。此外，电厂数十年的循环开停机运行经验，增加了 CGS 电厂所有者对高等效强迫停运率的接受程度。

燃煤电厂复制 CGS 电厂“弹性”的运行经验， 有助于增强煤炭在低碳能源系统的竞争力。尽管 CGS 电厂具有内在设计优势支持其“弹性”的运行，但其他燃煤电厂可以通过设备更新和操作改进增加其在整体能源系统中的弹性发电量。燃煤电厂可以循环开停机运行，而且如果设计和操作程序得当，甚至可以为整个能源系统提供比 CGS 电厂更为可观的弹性支撑。虽然循环开停机运行会增加运营成本，增加设备失灵风险，但这些问题也存在于其他能源类型的发电厂中。

致谢

本文是在美国国家可再生能源实验室（NREL）发布的“21 世纪电力合作”的指导下撰写。项目指导文件为“DE-AC36-08GO28308 跨部门协议”，项目编号为：WFH1.2010 及 2940.5017。

参考文献

[1] Cochran, A., Lew, D., &Kumar, N. (2013). Flexible coal: Evolution from baseload to peaking plant, NREL Report No. BR-6A20-60575. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. www.nrel.gov/docs/fy14osti/60575.pdf

[2] Vuorinen, A. (2007). Planning of power system reserves,www.optimalpowersystems.com/stuff/planning_of_power_system_reserves.pdf

[3] Electric Power Research Institute.(2001). Damage to power plants due to cycling.Product ID 1001507. Palo Alto, CA: EPRI.www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001001507

[4] Babcock & Wilcox.(1994). Economizer inlet header cracking.www.babcock.com/library/pdf/PSB-22.pdf

[5] Kumar, N., Besuner, P., Lefton, S., Agan, D., &Hilleman, D. (2012). Power plant cycling costs. NREL/SR-5500-55433. Work performed by Intertek-APTECH, Sunnyvale, California. Golden, CO: NREL. www.nrel.gov/docs/fy12osti/55433.pdf

[6] Lew, D., et al. (2013). The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2.NREL/TP-5500-55588. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. www.nrel.gov/docs/fy13osti/55588.pdf