

四川泸州川南发电有限责任公司

#1、#2 机组灵活性改造、节能改造可行性研究服务

技术规范

四川泸州川南发电有限责任公司

2024 年 1 月

目录

1.总则	1
2.工程概况	1
3.执行标准	6
4.工作内容	7
5.双方责任	9
6.项目组织和管理	10
7.项目期限及成果要求	10
8.技术服务要求	12
9.其他事宜	14

1. 总则

1.1 本技术规范适用于四川泸州川南发电有限责任公司 2×600MW 机组灵活性改造、节能改造可行性研究服务项目，它提出了服务的内容、标准等方面的技术要求。

1.2 本技术规范提出的是最低限度的技术要求，并未对一切技术细节作出规定，也未充分引述有关标准及规范的条文。投标方应提供满足本技术规范要求和最新国家（行业）标准的产品及其相应服务，对国家有关安全、环保等强制性标准，必须满足其要求。本技术规范书所使用标准如与投标方所执行标准发生矛盾时，按较严格现行标准执行。

1.3 如投标方没有以书面形式对本技术规范书的条文提出异议，那么招标方可以认为投标方提供的产品及服务完全满足本技术规范书的要求。

1.4 如招标方有除本技术规范书以外的其他要求，应以书面形式提出，经招标方、投标方双方讨论、确认后，载于本技术规范书。

1.5 投标方需具有工程设计专业资质电力行业（火力发电）乙级及以上资质，或工程咨询单位乙级及以上资信。

1.6 从 2018 年 1 月 1 日至今，投标方应具有至少 1 个 300MW 及以上容量燃煤发电机组灵活性改造或节能改造可行性研究服务项目的合同业绩，须提供业绩证明材料：包括项目合同封面页、合同范围页、签字页等。

1.7 投标方对可行性研究及评审的内容负有全部责任。

1.8 在签订合同之后，招标方有权提出因规范标准和规程发生变化而产生的一些补充要求，具体项目由双方共同商定。

2. 工程概况

2.1 电厂概况

四川泸州川南发电有限责任公司一期工程为 2×600MW 燃煤发电机组，两台机组分别于 2007 年、2008 年投产。电厂厂址位于泸州市江阳区江北镇，西北距江北镇约 600m，东北距泸州市区直线距离约 15km，公路距离约 30km，东面距纳溪区约 7.5km，南面距长江北岸约 2km。

锅炉为东方锅炉厂生产的 DG2028/17.45-II3 亚临界压力锅炉，“W”火焰、双拱形单炉膛、尾部双烟道结构、中间一次再热、自然循环、平衡通风、固态排渣、悬吊式燃煤汽包炉。

汽轮机为东方汽轮机厂生产制造的亚临界中间一次再热、单轴、双背压、三缸四排汽、冲动纯凝汽式汽轮机，型号为：N600-16.67/538/538。机组可采用复合配汽和顺序阀配汽两种变压运行方式，汽轮机的额定转速为 3000r/min，面对机头为逆时针旋转；设有内部法兰螺栓加热系统；汽轮机推荐采用中压缸启动方式，亦可采用高中压缸联合启动。

发电机为东方电机股份有限公司生产的 QFSN—600—2—22C 隐极式、二极、三相同步发电机。额定输出功率 600MW，额定容量 667MVA，额定功率因数 0.9（滞后）。

控制系统采用分散控制系统（DCS）、脱硫分散控制系统（FGD-DCS）以及辅助系统车间（PLC）控制系统组成的控制网络。实行控制功能分散，信息集中管理的设计原则。

2.2 当地环境条件

多年平均气压	973.2 hpa
多年最高气压	1001.4 hpa (1969年4月4日)
多年最低气压	946.8 hpa (1991年5月24日)
多年平均气温	17.6℃
多年最高气温	40.2℃ (1972年8月26日)
多年最低气温	-1.6℃ (1989年1月14日)
最热月平均最高气温 (8月)	31.4℃
最近10a最大日温差	16.5℃ (1998年4月24日)
多年平均相对湿度	84%
最大冻土深度	该地区无冻土
多年年平均降雨量:	1022.7mm
多年一日最大降雨量:	160.5mm
多年平均风速:	1.2m/s
离地10m高50a一遇10min平均最大风速:	24.0m/s
离地10m高30a一遇10min平均最大风速:	21.9m/s
多年年平均降水日数:	159.9d

2.3 设备概况

2.3.1 锅炉设备

锅炉主要设计参数:

项目	单位	BMCR	BECR
过热蒸汽流量	t/h	2028	1928
过热蒸汽出口压力	MPa(a)	17.45	17.4
过热蒸汽出口温度	℃	541	541
再热蒸汽流量	t/h	1721.213	1633.547
再热蒸汽进/出口压力	MPa(a)	4.09/3.91	3.87/3.70
再热蒸汽进/出口温度	℃	330.1 /541	324.5/541
给水温度	℃	280.7	277.1
整炉计算循环倍率		4.59	
回路最小循环倍率		前墙 2.98	后墙 2.75 侧墙 2.78

注: 1) BMCR 蒸发量等于汽机在阀门全开 (VWO) 时的进汽量, 此工况下考核锅炉最大连续蒸发量

2) 锅炉额定蒸发量工况 (BECR) 参数 (相当于汽轮机额定功率 TRL 工况进汽量, 此工况下考核锅炉保证效率)。

3) 压力单位中“a”表示绝对压力

锅炉热力特性:

名称	符号	单位	BMCR	BECR
排烟损失	q_2	%	5.11	4.9
气体 (化学) 未完全燃烧损失	q_3	%	0	0
固体 (机械) 未完全燃烧损失	q_4	%	2.8	2.8
散热损失	q_5	%	0.3	0.3
灰渣物理热损失	q_6	%	0	0
空预器进口冷一次/二次风温度		℃	25	25
炉膛容积热负荷		KW/m ³	89.1	85.68
下炉膛断面热负荷		MW/m ²	2.81	2.7
水冷壁壁面热负荷		MW/m ²	0.27	0.259
空气预热器出口热风温度 (一次/二次)		℃	328/347	325/343

名称	符号	单位	BMCR	BECR
炉膛出口空气过剩系数			1.3	1.3

锅炉热力性能计算数据表（燃用设计煤种）：

参 数		单位	50%THA 滑压	75%THA 滑压	THA	BECR	BMCR
锅 炉 参 数	主蒸汽流量	t/h	878.99	1309.25	1785	1928	2028
	过热器出口压力	MPa	9.515	14.314	17.27	17.37	17.45
	过热蒸汽出口温度	℃	541	541	541	541	541
	再热蒸汽流量	t/h	779.112	1149.36	1527.17	1633.55	1721.21
	再热蒸汽进/出口压力	MPa	1.88/1.79	2.75/2.63	3.64/3.5	3.87/3.7	4.09/3.91
	再热蒸汽进/出口温度	℃	319.1/541	310.6/541	318/541	324.5/541	330.1/541
	给水温度	℃	232.8	254.22	272.5	277.1	280.72
过热器一级减温水喷水量		t/h	54.17	74.18	39.62	41.1	37.06
过热器二级减温水喷水量		t/h	27.08	37.09	19.81	20.55	18.43
过热器侧烟气份额		%	40	44.1	47.3	51.8	55.2
再热器侧烟气份额		%	60	55.9	52.7	48.2	44.8
计算燃料消耗量		t/h	119.66	170.93	221.64	236.52	246.09
锅炉计算效率（低位热值）		%	92.37	92.32	91.91	91.71	91.65
锅炉保证热效率		%	—	—	—	91	—
炉膛出口过剩空气系数		—	1.4	1.35	1.3	1.3	1.3
炉膛容积热负荷		KW/m ³	44.13	63.04	81.74	87.23	90.76
下炉膛断面热负荷		KW/m ²	1403.37	2004.68	2599.38	2773.91	2886.05
烟 气 温 度	高温过热器进口	℃	980	1046	1104	1119	1129
	高温过热器出口	℃	801	873	931	947	958
	高温再热器出口	℃	726	792	846	861	871
	低温过热器出口	℃	385	419	443	456	462
	低温再热器出口	℃	414	431	452	456	459
	省煤器出口（过热器侧/ 再热器侧）	℃	318/347	354/370	381/392	393/394	401/397
	空预器出口（修正前/ 修正后）	℃	107/102	119/113	128/123	128/123	129/124
介 质 温 度	省煤器进口	℃	233	254	273	277	281
	省煤器出口（过热器侧/ 再热器侧）	℃	254/265	275/279	291/293	296/296	301/298
	低过出口	℃	385	396	393	396	396
	大屏出口	℃	408	432	448	450	452
	高过出口	℃	541	541	541	541	541
	低再出口	℃	456	452	452	451	451
	高再出口	℃	541	541	541	541	541

燃料特性：

名 称	符 号	单 位	设计煤	高校煤	低校煤	低氮燃烧器设计煤
燃煤品种			古叙煤	古叙煤	古叙煤	混煤
收到基水份	Mar	%	8.00	8.00	8.00	6.00
工业分析						
空气干燥基水份	Mad	%	2.12	2.19	2.18	1.58
收到基灰份	Aar	%	22.98	16.18	29.97	35.00

名称	符号	单位	设计煤	高校煤	低校煤	低氮燃烧器设计煤
干燥无灰基挥发份	Vdaf	%	9.68	8.94	12.36	14.5
收到基低位发热量	Qnet.ar	kJ/kg	23310	25930	20610	20000
元素分析						
收到基碳	Car	%	62.85	69.71	55.93	49.00
收到基氢	Har	%	2.06	2.45	1.96	2.44
收到基氧	Oar	%	2.12	1.66	3.02	4.22
收到基氮	Nar	%	0.84	0.90	0.75	0.66
收到基硫	Sar	%	1.16	1.11	0.36	2.68
灰熔融性						
变形温度	DT	℃	1480	1350	>1500	1180
软化温度	ST	℃	>1500	1430	>1500	1270
流动温度	FT	℃	>1500	1500	>1500	1320
哈氏可磨系数	HGI	/	68	69	62	/

2.3.2 汽机设备

汽轮机主要设计参数:

项目	数据	项目	数据
额定转速	3000r/min	额定功率	600MW
最大连续运行功率	643MW	额定主蒸汽压力	16.67MPa
主蒸汽流量	1785.4t/h(额定), 2028t/h(最大)	额定主蒸汽温度	538℃
额定再热蒸汽压力	3.547MPa	额定再热蒸汽温度	538℃
设计排汽压力(平均)	5.8kPa(a)	额定给水温度	274℃
冷却水温度	20℃(设计), 33℃(最高)	热耗	7825kJ/kW.h(额定工况)
配汽方式	复合配汽/顺序阀配汽		

汽轮机四个典型工况:

项目	铭牌工况 (TRL)	最大连续工况 (TMCR)	阀门全开工况 (VWO)	热耗率验收工况 (THA)
机组输出功率 MW	600.012	640.254	667.812	600.004
主蒸汽压力 MPa	16.67	16.67	16.67	16.67
主蒸汽温度℃	538	538	538	538
主蒸汽流量 t/h	1927.8	1927.8	2028	1785.4
再热蒸汽压力 MPa	3.523	3.548	3.716	3.307
再热蒸汽温度℃	538	538	538	538
再热蒸汽流量 t/h	1625.957	1634.334	1713.491	1520.981
平均背压 KPa(a)	11.8	5.8	5.8	5.8
循环冷却水进水温度℃	33	25	25	25
凝汽量(包括小机) t/h	1230.831	1223.214	1275.844	1147.187
补水率%	3	0	0	0
给水温度℃	278.6	278.9	282.2	274
热耗 kJ/kW.h	8225	7804	7792	7825
汽耗 kg/kW.h	3.213	3.011	3.037	2.976

2.3.3 发电机-变压器

发电机技术参数:

型式	全封闭、自通风、强制润滑、水/氢氢冷却、圆筒形转子、同步交流隐极发电机
----	-------------------------------------

制造	东方电机股份有限公司		
冷却方式	定子绕组：直接水冷；定、转子铁芯及转子绕组：直接氢冷		
不平衡负载能力	10%(持续) $I_2^2 \cdot t$ (最大暂态值)：10S		
型号	QFSN—600—2—22C	额定功率	600 MW
额定视在功率	667MVA	额定定子电压	22kV
最大视在功率	728MVA	最大连续功率	655 MW
额定定子电流	17495A	功率因数	0.9 滞后
额定转子电压	400.1V (计算值)	额定转子电流	4387A (计算值)
转子空载电压	157V	转子空载电流	1800A
励磁方式	静止可控硅机端自并励	强励顶值电倍数	≥ 2
强励电压响应比	≥ 2 倍 / S	允许强励时间	20S
短路比	0.58	效率	$\geq 98.9\%$
极数	2	相数	3
额定转速	3000r/min	接法	YY
频率	50HZ	定冷水进水温度	45℃
绝缘等级	定子、转子 F 级 (按 B 级考核)	定子冷却水出水温度	$\leq 78^\circ\text{C}$
定子绕组层间温度极限	$\leq 120^\circ\text{C}$ 层间温差 (最高值-平均值) $\leq 12^\circ\text{C}$	定子端部结构件温度极限定	$\leq 120^\circ\text{C}$
转子绕组温度极限	$\leq 115^\circ\text{C}$	定子铁芯温度极限	$\leq 120^\circ\text{C}$
集电环温度极限	$\leq 120^\circ\text{C}$	额定氢压/最高氢压	0.414MPa (g) / 0.45MPa (g)
氢气纯度	$\geq 96\%$	氢气消耗量	$\leq 12\text{m}^3/\text{天}$
氢冷器容量	停用一只氢冷器时, 发电机能在至少 80%额定工况下运行而不过热		
纵轴瞬变电抗 x_d^1	24.21%	纵轴瞬变超电抗 x_d^{11}	18.26%
发电机一阶临界转速 (单跨计算值)	982r/min	发电机二阶临界转速 (单跨计算值)	2671r/min
发电机噪音水平	离发电机外壳 1 米处 $\leq 85\text{dB}$ (绝对)		

主变压器技术参数:

项目	技术数据	项目	技术数据
型号	SFP-720000 / 220	额定频率	50 Hz
高压侧额定电压	242kV	低压侧额定电压	22kV
高压侧额定电流	1717.74 A	低压侧额定电流	18895.1 A
联接组标号	YNd11 (Y0/△-11)	调压方式	无载调压
调压范围	$\pm 2 \times 2.5\%$	额定容量	720 MVA
冷却方式	强迫油循环风冷 (OFAF)	相数	3
制造厂家	重庆 ABB 变压器有限公司	绕组平均温升	65K
中性点接地方式	经刀闸直接接地或经放电间隙接地	顶部油温升	55K
阻抗电压 (%)	14	强油循环泵数量	1 台 / 组
冷却器风扇数量	3 只/组	冷却器数量 (组)	7
总的风扇功率	1.2×3×7 kW	总的油泵功率	3.8×1×7 kW
空载损耗	268.4KW	空载电流	0.046%
全部冷却器退出运行后, 主变满载运行所允许的时间			20 min
各分接位置下对应的电压、电流			
高压侧			
额定电压	额定电流: (A)	分接选择器	分接位置

分接%	(kV)		A	B	C	
+5.0	254.1	1635.94	2-3	2-3	2-3	1
+2.5	248.05	1675.84	2-4	2-4	2-4	2
0.0	242	1717.74	2-5	2-5	2-5	3
-2.5	235.95	1761.78	2-6	2-6	2-6	4
-5.0	229.9	1808.14	2-7	2-7	2-7	5
低压侧						
额定电压 (kV)	22.0		额定电流		18895.1 A	

3. 执行标准

投标方应在投标阶段提交所采用的全部标准与规范清单，且至少是下列规范、规程和标准的最新版本。在合同执行过程中，投标方采用的其他标准需经招标方确认。

- 《电站锅炉性能试验规程》GB10184
- 《电站汽轮机性能试验规程》GB8117
- 《节能评估技术导则》GB/T 31341
- 《节能评估技术导则 燃煤发电项目》GB/T 36716
- 《大中型火力发电厂设计规范》GB/T 50660
- 《火力发电厂节能设计规范》GB/T 51106
- 《燃煤机组节能诊断导则》DL/T 1464
- 《火力发电厂技术经济指标计算方法》DL/T 904
- 《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》DL/T 5375
- 《全国煤电机组改造升级实施方案》（发改运行〔2021〕1519号）文
- 《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平（2022年版）》（发改运行〔2022〕559号）文
- 《四川省燃煤发电机组灵活性改造及新增调峰容量认定管理办法》（川能源〔2024〕5号）文**
- 《固定污染源中颗粒物测定与气态污染物采样方法》GB/T16157
- 《燃煤电厂烟气脱硝装置性能试验技术规范》DL/T260
- 《火电厂大气污染物排放标准》GB13223
- 《燃煤烟气脱硝技术装备》GB21509
- 《电除尘器性能测试方法》GB/T13931
- 《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》GB/T16157
- 《石灰石-石膏湿法烟气脱硫装置性能验收试验规范》DL/T998
- 《燃煤烟气脱硫设备性能测试方法》GB/T21508
- 《火电厂烟气脱硫工程技术规范石灰石/石灰-石膏法》HJ/T179
- 国家电网及四川省网最新辅助服务政策
- 设备制造厂家说明书及检修维护手册
- 电厂的规程、图纸、规定及各项管理制度等
- 其它相关国家标准、行业规范、标准等

4. 工作内容

本项目包括但不限于可行性研究现场收资、性能试验、调研、可行性研究报告编制及专家评审、配合招标方编制项目备案所需的项目申请报告等，主要内容如下表所示：

序号	服务内容	要求
1	对招标方现场收资，进行机组性能摸底试验、评估，对行业内改造案例、技术进行调研。	按行业标准进行机组性能摸底试验，出具试验报告，为节能、调峰能力分析提供依据。
2	按照 600MW 等级亚临界机组编制机组节能提升和灵活性综合升级改造技术方案，完成方案比选，出具可研报告。	可研达到 DL/T 5375 《火力发电厂可行性研究报告内容深度》规定。提出投资估算、经济效益与风险分析分析，评价各方案优缺点，确定升级改造方案。配合招标方取得可研阶段相关支持性文件。
3	进行可研报告评审，确定并完善方案，按评审会的审查意见，补充相关工作。	根据评审专家意见修改、通过评审并出具最终可行性研究报告。（投标方组织，邀请经招标方认可的行业内专家进行评审，费用由投标方负责。）

本次可行性研究服务应根据机组设备实际状况，开展全面性诊断，科学制定“一机一策”综合升级改造方案。根据招标方的具体情况和实际条件，通过对拟建项目的技术可行性、经济合理性和项目可实施性等方面问题进行科学合理、周密论证，向招标方推荐有针对性的，以适用、实用、先进为原则的方案，以达到如下目的：

- (1) 对项目的决策提供可靠的技术依据；
- (2) 为项目建设设计提供技术依据；
- (3) 为项目建设采购和初步设计工作提供依据；
- (4) 为项目建立项批准提供依据。

4.1 收资

进行可研设计及报告编制所需相关技术资料和图纸的收集。

4.2 性能诊断评估（组织完成相关性能试验）

诊断机组目前的能耗状态及存在的问题。根据机组当前运行状况，结合机组设计资料和相关技术改造情况，开展相关性能测试，对机组汽轮机、锅炉、各主要辅机的相关性能指标进行试验评估分析，评价机组能耗现状、灵活性、环保指标现状，分析机组存在的问题，厘清影响机组综合升级改造的制约因素，为机组综合升级改造提供技术依据。具体评估内容包括但不限于以下：

(1) **机组运行状态诊断，能耗评估**。进行机组性能试验（**拟选择#2 机组**），评估综合能耗指标，包括供电煤耗率、厂用电率、发电煤耗率、汽轮机缸效率和热耗率、锅炉效率等性能指标；评估汽轮机主要辅机的实际运行状况，包括回热系统、小机及

给水泵组、冷端系统等；评估锅炉主要辅机的实际运行性能状况，包括制粉系统、空预器、引风机、一次风机、送风机等；评价环保系统的能耗现状。投标方开展的性能试验应包括但不限于：**#2 锅炉性能试验（含一次风速调平、锅炉燃烧调整试验、一二次风量标定、锅炉能耗水平测试等，燃烧调整试验报告应对当前煤质条件下燃烧调整提供指导意见，并对制粉系统、燃烧系统必要的煤种适应性改造提出技术路线）；#2 汽轮机性能试验；#2 机组厂用电率、煤耗率测试；#2 锅炉空预器性能试验（漏风率、阻力、排烟温度）；#2 锅炉 1 台磨煤机出力特性试验（分离器改造验收）；#1 锅炉燃烧调整试验（含一次风速调平、锅炉燃烧调整试验、一二次风量标定）。**通过性能试验分析评价机组低负荷稳燃能力、低负荷水动力特性、现有环保设施的适应性、汽轮机配汽方式、末级叶片的安全性，确定低负荷机组泵、风机、磨煤机等主要辅机的运行方式，评估发电机的深度调峰适应性，确定现有设备状态下机组的最小技术出力，摸清影响机组进一步深度调峰的影响因素。

(2) 对#2 机组脱硝系统、除尘装置、脱硫装置、尾部烟道阻力进行性能评估。脱硝主要评估内容包括：在燃用常用典型煤种、习惯运行操作方式及不同锅炉负荷条件下，测量 SCR 进口烟气流速、SCR 进出口温度、SCR 进出口烟气成分（NO_x、SO₂、SO₃、O₂、烟气湿度）、SCR 出口 NH₃ 浓度、SCR 脱硝效率等；在满负荷条件下，改变习惯配风方式，分析燃烧系统的运行方式变化对 NO_x 排放浓度的影响。除尘主要评估内容包括：进口烟气流速，除尘器进、出口烟尘浓度，除尘效率，烟囱入口烟尘浓度，除尘器进、出口温度，除尘器进、出口烟气压力，除尘器本体阻力，除尘器本体漏风率。脱硫主要评估内容包括：脱硫装置处理烟气流速，脱硫装置脱硫效率，脱硫装置进、出口烟气温度，脱硫装置进、出口烟尘浓度，除雾器后雾滴含量，脱硫装置系统压降。

(3) 诊断分析机组主、辅设备存在的主要问题，充分考虑节能改造、灵活性改造及机组现行超低排放需求的相互影响，分析指出影响机组经济性、安全性、环保指标的主要因素，为机组综合升级改造提供技术依据。

4.3 可研设计（包括经济技术分析）

可研设计方案应遵照执行国家、地方、行业的各项环保、节能政策，符合法律法规及最新标准的要求，且应结合项目实际，选择先进、成熟、适当的工艺。综合升级改造需论证的方案包括但不限于：

(1) 节能一体化改造主要论证的方案有：汽轮机提效改造方案（精益检修方案或通流改造方案）、汽轮机冷端系统改造方案论证、回热系统改造方案论证、汽轮机汽水辅助系统改造、煤种适应性改造（燃烧器改造、制粉系统改造等）、烟气余热利用改造、风机提效改造、热力系统内漏治理等，以及诊断发现的其他节能改造方案论证。

(2) 灵活性改造主要论证的方案有：低负荷稳燃能力及助燃改造（可能涉及燃烧器改造）、制粉系统改造（动态分离器改造）、脱硝适应性改造（全负荷脱硝）、汽轮机配汽方式优化、低压缸末端改造、小机及给水泵组运行方式优化或改造、加热器疏水改造、控制系统优化改造、发电机深度调峰运行的适应性等，以及灵活性摸底试验发现的其他改造方案。

4.4 编制可行性研究报告送审稿，可行性研究报告包括但不限于方案设计、图纸、概算等。可行性研究报告应有 2 个及以上的改造方案对比。

4.5 组织可行性研究报告评审会，确定并完善方案，按评审会的审查意见，补充相关工

作并通过评审。

4.6 全面配合立项审批过程中的上级部门提出的可研修改优化等工作，最终提交的可行性研究报告应能够通过所有审查。

4.7 组织招标方完成不少于 1 次的外出调研并编制调研报告；负责向招标方提供调研相关的技术资料。

4.8 最终可研报告，应全面考虑机组各系统、各设备改造方案的相互影响和各项利害关系，各项改造方案要充分协调、配合，同时要兼顾改造后系统的各项运行参数对既有未改造系统造成的影响，避免顾此失彼。

4.9 投标方最终提交的可研报告改造方案，需能充分满足《全国煤电机组改造升级实施方案》（发改运行〔2021〕1519号）、《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平（2022年版）》（发改运行〔2022〕559号）、《四川省燃煤发电机组灵活性改造及新增调峰容量认定管理办法》（川能源〔2024〕5号）相关政策文件的目标要求。**其中灵活性改造要求机组发电出力下限不高于 35%额定功率（力争达到 30%以下），出力上限保持 100%额定功率；节能改造要求机组在额定工况下供电煤耗力争低于 300 g/kW.h。**

5. 双方责任

5.1 招标方承担的责任

5.1.1 向投标方提供与本项目相关的技术图纸、规程、设备说明书等资料；

5.1.2 负责文件编制咨询工作全过程协调配合，协调与工作有关的各部门之间的联系沟通，为投标方现场工作提供有利条件；

5.1.3 在机组性能试验时负责配合拆除设备原有测点（若有），安装测量元件所需的取样孔（管），安装 ASM 喷嘴及管道；

5.1.4 负责机组的稳定运行和负荷调整；

5.1.5 负责现场试验所需脚手架、平台的搭拆工作；

5.1.6 负责现场试验涉及保温的拆除和恢复工作。

5.2 投标方承担的责任

5.2.1 按合同约定提供技术咨询和服务，完成可行性研究报告编制并组织通过专家评审，出具可行性研究报告；

5.2.2 投标方在进行现场相关试验前，应编制试验的技术措施、安全措施和组织措施，得到招标方审核批准后方可开工。投标方负责所有现场试验、测试的具体工作，并对试验期间的相关安全负责；

5.2.3 投标方负责提供试验测点、一次元件、ASM 喷嘴和材料，以及安装方案，包括现场安装位置（关于现场安装位置，投标方应派专业技术人员提前来现场收资，根据收资情况确定试验所有测点的安装位置、安装方案以及完整的实验测点清单），并说明招标方需提供的辅助材料和清册；

5.2.4 投标方负责试验测孔、取样孔盖板的拆除和恢复工作；

5.2.5 投标方在招标方现场工作期间，必须遵守招标方所有安全文明生产规定，服从招标方安全文明生产管理。

6. 项目组织和管理

6.1 项目组织机构

投标方应针对本服务项目成立专项组织机构，明确责任及分工。

6.2 项目经理资格要求

项目经理应具有高级职称；具有一项 300MW 及以上容量火电机组节能或灵活性改造的可行性研究报告咨询业绩。须提供可行性研究服务合同，如合同中无法体现全部相关评审内容的，还须提供相关有效证明材料。

6.3 项目其他人员要求

投标方应按工作内容要求配置数量足够、专业齐全、结构合理的服务团队开展项目研究工作，如：汽机、锅炉、电气、水工、热控、环保、技经、土建等专业人员。项目其他人员应具有高级职称、并有参与 300MW 等级及以上火电机组项目的可行性研究报告编制业绩和设计经验。

投标方不得随意更换工作人员。如需更换，应在征得招标方书面同意的前提下，以同等或更高条件的人员取代需更换的人员。当招标方有合理理由认为任何工作人员不符合本项目要求时，招标方有权要求投标方更换，投标方应无条件执行。投标方在投标文件中应提供项目人员准备情况。

6.4 其他要求

(1) 按照国家及行业现行的标准、规程、规范、技术条例进行可行性研究工作，严格掌握设计标准，控制工程造价；

(2) 投标方在招标方的统一协调下进行工作，严格按经招标方认可的技术方案和安全措施进行测试作业。现场测试工作要保证检测所需的人力、仪器满足测试要求。

(3) 投标方按规定的內容、时间及份数向招标方交付设计文件，并对委托范围内的可行性研究的完整性、准确性负责；

(4) 投标方应按照国家规定的有关质量方面的承诺进行设计的组织和具体实施工作，保证可行性研究质量，达到国家规定的可行性研究深度及质量要求；

7. 项目期限及成果要求

招标方#1 机组年度 D 修计划于 2024 年 5-6 月进行，总工期约 20 天；#2 机组年度 C 修计划于 2024 年 9-10 月进行，总工期约 30 天。投标方诊断试验、可研报告编制、评审等相关工作应结合机组运行情况和招标方公司决策需要合理安排，在 2024 年 11 月 31 日前完成本服务项目。其中#1、#2 炉燃烧调整试验应在机组修前到现场初步诊断和指导调整，并对关联系统设备必要的检修维护提出相应要求，机组修后再进行不同负荷段燃烧调整试验。

若招标方对本服务项目进度要求提前，投标方应无条件配合。对最终成果资料（包括报告、文件、图纸等）要求如下：

(1) 本服务全部使用国家法定单位制，语言为中文。

(2) 资料的组织结构清晰、逻辑性强。资料内容要正确、准确、一致、清晰完整，内容齐全、结论明确、论据充分，满足项目要求。

(3) 投标方及时、充分提交相应数量的，满足国家及行业有关规定的，符合本服

务内容、深度和要求的资料，以满足项目进度要求。

(4) 所有资料均需投标方专业技术人员及单位签字盖章确认。

(5) 投标方在服务工作完成后，应按要求提供不少于 10 份正式可行性研究报告（包括电子版）用于归档。

(6) 投标方编制的可行性研究报告应能满足项目初步设计、实施的要求。

(7) 可行性研究报告的内容不少于以下内容：

A、项目提出的背景及改造的必要性：

- a、项目提出的背景；
- b、项目进行的必要性；
- c、调查研究的主要依据、过程及结论；
- d、通过项目的实施需要解决哪些问题。

B、方案论证：

- a、改造方案描述；
- b、改造后预期达到的效果；
- c、提出 2 个及以上最适合的可选方案(或建议方案)；
- d、施工方案、过渡方案；
- e、是否需要停机停炉或结合机组大、小修等；
- f、从技术、经济、效果等方面论证其实施可行性、合理性、存在问题和解决办法；
- g、要求定量、准确地对其性能指标、投资费用、效益作出综合比较；
- h、提出推荐的改造方案。

C、项目规模和主要内容：

- a、项目方案及内容综述；
- b、工程计划开竣工时间；
- c、项目范围；
- d、项目的主要设备材料构成；
- e、性能和有关参数及必要的图纸；
- f、环境保护措施、治理方案及对环境保护的评价。

D、工程实施条件：

- a、工程项目有关征地、占地、施工临时用地、拆迁、赔偿等外部条件的落实情况；
- b、设计、施工单位的选择或推荐；
- c、工程施工周期；

E、投资估算表及设备、材料明细表：

- a、投资估算表；
- b、设计费；
- c、调试费；
- d、施工费（其中人工费）；

- e、主要材料费用；
- f、工程总投资；
- g、设备、材料明细表（见本附件附表）。

F、经济效益分析：

对于恢复系统和本单位综合生产能力与经济效益的计算分析，包括节能降损、提高效益、降低成本等。

G、调研情况：

对该项目已改造单位及潜在改造人进行调研，重点了解改造效果、改造投资，潜在改造人的改造业绩、改造成功率等。

8. 技术服务要求

8.1 技术服务

投标方应派出合格的、能独立解决问题的现场服务人员。投标方提供的服务人天数能满足项目需要。投标方服务人员的一切费用应包含在合同总价中,包括参加本项目所有人员的工资及各种补助、加班费、交通费、通讯费、食宿费、医疗费、各种保险费、各种税费等。投标方投标时应按下述表格填写现场服务计划，报价中相关费用应充分。现场服务计划表如下（投标方填写）：

序号	技术服务内容	人天数	派出人员构成		备注
			职称	人数	
1	前期收资、试验、评估		高级工程师		
2	项目调研、方案比选		高级工程师		
3	报告编制		高级工程师		
4	报告评审		高级工程师		

8.2 技术服务要求

8.2.1 根据现行有效的国家、地方有关法律、法规、技术规范和各级行政主管部门具体要求，完成现场查勘。

8.2.2 按照国家及行业现行最新的标准、规程、规范、技术条例开展服务工作，严格掌握服务标准，控制工程造价。投标方应在服务过程中采用优化措施降低工程造价、缩短工期以提高工程整体经济性。

8.2.3 投标方的服务应根据招标方现场实际情况，选用国家和行业规定的技术标准，采用系统精简、可靠性高的技术，对现场原有设施进行充分利用，降低工程造价。如果国家与相关行业对项目某些设备或部件没有规定技术标准，则可采用供应商提供的标准。如果招标方要求投标方采用国外标准和规范的，则投标方应按要求执行。

8.2.4 投标方的服务不得选用试验阶段的技术。

8.2.5 投标方应坚持科学可靠，并借鉴同项目实践经验，确保项目实施达到国家相关要求。

8.2.6 投标方的服务应贯彻 ISO9001/GBT190001 质量体系，并满足国家有关环保、消防等方面的要求。

8.2.7 为招标方提供 24 小时项目咨询服务。

8.2.8 根据试验的结果，提出建议改造方案及经济分析，并论证方案的可行性。可研报

告编制过程中须对项目实施的可能性、有效性、技术方案及技术政策进行具体、深入、细致的技术论证和经济评价。主要内容包括且不限于：

- (1) 掌握机组锅炉及其辅机、汽轮机及其辅机、环保系统（脱硫、脱硝和除尘装置）当前的性能情况、存在的问题及制约因素；
- (2) 分析机组开展升级改造的必要性，包括政策和技术经济性；
- (3) 分析现有机组综合升级改造的内、外部条件；
- (4) 明确总体改造目标、分项指标，提出性能指标参数要求；
- (5) 开展机组综合性能诊断评估，包括能耗诊断、灵活性评价；
- (6) 研究提出一体化综合升级改造技术路线，评估各改造项目的相互影响，推荐最佳方案及备选方案；
- (7) 对改造工程进行投资估算及经济性评价。

8.2.9 报告内容深度：

可行性研究报告深度满足国家、行业及集团公司关于可行性研究的深度规定要求。可行性研究报告从内容上应至少包括但不限于以下结构框架：概述（前言、项目背景、研究范围与依据），电厂现状与工程建设条件（厂址概述、电厂规模、机组概况、电厂总体布置、机组运行现状、建设条件、现有环保设施概况等），设备设施改造的必要性分析，改造设计资料与性能指标论证，改造方案论证及概念设计（工程总体布置、方案设计、主要辅助设备改造），环境和社会效益，节约能源/资源，施工条件和轮廓进度，投资估算与经济评价，结论与技术经济指标，相关附件（有关文件、图纸、图表等）。

8.3 知识产权及保密要求

8.3.1 知识产权

8.3.1.1 双方均应保护对方的知识产权，未经对方同意，任何一方均不得擅自修改、复制或向第三方转让从对方取得的资料及文件，也不得将上述资料或文件用于本项目以外的其他项目。

8.3.1.2 投标方应保证其向招标方提供的文件或其他资料未侵犯第三方的专利权、商标权、版权等知识产权，因投标方或其代表提供或指定的文件或资料导致任何专利权、商标权、版权或其它知识产权受到侵犯或据称受到侵犯时，投标方应负责处理由此引起的一切事务（包括进行相关的谈判、参与索赔程序等），并保证招标方、其雇员、管理人员和其他相关方免于遭受由此产生的任何起诉、索赔、要求、损失、费用（包括可能发生的律师费）的损害。

8.3.1.3 因投标方提供的文件或资料侵犯第三方的专利权、商标权、版权等知识产权而导致招标方遭受侵权索赔时，招标方将立即就此向投标方发出书面通知，投标方在接到招标方的书面通知后应自费并以招标方的名义处理该索赔，包括为解决此类索赔而进行谈判、仲裁或诉讼。

8.3.1.4 如果投标方在收到招标方发出的上述通知后在规定的时间内未能通知招标方其打算处理此类索赔或未按照其承诺处理索赔，招标方可自行出面处理，由此产生的一切费用（包括招标方需承担的赔偿责任）由投标方承担。

8.3.2 保密

8.3.2.1 双方对从对方得到的所有资料 and 文件负有保密责任。未经提供方事先同意，任

何一方均不得将该资料 and 文件透露给与项目无关的第三方。任何一方在经对方同意，将从对方所获得的有关资料或文件提供给与项目无关的第三方使用之前，应从该第三方获得书面的保密承诺，以保证资料被严格保密。任何一方如违反本条所述的保密责任，应承担一切由此引起的不利后果及相应的赔偿责任。

8.4 安全文明管理

8.4.1 投标方在项目实施过程中，必须遵守国家及行业的各项安全规程、规定，并严格遵守招标方的各项安全生产管理制度，确保不发生人身及设备事故。

8.4.2 投标方应加强安全教育培训，现场作业应穿戴好必要的个体防护用具。

8.4.3 由于投标方违反有关安全工作的规定、规程，造成人员伤亡和设备设施损坏事故，责任由投标方独立承担。对招标方造成的经济损失，投标方负责赔偿。

8.4.4 投标方在现场的工作人员应着装统一，佩带明显的能够表明身份的标牌。

8.4.5 服务期间应做到文明、环保工作，每天收工前做到工完、料尽、场地清；采取有效的防护措施，确保工作不污染环境。

9. 其他事宜

9.1 投标方完成本项目产生的技术资料和数据等的权属归双方共同所有。

9.2 本项目工作内容包括但不限于协调、差旅、收资调研、组织专家审查等，招标方不予以增加任何费用。