جدول ۱

"شرایط طراحی" و محدودیت‌های فنی و "ظرفیت مطمئن نیروگاهی"

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

شرایط طراحی و محدودیت‌های فنی

"شرایط طراحی":

"شرایط طراحی" به شرح زیر تعریف شده است:

دمای هوای محیط در **"ساختگاه"**	:	.....	درجه سانتیگراد
ارتفاع از سطح دریا در **"ساختگاه"**	:	.....	متر
رطوبت نسبی در **"ساختگاه"**	:	.....	درصد
اختلاف دمای **"ساختگاه"** کندانسور (ITD)	:	.....	درجه سانتیگراد
"سوخت" اصلی **"نیروگاه"**	:	**" گاز"**	طبق مشخصات **جدول ۳**

سطح ولتاژ اتصال **"شبکه"** :

۱ - ..... کیلوولت

۲ - ..... کیلوولت

ظرفیت در **"شرایط طراحی"** با **"سوخت" اصلی (" گاز")**:

ظرفیت خالص قابل تحویل هر **"واحد"** گازی در حالت سیکل ساده ..... مگاوات

حداقل بار مجاز **"واحد"** گازی در حالت سیکل ساده ..... مگاوات

ظرفیت خالص قابل تحویل هر **"واحد"** گازی در حالت سیکل ترکیبی ..... مگاوات

حداقل بار مجاز **"واحد"** گازی در حالت سیکل ترکیبی ..... مگاوات

ظرفیت خالص قابل تحویل هر **"واحد"** بخاری ..... مگاوات

ظرفیت خالص قابل تحویل هر بلوک سیکل ترکیبی ..... مگاوات تعداد بلوک .....

حداقل بار مجاز بلوک ..... مگاوات

ظرفیت خالص قابل تحویل **"نیروگاه"** ..... مگاوات

نوع **"واحد"**های بلوک: گازی ..... واحد بخار .....

آرایش **"واحد"** ها و ظرفیت هر **"واحد"** بلوک با **"سوخت"** اصلی **(" گاز")**:

آرایش **"واحد"** ها: .....

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

ظرفیت **''واحد''**های گازی ..... مگاوات (درشرایط ایزو) ظرفیت **''واحد''** بخار ..... مگاوات (در **''شرایط طراحی''**)

ظرفیت در ''شرایط طراحی'' با ''سوخت پشتیبان'' (گازوئیل):

ظرفیت خالص قابل تحویل هر **''واحد''** گازی در حالت سیکل ساده: ..... مگاوات

حداقل بار مجاز **''واحد''** گازی در حالت سیکل ساده ..... مگاوات

ظرفیت خالص قابل تحویل هر **''واحد''** گازی در حالت سیکل ترکیبی : ..... مگاوات

حداقل بار مجاز **''واحد''** گازی در حالت سیکل ترکیبی..... مگاوات

ظرفیت خالص قابل تحویل هر **''واحد''** بخاری: ..... مگاوات

ظرفیت خالص قابل تحویل هر بلوک سیکل ترکیبی: ..... مگاوات تعداد بلوک .....

حداقل بار مجاز بلوک..... مگاوات

ظرفیت خالص قابل تحویل **''نیروگاه''**: ..... مگاوات

آرایش **"واحد"** ها و ظرفیت هر **"واحد"** بلوک با **"سوخت پشتیبان"** (گازوئیل)

آرایش **''واحد''** ها: .....

ظرفیت **''واحد''**های گازی ..... مگاوات (درشرایط ایزو)

ظرفیت **''واحد''** بخار ..... مگاوات (در **''شرایط طراحی''**)

ضرایب قدرت در**" ظرفیت خالص تضمینی "** (در نقطه تحویل) :

پس فاز (lagging) : .....

پیش فاز (leading) : .....

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

''ظرفیت مطمئن نیروگاهی '' تعهد شده توسط **''شرکت''** در **''مدت قرارداد''** برای **''واحد''**ها:

" **ظرفیت مطمئن نیروگاهی''** هر **''واحد''** گازی در حالت سیکل ساده: ..... مگاوات

" **ظرفیت مطمئن نیروگاهی''** هر **''واحد''** گازی در حالت سیکل ترکیبی : ..... مگاوات

" **ظرفیت مطمئن نیروگاهی''** هر **''واحد''** بخاری: ..... مگاوات

" **ظرفیت مطمئن نیروگاهی''** هر بلوک سیکل ترکیبی : ..... مگاوات و تعداد بلوک .....

" **ظرفیت مطمئن نیروگاهی'' ''نیروگاه''**: ..... مگاوات

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۲

مقادیر عملکردی

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جـدول ۲

مقادیر عملکردی

۱- ظرفیت خالص تضمینی

تابلو ۱-۱-الف) ظرفیت خالص تضمینی **"نیروگاه"** و ظرفیت خالص پیش‌بینی شده هر **"واحد"**، با سوخت **"گاز"** بر اساس مشخصات **"سوخت"** مندرج در تابلو ۳-۱ جدول ۳ در **"شرایط طراحی"** (مقادیر هر **"واحد"** گازی یا بخاری در جدول زیر در ۲۰۰ ساعت کارکرد معادل آن **"واحد"** و مقادیر مربوط به بلوک با اعمال ضرایب پیری **"واحد"** های گازی بر اساس برنامه جدول شماره (۴) و ۲۰۰ ساعت کارکرد معادل **"واحد"** بخاری داده شده است).

شـــــرح	ظرفیت خالص پیش‌بینی شده با "گاز"	ظرفیت خالص تضمینی با "گاز"
	کیلووات	کیلووات
"اولین واحد" در"تاریخ بهره‌برداری تجاری" از "اولین واحد" (.....)		
"دومین واحد"در "تاریخ بهره‌برداری تجاری" از "دومین واحد (.....)		
"سومین واحد" در "تاریخ بهره‌برداری تجاری" از "سومین واحد" (.....)		
"چهارمین واحد" در"تاریخ بهره‌برداری تجاری" از "چهارمین واحد" (.....)		
"..... واحد" در "تاریخ بهره‌برداری تجاری" از "..... واحد" (.....)		
"..... واحد"در "تاریخ بهره‌برداری تجاری" از "..... واحد" (.....)		
"نیروگاه" در "تاریخ بهره‌برداری تجاری"		

توضیح: در داخل پرانتزها نوع واحد (گازی یا بخاری) بسته به مورد نوشته خواهد شد.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

تابلو ۱-۱-ب) ظرفیت خالص تضمینی **" نیروگاه"** در بار ۱۰۰ درصد، با سوخت **" گاز"** بر اساس مشخصات **"سوخت"** مندرج در تابلو ۳-۱ جدول ۳ در **"شرایط طراحی"**، با اعمال ضریب پیری در **"دوره خرید تضمینی"**

شـــــرح	ظرفیت خالص تضمینی **"نیروگاه"** با "گاز" در انتهای شش **"ماه"** دوم هر" سال"
اولین **"سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**	
دومین **"سال "** در **"دوره خرید تضمینی"**	
سومین **"سال "** در **"دوره خرید تضمینی"**	
..... **"سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**	
..... **"سال "** در **"دوره خرید تضمینی"**	

تابلوی ۱-۲) ظرفیت خالص پیش‌بینی شده هر **"واحد"** و **"نیروگاه"** با **"سوخت پشتیبان"** در **"شرایط طراحی "** بر اساس مشخصات مندرج در تابلو ۳-۲ طبق جدول ۳ (مقادیر هر **"واحد"** گازی یا بخاری در جدول زیر در ۲۰۰ ساعت کارکرد معادل و مقادیر مربوط به بلوک با اعمال ضرایب پیری **"واحد"** های گازی بر اساس برنامه جدول شماره (۴) و ۲۰۰ ساعت کارکرد معادل **"واحد"** بخاری داده شده است.)

شرح	ظرفیت خالص پیش‌بینی شده با **"سوخت پشتیبان"** (کیلووات)
"اولین واحد" در **"تاریخ بهره‌برداری تجاری"** از **"اولین واحد"** (.....)	
"دومین واحد"در **"تاریخ بهره‌برداری تجاری"** از **"دومین واحد"** (.....)	
"سومین واحد"در **"تاریخ بهره‌برداری تجاری"** از **" سومین واحد"** (.....)	
" چهارمین واحد"در **"تاریخ بهره‌برداری تجاری"** از **" چهارمین واحد"** (.....)	
"..... واحد"در **"تاریخ بهره‌برداری تجاری"** از **" ..... واحد"** (.....)	
"..... واحد"در **"تاریخ بهره‌برداری تجاری"** از **" ..... واحد"** (.....)	
"نیروگاه" در "تاریخ بهره‌برداری تجاری"	

توضیح: در داخل پرانتزها نوع واحد (گازی یا بخاری) بسته به مورد نوشته خواهد شد.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

تابلو ۱-۳) ظرفیت خالص تضمینی قابل دسترس برای **"واحد"**های (.....)

شـــرح	ظرفیت خالص پیش‌بینی شده (کیلووات)	**"قابلیت دسترسی سالانه تضمینی"** (درصد)	ظرفیت خالص تضمینی قابل دسترس (کیلووات)
پیش بینی اولین **"سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**			
پیش بینی دومین **"سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**			
پیش بینی.....**"سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**			

توضیح: در داخل پرانتزها نوع واحد(گازی یا بخاری) بسته به مورد نوشته خواهد شد.

تابلو ۱-۴ ظرفیت خالص تضمینی قابل دسترس برای بلوک(های) سیکل ترکیبی

شـــرح	ظرفیت خالص پیش‌بینی شده (کیلووات)	**"قابلیت دسترسی سالانه تضمینی"** (درصد)	ظرفیت خالص تضمینی قابل دسترس (کیلووات)
پیش بینی اولین**"سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**			
پیش بینی دومین**" سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**			
پیش بینی .....**"سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**			
مجموع:			

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

۲- "نرخ حرارتی خالص تضمینی"

تابلو ۲-۱ الف) **"نرخ حرارتی خالص تضمینی" " نیروگاه"** در بار ۱۰۰ درصد با سوخت **" گاز"**و نرخ حرارتی خالص پیش‌بینی شده با **"سوخت پشتیبان"** بر اساس مشخصات **"سوخت"** طبق جدول ۳ در **"شرایط طراحی"** با اعمال ضریب پیری در **"تاریخ بهره‌برداری تجاری" "واحد"**ها و **"نیروگاه"**

شـــــــرح	کیلوژول بر کیلووات ساعت در بار ۱۰۰ درصد در ۲۰۰ ساعت کارکرد معادل	
	سوخت **"گاز"** (تضمینی)	**"سوخت پشتیبان"** (پیش بینی براساس منحنی های سازنده)
"اولین واحد" در **"تاریخ بهره‌برداری تجاری"** از اولین واحد(. . .)		
"دومین واحد" در **"تاریخ بهره‌برداری تجاری"** از دومین واحد(. .)		
"سومین واحد "در **"تاریخ بهره‌برداری تجاری"** از سومین واحد(. . .)		
"چهارمین واحد"در**"تاریخ بهره‌برداری تجاری"**از چهارمین واحد(. .)		
.....		
.....		
در "تاریخ بهره‌برداری تجاری" از "نیروگاه"		

تبصره: مقادیر فوق بر اساس ... بارخاموش و روشن (Start & Stop) هر واحد ... در سال و کارکرد عادی **"واحد"** یا **"نیروگاه"** با سوخت **"گاز"** و **"سوخت پشتیبان"** می‌باشد.

توضیح: در داخل پرانتزها نوع واحد (گازی یا بخاری) بسته به مورد نوشته خواهد شد.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

تابلو ۲-۱ ب- "نرخ حرارتی خالص تضمینی" " نیروگاه" در بار ۱۰۰ درصد با سوخت **" گاز"** بر اساس مشخصات **"سوخت"** طبق جدول ۳ در **"شرایط طراحی"** با اعمال ضریب پیری در **"دوره خرید"**

شـــــــرح	**"نرخ حرارتی خالص تضمینی" "نیروگاه"**	
	انتهای نیمه اول **"سال "**	انتهای نیمه دوم **"سال"**
اولین **" سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**		
دومین **"سال"** در **"دوره خرید تضمینی**		
سومین **" سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**		
..... **" سال"** در **"دوره خرید تضمینی"**		

تابلو ۲-۳ ضریب پیری ظرفیت و نرخ حرارتی **"واحد"** یا **"نیروگاه"** نسبت به **"تاریخ بهره برداری تجاری برنامه ریزی شده" " واحد"** یا **"نیروگاه"**

شـــــــرح	ضریب پیری ظرفیت	ضریب پیری نرخ حرارتی
	٪	٪
در ۴۰۰۰ ساعت کارکرد معادل*		
در ۸۰۰۰ ساعت کارکرد معادل		
در ۱۲۰۰۰ ساعت کارکرد معادل		
در ۱۶۰۰۰ ساعت کارکرد معادل		
در ۲۰۰۰۰ ساعت کارکرد معادل		
در ۲۴۰۰۰ ساعت کارکرد معادل		
در ۲۸۰۰۰ ساعت کارکرد معادل		
در ۳۲۰۰۰ ساعت کارکرد معادل		
در ۳۶۰۰۰ ساعت کارکرد معادل		
در ۴۰۰۰۰ ساعت کارکرد معادل		

* ساعت کارکرد معادل براساس قرائت کنتور ساعت کارکرد هر **"واحد"** تعیین می‌گردد که مطابق فرمول‌های مندرج در دستورالعمل سازنده توربین محاسبه و ثبت شده است.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
مدیریت برق و انرژی

۳- پیش بینی **"قابلیت دسترسی سالانه تضمینی"**، **"انرژی"** قابل تولید در **"سال"**، ، سقف تعهد Take or Pay ، **"خروج اضطراری"** و **"خروج طبق برنامه""نیروگاه"**

تابلو ۳-۱) "انرژی" قابل تولید در "سال" **"نیروگاه"kWh** ، **"خروج اضطراری"** و **"خروج طبق برنامه"** بر اساس بهره‌برداری در بار پایه با **"سوخت" "گاز"** (با اعمال ضریب پیری)

موضوع	"خروج اضطراری" (kWh)	"خروج طبق برنامه" (kWh	"قابلیت دسترسی سالانه تضمینی" (٪)	"انرژی" قابل تولید در "سال" (kWh)	* سقف تعهد Take or Pay (٪۵۰ ستون پیش)
اولین"سال" در "دوره خرید تضمینی"					
دومین" سال" در "دوره خرید تضمینی"					
سومین" سال" در "دوره خرید تضمینی"					
..... " سال" در "دوره خرید تضمینی"					

*چنانچه ضریب تولید "نیروگاه" کمتر از ۵۰ درصد باشد.

تبصره: چنانچه قابلیت دسترسی سالانه کمتر از **"قابلیت دسترسی سالانه تضمینی"** باشد، معادل کمبود مزبور، با اصلاح تابلو ۳-۱ فوق از مجموع تعهد **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** موضوع بند ۴-۱-۶ ماده ۶ شرایط خصوصی قرارداد کسر خواهد شد.

"قابلیت دسترسی سالانه تضمینی" برابر است با:

"خروج + "انرژی" تولیدی قابل دسترس تضمینی در **"سال")** ÷ (**"انرژی"** تولیدی قابل دسترس در **"سال"))**

۱۰۰ × (("خروج طبق برنامه" +اضطراری"

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۳

مشخصات "سوخت"

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جـدول ۳

مشخصات "سوخت اصلی"

تابلو ۳-۱ "گاز"

موضوع	مقدار	مقدار طراحی	روش آزمایش
ترکیب	درصد مول	درصد مول	
متان	حداقل		ASTM D1945
اتان	حداکثر		ASTM D1945
پروپان	حداکثر		ASTM D1945
بوتان	حداکثر		ASTM D1945
پنتان و سنگین تر	حداکثر		ASTM D1945
دی اکسید کربن	حداکثر		ASTM D 1945 or ASTM D 4984
نیتروژن	حداکثر		ASTM D1945
سایر	حداکثر		ASTM D1945

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

مواد مضر "گاز"			
ترکیب	مقدار حداکثر	مقدار طراحی	روش آزمایش
هیدروژن سولفوره mg/SCM*			ASTM D 2725 OR ASTM D 4810 OR ASTM D 4084 OR UOP METHOD 212
مرکاپتان mg/SCM*			ASTM D 2385 OR ASTM D 4084 OR UOP METHOD 212
کل سولفور mg/SCM			ASTM D 3031 OR ASTM D 1079

سایر مشخصات "گاز"		
شرح	مقدار طراحی	روش آزمایش
بخار آب mg / SCM		ASTM D 1142
ارزش حرارتی پایین(kJ/SCM)		ASTM D 1826 OR ASTM D 3588
ارزش حرارتی بالا (kJ/SCM)		ASTM D 1826 OR ASTM D 3588
درجه حرارتی نقطه شبنم هیدروکربن (-10 ^{0}C) AT 55BARG		ASTM D 1142

تبصره : "شرکت" موظف است قبل از **"تاریخ شروع احداث"** بر اساس دستورالعمل سازنده رابطه مواد مضر با

زمان تاثیر آن بر **"واحد" را** بصورت منحنی یا جدول ارائه کند.

تابلو ۳-۲ مشخصات "سوخت پشتیبان"

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

مواد تشکیل دهنده	واحد	مقدار
چگالی	کیلوگرم بر متر مکعب	
گرانروی جنبشی (در ۱۰۰ درجه فارنهایت)	سانتی ستوک	
نقطه اشتعال	درجه سانتیگراد	
نقطه ابری شدن تابستان زمستان	درجه سانتیگراد درجه سانتیگراد	
نقطه ریزش تابستان زمستان	درجه سانتیگراد درجه سانتیگراد	
پسمانده کربن (در ۱۰ درصد ته نشین)	درصد وزنی	
خاکستر	درصد وزنی	
آب و رسوب	درصد وزنی	
گوگرد	درصد وزنی	
سدیم + پتاسیم	پی پی ام	
کلسیم	پی پی ام	
سرب	پی پی ام	
وانادیم	پی پی ام	
ارزش حرارتی بالا (HHV)	کیلو ژول بر لیتر	
ارزش حرارتی پایین (LHV)	کیلو ژول بر لیتر	

❖ ارقام تضمین شده عملکردی در جدول ۲ بر اساس ارقام نهائی تابلوی ۳-۱ و ۳-۲ تصحیح خواهد شد.

❖ ارزش حرارتی پایین (LHV) برای سوخت **"گاز"** و **"سوخت پشتیبان"** در تابلوهای ۳-۱ و ۳-۲ فقط برای اطلاع می باشد و ارقام صحیح از محاسبه در صد (مقادیر) ترکیبات تشکیل دهنده **"سوخت"** بدست می آید.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۴

مواعد کلیدی
مورد تعهد کارهای اجرایی

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۴

تابلو ۴-۱ جدول مواعد کلیدی کارهای اجرایی

ردیف	شـــــــرح	طرف مسئول	تاریخ
۱	امضای قرارداد اجاره یا تملک زمین	"شرکت"	
۲	امضای قرارداد EPC	"شرکت"	
۳	امضای موافقتنامه تامین مالی	"شرکت"	
۴	تحویل زمین به پیمانکار EPC	"شرکت"	
۵	**"تاریخ شروع احداث"**	"شرکت"	
۶	آغاز فعالیت‌های اجرایی در **"ساختگاه"**	"شرکت"	
۷	ورود **"اولین واحد"** به **"ساختگاه"** (.....)	"شرکت"	
۸	ورود **"دومین واحد"** به **"ساختگاه"** (.....)	"شرکت"	
۹	ورود **"سومین واحد"** به **"ساختگاه"** (.....)	"شرکت"	
۱۰	ورود **" چهارمین واحد "** به **"ساختگاه"** (....)	"شرکت"	
۱۱	ورود **" پنجمین واحد "** به **"ساختگاه"** (....)	"شرکت"	
۱۲	ورود **" ششمین واحد "** به **"ساختگاه"** (....)	"شرکت"	
۱۳	ورود **" ..... واحد "** به **"ساختگاه"**(....)	"شرکت"	
۱۴	اتمام کارهای ساختمانی (کارهای اصلی)	"شرکت"	
۱۵	اتمام کارهای مکانیکی احداث	"شرکت"	
۱۶	اتمام احداث **"تاسیسات انتقال"** مورد تعهد **"شرکت"**	"شرکت"	
۱۷	تحویل گاز در **"نقطه تحویل سوخت"** (ورودی **"تاسیسات دریافت گاز"**)	"شرکت"	
۱۸	اتمام سیستم آتش نشانی	"شرکت"	
۱۹	اتمام سیستم گازرسانی داخل **"نیروگاه"** وهمچنین **"تاسیسات دریافت گاز"** تا **"نقطه تحویل سوخت"**	"شرکت"	
۲۰	نخستین روش کردن **"اولین واحد"** (....)	"شرکت"	
۲۱	موازی شدن **"اولین واحد"** (....)	"شرکت"	
۲۲	موازی شدن **"دومین واحد"** (.....)	"شرکت"	
۲۳	موازی شدن **"سومین واحد"** (.....)	"شرکت"	
۲۴	موازی شدن **" چهارمین واحد** (.....)	"شرکت"	
۲۵	موازی شدن **" پنجمین واحد "** (.....)	"شرکت"	
۲۶	موازی شدن **" ششمین واحد "** (.....)	"شرکت"	
۲۷	موازی شدن **" ..... واحد "** (واحد .....)	"شرکت"	
۲۸	آغاز آزمایش‌های عملکردی **"اولین واحد"** (. . .)	"شرکت"	
۲۹	آغاز آزمایش‌های عملکردی **"دومین واحد"** (.....)	"شرکت"	

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

ادامه تابلو ۴-۱) جدول مواعد کلیدی کارهای اجرایی

ردیف	شـــــــرح	طرف مسئول	تاریخ
۳۰	آغاز آزمایش‌های عملکردی واحد "سومین واحد" (.....)	"شرکت"	
۳۱	آغاز آزمایش‌های عملکردی واحد " چهارمین واحد " (.....)	"شرکت"	
۳۲	آغاز آزمایش‌های عملکردی واحد " پنجمین واحد " (.....)	"شرکت"	
۳۳	آغاز آزمایش‌های عملکردی واحد " ششمین واحد " (.....)	"شرکت"	
۳۴	آغاز آزمایش‌های عملکردی واحد " ..... واحد " (.....)	"شرکت"	
۳۵	"تاریخ برنامه‌ریزی شده برای بهره‌برداری تجاری" از"اولین واحد" (.....)	"شرکت"	
۳۶	"تاریخ برنامه‌ریزی شده برای بهره‌برداری تجاری" از"دومین واحد" (.....)		
۳۷	"تاریخ برنامه‌ریزی شده برای بهره‌برداری تجاری"از"سومین واحد (.....)	"شرکت"	
۳۸	"تاریخ برنامه‌ریزی شده برای بهره‌برداری تجاری"از "چهارمین واحد" (.....)	"شرکت"	
۳۹	"تاریخ برنامه‌ریزی شده برای بهره‌برداری تجاری"از " پنجمین واحد" (.....)	"شرکت"	
۴۰	"تاریخ برنامه‌ریزی شده برای بهره‌برداری تجاری"از "ششمین واحد" (.....)	"شرکت"	
۴۱	"تاریخ برنامه‌ریزی شده برای بهره‌برداری تجاری"از "..... واحد" (.....)	"شرکت"	

توضیح: در محل‌های خالی داخل پرانتزها نوع واحد (گازی، واحد بخار یا بلوک) بسته به مورد اضافه خواهد شد.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۵

آزمایش‌ها

و

روش‌های آزمایش

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جـــدول ۵

آزمایش‌ها و روش‌های آزمایش

آزمایش‌های ضروری برای حصول اطمینان از اینکه **"نیروگاه"** بر طبق جداول۱، ۲ و ۱۵ ساخته شـده و قابـل بهـره‌بـرداری است، باید توسط **"شرکت"** انجام شود.

برنامه بازرسی و آزمایش کارگاهی با مشخص کردن روش‌های آزمایش و جدول زمانبندی پیش‌بینـی شـده بـرای تکمیـل آن باید از طرف **"شرکت"** تهیه و برای اطلاع و حضور نماینده **"شرکت مادر تخصصی تولیـد نیـروی بـرق حرارتـی" و** نماینده شرکت مدیریت شبکه برق ایران، حداکثر چهل و پـنج (۴۵) **"روز"** پـیش از زمـان پـیش‌بینـی شـده بـرای آغـاز آزمایش هر **"واحد"**، به **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** ارسال شود.

"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"، درباره بازرسی و شاهد بودن بر انجام آزمایش‌هـای کارگـاهی ، نظـر خود را به **"شرکت"** اعلام خواهد کرد. **"شرکت"** موظف است پیش از آغاز آزمایش‌هایی کـه قـرار اسـت بـر طبـق برنامـه توافق شده برای بازرسی و آزمایش انجام دهد، اطلاعیه لازم را بـه **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی بـرق حرارتـی"** تحویل دهد.

هر یک از**"طرفین"** موظف است هزینه‌های رفت و آمد و مسکن نمایندگان خود را در ارتباط با حضور در محـل انجـام هـر بازرسی یا آزمایش تأمین کند.

الف) آزمایش‌های پیش از سنکرون "واحد"ها یا "نیروگاه" :

"شرکت" موظف است آزمایش‌های زیر را پیش از سنکرون شدن **"واحد"**ها یا **"نیروگاه"**، به عمل آورد:

(۱) تنظیم رگولاتور خودکار ولتاژ و قرار دادن آن در حالت سکون و کار ژنراتور در وضعیت بی باری

Automatic voltage regulator setting and adjusting in stand-still condition and with the generator running at no load

(۲) بازدیدهای کنترلی از گاورنر توربین، از جمله آزمایش اضافه دور

Turbine governor control checks, including turbine governor overspeed test

(۳) آزمایش‌های مدار باز و اتصال کوتاه ژنراتور

Open and short circuit tests on the generator

(۴) ممیزی تنظیم‌های سطوح حفاظت برای اجزای زیر:

Verification of the protection level settings for the following:

۴-۱ اتصال زمین استاتور

Stator earth fault

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

۴-۲ توالی فاز منفی

Negative phase sequence

۴-۳ حفاظت جریان زیاد و اتصال زمین ترانسفورماتور های ژنراتور

Generator transformer over current and earth fault

۴-۴ حفاظت شین فشارقوی

High voltage busbar protection

(۵) کنترل تطابق فاز بین **"نیروگاه"** و **"شبکه"**

Voltage phasing checks between the sub-station of the Power Station and the Grid system

(۶) آزمایش تمام مدارهای قطع بین **"نیروگاه"** و تجهیزات **"شبکه"**

Test of all inter-tripping circuits between the Power Station and Grid Equipment

(۷) آزمایش تنظیم پارامترهای سیستم کنترل فرکانس اولیه و ثانویه مطابق دستورالعمل شماره ۲ ثابت بهره‌برداری

Test for Primary/Secondary Frequency Control Parameters

(۸) آزمایش تنظیم پارامترهای سیستم کنترل **"واحد"** برای ایجاد قابلیت برقداری باسبار بی برق پست بلافصل

Dead Bus Energizing Capability Test

(۹) آزمایش برقراری اطلاعات و ارتباط DTS و Data در سیستم اسکادا دیسپاچینگ ملی

Online Voice (DTS) and Data Connectivity Test

ب) <u>آزمایش‌های پیش از "تاریخ بهره‌برداری تجاری"</u> :

پس از اینکه برای اولین بار **"واحد"** یا **"نیروگاه"** با **"شبکه"** سنکرون شدند. آزمایش مقدماتی بهره‌برداری از **"واحد"** یا **"نیروگاه"** توسط **"شرکت"** انجام خواهد گردید. به محض آنکه **"شرکت"** متقاعد شود که **"واحد"** یا **"نیروگاه"** قادر به کار پیوسته و بهره‌برداری مطمئن است، باید مراتب را کتباً به **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** اطلاع دهد و **"آزمایش‌های قبولی"** را برای **"واحد"** یا **"نیروگاه"** بر اساس توافق بین **"طرفین"** از جمله آزمایش‌های ذیل را انجام دهد:

- عملکرد رگولاتور خودکار (AVR) ولتاژ **"واحد"** و تپ چنجر ترانس اصلی

Automatic Voltage Regulator and Tap Changer Performance Droop

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

- عملکرد گاورنر توربین و سیستم کنترل فرکانس اولیه

Turbine Governor Operation and Primary Frequency Control System

- توانائی حداقل بار — Minimum Load Capability

- عکس‌العمل به تغییرات پلکانی بار — Response to Step Load Changes

- قطع کامل بار(رفتن روی بار خانگی) — Full Load Rejection

- تغییر خودکار نوع سوخت — Automatic Fuel Changeover

-آزمایشظرفیت خالص قابل اتکا مطابق منحنی قابلیت تولید توان اکتیو و راکتیو (Capability Curve)

Capacity Test

- آزمایش نرخ حرارتی — Heat Rate Test

- آزمایش قابلیت اطمینان — Reliability Test

- آزمایش سیستم کنترل فرکانس ثانویه **(AGC)**

Secondary frequency Control Test (Automatic Generation Control)

- آزمایش خودراه‌اندازی (در نیروگاه‌های دارای این قابلیت مطابق استعلام انجام‌شده از شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

Black-start Capability Test

- آزمایش بهره‌برداری در مود جزیره‌ای

Island Operation Test

-آزمایش های سازگاری با محیط زیست

Environmental Compliance Tests

در طی این آزمایش‌ها موارد زیر باید نمایش داده شود و نباید مقادیر درج شده در این بخش مغایر مقادیر مندرج در جدول ۲ باشد .

۱- عملکرد رگولاتور خودکار ولتاژ (AVR) **"واحد"** و تپ چنجر ترانس اصلی

برای هر **"واحد"** باید نمایش داده شود که رگولاتور خودکار ولتاژ می‌تواند ژنراتور را در محدوده ۵٪± ولتاژ نامی و ولتاژ باسبار پست بلافصل را در محدوده ۵٪ + تا ۱۰٪ - ولتاژ نامی کنترل کند.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

۲- عملکرد گاورنر توربین و سیستم کنترل فرکانس اولیه

"**واحد**" باید قابلیت مشارکت در فرآیند کنترل فرکانس اولیه را از طریق تغییرات پیوسته در توان اکتیو در نقطه اتصال به شبکه را دارا باشد و برای هر "**واحد**" باید عملکرد گاورنر در تمامی محدوده آن نمایش داده شود و دروپ مربوط از ۲ درصد تا ۵ درصد، نرخ بارگیری در حلقه کنترل فرکانس حداقل سه برابر نرخ بارگیری عادی و باند راکد حداکثر ۳۰ میلی هرتز تنظیم شود.

۳- توانائی حداقل بار

برای هر "**واحد**"، "**شرکت**" نمایش خواهد داد که امکان بهره‌برداری از آن در ۵۰ درصد ظرفیت خالص قابل اتکا در حالی که تجهیزات اصلی و کمکی در حالت پایدار و کنترل شده قرار دارند وجود دارد.

۴- عکس العمل به تغییرات پلکانی بار

برای هر "**واحد**" گازی، "**شرکت**" موظف است نمایش دهد که هر "**واحد**" قادر است یک افزایش پلکانی بار معادل ---- مگاوات در دقیقه را تحمل کند به شرط آنکه بار "**واحد**" از ۲۵ درصد ظرفیت خالص قابل اتکا بیشتر و از -------- درصد کمترباشد. برای هر "**واحد**" بخاری، "**شرکت**" موظف است نمایش دهد که هر "**واحد**" قادر است یک افزایش پلکانی بار معادل ---- مگاوات در دقیقه را تحمل کند به شرط آنکه بار "**واحد**" از ۲۵ درصد ظرفیت خالص قابل اتکا بیشتر و از -------- درصد کمترباشد.همچنین باید نمایش داده شود که هر "**واحد**" می‌تواند یک افت ناگهانی بار معادل ---------- مگاوات از هر میزان بار در محدوده بین چهل (۴۰) درصد تا صد (۱۰۰) درصد را تحمل نماید. "**واحد**" نباید قطع **(Trip)** شود و باید در وضعیت بی‌خطر باقی بماند.

۵- قطع کامل بار

برای هر "**واحد**"، "**شرکت**" باید قابلیت هر "**واحد**" و تجهیزات کمکی آن به ایستادگی در برابر قطع کامل بار و باقی ماندن در وضعیت ایمن و در بار خانگی را نمایش دهد.

۶- تغییر خودکار نوع سوخت

"**شرکت**" باید قابلیت تغییر خودکار نوع سوخت هر "**واحد**" گازی از "**گاز**" به "**سوخت پشتیبان**" و بالعکس را نمایش دهد.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

۷- آزمایش ظرفیت خالص قابل اتکا مطابق منحنی قابلیت تولید توان اکتیو و راکتیو **(Capability Curve)**

آزمایش ظرفیت خالص قابل اتکای **"واحد"** و **"نیروگاه"** باید بر اساس استانداردهای بین‌المللی معتبر (شامل **ISO 2314**، **PTC46**، **DIN1943**، **PTC22** و **PTC6.2** و . . .) مورد توافق **"طرفین"** انجام شده و در طی آن **"واحد"** یا **"نیروگاه"** باید در حالت استفاده از **"گاز"** در حال کار باشد و باید نمایش داده شود که می‌تواند در وضعیت ایمن و عادی به گونه‌ای که بار **"واحد"** یا **"نیروگاه"** در شرایط بار پایه از نود (۹۰) درصد ظرفیت خالص تضمینی (حداقل ظرفیت بهره‌برداری) کمتر نباشد کار کند. همچنین **"واحد"** باید قابلیت تولید توان اکتیو و راکتیو و جذب توان راکتیو مطابق منحنی قابلیت ژنراتور **"واحد"** در ضریب قدرت‌های مختلف را داشته باشد.

روش و مدت آزمایش باید بر طبق استانداردهای مورد توافق **"طرفین"** باشد (ظرفیت خالص قابل اتکا برای هر **"واحد"** یا **"نیروگاه"**، ظرفیت خالص همان **"واحد"** یا **"نیروگاه"** در **"نقاط اندازه‌گیری / نقاط تحویل "** که بعد از کسر مصرف داخلی، تلفات ترانسفورماتورها و خطوط و مصرف عمومی به نسبت هر **"واحد"** یا **"نیروگاه"** می‌باشد، خواهد بود). تطابق با شرایط **"طراحی"** مندرج در جدول ۱ باید به کمک منحنی‌های تصحیح ارسالی براساس دستورالعملهای سازنده که ظرف مدت مقرر در جدول ۶ ارسال می‌گردد انجام شود.

۸ -آزمایش نرخ حرارتی :

آزمایش **"نرخ حرارتی خالص تضمینی"** هر **"واحد"** باید همزمان با ظرفیت خالص قابل اتکا و بر اساس استاندارد انجام شده ، و در طی آن، **"واحد"**ها باید در حالت عادی و ایمن و بار پایه، با صد در صد بار و با استفاده از **"گاز"** کار کنند.

روش و مدت آزمایش **"واحد"** یا **"نیروگاه"** باید بر طبق آخرین ویرایش استانداردهای بین‌المللی معتبر (شامل **ISO 2314**، **PTC46**، **DIN1943**، **PTC22** و **PTC6.2** و . . .) مورد توافق **"طرفین"** انجام شود. تطابق با **"شرایط طراحی"** مندرج در جدول ۱ باید به کمک منحنی‌های تصحیح ارسالی توسط **"شرکت"** براساس دستورالعملهای سازنده که ظرف مدت مقرر در جدول ۶ ارسال می‌گردد، انجام شود.**"شرکت"** مجاز است حداکثر ۰/۵ درصد عدم قطعیت در اندازه گیری ها به نتایج حاصل، اعمال نماید.

"شرکت" نمایش خواهد داد که نرخ حرارتی خالص هر **"واحد"** یا **"نیروگاه"** در بار ۱۰۰ درصد برابر یا کمتر از ۱۱۰٪ (حداکثر نرخ حرارتی قابل قبول) **"نرخ حرارتی خالص تضمینی "** می باشد. اگر نرخ حرارتی خالص آزمایش شده از ۱۱۰٪ **"نرخ حرارتی خالص تضمینی"** بالاتر باشد، در آن صورت آزمایش نرخ حرارتی ناموفق و مطابق بند ۳۳-۱-۵ شرایط عمومی "قرارداد" نقض تعهدات اساسی **"شرکت"** تلقی می شود.

"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی" هیچگونه مسئولیتی برای تأمین **"گاز"** اضافی برای نرخ حرارتی خالص بیش از ۱۱۰٪ **"نرخ حرارتی خالص تضمینی"** نخواهد داشت. هرچند در صورت تمایل **"شرکت مادر**

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

تخصصی تولید نیروی برق حرارتی" و در دسترس بودن **"گاز"** اضافی، **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** می‌تواند **"سوخت"** اضافی را تأمین نماید.

تبصره: ظرفیت خالص قابل اتکای **"نیروگاه"** و نرخ حرارتی **"نیروگاه"** از نتایج ظرفیت خالص قابل اتکا و نرخ حرارتی حاصل از آزمایش یکایک **"واحد"**ها به دست می آید. **"ظرفیت مطمئن نیروگاهی"** نیز وفق شیوه نامه فنی و اجرایی صدور، انتشار و خرید **"گواهی ظرفیت"** مندرج در جدول شماره ۱۱ و با استفاده از ظرفیت خالص قابل اتکای **"نیروگاه"** و افت آن تا **"نقطه مرجع شبکه"** محاسبه میگردد. اثرات کمبود **"ظرفیت مطمئن نیروگاهی"** به دست آمده در مقایسه با **"ظرفیت مطمئن نیروگاهی"** تعهد شده و بالاتر بودن نرخ حرارتی به دست آمده در مقایسه با مقادیر تضمینی نرخ حرارتی مندرج در جدول شماره ۲، در اعمال خسارات و یا محاسبه **"بهای تضمینی انرژی"**، مطابق با مفاد ماده ۹ شرایط خصوصی قرارداد و جدول شماره ۷ خواهد بود.

۹-آزمایش قابلیت اطمینان :

برای هر **"واحد"**، پیش از تکمیل موفقیت‌آمیز تمام **"آزمایش‌های قبولی"**، یک دوره آزمایش قابلیت اطمینان به مدت ۱۰ **"روز"** باید انجام شود تا قابل اطمینان بودن **"نیروگاه"** برای کار بدون وقفه تایید گردد. مدت آزمایش باید شامل صد (۱۰۰) **"ساعت"** بهره‌برداری بدون وقفه در حالت بار کامل و باقیمانده زمان باید بر طبق **"دستورهای مرکز"** صورت گیرد.

۹-۱-آزمایش سیستم کنترل فرکانس ثانویه **(AGC)**

برای هر **"واحد"** **"شرکت"** علاوه بر کنترل فرکانس اولیه باید قابلیت لازم جهت دریافت فرامین از حلقه کنترل فرکانس ثانویه **(AGC)** و تنظیم تولید بصورت خودکار در محدوده حداقل تا حداکثر ظرفیت قابل بهره‌برداری و کنترل را نمایش دهد.

۹-۲-آزمایش خوداندازی (در نیروگاه‌های دارای این قابلیت مطابق استعلام انجام‌شده از شرکت مدیریت شبکه برق ایران)

برای هر **"واحد"** **"شرکت"** باید قابلیت **"واحد"** برای راه‌اندازی آن تا مرحله برقداری باسبار بی‌برق پست بلافصل در فرکانس و ولتاژ نامی، بطور مستقل، بدون دریافت انرژی از شبکه، با اتکا بر برق تأمین‌شده توسط دیزل خوداندز را نمایش دهد.

۹-۳-آزمایش بهره‌برداری در مود جزیره‌ای **(Isochronous)**

برای هر **"واحد"** **"شرکت"** باید قابلیت تغذیه بخشی از بار محلی را بطور مستقل از شبکه بطوریکه کمیت‌های الکتریکی ولتاژ و فرکانس را در محدوده مجاز کنترل نماید، نشان دهد.

وزارت نیرو
برق و انرژی

۱۰-آزمایش سازگاری با محیط زیست (Environmental Compliance Tests)

برای هر **"واحد"** **"شرکت"** باید آزمایش های سازگاری با محیط زیست را بر طبق قوانین جمهوری اسلامی ایران انجام دهد.

ج) آزمایش‌های "دوره بهره‌برداری تجاری" :

"شرکت" موظف است به هزینه خود در انتهای هر دوره شش (۶) **"ماهه"** پس از **"تاریخ بهره‌برداری تجاری"** از **"واحد"** و یا **"نیروگاه"**، یک آزمایش برای تعیین ظرفیت و نرخ حرارتی خالص **"واحد"** و یا **"نیروگاه"** فقط با **"گاز"** و بر طبق روش‌های مندرج در بخش "ب" (بالا) و بدون اعمال تغییر در تنظیمات **"واحد"** و یا **"نیروگاه"** با سیستم‌های اندازه گیری (انرژی، گاز، درجه حرارت محیط و غیره) نصب شده موجود که دارای گواهی کالیبراسیون معتبر می‌باشند، انجام دهد. عدم آمادگی **"واحد"** و یا **"نیروگاه"** در طی دوره لازم برای تدارک و انجام این آزمایش‌ها مانند یک **"خروج طبق برنامه"**، **"خروج اضطراری"** یا حالت کاهش اضطراری بار تلقی می شود.

در صورت مورد قبول نبودن نتایج آزمایش‌های شش **"ماهه"** توسط هر یک از **"طرفین"** ، "طرف" معترض، در هر زمانی حداکثر ظرف ۱۵ **"روز"** پس از دریافت نتایج آزمایش شش **"ماهه"** قبلی می‌تواند خواستار انجام یک آزمایش ظرفیت و نرخ حرارتی خالص و بدون اعمال تغییر در تنظیمات **"واحد"** و یا **"نیروگاه"** توسط **"شرکت"** شود. این آزمایش اضافی باید در مهلتی معقول که با توافق **"طرفین"** پس از دریافت درخواست مربوط تعیین می‌شود، و بدون اعمال تغییر در تنظیمات **"واحد"** و یا **"نیروگاه"** انجام گردد. نتایج این آزمایش در صورت مورد قبول بودن **"طرفین"** جایگزین آزمایش قبلی خواهد شد.

هزینه آزمایش اضافی بر عهده **"طرف "**درخواست کننده خواهد بود، مگر اینکه ظرفیت خالص **"واحد"** و یا **"نیروگاه"** پس از اعمال ضرایب اصلاح بر اساس منحنی‌های اصلاح نشان دهد از **"ظرفیت خالص تضمینی "** کمتر است یا نرخ حرارتی خالص **"واحد"** و یا **"نیروگاه"** پس از اعمال ضرایب اصلاح بر اساس منحنی های اصلاح از **"نرخ حرارتی خالص تضمینی"** بیشتر است که در این حالت هزینه آزمایش به عهده **"شرکت"** خواهد بود.

اگر این آزمایش اضافی به درخواست **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** انجام شود، در صورتی که نتیجه حاصل از آزمایش اختلافی بیش از ۱۰ کیلوژول بر کیلووات ساعت با نتیجه آزمایش قبلی نداشته باشد عدم آمادگی **"واحد"** و یا **"نیروگاه"** در طی دوره لازم برای تدارک و انجام این گونه آزمایش‌ها در حکم خروج **"واحد"** و یا **"نیروگاه"** به دلیل عدم تامین **"سوخت"** منظور خواهد شد. در غیر این صورت این دوره در حکم یک **"خروج طبق برنامه"** بوده و **"خروج اضطراری"** و یا حالت کاهش اضطراری بار تلقی نخواهد شد و زمان آن در برنامه زمانبندی به میزانی که با برنامه **"خروج طبق برنامه"** تلاقی نداشته باشد، منظور خواهد شد.

علاوه بر آزمایش‌های مربوط به ظرفیت **"واحد"**، لازم است در انتهای هر دوره شش **"ماهه"**، سایر آزمایش‌های پیش از بهره‌برداری تجاری انجام گردد. بدیهی است پرداخت‌های مربوط به خدمات جانبی بر اساس نتایج این آزمون‌ها صورت خواهد پذیرفت.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۶

اسناد و مدارک تحویلی

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جـــدول ۶

اسناد و مدارک تحویلی

الف- اسناد و مدارک زیر در مهلت‌های مقرر، از طرف **"شرکت"** و بر حسب مورد به منظور تایید (A) یا اطلاع (I)، به **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** تحویل داده خواهد شد.

اسنادی که باید تحویل داده شود	مهلت مقرر
موافقتنامه تامین مالی(I)	ظرف ۶ **"ماه"** پس از تاریخ امضای **"قرارداد"**
سوابق **"پیمانکار** EPC **"**(I)	ظرف ۲ **"ماه"** پس از تاریخ امضای **"قرارداد"**
مطالعات انجام‌شده توسط **"شرکت"** بر اساس بند ۴-۳ شرایط عمومی **"قرارداد"**	قبل از **"تاریخ شروع احداث"**
رابطه مواد مضرگاز با زمان تاثیر آن بر **"واحد"** را بصورت منحنی یا جدول بر اساس دستورالعمل سازنده **"واحد"**	قبل از **"تاریخ شروع احداث"**
منحنی‌های تصحیح **"واحد"** و بلوک سیکل ترکیبی براساس دستورالعمل‌های سازنده (I)	ظرف ۳ **"ماه"** پس از **"تاریخ شروع احداث"**
جانمایی مقدماتی **"ساختگاه"** (A) صرفا برای محل فصول مشترک لوله ورودی گاز و اتصالات به شبکه برق کشور	ظرف ۳ **"ماه"** پس از تاریخ امضای **"قرارداد"**
مطالعات تأثیرات زیست محیطی که به تائید سازمان حفاظت محیط زیست رسیده باشد (I)	ظرف ۳ **"ماه"** پس از تاریخ امضای **"قرارداد"**
تراز گرمایی و جرمی **"نیروگاه"** (I)	ظرف ۳ **"ماه"** پس از تاریخ امضای **"قرارداد"**
نمودار تک خطی الکتریکی ولتاژ بالا (HV) (A) پست	ظرف ۳ **"ماه"** پس از تاریخ امضای **"قرارداد"**
دفترچه های راهنمای **"بهره برداری"** و تعمیر و نگهداری (I)	۳ **"ماه"** قبل از **"تاریخ برنامه‌ریزی‌شده برای بهره‌برداری تجاری" "نیروگاه"**
"پروانه بهره‌برداری (برای تولید برق) " (I)	۳ **"ماه"** قبل از **"تاریخ برنامه‌ریزی‌شده برای بهره‌برداری تجاری" "نیروگاه"**
برنامه و گزارش پیشرفت احداث (I)	ماهانه

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

در مواردی که اسناد و مدارک برای تایید به **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** تحویل داده می شود، تایید مزبور نباید با تاخیر مواجه گردد . در صورتیکه هیچگونه اظهار نظری بر روی این مدارک ظرف مدت بیست و یک (۲۱) **"روز کاری"** اعلام نگردد، اینگونه مدارک تائید شده تلقی خواهند شد .

از هر یک از مدارک فوق دو نسخه به همراه یک نسخه فایل الکترونیکی آنها (به صورت PDF) میبایست به **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** تحویل گردد.

ب- نقشه ها و مدارک فنی مربوط به گاز رسانی در **"نقطه تحویل گاز"** به **"نیروگاه"** تا پیش از **"تاریخ شروع احداث"** جهت اطلاع (I) از سوی **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** به **"شرکت"** تحویل داده خواهد شد.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۷

روش محاسبه
مبلغ مابه‌التفاوت تضمینی

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جـدول ۷

روش محاسبه مبلغ مابه‌التفاوت تضمینی

پرداخت "مبلغ مابه‌التفاوت تضمینی" و مبلغ جبرانی برای کاهش "ضریب بار" نسبت به ۵۰٪

الف) محاسبه **"مبلغ مابه‌التفاوت تضمینی"**:

۱-**"مبلغ مابه التفاوت تضمینی"** برای **"ماه"** مورد نظر به شرح ذیل محاسبه می‌شود:

$$\mathbf{DA} = \sum_{n=1}^{N} \mathbf{DAn}$$

که در آن:

DA = **"مبلغ مابه‌التفاوت تضمینی"** برای **"ماه"** مورد نظر بر حسب ریال

DAn = **"مبلغ مابه‌التفاوت تضمینی"** برای **"ساعت" n** ام در **"ماه"** مورد نظر بر حسب ریال

N = تعداد **"ساعت"**های موجود در **"ماه"** مورد نظر

۲-**"مبلغ مابه‌التفاوت تضمینی"** برای **"ساعت" n** ام در **"ماه"** مورد نظر به شرح ذیل محاسبه می‌شود:

$$\mathbf{DAn} = (\mathbf{EPn} - \mathbf{ERAn}) * \mathbf{DEn}$$

$$\mathbf{EPn} = \mathbf{ERo} * \mathbf{RRn} * \mathbf{WFn} * \mathbf{AF}$$

اگر : $(\mathbf{EPn} - \mathbf{ERAn}) \leq 0 \quad , \quad \mathbf{DAn} = 0$

که در آن:

EPn = **"بهای تضمینی انرژی"**

ERo = **"نرخ تضمینی انرژی"**

WFn = ضریب ساعتی برای **"ساعت" n** ام در**"ماه"** مورد نظر بر اساس ماده ۴ **"دستورالعمل"** (متوسط این ضریب طی هرسال شمسی برابر با یک می باشد)

RRn = نسبت عملکرد **"راندمان""" نیروگاه"** در بار ۱۰۰ درصد با سوخت **" گاز"**برای **"ساعت" n** ام در**"ماه"** مورد نظر به راندمان ۵۵٪

AF = ضریب تعدیل که بر اساس رابطه زیر محاسبه می گردد:

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

$$\text{ضریب تعدیل} = \left(\frac{\text{متوسط نرخ تسعیر ارز *(یورو) در یک "ماه" قبل از "موعد پرداخت"}}{\text{متوسط نرخ تسعیر ارز * (یورو) در ۱۲ "ماهه" منتهی به زمان [زمان] عقد "قرارداد"**}}\right)^{۰/۷} \times \left(\frac{\text{شاخص بهای کالاها و خدمات مصرفی در ۱۲ "ماهه" منتهی به ماه شمسی قبل از "موعد پرداخت"}}{\text{شاخص بهای کالاها و خدمات مصرفی در ۱۲ "ماهه" منتهی به زمان عقد "قرارداد"**}}\right)^{۰/۳}$$

* مطابق ارز تخصیصی توسط بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران جهت احداث نیروگاه در زمان تعدیل

** زمان عقد **"قرارداد"**، همان ماه شمسی است که تاریخ تاییدیه وزیر محترم نیرو مطابق بند (الف) صدر موافقتنامه **"قرارداد"** در آن قرار دارد.

ERAn = "متوسط نرخ بازار(بدون هزینه سوخت)" در **"ساعت" n** ام در **"ماه"** مورد نظر بر حسب ریال برای هر کیلووات ساعت اعلام شده توسط **"مدیریت شبکه"**

DEn = "انرژی پذیرفته شده در بازار" در **"ساعت" n** ام در **"ماه"** مورد نظر برحسب کیلووات ساعت

توضیح:

"نرخ تضمینی انرژی" حداکثر به مدت دوازده (۱۲) **"سال"** پس از تاریخ امضای **"قرارداد"** مشمول **"تعدیل"** خواهند بود و بعد از آن ثابت باقی می ماند.

تبصره ۱: برای انجام محاسبات صورتحساب ها **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** نرم افزار مربوطه را در اختیار **"شرکت"** قرار خواهد داد.

در صورت استفاده از **"سوخت پشتیبان"**، به دلایل غیر قابل انتساب به **"شرکت"**، برای جبران هزینه های **تبصره۲:** ، در مدت استفاده از **"اضافی "بهره‌برداری"** با **"سوخت پشتیبان"**، معادل ۲۵٪ **"هزینه متغیر تولید بدون سوخت "سوخت پشتیبان"**، پس از کسر مبالغ پرداخت شده از سوی شرکت مدیریت شبکه برق ایران از همین بابت (در صورت وجود)، توسط **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"**به **"شرکت"** پرداخت خواهد شد.

ب) محاسبه مبلغ جبرانی برای کاهش **"ضریب بار"** نسبت به ۵۰٪ :

در صورتیکه میزان انرژی پذیرفته شده در بازار کمتر از سقف تعهد پیش بینی شده در جدول شماره ۲ باشد، **"مبلغ مابه التفاوت تضمینی"** (ما به ازای ما بالتفاوت انرژی پذیرفته شده با سقف تعهد شده) بر اساس فرمول زیر تعیین می شود.

$$DA = [(ERo \times AF \times RR - ERA) \times \Delta DE] - (AVC \times \Delta DE)$$

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

که در آن:

ERo = "نرخ تضمینی انرژی"

RR = نسبت عملکرد **"راندمان" "نیروگاه"** در بار ۱۰۰ درصد با سوخت **" گاز"** برای سال مورد نظر به راندمان ۵۵٪

AF = ضریب تعدیل که بر اساس رابطه زیر محاسبه می گردد:

$$\text{ضریب تعدیل} = \left(\frac{\text{متوسط نرخ تسعیر ارز *(یورو) در یک "ماه" قبل از "موعد پرداخت"}}{\text{متوسط نرخ تسعیر ارز * (یورو) در ۱۲ "ماهه" منتهی به [زمان] عقد "قرارداد"**}}\right)^{۰/۷} \times \left(\frac{\text{شاخص بهای کالاها و خدمات مصرفی در ۱۲ "ماهه" منتهی به "ماه" قبل از "موعد پرداخت"}}{\text{شاخص بهای کالاها و خدمات مصرفی در ۱۲ "ماهه" منتهی به زمان عقد "قرارداد"**}}\right)^{۰/۳}$$

* مطابق ارز تخصیصی توسط بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران جهت احداث نیروگاه در زمان تعدیل

** زمان عقد "قرارداد"، همان ماه شمسی است که تاریخ تاییدیه وزیر محترم نیرو مطابق بند (الف) صدر موافقتنامه **"قرارداد"** در آن قرار دارد.

ERA = **"متوسط نرخ بازار (بدون هزینه سوخت)"** در سال مورد نظر بر حسب ریال برای هر کیلووات ساعت اعلام شده توسط **"مدیریت شبکه"**

ΔDE = مابه‌التفاوت میزان انرژی تعهد شده در جدول شماره ۲ (سقف تعهد Take or Pay) با **"انرژی پذیرفته شده در بازار"** در سال مورد نظر برحسب کیلووات‌ساعت

AVC= "هزینه متغیر تولید "

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۸

جـــبـــران خســـارت

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جـدول ۸

جبران خسارت

۱- جبران خسارت بابت تأخیر

"شرکت" بدین وسیله اذعان می‌کند که هرگـاه موفـق نشـود هـر کـدام از **"واحـد"** هـا را تـا **"تـاریخ برنامه‌ریزی شده برای بهره‌برداری تجاری"** پیش‌بینی شده در جدول ۴، تکمیـل و آمـاده بهـره بـرداری کند، **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** متحمل خسارات خواهد شد. در صـورت بـروز چنین تأخیری مطابق مفاد مندرج در ماده ۹ شرایط خصوصی قرارداد عمل خواهد شد.

۲- جبران خسارت بابت کمبود "ظرفیت مطمئن نیروگاهی"

"شرکت" اذعان می‌دارد، چنانچه **"ظرفیت مطمئن نیروگاهی"** هر کدام از واحـد هـا (مطـابق ضـوابط منـدرج در **"شیوه‌نامه فنی و اجرایی صدور، انتشار و خرید گواهی ظرفیت"**) از **"ظرفیت مطمـئن نیروگاهی"** مورد تعهد در جدول شماره ۱ کمتر باشـد، **"شرکت مادر تخصصـی تولیـد نیـروی بـرق حرارتی"** متحمل خسارات خواهد شد. در صورت بـروز چنـین خسـارتی، مطـابق مفـاد منـدرج در مـاده ۹ شرایط خصوصی قرارداد عمل خواهد شد.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۹
فرم موافقتنامه جانشینی و
سهامداران اولیه شرکت پروژه

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۹

فرم موافقتنامه جانشینی سه‌جانبه

این سند **"موافقتنامه جانشینی"** در تاریخ ..... شمسی (.....میلادی)، بین طرف‌های ذیل توافق و امضاء می‌گردد.

(۱) **" شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"**

(۲) شرکت (های) ..... [شرکت (های) سرمایه گذار امضا کننده **"قرارداد"**]

(۳) شرکت ..... [شرکت پروژه ای که توسط شرکت (های) سرمایه گذار امضا کننده **"قرارداد"** به نسبت سهام درج شده در انتهای این جدول تأسیس گردیده است.]

از انجائیکه:

(الف) این **"موافقتنامه جانشینی"** پیوست **"قرارداد"** می‌باشد که بر اساس مفاد و شرایط آن، شرکت (های) ..... [ردیف (۲)]متعهد به احداث پروژه شده است/ اند).

(ب) یکی از شرایط **"قرارداد"**، توافق و امضای این سند بوده است.

(ج) شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] در اجرای مفاد **"قرارداد"** موظف به تاسیس شرکت ..... [ردیف (۳)] به نسبت سهام درج شده در انتهای این جدول و واگذاری کلیه اختیارات و تعهدات خود تحت **"قرارداد"** به آن بوده/ بوده اند و **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** مشروط به تقبل کلیه تعهدات و شرایط **"قرارداد"** توسط شرکت ..... [ردیف (۳)] به جای شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] و همچنین سایر شرایط مترقبه آتی، با این واگذاری موافقت می‌نماید.

(د) به موجب این سند مراتب زیر تصدیق می‌شود:

(۱) شرکت ..... [ردیف (۳)] متعهد به اجرای **"قرارداد"** در خصوص تعهداتی که تاکنون انجام نشده می‌باشد، به ترتیبی که کلیه حقوق، تعهدات و مسئولیت‌های ناشی از **"قرارداد"** به عنوان تعهد شرکت ..... [ردیف (۳)] مورد پذیرش شرکت ..... [ردیف (۳)] واقع می‌گردد.

(۲) شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] کلیه حقوق (اعم از حقوق عینی، دینی و معنوی)، تعهدات و مسئولیت‌های مربوط به پروژه را براساس مفاد **"قرارداد"** به شرکت ..... [ردیف (۳)] واگذار می‌نماید/ می نمایند. شرکت ..... [ردیف (۳)] در قبال **" شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** دارای کلیه حقوق، تعهدات و مسئولیتهای شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] بر مبنای مفاد **"قرارداد"** و توافقات صورت گرفته تا قبل از امضاء این **"موافقتنامه جانشینی"** می‌باشد.

(۳) **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** کلیه مطالباتی را که قبلاً شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] طبق **"قرارداد"** قبل از تاریخ امضاء این **"موافقتنامه جانشینی"** از **"شرکت مادر تخصصی**

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

تولید نیروی برق حرارتی" داشته/ داشته اند به عنوان مطالبات شرکت ..... [ردیف (۳)] تلقی می‌کند و همچنین شرکت ..... [ردیف (۳)] متعهد به پرداخت کلیه بدهی های موجود شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] و یا آتی خود به **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** می‌باشد.

(۴) کلیه تعهدات **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** در قبال شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] بر اساس **"قرارداد"** به عنوان تعهدات در مقابل شرکت ..... [ردیف (۳)] به همان ترتیبی خواهد بود که اگر به جای شرکت (های) ..... [ردیف (۲)]، شرکت ..... [ردیف (۳)] طرف **"قرارداد"** می‌بود.

(۵) **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** حقوق، تعهدات و مسئولیت‌های شرکت ..... [ردیف (۳)] را به جای حقوق، تعهدات و مسئولیت‌های شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] می‌پذیرد و با پذیرش تعهدات و مسئولیت‌های شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] توسط شرکت ..... [ردیف (۳)]، شرکت ..... [ردیف (۳)]،**"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** و شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] را از اجرای آتی مندرجات **"قرارداد"** و کلیه ادعاها و هر نوع درخواستهای مربوط به مفاد **"قرارداد"** مطلع می‌نماید.

(۶) **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** و شرکت ..... [ردیف (۳)] بدینوسیله اعلام می‌دارند و موافقت می‌نمایند که چنین فرض شود که **"قرارداد"** توسط شرکت ..... [ردیف (۳)] به جای شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] از جمیع جهات و حقوق، منافع و تعهدات آن انعقاد یافته و متعاقباً نیز**"قرارداد"** این چنین تعبیر و تفسیر خواهد شد.

(۷) این **"موافقتنامه جانشینی"**، براساس قوانین حاکم بر **"قرارداد"** مورد تعبیر و تفسیر قرار خواهد گرفت.

امضاء کنندگان ذیل بدینوسیله **"موافقتنامه جانشینی"** حاضر را در تاریخی که در فوق بدان اشاره شده است امضاء نمودند.

۱) **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** به نمایندگی.....

۲) شرکت (های) ..... [شرکت (های) سرمایه گذار امضا کننده **"قرارداد"**] به نمایندگی.....

۳) شرکت (های) ..... [ردیف (۲)] به نمایندگی.....

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

سهامداران اولیه شرکت ..... [ردیف (۳)]

نام صاحب سهام	درصد سهام

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۱۰

نمونه متن "ضمانتنامه پیشبرد"

و

"ضمانتنامه اجرا"

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جـــدول ۱۰

نمونه متن "ضمانتنامه پیشبرد" و "ضمانتنامه اجرا"

بخش ۱:

نمونه متن "ضمانتنامه پیشبرد"

بازگشت به **"قرارداد"** مورخ ---------- منعقده بین (X)----------

---------- و (XX) ---------- و به درخواست (X) ---------- این بانک، بدین وسیله این ضمانت‌نامه عندالمطالبه غیر قابل برگشت را صادر می‌کند. در صورتی که (X) ---------- به تشخیص (XX) ---------- هر یک از تعهدات قراردادی خود را انجام ندهد ، بانک تعهد می‌کند که تاسقف مبلغ [۱٪ مبلغ سرمایه گذاری مندرج در **"مدل مالی"** به یورو] هر مبلغی را که (XX) ---------- مطالبه نماید، به محض دریافت اولین تقاضای کتبی بدون نیاز به صدور اطلاعیه یا اقدامی توسط مقامات یا دستگاه‌های اداری، قانونی یا هر مقام دیگر و بدون نیاز به اثبات قصور یا تخلف (X) ---------- بلادرنگ در وجه یا حواله کرد (XX) ---------- بپردازد.

این ضمانتنامه تا آخر وقت اداری روز -------معتبر و بدرخواست (XX) ---------- برای هر مدت و بدفعات قابل تمدید می باشد. در صورتی که بانک نتواند یا نخواهد ضمانتنامه را تمدید کند یا اگر (X) ---------- --- موجبات تمدید را فراهم نسازد. بانک مبلغ ضمانتنامه را بدون نیاز به درخواست مجدد در وجه یا حواله کرد (XX) ---------- پرداخت خواهد نمود.

(X) شرکت (های) ---------- [شرکت (های) سرمایه گذار امضا کننده **"قرارداد"**] (XX)

"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"

[توضیح: "ضمانتنامه پیشبرد" توسط یک بانک ایرانی صادر خواهد شد.]

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

بخش ۲:

نمونه متن "ضمانتنامه اجرا"

بازگشت به **"قرارداد"** مورخ ---------- منعقده بین (X) ---------- و (XX) ----------

- وبه درخواست (X) ----------این بانک، بدین وسیله این ضمانتنامه عندالمطالبه غیر قابل برگشت را صادر مینماید. در صورتیکه (X) ---------- به تشخیص (XX)---------- هر یک از تعهدات قراردادی خود را انجام ندهد، بانک تعهد می‌کند که تا سقف مبلغ [۵٪ مبلغ سرمایه گذاری مندرج در **"مدل مالی"** به یورو] هر مبلغی را که (XX)---------- مطالبه نماید، به محض دریافت اولین تقاضای کتبی و بدون نیاز به صدور اطلاعیه یا اقدامی توسط مقامات یا دستگاه‌های اداری، قانونی یا هر مقام دیگر وبدون نیاز به اثبات قصور یا تخلف (X) ---------- بلادرنگ در وجه یا حواله کرد (XX) ---------- بپردازد.

این ضمانتنامه تا آخر وقت اداری روز ---------- معتبرو به درخواست (XX)---------- برای هر مدت بدفعات قابل تمدیدمی باشد. در صورتی که بانک نتواند یا نخواهد این ضمانتنامه را تمدید نماید یا (X) ------ ---------- موجبات تمدید را فراهم نسازد، بانک مبلغ ضمانتنامه را بدون نیاز به درخواست مجدد در وجه یا حواله کرد(XX) ----------، پرداخت خواهد نمود.

نام و مهر بانک

(X) شرکت (های) ---------- [شرکت (های) سرمایه گذار امضا کننده **"قرارداد"**]

(XX) **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"**

[**توضیح: "ضمانتنامه اجرا"** توسط یک بانک ایرانی صادر خواهد شد.]

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۱۱

دستورالعمل نحوه تدارک و خرید و فروش

"گواهی‌ظرفیت" و شیوه نامه فنی و اجرایی

صدور، انتشار و خرید "گواهی‌ظرفیت"

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

شماره : ۹۵/۴۰۷۴۹/۲۰/۱۰۰
تاریخ : ۱۳۹۵/۹/۲۸
پیوست :

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو

وزیر

بسمه‌تعالی

مصوبه وزیر

موضوع مصوبه: دستورالعمل نحوه تدارک و خرید و فروش گواهی ظرفیت
مستندات صدور مصوبه: مواد ۷ و ۹ قانون سازمان برق ایران، بندهای (ز) و (ژ) ماده ۱ بند (و) ماده ۱۳۳ قانون برنامه پنجم توسعه

در راستای اجرای مصوبه شماره ۹۵/۱۵۶۸۱/۲۰/۱۰۰ مورخ ۱۳۹۵/۰۳/۰۱ در خصوص ***"شرایط تأمین برق متقاضیان بالای ۵ مگاوات"*** و اجرایی نمودن تکالیف قانونی مندرج در بند (و) ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنجم توسعه، به پیوست ***"دستورالعمل نحوه تدارک و خرید و فروش گواهی ظرفیت"***، ممهور به مهر دفتر سرمایه گذاری و تنظیم مقررات بازار آب و برق، جهت اجرا ، ابلاغ می‌گردد.

حمید چیت‌چیان

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

شماره : ۹۵/۴۰۷۴۹/۲۰/۱۰۰
تاریخ: ۱۳۹۵/۹/۲۸
پیوست:

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو

وزیر

بسمه تعالی

مصوبه وزیر

موضوع مصوبه: دستورالعمل نحوه تدارک و خرید و فروش گواهی ظرفیت
مستندات صدور مصوبه: مواد ۷ و ۹ قانون سازمان برق ایران، بندهای (ز) و (ژ) ماده ۱ بند (و) ماده ۱۳۳ قانون برنامه پنجم توسعه

در راستای اجرای مصوبه شماره ۹۵/۱۵۶۸۱/۲۰/۱۰۰ مورخ ۱۳۹۵/۰۳/۰۱ در خصوص ***"شرایط تأمین برق متقاضیان بالای ۵ مگاوات"*** و اجرایی نمودن تکالیف قانونی مندرج در بند (و) ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنجم توسعه، به پیوست ***"دستورالعمل نحوه تدارک و خرید و فروش گواهی ظرفیت"***، ممهور به مهر دفتر سرمایه گذاری و تنظیم مقررات بازار آب و برق، جهت اجرا ، ابلاغ می‌گردد.

حمید چیت‌چیان

رونوشت :
- معاونت برنامه ریزی و اقتصادی
- معاونت برق و انرژی
- دفتر وزارتی

۹۵/۸/۱۰

۹۵/۸/۱۳

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جمهوری اسلامی ایران وزارت نیرو	دستورالعمل نحوه تدارک خرید و فروش گواهی ظرفیت	شماره سند	
		تاریخ صدور	
		شماره تجدید نظر	
		تاریخ تجدید نظر	

دستورالعمل نحوه تدارک و خرید و فروش گواهی ظرفیت

ابلاغ‌کننده: وزیر نیرو

تصویب‌کننده: وزیر نیرو

دریافت‌کنندگان جهت اجرا:

- هیئت تنظیم بازار برق ایران
- شرکت مادر تخصصی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر)
- شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی
- شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- شرکت های برق منطقه ای
- شرکت های توزیع نیروی برق

اسناد مرتبط:

- دستورالعمل بند(و) ماده(۱۳۳) قانون برنامه پنجم توسعه جمهوری اسلامی ایران
- قانون سازمان برق ایران
- قانون تأسیس وزارت نیرو
- آیین نامه تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق در شبکه برق کشور

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برنامه‌ریزی و امور اقتصادی
دفتر سرمایه‌گذاری و تنظیم مقررات
بازار آب و برق

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

۱- هدف

در راستای اجرای بند (ز) ماده (۱) و بند (٤) ماده (۷) دستورالعمل بند (و) ماده ۱۳۳ قانون برنامه پنجم توسعه، "**دستورالعمل نحوه تدارک و خرید و فروش گواهی ظرفیت**" جهت اجراء ابلاغ می گردد.

۲- محدوده و دامنه کاربرد

این دستورالعمل برای:

- شرکت مادر تخصصی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران (توانیر)
- شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی
- شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- شرکت های برق منطقه ای
- شرکت های توزیع نیروی برق
- شرکت های خرده فروشی
- شرکت های نیروگاهی
- مشترکین و متقاضیان برق یا نمایندگان آنها

لازم الاجراست.

۳- مسئولیت

مسئولیت اجرای این دستورالعمل برعهده ی بالاترین مقام اجرایی شرکت ها و موسسات مشمول است و مسئولیت نظارت بر حسن اجرای آن برعهده ی معاون وزیر در امور برق و انرژی می باشد.

۴- تعاریف:

در این دستور العمل، اصطلاحات زیر در معانی مشروح مربوطه به کار می روند:

٤-۱- **گواهی ظرفیت:** سندی است قابل مبادله که با اجازه وزارت نیرو مبتنی بر ایجاد ظرفیت نیروگاهی قابل اتکاء جدید و یا کاهش قدرت قراردادی مشترکین موجود صادر می شود. واحد **گواهی ظرفیت** کیلووات است که معرف تعهد تدارک یک کیلووات **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** به مدت نامحدود است. واگذاری قدرت جدید و یا افزایش قدرت قراردادی مشترکین مستلزم ارائه میزان متناسبی از **گواهی ظرفیت** است.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برنامه ریزی و امور اقتصادی
دبیرخانه کارگروه تدارک و تنظیم مقررات
وزارت نیرو

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

٤-٢- بازار ظرفیت: بازار متمرکز خرید و فروش **گواهی ظرفیت** است که توسط بورس اداره می شود.

٤-٣- ظرفیت مطمئن نیروگاهی: حداکثر میزان ظرفیت قابل بهره‌برداری نیروگاه در ایام پیک بار شبکه سراسری برق کشور که با اعمال ضریب عدم دسترسی متعارف آن نیروگاه ناشی از محدودیت های شبکه، خرابی و تعمیرات محاسبه می گردد. محاسبات مربوط به **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** توسط **مادر تخصصی تولید** و با همکاری **توانیر** صورت خواهد پذیرفت.

٤-٤- مجوز احداث: سندی است که توسط وزارت نیرو، برای سرمایه گذار متقاضی احداث نیروگاه، متناسب با **ظرفیت مطمئن نیروگاهی**، صادر می شود.

٤-٥- بورس: شرکت سهامی بورس انرژی

٤-٦- توانیر: شرکت مادر تخصصی مدیریت تولید، انتقال و توزیع نیروی برق ایران

٤-٧- مادر تخصصی تولید: شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی ایران

٤-٨- مالک شبکه: شرکت های برق منطقه ای و توزیع نیروی برق

٤-٩- شرکت های برق: شرکت های برق زیر مجموعه وزارت نیرو که دارای قرارداد خرید تضمینی برق با نیروگاههای متعلق به بخش غیر دولتی می باشند.

٤-١٠- ناشر گواهی ظرفیت: شخص حقوقی که با دریافت مجوز از مراجع ذی ربط، مجاز به انتشار **گواهی ظرفیتِ** متناسب با **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** اعلامی از سوی **مادر تخصصی تولید**، در قبال ارائه تضامین لازم برای تدارک **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** در سررسید **گواهی ظرفیت** (و یا معادل آن **گواهی ظرفیت** سررسید شده)، و یا انتشار **گواهی ظرفیت** برای متقاضیان موضوع بند های (٥-٢) و (٥-٣) این دستورالعمل می باشد.

٤-١١- قرارداد اتصال به شبکه: قراردادی است که مطابق طرح اتصال به شبکه مورد تأیید توانیر، فی مابین سرمایه گذار نیروگاهی و **مالک شبکه** منعقد و تمامی وظایف و تعهدات مربوط به سرمایه گذار و **مالک شبکه** در رابطه با اتصال به شبکه نیروگاه در چارچوب آن معین می گردد.

٥- عرضه گواهی ظرفیت

٥-١- سرمایه گذاران دارای مجوز احداث از وزارت نیرو با معرفی **مادر تخصصی تولید** و ارائه تضامین مورد قبول به **ناشر گواهی ظرفیت** برای تدارک **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** در سررسید (و یا معادل آن

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برنامه ریزی و امور اقتصادی
دفتر سرمایه گذاری و تنظیم مقررات

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

گواهی ظرفیت سررسید شده)، معادل **ظرفیت مطمئن نیروگاهی**، **گواهی ظرفیت** از **ناشر گواهی ظرفیت** دریافت می کنند.

۵-۲- شرکت های برق متناسب با **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** در اختیار خود که در تأمین برق مورد نیاز در ایام پیک بار شبکه سراسری برق در دوره های قبل مورد استفاده قرار نگرفته باشند، می توانند **گواهی ظرفیت** دریافت نمایند. بر این اساس معادل **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** تحت مالکیت این شرکت ها **گواهی ظرفیت** به نفع آنان و از سوی **ناشر گواهی ظرفیت** صادر خواهد شد.

۵-۳- مشترکین تحت پوشش **مالک شبکه** که نسبت به تقلیل قدرت قراردادی خود اقدام می کنند، به استناد بند (۱) ماده (۸) دستورالعمل بند (و) ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنجم توسعه، معادل نسبت تبدیل عنوان شده در بند (۶-۱) این دستورالعمل **گواهی ظرفیت** دریافت خواهند نمود. **مالک شبکه** موظف به ارائه **گواهی ظرفیت** معادل به مشترکین مزبور می باشد. **مالک شبکه** می تواند با معرفی **توانیر** معادل قدرت تقلیل یافته مشترکین **گواهی ظرفیت** از **ناشر گواهی ظرفیت** دریافت نماید.

۵-۴- مادر تخصصی تولید موظف است با همکاری **توانیر** تغییرات مثبت مربوط به **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** را احصاء و ذی نفعان مربوطه را برای دریافت **گواهی ظرفیت** به **ناشر گواهی ظرفیت** معرفی نماید. ذی نفعان مزبور با ارائه تضامین مورد قبول به **ناشر گواهی ظرفیت** برای تدارک **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** در سررسید (و یا معادل آن **گواهی ظرفیت** سررسید شده)، معادل **ظرفیت مطمئن نیروگاهی**، **گواهی ظرفیت** از **ناشر گواهی ظرفیت** دریافت می نمایند.

۶- تقاضای گواهی ظرفیت

۶-۱- متقاضیان دریافت انشعاب از **مالک شبکه** برای دریافت انشعاب ملزم به خرید **گواهی ظرفیت** متناسب با قدرت قراردادی خود و ارائه آن به **مالک شبکه** می باشند. در زمان اتصال تأسیسات متقاضی به شبکه ضروری است **گواهی ظرفیت** خریداری شده تا ابتدای ایام پیک بار بعدی شبکه سراسری برق، سررسید گردد. میزان **گواهی ظرفیت** مورد نیاز برای معادل کل قدرت درخواستی هر گروه از متقاضیان برق در هر سال توسط **توانیر** (و یا **مالک شبکه** با دریافت مجوز مربوطه از سوی **توانیر**) محاسبه و اعلام می گردد. **مالک شبکه** می تواند به منظور جبران آثار تغییر در ضرایب همزمانی در پیک بار **گواهی ظرفیت** خریداری و بلوکه نماید. بار مالی مربوط به **گواهی ظرفیت** خریداری شده توسط **مالک شبکه** در نرخ خدمات توزیع/ انتقال لحاظ و از تمامی مشترکین و متقاضیان اتصال به شبکه، مطابق دستورالعمل ابلاغی

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

وزارت نیرو، دریافت خواهد شد. جرایم ناظر به قصور یا عدول **مالک شبکه** از نگهداری **گواهی ظرفیت** متناسب با حداکثر بار همزمان قابل انتساب به وی مطابق دستورالعمل مصوب وزارت نیرو خواهد بود.

۶-۲- **مادر تخصصی تولید** با همکاری **توانیر** هر ساله افت ظرفیت **مطمئن نیروگاه** هایی که ما به ازای ظرفیت احداث شده **گواهی ظرفیت** دریافت نموده اند، محاسبه خواهد نمود. نیروگاههای مزبور موظف به خرید **گواهی ظرفیت**، معادل افت قدرت محاسبه شده موضوع این بند و بلوکه نمودن آن نزد **توانیر** می باشند.

۶-۳- **مالک شبکه** می تواند به نیابت از متقاضیان انشعاب برق نسبت به خرید **گواهی ظرفیت** مورد نیاز اقدام نماید.

۷- ضوابط محاسبه ظرفیت مطمئن نیروگاهی

۷-۱- **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** برای سال اول بهره برداری توسط سرمایه گذار محاسبه و طی گزارشی برای اخذ تاییدیه به **مادر تخصصی تولید** ارایه می‌شود. **مادر تخصصی تولید** با همکاری **توانیر** موظف است گزارش مزبور را حداکثر ظرف سه ماه از تاریخ دریافت آن، بررسی و تأییدیه یا اصلاحیه خود را در این رابطه به صورت مکتوب به سرمایه گذار اعلام نماید. **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** محاسبه شده بر این اساس مبنای صدور **گواهی ظرفیت** با سررسید زمان بهره برداری خواهد بود.

تبصره یک: مادر **تخصصی تولید** موظف به انتشار مبانی محاسبه **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** و **توانیر** مؤظف به انتشار برنامه توسعه غلطان شبکه برق کشور در طی پنج سال آتی و به تفکیک هر منطقه/ناحیه دیسپاچینگی، به‌صورت ادواری می باشند.

تبصره دو: در صورت عدول از موعد مقرر در نظر گرفته شده برای ارائه تأییدیه یا اصلاحیه **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** و یا تأخیر در انجام تکالیف موضوع این ماده، حداکثر ظرفیت قابل انتساب به نیروگاه در نقطه مرجع شبکه در ساعت پیک بار شبکه سراسری برق کشور مبنای محاسبه **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** خواهد بود.

تبصره سه: در صورت قصور **مالک شبکه** در انجام تعهدات مربوط به **قرارداد اتصال به شبکه** کلیه خسارات مربوطه، از جمله خسارات ناشی از کاهش **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** در چارچوب قرارداد مزبور جبران خواهد شد.

۸- بازنگری

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

۸-۱- این سند بنا به درخواست معاون برنامه ریزی و امور اقتصادی، معاون برق و انرژی و یا مقام تصویب کننده قابل بازنگری است.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو

شیوه نامه فنی و اجرایی صدور ، انتشار و خرید گواهی ظرفیت

اسفند ماه ۱۳۹۵

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

وزارت نیرو **شیوه نامه فنی و اجرایی صدور، انتشار و خرید گواهی ظرفیت**	تاریخ: شماره:

۱- هدف:

در راستای اجرایی نمودن دستورالعمل نحوه تدارک، خرید و فروش **گواهی ظرفیت** مصوبه شماره ۹۵/۴۰۷۴۹/۲۰/۱۰۰ مورخ ۱۳۹۵/۰۹/۲۸ وزیر محترم نیرو شیوه نامه فنی و اجرایی به شرح ذیل می‌آید.

۲- دامنه کاربرد:

شرکت های تابع و وابسته وزارت نیرو، مشترکین، متقاضیان و سایر فعالین مرتبط.

۳- مسئولیت:

مسئولیت اجرای این دستورالعمل بر عهده بالاترین مقام اجرایی شرکتها و نهادهای مشمول است و مسئولیت نظارت بر حسن اجرای آن بر عهده معاون وزیر نیرو در امور برق و انرژی می‌باشد.

٤- تعاریف:

- **ایام پیک:** حد فاصل زمانی پانزدهم خرداد ماه لغایت پانزدهم شهریور ماه هر سال می‌باشد.
- **ساعات پیک:** منظور ساعات ۱۱:۰۰ الی ۱۵:۰۰ و ساعات ۱۸:۰۰ الی ۲۲:۰۰ در **ایام پیک** می‌باشد. در صورت تشخیص شرکت مدیریت شبکه برق ایران، این ساعات برای **ایام پیک** بعدی توسط این شرکت حداکثر تا قبل از **ایام پیک** تعیین و اعلام می‌شود.
- **قدرت عملی ناخالص:** منظور حداکثر قابلیت تولید واحدهای نیروگاه در **ایام پیک** در محل نصب نیروگاه
- واژگان خاص و عبارت‌های تعریف نشده در این شیوه‌نامه همان تعاریفی است که در "دستورالعمل نحوه تدارک و خرید و فروش **گواهی ظرفیت**" به کار رفته است.

۵- روش محاسبه ظرفیت مطمئن انواع واحدهای نیروگاهی برای سال اول:

الف- محاسبه قدرت عملی ناخالص

۵-۱-واحدهای گازی

قدرت عملی ناخالص واحدهای گازی برای سال اول توسط شرکت مادرتخصصی تولید نیروی برق حرارتی و براساس مدارک ذیل تعیین می‌شود:

۱- مدارک مربوط به قدرت نامی واحدها
۲- منحنی تغییرات توان قابل تولید واحدها برحسب تغییرات دمای محیط
۳- منحنی تغییرات توان قابل تولید واحدها برحسب ساعت کارکرد واحدها (EOH)
۴- منحنی تغییرات توان قابل تولید واحدها برحسب ارتفاع از سطح دریا (فشار محیط)
۵- منحنی تغییرات توان قابل تولید واحدها برحسب افت فشار ورودی کمپرسور و خروجی توربین
۶- منحنی تغییرات توان قابل تولید واحدها برحسب رطوبت محیط
۷- متوسط ماکزیمم دمای محیط و متوسط رطوبت محیط در ساعات پیک روزهای واقع شده در بازه پیک تابستان در یک دوره سه سال اخیر

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

۸- میزان ارتفاع از سطح دریا در محل نصب نیروگاه

تبصره : موارد ۱ تا ۶ براساس مدارک ارائه شده توسط سازنده واحدها و موارد ۷ و ۸ براساس اطلاعات نزدیکترین ایستگاه سازمان هواشناسی می‌باشد.

نحوه محاسبه:

قدرت عملی ناخالص هر واحد گازی با استفاده از ضرایب تصحیح تعیین شده براساس مدارک بند یک و به صورت زیر تعیین می شود:

$$P = P_Nominal \times Cf_T \times Cf_P \times Cf_dpout \times Cf_dpin \times Cf_aging \times Cf_H \quad (۱)$$

P: قدرت عملی ناخالص واحد

$P_Nominal$: توان نامی در شرایط ایزو

Cf_T: ضریب تصحیح توان قابل تولید براساس دمای محیط در ایام پیک

Cf_P: ضریب تصحیح توان قابل تولید براساس ارتفاع از سطح دریا

Cf_dpout: ضریب تصحیح توان قابل تولید براساس افت فشار خروجی توربین در ایام پیک

Cf_dpin: ضریب تصحیح توان قابل تولید براساس افت فشار ورودی کمپرسور در ایام پیک

Cf_aging: ضریب تصحیح توان قابل تولید براساس ساعت کارکرد واحد

Cf_H: ضریب تصحیح توان قابل تولید براساس رطوبت محیط در ایام پیک

۵-۲- واحدهای بخاری سیکل ترکیبی:

۵-۲-۱- قدرت عملی ناخالص هر واحد بخار سیکل ترکیبی برای سال اول براساس رابطه (۲) و توسط شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی تعیین می‌شود.

$$P = \frac{\sum_{ppg=1}^{C} P_Gas_{ppg}}{C} + b \quad (۲)$$

P: قدرت عملی ناخالص واحد بخار بلوک سیکل ترکیبی

P_Gas_{ppg}: قدرت عملی ناخالص واحد گازی ppgام بلوک سیکل ترکیبی

C: مجموعه واحدهای بلوک سیکل ترکیبی

b: توان افزایشی ناشی از مشعل‌های کمکی بویلرهای بازیاب

۵-۲-۲- پارامتر b در رابطه (۲) ناشی از افزایش قدرت عملی واحد بخار سیکل‌ترکیبی درصورت وجود مشعل‌های کمکی تعیین می‌شود. ملاک تعیین توان قابل تولید ناشی از مشعل های کمکی، مدارک سازنده واحدها و در صورت عدم وجود مدارک کافی، واحدهای مشابه در شبکه سراسری می باشد.

۵-۳- واحدهای بخار ساده (Conventional):

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

قدرت عملی ناخالص واحدهای بخار ساده توسط شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی برای سال اول برابر توان نامی واحدها تعیین می‌شود.

۵-٤- واحدهای تولید پراکنده:

رویه تعیین ظرفیت مطمئن ملاک صدور **گواهی ظرفیت** برای واحدهای تولید پراکنده اعم از مولد مقیاس کوچک و تجدیدپذیر، حسب مورد توسط **توانیر** یا ساتبا (سازمان انرژی های تجدید پذیر و بهره وری انرژی) به **شرکت مادر تخصصی تولید** اعلام می‌شود.

تبصره : مادامی‌که **توانیر** یا ساتبا (سازمان انرژی های تجدید پذیر و بهره وری انرژی)، رویه مذکور را اعلام نکرده‌اند، قدرت عملی **ناخالص** مولدهای مقیاس کوچک معادل توان عملی و قدرت عملی نیروگاههای تجدیدپذیر معادل ۱۵درصد توان نامی این نوع نیروگاهها تعیین می‌شود.

ب- محاسبه ظرفیت مطمئن نیروگاهی:

۵-۵- قدرت عملی ناخالص محاسبه شده براساس بندهای ۱-۵ الی ۴-۵ پس از کسر مصرف داخلی در نقطه مرجع شبکه بعنوان **ظرفیت مطمئن نیروگاهی** شناخته می‌شود و ملاک صدور **گواهی ظرفیت** می‌باشد که براساس رابطه (۳) و (۴) تعیین می‌شود.

$$P_Net_{pp} = \sum_{ppg} \left(P_{pp,ppg} \times Cf_Loss_{pp,ppg} \right) \qquad (۳)$$

$$Power_{pp} = min\left(P_Net_{pp}, P_Connection_{pp} \right) \times Cf_Hub_{pp} \qquad (۴)$$

P_Net_{pp}: قدرت عملی خالص واحد ppgم نیروگاه ppم در محل نیروگاه

$P_{pp,ppg}$: قدرت عملی ناخالص واحد ppgم نیروگاه ppم

$P_Connection_{pp}$: ظرفیت درج شده مجوز اتصال به شبکه (یا قرارداد اتصال به شبکه برق) نیروگاه ppم

$Power_{pp}$: ظرفیت مطمئن نیروگاه ppم

$Cf_Loss_{pp,ppg}$: ضریب تصحیح مصرف داخلی واحد ppgم نیروگاه ppم

Cf_Hub_{pp}: ضریب تصحیح تلفات نیروگاه ppم تا نقطه مرجع شبکه

تبصره ۱: مقدار Cf_Hub_{pp} براساس میانگین ضرایب تلفات نیروگاه ppم تا نقطه مرجع در **ایام پیک** که توسط شرکت مدیریت شبکه برق ایران اعلام می‌شود.

تبصره ۲: درصورتی‌که بدلیل قصور مالک نیروگاه براساس مجوز اتصال به شبکه (یا قرارداد اتصال به شبکه برق)، نیروگاه دچار محدودیت انتقال باشد، قدرت عملی ناخالص (P_Net_{pp}) در رابطه (۳) به مقدار توان قابل تزریق خالص در محل نیروگاه کاهش می‌یابد.

تبصره ۳: درصورتی‌که به دلیل قصور **مالک شبکه** براساس مجوز اتصال به شبکه (یا قرارداد اتصال به شبکه برق)، نیروگاه دچار محدودیت انتقال شود، مالک شبکه موظف است مابه التفاوت مقدار $Power_{pp}$ تا مقدار توان

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

قابل تزریق خالص نیروگاه (که توسط **شرکت مادرتخصصی تولید** کتبا از **توانیر** استعلام می‌گردد) را وفق توافق طرفین جبران نماید. در صورت عدم توافق مالک شبکه و مالک نیروگاه، شرکت توانیر/مالک شبکه موظف به پرداخت خسارت ناشی از عدم امکان انتشار گواهی ظرفیت به سرمایه‌گذار/مالک نیروگاه، با توجه به میانگین قیمت اوراق گواهی ظرفیت در بورس انرژی می‌باشد.

۶- روش محاسبه تغییرات سالیانه ظرفیت مطمئن انواع واحدهای نیروگاهی دارای گواهی ظرفیت (کاهش یا افزایش):

۱-۶- به منظور محاسبه میزان تغییرات ظرفیت مطمئن نیروگاه‌های دارای **گواهی ظرفیت** برای سال دوم به بعد و براساس عملکرد نیروگاه‌ها در **ایام پیک** در بازار برق، شرکت مدیریت شبکه برق ایران نسبت به ارائه اطلاعات مورد نیاز تا پایان آذر ماه هر سال به شرکت مادر تخصصی تولید اقدام می‌نماید آن شرکت نیز حداکثر تا پایان دی ماه هر سال نسبت به محاسبه و اعلام تغییرات سالیانه ظرفیت مطمئن انواع واحدهای نیروگاهی مطابق رابطه (۵) اقدام می‌نماید:

$$\Delta Power_{y,pp} = \left[\sum_{ppg} \frac{\sum_{h=1}^{H_p}\left(P_Dec_{y,pp,ppg,h} - \left(P_{AV\,Ret,y,pp,ppg,h} - DEV_GCT_{Type۲,y,pp,ppg,h}\right)\right)}{H_p}\right] \times Cf_Hub_{pp} - Power_{(y-۱),pp} \qquad (۵)$$

$\Delta Power_{y,pp}$: تغییرات ظرفیت مطمئن نیروگاه ppام در سال yام

$P_Dec_{y,pp,ppg,h}$: قابلیت تولید ابراز شده خالص واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام سال yام

$P_AV_{Ret,y,pp,ppg,h}$: میزان ظرفیتی که واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام سال yام مشمول برگشت آمادگی می‌شود

$DEV_GCT_{Type۲,y,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام سال yام که نه مشمول کسر درآمد اول بوده و نه مشمول سلب فرصت می‌باشد (فقط کدهای ناشی از حوادث غیرمترقبه) و براساس بند ۶-۶-۵ دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورت حساب در بازار برق محاسبه می‌شود.

$P_AV_{Ret,y,pp,ppg,h}$: میزان ظرفیتی که واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام سال yام مشمول برگشت آمادگی می‌شود

$Power_{(y-۱),pp}$: ظرفیت مطمئن نیروگاه ppام در سال $y-۱$

ppg: مجموعه واحدهای نیروگاه ppام

H_p: مجموعه ساعت‌های **ایام پیک**

۲-۶- به منظور محاسبه میزان تغییرات ظرفیت مطمئن سالیانه هر نیروگاه به دلیل محدودیت انتقال ناشی از قصور **مالک شبکه**، شرکت مدیریت شبکه برق ایران نسبت به ارائه اطلاعات مورد نیاز حداکثر تا پایان آذر ماه هر سال به شرکت مادر تخصصی تولید و آن شرکت نیز حداکثر تا پایان دی ماه هر سال نسبت به محاسبه آن براساس رابطه (۶) اقدام می‌نماید.

$$\Delta Power^{LG}_{y,pp} = max\left[\left[\sum_{ppg} \frac{\sum_{h=1}^{H_p}\left(DEV_GCT_{Type۵,y,pp,ppg,h}\right)}{H_p}\right] \times Cf_Hub_{pp,۱}\right] \qquad (۶)$$

$\Delta Power^{LG}_{y,pp}$: سهم مالک شبکه از تغییرات ظرفیت مطمئن بدلیل محدودیت انتقال نیروگاه ppام در سال yام

$DEV_GCT_{Type۵,y,pp,ppg,h}$: میزان انحراف واحد ppgام نیروگاه ppام در ساعت hام سال yام که نه مشمول کسر درآمد اول نبوده و لیکن مشمول سلب فرصت می‌باشد (فقط کدهای ناشی از محدودیت شبکه انتقال) و براساس بند ۶-۶-۶ دستورالعمل کمیت‌های پایه‌ای صورت حساب در بازار برق محاسبه می‌شود.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

تبصره ۱: در رابطه فوق، فقط کدهای ناشی از محدودیت شبکه انتقال در میزان انحراف ($DEV_GCT_{Type_{s,y,pp,ppg,h}}$) که توسط شرکت مدیریت شبکه برق ایران اعلام می‌شود، لحاظ می‌گردد.

تبصره ۲: در صورتیکه محدودیت انتقال ناشی از قصور مالک شبکه پیشتر وفق تبصره ۳ ماده ۵ –۵ جبران نشده باشد، در صورت حادث شدن محدودیت جدید، جبران آن نیز مطابق تبصره ۳ ماده ۵ –۵ این شیوه‌نامه صورت می‌پذیرد.

تبصره ۳: حسب تشخیص و ابلاغ وزارت نیرو، دوره ارزیابی تغییرات ظرفیت مطمئن نیروگاه‌ها می‌تواند تا حداکثر ۵ سال افزایش یابد.

۳-۶- مالک نیروگاه موظف است حداکثر تا پایان هر سال نسبت به جبران افت ظرفیت مطمئن **گواهی ظرفیت** سالیانه خود مطابق فرمول شماره ۵ ($\Delta Power_{y,pp}$) از طریق خرید **گواهی ظرفیت** معادل در **بورس** اقدام نماید. درصورت عدم جبران این افت توسط مالک نیروگاه، پروانه بهره‌برداری تولید نیروگاه به مدت تأخیر در ارائه گواهی ظرفیت معادل، مشمول تأخیر در تمدید پروانه بهره‌برداری می‌گردد. بدیهی است مالک نیروگاه معادل این تأخیر مشمول کسورات ناشی از عدم ارائه پروانه بهره‌برداری تولید در بازار برق می‌شود.

تبصره ۱: چنانچه مالک نیروگاه حداکثر تا ۲ ماه پس از پایان هر سال (پایان اردیبهشت ماه) نسبت به جبران افت ظرفیت سالیانه خود اقدام نکند، شرکت مادر تخصصی تولید می‌تواند با دریافت مجوزهای لازم از وزارت نیرو و با انجام هماهنگی‌های مربوطه با شرکت مدیریت شبکه برق ایران نسبت به اعمال حساب از محل مطالبات و درآمدهای نیروگاه در بازار عمده‌فروشی برق کشور به نفع شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی جهت خرید گواهی ظرفیت متناسب با افت ظرفیت سالیانه نیروگاه توسط شرکت مادر تخصصی تولید اقدام نماید.

تبصره ۲: وزارت نیرو بر فرآیند خرید گواهی ظرفیت متناسب با افت ظرفیت نیروگاههایی که اوراق گواهی ظرفیت آنها متعلق به شرکت مادر تخصصی تولید است همچنین جبران افت ظرفیت سالانه نیروگاههای موضوع ماده فوق پس از اعمال حساب ارزش ریالی متناظر با اوراق گواهی ظرفیت از نیروگاه به شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی نظارت می‌کند.

تبصره ۳: جبران افت ظرفیت مطمئن سالیانه نیروگاهی نیروگاههای دارای قرارداد خرید تضمینی با **شرکت‌های برق**، مطابق مفاد قرارداد خرید تضمینی می‌باشد و شرکت مادر تخصصی موظف است متعهد جبران این افت را به وزارت نیرو معرفی کند.

۷- نحوه انتشار گواهی ظرفیت

۱-۷- نیروگاه‌های متقاضی انتشار اوراق گواهی ظرفیت پس از طی کردن موفقیت‌آمیز دوره آزمایشی، امکان ارائه درخواست انتشار اوراق گواهی ظرفیت نقدی به شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی را وفق مقررات مربوطه دارند.

۲-۷- **شرکت مادرتخصصی تولید** ضمن هماهنگی با شرکت توانیر، نیروگاه‌های مشمول صدور **گواهی**

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

ظرفیت (برای سال اول یا تغییرات آن) را به همراه ظرفیت مطمئن هر نیروگاه، به منظور معرفی به بورس انرژی توسط وزارت نیرو به آن وزارتخانه ارسال می‌نماید.

۳-۷- وزارت نیرو و شرکتهای تابعه مسئول، امکان اتصال یا افزایش قدرت قراردادی متقاضیان دارنده اوراق گواهی ظرفیت را در سررسید در صورت پرداخت سایر هزینه‌های قانونی مربوطه توسط متقاضی وفق قوانین مقررات، تضمین می‌نمایند.

۸- نحوه و میزان خرید گواهی ظرفیت

۱-۸- ملاک محاسبه میزان گواهی ظرفیت مورد نیاز جهت ارائه تقاضای انشعاب توسط متقاضیان یا افزایش قدرت قراردادی وفق پیشنهاد، شرکت‌های مالک شبکه و با تایید توانیر تعیین می‌گردد.

تبصره : تا پیش از زمان ارائه پیشنهادهای مورد اشاره در بند فوق، میزان گواهی ظرفیت مورد نیاز جهت ارائه تقاضای انشعاب یا افزایش قدرت قراردادی مطابق جدول ذیل محاسبه می‌گردد.

نسبت گواهی ظرفیت به قدرت قراردادی متقاضیان اتصال به شبکه انتقال	نسبت گواهی ظرفیت به قدرت قراردادی متقاضیان اتصال به شبکه فوق توزیع	نسبت گواهی ظرفیت به قدرت قراردادی متقاضیان اتصال به شبکه فشار متوسط	نسبت گواهی ظرفیت به قدرت قراردادی متقاضیان اتصال به شبکه فشار ضعیف
۱	۰,۶	۰,۵	۰,۲

۲-۸- متقاضیان انشعاب یا افزایش قدرت قراردادی بایستی جهت انجام عملیات خرید این اوراق، با مراجعه به شرکت‌های کارگزاری عضو بورس انرژی ایران نسبت به خرید این اوراق از این بورس اقدام نمایند.

۹- نحوه تقاضای کاهش قدرت قراردادی

۱-۹- مشترکینی که نسبت به ارائه‌ی گواهی ظرفیت به مالک شبکه اقدام نموده و متقاضی کاهش قدرت قراردادی می‌باشند، بایستی ضمن مراجعه به مالک شبکه مربوطه (شرکتهای توزیع نیروی برق و برق‌های منطقه‌ای) نسبت به ارائه درخواست رسمی کاهش قدرت قراردادی، اقدام نمایند. هماهنگی‌های لازم جهت آزادسازی گواهی ظرفیت متناسب با کاهش قدرت قراردادی به نحو مقتضی بین مالک شبکه و بورس انرژی ایران انجام پذیرفته و امکان معامله اوراق گواهی ظرفیت آزاد شده در بورس انرژی ایران فراهم می‌گردد.

۲-۹- محاسبات مربوط به گواهی ظرفیت متناسب با کاهش قدرت قراردادی، وفق پیشنهاد شرکت مالک شبکه مربوطه و با تایید توانیر انجام می‌پذیرد و تا زمان ارائه پیشنهادهای مذکور از ضرایب مندرج در جدول تبصره بند ۱-۸ استفاده می‌شود.

بازنگری:

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

وزارت نیرو شیوه نامه فنی و اجرایی صدور، انتشار و خرید گواهی ظرفیت	تاریخ: شماره:

اصلاح و بازنگری این شیوه‌نامه بر عهده وزارت نیرو با هماهنگی بورس انرژی ایران می‌باشد.

گیرندگان سند:

- شرکت توانیر
- شرکت های مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی
- شرکت بورس انرژی ایران
- شرکت مدیریت شبکه برق ایران
- شرکت‌های برق منطقه‌ای و توزیع و تولید نیروی برق
- سایر شرکتهای تابع و وابسته وزارت نیرو

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۱۲

موقعیت "ساختگاه"، "تاسیسات انتقال"

و "تاسیسات دریافت گاز"

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جـــدول ۱۲

موقعیت "ساختگاه" ، "تاسیسات انتقال" و "تاسیسات دریافت گاز"

الف - موقعیت **"ساختگاه"**

"شرکت" موظف است موقعیت و مختصات چهار گوشه **"ساختگاه"** را بصورت کروکی در ذیل ارائه نماید

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

ب - موقعیت **"تاسیسات انتقال"** و فصل مشترک تعهدات **"طرفین"**

موقعیت و مختصات فصل مشترک **"تاسیسات انتقال"** در نقشه/کروکی ذیل مشخص شده است.

پ - موقعیت **"تاسیسات دریافت گاز"** و فصل مشترک تعهدات **"طرفین"**

موقعیت و مختصات فصل مشترک تعهدات **"طرفین"** و **"تاسیسات دریافت گاز"** در نقشه/کروکی ذیل مشخص شده است.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۱۳

"اطلاعات مالی" و

"مدل مالی"

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جـــدول ۱۳

"اطلاعات مالی"

"شرکت" مسئولیت فراهم آوردن تأمین مالی لازم برای **"پروژه"** را بر عهده دارد و برنامه تأمین مالی پیشنهادی را طوری طراحی خواهد نمود که کارآیی ساختار مالی در آن به حداکثر برسد.

"شرکت" می باید در یک نسخه الترونیکی (فایل اکسل)، بر اساس **"شرایط طراحی"** مندرج در جدول ۱ ، مقادیرعملکردی مندرج در جدول ۲، رئوس ارقام و اطلاعات فنی ومالی مندرج در تابلو های پیوست این جدول۱۳و سایر ورودی های مورد نیاز، ضمن نشان دادن کلیه توابع در سلول های فایل، نحوه رسیدن به خروجی ها از جمله هزینه ها و درآمدهای سالانه و نرخ های تضمینی مندرج در جدول ۷ را نمایش دهد (**"مدل مالی"**) و نسخه کاغذی والکترونیکی (در یک سی دی) آن را ضمیمه این جدول نماید. این نسخه الکترونیکی می باید انعطاف کافی برای انجام حساسیت سنجی ها وتحلیل های لازم را داشته باشد.

حداکثر در مدت زمان تعیین شده پس از امضای **"قرارداد"** **"شرکت "** موظف است اسناد و مدارک لازم را در اختیار **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** قرار دهد و اثبات کند که تأمین مالی لازم برای اجرای پروژه فراهم آمده است و **"شرکت"** می‌تواند از آن استفاده کند. **"تخلف شرکت "**در اثبات آمادگی و امکان دسترسی به تأمین مالی فوق برای اجرای **"پروژه"** در مدت زمان مقرر پس از امضای **"قرارداد"**، از نوع قصوری به شمار خواهد آمد که به **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** اجازه می‌دهد، وجه **"ضمانتنامه پیشبرد"** را مطالبه نماید.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

پیوست ۱- جدول ۱۳ اطلاعات و ارقام اساسی

اطلاعات و ارقام فنی مورد نیاز در تهیه"مدل مالی"				
شماره	موضوع	واحد	مقدار	ملاحظات
۱	ظرفیت نامی (در شرایط ISO)	مگاوات		
۲	ظرفیت خالص "طراحی"	مگاوات		
۳	ضریب بار	درصد		توسط "شرکت" پیش بینی شده است بدون این که هیچ تعهدی را برای "شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی" و یا شرکت مدیریت شبکه برق ایران ایجاد نماید.
۴	مصرف داخلی	%		
۵	راندمان در شرایط "طراحی" جهت "سوخت " "گاز"	%		
.....	سایر اطلاعات ورودی مورد نیاز در تهیه "مدل مالی"			
۶	ارزش حرارتی پائین "سوخت " "گاز"	کیلو ژول بر هرمتر مکعب استاندارد		
اطلاعات و ارقام مالی				
شماره	موضوع	واحد	مقدار	ملاحظات
۷	طول دوره پیشبرد	ماه		
۸	طول "دوره احداث"	"سال"		
۹	"دوره بهره برداری تجاری"	"سال"		
۱۰	نسبت آورده سرمایه گذار به سرمایه گذاری	%		
۱۱	نرخ بازده مورد انتظار "پروژه" (IRR)			
۱۲	نرخ تبدیل ارز مبنا	ریال/ ارز		
۱۳	وام الف (با پوشش ECA*)			
	نسبت وام الف به سرمایه گذاری	%		
	مبلغ	میلیون ریال		
	نرخ بهره سالانه باز پرداخت وام	%		
	دوره تنفس	ماه		
	حق بیمه (ECA)	%	درصدی از وام (فقط اول کار)	
	کارمزد مدیریت و ترتیب وام	%	درصدی از وام (فقط اول کار)	
	کارمزد عاملیت	میلیون ریال	مبلغ ثابت	
	کارمزد تعهد	%	درصد (سالیانه قابل اعمال به قسمت استفاده نشده وام)	
	نرخ بهره سالانه وام در دوره احداث	%	درصد (سالیانه قابل اعمال به قسمت استفاده شده وام)	
	دوره باز پرداخت	ماه		
	تعداد اقساط			
۱۴	وام ب (تجاری بدون پوشش ECA)			
	نسبت وام ب به سرمایه گذاری	%		
	مبلغ	میلیون ریال		
	نرخ بهره سالانه باز پرداخت وام	%		
	دوره تنفس	ماه		
	کارمزد مدیریت و ترتیب وام	%	درصدی (از وام فقط اول کار)	
	کارمزد عاملیت	میلیون ریال	مبلغ ثابت	
	کارمزد تعهد	%	درصد (سالیانه قابل اعمال به قسمت استفاده نشده وام)	
	نرخ بهره سالانه وام در دوره احداث	%	درصد (سالیانه قابل اعمال به قسمت استفاده شده وام)	
	دوره بازپرداخت	ماه		
	تعداد اقساط			

*Export Credit Agency

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

پیوست ۱- جدول ۱۳ اطلاعات و ارقام اساسی

اطلاعات و ارقام مالی

شماره	موضوع	واحد	مقدار			
۱۵	آغاز کارهای اجرایی	تاریخ				
۱۶	مبلغ قرارداد EPC بعلاوه هزینه گمرکی	میلیون یورو				
		میلیون ریال				
	سرمایه در گردش اولیه، بیمه های مربوط و سایر هزینه های **"دوره احداث"**(هزینه های وام در برگه ۱ آمده است.	میلیون یورو				
		میلیون ریال				
۱۷	گردش نقدینگی در طی **"سال"** های قرارداد EPC		**سال ۱**	**سال ۲**	**سال ۳**	**سال -**
		%				
		میلیون یورو				
		میلیون ریال				
۱۸	هزینه ثابت بهره‌برداری و نگهداری	میلیون یورو				
		میلیون ریال در سال				
۱۹	هزینه متغیر بهره‌برداری و نگهداری غیرسوخت	میلیون یورو				
		میلیون ریال در سال				
۲۰	نرخ مالیات بر درآمد	%	۲۵			
	هزینه های مرتبط با پیشبرد					
۲۱	هزینه شرکت پروژه در سال (شامل هزینه‌های جاری شرکت و هزینه مشاوران حقوقی، مالی و غیره)	میلیون یورو				
		میلیون ریال				

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۱۴

جدول راهنمای
برآورد "اجاره بها"

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جـدول ۱۴

جدول راهنمای برآورد "اجاره بها"

۱- تعیین و نحوه پرداخت "اجاره بها" :

۱-۱ در صورت اجاره **"نیروگاه"** توسط **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** طبق ماده ۳۳، **"اجاره بها"** با تائید هیأت کارشناسان رسمی دادگستری (حداقل ۳ نفر که هر یک از **"طرفین"** یک نفر کارشناس اختصاصی انتخاب و کارشناس سوم به انتخاب کارشناسان منتخب **"طرفین"** منصوب می‌شود) با استفاده از جدول راهنمای برآورد **"اجاره بها"** بر اساس وضعیت **"نیروگاه"** (از نظر امکان تولید) قبل از وقوع شرایط منتج به فسخ **"قرارداد"** برای هر **"سال"** **"دوره اجاره"** تعیین و به شرح ذیل به**"شرکت"** پرداخت خواهد شد.

جدول راهنمای برآورد **"اجاره بها"** موضوع بند ۲ ذیل به هیأت کارشناسان فوق الذکر ارائه خواهد گردید تا با تشخیص و مسؤلیت خود از آن در تعیین **"اجاره بها"** استفاده نمایند.

۱-۲ **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** موظف است **"اجاره بها"**ی هر **"سال"** **"نیروگاه"** را از طریق یک اعتبار اسنادی اجاره دیداری غیر قابل برگشت به شکل قابل قبول **"شرکت"**، که توسط یک بانک ایرانی صادر می‌شود پرداخت نماید. **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** **"اجاره بها"**ی **"نیروگاه"**را به صورت اقساط مساوی در ۱۲ **"ماه"** در انتهای هر ماه شمسی و یا به هر شکل دیگری که توسط **"طرفین"** توافق گردد، پرداخت خواهد نمود. اعتبار اسنادی اجاره، مبلغ برآورد شده برای **"اجاره بها"**ی مربوط به یک **" سال "** **"نیروگاه"** از **"تاریخ اجاره"** را پوشش خواهد داد.

۱-۳ به محض گشایش اعتبار اسنادی اجاره برای **"اجاره بها"**، **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** حق ورود برای بهره‌برداری **"نیروگاه"** را طبق ماده ۳۳ **"قرارداد"** خواهد داشت .

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

۲- جدول راهنمای برآورد "اجاره بها"ی هر "سال"

۲-۱ اجزای جدول راهنمای برآورد **"اجاره بها"**

در جدول راهنمای برآورد **"اجاره بها"** ی هر **"سال"** از حروف A,B1, C, T, برای نشان دادن اجـزای مختلف جدول راهنمای برآورد **"اجاره بها"** استفاده شده است. این اجزا به شرح زیر محاسبه خواهند شد.

اجزای مختلف جدول راهنمای برآورد **"اجاره بها"** به شرح زیر بر اساس **"تاریخ شروع اجاره"** محاسبه و تعیین خواهد گردید.

A : «اقساط اصل وام به علاوه سود متعلقه مندرج در مدل مالی پیوست جدول ۱۳(به جز وام صاحبان سهام به **"شرکت"** که منبعد وام فرعی نامیده می شود و جزئی از آورده سرمایه گذار تلقی می گردد) که در **"سال"** مورد اجاره در **"دوره اجاره"** باید توسط **"شرکت"** به **"طرف‌های تأمین کننده مالی"** بر اساس **"موافقت‌نامه‌های تامین مالی"** پرداخت گردد».

B: مبلغ درآمد ناخالص سرمایه‌گذار حاصل از فروش برق پس از کسرمالیات ،هزینه های ثابت و متغیر بهره برداری از جمله سوخت، اقساط وام و سایر هزینه های **"شرکت"** مندرج در **"مدل مالی"** برای **"سال"** مورد اجاره در **"دوره اجاره"**».

C: مبلغ لازم برای بازسازی بخش خسارت دیده **"نیروگاه" در "سال"** مورد نظر چنانچه **"نیروگاه"** خسارت دیده باشد. **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** موظف به بازسازی بخش خسارت دیده **"نیروگاه"** خواهد بود.

D: جرایم اضافی دریافتی توسط **"شرکت"** ازپیمانکار EPC در مقایسه با پرداختی های متناظر توسط **"شرکت"** تحت عنوان **"جبران خسارت"** وفق جدول شماره ۸، به **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** ($D \geq 0$).

تبصره: چنانچه خسارت ناشی از قوه قهریه سیاسی باشد "C" برابر صفر خواهد بود.

T : مالیات بر درآمد **"شرکت"** در **"سال"** یا **"سال"**های مورد اجاره در **"دوره اجاره"** پس از کسر مالیات متعلقه به **"شرکت"** در ایران در ارتباط با **"اجاره بها"** در **"سال"**(های) مورد اجاره در **"دوره اجاره"**.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

۲-۲جدول راهنمای برآورد **"اجاره بها"** ی هر **"سال"**

ردیف	آدرس رخداد در شرایط عمومی "قرارداد"	حالت اجاره	**"اجاره بها"**
۱	۲ - ۳۳	**"تخلف" "شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** و در صورت درخواست اجاره توسط **"شرکت"**	(A+B-D) – (C+T)
۲	۳ - ۴ – ۳۳	**"حادثه قهریه"** موثر بر **" شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی "** و در صورت درخواست اجاره توسط **"شرکت"**	(A+B-D) – (C+T)
۳	۲ – ۸ – ۳۳ (ب)	**"حادثه قهریه"** سیاسی و یا **"حادثه قهریه"** طبیعی که به طور متعارف قابلیت پوشش بیمه ندارد، موثر بر **"شرکت"** و در صورت درخواست اجاره توسط **"شرکت"**	(A+B-D) – (C+T)

۳- سایر موارد

۳-۱ **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** موظف است کل پرداخت‌های معوق که مطابق **"قرارداد"** جزو دیون **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** به **"شرکت"** می‌باشد را بعلاوه هزینه متعارف فسخ یا خاتمه قراردادهای متعارف که جزو دیون **"شرکت"** است (بجز عدم النفع و یا خسارات تبعی حتی اگر تحقق یافته باشد) و ناشی از اجاره باشد را قبل از ورود پرداخت نماید.

۳-۲ **"شرکت"** موظف است کل پرداخت‌های معوق که مطابق **"قرارداد"** جزو دیون **"شرکت"** به **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** می‌باشد را بعلاوه هزینه‌های متعارف فسخ و یا خاتمه (بجز عدم النفع و خسارات تبعی حتی اگر تحقق یافته باشد) که جزو دیون **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** تحت هر قراردادی که برای انجام تعهدات **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** تحت این**"قرارداد"**منعقد شده است و ناشی از اجاره می‌باشد را قبل از ورود پرداخت نماید.

۳-۳ درصورت تاخیر در پرداخت اقساط **"اجاره بها"**ی **"نیروگاه"**، **"شرکت مادر تخصصی تولید نیروی برق حرارتی"** باید خسارت دیر کرد مربوط به اقساط **"اجاره بها"** را براساس **"خسارت ناشی از تاخیردر پرداخت ها"** محاسبه و به **"شرکت"** پرداخت نماید.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۱۵

مشخصات فنی

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

جدول ۱۵

TECHNICAL CONDITIONS

1. GENERAL DESCRIPTION OF THE PROJECT

The project consists of a Combined Cycle Power Plant (CCPP) with the overall Nominated Capacity as specified in Schedule 1 each block consists of the following items:

- Complete sets of gas turbine units
- Complete sets of outdoor heat recovery steam generators.
- Complete sets of Induction, condensing type steam turbo-generator.
- Complete set of cooling system

The power block shall be fitted with all subsystems necessary for the best and reliable operation of the relevant unit. The power plant shall also be equipped with the auxiliary systems necessary for the safe and normal operation of the whole plant.

2. SCOPE OF SUPPLY

The scope of supply includes all equipment, material and systems described in item 5 of section "A" of this schedule and any other equipment required for building a complete reliable operating plant.

3. GENERAL REQUIREMENTS

In addition to those mentioned in other parts, the design of the plant shall be based on the following conditions:

3.1.LIMITS OF SOUND LEVEL

The limit of power plant noise level should not be exceed the values which is specified by Iran DOE Standards, Regulation and requirements.

3.2.INTERCHANGEABILITY

All the similar parts and assemblies that represent a repetitive character are to be interchangeable, where it is practically feasible.

3.3.ACCESSIBILITY

All working parts and components shall be configured, for efficient operation and ease of inspection, lubrication, maintenance, replacement and repair.

3.4.LABELLING

All the fixed equipment shall be suitably labelled showing necessary information consisting of the following data as a minimum:

a) Manufacturer
b) Type, size, weight, and serial number
c) Power supply characteristics
d) Input/output characteristics
e) Date of manufacture
f) Specifications

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

3.5.SAFETY
All equipment provided by the Company should be equipped with all proper safety devices, guards, interlocks and clearances necessary to comply with the latest internationally accepted standards at effective date of contract.

3.6.NUMBERING OF THE EQUIPMENT AND COMPONENTS
The numbering for the different departments, civil works, equipment, piping, electrical works, will be applied according to the manufacturing numbering code.

3.7.LANGUAGE AND SYSTEM OF UNITS
All drawings, catalogues, illustrations, printed specifications, operating and maintenance manuals shall be prepared in English.
All technical correspondence between Parties shall be in English or Farsi.
Units applied for drawings and documents shall be metric units.

3.8.MATERIALS AND MACHINERY
The materials and machinery to be supplied for CCPP shall be standard products of manufacturers regularly engaged in the production of such items and shall be of design and construction that has been proved reliable and satisfactory for continuous operation.

3.9.DOCUMENTATION
Reference shall be made to Operation and Maintenance manuals provided by the manufacturers of the equipment and system for the technical limitations of the Units and the Power Plant.

4. SITE CONDITIONS

4.1.SITE LOCATION
The Site location is defined in the Agreement.

4.2.CLIMATE AND METEOROLOGICAL DATA
The metrological summary data are defined in Schedule 1

5. GENERAL SPECIFICATIONS

Codes and Standards
The National and International Codes Specifications and Standards of latest revision shall be employed for design, construction, and installation and commissioning of the Plant. In general, the contractor shall be consider and implement the latest Grid Code and Iran Grid Management Co (IGMC) regulations.

5.1.GAS TURBINES, GENERATORS AND ACCESSORIES

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.1.1. Gas Turbines

5.1.1.1. General Requirements and Scope

The gas turbines shall be of outdoor or indoor type in a building, heavy duty and industrial type.

The gas turbine shall be of dual fuel type, capable of burning natural gas and gas oil as specified by the manufacturer. The main fuel for gas turbine unit is natural gas.

The units shall be complete with equipment and accessories necessary for the safe, efficient and reliable operation of the plant. The scope of supply for each gas turbine shall include, but not be limited to gas turbine compressor and combustion system complete with all auxiliaries, controls, couplings, starting device, lubrication system, fuel system, exhaust system etc. Gas turbine and steam turbine shall be capable to operate in frequency control mode separately and independently as IGMC regulations. The plant should also participate in ancillary service providing as IGMC requirements.

5.1.1.2. Design Requirements

5.1.1.2.1.Compressor and Turbine

The gas turbine shall be mounted on supports which lay on foundation.

The compressor/ turbine rotor shall be designed with a critical speed at least 15% above or below the operating speed.

The rotor shall be protected against over speeding by a trip; the main trip, which shall be electronic, shall operate at 108% to 110% of normal running speed and the secondary trip, which shall be mechanical, shall be operated at 110 to 112% of normal running speed.

Means other than the starting device shall be provided for rotating the turbine shaft during shut down periods. The shaft rotating device shall be of D.C. or A.C. supply to prevent distortion of the shaft.

All rotor shafts shall be statically and dynamically balanced at manufacturer's works both before and after overspeed testing.

5.1.1.2.2.Combustion System

The design of the combustion system and the burners shall be such that environmental requirement (Iran DOE's limitations) are met.

A reliable flame supervisory system (based on manufacturer practice) shall be provided to detect the presence of a flame in the combustion chamber capable of initiating an alarm and/or a trip of the machine in case of a flame failure.

5.1.1.2.3.Other Auxiliary and Ancillary Systems

Other auxiliary and ancillary systems required for the safe and normal operation of the gas turbines such as Gas and Back-up Fuel system, lube oil system, air intake system, exhaust system, governing system, control system, cooling system etc. shall be provided per manufacturer's standard and practice.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.1.1.2.4.Exhaust Emission

The NOx, CO and SOx emissions level for both gas fuel and fuel oil operation will not exceed those permissible by applicable regulations. Online emission monitoring system shall be installed at GTG and/or HRSG stacks if required by IRAN DOE'S.

5.1.1.2.5.Noise Emission and Silencing

The units shall include all necessary silencing equipment to limit sound pressure level from the unit at any load condition.

5.1.1.2.6.Gas Turbine Exhaust Gas Diverter Damper

On the flue gas leaving each gas turbine one diverter damper and one guillotine damper complete with all necessary equipment and monitoring and control systems shall be provided. Guillotine damper should be used in exhaust gas bypass system in conjunction with the diverter damper as a secondary shut-off device in order to create an isolated and man safe environment within the downstream located HRSG when the gas turbine is in operation.

The diverter damper shall be single blade, and shall be installed at the gas turbine exhaust to enable the unit to operate in either a simple cycle or combined cycle mode.

The diverter damper shall be used to seal off the HRSG for maintenance while the gas turbine is operating in the simple cycle mode via the bypass stack.

5.1.1.2.7.Turbine inlet air cooling

Turbine inlet air cooling technologies including fogging, evaporative cooling and wet compression and other system can be used in order to increase the power output of the plant in the sites with high temperatures and in case of availability of water resources.

5.1.2. Generators

The generators shall be synchronous, two bearing type, 3 Phase, 50 Hz, Class F insulation per clause 5.4.7 complete with exciter, automatic voltage regulator, Cooling system, Starting system (SFC), appropriate fire detection and protection system, neutral earthing, Ct's and PT's etc. The harmonic level produced and voltage range as well as the short circuit ratio (SCR) of generator shall be in accordance with IGMC. instructions.

5.2.HEAT RECOVERY STEAM GENERATORS (HRSG)

5.2.1. General Requirements and Scope

The HRSG shall be outdoor type, drum and water tube type, extracting heat from the exhaust of an associated gas turbine with or without additional firing and supplying steam to a steam turbine as part of a combined cycle module.

Each heat recovery steam generator shall be complete with all necessary pressure parts, control, supervisory, pumps, valves and safety equipment, sampling system, etc.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.2.2. Design Requirements

Works of this section shall be in accordance with internationally accepted codes/standards.

HRSG feed water quality and HRSG water and steam purity shall as a minimum comply with manufacturer practice.

The HRSG shall be capable of operation independently or in parallel with other HRSG and be part of a steam supply system for a steam turbine generator operating as part of combined cycle module . The HRSG shall be suitable for automatic operation of the combined cycle power plant from the control room. The control, monitoring and sequential automatic system shall permit reliable and efficient operation of the HRSG's associated with gas turbines.

The system shall include the necessary instrumentation for automatic control, manual control devices, protection system, tripping systems and alarm systems.

The control and supervisory facilities shall be sufficient for Combined Cycle Power Plant including HRSG.

The plant shall be designed for a service life of not less than 20 years

The HRSG shall be designed so that the flue gas temperature leaving the boiler is high enough to minimise cold end corrosion. One complete chemical high and low pressure dosing plant for the HRSG in the power block shall be provided. It includes pumps, chemical feeders, mixing tanks and all accessories and instruments.

The winterisation measures (if necessary) should be taken into consideration to avoid any damages or problems to the safe and normal operation of HRSG.

All external surfaces in areas of personnel contact shall be adequately insulated to prevent injury and reduce heat loss.

5.3.STEAM TURBINE, GENERATOR, MAIN COOLING AND FEED WATER SYSTEMS

5.3.1. Steam Turbine and Accessories

5.3.1.1. General Requirements and Scope

The steam turbine shall be an induction condensing type and shall be operated in combined cycle with waste heat recovery system of associated gas turbine(s). The steam turbine shall be of proven design in accordance with manufacturer's standards and practice. It shall be capable of producing rated output when operating with rated throttle steam conditions and with the specified ambient temperature. The steam turbine and the auxiliary mechanical systems shall be located within the turbine hall. All steam turbines shall be identical in design. The turbine shall be of a proven in-service design record. The steam turbine shall be suitable to operate connected with an appropriate condenser.

Each steam turbine shall be equipped with all accessories, auxiliaries, safety features, control and supervisory systems required for safe and normal operation.

5.3.1.2. Design Requirements

The steam turbine and accessories shall be of proven design and capable to be operated under the climatic conditions as stated. The steam turbine shall be designed for a service

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

life of not less than 30 years. The steam turbine shall be directly connected to a generator. The turbine shall be designed for maximum removal of water particularly during start-up. Special attention shall be given to avoid erosion damage of low pressure blading.

Bearings inspection shall be possible without removal of the turbine top half casing. The completed turbine rotor shall be balanced in a dynamic balancing machine so as to run smoothly and without excessive vibration. Critical speeds for rotor shall be outside the limits of 15% below and 15% above rated speed.
Special attention shall be given in the steam path design to avoid last stage blade erosion particularly during part load or turbine operation during low ambient air temperatures.
For each combined cycle module separate bypass stations shall be provided:
The steam turbine, generator shall be suitable for base load and steady state operation and designed to operate continuously at rated conditions. The turbine shall be capable of continuous operation at all ambient conditions with two or one HRSG in service at full or partial load.
The steam turbine, its control, auxiliaries, governing, generator control and miscellaneous equipment shall be suitable for remote starting, synchronising, loading, on-line normal operation, monitoring, control and shutdown from the main control room. The Company shall submit curves showing maximum output drop between Max. & Min. ambient air temperature.
The stop valves shall be capable of being tripped by hand or remotely by push button.
The valves shall be automatically closed on the loss of power oil pressure and on the operation of the overspeed trip devices.

5.3.2. Generator

Please refer to item 5.1.2 of this document.

5.3.3. Main Cooling System

A once through, or Heller cooling system with appropriate condensing unit or an air cooled condenser (ACC) shall be provided to satisfy the plant performance requirement. The cooling system shall comprise of the necessary equipment and installation including but not limited to the water intake/cooling tower, circulating water pumps and system, condenser, piping & valves, control, protection and supervisory systems.

5.3.4. Condensate and Feed water System

5.3.4.1. General Requirements and Scope

The condensate system functions are as follows:

- Supply condensate from the condenser hotwell/reservoir to the deaerator(s) depending on design (separate or common deaerator)
- Provide storage capacity for a substantial reserve treated feed water which can be supplied to or returned from the cycle during normal load changes for normal make-up or to replace water lost under upset conditions.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

- Receive surplus water from the condensate system and discharge make-up water from the condensate tank to the condenser hotwell to maintain the hotwell level.

The boiler feed water system functions are:

- To supply feed water from the deaerator storage tank to the HRSG economiser inlet headers to maintain the required water level in the steam drums.
- To supply feed water to the HP superheater attemperator and desuperheater sprays to condition the HP steam supplying the auxiliary steam header.
- The supply of feed water to the by-pass system (condensate pump).

5.3.4.2. Design Requirements

5.3.4.2.1.Condensate System

Two condensate extraction pumps and two condensate booster pumps shall be provided for the combined cycle module. The condensate extraction pump(s) will take its suction from the condenser hotwell/reservoir. The condensate shall be pumped through the condensate polishing plant (if applicable) supplying the condensate to booster pump. The condensate booster pump will deliver condensate to the turbine gland steam condenser and condensate preheater (if supplied) to the deaerator.

Condensate flow to the deaerator will be automatically stopped if the deaerator reaches a high level.

A condensate storage and transfer system (CS & T) shall be provided. Make up water for the CS & T system will be supplied to the storage tank from the demineralised water system via a control valve controlled by the water level in the condensate storage tank. Condensate storage tank will have a working capacity equivalent to approximately, six hours of design make-up requirement.

Proper sampling and chemical injection system shall be provided for the condensate system.

5.3.4.2.2.Feed Water System

Boiler feed pumps will take suction from the deaerator. Feed water will be supplied to the HRSG as two separate feed water streams, an HP feed water stream and an IP feed water stream. The IP feed water will be taken from one of the lower pressure stages of the boiler feed pump so that one pump will provide the total feed water requirements. Separate and totally independent minimum flow recirculation control systems will be provided for each boiler feed pump.

The deaerated water storage tank shall have a capacity, at normal water level, sufficient to provide for at least 10 minutes running at continuous maximum rating.

Proper sampling and chemical injection system shall be provided for the feed water system. Provisions shall be provided for flushing and chemical cleaning.

5.4.ELECTRICAL SUPPLY SYSTEM

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.4.1. Generator Transformer (Main Transformer)

The generator transformer shall be rated to deliver the maximum continuous output of the generator on any tapping and over the primary voltage variations of which the generator is capable.
The generator transformer shall be provided with on-load tap changer with tapping range such as to permit operation of the generator at nominal voltage over the full real and reactive power capability of the generator when the HV (High Voltage) busbar voltage varies between the limits indicated in the Agreement for connection to the Grid.

In high voltage side of the transformer related surge arrester shall be provided.

5.4.2. Generator Main Connection

The main connection between the generator and the low voltage bushings of the generator transformer shall be of the isolated phase busduct type (i.e. a conductor and metallic sheath for each phase by an air gap).
Tee-off connection to the unit transformer and voltage transformer cubicles shall also be of the phase isolated type.

5.4.3. Electrical Auxiliary Supplies System

The electrical supply system shall be designed to give an adequate and reliable supply to the various items of plant together with the necessary standby supplies, lighting, air conditioning and miscellaneous services.
The particulars of the various supply system shall be as follows:

- 3-phase, 50HZ, neutral solidly grounded, high voltage with voltage and fault level specified in the Agreement for Connection to the Grid
- Generator voltage-this may be chosen by the company to provide the most economic system, the generator shall be grounded via a non-inductive resistor load distribution type transformer rated for a minimum time of 60 seconds.
- 6.6kV, 3 phases, 50 HZ, shall be grounded via a non-inductive resistor rated for continuous operation, the earth fault current shall be limited to 10 amps.
- Adequate power supply feeder in power plant shall be provided for immediate substation auxiliary load.

5.4.4. Auxiliary Supplies

Auxiliary loads of each gas turbine, steam unit, and common auxiliary shall be supplied from a unit transformer connected to the generator main bus duct via a tap connection. .Capacity of unit auxiliary transformer shall be considered for supply all load in power plant.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.4.5. Emergency Diesel Generators

The diesel generator unit(s) shall be capable of supplying emergency loads of the plant during the time that have been described in Grid Code. The diesel should automatically start on the failure of supply on each unit emergency board.

5.4.6. Control and Instrumentation A.C. Supplies

An independent secure A.C. power supply for each unit shall be provided. This supply shall be derived from inverters fed from 220V batteries and used to provide a reliable source of 50 Hz A.C. power for operation.
A control scheme shall transfer automatically the A.C. load from the inverter to a unit 400V standby supply upon failure of a running inverter. Operation of this transfer shall not affect the output of the main generating unit.
Facilities shall also be provided for transferring back to the inverter without affecting the unit output, in order to permit major maintenance.

5.4.7. Generator

5.4.7.1. Ratings

Each generator shall be in accordance with the requirements of this specification and shall conform to IEC 60034-1 and -3, except where modified by this specification. Power factor for Lag operation shall be 0.85 and in lead operation 0.95. The model for turbin-governer shall be accordance with the acceptable models in Iran grid management Co.

5.4.7.2. Operation

Each generator will be connected by a full isolated phase busbar system, to its own generator transformer, and will operate with its neutral earthed through a distribution type transformer whose secondary winding is loaded by a resistance.

5.4.7.3. Type and Design

The Static excitation is preferable. If cooling system of the generator would be hydrogen type, then hydrogen producing station in plant is preferably.

5.4.7.4. Stators

The stators' supports and mounting shall be designed to minimise the transmission of vibration to the foundations, cooler pipe work and other associated equipment.
The insulation of windings shall be class F and temperature rises shall be to class B standards.

5.4.7.5. Stator Terminal

The spacing of the terminal to form the neutral and accommodation under generator shall be adequate to mount the metering and protective gear transformers, before the stator point is formed.
The line terminals shall be suitable for the isolated phase busbar connections to the generator and unit transformer.

وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.4.7.6. Rotors

The rotor design shall avoid the use of an excessive number of small parts

5.4.7.7. Excitation

The generator excitation system shall mean the complete system for providing excitation to the generator including the associated controls modules and cubicles and all required ancillaries.

The system shall be designed and manufactured as per IEEE 421(only ST4B to ST7B, ST1A to ST3A, DC1A to DC3A, AC8B, AC7B, and AC1A to AC6A models are accepted.), ANSI C34.2 & ANSI C50.13, IEC 747-1 & IEC 741-2 and IEC 34. PSS (power system stabilizer) shall be designed as per IEEE 421.5 (only PSS1A, PSS2A, PSS2B, PSS3B and PSS4B models are accepted.)

5.4.7.8. Exciters

The exciters shall comply with the requirements of the main generators. The harmonics (TDH) of this system not excessed of permissive limit.

5.4.7.9. Rectifier Assembly

The rectifier equipment shall be so rated that with one diode in each bridge arm it can carry continuously the excitation current associated with the generator maximum continuous rated output at the highest temperature met within service.

In addition, it shall cater for the following conditions:

a) Sustained exciter ceiling voltage and current for 10 seconds.
b) Asynchronous operation for 5seconds at 0.2% slip.

Every care shall be taken to ensure equal voltage and current sharing among the diodes and each string shall be protected by fuses.

5.4.7.10. Automatic Excitation Control Equipment

The automatic excitation control equipment shall be mounted in a cubicle and shall be separate from the manual control equipment. It shall be so arranged that the automatic equipment can be electrically isolated from the manual control, so permitting maintenance to be carried out on the automatic equipment when the generator is under manual control.

The control system shall employ a fast response, continuously acting, electrical regulating device which shall be responsive to the generator line to line voltage, and any other signal necessary to maintain steady state and transient stability.

5.4.7.11. Manual Excitation Control Equipment

A motor operated control device shall be provided for manual control of the excitation within the specified operating condition of the generator. The device shall control the generator terminal voltage from 10% no-load voltage to 110% of rated voltage at full load and shall have sufficient fine control for synchronising purposes.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.4.7.12. PROTECTION & CONTROL for EXCITATION SYSTEM

Suitable output signals shall also be included for the remote field voltage field current and AVR safe indicators together with indicating lamps, control devices and control instruments, to be provided in the control room. IGMC recommendations related to selection and setting of protection and control devices shall be followed.

5.4.7.13. Lubrication system with RTDs at oil outlet

5.4.7.14. Starting system for each GTG

One Start-up frequency converter system for each GTG consists of:
SFC transformers with outdoor metal enclosure
Static frequency converter equipment
Control cubicles
Crossing board (used for more than one GTG unit only)

5.4.8. Electrical Protection

5.4.8.1. General Requirements

Sufficient electrical protection required for the main turbine generator units, generator transformers, unit transformers, short line between substation and step up transformer and station transformers shall be provided in order to ensure safe and normal operation of the plant and avoid unnecessary trips and shutdowns. Separate current transformer cores shall be supplied for the protection, instrumentation and metering. Redundancy philosophy shall be considered by 2 channel protection for all components such as function, power supply, trip and etc.

Protection equipment shall be designed to disconnect faulty circuit with speed and certainty, without interface with healthy circuits. Each protection relay system shall be so designed that it does not cause incorrect tripping of a circuit breaker if a fault occurs on the system outside the zone of protection associated with each set of relays.

The Company must co-ordinate tripping duties of all protective devices including those required for non-electrical equipment.

The current transformers for the protection and measurement shall fulfil the requirements of protective relays and measuring elements connected to them.

The IGMC requirement shall be followed by contractor.

5.4.8.2. Turbine Generator Protection

Suitable protection devices and relays for the turbine generators shall be provided.

5.4.8.3. Generator Transformer Protection

Suitable protection devices and relays for the generator transformer shall be provided.

5.4.8.4. Unit Transformer Protection

Suitable protection devices and relays for the unit transformers shall be provided.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.4.9. Metering and Instrumentation

5.4.9.1. Metering Equipment

Metering equipment shall be provided for the generators and generator transformers.
Both active and reactive power integrators shall be provided for above equipment. The equipment shall be mounted on a special metering panel which may be located in the equipment room adjacent to the control room.
For the 6600/400V auxiliary transformers active power integrator shall be supplied and installed locally.
The IGMC and Power Market requirement shall be followed by contractor.

5.4.9.2. Indication and Recording

Adequate functions shall be indicated or recorded in the control room to ensure safe and normal operation of the plant from central control room.

5.4.9.3. A.C. Motor Instruments

6.6KV motors shall have one ammeter with selector switch for indication of 3 phase currents.
All other essential motors shall have local ammeters.

5.4.10. Station earthling system

A station earth system shall be provided, together with all the station earthling connection up to and including the station earth electrodes. The earth connections shall be designed to pass the maximum fault current without flashover to adjacent metal objects.
The earth electrode shall be designed to have a resistance to generator mass of earth not exceeding 1 (one) ohm unless otherwise mutually agreed upon.
The earth electrode shall be designed to control both the step and touch voltages to safe levels.
Earthling system shall be also extended to the H.V. substation with a minimum of three adequately sized conductors.

5.4.11. Station lightning system

The Company shall supply and install a standard array of air terminals on the chimney and all buildings, cooling towers, together with the necessary conductors for connection to the station earth electrode. Particular care shall be taken to ensure that the design is free from undue chemical and electrolytic effects.

5.4.12. Generator Circuit Breaker

The circuit breaker shall be of the self-blast type and use SF6 as an insulating and arc extinguishing medium.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

The circuit breaker shall be trip-free and shall be equipped with antipumping device and shall be capable of operating under the range of ambient temperatures for indoor and outdoor type...
The circuit breaker with contacts open and insulating gas at atmospheric pressure shall be capable of withstanding an out-of-phase voltage across the terminals with the phase angle between two voltages continuously varying. All parts of the insulation structure, including those between phase and ground and across the open contacts, shall be of an inherently stable nature with minimum susceptibility to dielectric tracking.

The design of the operating mechanism shall be coordinated with circuit breaker design to ensure positive opening of the circuit breaker and circuit interruption weather the tripping impulse is received in the fully closed or partially closed positions.
For purposes of inspection and adjustment, means shall be provided to permit local operation of the circuit breaker.
SF6 gas shall be provided conforming to the requirements of IEC 376, suitable for use in the generator switch gear circuit breaker.
Dual trip coils shall be provided. One circuit (primary) will be wired in the normal breaker control scheme while the secondary circuit shall be wired to terminal blocks for external tripping signals. Both circuits shall include all necessary interlocks.

5.4.12.1. Disconnect Switch
The disconnect switch shall be a sliding tube type, air-insulated, gang motor driven with optional manual drive and each phase assembly shall be integrated with the specified circuit breaker into one single, tubular aluminium forming a straight section of the isolated phase bus.
Disconnect switch operation, electrically or manually, shall be interlocked with the circuit breaker and the grounding switch.
The disconnect switch shall have the same current-carrying capabilities as the circuit breaker.

5.4.12.2. Ground Switches
The grounding switches shall be rotary blade types, air-insulated, gang motor driven with optional manual drives, and shall be integrated with the circuit breaker and the disconnect switch into one single-phase, tubular aluminium enclosure forming a straight section of the isolated phase bus.
No making or breaking capabilities are required for the ground switches.

5.4.12.3. High voltage substation
According to the agreement, connection of power plant to the grid by high voltage substation shall be considered in the scope of work. Type (AIS/GIS) and Configuration of substation will be finalized as approved feasibility and network study.
The substation will include all indoor and outdoor equipment. The design, equipment purchasing and construction of substation shall be in accordance with TAVANIR and associated regional electric co. requirements.
The substation will include all indoor and outdoor equipment for the specified bays and

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

feeders as following:

- Bus bars (Short circuit rating: 50/40kA-1Sec as network study's requirement.)
- High voltage equipment including circuit breakers with single pole operation and central command,
- Disconnections/ earthing switches with single pole operation and central command,
- Current transformers
- Capacitive voltage transformers
- line traps with line matching unit
- lightning arresters with counter
- Substation Control and monitoring System (SCS system), DCS system with protocol of IEC61850
- Synchronizing Protection and Metering system
- Outdoor and indoor lighting system
- All connections and connectors accessories.
- All structures, gantries, anchor bolts, plates, template and fixing devices
- All insulators and its supporting / fixing devices
- Interconnection between various equipment's interconnection and interface between power plant & substation
- Grounding system
- Lightning protection system
- Lightning arrester for all incoming & outgoing feeders
- Complete P.L.C and telecommunication system and accessories
- Protection, control and measuring systems equipment
- Tele-protection between Power Plant and Substation, Substation and Upstream substation
- CCTV system for substation boundary fence.
- Event and Fault recording systems
- One Emergency Diesel Generator
- Two Auxiliary Transformers
- AC switchgear system
- Two sets of 110V battery system with 8 hours discharged time and one charger for each set of battery

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

- One set of 48V battery system with 8 hours discharged time and two sets of battery chargers
- WAMS (Wide Area Monitoring System) requirements shall be managed according to Iranian Grid Management Company.
- Fire detection system for substation building
- Manual firefighting system (CO2 and portable dry chemical extinguishers) for substation building
- All of the interface cables between power plant and substation
- Overhead line conductors and gantries/ high voltage cable from power plant main transformers to substation (with all connection and fitting accessories).
- Outgoing gantry for outgoing overhead line/high voltage cable toward National Grid with all connection and fitting accessories.
- Commercial Energy Meters for each incoming / outgoing feeders
- DTS and communication system between power plant, substation and upstream grid, SCC and AOC.
- SCADA system and relevant equipment such as RTU and etc. for power plant and substation.

5.5.CONTROL AND INSTRUMENTATION

5.5.1. Introduction

This section provides the control and supervisory system requirement to permit the safe and efficient operation of combined cycle power plant.
The power block includes gas turbines generator units associated with heat recovery steam generators and steam turbine generator unit.
The overall plant control system to be provided for each unit shall be a microprocessor based Distributed Control System (DCS) with adequate redundancy per manufacturer standard to ensure the system availability. All turbine generators, boilers and cooling system shall be controlled and supervised from a central control room (CCR).
Local control system for auxiliary plant (such as water treatment, auxiliary boiler, air compressor station, auxiliary cooling system ...) with monitoring the major items at the DCS in CCR shall be provided. Redundancy philosophy shall be considered in system design such as for DCS topology, communication, function, power supply, equipment and etc.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.5.2. Control System Requirement

The power block consisting of gas turbine generators, heat recovery steam generators, steam turbine generator, water/steam cycle, HV switchgear and the whole combined cycle shall be controlled by an integrated DCS unit.

Sufficient control and supervisory facilities shall be provided to enable the power block to operate in any of the following modes.

- Whole combined cycle in operation.
- Partial combined cycle in operation within technical limits (i.e. only one gas turbine with its heat recovery generator and the steam turbine generator working).
- Mixed operation mode (i.e. one gas turbine generator in open cycle and other in the combined cycle.)
- Both gas turbine generators in operation without having HRSG and STG in service.

Also the following points shall be foreseen in the control and supervisory system:

a) Trips shall be provided to protect the plant in the event of dangerous situation and also hardware tripping facilities such as emergency push button on the control desk in the C.C.R shall be foreseen.

b) Redundancy in the CPU and data communication serial link and power supply unit shall be foreseen.

c) Final element such as control valves/ dampers shall be designed to move to the safe position in case of failure.

d) Equipment rooms, panels and cable routs shall be segregated on a power basis, so that the risk of a fire affecting other equipment is minimised.

e) Easy access shall be provided for all components, equipment and systems to reduce down times during maintenance.

f) The control system structure shall be based on decentralised arrangement with hierarchical consideration at various control levels.

5.5.3. Power Dispatch System Control and Supervision

Control and supervisory interface facilities (marshalling cubicles, RTU, etc.) shall be provided to enable the power block to be remotely operated in safe and efficient manner from the Dispatch Centre.

IGMC shall issue the list of signals and communication required by Dispatch Centre at most within 6 months after Effective Date of the Contract. So the any required components shall be provided to cover the above mentioned IGMC guide line.

5.5.4. Standard

The work of this section shall be designed and performed according to internationally accepted standards and the manufacturer's code of practice. The IEC 61850 standard shall be followed as design criteria.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.5.5. Control Room Requirements

The control room shall be designed in such a way that the ergonomic requirements are satisfied,

5.5.6. Control and Instrumentation

The control and supervisory system to be provided for the power block shall be microprocessor base distributed control system with adequate redundancy to ensure availability.

5.5.7. Distributed Control System

The distributed control system (DCS) is a fully integrated digital electronic control system, comprising rack mounted interface equipment, video display unit work stations and data storage and processing facilities interconnected by a redundant data highway and CPU and operated by the system software in order to provide control, monitoring, protection and the data logging of the plant as well as satisfying the Dispatch Centre requirements (Remote control and Supervisory). Peripheral devices such as printers, hard copier and plotter are also included depending on the system requirements. Decentralised un-interruptible power supplies shall be also provided.

Monitoring functions shall be provided to receive the process information and facilitate the display of process values. The monitoring system shall have the hierarchical structure to provide the ideal type of display in every control situation. All information displayed shall be logically structured depending on whether the complete plant, individual plant areas, functional groups or individual measuring or control loops are concerned.

Displays of standard types shall be provided to be easily comprehended by the operator.

A complete software package shall be provided for functions such as central archiving and documentation, optimisation, performance and efficiency calculations, etc.

The system shall be able to calculate complex parameters such as efficiencies based on the process information to make decisions quickly and avoid any further discussion.

Performance calculating functions shall be provided to calculate the performance of each GTG and/or the block. This function shall include all facilities for performance calculating and for displaying and printing of the results.

The algorithm of performance calculations shall comply with the international standards normally applied for these software packages. The following performance calculations shall be provided as minimum requirements:

- Power block heat rate
- HRSG efficiency
- Gas Turbine efficiency
- Steam Turbine efficiency
- Cooling system performance

5.5.8. Scope of Automation

The level of automation shall allow minimum operator assistance for the following functions:

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

- Supervision and control of the common service facilities provided for the plant.
- Unit start-up, normal operation, connection to the grid system and unit shut down, whether normal or emergency.
- Automatic control of operation during abnormal operating conditions that endangers the safety of the plant.
- Station auxiliary electrical system supervision and control.
- On load testing of all control equipment, including a complete protection channel, without affecting or reducing plant operation.

5.5.9. Protection System

An emergency shutdown (ESD) facility shall be provided per manufacturer standard practice. The ESD shall be sufficiently hardwired to facilitate a safe shutdown of power plant unit in case of emergency trip.
Protection measures shall be provided which ensure the safety of the plant with maximum availability under any operating condition.
The safety of personnel, environment and equipment shall be ensured by means of interlocks, alarms and trip facilities.

5.5.10. Instrumentation

Instrumentation used in plant locations shall be selected for required accuracy, serviceability, availability from ranges of well proven equipment.
Sufficient redundancy for instruments shall be foreseen for protection purposes and also for important closed loops related to protection signals in order to ensure safe and normal operation.

5.6.AUXILIARY SYSTEMS

5.6.1. Fuel System

All facilities for the storage and distribution of fuel for gas turbines, auxiliary boiler and emergency diesels shall be provided by the Company.
The gas turbines and auxiliary boiler shall be fired by natural gas (Gas) as the main combustible and the gas oil (Back-up Fuel) shall be considered as emergency fuel. Gas oil will be the only fuel for the emergency diesel generators. Where Gas or Back-up Fuel pipes are routed below ground level they shall be located in lined trenches and in no case they shall be buried. The Company shall provide all equipment and accessories as required by the National Fire Protection Association Standards.
The Gas handling and transfer system shall include a flowmeter with totalising register in the supply pipe for each gas turbine unit.

5.6.2. Auxiliary Cooling Water System

The auxiliary cooling water system shall supply the cooling water to wherever required such as

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

Steam turbine generators lubricating oil coolers, Main steam turbine generators coolers, etc.
The auxiliary cooling system shall be so designed that they are protected against freezing either during operation or shut down of the power block at minimum ambient temperature during winter time.

5.6.3. Auxiliary Steam and Condensate Return System

The auxiliary steam system provides steam for Steam turbine gland sealing, Hogging steam jet air ejectors, Deaerator pegging and heating.
This system contains the package type auxiliary boiler(s), and ancillary equipment, condensate system, fuel system etc.

5.6.4. Water Supply and Treatment Systems

Raw water will be delivered at the boundary limit of the power plant with sufficient pressure to transfer to storage tank. One raw water storage tank with suitable capacity for power plant consumption, such as firefighting and service water will be provided.
A raw water pump house shall be provided close to the raw water storage reservoir to supply water for all plant requirements.
One chlorination package will be considered to chlorine raw water line which is fed to potable system.
A proper treatment system will be considered to produce demineralised water for the main water and steam cycle, auxiliary boiler make-up, chemical feed system make-up, closed circuit cooling water system make-up, etc.
Eye wash and emergency shower units shall be provided in the demineralisation plant.
The demineralisation plant will have a sufficient continuous water output for above mentioned consumption,
Demineralised water storage tank(s) shall have a total working capacity sufficient for approximately 24 hours operation of the combined cycle modules.

5.6.5. Compressed Air System

The function of the compressed air system is to provide service and instrument air for all uses in the power plant. The service and instrument air requirements for the plant shall be supplied from a central compressed air facility. This system shall include all necessary equipment to satisfy the requirement of the Power Plant.

The outlet header from the receivers will supply air directly to the service air distribution system and air through the filter and dryer units to the instrument air distribution system.

5.6.6. Nitrogen System

The function of the nitrogen system is to store and provide sufficient supply of nitrogen for blanketing the HRSGs' deaerators and auxiliary boiler and any other equipment requiring corrosion protection during anticipated long term unit shutdown/laying up or when drained for maintenance.

وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.6.7. Fire Fighting, Detection and Alarm System

The function of the system is to provide detection and alarm in the event of a fire, and to provide supply of cooling and fire extinguishing medium to the seat of the fire and surrounding equipment by manual or automatic means. The intent is to stop further spread of fire and extinguish the fire.

The following firefighting systems shall be provided (for the gas turbine generators refer to item 5.1.1.2.8 of this document):

a) One high pressure water system supplying followings:
   1. Hydrants (indoor and outdoor), sprayers for cooling Back-up Fuel storage tanks and for feeding the foam system of these tanks. A low expansion foam system shall be provided for Back-up Fuel storage tanks.
   2. Automatic deluge water spray systems for transformers.
   3. Other systems according to latest version of NFPA-850

b) Suitable extinguishing equipment for use in the switchgear rooms

c) Suitable extinguishing equipment for the cable rooms

d) Suitable firefighting system for other parts of the plant according to latest version of NFPA-850.

d) Portable extinguishers

e) Firefighting tools and equipment including fire jackets, breathing and resuscitation apparatus.

In the high pressure water system following pumps shall be provided in the pump house:

- One 100% duty electric motor driven pump (main pump)
- One 100% duty diesel engine driven pump (stand-by pump
- Two 100% duty electric motor driven jockey pumps

All plant and buildings shall be designed to minimise the possibility of fire hazards originating from them or spreading to them from a fire in the vicinity.

A fire detection and alarm system shall be provided complete with a central panel having audible and visual alarms and showing the location of the fire. The main panel shall be in the control room and duplicate panel shall be positioned in the fire station office. The alarm scheme shall include alarms to indicate the failure of flow from any fire pump. Each fire detection system shall cover a specified zone. The detection system shall cut off fuel, electrical and air supplies where applicable. All cabling for fire detection, alarm and fighting purposes shall be routed along safe paths, be segregated from normal cabling and shall be of the fire resistant type.

5.6.8. Heating, Ventilation and Air Conditioning System (HVAC)

Appropriate heating, air conditioning and ventilation system shall be used in the power plant

5.6.9. Chemical Dosing and Sampling

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.6.9.1. Chemical Dosing

Complete chemical high and low pressure dosing plants shall be provided. Each including pumps, chemical feeders, mixing tanks and all accessories and instruments, for high pressure dosing in the HRSG and auxiliary boiler drums and low pressure dosing to the deaerator outlet and outlet of condensate polishing plant.

5.6.9.2. Sampling

Steam and water samples that are to be taken from all different sampling points for periodic checks and analysis shall be directly piped to a sampling rack or locally taken by grab sampling. Sampling rack shall have reasonable equipment and facilities for carrying out of the necessary tests. For the fluids, which are grab sampled suitable testing and analysing facilities shall be provided in the laboratory.

5.6.10. Chemical Laboratory

The power plant chemical laboratory shall be equipped with suitable test devices to fit the requirements of the plant.

5.6.11. Waste Water Treatment and Disposal System

All power plant wastes shall be so treated or disposed to avoid environmental pollution. The sanitary sewage from the plant shall be treated in the sewage treatment plant. Treated effluent shall be disposed or used for irrigation purposes. Remained sludge shall be dewatered. The produced cakes shall be transferred and/or buried in a suitable point outside of the power station consistent with IRAN DOE'S regulations.

For oil polluted & industrial waste water that will be generated within the plant, the collection, treatment (so that it can safely be discharged) and disposal systems and facilities shall be provided.

In disposal system section, it is necessary to consider the waste water treatment system, Evaporation pond, sewage treatment and irrigation system.

5.6.12. Cranes and Hoists

Elevators, cranes, hoists and monorails shall be provided for access to plant and the necessary lifting facilities for maintenance of equipment.

5.6.13. Maintenance Workshop

An appropriate workshop shall be provided for the maintenance of the power station equipment.

5.7.CIVIL WORKS

5.7.1. Scope

All civil works design, engineering, supply of material and construction shall be done by the Company.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

5.7.2. Design and Engineering

All design and engineering works such as arrangements, calculations, preparation of drawings shall be made in accordance to the following codes and standards:

I. Iranian Codes, Regulations & Standards

- INBR Iranian National Building Regulations, all sections
- ISIRI Institute of Standard and Industrial Research of Iran
- STD. 2800 Iranian code of practice for seismic resistant design of buildings (Standard N'.2800)
- PMPO Publications of Management and Planning Organization

II. The US Codes, Regulations & Standards

- AASHTO American Association of Highway and Transportation Officials
- ACI American Concrete Institute
- AISC American Institute for Steel Construction
- API American Petroleum Institute
- ASCE American Society of Civil Engineering
- ASTM American Society for Testing and Materials
- AWS American Welding Society
- NFPA National Fire protection Association
- RCSC Research Council on Structural Connections
- SSPC The Society of Protective Coatings
- IBC International Building Code

5.7.3. Specifications

The following shall be taken into consideration in the design and construction of the power plant.

5.7.3.1. Geotechnical Investigations

The detailed soil investigation consisting of drilling boreholes (as a grid to cover the whole site area under construction), testing of samples to define the subsurface soil and rock conditions, analysing the results should be done by the Company.

The recommendations of geotechnical studies report about environmental effects should be considered in design and construction.

5.7.3.2. Seismic Resistant Design of Structures

Seismic risk study shall be carried out by the Company.

Seismic analysis of structures should be in accordance to the latest edition of Iranian standard No. 2800 and the items stated below by using data from seismic risk study.

Important factor corresponding to group "Very High" shall be regarded for all buildings.

For purposes of seismic design the structures in the power plant are classified into "Major" structures and "Ordinary (minor)" structures. Seismic design shall conform to stipulations for major structures and for ordinary structures. The following structures in the power plant are classified as "Major" structures.

1. Turbine Hall & CW Pump House
2. TG foundation

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

3. Cooling tower or ACC cooling system structure
4. HRSG and stack
5. Switchgear buildings
6. Central control building
7. Platform of Turbine Hall supporting permanent equipment.

All other structures are classified as "Ordinary (minor)" structures.

The Company shall recommend based on his study, the intensities of seismic forces to be considered for major structures for "Design Basis Earthquake (DBE) and "Operational Basis Earthquake (OBE)".

The "Design Basis Earthquake (DBE)" shall be that earthquake which has a 10% probability of being exceeded during the life of the plant (50 years).

The "Operational Basis Earthquake (OBE)" shall be that earthquake which has a 64% probability of being exceeded during the life of the plant (50 years).

Ordinary structures may be designed using static equivalent method described in ISIRI No. 2800 and the ground acceleration for all risk levels shall be obtained from seismic risk study.

5.7.3.3. Wind Loading

The design wind loading should be based on a basic wind speed. Wind loading for the structural design shall be in accordance with the maximum value of latest edition of Iranian National Building Regulations (INBR), Vol 6.

5.7.3.4. Concrete Works

Concrete works design and construction should be in accordance with internationally accepted code and standards.

5.7.3.5. Structural Steel Works

Steel structures design and construction should be in accordance with internationally accepted code and standards.

5.7.3.6. Flood control system

For protection of the plant area affected by run-off from power plant outside the boundary, suitable flood control system shall be provided by the Company to meet functional requirement.

5.7.3.7. Architectural Works

Architectural design of technical and non-technical buildings preferably should be in accordance with best available material and climate condition of the Power Station.

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

PERFORMANCE DATA OF MAIN EQUIPMENT

1. *GAS TURBINE , GENERATOR AND AUXILIARIES*

No. of gas turbine in each power block .....

1.1 **Rating of each Gas Turbine Generator Unit at transformer HV bushing terminal:**

❶

Gas turbine at ISO conditions
15°C ambient, at sea level 1 bar, 60% relative humidity (ISO) (simple cycle operation)

No.	Description		Gas	Back-up Fuel	Unit
1	Base load rating				KW
2	Peak load rating				KW
3	Heat rate at base load				KJ/KWh
4	Heat rate at peak load				KJ/KWh
5	Inlet air pressure drop on which ratings and heat consumption have been based				mbar
6	Exhaust gas pressure drop on which ratings and heat consumption have been based				mbar
7	Required inlet pressure of fuel	MIN			bar
		MAX			bar
8	Exhaust gas temp:				°C
9	Time required from cold start to synchronising under normal conditions				min
10	Time required from synchronising to full load under normal conditions				min
11	Time required from cold start to full load under emergency condition				min
12	If number of starting attempts are limited, state maximum number during any single starting period				
13	Nox Emission				ppmvd
14	Method of Nox Control				
15	Demin. Water Injection Mass Flow Rate (In Case of Water Injection for Nox Control)				Kg/h

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

1.2

❷

Gas turbine at Site conditions of .....°C ambient, ... m above sea level, ...% relative humidity
Note: Two figures shall be given for each item (first for the simple and second for combined cycle mode of operation)

No.	Description	Gas		Back-up Fuel		Unit
		simple cycle	combined cycle	simple cycle	combined cycle	
1	Base load rating					KW
2	Peak load rating					KW
3	Heat rate at base load					KJ/KWh
4	Heat rate at peak load					KJ/KWh
5	Heat rate at 75% load (at base load)					KJ/KWh
6	Heat rate at 50% load (at base load)					KJ/KWh
7	Heat rate at 25% load (at base load)					KJ/KWh
8	Exhaust gas temp:					°C
9	Availability (at site and load condition)					%
10	Inlet air pressure drop					mbar
11	Exhaust gas pressure drop					mbar
12	house load capability					
13	AGC Capability					Confirm
14	Governer Droop					%
15	Control Frequency					confirm
16	Ramp ratio					MW/min
17	Noise Enclosure for Gas Turbine					dB(A)

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

1.3	AC GENERATOR AND EXCITATION					
	No.	Description				Unit
	1	Maximum continuous output				MW
	2	Maximum continuous rating at 0.8 lagging power factor when delivering above output				MVA
	3	Maximum Continuous rating at 0.8 leading power factor when delivering above output				MVA
	4	Rated terminal voltage				KV
	5	Range of voltage for rated output at rated power factor lagging				%
	6	Rated phase current (lagging P.F.)				A
	7	Generator conventional efficiencies at rated power factor				
		at 100% load				%
		at 75% load				%
		at 50% load				%
		at 25% load				%
	8	Short circuit ratio(SCR) shall be up to 0.5				%
1.4	MAIN TRANSFORMER					
	1	Continuous rating				MVA
	2	Efficiency at rated voltage and power factor and on the tap giving the maximum losses: at 100% of rated MVA				%
	3	vector Group				
	4	short circuit impedance				UK%
	5	On load tap changer on the HV side and number of tap		HV	LV	Step
			On load			
			off load			
1.5	UNIT TRANSFORMER					
	1	Continuous rating				MVA
	2	Efficiency at rated voltage and power factor and on the tap giving the maximum losses: at 100% of rated MVA				%
	3	vector Group				
	4	short circuit impedance				UK%

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

2	*STEAM TURBINE, GENERATOR AND AUXILIARIES*								
	No. of combined cycle power blocks :								
2.1	**Steam turbine (at Site condition)**								
	No.	Description		Gas Turbine Runnig on fuel gas		Gas Turbine Runnig on fuel oil		unit
				Base load	Peak Load	Base load	Peak Load	
	1	Output at transformer HV bushing terminals						KW
	2	Output of Power Station relevant to one complete Block						KW
	3	Steam flows:	HP turbine inlet					Kg/hr
			IP turbine inlet					Kg/hr
			LP turbine inlet					Kg/hr
			Steam to condenser					Kg/hr
	4	Steam temperature	HP turbine inlet					°C
			IP turbine inlet					°C
			LP turbine inlet					°C
			Steam to condenser					°C
	5	Condensate temperature						°C
	6	Pressures	Steam at HP turbine inlet					bar
			Steam at IP turbine inlet					bar
			Steam at LP turbine inlet					bar
			Steam outlet from LP turbine					bar
			Correction curve for output against pressure , temperature and flow rate of HP,IP,LP and condenser pressure					bar
	7	Air temp. and flow						°C,Kg/hr
	8	Flue gas temp. and flow rate at each gas turbine Outlet						°C,Kg/hr
	9	No. of gas turbines in operation						
	10	Load of gas turbine generators						KW
	11	Net output of One Block						KW
	12	Operating characteristic for cold start-up:	Min. time on turning gear prior to starting					min
			Min. time from starting to synchronous speed					min
			Max. loading rate					MW/min
			Min. time from starting to reach base load rating					min
			Max. superheater temperature for above time					°C

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

13	Operating characteristic for warm start-up	Min. time on turning gear prior to starting					min
		Min. time from starting to synchronous speed					min
		Max. loading rate					MW/min
		Min. time from starting to reach base load rating					min
		Max. superheater temperature for above times					°C
14	Operating characteristic for hot start-up	Min. time on turning gear prior to starting					min
		Min. time from starting to synchronous speed					min
		Max. loading rate					MW/min
		Min. time from starting to reach base load rating					min
		Max. superheater temperature for above times					MW/min
15	Restart after trip	Min. time from starting to synchronous speed					min
		Min. time from starting to reach full load					min
		Max. loading rate					MW/min
16	Run down	Time to turn down from rated speed to rest after trip on free run down					min
		Min. time to run down from rated speed to rest after trip by breaking vacuum					min
		Max. speed at which vacuum may be broken					%
		Min. load at which unit can be continuously operate					%

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

	17	Nominal performance	Steam flow at TSV(Turbine stop valve) inlet					Kg/hr
			Absolute steam press at TSV inlet					bar
			Steam Temperature at TSV inlet					°C
			Absolute pressure in condenser					bar
			Power output at transformer HV bushing terminals					MW
			Correction curve for output against pressure , temperature and flow rate of HP,IP,LP and condenser pressure					confirm
	18	Maximum performance	Steam flow at TSV inlet					Kg/hr
			Absolute steam pressure at TSVinlet					bar
			Steam temperature at TSV inlet					°C
			Absolute pressure in condenser					bar
	19	Raw Water Consumption of the Whole Plant						Kg/hr
	20	Governer Droop						%
	21	AGC Capability						confirm
	22	Control Frequency						confirm
	23	Ramp ratio						MW/min
	24	house load cappability						
	25	Noise Enclosure for Steam Turbine						dB(A)

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

2.2 AC GENERATOR AND EXCITATION

No.	Description		Unit
1	Maximum continuous output		MW
2	Maximum continuous rating at 0.8 lagging power factor when delivering above output		MVA
3	Maximum Continuous rating at 0.8 leading power factor when delivering above output		MVA
4	Rated terminal voltage		KV
5	Range of voltage for rated output at rated power factor lagging		%
6	Rated phase current (lagging P.F.)		A
7	Generator efficiencies at rated power factor		
	at M.C.R.		%
	at 75% M.C.R.		%
	at 50% M.C.R.		%
	at 25% M.C.R.		%
8	Short circuit ratio(SCR) shall be up to 0.5		

2.3 MAIN TRANSFORMER

1	Continuous rating				MVA
2	Guaranteed noise level with fans in operation in a distance of 1m				dB(A)
3	Efficiency at rated voltage and power factor and on the tap giving the maximum losses: at 100% of rated MVA				%
4	vector Group				UK%
5	short circuit impedance				%
6	On load tap changer on the HV side and number of tap		HV	LV	Step
		On load			
		off load			

2.4 STATION/UNIT TRANSFORMER (if applicable)

1	Continuous rating				MVA
2	Guaranteed noise level with fans in operation in a distance of 1m				dB(A)
3	Efficiency at rated voltage and power factor and on the tap giving the maximum losses: at 100% of rated MVA				%
4	vector Group				
5	short circuit impedance				UK%
6	On load tap changer on the HV side and number of tap		HV	LV	Step
		On load			
		off load			

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

3	*HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR (HRSG)*				
	No. of HRSG(s) in each power block				
3.1	❶				
	Service life of HRSG				
	Normal and worst acceptable situation of HRSG water analysis shall be mentioned here below: Note: For items 1 to 9 mentioned here below two figures one for Gas and the other for Back-up Fuel oil firing shall be given.				
			HP	IP	LP	
	1	Maximum continuous Rating				Kg/sec
	2	Rated temperature at superheater outlet				°C
	3	Rated pressure at superheater outlet				bar
	4	Rated temperature of feed water				°C
3.2	❷					
	5	Flue gas flow:	Base Load	Peak Load		
	1	Outlet from each gas turbine			Kg/hr	
	2	Inlet to each H.R.S.G			Kg/hr	
3.3	❸					
	6	Flue gas temperature at:	Base Load	Peak Load		
	1	Outlet from gas turbine			°C	
	2	Chimney			°C	
3.4	❹					
	7	**HP Steam**	Gas	Back-up Fuel		
	1	Flow (superheater)				Kg/hr
	2	Superheater outlet temperature				°C
	3	Pressures (absolute)				Kg/hr
	4	Drum pressure (absolute)				°C
	5	HRSG outlet pressure (absolute)				bar

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

3.6		❺			
	8	**IP Steam**	Gas	Back-up Fuel	
	1	Flow (superheater)			Kg/hr
	2	Superheater outlet temperature			°C
	3	Pressures (absolute)			Kg/hr
	4	Drum pressure (absolute)			°C
	5	HRSG outlet pressure (absolute)			bar
3.6		❻			
	9	**LP Steam**	Gas	Back-up Fuel	
	1	Flow (superheater)			Kg/hr
	2	Superheater outlet temperature			°C
	3	Pressures (absolute)			Kg/hr
	4	Drum pressure (absolute)			°C
	5	HRSG outlet pressure (absolute)			bar

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

4	*CONDENSER*						
4.1	**Performance for each condenser (at different loads of steam turbine at design ambient temperature ..... °C):**						
	No.			100%Base Load Rating	75%Base Load Rating	50%Base Load Rating	Unit
	1	Turbine exhaust steam flow					kg/hr
	2	Turbine exhaust steam enthalpy					KJ/Kg
	3	Exhaust steam pressure at turbine exhaust flange					bar
	4	Turbine exhaust steam quality					%
	5	Heat Load					KW
	6	Maximum dissolved oxygen					ppb
	7	Condensate temp.					°C
	8	Circulating water:	flow				Kg/sec
			temperature				°C
			pressure				bar
	Note: Similar information shall be submitted for 0 °C , 15 °C and maximum ambient air temperatures also.						
5	*Guarantee Value*						
	Please refer to schedule 2 for guaranteed values.						

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

PERFORMANCE DATA OF MAIN EQUIPMENT

1 *GAS TURBINE , GENERATOR AND AUXILIARIES*

No. of gas turbine in each power block .....

1.1 **Rating of each Gas Turbine Generator Unit at transformer HV bushing terminal:**

❶

Gas turbine at ISO conditions
15°C ambient, at sea level 1 bar, 60% relative humidity (ISO) (simple cycle operation)

No.	Description		Gas	Back-up Fuel	Unit
1	Base load rating				KW
2	Peak load rating				KW
3	Heat rate at base load				KJ/KWh
4	Heat rate at peak load				KJ/KWh
5	Inlet air pressure drop on which ratings and heat consumption have been based				mbar
6	Exhaust gas pressure drop on which ratings and heat consumption have been based				mbar
7	Required inlet pressure of fuel	MIN			bar
		MAX			bar
8	Exhaust gas temp:				°C
9	Time required from cold start to synchronising under normal conditions				min
10	Time required from synchronising to full load under normal conditions				min
11	Time required from cold start to full load under emergency condition				min
12	If number of starting attempts are limited, state maximum number during any single starting period				
13	Nox Emission				ppmvd
14	Method of Nox Control				
15	Demin. Water Injection Mass Flow Rate (In Case of Water Injection for Nox Control)				Kg/h

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

1.2

❷

Gas turbine at Site conditions of .....°C ambient, ... m above sea level, ...% relative humidity

Note: Two figures shall be given for each item (first for the simple and second for combined cycle mode of operation)

No.	Description	Gas		Back-up Fuel		Unit
		simple cycle	combined cycle	simple cycle	combined cycle	
1	Base load rating					KW
2	Peak load rating					KW
3	Heat rate at base load					KJ/KWh
4	Heat rate at peak load					KJ/KWh
5	Heat rate at 75% load (at base load)					KJ/KWh
6	Heat rate at 50% load (at base load)					KJ/KWh
7	Heat rate at 25% load (at base load)					KJ/KWh
8	Exhaust gas temp:					°C
9	Availability (at site and load condition)					%
10	Inlet air pressure drop					mbar
11	Exhaust gas pressure drop					mbar
12	house load capability					
13	AGC Capability					Confirm
14	Governer Droop					%
15	Control Frequency					confirm
16	Ramp ratio					MW/min
17	Noise Enclosure for Gas Turbine					dB(A)

1.3	AC GENERATOR AND EXCITATION			
	No.	Description		Unit
	1	Maximum continuous output		MW
	2	Maximum continuous rating at 0.8 lagging power factor when delivering above output		MVA
	3	Maximum Continuous rating at 0.8 leading power factor when delivering above output		MVA
	4	Rated terminal voltage		KV
	5	Range of voltage for rated output at rated power factor lagging		%
	6	Rated phase current (lagging P.F.)		A
	7	Generator conventional efficiencies at rated power factor		
		at 100% load		%
		at 75% load		%
		at 50% load		%
		at 25% load		%
	8	Short circuit ratio(SCR) shall be up to 0.5		%

1.4	MAIN TRANSFORMER					
	1	Continuous rating				MVA
	2	Efficiency at rated voltage and power factor and on the tap giving the maximum losses: at 100% of rated MVA				%
	3	vector Group				
	4	short circuit impedance				UK%
	5	On load tap changer on the HV side and number of tap		HV	LV	Step
			On load			
			off load			

1.5	UNIT TRANSFORMER			
	1	Continuous rating		MVA
	2	Efficiency at rated voltage and power factor and on the tap giving the maximum losses: at 100% of rated MVA		%
	3	vector Group		
	4	short circuit impedance		UK%

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

2	*STEAM TURBINE, GENERATOR AND AUXILIARIES*							
	No. of combined cycle power blocks :							
2.1	**Steam turbine (at Site condition)**							
No.	Description		Gas Turbine Runnig on fuel		Gas Turbine Runnig on fuel oil		unit
			Base load	Peak Load	Base load	Peak Load	
1	Output at transformer HV bushing terminals						KW
2	Output of Power Station relevant to one complete Block						KW
3	Steam flows:	HP turbine inlet					Kg/hr
		IP turbine inlet					Kg/hr
		LP turbine inlet					Kg/hr
		Steam to condenser					Kg/hr
4	Steam temperature	HP turbine inlet					°C
		IP turbine inlet					°C
		LP turbine inlet					°C
		Steam to condenser					°C
5	Condensate temperature						°C
6	Pressures	Steam at HP turbine inlet					bar
		Steam at IP turbine inlet					bar
		Steam at LP turbine inlet					bar
		Steam outlet from LP turbine					bar
		Correction curve for output against pressure , temperature and flow rate of HP,IP,LP and condenser pressure					bar
7	Air temp. and flow						°C,Kg/hr
8	Flue gas temp. and flow rate at each gas turbine Outlet						°C,Kg/hr
9	No. of gas turbines in operation						
10	Load of gas turbine generators						KW
11	Net output of One Block						KW
		Min. time on turning gear prior to starting					min

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

12	Operating characteristic for cold start-up:	Min. time from starting to synchronous speed					min
		Max. loading rate					MW/min
		Min. time from starting to reach base load rating					min
		Max. superheater temperature for above time					°C

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

13	Operating characteristic for warm start-up	Min. time on turning gear prior to starting					min
		Min. time from starting to synchronous speed					min
		Max. loading rate					MW/min
		Min. time from starting to reach base load rating					min
		Max. superheater temperature for above times					°C
14	Operating characteristic for hot start-up	Min. time on turning gear prior to starting					min
		Min. time from starting to synchronous speed					min
		Max. loading rate					MW/min
		Min. time from starting to reach base load rating					min
		Max. superheater temperature for above times					MW/min
15	Restart after trip	Min. time from starting to synchronous speed					min
		Min. time from starting to reach full load					min
		Max. loading rate					MW/min
16	Run down	Time to turn down from rated speed to rest after trip on free run down					min
		Min. time to run down from rated speed to rest after trip by breaking vacuum					min
		Max. speed at which vacuum may be broken					%
		Min. load at which unit can be continuously operate					%

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

17	Nominal performance	Steam flow at TSV(Turbine stop valve) inlet						Kg/hr
		Absolute steam press at TSV inlet						bar
		Steam Temperature at TSV inlet						°C
		Absolute pressure in condenser						bar
		Power output at transformer HV bushing terminals						MW
		Correction curve for output against pressure , temperature and flow rate of HP,IP,LP and condenser pressure						confirm
18	Maximum performance	Steam flow at TSV inlet						Kg/hr
		Absolute steam pressure at TSVinlet						bar
		Steam temperature at TSV inlet						°C
		Absolute pressure in condenser						bar
19	Raw Water Consumption of the Whole Plant							Kg/hr
20	Governer Droop							%
21	AGC Capability							confirm
22	Control Frequency							confirm
23	Ramp ratio							MW/min
24	house load cappability							
25	Noise Enclosure for Steam Turbine							dB(A)

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

2.2

AC GENERATOR AND EXCITATION

No.	Description		Unit
1	Maximum continuous output		MW
2	Maximum continuous rating at 0.8 lagging power factor when delivering above output		MVA
3	Maximum Continuous rating at 0.8 leading power factor when delivering above output		MVA
4	Rated terminal voltage		KV
5	Range of voltage for rated output at rated power factor lagging		%
6	Rated phase current (lagging P.F.)		A
7	Generator efficiencies at rated power factor		
	at M.C.R.		%
	at 75% M.C.R.		%
	at 50% M.C.R.		%
	at 25% M.C.R.		%
8	Short circuit ratio(SCR) shall be up to 0.5		

2.3

MAIN TRANSFORMER

1	Continuous rating				MVA
2	Guaranteed noise level with fans in operation in a distance of 1m				dB(A)
3	Efficiency at rated voltage and power factor and on the tap giving the maximum losses: at 100% of rated MVA				%
4	vector Group				UK%
5	short circuit impedance				%
6	On load tap changer on the HV side and number of tap		HV	LV	Step
		On load			
		off load			

2.4

STATION/UNIT TRANSFORMER (if applicable)

1	Continuous rating		MVA
2	Guaranteed noise level with fans in operation in a distance of 1m		dB(A)

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

3	Efficiency at rated voltage and power factor and on the tap giving the maximum losses: at 100% of rated MVA				%
4	vector Group				
5	short circuit impedance				UK%
6	On load tap changer on the HV side and number of tap		HV	LV	Step
		On load			
		off load			

3	***HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR (HRSG)***				
	No. of HRSG(s) in each power block				
3.1	❶				
	Service life of HRSG				
	Normal and worst acceptable situation of HRSG water analysis shall be mentioned here below: Note: For items 1 to 9 mentioned here below two figures one for Gas and the other for Back-up Fuel oil firing shall be given.				
		HP	IP	LP	
	1 Maximum continuous Rating				Kg/sec
	2 Rated temperature at superheater outlet				°C
	3 Rated pressure at superheater outlet				bar
	4 Rated temperature of feed water				°C
3.2	❷				
	5 Flue gas flow:	Base Load	Peak Load		
	1 Outlet from each gas turbine			Kg/hr	
	2 Inlet to each H.R.S.G			Kg/hr	
3.3	❸				
	6 Flue gas temperature at:	Base Load	Peak Load		
	1 Outlet from gas turbine			°C	
	2 Chimney			°C	
3.4	❹				
	7 **HP Steam**	Gas	Back-up Fuel		
	1 Flow (superheater)				Kg/hr
	2 Superheater outlet temperature				°C
	3 Pressures (absolute)				Kg/hr
	4 Drum pressure (absolute)				°C
	5 HRSG outlet pressure (absolute)				bar

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

3.5		❺			
	8	**IP Steam**	Gas	Back-up Fuel	
	1	Flow (superheater)			Kg/hr
	2	Superheater outlet temperature			°C
	3	Pressures (absolute)			Kg/hr
	4	Drum pressure (absolute)			°C
	5	HRSG outlet pressure (absolute)			bar
3.6		❻			
	9	**LP Steam**	Gas	Back-up Fuel	
	1	Flow (superheater)			Kg/hr
	2	Superheater outlet temperature			°C
	3	Pressures (absolute)			Kg/hr
	4	Drum pressure (absolute)			°C
	5	HRSG outlet pressure (absolute)			bar

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی

4	*CONDENSER*						
4.1	**Performance for each condenser (at different loads of steam turbine at design ambient temperature ..... °C):**						
	No.			100%Base Load Rating	75%Base Load Rating	50%Base Load Rating	Unit
	1	Turbine exhaust steam flow					kg/hr
	2	Turbine exhaust steam enthalpy					KJ/Kg
	3	Exhaust steam pressure at turbine exhaust flange					bar
	4	Turbine exhaust steam quality					%
	5	Heat Load					KW
	6	Maximum dissolved oxygen					ppb
	7	Condensate temp.					°C
	8	Circulating water:	flow				Kg/sec
			temperature				°C
			pressure				bar
	Note: Similar information shall be submitted for 0 °C , 15 °C and maximum ambient air temperatures also.						
5	*Guarantee Value*						
	Please refer to schedule 2 for guaranteed values.						

جمهوری اسلامی ایران
وزارت نیرو
معاونت برق و انرژی