

個別技術要件 「周波数変動時の発電出力 一定維持・低下限度」 中小規模火力発電用原動機 における技術検討結果ご報告

2023年6月7日

(一社) 日本電機工業会
(一社) 日本ガス協会
(一財) コージェネレーション・エネルギー高度利用センター

個別技術要件「周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度」につき、火力の特別高圧100MW未満(沖縄は35MW未満)、高圧・低圧の全容量への適用が検討されているが、その対象に含まれる中小規模の発電用原動機の対応可否について検討した。

1. 個別技術要件「周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度」の検討 ②発電側の対策

4

- 発電事業者が取り得る対策として、以下の(1)を検討した。

(1) 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度

(対象電源種：火力発電設備およびコジェネ設備)

対象容量：火力：特別高圧：100MW未満(沖縄は35MW未満)※、高圧・低圧：全容量
※100MW以上(沖縄35MW以上)の火力発電設備については、2023年4月要件化予定

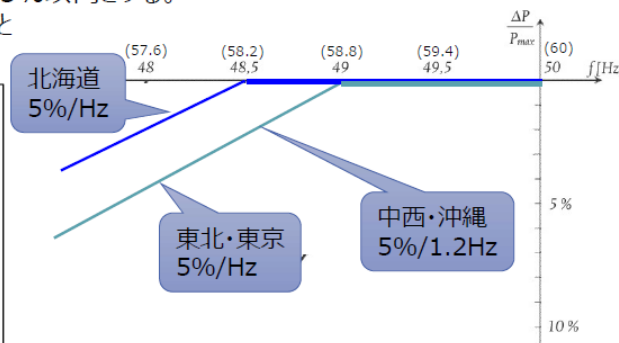
コジェネ設備：全電圧、全容量)

周波数低下時に発電出力の低下幅を限定することや一度出力低下しても回復するための出力低下防止機能を規定する。

許容する低下幅は、49Hz(北海道:48.5Hz、60Hz系統:58.8Hz)までは0%、
49Hz(北海道:48.5Hz、60Hz系統:58.8Hz)以下については、
1Hz(60Hz系統:1.2Hz)低下するごとに5%以内とする。

※100(沖縄35)MW以上の火力発電設備と
同様の内容を規定する。

<参考> 東京電力PG系統連系技術要件 特別高圧
「2 運転可能周波数」で下記の内容が既に要件化されている。
発電設備の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は、
次のとおりとしています。
連続運転可能周波数：48.5Hzを超え 50.5Hz 以下
運転可能周波数：47.5Hz 以上 51.5Hz 以下
周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hzでは10分程度以上、
48.0Hzでは1分程度以上とすること。
周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルを47.5Hz、
検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。
(協調が取れる範囲の最大値：2秒以上)



ご報告内容

1. 自家用発電設備の概要
 - ① 発電用原動機の種類と運用目的
 - ② ガスタービンの種類と特長
 - ③ ガスエンジンの種類と特長
2. 要件案に対する技術的検討
 - ① 周波数低下時におけるガスタービンの課題と対策
 - ② 周波数低下時におけるガスエンジンの課題と対策
3. 要件案に対する経済的検討
4. 国内自家発火力の種類と発電電力量
5. 発電出力維持要件に関する欧米グリッドコードとの比較
6. 要件案への修正要望

1. 自家用発電設備の概要

① 発電用原動機の種類と運用目的

中小規模の自家用発電設備は、適用目的・運用の考え方により、下記の各種原動機が用いられている。

特にガスタービンおよびガスエンジンが多用される中小規模の自家発電設備については、適用目的である「エネルギー利用の効率化」の側面から、**常時定格運転によるエネルギー利用効率の最大化**を前提に設計・運用されている。

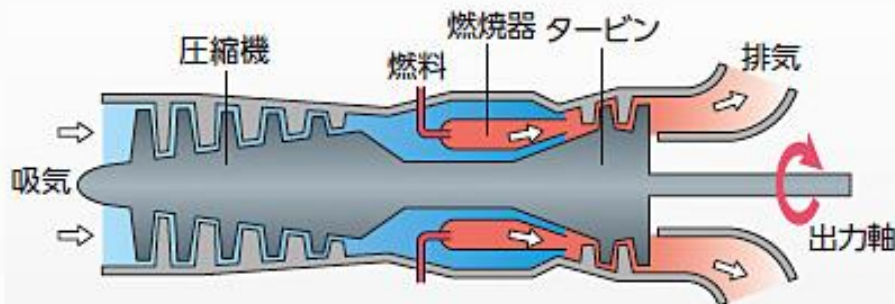
種類	蒸気タービン	ガスタービン	ガスエンジン	ディーゼルエンジン
適用目的	エネルギー利用の効率化	エネルギー利用の効率化 (産業用、地域冷暖房)	エネルギー利用の効率化 (民生用、産業用)	非常用予備電源
出力規模	100～100,000kW (比較的大規模)	500～55,000kW (中～小規模)	5～12,000kW (比較的小規模)	100～8,000kW (比較的小規模)
起動時間	長	中	短	短
熱電併給	ほぼ無し	多くが採用	多くが採用	ほぼ無し
運用形態	一定の出力調整を想定	常時定格運転を想定	常時定格運転を想定	常時停止

1. 自家用発電設備の概要

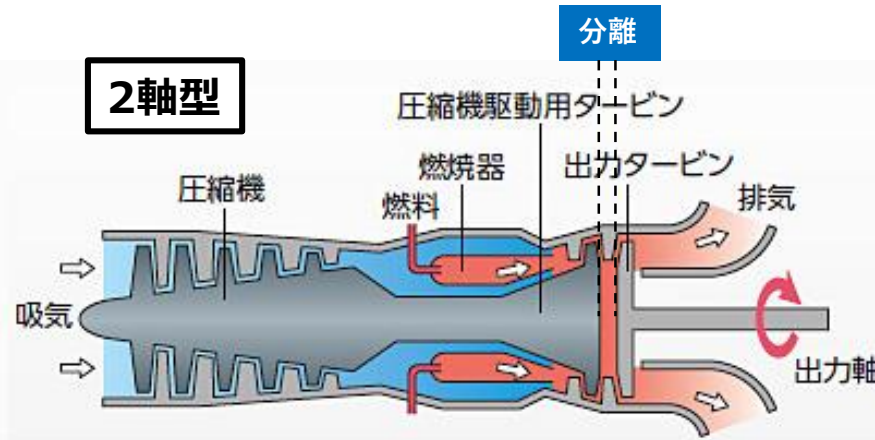
② ガスタービンの種類と特長

ガスタービンは大きく下記2種類に分かれ、用途によって選択されますが、出力維持の点では挙動が異なり、特に「1軸型」については構造的な影響が顕著である。

1軸型



2軸型

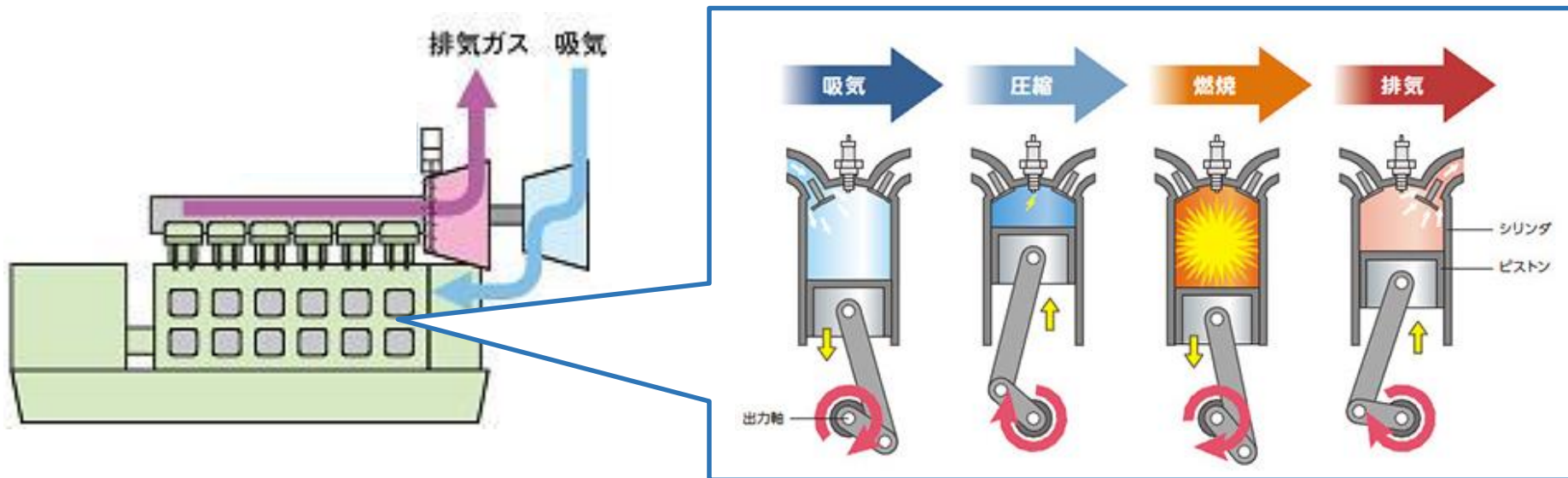


	1軸型	2軸型
構造	<ul style="list-style-type: none">圧縮機とガスタービンが一体化 ⇒<u>周波数変化の影響が出力に直接現れる。</u>	<ul style="list-style-type: none">圧縮機とガスタービンが分離 ⇒周波数変化の出力への影響は少ない。
周波数安定性 (短期変動)	<ul style="list-style-type: none">負荷入切など<u>極短時間の変動に対しては慣性力が大きい</u>ため周波数が安定する。	<ul style="list-style-type: none">慣性力が小さいため周波数が不安定。
用途	<ul style="list-style-type: none">主に一定回転数で運用される発電用途に用いられる。中小型は工場の熱電併給や停電など系統異常時のバックアップにも用いられる。⇒1軸型が望ましい。	<ul style="list-style-type: none">主に工場やパイプラインの圧縮機などの回転数が変動する機械駆動用途で用いられるが、発電用途にも使用される場合もある。

③ ガスエンジンの特長

- ガスエンジンは、2回転する間に「吸気」・「圧縮」・「燃焼」・「排気」という4工程で仕事をしているため、回転数が低下すると仕事をする回数が減り、同じ圧力条件では出力が下がる原理となっている。
- 周波数低下により回転数が低下した場合にも出力を維持するためには、1サイクル当りの空気および燃料量を増やし、より高い圧力で送り込む必要があるため、燃焼室内の圧力が上昇し、ノッキングや過早着火といった異常燃焼等を引き起こす可能性がある。

ガスエンジンの燃焼工程



2. 要件案に対する技術的検討

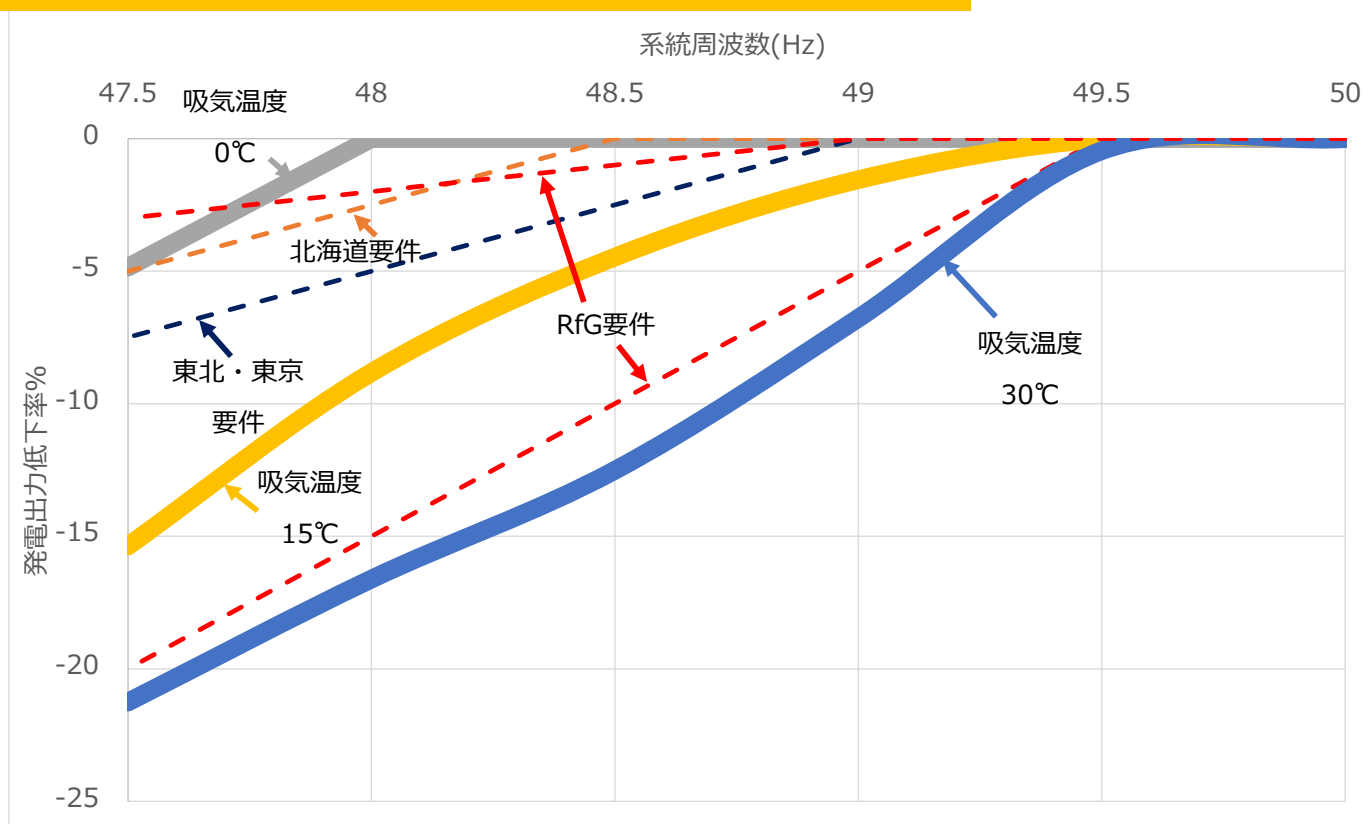
① 周波数低下時における1軸ガスタービンの課題と対策

周波数低下時、1軸ガスタービンは下記のような出力特性を示す。課題2は2軸においても同様に影響があるが、1軸と比較して軽微である。

課題1： 周波数低下に伴う圧縮機空気流量低下 ⇒ 発電機出力減

課題2： 出力を維持するため、燃料増 ⇒ 高温部品許容温度超過

【周波数低下時のガスタービン出力特性の一例】



2. 要件案に対する技術的検討

① 周波数低下時における1軸ガスタービンの課題と対策

課題1. 圧縮機空気流量低下

- 圧縮機側とタービン側が同じ軸で接続されている1軸のガスタービンの場合、周波数低下時には以下の事象が発生する(下図参照)。

①系統周波数低下 ⇒ ②発電機回転数低下により圧縮機回転速度低下
⇒ ③燃焼器に送られる空気流量が低下 ⇒ ④燃焼ガス流量低下
⇒ ⑤タービンの仕事量減少 ⇒ ⑥発電機出力低下

課題2. 高温部品許容温度超過

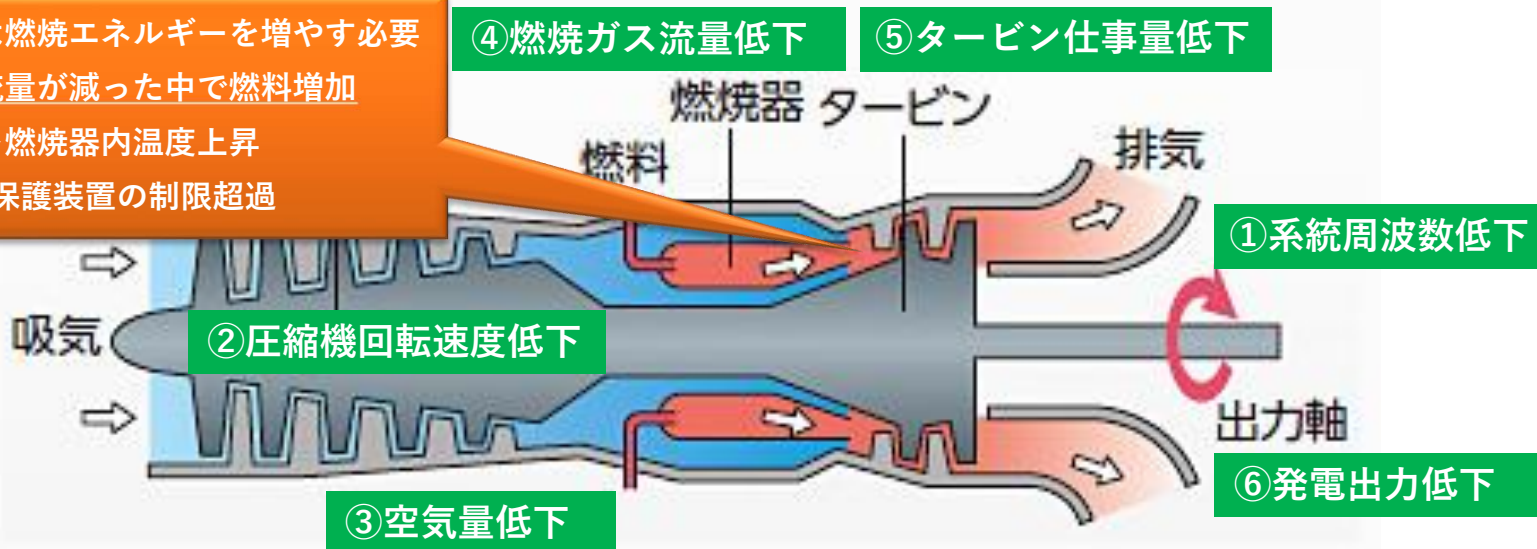
- 系統周波数低下した場合においても、タービンでの仕事量を確保して発電出力を維持し続けようとすると、燃焼ガスのエネルギーが必要ですが、空気流量が低下したまま燃料流量を増加し続ければ、燃焼器内の温度が上昇し、高温部の部品損傷を防ぐ目的で設置されている保護装置(タービン入口温度)の制限を超過し、トリップする。

出力維持には燃焼エネルギーを増やす必要

⇒ 空気流量が減った中で燃料増加

⇒ 燃焼器内温度上昇

⇒ 保護装置の制限超過



2. 要件案に対する技術的検討

① 周波数低下時における1軸ガスタービンの課題と対策

課題1. 圧縮機空気流量低下

対応方針	方法	検討結果	改善効果	開発費用	開発期間	機器コスト	効率低下	評価	備考
1. 圧縮機空気流量低下の回避	a. 可変静翼	<ul style="list-style-type: none"> 可変静翼による流量調節機構を追設する方法 空気流量増加方向への調整範囲は限定的 	△	1機種あたり50億円程度	5年程度	120%以上	5%以上	×	<ul style="list-style-type: none"> 圧縮機の大幅な設計変更要 空気流量/特性の変化に応じ、燃焼器、タービン等も変更要 新機種開発と同等の対応 効果が低いため、現実的には対応不可
	b. 圧縮機の容量増加	<ul style="list-style-type: none"> 通常時は部分負荷運転とする対応法 機器最適条件での運転とはならないため、効率低下、CO2排出量増 	△	1機種あたり50億円程度	5年程度	125%以上	10%以上	×	<ul style="list-style-type: none"> 圧縮機の大幅な設計変更要 空気流量/特性の変化に応じ、燃焼器、タービン等も変更要 新機種開発と同等の対応 機器コスト、運用コストの悪化により、導入促進を阻害する要因となる

2. 要件案に対する技術的検討

① 周波数低下時における1軸ガスタービンの課題と対策

課題2. 高温部品許容温度超過

対応方針	方法	検討結果	改善効果	開発費用	開発期間	機器コスト	効率低下	評価	備考
2. 高温部品の耐熱性向上	a.材質改善	<ul style="list-style-type: none"> 新規高耐熱材料を採用する方法 タービンに使用する材料はクリープ、酸化等の諸問題に対し高度にバランスが必要 	想定不能	想定不能	想定不能	想定不能	○	×	<ul style="list-style-type: none"> 新規材料の開発は非常に難易度が高く、開発費用、所要期間の想定は困難
	b.冷却性能向上	<ul style="list-style-type: none"> 部品形状の変更により冷却効率を高める方法 中小容量機は部品サイズ面で加工上の制約があり、複雑な冷却構造の採用は困難 	△	1機種あたり50億円程度	5年程度	130%以上	5%以上	×	<ul style="list-style-type: none"> 機器サイズの増大による加工面の制約回避を想定 新機種開発と同等の対応 常時熱損失の増大に伴う効率低下が発生 機器コスト、運用コストの悪化により、導入促進を阻害する要因となる
	c.燃焼温度上昇時の温度分布改善	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼状態の改善により温度分布を平準化し、局所的高温を抑制する方法 NOx低減面の制約もあり、空燃比を限定しながらの温度分布制御は難易度高 	△	1機種あたり50億円程度	5年程度	110%以上	5%以上	×	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼器、タービンの大幅な設計変更が必要 新機種開発と同等の対応 機器の世代交代に伴い改善が期待できるが、一足飛びに現グリッドコード案に対応することは不可

2. 要件案に対する技術的検討

① 周波数低下時における1軸ガスタービンの課題と対策

現実的な対応策

対応方針	必要な対策	改善効果	開発費用	開発期間	機器コスト	効率低下	評価	備考
3. 所要出力より高い定格出力の機種を適用	<ul style="list-style-type: none">制御の改造ガスタービン調整ガスタービン性能、環境性能の見直し	○	1機種あたり0.5億円程度	2年	120%	3~10%	P13~16参照	・ 機器コスト、運用コストの悪化により、導入促進を阻害する要因となる

2. 要件案に対する技術検討

② 周波数低下時におけるガスエンジンの課題と対策

対応方針	必要な対策	改善効果	開発費用	開発期間	機器コスト	効率低下	評価	備考
4. 所要出力より高い定格出力の機種を適用	<ul style="list-style-type: none"> 制御の改造 エンジン調整 エンジン性能、環境性能の見直し 	○	1機種あたり 0.5億円程度	1~2年	105~115%	1~2%	P13~16 参照	<ul style="list-style-type: none"> エンジンの出力に余力を持たせるとともに、制御の改造・エンジン調整等の開発を行うことにより対応 高効率化・出力増加による技術開発により性能向上・コスト低減を実現 機器コスト、運用コストの悪化により、導入促進を阻害する要因となる

※ 一部のガスエンジンメーカー（4社）からの回答に基づく

3. 要件案に対する経済的検討

本要件に適合する発電側での対策は、

- 周波数低下時の出力低下は原動機の原理上不可避
- 従い、周波数低下時にも出力維持できるように、常時出力を下げ効率の悪い部分負荷運転することが現実的な対応策(P11の3.およびP12の4.の対応策)

この対応策にて既存の全コージェネ（ガスタービン、ガスエンジン）がリプレイスされた時点での経済面での社会的影響は、

- ・ 292億円/年の燃料費増加
- ・ 116万tCO₂/年のCO₂排出量増加

【試算結果のまとめ】（コージェネ発電設備のみで試算：各試算条件は次頁の通り）

項目	数値
年間総発電電力量	363億kWh/年
対策による年間ガス消費量増分	530百万m ³ /年
対策による年間ガス代増分	292億円/年
対策による年間CO ₂ 増分	116万tCO ₂ /年

※年間総発電電力量は、天然ガスコージェネ（ガスエンジン、ガスタービン）設備のみで試算。石油コージェネ（ディーゼルエンジン等）、燃料電池の発電電力量は、当試算には含まず。

3. 要件案に対する経済的検討

【原動機別の試算結果】（各試算条件は次頁の通り）

項目		数値	計算式
ガスタービン	年間ガス使用量(対策前)	42.6億m ³ /年	$=160\text{億kWh} \times 3.6\text{MJ/kWh} \div 33\% \div 41\text{MJ/m}^3$
	年間ガス消費量(対策後)	46.8億m ³ /年	$=160\text{億kWh} \times 3.6\text{MJ/kWh} \div 30\% \div 41\text{MJ/m}^3$
	対策による年間ガス消費量増分	4.2億m ³ /年	$=46.8\text{億m}^3 - 42.6\text{億m}^3$
ガスエンジン	年間ガス使用量(対策前)	44.6億m ³ /年	$=203\text{億kWh} \times 3.6\text{MJ/kWh} \div 40\% \div 41\text{MJ/m}^3$
	年間ガス消費量(対策後)	45.7億m ³ /年	$=203\text{億kWh} \times 3.6\text{MJ/kWh} \div 39\% \div 41\text{MJ/m}^3$
	対策による年間ガス消費量増分	1.1億m ³ /年	$=45.7\text{億m}^3 - 44.6\text{億m}^3$
対策による年間ガス消費量増分 計		5.3億m ³ /年	$=4.2\text{億m}^3 + 1.1\text{億m}^3$
対策による年間ガス代増分		292億円/年	$=5.3\text{億m}^3 \times 55.14\text{円/m}^3$
対策による年間CO ₂ 増分		116万tCO ₂ /年	$=5.3\text{億m}^3 \times 2.19\text{tCO}_2/\text{千m}^3$

3. 要件案に対する経済的検討

前頁の試算における各条件は下表のとおり

項目		数値	出典・備考
コジェネ 発電量	ガスタービン	160億kWh/年	【発電コスト検証WG】 ・天然ガスコージェネ発電量は、コージェネ全体の発電量616億kWhの59%（＝363億kWh） ・ガスタービン、ガスエンジンの発電量は、2019年度ガスエンジン、ガスタービンのストック容量比率GE 56：GT 44より算出
	ガスエンジン	203億kWh/年	
	計	363億kWh/年	
都市ガス熱量		41MJ/m ³	都市ガス13A(LHV)
ガスタービン 発電効率	発電効率(対策前)	33%	一般的なガスタービンコージェネの発電効率
	対策による効率低下	3%	現状、80%負荷での発電効率は、3～10%程度効率が低下するが、最小値(楽観的試算条件)である3%を仮定
	発電効率(対策後)	30%	=33%-3%
ガスエンジン 発電効率	発電効率(対策前)	40%	一般的なガスエンジンコージェネの発電効率
	対策による効率低下	1%	定格出力を下げて対応した場合、1～2%程度効率低下するが最小値(楽観的試算条件)である1%ptと設定
	発電効率(対策後)	39%	=40%-1%
ガス単価		55.14円/m ³	【発電コスト検証WG】 大手3社含む9事業者の工業用自由料金の年間平均単価 (2019年5月～2020年4月)
都市ガスCO ₂ 排出係数		2.19tCO ₂ /千m ³	

3. 要件案に対する経済的検討

発電側対策と系統側対策との比較検討結果は以下の通り

- 費用 292億円／年（発電側対策） >> 15億円／年（系統側対策）
- 出力制御低減 評価対象外
- 変動対応 評価対象外
- 公平性 発電側対策は発電設備設置者のみに過大な負担が発生
託送料金での負担となり系統側対策は利用者全体が公平に負担
- 実現性 発電側、系統側対策ともに、短中期的技術動向から実現可能と考えられる条件を選定

評価項目	発電側対策：常時部分負荷運転	系統側対策：蓄電池設置(※1)
費用	292億円/年 (運用コスト増加分)	15億円/年 (耐用年数15年とする 15万kW×15万円/kW÷15年)
出力制御低減効果	評価対象外	評価対象外
変動対応能力 (電力市場にて価値評価)	評価対象外	評価対象外
公平性	本要件への対応に対する価値評価がない場合、発電設備設置者のみが負担することとなり公平性に欠ける。	一定規模の費用が発生するが、系統利用者全体で負担するため公平である。
実現性	原理面での制約があり、部分負荷運転のみが現実的な対応策。	新規研究・開発・実証試験不要で対応。

※1：第12回グリッドコード検討会 資料4を参照

4. 各電源の発電電力量

各電源の発電電力量とコージェネレーションが占める割合

(単位：億kWh)

	原子力	石炭 火力	LNG 火力	石油 火力	コージェネ レーション	水力	太陽光	風力	バイオマ ス	燃料電池	計
2020年 発電電力量 (億kWh)	2,282	2,819	3,534	143	616 (5.2%)	829	919	170	404	43	11,759 (100%)

内) 天然ガスコージェネレーション
(コージェネ全体の59%) →

363
(3.1%)

出典) 経済産業省 発電コスト検証WG (2021年9月)



- 全発電電力量のうち、天然ガスコージェネレーションの割合は、3.1%（コージェネ全体で5.2%）。
- 周波数5%低下時の出力低下を一律20%と仮定すれば、全発電電力量への占めるコージェネの出力低下割合は、0.6%（ $= 363 \text{億kWh} \times 20\% \div 11,759 \text{億kWh}$ ）となる。
- 中長期的にはコージェネ含めた全ての発電設備がグリッドコードを満足するのが理想的であると理解するものの、全体に占める出力割合が小さく技術的難易度の非常に高い中小規模のコージェネ発電設備を規制対象とする必要性は低いのではないかと。

※各時間断面における発電電力(kW)の側面では、参考となるデータが無く評価が困難。

5. 発電出力維持要件に関する欧米グリッドコードとの比較

■ 海外における周波数低下時の主な連系要件は下表のとおり

規定	欧州EN	欧州RfG	米国	GC検討会
周波数と出力下限	あり	あり	なし	あり
協議条項	あり	あり	—	なし
除外対象	あり(協議)	あり(協議)	—	なし

➤ 欧州EN : EN 50549-1/2 “Requirements for generating plants to be connected in parallel with 7 distribution networks”

4.1項 : コジェネプラントにおける協議要請

4.4.3項 : 要件に適合不可の場合の協議

➤ 欧州RfG : COMMISSION REGULATION(EU) 2016/631

前文(28) : 規定から免除するためのプロセス

Article 6(3) : 自家発における協議要請

Article 13 (5.(b)) : 出力下限設定における機器特性の考慮

(ENTSO-E “Maximum Admissible Active Power Reduction at Low Frequencies”には、機器特性の解説および英国におけるガスタービンの適用除外の実例が記載されている。)

6. 要件案への修正要望

- 第12回グリッドコード検討会にて提案された要件に適合するための新たな技術対応は非常に困難であり、このまま本要件が適用された場合、以下を危惧する。
 - 稀頻度の周波数低下時に備えて、圧縮機の容量増加、あるいは所要出力より高い定格の機種を適用するなど、機器能力に対し常時発電出力を下げた運転をすることになる。
 - ⇒ 機器の大幅な効率低下を伴うため、通常時の燃料消費量の増加による運用費用の上昇はもとより、設置サイトのCO₂排出量が増大することとなる。これは国全体で進めているカーボンニュートラル社会の実現の妨げになるのではないかと懸念される。
 - 全発電電力量のうち、コージェネの占める割合は、3.1%と非常に少ない。
 - ⇒ 稀頻度事象に対し、大きな効果が期待できない設備に対しても一律で要件への適合を求めることは、海外では行っておらず過度な規制と成りかねない。
- これらの状況を踏まえると、**製品耐久性を損なわない範囲で最大限の出力を維持しつつ脱落せずに運用する**方が、通常時の経済性を維持しながら、一定の規模の電源を確保でき、かつ温暖化対策にも資する、最も合理的な対策であると考えます。
- 日本電機工業会、日本ガス協会、コージェネ財団としては、**「ガスタービン・ガスエンジンを採用した60MW未満※のコージェネ設備については除外する」**という条件を追記頂きたい。

以上

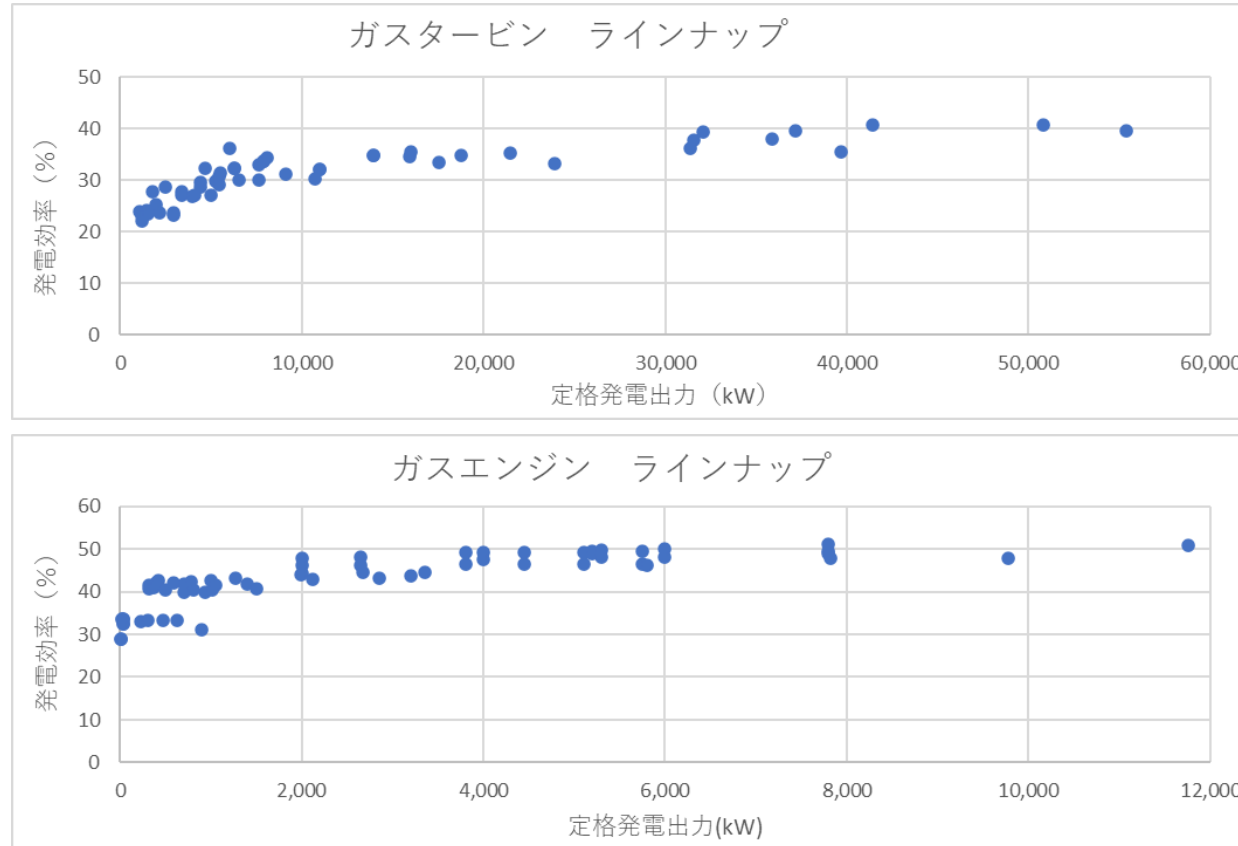
※コージェネ発電設備として発売されている最大容量は55,387kWである。

(日本工業出版 天然ガスコージェネレーション機器データ2023 (2023年4月発行) より)

参考資料

(参考) ガスタービン・ガスエンジンのラインナップ

- ガスタービン：定格発電出力 1,090kW～55,387kW（全9社）
- ガスエンジン：定格発電出力 5kW～11,760kW（全9社）



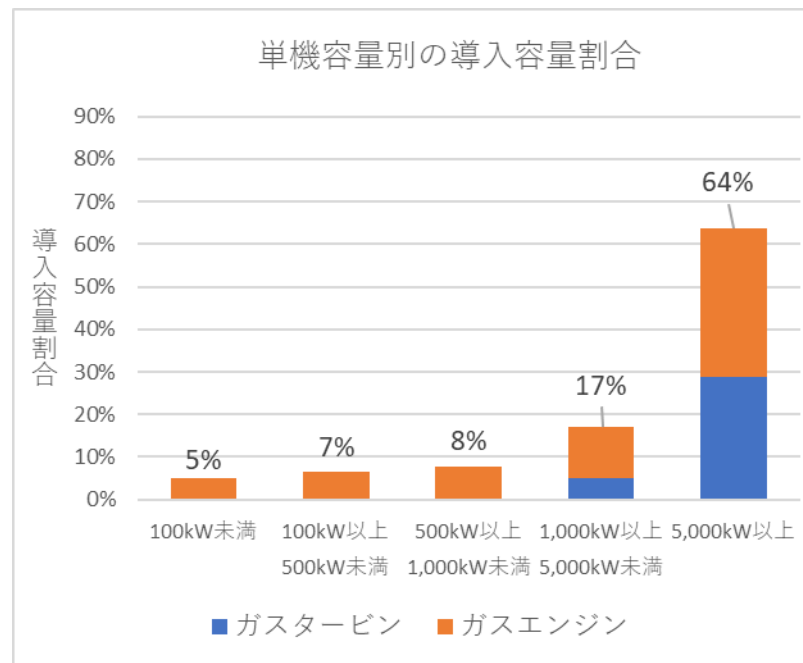
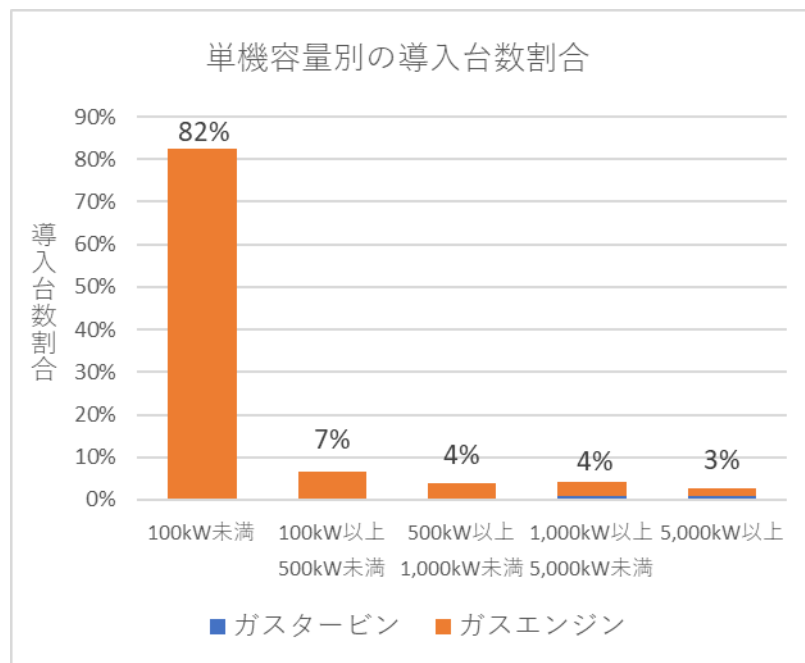
出典：日本工業出版 天然ガスコージェネレーション機器データ2023（2023年4月発行）

※横軸：定格発電出力 (kW)、縦軸：定格発電効率 (%)

※ガスエンジンは50Hzのラインナップを記載

(参考) ガスタービン、ガスエンジン 容量別の導入割合

- 導入台数割合は、100kW未満の機種が82%を占める。
- 導入容量割合は、5,000kW以上の機種が64%を占める。容量が大きくなるにつれて、ガスタービンの割合が増える。



出典：コージェネ財団 統計データをグラフ化。

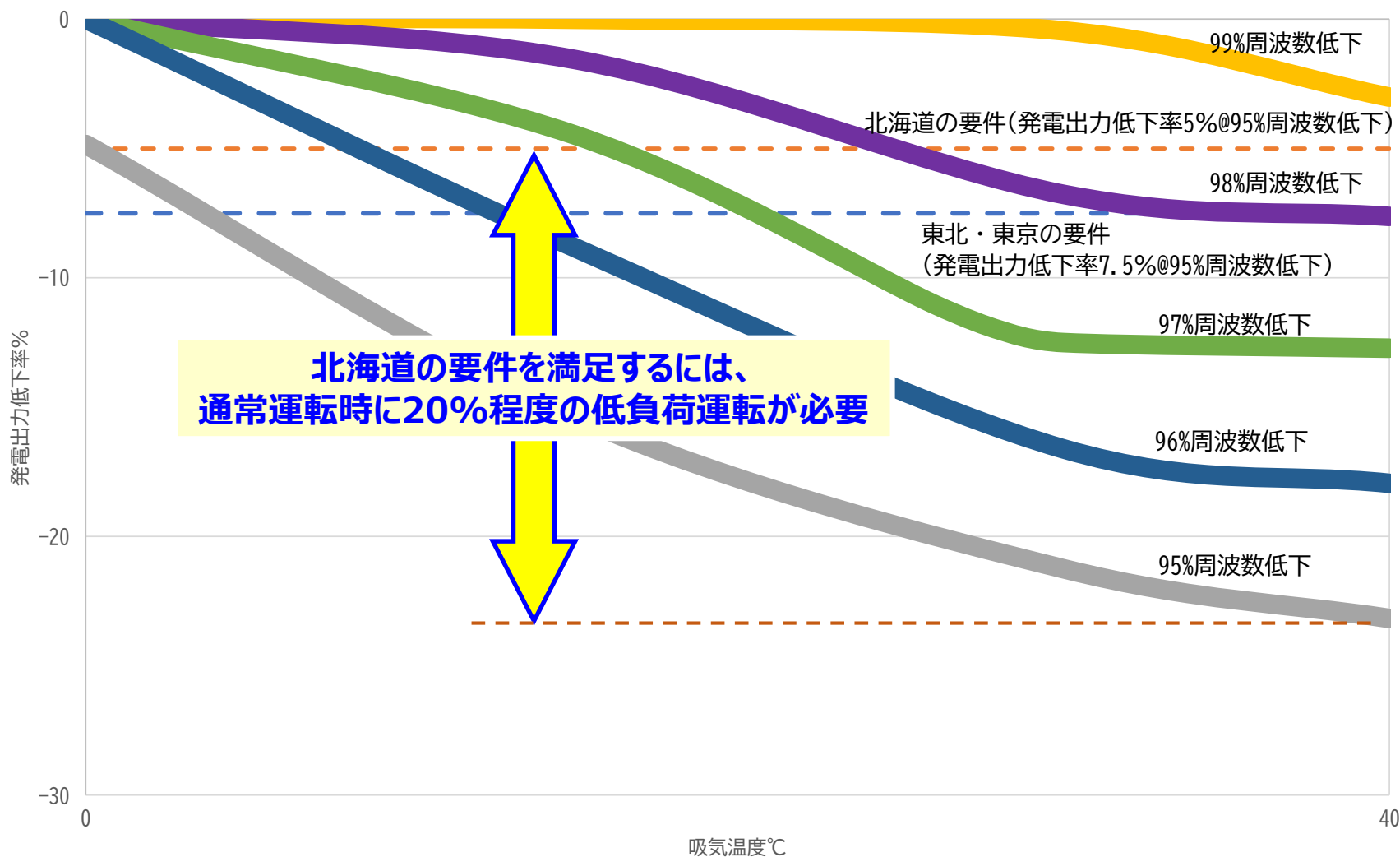
※ガスタービン、ガスエンジンの累計導入実績（2012～2021年度の10年間）より導入台数割合、導入容量割合を計算。

※（参考）ガスタービン導入台数 136台、ガスエンジン導入台数 6,388台（2012～2021年度の10年間の累計）

(参考) ガスタービンの出力低下率の一例

本データは一例であり、機種により特性は異なる。

ガスタービン発電装置 周波数低下時の発電出力低下率（ご参考）



4 Requirements on generating plants

4.1 General

This clause defines the requirements on generating plants to be operated in parallel with the distribution network. Where settings or a range of configurability is provided and respecting the legal framework the configurations and settings may be provided by the DSO. Where no settings are provided by the DSO, the specified default settings shall be used; if no default settings are provided, the producer shall propose settings and inform the DSO.

The requirements of Clause 4 apply during normal operation of the generating units and do not apply in case of maintenance or units out of operation. The provisions apply to EESS in generation mode. In charging mode EESS should have the same characteristics, unless stated otherwise in the clauses of this European Standard.

The applicability is independent of the duration the generating unit operates in parallel with the distribution network. It is the responsibility of the DSO to relax, if deemed appropriate, the requirements for an individual generating unit or plant whose operation in parallel only lasts for a short time (temporary operation in parallel). The relaxed requirements shall be agreed between the DSO and the producer, along with the maximum allowable duration of the temporary operation in parallel. For the short-term parallel operation an appropriate device shall automatically disconnect the generating unit or plant as soon as the maximum allowable duration has elapsed.

If different requirements on the generating plant interfere with each other, the following hierarchy in descending order shall be applied:

1. Generating unit protection, including regarding the prime mover;
2. interface protection (see 4.9) and protection against faults within the generating plant;
3. voltage support during faults and voltage steps (see 4.7.4);
4. the lower value of: remote control command on active power limitation for distribution grid security (see 4.11) and local response to overfrequency (see 4.6.1);
5. local response to underfrequency if applicable (see 4.6.2);
6. reactive power (see 4.7.2) and active power (P(U) see 4.7.3) controls;
7. other control commands on active power set point for e.g. market, economic reasons, self-consumption optimization.

The system shall be so designed that under foreseeable conditions no self-protection trips prior to the fulfilment of the requirements of this European Standard and all settings provided by the DSO or responsible party.

For cogeneration plants embedded in industrial sites, active power requirements shall be agreed between the responsible party and the producer. In such a case the priority list is adapted accordingly.

工場等で使用されるコジェネプラントにおいては、有効電力に対する要求事項は発送双方で合意しなければならない。

4.4.3 Minimal requirement for active power delivery at underfrequency

A generating plant shall be resilient to the reduction of frequency at the point of connection while reducing the maximum active power as little as possible.

The admissible active power reduction due to underfrequency is limited by the full line in Figure 5 and is characterized by a maximum allowed reduction rate of 10 % of P_{\max} per 1 Hz for frequencies below 49,5 Hz.

It is possible that a more stringent power reduction characteristic is required by the responsible party. Nevertheless this requirement is expected to be limited to an admissible active power reduction represented by the dotted line in Figure 5 which is characterised by a reduction rate of 2 % of the maximum power P_{\max} per 1 Hz for frequencies below 49 Hz.

If any technologies intrinsic design or ambient conditions have influence on the power reduction behaviour of the system, the manufacturer shall specify at which ambient conditions the requirements can be fulfilled and eventual limitations. The information can be provided in the format of a graph showing the intrinsic behaviour of the generating unit for example at different ambient conditions. The power reduction and the ambient conditions shall comply with the specification given by the responsible party. If the generating unit does not meet the power reduction at the specified ambient conditions, the producer and the responsible party shall agree on acceptable ambient conditions.

発電設備が特定の環境条件にて出力低下の条件を満足しない場合、発送双方が受容できる環境条件について合意しなければならない。

COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631

of 14 April 2016

establishing a network code on requirements for grid connection of generators

(Text with EEA relevance)

THE EUROPEAN COMMISSION,

Having regard to the Treaty on the Functioning of the European Union,

Having regard to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003 ⁽¹⁾, and in particular Article 6(11) thereof,

Whereas:

- (1) The swift completion of a fully functioning security of energy supply, increasing competition and affordable prices.

より広い効率的利益をもたらす特定の熱電併給設備の場合、本規定に定める要件を適用すると、不釣り合いなコストが発生し、効率的利益の喪失につながる可能性がある。

- (28) A process for derogating from the rules should be set out in this Regulation to take into account local circumstances where exceptionally, for example, compliance with those rules could jeopardise the stability of the local network or where the safe operation of a power generating module might require operating conditions that are not in line with the Regulation. In the case of particular combined heat and power plants, which bring wider efficiency benefits, applying the rules set out in this Regulation could result in disproportionate costs and lead to the loss of those efficiency benefits.

Article 6

Application to power-generating modules, pump-storage power-generating modules, combined heat and power facilities, and industrial sites

1. Offshore power-generating modules connected to the interconnected system shall meet the requirements for onshore power-generating modules, unless the requirements are modified for this purpose by the relevant system operator or unless the connection of power park modules is via a high voltage direct current connection or via a network whose frequency is not synchronously coupled to that of the main interconnected system (such as via a back-to-back convertor scheme).

2. Pump-storage power-generating modules shall fulfil a synchronous compensation operation mode. Synchronous compensation operation of power-generating modules shall be determined in time by the technical design of power-generating modules. Power-generating modules shall fulfil the requirements applicable to synchronous power-generating modules in Article 20(2), if they qualify as type B, C or D.

系統に接続する自家発電事業者は、生産を維持する上で鋭敏な負荷を伴う発電機を系統から切り離すことができる。その条件については系統運用者と協議しなければならない。

3. With respect to power-generating modules embedded in the networks of industrial sites, power-generating facility owners, system operators of industrial sites and relevant system operators whose network is connected to the network of an industrial site shall have the right to agree on conditions for disconnection of such power-generating modules together with critical loads, which secure production processes, from the relevant system operator's network. The exercise of this right shall be coordinated with the relevant TSO.

本条項は、第12回グリッドコード検討会における改定案(資料4)に、下記文案として含まれている。

「なお、周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備については、対策内容を協議させていただきます。」

CHAPTER 1

General requirements

Article 13

General requirements for type A power-generating modules

1. Type A power-generating modules shall fulfil the following requirements relating to frequency stability:
 - (a) With regard to frequency ranges:
 - (i) a power-generating module shall be capable of remaining connected to the network and operate within the frequency ranges and time periods specified in Table 2;
 - (ii) the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, and the power-generating facility owner may agree on wider frequency ranges, longer minimum times for operation or specific requirements for combined frequency and voltage deviations to ensure the best use of the technical capabilities of a power-generating module, if it is required to preserve or to restore system security;
 - (iii) the power-generating facility owner shall not unreasonably withhold consent to apply wider frequency ranges or longer minimum times for operation, taking account of their economic and technical feasibility.
 - (b) With regard to the rate of change of frequency withstand capability, a power-generating module shall be capable of staying connected to the network and operate at rates of change of frequency up to a value specified by the relevant TSO, unless disconnection was triggered by rate-of-change-of-frequency-type loss of mains protection. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify this rate of change of frequency type loss of mains protection.
5. The admissible active power reduction from maximum output shall:
- (a) clearly specify the ambient conditions applicable;
 - (b) take account of the technical capabilities of power-generating modules.

許容できる最大出力からの有効電力の低下は、

- ・ 適用可能な環境条件を明確化しなければならない
- ・ 発電設備の技術的受容度を考慮しなければならない

■ P.12 System characteristics

英国グリッドコードでは25℃を最高温度に設定し、CCGTの出力低下限度要件は48.8Hzまでの低下しか適用されない。
(48.8Hzは系統運用者の周波数低下時の負荷遮断の設定値)
CCGTには本要件が長年適用されており、それゆえCCGTは費用対効果の高いソリューションへ発展した。これら特性を、既設のCCGTの能力と混同してはならない。

Maximum Admissible Active Power Reduction at Low Frequencies

ENTSO-E guidance document for national in of conditions for maximum admissible active reduction at low frequencies

Revised Clean Version | 12 April 2021

Prepared from: StG CNC

MAXIMUM ADMISSIBLE ACTIVE POWER REDUCTION AT LOW FREQUENCIES

As an example, the UK Grid Code defined the 25°C as the maximum temperature for which the requirements is applicable. Requirements with regard to maximum active power reduction at low frequency are expected to be applicable for CCGT for a limited frequency range, down to 48,8 Hz, where the under-frequency protection is set to trip (LFDD). It must be highlighted that CCGTs have been complying with the UK requirement for many years and have developed therefore efficient and cost-effective solutions. The capabilities of these CCGT designs should not be confused with the capability of existing CCGT based on a basic design as illustrated in the Technology Characteristics section below. Altitude between 400 m to 500 m and humidity between 15 to 20 g H₂O/1 kg of air should also be defined.

During the implementation process of the NC RfG in Germany, it was required to state the range of ambient conditions, where the steady state power output of a PGM is expected to be maintained. Similar discussions have taken place in France, in NC RfG transposition. The TSOs have provided proposals to the energy regulator and government. For gas power plants, the power behavior is dependent upon ambient condition (such as in the case of gas turbines). Compliance is not expected for all ambient temperatures. It is expected that a specific power vs. frequency characteristic be provided with the plant owner. The TSO, so that the TSO can analyse impacts. Instead of fixing a reference power, the power will always be arbitrary and without real justification. It is recommended that the power output be defined on a project-specific basis, the inherent power compensation control measures should be used for system stability studies and for the assessment of the power output of a PGM in case of low frequency.

In addition to the above description, the requirement of maximum admissible active power output is deemed valuable to understand the impact of the power output on LFSM-U and FSM. The IGDs on LF output* at low frequencies compared to the steady state power output. This additional net active power output is expected that the control should, in addition to the increase of the power to compensate for any active power deficit.

Technology characteristics

It is important to recall that this requirement is only applicable for the power output of a PGM in case of low frequency. The power output of a PGM in case of low frequency is not to be considered while assessing the compliance of a PGM with this requirement.

*"where the 'net active power output' is the active power exchange between the PGM and the network at the connection point"

ENTSO-E | Rue de Spa, 8 | 1000 Brussels | info@entsoe.eu | www.entsoe.eu | @entsoe_eu

Page 12 of 17

P24 CC.6.3.3

CCGTの場合、この要件は低周波数のリレー設定値である48.8Hzまで緩和すべきである。48.8Hzは低周波数による第一段の自動トリップ条件として、OC6.6.2にて系統運用者に周知されている。

- (b) (subject to the provisions of CC.6.1.3) maintaining its **Active Power** output at a level not lower than the figure determined by the linear relationship shown in Figure 2 for **System Frequency** changes within the range 49.5 to 47 Hz, such that if the **System Frequency** drops to 47 Hz the **Active Power** output does not decrease by more than 5%. In the case of a **CCGT Module**, the above requirement shall be retained down to the **Low Frequency Relay** trip setting of 48.8 Hz, which reflects the first stage of the automatic low **Frequency Demand Disconnection** scheme notified to **Network Operators** under OC6.6.2. For **System Frequency** below that setting, the existing requirement shall be retained for a minimum period of 5 minutes while **System Frequency** remains below that setting, and special measure(s) that may be required to meet this requirement shall be kept in service during this period. After that 5 minute period, if **System Frequency** remains below that setting, the special measure(s) must be discontinued if there is a materially increased risk of the **Gas Turbine** tripping. The need for special measure(s) is linked to the inherent **Gas Turbine Active Power** output reduction caused by reduced shaft speed due to falling **System Frequency**.

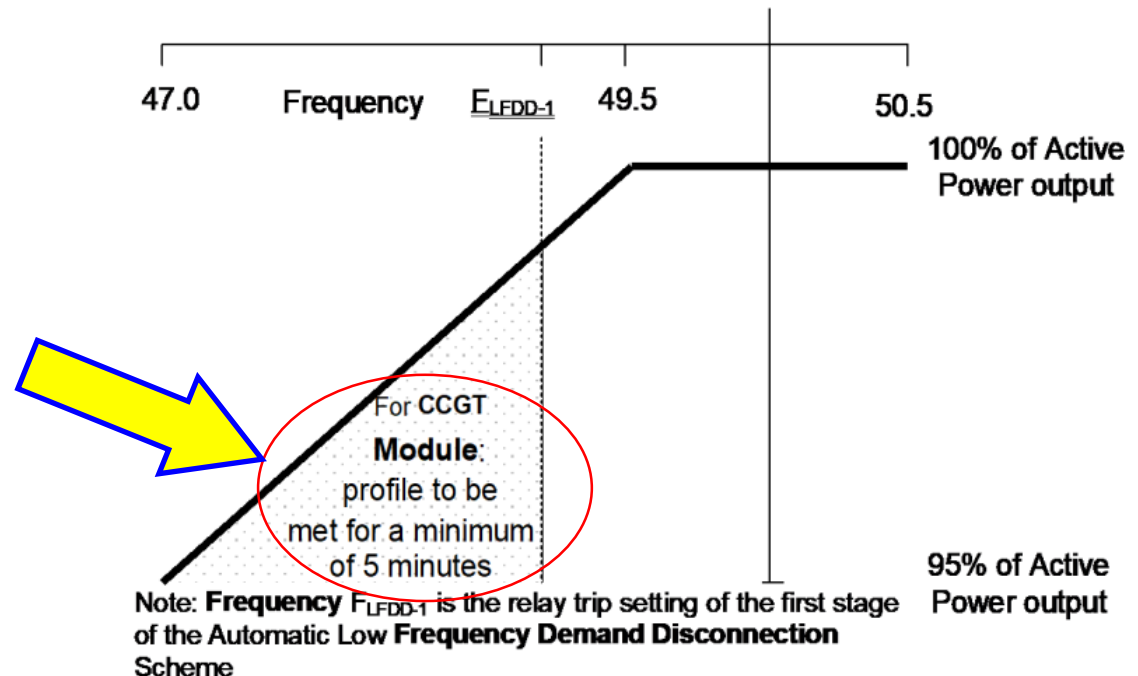


Figure 2

■ P.13 Technology characteristics

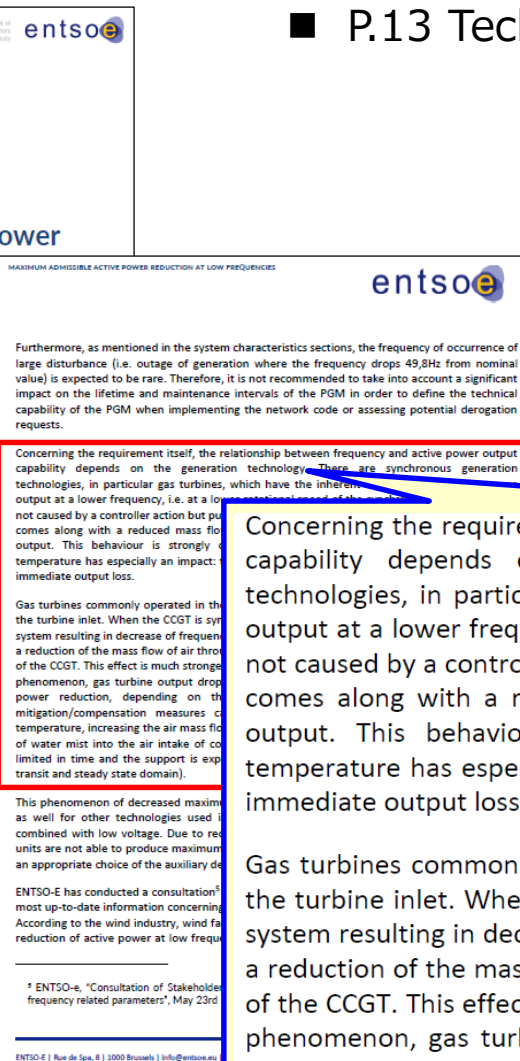
周波数と出力の関係は適用技術により異なる。特にGTの場合、固有の特性として周波数低下に伴い出力は減少する。これは制御上の問題ではなく、物理的事実である。一般的にGTは軸駆動される吸気圧縮装置と共に運転されており、系統周波数の低下は出力低下につながる。これは高温域で顕著である。影響を低減するため、機種/設備構成により対策ができるものもあるが、継続時間は過渡的な短時間域に限られる。

Maximum Admissible Active Power Reduction at Low Frequencies

ENTSO-E guidance document for national implementation of conditions for maximum admissible active power reduction at low frequencies

Revised Clean Version | 12 April 2021

Prepared from: StG CNC



Concerning the requirement itself, the relationship between frequency and active power output capability depends on the generation technology. There are synchronous generation technologies, in particular gas turbines, which have the inherent characteristic of losing some output at a lower frequency, i.e. at a lower rotational speed of the synchronous machine. This is not caused by a controller action but purely due to the physical fact that a lower rotational speed comes along with a reduced mass flow, which translates immediately into a reduced power output. This behaviour is strongly dependant on the ambient conditions. The ambient temperature has especially an impact: the higher the temperature, the higher the inherent and immediate output loss.

Gas turbines commonly operated in the power system include a shaft driven air compressor at the turbine inlet. When the CCGT is synchronously connected to the grid any disturbance in the system resulting in decrease of frequency will cause the compressor to slow down. This results in a reduction of the mass flow of air through the turbine and reduction of the active power output of the CCGT. This effect is much stronger at high ambient temperatures. Thus due to this physical phenomenon, gas turbine output drops significantly with falling frequency. To mitigate active power reduction, depending on the machine type and plant configuration different mitigation/compensation measures can be used (e.g. increasing the gas turbine flame temperature, increasing the air mass flow (by opening fully the compressor valves or by injection of water mist into the air intake of compressor)). This mitigation/compensation measures are limited in time and the support is expected to last as much the described in Table 1 (for the transit and steady state domain).

■ P.14 Technology characteristics

RfG要件のうち最も難しいのはGT、特に高温域の問題である。低周波数での過負荷はGTの最大の懸案であり、49Hzを長時間下回る場合は出力抑制が必要である。周温が高くなるほど、低温域に比べ周波数低下時の出力維持が困難となる。通常、時間制限を設けない場合、出力は10%/Hzの割合で低下する。

The most onerous specifications allowed by the NC RfG could however be a concern for gas turbines, especially at high temperature. Thermal overloading of the engine at lower frequencies is the main constraint for gas turbine and if the frequency set-point is kept for a longer time, power reduction must be performed below 49 Hz in order to avoid overloading of the engine. The hotter the ambient temperature, the lower the capability to maintain power output at falling frequency. For gas turbines, the decrease of active power is much less at low temperature. Typically, the engines start derating with a rate of 10 %/Hz and operate for unlimited time.

equipment and change of losses in step-up transformers. Additionally, wind farms based on double feed asynchronous generator (DFIG) technology do need to reduce slightly more the active power at low frequencies to compensate the increase of current related to the decrease frequency.

These limitations for wind turbines technology do not concern wind connection to comply with the most onerous specifications allowed by the NC RfG could however be a concern for gas turbines, especially at high temperature. Thermal overloading of the engine at lower frequencies is the main constraint for gas turbine and if the frequency set-point is kept for a longer time, power reduction must be performed below 49 Hz in order to avoid overloading of the engine. The hotter the ambient temperature, the lower the capability to maintain power output at falling frequency. For gas turbines, the decrease of active power is much less at low temperature. Typically, the engines start derating with a rate of 10 %/Hz and operate for unlimited time.

The most onerous specifications allowed by the NC RfG could however be a concern for gas turbines, especially at high temperature. Thermal overloading of the engine at lower frequencies is the main constraint for gas turbine and if the frequency set-point is kept for a longer time, power reduction must be performed below 49 Hz in order to avoid overloading of the engine. The hotter the ambient temperature, the lower the capability to maintain power output at falling frequency. For gas turbines, the decrease of active power is much less at low temperature. Typically, the engines start derating with a rate of 10 %/Hz and operate for unlimited time.

The gas turbine rating is typically specified by the relevant TSO. It must be recalled that it is not an operational requirement.

Collaboration

TSO-DSO

As mentioned above, the transient characteristics should be coordinated at synchronous area level as this impacts the sizing of the FCR, UFLS scheme and eventually minimum system inertia. Strong benefits have been highlighted if structure of the requirement, ambient condition and steady state characteristics are also coordinated.

As per the NC RfG, this requirement is defined by the relevant TSO. It must be recalled that it is not an operational requirement.

RSO-Grid User

Specific attention should be given to the fact that some technologies are very sensitive to the specifications, in particular gas turbines. Discussion between RSO and power generating facility owner is strongly encouraged to ensure better understanding of technical limits of the generating module with taking into account the system needs.

Furthermore, the verification of compliance might be complex and shall be agreed with the power generating facility owner case by case.

Maximum Admissible Active Power Reduction at Low Frequencies

ENTSO-E guidance document for national implementation of conditions for maximum admissible active power reduction at low frequencies

Revised Clean Version | 12 April 2021

Prepared from: StG CNC

4. 調査結果：要件別詳細（欧州 RfG）

RF5

[一覧表△](#)

81

■ 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度

➤ 概要

- 周波数変化に依存しない設定出力の維持、周波数低下時において許容できる最大出力の減少を規定する。

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	<ul style="list-style-type: none"> 全電源種 	-
出力・設備仕様・制約	<ul style="list-style-type: none"> 周波数が変化しても設定された出力を維持できなければならない。但しLFSM-O/U, FSMに従った運転は優先する。 49.5Hzまでの周波数低下範囲において出力を下げてはならない。 適用すべき大気温度条件を明確にすること。 発電モジュールの技術的特性を考慮すること。 	<ul style="list-style-type: none"> 系統の周波数安定度は系統の特性に依存する。系統の慣性が大きいほど周波数変動速度は遅い。系統が不安定になったり電源が脱落するリスクに応じて、許容できる電源の出力低下の特性を評価しなければならない。供給不足となる断面において、周波数低下による出力減が生じると状況をさらに悪化させるため、出力減はできるだけ小さく制限する必要がある。[3] 49.0Hzより下がると負荷を選択遮断していくことで系統周波数の復帰を行うが、それまでは発電側で出力を下げてはならない。発電ユニットの最大定格出力の特性に関する要求であり、運用要求ではないことに注意。 ガスタービン原理的には吸気温度が高い時には周波数低下時の出力低下の特性が顕著になり、低周波数運転を長時間継続することはできない。このような大気温度特性は、系統の周波数安定化に必要な予備力量の確保のためにTSOにとって重要な情報である。[23]
その他	-	-
市場対応、実現性	-	-
技術動向	-	-

系統側対策は蓄電池設置にて検討済みで、コストは225億円と試算

1. 個別技術要件「周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度」の検討 ⑤比較・検討結果

14

<検討モデル>

【検討モデル選定理由】

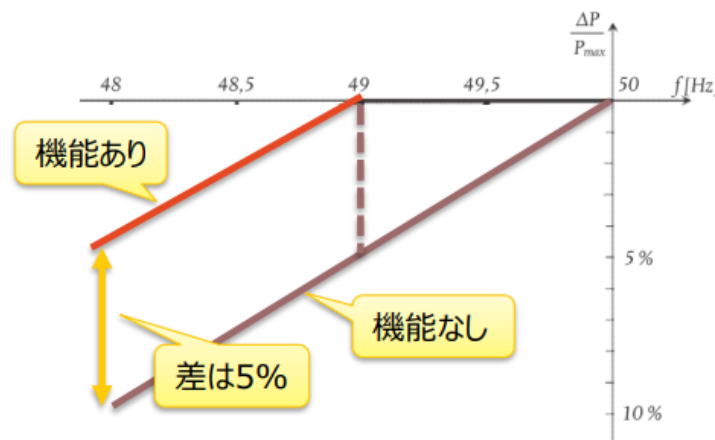
- ・50Hz系統において周波数が低下した場合の発電出力低下分を補償
- ・49Hz以下において周波数低下防止機能が動作しない状況を想定
- ・2030エネルギーミックスの火力関連((LNG・石炭・石油))比率41 %を出力低下する電源の比率と仮定
- ・上記のうち、10%が100MW未満火力 (2023年4月要件化対象90 %)と仮定
- ・同期連系系統の需要は7,000万kW
- ・発電設備の出力低下幅は5%と仮定

【検討方法】

定量評価（解析なし）

【検討結果】

- ・必要蓄電池容量
 $7,000\text{万kW} \times 41\% \times 10\% \times 5\% = 15\text{万kW}$
- ・コスト
 $15\text{万kW} \times 15\text{万円/kW} = 225\text{億円}$



(参考) 欧州RfGガイドンス(※)と納入実績

- 欧州RfGのガイドンス文章には、周波数低下とガスタービン出力の関係について解説があります。
 - ✓ 系統の周波数低下によりガスタービンの出力は低下する。
 - ✓ 大気温度がより高温では、周波数低下時の出力維持できる容量はより低下する。
 - ✓ ガスタービンの過負荷回避のため、49Hz以下においては発電出力の低減が行われるはずである。
 - ✓ 一般的には、ガスタービンは連続運転の条件にて10%/Hzの割合で発電出力が低下する。
 - ✓ 一般的にガスタービン定格はISO状態(15℃)で明示する。
- 右図はガイドンス記載のGTの特性グラフであり、2%/Hzへの適合は困難ということが示されています。
- EN50549-2において、発電ユニットが出力低下要件を満たせない場合は、発電事業者とTSO間にて合意しなければならない(shall)との記載があります。
「発電ユニットが指定された環境条件下で出力低減要件を満たさない場合、電力供給者と責任者(TSOなど)は許容可能な環境条件について合意するものとする。」
- ドイツでは「**保護装置の範囲内の運用**」ということで、グリッドコード要件を適用した実績があります。

Annex2: Link between GT characteristic and NC RfG non-exhaustive requirement.

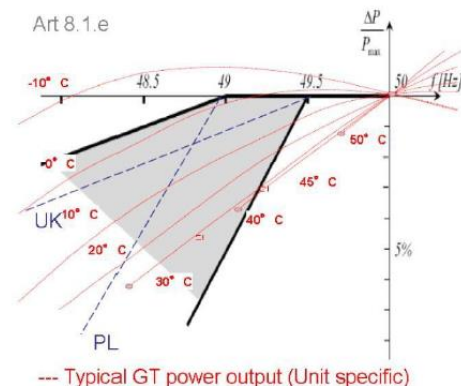


Figure 9 Example of active power output of a typical gas turbine with falling frequency (EU turbines year 2011)

一般的なガスタービンの特性は赤線の通り
温度が上がるほど、出力低下が大きくなる

※ Maximum Admissible Active Power Reduction at Low Frequencies

ENTSO-E guidance document for national implementation of conditions for maximum admissible active power reduction at low frequencies