Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 59 (1968)

Heft: 2

Artikel: Die Verwendung von Gasturbinen zur Erzeugung von elektrischer Energie

Autor: Faux, F.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-916018

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 10.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

14. Kongress der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDE)

Die Verwendung von Gasturbinen zur Erzeugung von elektrischer Energie

von *F. Faux,* London

621.438:621.31

Fortsetzung aus Nr. 1/68

3.4 Die 55...70 MW-Gasturbinen

Als Ergänzung der Fig. 3 vermittelt die Tabelle I die Verteilung der 724 MW betragenden Gesamtleistung sämtlicher Gasturbinen, welche im Netz des Generating Board zum Ausgleich der Belastungsspitzen eingesetzt werden.

Tabelle I

Kraftwerk	Anzahl der Maschinen pro Kraftw.	Leistung pro Maschine MW	Konstrukteur	Gasgeneratoren
Norwich Hastings	2 2	55	Associated Electrical Industries	Rolls Royce Avon
Rye House Croydon	2 2	70	Bristol Siddeley	Bristol Siddeley Olympus
Earley Lister Drive	2 2	56	English Electric	Rolls Royce Avon

Jede der 55 MW-Gruppen verfügt über vier Gasgeneratoren Rolls Royce Avon, welche sich stets am einen Ende des Kraftwerkes befinden und eine einzige, zweistufige Antriebsturbine speisen; diese Ausrüstung ist schematisch in der Fig. 8 skizziert. Bemerkenswert ist, dass die Schaufeln der Antriebsturbine aus Nimonic 80 A bestehen, wobei die Schaufeln der zweiten Stufe fast 50 cm lang sind und die grössten Schmiedestücke bilden, die je aus dieser Legierung gefertigt wurden.

Jede der 56 MW-Maschinen ist mit vier Avon-Motoren bestückt; diese sind paarweise an beiden Seiten eines 56-MW-Generators zur Speisung von zwei Antriebsturbinen von 28 MW angeordnet. Eine solche Anlage ist auf der Fig. 9 dargestellt. Diese Installation benötigt einen durch einen Motor angetriebenen separaten Erregergenerator.

Die 70 MW-Gruppen sind jeweils mit vier Gasgeneratoren für Flugmotoren Bristol Siddeley Olympus ausgerüstet, deren Anordnung die Speisung von vier einzelnen Antriebsturbinen gestattet. Diese in Reihe angeordneten Turbinen erzeugen in Tandemkupplung den Antrieb eines einzigen elektrischen 70 MW-Generators. Eine mit solchen Maschinen ausgerüstete Anlage ist auf der Abbildung 10 abgebildet. Der für die 70 MW-Maschinen benutzte Flugmotor gleicht dem Aus-

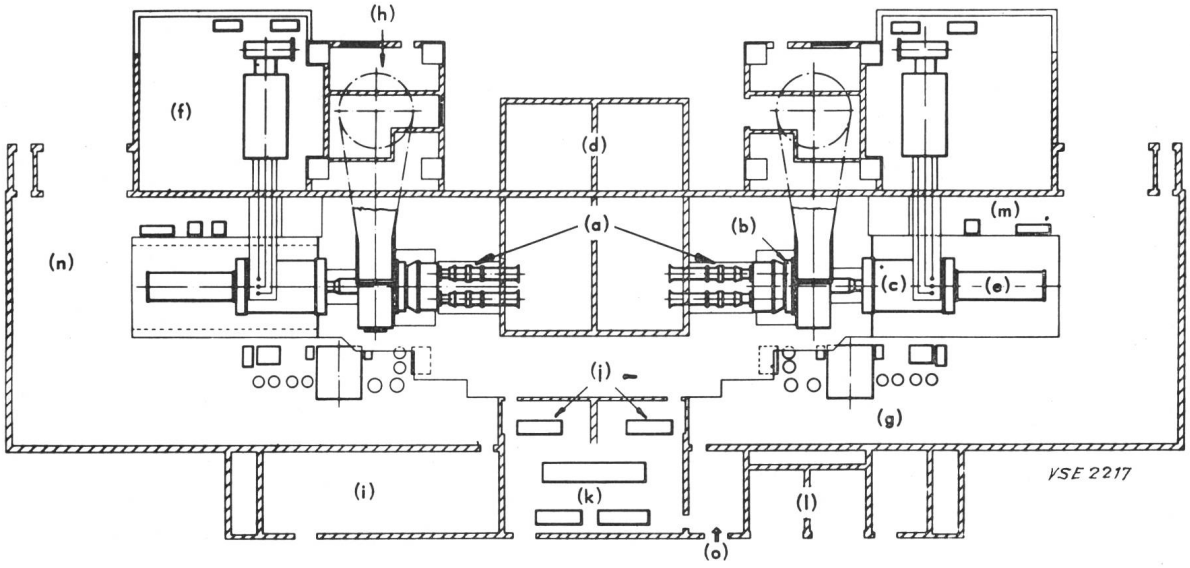

Fig. 8
Anlage mit zwei von Gasturbinen angetriebenen 55 MW-Generatoren
(a) Gasgeneratoren; (b) Antriebsturbinen; (c) elektrischer Generator; (d) Lufteintritt; (e) Erregergenerator; (f) Transformator zu einem der beiden Generatoren; (g) Vorrichtung für Schmieröl; (h) Wasserstoff- und CO_2-Zufuhr; (i) Batterien; (j) Vorrichtung für Hilfsbetriebe; (k) Steuerung der Hilfsbetriebe; (l) Transformator des Kraftwerkes; (m) Wasserstoffbehälter; (n) Laderaum; (o) Haupteingang

führungstyp, welchen wir bei der 15...17,5 MW-Versuchsmaschine von Hams Hall beschrieben haben.

In jedem Modell ist die Antriebswelle der Antriebsmaschine durch eine automatisch synchronisierte Kupplung mit dem elektrischen Generator verbunden. Diese Kupplung ermöglicht einen Betrieb mit Blindleistungskompensation und wird dermassen ausgeführt, dass die Antriebsturbine mit dem im Gang befindlichen Generator gekuppelt werden kann.

Sämtliche Maschinen sind auf Bodenhöhe auf verhältnismässig einfachen Fundamenten befestigt; Graben und Aussparungen werden, sofern erforderlich, für die Zubehöre der Turbogeneratoren vorgesehen. Der Anschluss der Generatoren an die Transformatoren erfolgt von der Turbinenhalle aus über Freiluftkabel.

Um die Geräuschübertragung innerhalb des Turbinensaales möglichst niedrig zu halten, werden die Motoren der Gasgeneratoren entweder in Backstein-Kabinen oder in ortsveränderliche Schallhauben eingeschlossen. Die Auspuffgase entweichen durch Betonkamine, welche inwendig mit hitze- und säurebeständigen Ziegeln ausgekleidet sind. Schalldämpfer sind ebenfalls am Fusse jedes Kamines angebracht. Die Höhe der Kamine ist von den lokalen Gegebenheiten abhängig, darf aber in keinem Fall 53,35 m unterschreiten. Der Innendurchmesser der Kamine schwankt zwischen 4,60 und 5,20 m und soll bei einer Gastemperatur von annähernd 450 °C eine Ausflussgeschwindigkeit von 41,15 m/s gewährleisten. Die Schornsteine sollen eine angemessene Dispersion der Auspuffgase gewährleisten und soweit als möglich die Nachteile des sichtbaren Rauches und des Geruches verhindern. Jeder Kamin einer 55 MW-Anlage liefert eine Abgasmenge von annähernd 39 220 m³/min (mit 19 % Sauerstoff). Wenn diese Schornsteine auch nicht gerade so diskret wirken, wie dies eigentlich vorgesehen war, so wird die Patina der Zeit diesen Eindruck doch allmählich mindern. Die Gebäude bestehen aus einem mit 0,355 m dicken Backsteinen verkleidetem Stahlgerüst und sind fensterlos. Doppelte Zugangstüren verhindern das Austreten des Lärmes. Der Luftansaugkanal des Kompressors befindet sich auf Dachhöhe und ist mit geeigneten Schalldämpfern versehen.

Die Krane des Maschinensaales haben im allgemeinen ein Hubvermögen von 32 t, das gewöhnlich zur Verstellung der Rotoren der Generatoren genügen dürfte. Die Statoren der Generatoren werden mit Pressen eingesetzt und bilden die einzigen Schwergewichte im Turbinensaal.

Die Transformatoren der Generatoren werden mittels Luft gekühlt. Das Kühlwasser für die Zubehöre des Generators entstammt entweder dem Hauptkraftwerk oder einem kleinen, unabhängigen Kühlturm mit natürlicher Belüftung.

Der Brennstoff ist in vertikalen, zylindrischen Behältern gespeichert, welche sich in kurzer Entfernung von jedem Werk befinden und deren Fassungsvermögen für einen Voll-

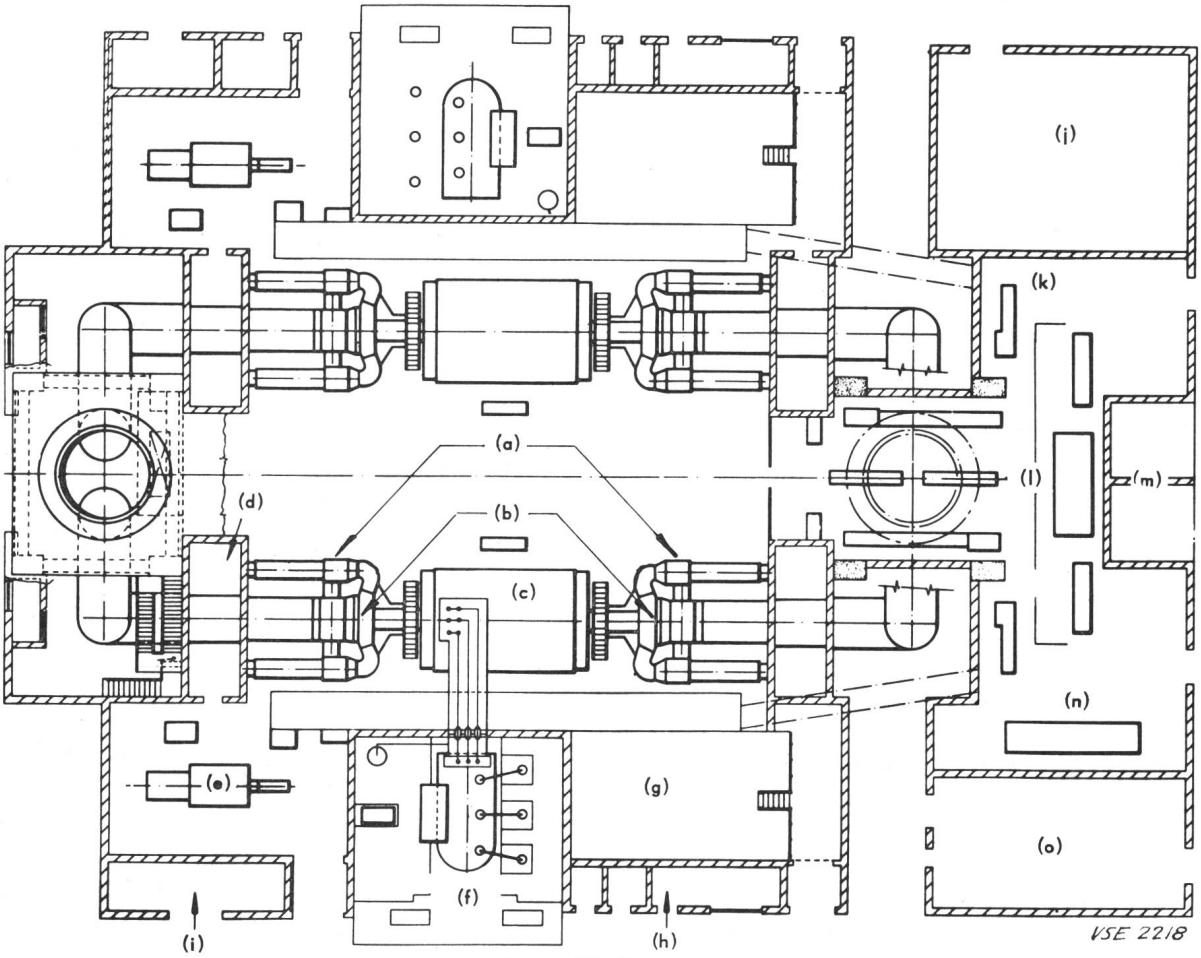

Fig. 9

Anlage mit zwei von Gasturbinen angetriebenen 56 MW-Generatoren

(a) Gasgeneratoren; (b) Antriebsturbinen; (c) elektrischer Generator; (e) motorangetriebener Erregergenerator; (f) Transformator des Generators; (g) Anlage für die Schmierölaufbereitung; (h) Wasserstoff- und CO_2-Behälter; (i) Vorrichtung für Wasserstoff und CO_2; (j) Batterien; (k) Schalttafel der Hilfsbetriebe; (l) Schalttafel; (m) Transformator des Kraftwerkes; (n) Hilfsschalttafel der Anlage; (o) Feuerlöschausrüstung

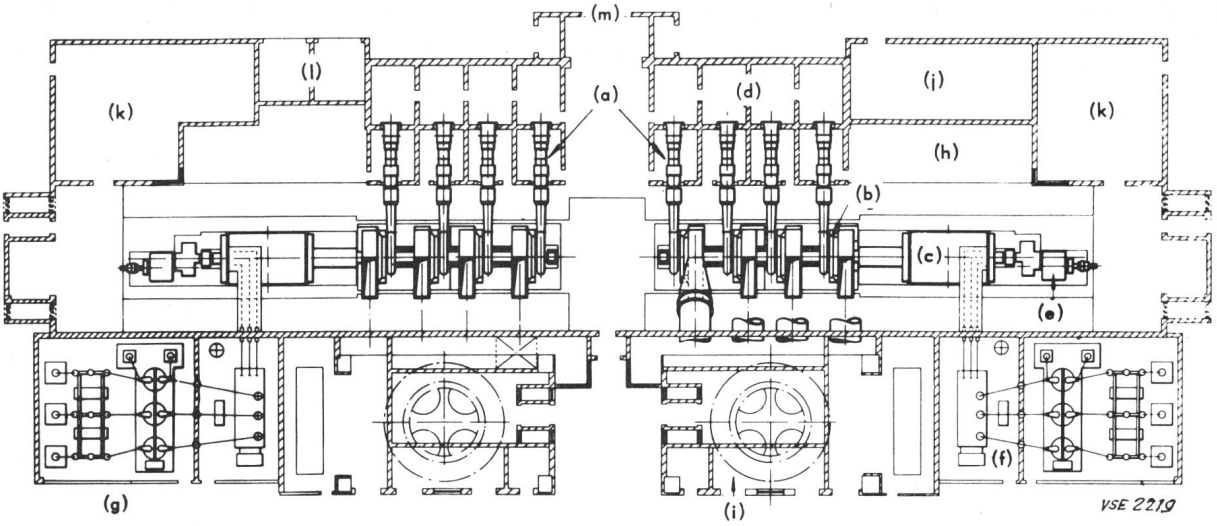

Fig. 10
Anlage mit zwei von Gasturbinen angetriebenen 70 MW-Generatoren
(a) Gasgeneratoren; (b) Antriebsturbinen; (c) elektrische Generatoren; (d) Lufteinlasskammer; (e) durch Getriebe angetriebener Erregergenerator; (f) Transformator des Generators; (g) 132 kV-Schaltanlage; (h) Schmierölaufbereitungsanlage; (i) Wasserstoff- und CO_2-Versorgung; (j) Batterien; (k) Schaltanlagen und Hilfsschaltanlagen; (l) Transformator des Kraftwerkes; (m) Haupteingang

lastbetrieb während 70 bis 80 Stunden ausreicht. Normalerweise wird der Brennstoff den Kraftwerken mittels Tankwagen zu jeweilen insgesamt 453 Tonnen geliefert.

Der Notstrom für die Zubehöre der Gasturbinen wird durch einen Dieselgenerator erzeugt. Die Steuerungssysteme der Dieselgeneratoren sind so ausgelegt, dass bei einem Leistungsausfall der wichtigsten Gasturbinen infolge einer Netzstörung die Dieselgeneratoren unverzüglich anlaufen und den Betrieb der Zubehöre der wichtigsten Gasturbinen automatisch gewährleisten. Dies ermöglicht dann diesen Gasturbinen, die Belastung einige Sekunden nach der Behebung der Störung wieder aufzunehmen.

Da der Betrieb mit schwachem Belastungsfaktor vorgesehen wurde und demzufolge relativ wenig Personal benötigt, wurde auf eine Raumheizung verzichtet. Allerdings wurden die entsprechenden Massnahmen ergriffen, um die Auswirkung tiefer Temperaturen auf die Brennstoffanlagen und das Wasser zu verhindern. In der elektrischen Ausrüstung schien ausserdem die Anwendung von Heizgeräten zur Vermeidung von Kondenswasserbildung angezeigt.

Die Konstruktion der Gebäude verhindert die natürliche Lüftung derselben, und um diesen Nachteil während des Betriebes der Maschinen zu beheben, wurden gesonderte Luftanschlüsse mit eingebauten Schalldämpfern und Ventilatoren an bestimmten Stellen eingesetzt.

3.5 Daten der Steuerungen

Infolge ihrer isolierten Lage und zur Erzielung von Betriebseinsparungen funktionieren die 3 MW-Maschinen auf dem Netz des South Western Area Board vollautomatisch und erfordern keine Überwachung. Sie werden lediglich für den routinemässigen Unterhalt und den Empfang der Brennstoffe kontrolliert.

Die Fernsteuerungsausrüstung ist vom sogenannten «Dataphonic»-Typ. Diese Ausrüstung ermöglicht es, Anlauf und Abstellung der Gasturbinen auf Distanz auszulösen, und steuert ebenfalls automatisch alle wesentlichen Parameter des Betriebes.

Chiffrierte Signale werden durch das öffentliche Telephonnetz durchgegeben und übermitteln dem zentralen Kommandoposten Informationen, oder auch Instruktionen an sämtliche Werke, welche sich in einem Umkreis von 160 km befinden. Insgesamt können vierzig Operationen dermassen ausgeführt werden.

Die Gasturbinen Rolls Royce Avon sowie die Gasturbinen Bristol Siddeley Olympus, welche vom Generating Board benutzt werden, sind mit vollautomatischen Steuerungen ausgerüstet. Werden diese Gasturbinen als Notstromgruppen zur Speisung der Hilfsbetriebe der hauptsächlichsten Dampfgruppen eingesetzt, so werden sie mit einer frequenzempfindlichen Steuerung ausgerüstet, so dass der Anlauf automatisch erfolgt, sobald die Frequenz unter einen bestimmten Wert fällt. In diesem Moment laufen die Gasgeneratoren an und werden beschleunigt, bis sie automatisch mit der Gruppe synchronisiert sind.

Die Fig. 11 vermittelt in Form einer graphischen Darstellung ein Synchronisationsschema, das nach dem annähernden (in punktierten Linien dargestellten) Verhalten der Frequenz und der Spannung auf dem Verbundnetz aufgezeichnet wurde während der Störung, welche sich 1961 auf dem Netz des CEGB ereignete. Es wurde vermutet, dass eine zweckmässige Steuerung eine Frequenzverminderung von einer Periode alle 25 Sekunden sowie einen Spannungsabfall von 1,5 % ebenfalls alle 25 Sekunden erfordert. Die Gasgeneratoren können vom Stillstand innert 2 Minuten die volle Belastung erreichen. Der volle Strich im Synchronisationsschema zeigt, dass die Beschleunigung der Gasturbine bei 40 Hz kontrolliert und anschliessend reduziert wird, wenn die Frequenz sich im Bereich von 2 Hz der Netzfrequenz nähert, um dadurch eine einwandfreie Synchronisierung zu erzielen.

Ist diese Synchronisierung erreicht, so öffnet sich der Brennstoffregler der Gasturbine vollständig, wodurch die Belastung der Hilfsbetriebe vom Gruppentransformator auf den Gas-Turbogenerator verlagert wird. Man schätzt, dass diese Verlagerung 10 bis 20 Sekunden erfordert, während denen der Gruppentransformator im Stromkreise verbleibt. Nach Übertragung der Belastung wird der Transformatorschalter ausgelöst und, sofern nötig, der Schalter der Ver-

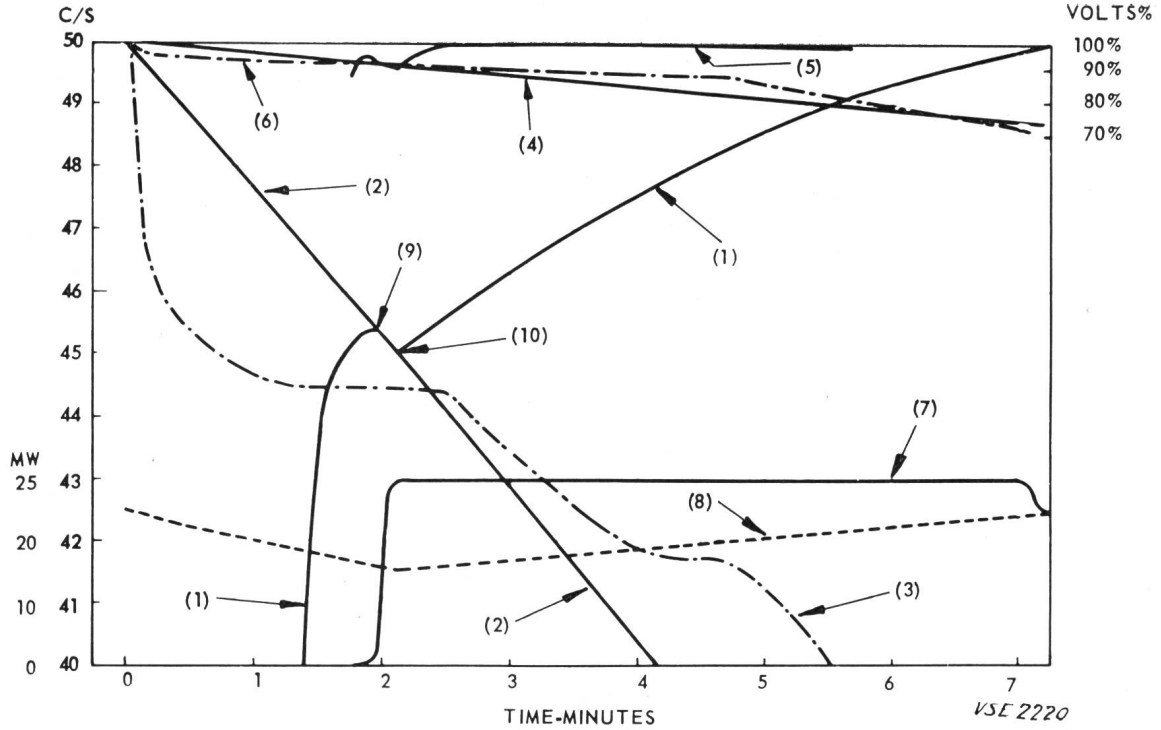

Fig. 11
Synchronisierschema

(1) Frequenz der Gas-Turbogeneratoren; (2) Frequenz des Verbundnetzes (spezifiziert); (3) Frequenz des Verbundnetzes (am 15. Mai 1961); (4) Spannung, in Volt, des Verbundnetzes (spezifiert); (5) Spannung, in Volt, der Gas-Turbogeneratoren; (6) Spannung, in Volt, des Verbundnetzes (15. Mai 1961); (7) Produktion der Gas-Turbogeneratoren (bei 15 °C); (8) Hilfslast der Gruppe; (9) Synchronisierung; (10) Öffnung des Schalters des Gruppentransformators

bindung zwischen der Gruppenschalttafel und der Schaltanlage des Kraftwerkes, obgleich dieser letztere Schalter ja normalerweise offen ist. Anschliessend wird die Frequenz Gruppen-Hilfsbetriebe wieder auf 50 Hz gebracht und durch den Regler kontrolliert.

Das Regelsystem vermeidet die Überschreitung einer Sicherheitsdrehzahl durch die Turbine im Falle einer Fehlauslösung und des Abfalls der vollen Belastung.

Ausser den verschiedenen bereits beschriebenen Anwendungen werden die Gasturbinen ebenfalls als Hilfsquellen während den Belastungsspitzen benutzt. In diesen Fällen erfolgt der Anlauf der Gruppen von Hand durch Betätigung eines Druckknopfes; die Synchronisierung mit dem Gruppentransformator erfolgt anschliessend automatisch. Diese Anlaufmethode enthält keine automatische Öffnung des Schalters zur Isolierung der Hilfslast; die Belastung kann von Hand gesteuert werden.

Der Anlauf der Gruppen der Aushilfswerke zur Ausgleichung der Belastungsspitzen erfolgt in ähnlicher Weise von Hand und wird durch Druckknopf ferngesteuert; anschliessend erfolgen dann sämtliche Operationen automatisch, bis die Gruppen dann synchronisiert sind. Die Belastung wird dann von Hand geregelt.

Bei den 55...70 MW-Maschinen mit mehreren Gasgeneratoren verfügt jeder Gasgenerator über eine individuelle und vollständige Brennstoffsteuerung, die sämtliche Arbeitsgänge für den Anlauf, den Betrieb und das Abstellen regeln kann. Eine Gesamtsteuerung verfügt ausserdem über eine Basis- und Anlaufregelgruppe, welche ein Drucksignal an jede Brennstoffsteuerung überträgt. Zum Ausgleich der Ausgangsleistungen jedes Gasgenerators wurden die notwendigen Massnahmen ergriffen. Bei den Olympusmotoren wurde dies durch ein für sämtliche Gruppen gemeinsames Geschwindigkeitssignal erreicht. Die Ausgangsleistungen der Avonmotoren werden durch die Registrierung und die Anpassung des Gasdruckes ausgeglichen.

Das vollständige Steuersystem der Olympus- und Avonmotoren ermöglicht bei jedem Gasgenerator oder bei der gesamten Gruppe die Ausführung folgender Arbeitsgänge:

a) Anlauf und Betrieb des Motors bis zu minimalen Leerlaufgeschwindigkeiten;

b) Hemmung der Beschleunigung und Entlastung ohne Flammaustritt;

c) Betrieb in jedem Leistungsbereich;

d) Begrenzung der maximalen Leistung sowohl bei der maximal zulässigen Drehzahl des Kompressors als auch beim Grenzwert der Temperatur der Antriebsmaschine, in Abhängigkeit irgendwelcher durch atmosphärische Einflüsse bedingter Ereignisse;

e) Einhaltung einer vorbestimmten Basisdrehzahl der Turbine in sämtlichen Belastungsbereichen bei jeder gewünschten Leistungsverminderung;

f) Manuelle oder automatische Synchronisierung bei sämtlichen Frequenzen des Verbundnetzes zwischen 48 und 51 Hz;

g) Brennstoffhahnen mit äusserst prompter Schliessung auf jedem Gasgenerator ermöglichen die normale oder dringende Abstellung durch Betätigung eines Druckknopfes oder durch den Einsatz von Ausschaltstromkreisen.

Die Brennstoffspeisung kann ausserdem die durch die Verschmutzung des Brennstoffes verursachten Nachteile auf ein Minimum reduzieren. Auf jedem Olympusmotor werden jeweils zwei Brennstoffpumpen eingesetzt, wovon jede fast

den gesamten Brennstoffbedarf decken kann. Bei den Avonmotoren wird dagegen nur eine einzige Pumpe benutzt.

Der Ausfall irgendeines Teiles des Steuersystems birgt keine Gefahr, und jeder Motor kann beim Ausfall von irgendeinem seiner Bestandteile ausgeschaltet werden. Ein Defekt der Steuerung wird normalerweise eine Verminderung der Brennstoffzufuhr bewirken; in anderen Fällen dagegen wird die Brennstoffzufuhr überhaupt nicht beeinflusst oder unter Umständen sogar noch erhöht, aber in diesem letzten Fall wird jede Gefahr durch weitere Sicherheitsvorrichtungen gebannt.

Die Maschinen sind mit den üblichen Instrumenten zur Steuerung der Drehzahlregelung und zum Schutze des Generatortransformators ausgerüstet. Das Alarmsystem ist in drei Hauptgruppen unterteilt: «Fehlerausschaltung», «unverzügliche Ausschaltung» und «nicht dringende Ausschaltung». Der Wärter kann dadurch die Dringlichkeit der Situation ermessen und verfügt über die Zeit, um die notwendigen Massnahmen zu treffen. Alle Instrumente und ihre entsprechende Relaisausrüstung sind im Innern des Hauptgebäudes in schalldichten Abteilen eingebaut.

3.6 Personal

Im allgemeinen sucht man bei den kleinen wie bei den grossen Gasturbinenanlagen den Personalbestand weitmöglichst einzuschränken. Zu diesem Zweck wurde eine grosse Anzahl automatischer Vorrichtungen und Fernsteuerungen eingerichtet. Die Neuheit und Kompliziertheit der grossen Aushilfsgruppen für den Ausgleich der Belastungsspitzen erfordert jedoch eine sehr ausgedehnte Kontrolle und demzufolge die Mitwirkung des Personals der naheliegenden klassischen Dampfkraftwerke.

Während nun beim Board kein zusätzliches Personal für den Betrieb der Gasturbinenwerke eingesetzt wurde, waren die Konstrukteure aber auf den Beistand seiner Experten für die Inbetriebsetzung und die Ausmerzung der unvermeidlichen Anfangsschwierigkeiten angewiesen.

Bezüglich des Personals der Hilfsturbinenanlagen für den Ausgleich der Belastungsspitzen wurde bisher auf dem Netze des Board noch keine endgültige Stellungnahme festgelegt, da sich diese Posten künftig in grosser Entfernung von den bestehenden klassischen Kraftwerken befinden könnten. Unter Umständen wäre dann ein solches Bedienungspersonal erforderlich, dies um so mehr, als die Benützungszeiten eventuell verlängert würden. Die Eintönigkeit des Dienstes in einem solchen Werke gebietet aber anderseits einen recht geringen Personalbestand oder sogar den vollständigen Ersatz desselben durch die Installation einer automatischen Fernsteuerung, welche durch das Personal des nächstgelegenen Kommandoposten bedient wird.

3.7 Beschreibung der mechanischen Kupplung

Bei den grossen Gasturbinengruppen wird eine Kupplung mit synchronisierter, automatischer Verstellung (Typ SSS) benützt, die in der Fig. 12 im Schnitt ersichtlich ist. Ein ähnliches Kupplungssystem ist seit mehreren Jahren bei den Gasturbinen der Marine eingesetzt worden.

Dieses System funktioniert folgendermassen: Bei stillstehender Maschine lässt man die Antriebsturbine anlaufen. Langsam gleitend greifen die Kupplungszähne ein und verbleiben so lange in Antriebsstellung, als ein Drehmoment aufrechterhalten wird. Wird die Brennstoffzufuhr der Gasturbine während der Synchronisierung des Generators mit dem Netz zufälligerweise oder absichtlich unterbrochen, so verursacht die Umkehr des Drehmomentes die Auskupplung. In gleicher Weise kann während dem Betrieb als Phasenschieber die Brennstoffzufuhr gedrosselt werden, wobei der Generator weiterhin mit 3000 U/min bei ausgekuppelter Turbine weiterläuft. Soll in der Folge wieder Energie produziert werden, darf man die Turbine wieder anlaufen lassen, wobei die Ankupplung ohne Stockung erfolgt, sobald die Antriebsturbine die Drehzahl des Generators erreicht.

Der Mechanismus, welcher diese Vorgänge auslöst, besteht hauptsächlich aus einem Klinkwerk, welches mit der Hälfte des Kupplungsstutzens verbunden ist, sowie aus federbelasteten Schaltklinken, welche mit der anderen Hälfte des Stutzens verbunden sind. Jedesmal, wenn die Drehzahl der Turbine die Geschwindigkeit des Generators überschreiten will, werden die Schaltklinken eingeschaltet und greifen in eine schraubenförmige Nute ein, um die Kupplungszähne eingreifen zu lassen. Die genaue Synchronisierung der Zähne wird durch das Ausrichten der Klinkwerkzähne auf die Kupplungszähne erreicht. Weitere ausführbare Verbesserungen sind beispielsweise die Einschaltung eines Dämpfers, um ein «Einrasten» der Schaltklinken während dem Gang und bei ausgeschalteter Kupplung zu vermeiden. Da nun diese Kupplungen zu den grössten bisher derart ausgeführten Vorrichtungen zählen, werden Ausführungen mit primären und sekundären helicoidalen Rillen benützt, um einen sanften Zahneingriff zu ermöglichen.

4. Wirtschaftliche Betriebsbedingungen der Gasturbinen

4.1 Allgemeines

Während langen Jahren verfügte das Netz des Board hauptsächlich über thermische Kraftwerke, welche mit Kohle geheizt wurden. Als der Leistungsbedarf dann mit der Zeit anstieg, entschloss man sich aus wirtschaftlichen Gründen zur Errichtung neuer thermischer Kohlenkraftwerke von höherem Wirkungsgrad und entsprechend grösseren Abmessungen, aber mit geringeren Investierungskosten pro kW; die älteren und weniger leistungsfähigen Kraftwerke wurden vorerst zur Erzeugung der Mittellast und schliesslich zum Ausgleich der Spitzenlast angewendet. Während nun diese Methode immer noch beibehalten wird und die mit Heizöl gefeuerten Kraftwerke dabei ihre Rolle spielen, so bedeutet das Auftreten der mit schwachen Betriebskosten belasteten Kernkraft jedoch, dass diese die Grundlast übernehmen wird und damit die Notwendigkeit gegeben ist, die verschiedenen Ausrüstungstypen bezüglich ihres Beizuges zu anderen Funktionen näher zu prüfen. Vorderhand besteht keine gerechtfertigte Veranlassung zur Errichtung neuer, speziell für die Mittellast bestimmter Anlagen, und das Interesse konzentrierte sich bisher auf die für die Lastspitzen erforderlichen Ausrüstungen. Obgleich zu diesem Zweck gegenwärtig verschiedene Ausführungstypen bestehen, können nur deren zwei unmittelbar benützt werden, da ihre Abmessungen den heutigen Erfordernissen entsprechen, und da beide auch in wirtschaftlicher Beziehung interessant sind. Es sind dies die Speicheranlagen mit Pumpkraftwerken und die Gasturbinenanlagen, welche als Gasgeneratoren Flugmotoren benützen.

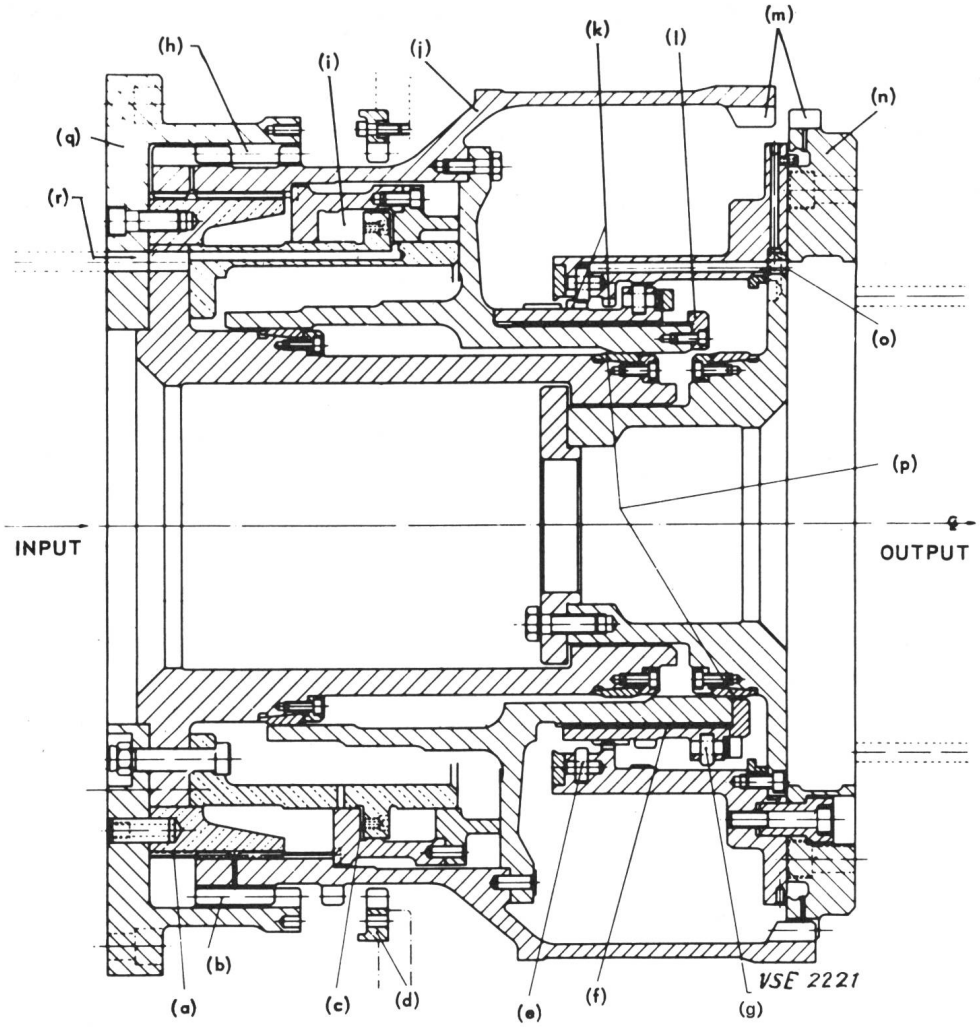

Fig. 12
Schnittbild einer Kupplung mit synchronisierter automatischer Verschiebung

Schnittbild der oberen Hälfte: ausgeschaltete Kupplung Schnittbild der unteren Hälfte: eingeschaltete Kupplung

(a) Schraubenförmige Haupt-Nuten; (b) Mitnehmerverzahnung (belastet); (c) Dämpfungsvorrichtung (geschlossen); (d) Verriegelungsring (Hilfsvorrichtung); (e) primäre Schaltklinke; (f) Relais-Schraubennuten; (g) sekundäre Schaltklinke; (h) Antriebsverzahnung (frei); (i) Dämpfungsvorrichtung, offen; (j) Haupt-Kupplungsstutzen; (k) Relais SSS-Kupplung; (1) Anschlag; (m) durch die Kupplung angetriebene Verzahnung; (n) Montage auf der Kupplungshälfte des Wechselstromgenerators; (o) Schmierung der Schaltklinke und der Kupplungsverzahnung; (p) Zentrierungskranz; (q) Montage auf der Hälfte des Kupplungsstutzens der Turbine; (r) Schmierung und Speisung des Stossdämpfers

Beim Einsatz von grossdimensionierten Speicherbecken mit Pumpkraftwerken kann eine Spitzenleistung wirtschaftlich mit einem Ausnutzungsfaktor bis ca. 10 % erzeugt werden. Die Leistungsfähigkeit der modernen und wirtschaftlichen Kraftwerke kann in der betriebsschwachen Zeit zur Auffüllung der hochgelegenen Speicherbecken ausgenutzt werden, wobei die Pumpenleistung anschliessend rasch auf Energie-Erzeugung umgestellt werden kann. Ausserdem ist eine gute Kontrolle der Blindleistung möglich, und es kann von dieser Funktion zur Produktion übergegangen werden. Statt einer potentiellen Reserve und Deckung kann eine kräftige Hilfsleistung geliefert werden. Die Pumpspeicherwerke werden automatisch um so vorteilhafter, je moderner und wirksamer die zur Erzeugung der Grundlast des Netzes installierten Kraftwerke gestaltet werden. In der Folge können die Pumpspeicherwerke die Leistung der mit sehr schwachen Betriebskosten funktionierenden Kernkraftwerke als Energiequelle verwerten, wenn die Leistung der Kernkraftwerke die Grundlast überschreitet.

Die durch topographische und geologische Faktoren bedingte Beschränkung der Verteilung der Pumpspeicherbekken bewirkt, dass diese in England und in Wales selten in der Nähe von Verbrauchszentren erstellt werden können, so dass, obgleich sich diese Staubecken als sehr praktisch und wirtschaftlich für die Deckung der Lastspitze erweisen, die Gasturbinen trotzdem bei der Verstärkung des Verteilnetzes in den selbständigen Industrie- und Wirtschaftszentren, wie an bestimmten Punkten des Netzes eine wesentliche Rolle spielen. Die Gasturbinen bieten ausserdem offensichliche Vorteile als Blindleistungskompensatoren und als leicht verfügbare Reserve.

Man wird leicht erkennen, dass der wirtschaftliche Nutzgrad der Gasturbinen grösstenteils vom Preisverhältnis des Dieselöls gegenüber anderen Brennstoffen abhängt. Gegenwärtig wird das Dieselöl in Grossbritannien mit einer Gebühr von 2,32 Fr. pro Gcal besteuert. Während der ersten Planungen dachte man, dass eine Benutzungsdauer von ca. 2 % angemessen wäre, war aber immerhin der Ansicht, dass eine höhere Benutzungsdauer sich wirtschaftlich rechtfertigen könnte.

Obschon die Verbesserung des thermischen Wirkungsgrades in allen möglichen Fällen erstrebt werden soll, steht

immerhin fest, dass die wesentlichste Beeinflussung der auf die Lebensdauer bezogenen Benutzungsdauer durch eine entsprechende Reduktion der Brennstoffkosten erreicht werden kann.

Als Ergänzung dieser Beschreibung veranschaulicht die Fig. 13 die typische Kurve der Benützungsdauer des CEGB-Netzes sowie den Umfang, welcher der Anwendung der Gasturbinen erteilt werden kann.

4.2 Investitionskosten der Gasturbinen

Die Investitionskosten der Gasturbinen verringern sich proportional zum Anwachsen der Dimensionen der Gruppen. Eine Verminderung der Gesamtkosten wird ebenfalls im Verhältnis der Vermehrung der Anzahl der in einer Anlage installierten Gruppen festgestellt. Die Tendenz der überschlagmässigen Kosten ist in der Fig. 14 dargestellt, in welcher die Kosten einer einzelnen 17,5...25 MW-Gruppe mit 100 % veranschlagt wurden.

Die durch die Erhöhung des Wirkungsgrades einer einzelnen Gruppe erzielten Vorteile sind gegenüber den klassischen Gruppen beschränkter, da die Einsparungen sich vorwiegend auf den elektrischen Generator und die dazugehörende Ausrüstung beziehen, während die Gasgeneratoren ja nur ein Vielfaches einzelner Flugmotorengruppen bilden und daher kaum irgendwelche Einsparungen ermöglichen.

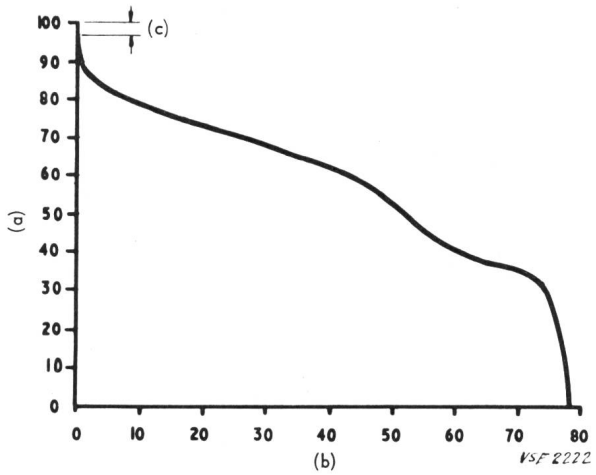

Fig. 13
Kurve der Benutzungsdauer für 1970
(a) Prozentsatz der Leistung; (b) Benutzungsdauer (%); (c) Gasturbinen = 3 % der installierten Leistung

4.3 Einsparungen bezüglich der Übertragungskosten

Unabhängig von den Investitionskosten der Produktion, kann man ebenfalls Einsparungen bei der Übertragung durch eine zweckmässige Verteilung der Gasturbinenanlagen an den günstigsten Punkten des Netzes erzielen. In Grossbritannien beispielsweise wird die Elektrizitätserzeugung der klassischen Kraftwerke durch Verbundnetze von 400 und 275 kV an die Verbrauchszentren übertragen und speist nach entsprechender Umwandlung die Verteilnetze niederer Spannung. Ausserdem ist es möglich, die kleineren Gasturbinenwerke derart einzusetzen, dass ihre Lage eine unmittelbare Speisung der Verteilnetze gestattet, wodurch die Übertragungskosten im Verbundnetz sowie die anschliessende Umwandlung eingespart werden können.

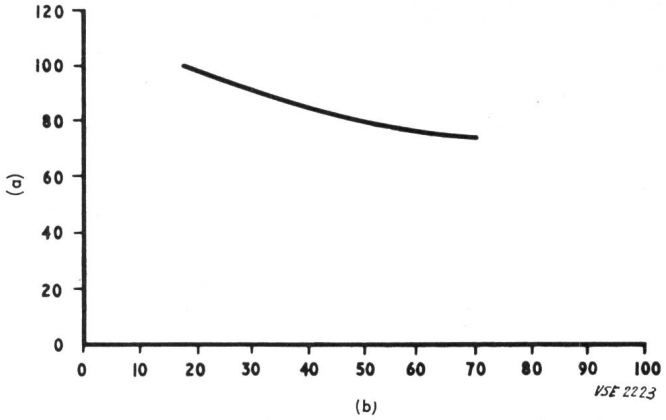

Fig. 14
Investitionskosten der Gasturbinen in Abhängigkeit ihrer Leistung
(a) Kosten in %; (b) Leistung des Aggregats in MW

Untersuchungen ergaben, dass die mit der klassischen Energieerzeugung verbundene Übertragung zwischen 1970 und 1980 annähernd 236 Fr. pro kW kosten wird, während die Energieübertragung der an das 132 oder 66 kV-Netz angeschlossenen Gasturbinen ca. 105 Fr. pro kW betragen würde. Diese Einsparungen sind in Mittelwerten ausgedrückt und beziehen sich auf allgemeine Betriebsbedingungen; folglich darf man auch annehmen, dass diese Werte je nach den gegebenen Umständen verschieden sein werden; gerade die in den unabhängigen Industrie- und Wirtschaftszentren gelegenen Gasturbinenanlagen dürften in dieser Beziehung wesentliche Vorteile bieten.

Um maximale Übertragungseinsparungen zu erzielen, müssen die Gasturbinen an die Einspeisungspunkte angeschlossen werden. Für eine Verteilspannung von 33 kV sollte die Anlage ca. 25 MW aufweisen, und für eine Verteilspannung von 11 kV annähernd 8 MW. Im allgemeinen neigt man jedoch zur Ansicht, dass eine Erhöhung der spezifischen Installationskosten der Gasturbinen sämtliche Einsparungen der Übertragungskosten annullieren würde. In einem Netz mit niedrigerer Spannung könnte sich eine solche Anlage nur dann rechtfertigen, wenn die Betriebskosten einer Leitung zu einem bestimmten Punkte übermässig teuer würden und die Schwierigkeiten bezüglich der Durchgangsrechte unüberwindlich wären.

4.4 Wirtschaftliche Bedingungen der verschiedenen Ausrüstungen

Nach der Beschreibung der massgeblichen wirtschaftlichen Faktoren der Gasturbinen müssen diese noch mit den anderen Energiequellen verglichen werden.

Jeder Vorschlag bezüglich der Einführung einer besonderen Ausrüstung auf dem Netz des Generating Board muss in technischer und wirtschaftlicher Beziehung geprüft werden.

Die gegenwärtig in wirtschaftlicher Hinsicht üblichen Methoden bestehen in einer Abschätzung der Gesamtkosten jedes das Netz betreffenden Projektes in Funktion seiner voraussichtlichen wirtschaftlichen Lebensdauer. Die Ergebnisse werden als mittlere Jahreskosten der Ausrüstung ausgedrückt, welche einen Ausgleich der Belastungserhöhung ermöglichen. Diese mittleren Jahreskosten umfassen:

a) Die Investitionskosten der erforderlichen Ausrüstung für die Energieerzeugung und deren Übertragung bis zu den

hauptsächlichsten Speisepunkten der Verteilanlage (d. h. die Speisepunkte der Area Boards);

b) Die Betriebskosten in der Reihenfolge ihrer Bedeutung;

c) Die Auswirkungen auf die weiteren Ausrüstungen des Netzes.

Sämtliche Kosten werden im Zeitpunkt der Installation «aktualisiert», und die sich daraus ergebende Summe wird in Jahresraten der voraussichtlichen wirtschaftlichen Lebensdauer der Ausrüstung verteilt, um einen mittleren jährlichen Jahreswert zu bestimmen, welcher zu Vergleichszwecken benutzt werden kann.

Tabelle II

Kraftwerk (Brennstoff)	Kern-Energie	Heizöl	Pump-speicher-werke	Gas-Turbinen	Kohlenkraftwerk	
					bei der Zeche	von der Zeche entfernt
1. thermischer Wirkungsgrad %	41,5	36,5	72 (1)	26	37	37
2. wirtschaftliche Lebensdauer (Jahre)	20	30	55	30	30	30
3. mittlerer jährlicher Ausnutzungsfaktor (%)	75	60	11	2	43	11
4. effektive mittlere Jahreskosten für das Netz (Fr./kW pro Jahr)	119,9	134,2	141,5	142,2	145,8	156,9

[1]) Wirkungsgrad des Systems.

Die mit dem Brennstoff, der Verteilung, der Bequemlichkeit, der Entfernung im Verhältnis zum Leistungsbedarf zusammenhängenden Fragen bilden alle recht bedeutende Faktoren, welche vom einen zum anderen Projekt eine recht unterschiedliche Rolle spielen.

Die Ergebnisse einer kürzlichen Schätzung aufgrund der Kosten eines normierten Netzes sind in Tabelle II angegeben.

5. Effektive Betriebsergebnisse der Gasturbinen

Die Gasturbinenanlagen des CEGB haben sich als äusserst nützlich zur Überbrückung eines Leistungsmangels erwiesen und waren manchmal während langer Jahre im Betrieb. Daher wurden eine ansehnliche Anzahl Betriebsstunden während des Winters 1965—1966 registriert. Die im Laufe der drei letzten Monate des Jahres 1965 erzielten effektiven Ergebnisse sind unter Berücksichtigung der Hilfsgruppen der Gasturbinenanlage von Hams-Hall «A» und Tilbury «B» folgendermassen ausgefallen:

	Letztes Quartal 1965
Mittlere Leistung (MW)	573
Mittlere Benutzungsdauer (%)	6,26
Thermischer Wirkungsgrad (%) [1])	22,75
Total der variablen Kosten (Fr./kWh)	0,055

Zur gegebenen Zeit, d. h. wenn einmal die erforderliche Reserveleistung im Netz installiert sein wird, werden die Gasturbinen noch rationeller zur Deckung der Belastungsspitzen und in dringenden Fällen eingesetzt.

[1]) Es ist interessant zu vermerken, dass der thermische Wirkungsgrad einer Anlage mit einer mittleren Benutzungsdauer von 5,68 % 23,8 % betrug. Bei Stichproben in der gleichen Station wurden bei Höchstleistung Wirkungsgrade von 25,4 bis 26,3 % ermittelt.

6. Probleme der Geräuschausbreitung und der Rauchentwicklung

Die unmittelbare Umgebung der Kraftwerke spielt in Grossbritannien eine bedeutende Rolle; daher werden den verschiedenen Fragen des Lärmes und der Luftverunreinigung grösste Aufmerksamkeit gewidmet.

Die Gebäude, in welchen die 3 MW-Gasturbinen installiert sind, sind aus Backstein gebaut und besitzen ein Dach aus verstärktem Beton. Die Fig. 15 veranschaulicht das Modell einer solchen Anlage. Die Luftzufuhr ist mit Schalldämpfern bestückt, und bei einem neueren Modell werden die Auspuffgase vorerst in eine ebenfalls mit Schalldämpfern versehene Ventilationskammer geleitet, bevor sie ins Kamin gelangen. Bei älteren Modellen waren die Schalldämpfer in den Auspuffleitungen eingebaut. Es gab keinen Rauch, und die Anlagen funktionierten ohne irgendwelche Beanstandung.

Die 17,5...25 MW-Gasturbinen, welche in Verbindung mit den Hauptkraftwerken als Hilfsgeneratoren installiert wurden, waren nicht nach einer bestimmten Anordnung verteilt. Sind sie vom Hauptkraftwerk entfernt in einem eigenen Gebäude untergebracht, so werden grundsätzlich ähnliche Massnahmen wie bei den grösseren und unabhängigen Gasturbinenanlagen getroffen, mit Ausnahme der Schalldämpfer, welche in diesem Falle nicht im Fuss des Kamines eingebaut werden. Diese Unterlassung rechtfertigt sich insofern, als die entsprechenden Stellen im allgemeinen recht ausgedehnt und weitverzweigt sind und sich die Bewohner dieser Gegenden in genügender Entfernung von den Kraftwerken befinden.

Sind die Gasturbinen dagegen im Inneren der Hauptgebäude installiert, so werden die Gasgeneratoren in besonderen schalldichten Kabinen untergebracht, wobei der Gasabzug ca. 7,60 m über dem Dachfirst des Maschinensaales erfolgt. Auch in diesem Falle wurde wegen der Entfernung der Einbau von Schalldämpfern in den Schornsteinen nicht als notwendig erachtet.

Wie dies bereits erwähnt wurde, sind die Hauptgebäude der wichtigsten und selbständigen Gasturbinen in kompakter Bauweise ausgeführt, um den Maschinenlärm auf die inneren Räumlichkeiten zu beschränken. Das Geräusch in den Luftansaugkanälen wird durch eine Beschränkung der Luftzufuhr-Geschwindigkeit auf 2,30 m/s und den Einbau von schalldämpfenden Vorrichtungen in den Leitungen begrenzt. Der Einbau von Schalldämpfern am Fusse der Schornsteine war ursprünglich gar nicht vorgesehen. In Anbetracht der insbesondere an eines dieser Werke gerichteten Reklamationen des Publikums wurde dann aber beschlossen, solche Schalldämpfer in sämtlichen Hilfsanlagen zur Deckung der Spitzenlast zu installieren. Ein solcher Schalldämpfer ist in Fig. 16 abgebildet.

Die Fig. 17 veranschaulicht den durch den Einsatz dieser Vorrichtung erzielten Dämpfungsgrad, gemäss dem vor und nach der Installation des Schalldämpfers an einem 365 m von einem solchen Kraftwerke registrierten Geräuschpegel. Die Resultate sind, obgleich sie nicht vollkommen der gewünschten Geräuschstärke entsprechen, doch zufriedenstellend; da sie nun den theoretischen Werten nicht genügen, wird diese Ausrüstung weiterhin geprüft.

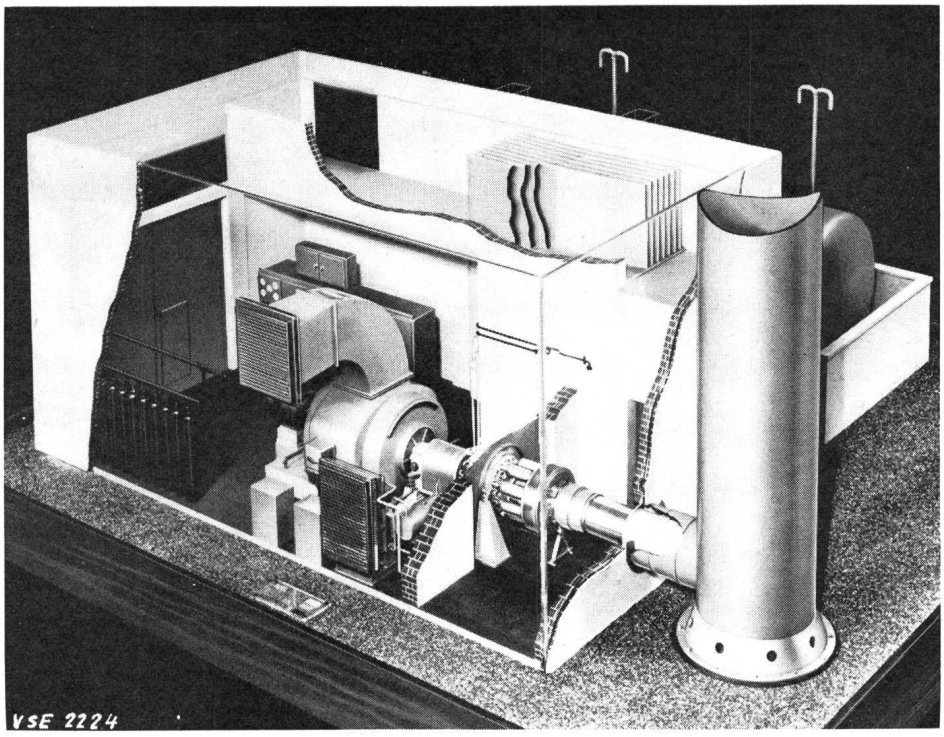

Fig. 15
Modell einer 3 MW-Gasturbinenanlage

Der Geräuschpegel im Innern eines Turbinensaales während des Betriebes einer 70 MW-Anlage ist auf der Abbildung 18 dargestellt. Normalerweise soll sich das Personal in dem äusserst wirksam isolierten und schalldichten Kommandoraum aufhalten. Weitere, ausserhalb der Gasturbinenhalle befindliche Lärmquellen stammen vorwiegend von luftgekühlten Transformatoren; da es sich aber dabei um relativ schwache Geräusche handelt, wurden keine speziellen Lärmbekämpfungsmassnahmen ergriffen.

Die gesammelten Erfahrungen beweisen im allgemeinen, dass die getroffenen Massnahmen wirksam waren und gegenwärtig wenig Lärm ausserhalb der Kraftwerke wahrgenommen wird. Wie dies übrigens zu erwarten war, reagieren die verschiedenen Bevölkerungsschichten je nach den städtischen Verhältnissen und dem Industrialisierungsgrad recht unterschiedlich auf den gleichen Geräuschpegel.

Da die Flugmotoren gemäss ihrer eigentlichen Zweckbestimmung keinen vollständig rauchlosen Betrieb erfordern, ist aber im Falle der Anwendung dieser Motoren zwecks Erzeugung elektrischer Energie die Vermeidung von Rauch- und Dampfentwicklung unerlässlich. Die durch die Gasturbinen verursachten Ausströmungen sind übrigens dem Dekret über die Luftreinhaltung (Clean Air Act) von 1956 unterworfen, welches das Ausstossen von schwarzem Rauch — ausser in gewissen Spezialfällen — untersagt. Die Ergebnisse waren recht zufriedenstellend, haben aber immerhin

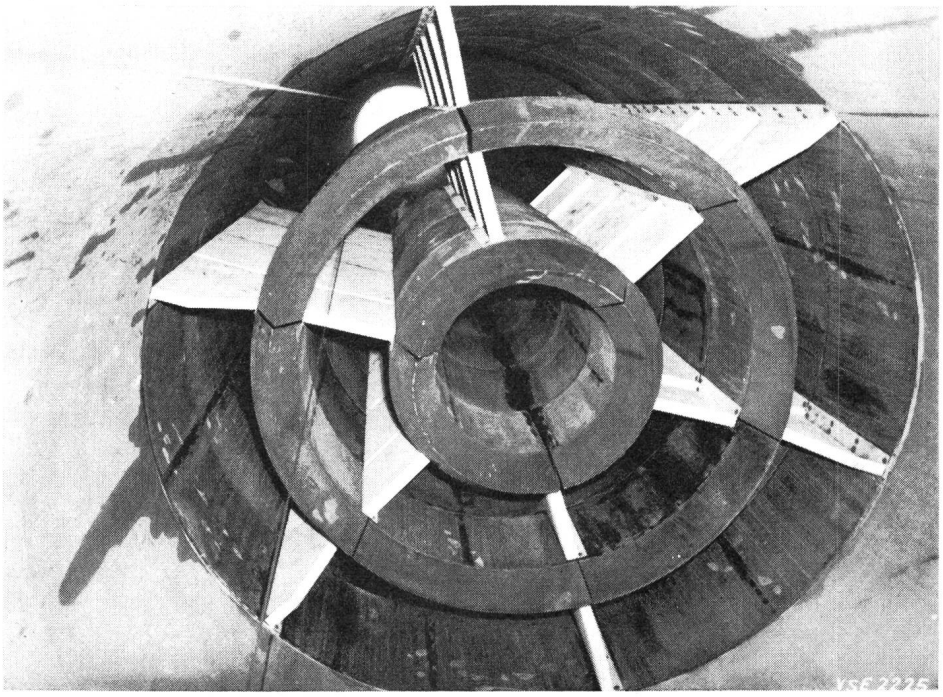

Fig. 16
Im Kamin eingebauter Schalldämpfer

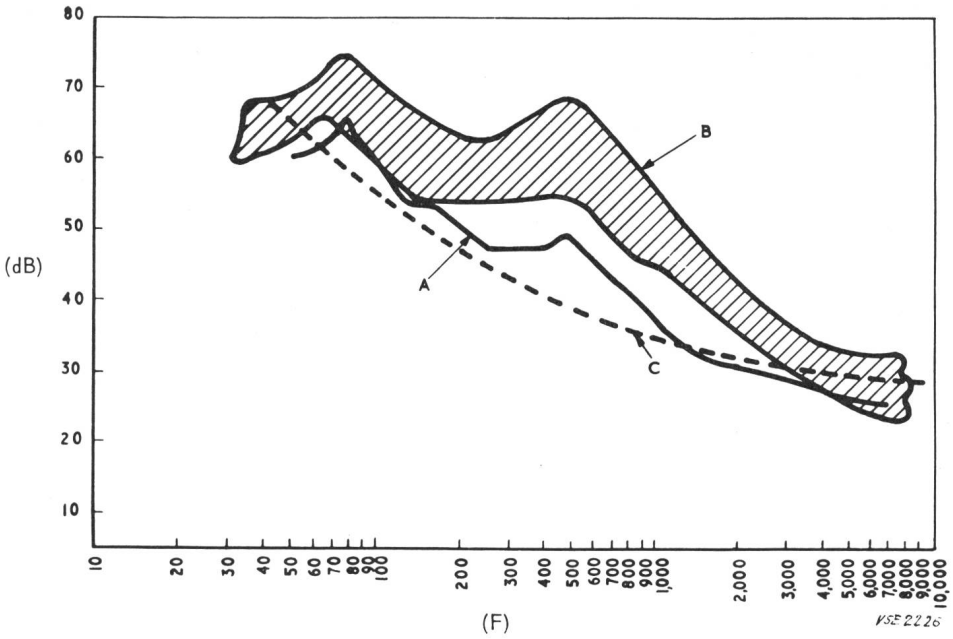

Fig. 17
Schallpegel vor und nach der Installation von Schalldämpfern
dB: Ref. 2×10^{-4} Dyn/cm² (⅓ Oktavenhöhe); F: Frequenz in Hz; A: Schallpegel nach Installation der Schalldämpfer am 29. September 1965 bei 100 MW Belastung; B: Hüllkurve der Schallpegel vor der Installation der Schalldämpfer (56–112 MW); C: vorgeschriebener Wert

manche Probleme aufgeworfen. Eine vollkommen ohne Rauch ablaufende Verbrennung bedingt entsprechende Veränderungen der Brenner und der Brennkammern. In manchen Fällen muss der Ausgleich zwischen sauberen Kaminen und einem zufriedenstellenden Betrieb durch Versuche ermittelt werden.

7. Unterhalt

Der Unterhalt besteht in erster Linie in der nach einer bestimmten Betriebsdauer zu erfolgenden Auswechslung der Gasgeneratoren. Die dabei entfernten Elemente werden anschliessend in der Konstruktionswerkstatt wieder instandgesetzt und dort als eventuell verfügbare Ersatzteile aufbewahrt.

Bei den 3 MW-Gruppen werden die Gasturbinen jeweils nach 1000 Betriebsstunden untersucht. Zur Überwachung des Betriebes werden Inspektionen durch das Unterhaltspersonal alle 7 Wochen durchgeführt. Vollständige Revisionen müssen wahrscheinlich alle 5000 Betriebsstunden ausgeführt werden, doch ist diese Dauer mit diesen Maschinen bisher noch nicht erreicht worden.

Die Betriebsdauer der Gasgeneratoren der grösseren Gruppen kann zwischen den Revisionen bis 2000 Stunden betragen. In Anbetracht der unerlässlichen Verfügbarkeit der Gasturbinengruppen müssen unbedingt Massnahmen getroffen werden, um unverzüglich auf Hilfsmaschinen zurückgreifen zu können und damit den Ausfall irgendwelcher bestimmter Gruppen zeitlich weitgehend zu begrenzen. So sollte denn die Möglichkeit, die Auswechslung eines Gasgenerators innert 12 Stunden auszuführen, eine hohe Verfügbarkeit selbst während der Winterperiode gewährleisten. Die wichtigsten Revisionen sollten selbstverständlich den allgemeinen Erfordernissen des Unterhaltes angepasst und normalerweise im Sommer ausgeführt werden.

(Fortsetzung in der nächsten Nummer)

Adresse des Autors:
F. Faux, Station Planing Engineer, Central Electricity Generating Board, London.

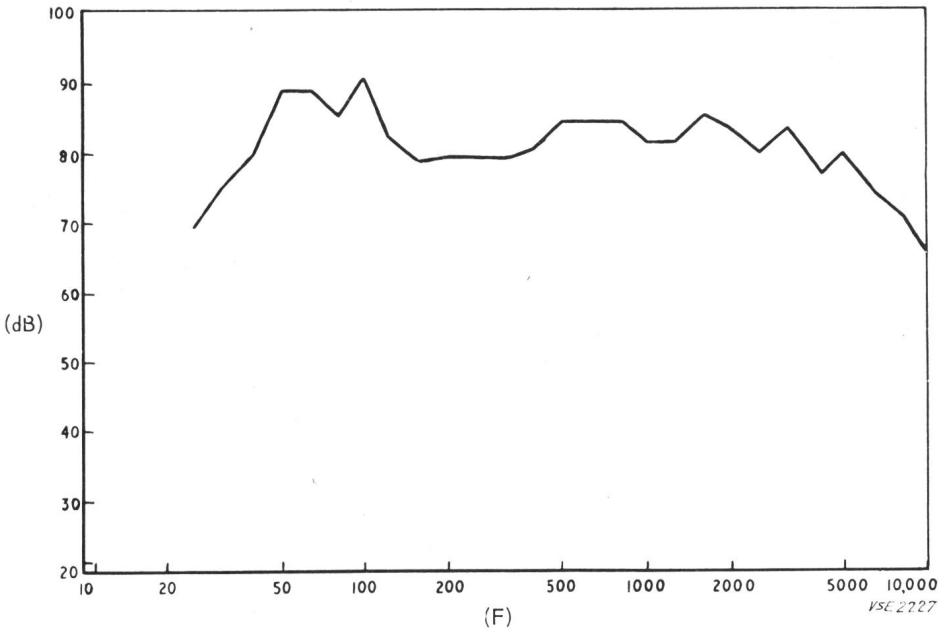

Fig. 18
Schallpegel im Innern des Turbinenraumes
dB: Ref. 2×10^{-4} Dyn/cm² (⅓ Oktavenhöhe); F: Frequenz in Hertz bei einer Belastung der Turbine von 64 MW