

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 59 (1968)
Heft: 3

Artikel: Die Verwendung von Gasturbinen zur Erzeugung elektrischer Energie
Autor: Faux, F.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-916022>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 30.01.2025

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

14. Kongress der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Electrique (UNIPÉDE)

Die Verwendung von Gasturbinen zur Erzeugung von elektrischer Energie

von F. Faux, London

621.438:621.31

Schluss

Demzufolge wurden fünf Anlagen in- und ausserhalb von London und eine in der Umgebung von Liverpool installiert. Sämtliche Anlagen liegen entfernt von den ertragreichsten und wirtschaftlichsten Kohlenbecken der Midlands-Gegend. Die Verhandlungen zur Erlangung der gesetzlichen Bewilligungen unterstrichen die Notwendigkeit eines geräusch- und rauchlosen Betriebes zur Vermeidung von Reklamationen.

Sämtliche Werke wurden durch eine Studiengruppe und unter Mitwirkung von beratenden Ingenieuren geplant. Die Bauarbeiten verursachten keine besonderen Schwierigkeiten, da man im allgemeinen wusste, dass die Bodenbeschaffenheit zufriedenstellend war und die Belastungen dagegen nicht stark ins Gewicht fielen. Die schwersten Probleme betrafen die Maschinen selber, deren Auslegung entweder von der Flugtechnik her angepasst werden musste oder eine vollständig neue Anordnung erforderte.

Infolge der dringenden Notwendigkeit, in vier dieser Kraftwerke über diese Gruppen zur unverzüglichen Energieerzeugung rasch verfügen zu können, wurden die vorausgehenden Versuche auf den Prüfständen der Konstrukteure abgekürzt. Demzufolge ergaben sich während der Montage im Kraftwerk einige Schwierigkeiten; beim Ausrichten und während den Gangversuchen wurden z. B. infolge unvorhergesehener Ausströmungsprobleme einige Veränderungen an gewissen Rohrleitungen und dem Auspuffrohr vorgenommen.

Um die Inbetriebsetzung zu beschleunigen, wurde dagegen die Installation der vollständigen automatischen Steuerung dieser Stationen bis zum Sommer 1965 verschoben. Dank dieser Massnahmen, und trotz einiger Verspätung gegenüber dem ursprünglich vorgesehenen Programm, konnten die Gruppen in einer Zeitspanne von annähernd zweieinhalb bis drei Jahren nach der Bestellung in Betrieb gesetzt werden.

In zweien dieser Kraftwerke, in welchen vier Gasgeneratoren mit einer einzigen 55 MW-Antriebsturbine verbunden waren, ergaben sich zusätzliche Schwierigkeiten bei der Einstellung. Ausserdem hatte die Wahl des Standortes der Anlage und dessen nachfolgende Bewilligung einige Verspätung gegenüber den anderen Werken erfahren. Infolge der leicht verspäteten Inbetriebsetzung und der besonderen Ausführungsschwierigkeiten war diese Anlage im Winter 1964—1965 noch nicht verfügbar. Die aus Nimonic-Stahl 80 A ausgeführten Schaufeln der Antriebsturbine bereiteten ebenfalls einige Schwierigkeiten infolge ihrer Abmessungen und der Notwendigkeit, einen breiten kritischen Drehzahlbereich zu vermeiden. Diese Schaufeltype konnte schliesslich doch gefertigt werden und funktionierte bisher ganz zufriedenstellend. Während der Inbetriebsetzung entstanden Risse in der aus der Nimonic-Legierung gefertigten Leitungsanlage

8. Montage, Inbetriebsetzung und Erfahrungen seit der Betriebsaufnahme

Für die Montage und die Inbetriebsetzung der 3 MW-Gasturbinengruppe ergaben sich keine speziellen Schwierigkeiten; die Inbetriebsetzung mitsamt ihrer automatischen Ausrüstung erfolgte in der kurzen Zeitspanne von 6 Monaten seit dem Montagebeginn an Ort und Stelle bis zur Synchronisierung.

Abgesehen von einigen kleineren Anfangsschwierigkeiten, welche aber sehr rasch behoben werden konnten, ist dieser Versuchsbetrieb also äusserst zufriedenstellend ausgefallen.

Unter anderem entdeckte man die Notwendigkeit, ein synthetisches Schmiermittel anstelle des ursprünglich angewendeten Mineralöls zu benutzen. Dies ist auf den Umstand zurückzuführen, dass während und nach der Abstellung des Motors die in den Wellen und den Lagern verbleibende Hitze zu einer Verkohlung des Schmieröls führt und in zwei Fällen den Bruch der Lager verursachte. Seit das Schmieröl ersetzt wurde, sind keine Schwierigkeiten mehr aufgetreten.

Die Ausrüstung der automatischen Steuerung hat sehr gut funktioniert. Die einzige Schwierigkeit, welche auftauchte, entstand durch eine Abschwächung des Signals während seiner Übertragung auf der Leitung des Post Office, was zu einem gewissen Zeitpunkt einige Unannehmlichkeiten verursachte.

Die Anordnung der Abzugsleitungen wurde gegenüber dem ursprünglichen Plan etwas verändert, um auf den Auspufftopf verzichten und eine mit Schalldämpfern versehene Ausströmungskammer einsetzen zu können. Dadurch wurden dann die Kennwerte der Schalldämpfung verbessert und gleichzeitig der Gegendruck auf die Antriebsturbine vermindert.

Die Schwierigkeiten der Montage und der Inbetriebsetzung der sechs Hilfskraftwerke, welche auf dem Netze des CEGB zum Ausgleich der Belastungsspitzen dienen, beruhen grösstenteils auf der Neuheit der Anwendung solcher Gasturbinen und der Dringlichkeit ihrer Inbetriebsetzung zur Deckung des Energiebedarfs im Netz. Die 17,5...22 MW-Anlagen wurden vor den 55...70 MW-Gruppen bestellt, da aber jene den wichtigsten Generatorengruppen zugeordnet wurden, sollte ihre Inbetriebsetzung mit den Hauptgruppen erfolgen. Infolge eines allgemeinen Ausrüstungsmangels wurden dann einige dieser Gruppen vor den Hauptgruppen in Betrieb gesetzt.

Um die Erlangung der gesetzlichen Bewilligungen für den Betrieb von Gasturbinenanlagen zu erleichtern, wurde beschlossen, diese in bestehende Kraftwerke einzubauen, wo sie dem Netz eine wertvolle zusätzliche Energie liefern könnten.

zwischen dem Gasgenerator und der Antriebsturbine, so dass zur Lösung dieses Problems entsprechende Veränderungen erforderlich waren. Eine ausgeglichene Speisung der Antriebsturbinen durch die Gasgeneratoren erforderte eine perfekte, einwandfreie Steuerung.

Die Montage der Ausrüstung der vier ersten mit 56 oder 70 MW-Einheiten bestückten Werke erfolgte ohne nennenswerte und aussergewöhnliche Schwierigkeiten. Unannehmlichkeiten infolge der Anwendung dieser neuen Technik entstanden im Laufe der Inbetriebsetzung in den Organen der 70 MW-Maschine, was den Wirkungsgrad wie auch die Betriebszeit beeinträchtigte, so z. B. durch den Brenner verursachte Pannen des Rauchabzuges in den Brennkammern, Risse im Gehäuse in der Nähe der Lagerstellen infolge Schwingungen, welche wahrscheinlich durch Druckveränderungen in den horizontalen Verteiltafeln der angrenzenden Rohrleitungen verursacht wurden. Ausserdem entstanden ebenfalls Risse in den Rohrleitungen und den Einstömungszerstäubern, welche wahrscheinlich auf eine Kombination von Schwingungen und thermischen Belastungen zurückzuführen sind. Um diese Nachteile zu beheben, wurde ein durchgreifendes Programm der erforderlichen Korrekturen aufgestellt, wodurch auch tatsächlich einige dieser Fehler behoben wurden, und man darf mit Vertrauen erwarten, dass alle weiteren Mängel sehr bald endgültig behoben werden.

Die Organe der 56 MW-Maschine boten fast keine Schwierigkeiten, ausser bezüglich der Beschauelung der ND-Kompressoren, doch werden gegenwärtig Massnahmen zur Lösung dieses Problems ergriffen. Das ziemlich komplizierte Steuersystem verursachte anfänglich einen hohen Prozentsatz von Fehlausschaltungen; inzwischen ist nun klar erwiesen worden, dass bei der Herstellung solcher Schalttafeln absolute Sauberkeit herrschen muss. Es ist ebenfalls erforderlich, eine gute Lüftung der Relais tafeln vorzusehen, um zu verhüten, dass ein Temperaturanstieg falsche Schaltungen der gesamten Generatoreinheit bewirkt. Diese Schwierigkeiten wurden schliesslich durch eine genaue Einstellung und den Ersatz gewisser Organe behoben. Diese Einstellung wie auch die Korrektur der Steuerungen nach der Inbetriebsetzung der Maschinen verursachte gewisse Einschränkungen bezüglich der Verfügbarkeit.

Die Gasgeneratoren verfügen über Reinigungsmöglichkeiten des Kompressors, welche häufiger als vorgesehen beansprucht wurden, wenn die Filter der Luftzufuhr nicht einwandfrei funktionierten oder wenn sich die Gasturbinenanlage in der Nähe eines Kohlenlagers befindet.

Als Brennstoff wird üblicherweise Dieselöl der Kategorie A des British Standard 2869 benutzt. Die Lagerkapazität entspricht ca. 70 bis 80 Betriebsstunden der Anlage unter voller Belastung. Vor der Speisung der Gasturbinen wird das Öl durch Filter mit Maschen von 5μ geleitet und bei sehr kalter Jahreszeit sogar erwärmt. Diese Filter waren bereits nach einigen Betriebsstunden durch Korrosionspartikel des Behälters und andere Verunreinigungen verstopft. Um diesen Zustand zu verbessern, wurde die Anzahl und die Kapazität der Filter erhöht, um eine normale Zeitspanne zwischen dem Ersatz der Filter zu erreichen. Die Öl-Abzugvorrichtungen in den Hauptbehältern wurden verändert. Seit der Inbetriebsetzung ist die Sauberkeit des gelieferten Öls wesentlich verbessert worden.

Nach der Definition des Board's Operations Department

kann der Zeitpunkt der vollständigen Inbetriebsetzung folgendermassen bestimmt werden: dieser Moment ist dann erreicht, wenn jede Maschine fünfmal nacheinander kalt anlaufen kann, wobei jedem Anlauf eine Betriebsstunde unter voller Belastung folgt.

9. Spätere Entwicklungsmöglichkeiten

Voraussichtlich werden die aus Flugmotoren stammenden Gasturbinen weiterhin im Netz des CEGB in England und in Wales zum Schutz der Hilfsvorrichtungen der Kraftwerke sowie an bestimmten wirtschaftlich vorteilhaften Stellen zum Ausgleich der Belastungsspitzen eingesetzt werden. In Verbindung mit dieser letztgenannten Anwendung ermöglicht eine günstige Verteilung der Gasturbinenanlagen Einsparungen an den Übertragungskosten, so dass eine zusätzliche jährliche Leistung von einigen 500 MW der Gasturbinen sich nach 1970 absolut rechtfertigen wird.

Ein finanzieller Gewinn könnte durch die Anwendung grösserer Maschinen erzielt werden. So dürfte es beispielsweise möglich sein, eine Einheit von 110 MW mittels zweier Gruppen von vier Motoren aufzustellen, welche jeweils mit einer 55 MW-Antriebturbine verbunden sind, die mit einem einzigen Generator gekuppelt sind.

Verfügt man später einmal über eine angemessene Reserveleistung, so könnten die Gasturbinen je nach ihrer Leistungsfähigkeit zur Deckung von 2—5 % der jährlichen Energieerzeugung eingesetzt werden.

9.1 Industrielle Gasturbinen

Die künftige Entwicklung bedingt voraussichtlich höhere Eintrittstemperaturen in Verbindung mit einer Compoundvorrichtung unter Anwendung der Zwischenkühlung und der Abwärmerückgewinnung; diese Verbesserungen lassen einen höheren thermischen Wirkungsgrad, jedoch ebenfalls höhere kW-Preise erwarten.

Nach der Untersuchung einer Anzahl möglicher Brennstoffpreise scheint es höchst unwahrscheinlich, dass eine Vorrichtung mit einer Eintrittstemperatur von 850°C hohe Ausnutzungsgrade rechtfertigt oder irgendwelche Vorteile gegenüber den Flugmotoren bei der Deckung der Belastungsspitzen bieten dürfte. Höhere Ausnutzungsgrade können sich lediglich bei Maschinen mit einer Eintrittstemperatur von 1225°C und nur bei günstigen Brennstoffpreisen rechtfertigen. Gegenwärtig besteht aber vergleichsweise zu den klassischen Installationen eine ungenügende Kostenmarge, um die Entwicklung solcher Gasturbinentypen begründen zu können.

Es ist auch wichtig, bei der Festsetzung des geforderten spezifischen Brennstoffpreises eine gewisse Toleranz vorzusehen und ebenfalls die notwendigen Massnahmen zu einer Verhütung von übermässigen Reparatur- und Betriebskosten zu ergreifen.

Diese Überlegungen führen zur summarischen Schlussfolgerung, dass das Board-Netz noch weitere Gasturbinen der industriellen Ausführungsart aufnehmen könnte, wenn die Möglichkeit gegeben wäre, den Brennstoffpreis und die Investitionskosten zu senken.

9.2 Freikolbenmaschinen

Die mit Rückstandöl funktionierenden Installationstypen mit freien Kolben, welche in Kontinentaleuropa sehr verbreitet sind, wurden ebenfalls geprüft, doch rechtfertigten die wirtschaftlichen Ergebnisse keine Berücksichtigung dieses Typs wegen der erforderlichen Abmessungen dieser Maschine.

9.3 Kombinierte Anlagen

Die technischen Vorteile einer Verbindung der Gasturbinen mit Kohle- oder Ölkesselanlagen würde es ermöglichen, eine Erhöhung des gesamten Wärmewirkungsgrades ins Auge zu fassen. Nach eingehender Prüfung dieser Frage musste man sich schliesslich doch überzeugen, dass der dadurch erzielte Gewinn nicht genügen würde, die zusätzlichen Investitionskosten und die daraus erwachsenden Komplikationen einigermaßen zu kompensieren.

Bei den mit Kohle gespeisten Anlagen würde dies ein Verbrennungsverfahren gemäss der Technik der verflüssigten Schichten erfordern, wobei das Gas zum Antrieb der Turbine benutzt würde und die resultierenden Vergasungsrückstände im Heizkessel verwertet würden. In rein technischer Beziehung wäre ein solches Projekt durchaus durchführbar und würde, auf einen Grundwirkungsgrad von 40,8 % berechnet, den gesamten Wärmewirkungsgrad um mehr als 0,8 % erhöhen. Aber auch in diesem Falle steht die demmassen erzielte Wirkungsgraderhöhung wieder in keinem Verhältnis zu den Investitionskosten und den zusätzlich erwachsenden Komplikationen.

Ein weiteres, weniger komplexes Projekt bezog sich auf einen Heizölkessel und auf mit Destillat gespeisten Gasturbinen, konnte aber in wirtschaftlicher Beziehung ebenfalls nicht in nähere Erwägung gezogen werden. Die Prüfung dieser verschiedenen Projekte wird übrigens weitergeführt.

9.4 Andere Kombinationen

Gegenwärtig wird die Ausführung eines binären Kreislaufes erwägt, bei welchem Freon als Wärmeaustauschmittel benützt werden soll.

Die künftigen Forschungen auf dem Gebiet der Gasturbinen werden offensichtlich von der Beurteilung eines solchen Systems beeinflusst werden.

10. Gesammelte Erfahrungen anderer Mitgliedstaaten der UNIPEDE

Zur Zusammenfassung der Erfahrungen der Mitgliedstaaten der UNIPEDE auf dem Anwendungsgebiet der Gasturbinen wurde ein Zirkular mit folgenden Fragen verfasst:

1. Welche Leistung in MW und welche Gasturbinentypen werden in Ihrem Netz benützt?
2. Welches sind die wichtigsten Anwendungsgebiete dieser Gasturbinen?
3. Welches sind die wirtschaftlichen Merkmale der Gasturbinen gegenüber anderen energieerzeugenden Anlagen Ihres Netzes?
4. Weist die Ausrüstung der Gasturbinen oder ihre Anwendung aussergewöhnliche Charakteristiken auf?
5. Können Sie uns in diesem Zusammenhang andere Tatsachen mitteilen, welche Ihrer Ansicht nach für diesen Bericht von Bedeutung wären?

Im folgenden Abschnitt sind die ausführlichen und interessanten Antworten der verschiedenen Mitgliedstaaten kurz zusammengefasst:

Algerien

Algerien verfügt über zwei als Zuschuss für die Deckung der Belastungsspitzen dienende Turbinenanlagen: eine unterirdische Zentrale bei Santa Cruz (24 MW), und die andere bei Hassi-R'Mel (12,8 MW), die über einer Naturgasablageung in der Sahara gelegen ist. Die erste Anlage umfasst zwei

mit Heizöl gespeisene Brown-Boveri-Maschinen zu 12 MW.

Bei Hassi-R'Mel funktionieren 2 Fiat-Maschinen von 6,4 MW in einem weiten atmosphärischen Temperaturbereich vollkommen automatisch. Bei ca. 690 jährlichen Betriebsstunden und einem Wirkungsgrad von annähernd 21 % unter voller Belastung betragen die Produktionskosten ca. 0,073 Fr./kWh bei einem Gaspreis von ca. 1,63 Fr. pro Gcal. Der mittlere Energiepreis auf dem algerischen Netz der Electricité et Gaz bewegt sich in der Grössenordnung von 0,042 Fr./kWh.

Deutsche Bundesrepublik

Die in der deutschen Bundesrepublik mittels grosser Gasturbinen gesammelten Erfahrungen sind eher begrenzt. Die Nordwestdeutschen Kraftwerke AG haben gegenwärtig zwei Gruppen Gasgeneratoren der Flugmotorentype als Ergänzung zur Spitzendeckung und als Hilfsanlage des Netzes bestellt.

Die Anlage, welche 1966 in Emden erstellt wurde, verfügt mit 2 Avon-Gasgeneratoren von Rolls-Royce über eine Leistung von 52 MW; sie wird mit Leichtöl betrieben und besitzt zwei Brown-Boveri-Turbinen, die zum Antrieb eines einzigen elektrischen Generators dienen. Die 26 MW-Gruppe, welche durch Siemens in Wiesmoor errichtet werden soll, umfasst zwei Gasgeneratoren Rolls Royce Avon zur Verbrennung von Naturgas, die zum Antrieb von zwei Turbinen und eines elektrischen Generators der English Electric dienen. Diese Ausrüstung ist ähnlich ausgeführt wie die in den britischen Netzen installierten Maschinen.

Aus Berechnungen ist erwiesen, dass die Gasturbinenanlagen den älteren Dampfkraftwerken bei bis zu 1000 jährlichen Betriebsstunden ebenbürtig sind. Im Verhältnis zu den Dampfturbinengruppen von 125 MW mit insgesamt 5500 jährlichen Betriebsstunden darf man annehmen, dass die Produktionskosten der Gasturbinen 100...150 % höher liegen werden, obgleich die Investierungskosten um 50 % niedriger sind.

Österreich

Im Netz der Niederösterreichischen Elektrizitätswerke Aktiengesellschaft (NEWAG) wurden drei Gasturbinen in thermischen Kraftwerken errichtet. Eine Brown-Boveri 13...16 MW-Maschine mit einer einzigen Welle, welche als Zuschuss zur Spitzendeckung dient, kann in Neusiedl-Zaya entweder mit Naturgas oder Heizöl betrieben werden. Die beiden 25...30 MW-Gruppen in Korneuburg funktionieren mit Naturgas für die Grundlast. Sie stammen ebenfalls aus der Brown-Boveri-Fabrikation und sind beide mit zwei Wellen und mit Zwischenkühlung ausgerüstet; die Gasausströmung erfolgt bei 320 °C in zwei Abwärmeverwertungsanlagen mit Überhitzer und separater Heizung. Der derart produzierte Dampf (104 t/h zu 165 kg/cm² und 450 °C) dient zum Antrieb eines Turbogenerators von 25...27 MW.

Eine Gruppe der Siemens-Schuckert-Werke von 10...13 MW befindet sich im Kraftwerk der Hohen Wand und dient zur Deckung der Grundlast. Es ist eine einwellige Maschine, welche mit Naturgas gespeist wird; ca. 75 % der ausströmenden Gase werden bei einer Temperatur von 400 °C und einem Sauerstoffgehalt von 17,3 % in die Brennkammer eines Benson-Hochdruckkessels geleitet. Das übrige Gas wird zur Druckregelung der Verbrennungsluft, zur Vorheizung der Verbrennungsluft sowie zur Aufwärmung des Speisewassers benützt.

Die NEWAG verfügt über keine klassischen Kraftwerke, welche einen Kostenvergleich ermöglichen könnten; die Produktionskosten der elektrischen Energie gestalten sich bei einem Erdgaspreis von Fr. 10.10 pro 10⁶ kcal und für mittelschweres Öl mit 9780 kcal/kg und einem Preis von 174 Fr./t folgendermassen:

<i>Neusiedl/Zaya</i>	Naturgas	0,029 Fr./kWh
<i>Neusiedl/Zaya</i>	mittleres Heizöl	0,046 Fr./kWh
<i>Korneuburg</i>	Naturgas	0,025 Fr./kWh
<i>Hohe Wand</i>	Naturgas	0,019 Fr./kWh

Belgien

Bei den Sociétés Réunies du Bassin de l'Escaut (EBES) wird gegenwärtig eine Gasturbine von 20 MW gebaut, vier weitere Gruppen wurden bereits bestellt. Diese Gruppen besitzen Flugmotoren als Gasgeneratoren und dienen als Zuschuss für Spitzendeckung sowie als Blindleistungsausgleich und als Notgruppe für ein Stahlwerk und das Kraftwerk selbst.

Die erste Gruppe verfügt über eine Kupplung, die einen Übergang während des Betriebes zum Blindleistungsausgleich gestattet. Die Gruppen sind an das Mittelspannungsnetz angeschlossen, um die Energieübertragung zu begrenzen und Blindleistung zu liefern.

Den vorausgegangenen Schätzungen entsprechend sollten diese Gasturbinen bei bis ca. 1000 jährlichen Betriebsstunden wirtschaftliche Betriebskosten aufweisen.

Es wurden ebensalls Angaben über vier Gasturbinen erteilt, welche in der Industrie als Luftgebläse für die Hochöfen und ebenfalls zur Erzeugung elektrischer Energie dienen. Es handelt sich bei allen vier um Sulzer-Maschinen mit offenem Zyklus und einer elektrischen Leistung von jeweils 7,5 MW. Zwei dieser Turbinen befinden sich in den Stahlhüttenwerken von Hainaut-Sambre, und die beiden anderen in den Hüttenwerken von Seraing und Athus der Cockerill-Ougrée AG. Sämtliche Maschinen zeichnen sich aus durch eine hohe Betriebssicherheit und jährliche Verfügbarkeit von bis zu 95 %. Den belgischen Erfahrungen gemäss können derartige Gruppen durch Hochofengas gespiesen werden und 30 000 bis 40 000 Stunden ohne Ersatz von wesentlichen Bestandteilen betrieben werden. Nach den Angaben sollten die Revisionen und Reinigungen in Zeitspannen von 15 000 bis 16 000 Stunden ausgeführt werden, obschon ein Wirkungsgradverlust von annähernd 25 % nach 7000 Betriebsstunden eine frühere Revision durchaus rechtfertigen würde. Beim Werk von Hainaut-Sambre wurden die Gasturbinen ohne offensichtlichen Schaden mit Schweröl, mit Leichtöl und mit Roherdöl gespiesen, doch bedarf es einer grösseren Erfahrung, um diese Feststellung zu bestätigen.

Dänemark

Das Netz der Københavns Belysningvaesen verfügt gegenwärtig über keine Gasturbinen, doch ist deren Einführung gegen 1970 geplant.

Schottland

Die Netze des South of Scotland Electricity Board (SSEB) und des CEBG sind eng verbunden. 1963 beschloss die SSEB die Installation einer 55 MW-Maschine AEI/Rolls Royce in einem neuen Nebengebäude ihres Kraftwerkes von Clyde's Mill; diese Maschine sollte innert zwei Jahren in Betrieb genommen werden. Trotz einer kleinen Verspätung gegenüber dem vorgesehenen Programm waren die Betriebserfah-

rungen sehr zufriedenstellend und die Verfügbarkeit sehr gross. Die durch diese Gruppe verursachten Probleme sind grundsätzlich dieselben wie bei ähnlichen Gruppen des Netzes des CEBG. Die aufgetretenen Anfangsschwierigkeiten sollten voraussichtlich im Laufe des Sommers 1966 behoben sein.

Zwei weitere von Bristol Siddeley ausgeführte 70 MW-Gruppen wurden in einem neuen Gebäude der bereits bestehenden Zentrale von Townhill bei Dunfermline installiert. Die erste Gruppe wurde im Januar 1965 — also knapp mehr als zwei Jahre nach der Bestellung — synchronisiert und funktionierte diesen Winter unter Handsteuerung. Für beide Gruppen stellten sich bezüglich der Konstruktion und der Inbetriebsetzung ähnliche Probleme wie bei den Einheiten des CEBG; demzufolge wurden diese beiden Gruppen im Schnellanlauf erprobt und wechselnden Belastungen unterworfen. Soweit als möglich sollen die durch die Neuheit dieser Ausrüstung bedingten Fehler im Laufe des Sommers 1966 ausgemerzt werden.

Die drei Gruppen unterscheiden sich insofern von den CEBG-Einheiten, als man die Blindleistungskompensation und die Wasserstoffkühlung des elektrischen Generators verlassen hat.

Die in Townhill installierten Gruppen zählen gegenwärtig 820 bzw. 385 Betriebsstunden unter Last und funktionierten während der Winterperiode 1965—1966 je nach dem Leistungsbedarf des Netzes zwischen 100 und 200 Stunden pro Monat. Die in Clyde's Mill installierte Gruppe funktionierte während 160 Stunden. Alle diese Gruppen erwiesen sich als recht wertvoller Zuschuss für die Leistungsfähigkeit der SSEB.

Spanien

Die «Gas y Electricidad S. A.» besitzt zwei 6 MW-Generatoren mit Freikolbenmotoren in Palma auf der Insel Mallorca und zwei gleiche Generatoren von 1,5 MW auf der benachbarten Insel Ibiza.

Die beiden 6 MW-Gruppen wurden 1962 in Betrieb gesetzt; sie sollten in erster Linie den Zuwachs der Belastungsspitze decken und in den beiden nachfolgenden Jahren zur Deckung der Grundlast bis zur Inbetriebsetzung einer klassischen Dampfturbine mit einer Leistung von 37,5 MW dienen. Während dieser Grundlastproduktion erwartete man eine jährliche Benützungsdauer von 4000 Stunden, so dass der Brennstoffpreis in diesem Falle eine bedeutende Rolle spielt.

Die Freikolbenmotoren wurden den Gasturbinen mit eigenen Gasgeneratoren vorgezogen, weil diese Anlagen mit dem billigsten Rohöl betrieben werden können und einen höheren thermischen Wirkungsgrad aufweisen. Jede 6 MW-Gruppe besitzt neun Freikolben-Gasgeneratoren, wovon acht in Betrieb gesetzt werden, während der neunte als Reserve verfügbar bleibt. Die Turbinen weisen acht Stufen auf und laufen bei einer Eintrittstemperatur des Gases von 480 °C und einem effektiven Gasdruck von 3,1 kg/cm² bei einer Drehzahl von 3000 U/min.

Zwischen jeder Gasturbine und dem entsprechenden elektrischen Generator wurde eine elektromagnetische Kupplung eingesetzt, durch die die Ein- und Auskupplung im Betrieb ausgeführt werden kann, so dass die beiden elektrischen Generatoren auch zur Erzeugung von Blindleistung eingesetzt werden können.

Ein Dieselgenerator versorgt sämtliche Hilfsvorrichtungen der beiden 6 MW-Gruppen mit elektrischer Energie. Die Anlage wird in diesem Falle vollkommen unabhängig von fremden Energielieferungen. Das Lagervermögen der Anlage beträgt 1600 Tonnen Rohöl und 100 Tonnen Gasöl.

Da bisher erst spärliche Erfahrungen gesammelt wurden, tauchten infolge starker Schwingungen an den Freikolben-Gasgeneratoren einige Schwierigkeiten auf. Die Montage der Gasgeneratoren auf federnden Unterlagen bewirkte eine gewisse Dämpfung, während diese Mängel an den Gebläsen der Gassammelröhren durch geeignete Überzüge behoben wurden. Die meisten Anfangsschwierigkeiten konnten während der Versuchsperiode gelöst werden, und die Anlage erfüllte denn auch die gehegten Erwartungen.

Der Betrieb des Kraftwerkes von Palma und der ihr zugesellten Unterstation von 66 kV erfordert einen Personalbestand von 13 Personen. Der Unterhalt wird durch eine fünf Personen zählende Mannschaft übernommen, welche ebenfalls mit dem Unterhalt der beiden Freikolbengruppen von 1,5 MW auf der Insel Ibiza beschäftigt wird.

Frankreich

Die Electricité de France (EDF) bekundete bereits seit 1950 ein lebhaftes Interesse an den Gasturbinen. Ihre ersten Erfahrungen sammelte sie bei der Installation von drei 6 MW-Gruppen mit offenem Zyklus in Saint-Dizier, Angers und Garchizy sowie zwei 6 MW-Freikolbengruppen mit offenem Zyklus in Cherbourg-Equeurdreville und Tours. Später wurden noch zwei 1,5 MW-Freikolbengruppen im neuen Kraftwerk von Ajaccio auf Korsika installiert.

Die Ergebnisse ermutigten die EDF zur Ausführung eines zweiten Programmes von drei neuen Gruppen. Vorerst wurde eine einfache Maschine von 18 MW, industrieller Gestaltung und offenem Zyklus, mit einer einzigen Welle, 3000 U/min und Rohölspesung durch die Compagnie Electro-mécanique (CEM) Ende 1962 in Brest-Portzic in Betrieb gesetzt. Eine 10 MW-Gruppe der Société Nationale d'Etude et de Construction de Moteurs d'Avion (SNECMA) wurde anschliessend im August 1964 in Villedandeur (Montargis) in Betrieb genommen. Diese Gruppe verfügt über einen Flugmotor als Gasgenerator, der mit Kerosen betrieben wird. Die Antriebsturbine läuft bei einer Drehzahl von 4700 U/min und treibt einen elektrischen Generator über ein Reduktionsgetriebe mit 3000 U/min an. Diese Gruppe ist voll automatisiert und wird ferngesteuert. Eine allgemeine Ansicht dieser Anlage ist auf der Fig. 19 ersichtlich. Die dritte Gruppe befindet sich in Malaguay (Chartres). Sie verfügt über eine Leistung von 20 MW und wird entweder mit Rohöl oder mit Kerosen betrieben. Es handelt sich um eine Freikolbenmaschine Sigma/Alsthom mit zwölf Gasgeneratoren und einer Gaserzeugung von ca. 99 kg/s, mit der eine Gasturbine gespeist wird, die unmittelbar an einen elektrischen Generator mit 3000 U/min gekoppelt ist. Der gesamte Wirkungsgrad der Maschine beträgt 33 %. Bezüglich des Wirkungsgrades des Zylinderraumes der Freikolbenanlage stellt diese Maschine einen Fortschritt gegenüber dem ursprünglichen Freikolbenaggregat dar. Die Anlage wurde im April 1965 in Betrieb gesetzt.

Zur Spitzendeckung erfahren die Gasturbinen in dem Netz der EDF einen bedeutungsmässig eher schwachen Einsatz. Zur Gewinnung von Erfahrungen wurden sie jedoch bis zum 1. Januar 1966 recht ausgiebig benutzt und verzeich-

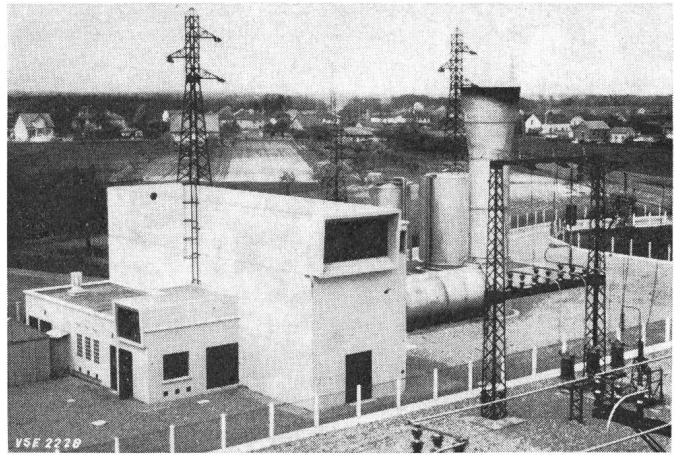


Fig. 19
10 MW-Gasturbinenanlage Villedandeur

neten eine Betriebsdauer von 500 Stunden in Malaguay und 7600 Stunden in Equeurdreville. Da die effektiven Kosten dieser etwas versuchsmässigen Anlagen nicht richtungweisend sein können, wurde eine Abschätzung der Kosten ausgeführt, welche dem normalen Betrieb besser entsprechen dürften. Zur Abschätzung wurden für den grössten Teil des Jahres, mit Einbezug der Winterperiode, je zwei tägliche Anläufe mit anschliessend 3...5 Betriebsstunden bei normaler Höchstleistung angenommen. Unter dieser Voraussetzung ergeben die industriellen Gasturbinen von Saint-Dizier bei Rohölspesung Kosten von 0,069 Fr./kWh plus 9,90 Fr./kW Festkosten. Für die Freikolben-Gasturbinen von Equeurdreville ergeben sich gleicherweise bei normalem Betrieb und Speisung mittels Schweröl (Leichtöl für den Anlauf und die Abstellung) ein Kostenbetrag von 0,064 Fr./kWh plus 25,80 Fr./kW. In beiden Fällen verändern sich die allgemeinen Unkosten im Verhältnis zur effektiven Leistung. Gerechtweise sei aber noch festgestellt, dass die Unkosten der letzt-erwähnten Anlage höher liegen, weil dieselbe ja autonom betrieben wird und einen Personalbestand von 6 Maschinisten erfordert, während die Gasturbinen von Saint-Dizier in eine regionale Verteilanlage integriert worden sind.

Unter den neueren Installationen zählt die 18 MW-Anlage von Brest-Portzic bisher ca. 2600 Betriebsstunden und wird in Verbindung mit einem nahegelegenen unterirdischen Kraftwerk geleitet, betrieben und unterhalten. Sie wurde bisher noch wenig beansprucht, so dass noch ungenügende Erfahrungswerte über ihre tatsächliche Leistung vorliegen, aber unter Voraussetzung von regelmässig 400 jährlichen Betriebsstunden belaufen sich die Brennstoffkosten auf ca. 0,058 Fr./kWh und die Festkosten auf ca. 515 Fr. Die vollautomatische 10 MW-Anlage von Villedandeur funktionierte während 1964 und 1965 ca. 1300 Stunden. Vertragsmässig wird sie periodisch durch den Konstrukteur kontrolliert; die im Laufe des Betriebes erforderlichen Reparaturen wie auch die Unkosten infolge der Mitwirkung des Personals eines benachbarten Dampfkraftwerkes werden der Gasturbinenanlage belastet. Unter diesen Umständen werden die Brennstoffkosten unter der Voraussetzung von 400 jährlichen Betriebsstunden auf 0,086 Fr./kWh zusätzlich 690 Fr. Festkosten geschätzt.

Die neue Freikolbenanlage 20 MW von Malaguay erreichte 1965 ca. 500 Betriebsstunden. Ihr Betrieb ist vollautomatisch, doch wird er wegen ihrer isolierten Lage abwechselungsweise durch zwei Personen überwacht. Auch hier be-

steht wie für Villedandeur eine vertragliche Verpflichtung des Konstrukteurs zu einem teilweisen Unterhalt; der routine-mässige Unterhalt, der Betrieb und die Leitung werden durch das dafür verantwortliche Dampfkraftwerk übernommen.

Die dabei entstehenden Brennstoffkosten belaufen sich unter den gleichen Voraussetzungen wie bei den beiden vorerwähnten Anlagen auf schätzungsweise 0,048 Fr./kWh, zusätzlich 1555 Fr. Festkosten.

In der Abschätzung der Kosten dieser drei Anlagen sind die Zinslasten und die Amortisation nicht inbegriffen. Man kann daraus schliessen, dass die Festkosten offensichtlich so weit als möglich reduziert werden müssen.

Im Hinblick auf die Zukunft und zur Erzielung immer günstigerer Lösungen wurde eine Gasturbinenanlage von 60 MW nach dem Vorbild der Anlage in Villedandeur in Erwägung gezogen; es handelt sich in diesem Fall allerdings um ein kombiniertes Projekt einer Gas- und Dampfturbine von 300 MW, die für das Dampfkraftwerk von Vitry bestimmt ist.

Trotz der bekannten Schwierigkeiten eines Kostenvergleiches mit den klassischen Kraftwerken, die ja unter ganz anderen Verhältnissen betrieben werden, wurden für 1964 folgende Kosten für drei dieser Kraftwerke angegeben: Die Zentrale von Ambès verfügt über zwei 125 MW-Gruppen; ihre Kessel werden entweder mit Heizöl oder mit Naturgas beheizt, und als Dampfzustände sind ca. 135 kg/cm², 540 °C vorgesehen; die Kosten belaufen sich auf 0,0188 Fr./kWh mit 32,6 Fr./kW Festkosten, d. h. 0,0222 Fr./kWh effektive Betriebskosten.

Das Kohlenkraftwerk von Creil umfasst vier 125 MW-Gruppen mit folgenden Dampfzuständen: 92 kg/cm², 540 °C, und weist ähnliche Kosten von 0,24 Fr./kWh und 24,40 Fr./kW Festkosten, was 0,030 Fr./kWh effektive Betriebskosten ergibt. Die erste 250 MW-Gruppe des neuen Kohlenkraftwerkes von Champagne-sur-Oise hat schliesslich einen Kostenbestand von 0,0234 Fr./kWh mit zusätzlich 25,8 Fr./kW, was 0,0275 Fr./kWh effektive Betriebskosten ergibt.

Holland

In den Niederlanden befinden sich gegenwärtig keine Gasturbinen in Betrieb. Erst 1968 sollen zwei 50 MW-Gruppen als Zuschuss für die Spitzendeckung im Kraftwerk der N. V. Electriciteits-Maatschappij IJssel in Zwolle installiert werden. Sie werden von Stal-Laval fabriziert werden und mit Naturgas betrieben.

Man schätzt, dass die Betriebskosten je nach der Benützungsdauer zwischen 0,348 Fr./kWh bei 90 und 0,046 Fr./kWh bei ca. 2000 Betriebsstunden schwanken werden, wobei der Preis des Naturgases mit 9,0 Fr. pro Million kcal. veranschlagt wird. Vergleichsweise belaufen sich die Kosten einer 125 MW-Dampfturbinenanlage mit Heizölspeisung zu 7,07 Fr. pro Million kcal. auf 0,46 Fr./kWh für 90 und auf 0,037 Fr./kWh für ca. 2000 Betriebsstunden.

Ungarn

Im ungarischen Elektrizitätsnetz befinden sich keine Gasturbinenanlagen.

Italien

Die durch die Ente Nazionale per l'Energia Elettrica bezüglich der Gasturbinen gesammelten Erfahrungen beziehen sich insgesamt auf vier Gruppen. Zwei 22,5 MW-Brown-Boveri-Gruppen mit zwei Wellen waren im Herbst 1956 im

Kraftwerk L. Orlando in Livorno in Betrieb. Eine ähnliche 22,5 MW-Brown-Boveri-Gruppe wurde im Frühling 1957 im Kraftwerk von Fiumicino in Betrieb genommen. Diese drei Maschinen sowie die Installation von Beznau wurden die ersten Gasturbinen der Welt, die je zur Erzeugung elektrischer Energie eingesetzt worden sind.

Eine 32 MW-Fiat-Gasturbine für stationären Betrieb wurde erst kürzlich im Kraftwerk von Chivasso errichtet.

Von den Zweiwellenmaschinen von Brown-Boveri verlangte man seinerzeit eine mittlere tägliche Benützungsdauer von 10 bis 14 Stunden, aber gegenwärtig werden diese Installationen nur als Zuschuss für die Spitzendeckung und als Hilfsanlagen benützt. Sie werden für den Anlauf mit Leichtöl und für den normalen Lauf mit Schweröl Bunker «C» gespiesen. Ursprünglich wurde Heizöl ohne irgendwelchen Zusatz unter der Bedingung benutzt, dass der gesamte Aschegehalt 1 % nicht überstieg und davon wenigstens die Hälfte im Wasser löslich sei. Wegen der Verschmutzung der Schaufeln und ihrer recht häufigen Reinigung wurde das Öl in der Folge durch einen Zusatz bereichert, wodurch die Zeitspanne zwischen den Reinigungen von 90 auf mehr als 500 Stunden ausgedehnt werden konnte. Schliesslich wurde die typische Beschaffenheit des Öles folgendermassen festgesetzt:

Maximaler Aschegehalt: 200 Millionstel

Volumenverhältnis V₂O₅/Na₂: kleiner als 0,9

Zn- und Pb-Gehalt: jeweils weniger als 5 Millionstel.

Zu dem allgemein zur Verfügung stehenden Brennstoff, dessen Aschegehalt 500 Millionstel beträgt, wurde ein Zusatz im Verhältnis von 2½ mal Aschegehalt beigelegt. Demzufolge können die Reinigungsperioden nun auf 1000 Stunden, jedoch mit einem Leistungs- und Wirkungsgradverlust von 10 % erweitert werden. Die in Livorno befindlichen Maschinen werden gegenwärtig alle 300 Stunden gereinigt, um die Leistung einzuhalten. Die Betriebsverhältnisse gestatten, die Zeitpunkte der Reinigungen im voraus derart vorzusehen, dass dieselben keine Behinderung des Betriebes und demzufolge auch keine Probleme bieten.

Nachdem Störungen in den Hochdruckturbinen aufgetreten waren, wurden die Hochdruck- und Niederdruckrotoren sämtlicher Brown-Boveri-Turbinen vollständig ersetzt und die ursprünglich auf 650 °C festgelegte Eintrittstemperatur der Gase auf 620 °C reduziert.

Orientierungshalber sei noch erwähnt, dass die Gasturbinen von Fiumicino im Laufe von acht Betriebsjahren insgesamt 55 000 Tonnen Heizöl verbraucht haben und damit 134 GWh produzierten. Diese Gruppe war während 11 400 Stunden nicht in Betrieb, und ihre mittlere jährliche Benützungsdauer betrug 672 Stunden.

Erfahrungsgemäss wurde festgestellt, dass der Anlauf jeweils 30 Minuten und die Abschaltung 10 Minuten erforderten, obgleich die Zeitspanne zwischen dem Anlauf und der vollen Belastung in dringenden Fällen auf 18 Minuten reduziert werden kann.

Um schätzungsweise einen Kostenvergleich aufstellen zu können, wurden folgende Daten vorausgesetzt:

1. Installationskosten in der Höhe von ca. 365 Fr./kW;
2. Eine Bedienungsmannschaft von elf Personen mit einem Kostenanteil von 20 400 Fr. pro Person;
3. Amortisationslasten, ohne Zinsen:
4,72 % für die Ausrüstung und 1,72 % für Gebäude und Baugrund;

- 4. Heizöl 0,0368 Fr./kg (12 Lire/kg)
- Leichtöl 0,070 Fr./kg (23 Lire/kg)
- Zusätze 3,50 Fr./kg (1140 Lire/kg)
- Mittlerer Wärmebedarf 3800 kcal/kWh.

Bezogen auf 1000 jährliche Betriebsstunden belaufen sich die Kosten pro Gruppe auf 0,062 Fr./kWh und für 4000 Stunden jährlich auf 0,043 Fr./kWh. Unter der alleinigen Berücksichtigung der Verhältniskosten beträgt der berechnete Preis einer kWh 0,034 Fr. Dieser Betrag wurde 1964 in Fiumicino bei einem Wärmeverbrauch von 3980 kcal/kWh erreicht.

Der Kilowattstundenpreis des Dampfkraftwerkes von Livorno-Marzocco, das mit einer 152 MW-Gruppe ausgerüstet ist, beträgt 0,018 Fr. Diese Zahl bezieht sich auf die während des Versuchsbetriebes bis Juni 1964 registrierten Kosten.

Die Anlage von Fiat in Chivasso umfasst eine 32 MW-Gruppe mit zwei Wellen und offenem Zyklus sowie Brennkammern mit Mehrstrombrenner und erreicht einen gesamten thermischen Wirkungsgrad von 25,3 %. Ursprünglich wurde sie lediglich zu Versuchszwecken installiert und wurde während insgesamt 4000 Stunden mit Leichtöl und anschliessend während 3000 Stunden mit Schweröl gespeist. Am 31. März 1966 hatte die Gruppe bei einer mittleren Belastung von 28,2 MW annähernd 200 GWh erzeugt.

Erwähnenswert ist ausserdem die Tatsache, dass das Schweröl gereinigt und aufbereitet wurde. Zur Entfernung der Natriumsalze wurde ein Wasserbad benützt. Die Emulsierung wird durch die Beigabe einer «tensio-aktiven» Verbindung zu dem warmen Öl vermieden; anschliessend wird das mit Natrium angereicherte Wasser durch Zentrifugierung ausgeschieden. Die mittlere Dosis der Verbindung beträgt 0,03 % der ausströmenden Ölmenge und 5 % des Wassers. Eine kolloidale Magnesiumoxydlösung wird mit einer kleinen Dosis Öl in die Hoch- und Niederdruckleitungen vor den Luftvorwärmern eingespritzt, um die Korrosion durch Vanadiumverbindungen zu verhüten. Die entsprechende Dosis steht im Verhältnis 1 zu 30 zu der Brennstoffmenge.

Die normale Zeitspanne zwischen einem kalten Anlauf bis zur Synchrondrehzahl beträgt 15 Minuten mit zusätzlichen 10 Minuten bis zur Erreichung der Höchstlast. Bei einem Anlauf im warmen Zustand können diese Zeitspannen auf 12 und bzw. 8 Minuten reduziert werden.

Heizöle mit einem Aschegehalt von mehr als 0,1 %, einem Schwefelgehalt von mehr als 4 %, mit mehr als 200 Millionstel Vanadium und 60 Millionstel Natrium werden nicht verwendet. Die Brennstoffe, die weniger als 5 Millionstel Natrium und Vanadium enthalten, können ohne vorgehende Behandlung benutzt werden.

Zum routinemässigen Betrieb und Unterhalt sind 14 Personen erforderlich. Die Jahresrevision mit der Entfernung der oberen Hälfte der Hochdruck- und der Niederdruckturbinen, die Revision der Rotoren, der festen Schaufeln und der Brennkammern erfordert 1500 Arbeitsstunden qualifizierter Fachleute und 1000 Arbeitsstunden von Hilfsarbeitern und dehnt sich auf 20 Werktage aus.

Orientierungshalber sei noch erwähnt, dass die Fiat-Gasturbinen gegenüber einem kürzlich errichteten neuen Dampfkraftwerk um 40 % bis 7 % höhere Produktionskosten bei 7000 bis 2000 jährlichen Betriebsstunden aufweisen; in diesen Zahlen sind die Investitionskosten, die Brennstoffkosten

unter Voraussetzung leichter Destillate, die Unterhaltskosten und die Löhne des Personals inbegriffen.

Polen

Das Instytut Energetyki berichtet, dass sich in Polen gegenwärtig keine Gasturbinen befinden.

Portugal

Die Companhias Reunidas Gas e Electricidade berichten, dass gegenwärtig eine einzige Freikolbenanlage der Sigma-Alsthom von 1,5 MW in Portugal bei Angra do Heroismo betrieben wird.

Eine gleichartige Anlage derselben Fabrikation wurde kürzlich für die Provinz Angola bestellt. Sie soll neun Freikolben-Gasgeneratoren, davon einen Hilfsgenerator, umfassen, die an zwei Turbinen von je 3 MW gekuppelt werden.

Die beiden Anlagen werden zur Speisung der elektrischen Verteilnetze dienen.

Ein wirtschaftlicher Vergleich zwischen den mit Leichtöl betriebenen Dieselmotoren und den Freikolbengruppen erwies, dass Einsparungen durch die mit Heizöl Bunker «C» gespeisten Anlage von Angra do Heroismo und der mit Leichtöl betriebenen Anlage von Angola trotz den ursprünglich höheren Investitionskosten der Gasturbinen gegenüber den Dieselmotoren erzielt werden können.

Die Bevorzugung des Leichtöles in Angola begründet sich durch die zentrale Lage des Werkes und den Umstand, dass der Transport von Leichtöl keine Wärme erfordert.

Schweden

Das staatliche schwedische Energieamt (Vattenfallsstyrelsen) übermittelte Angaben über sechs in Schweden befindliche Gasturbinenanlagen.

Gegenwärtig wird das schwedische Netz hauptsächlich durch hydroelektrische Energieerzeugung gespeist; die zusätzliche Produktion wird durch thermische Kraftwerke und Gasturbinen gewährleistet. Die Veränderungen der hydraulischen Verhältnisse und der Witterung, welche die hydraulische Elektrizitätserzeugung stark beeinflussen, verursachen dadurch ebenfalls starke Änderungen in der Ausnutzung der thermischen Kraftwerke und der Gasturbinen. Fünf dieser letzteren werden hauptsächlich während den trockenen Jahren eingesetzt oder als Reserveausrüstung und als Zuschuss zur Spitzendeckung benutzt. Die Benützung wird in Betriebsstunden ausgedrückt und beträgt normalerweise 200...500 Stunden, kann aber während trockenen Jahren bis 2000...3000 Stunden ansteigen. Die fünf Gruppen verfügen über Kupplungen, die je nach Bedarf den Betrieb als Blindleistungsmaschinen gestatten. Es wurde vorgesehen, diese Gruppen künftig zur Verstärkung der Energieerzeugung entsprechend der Erhöhung des Elektrizitätsbedarfs einzusetzen. Möglicherweise werden je nach den veränderten Betriebsverhältnissen verschiedene Heizöle verwendet werden.

Die sechste Anlage befindet sich auf der Insel Gotland, die normalerweise vom Kontinent aus durch eine Gleichspannungsleitung versorgt wird. Diese Anlage soll insbesondere zur raschen Erzeugung von Reserveleistung und ebenfalls als Zuschuss zur Spitzendeckung dienen; zu diesem Zweck ist eine mittlere jährliche Benützungsdauer von 400 bis 500 Stunden vorgesehen.

Die 10...12 MW-Stal-Laval-Gruppe in Varberg gehört der Yngersfors Kraft AB und wurde 1957 in einem Neben-

gebäude des bestehenden Dampfkraftwerkes in Betrieb gesetzt. Diese Anlage besteht aus zwei Einwellenmaschinen mit offenem Zyklus, hat keinen Wärmeaustauscher und ist speziell für einen raschen Anlauf und den automatischen Betrieb ausgelegt. Der dafür benötigte Brennstoff ist ein schweres Heizöldestillat mit schwachem Aschegehalt und einem Zusatz.

Die 30 MW-Gruppe des Werkes Otterbäcken gehört der Kraft AB Gullspang-Munkfors; sie wurde von Brown Boveri fabriziert und 1958 in Betrieb gesetzt. Ihre Bauart ist in der Fig. 20 ersichtlich. Ein spezielles, schweres Heizöl mit schwachem Aschegehalt wird (mit einem Wirkstoff) benutzt und in unterirdischen, in den nackten Felsen gebohrten Kammern auf einem veränderlichen Wasserspiegel gelagert.

Die 40 MW-Gasturbine Stal-Laval von Västervik gehört den schwedischen Staatsbetrieben und wurde 1959 in Betrieb genommen. In der Fig. 21 ist ein Schnitt durch eine vom gleichen Konstrukteur ausgeführte ähnliche 40...50 MW-Gasturbinengruppe ersichtlich. In dieser Anlage wird ebenfalls Heizöl mit schwachem Aschegehalt und zusätzlichem Wirkstoff benutzt. Die Gruppe ist für automatischen Betrieb mit raschem Anlauf und Fernsteuerung eingerichtet. Diese Gruppe hat gegenwärtig eine besondere Aufgabe zu erfüllen. Sie dient als lokale Reserve am Ende einer 130 kV-Leitung, die nächstens durch eine andere Leitung verstärkt werden soll.

Die 30 MW-Brown-Boveri-Gruppe des Kraftwerkes Oxelösund, welches der Stromversorgung der Stahlwerke von Grängesbergsbolaget dient und 1961 in Betrieb gesetzt wurde,

besitzt den auf der Abbildung 20 veranschaulichten Aufbau. Sie wird als Reserve benutzt, doch dient der Wechselstrom-generator ebenfalls zum Ausgleich der durch die Walzwerke verursachten Spannungsschwankungen. Die Maschine ist mit einem elektronisch gesteuerten, statischen Erregergenerator ausgerüstet.

Eine 42,5 MW-Stal-Laval-Gruppe, ähnlich der bereits beschriebenen Anlage von Västervik, wurde 1962 im Kraftwerk von Nyham der Bälforsens Kraft AB errichtet. In Nyham wird ebenfalls ein ähnlicher Brennstoff benutzt, doch wurde eine Anlage zur Reduktion des Natriumgehaltes eingesetzt, was die Wahl des Brennstoffes erleichterte.

Die sechste Gasturbinengruppe wurde 1965 in Hemse installiert und gehört dem AB Gotlands Kraftwerk. Es handelt sich dabei um eine 8...12 MW-Stal-Laval-Gruppe mit einem mit Kerosen betriebenen Gasgenerator eines Flugmotors Pratt & Whitney. Die volle Belastung kann nach einem kalten Anlauf durch ferngesteuerten, automatischen Ablauf innert zwei Minuten erreicht werden. Diese Gruppenart bildet eine leicht verfügbare Reserve und kann als Zuschuss zur Deckung der Belastungsspitzen wie auch als Blindleistungsmaschine dienen. Die Gruppe wird grundsätzlich aus einem Gasgenerator sowie einer freien Antriebsturbine mit Wechselstromgenerator gebildet.

Ein Produktionskostenvergleich von vier der fünf industriellen Gasturbinen mit einer modernen, mit Heizöl betriebenen Dampfturbinengruppe, deren Brennstoff auf dem Schiffsweg geliefert wurde und die einen Wärmeverbrauch von 2293 kcal/kWh (d.h. einen thermischen Wirkungsgrad von 37,4 %) aufweist, ergab folgendes Resultat: Wenn die Kosten

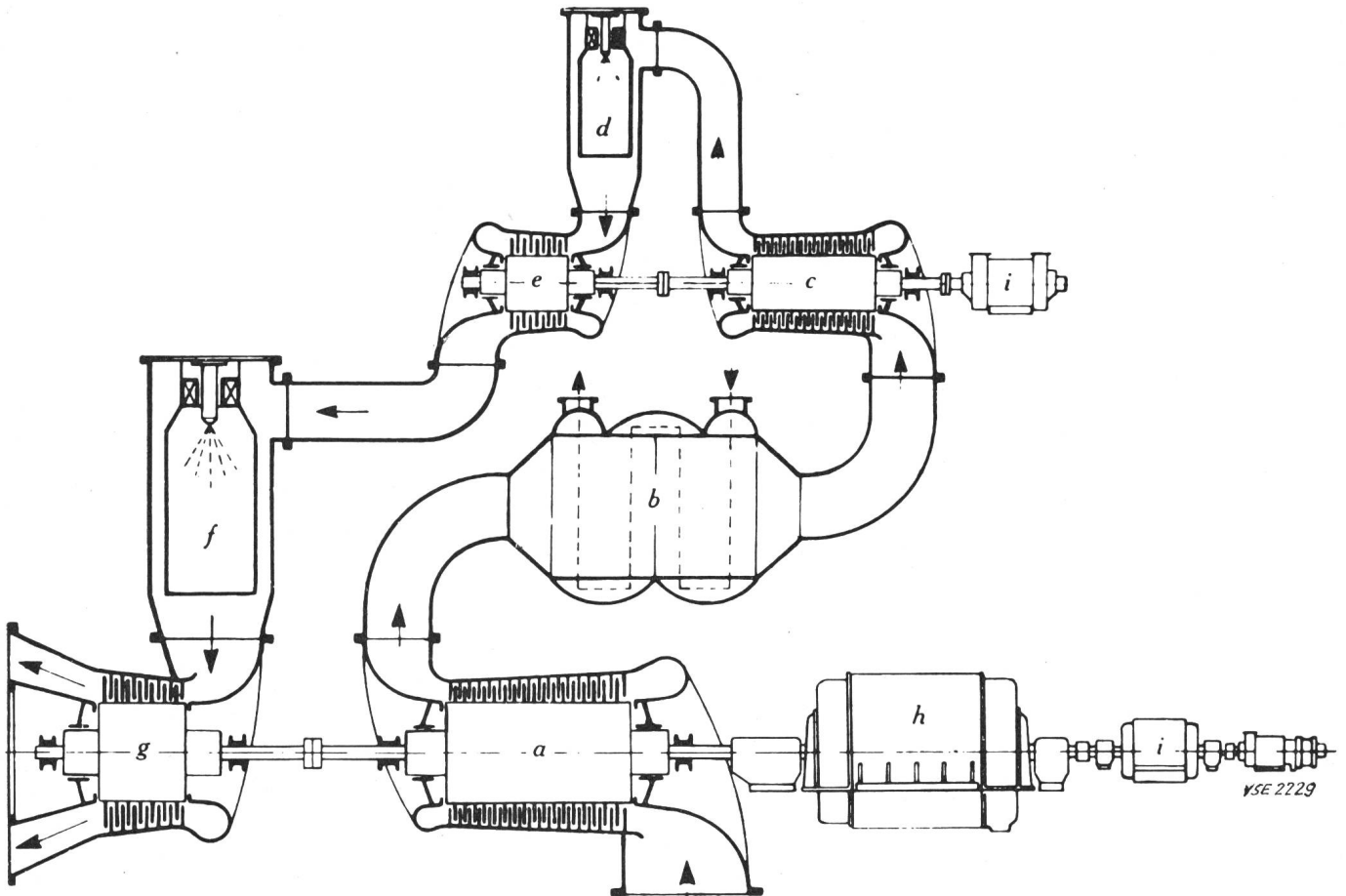


Fig. 20 Installation einer Brown-Boveri-Standard-Turbinenanlage von 25/30 MW

(a) Niederdruckkompressor; (b) Zwischenkühlung; (c) Hochdruckkompressor; (d) Hochdruck-Brennkammer; (e) Hochdruckturbine (f) Niederdruck-Brennkammern; (g) Niederdruck-Turbine; (h) Elektrischer Generator; (i) Anwurfmotor

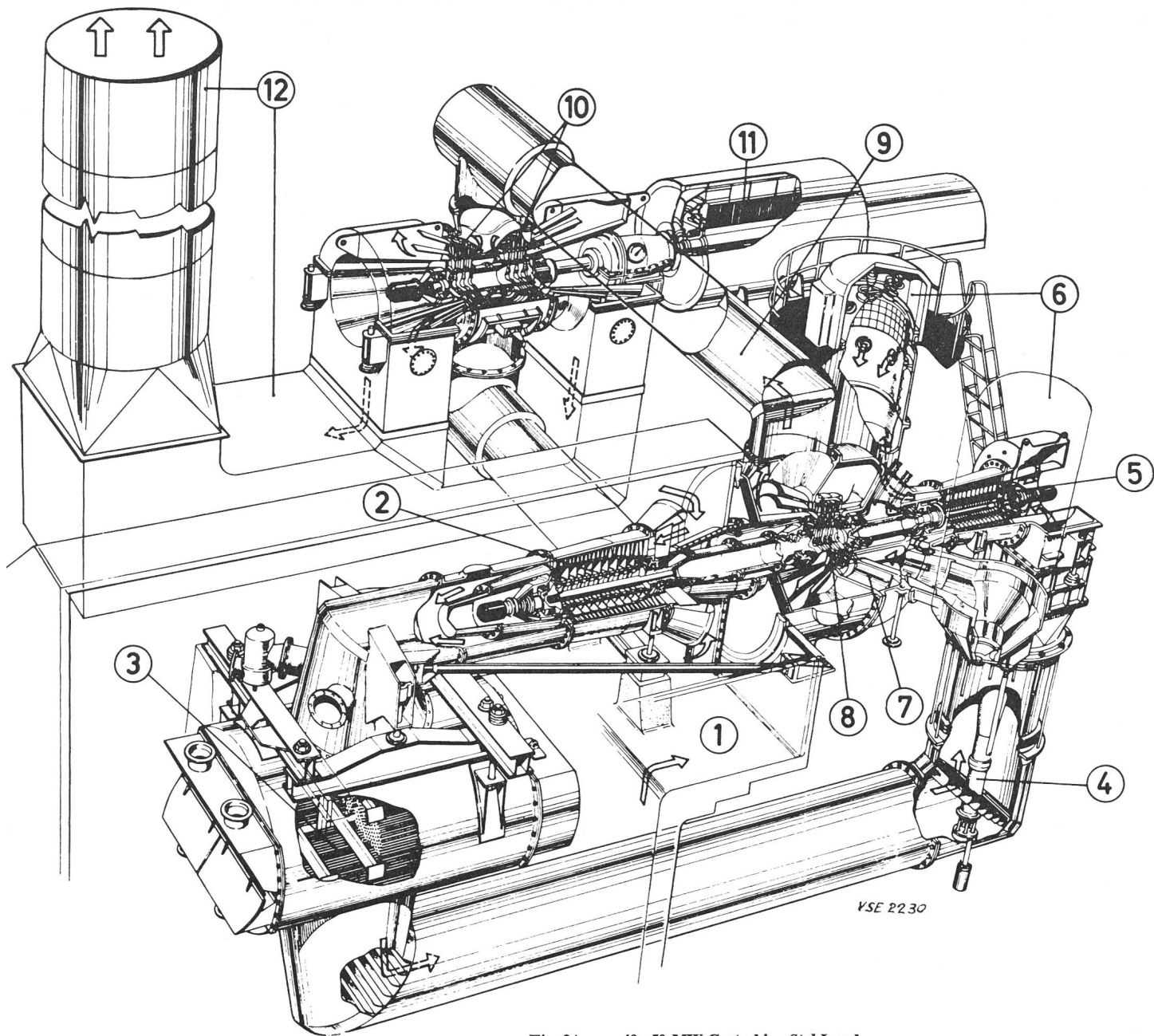


Fig. 21 40...50 MW-Gasturbine Stal-Laval

(1) Lufteintritt; (2) Niederdruckkompressor; (3) Zwischenkühlung; (4) Anlaufvorrichtung (Druckluft); (5) Hochdruckkompressor; (6) Brennkammer; (7) Turbineneinlass; (8) Turbinen des Kompressors; (9) Gasleitungen zur Antriebsturbine; (10) Antriebsturbine; (11) Wechselstromgenerator; (12) Gasaustritt

sich auf die Brennstoffkosten und auf den veränderlichen Anteil der Reparatur- und Unterhaltskosten beziehen, so betragen die Kosten der Gasturbinen bei einem Betrieb unter voller Belastung 180 % der Betriebskosten der Dampfkraftwerke. Infolge der besonderen lokalen Verhältnisse sind die Kosten der Zentrale von Varberg etwas höher.

Die Installation einer Flugzeug-Gasturbine von Hemse kann mit einem Wirkungsgrad von 24,7 % mit einer Heizölbetriebenen Dampfkraftanlage mit einem thermischen Wirkungsgrad von 29,65 % verglichen werden, welche auf der Insel errichtet wird. Das für die Gasturbine benötigte Kerosen kostet das Doppelte des schweren Heizöles, das für die Dampfkraftanlage benutzt wird.

Schweiz

Ausser einigen vereinzelt, sehr kleinen Gruppen verfügen in der Schweiz nach Angaben des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke nur zwei Kraftwerke über Gasturbinen. Diese Anlagen gehören den Nordostschweizerischen Kraftwerken AG (NOK). Das Kraftwerk Beznau besitzt zwei

Brown-Boveri-Gruppen mit einer Leistung von 13 MW bzw. 27 MW. Gestaltungsmässig sind beide durch einen offenen Kreislauf mit Zwischenkühlung und Wärmerückgewinnung am Austritt gekennzeichnet; beide Anlagen bieten gleichzeitig ein technisches wie auch ein historisches Interesse, da sie ja die ältesten in Betrieb befindlichen Gasturbinen sind.

Das Kraftwerk Weinfelden verfügt über zwei 10 MW-Sulzer-Gruppen, ebenfalls mit offenem Kreislauf und Wärmerückgewinnung am Austritt, aber ohne Zwischenkühlung.

Diese Gasturbinen sind für den Ausgleich der veränderlichen hydroelektrischen Produktion bestimmt; sie werden aber ebenfalls als Zuschuss für die Spitzendeckung benutzt.

Die Produktionskosten sind von der Benutzungsdauer abhängig. Bei einer Benutzungsdauer von 2000 bis 3000 Stunden sind diese Kosten geringer als die Kosten der hydroelektrischen Energieerzeugung (Speicherenergie).

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