

Elektriciteitsvoorziening in oostelijk Soedan; huidige praktijk en ontwikkelingsperspectief in een ontwikkelingsland

Summary

The demand and supply of electricity in the eastern part of Sudan is investigated and reported. The future development of demand is analysed and different alternatives to extend the power stations in this region are studied. The technical possibilities and the method to determine the financial and economical internal rate of return of the different options are described and results are presented. This technical and economical evaluation not only proved to be useful in development, consideration and assessment of electricity systems in developing countries based on diesel engines, but also brought to light the potential possibility to generate electricity based on using waste products from the sugar industry.

1 Inleiding

De aanleg en exploitatie van elektriciteitsvoorzieningen is in veel ontwikkelingslanden een problematische aangelegenheid. Gebrek aan geld (met name convertibele valuta), technische kennis, brandstof en transportmogelijkheden kunnen aanzienlijke problemen opleveren. Daarnaast kunnen moeilijkheden optreden op het gebied van organisatie, management en administratie, enz. Hoewel problemen ook in ontwikkelde landen niet zijn uit te sluiten is het in ontwikkelingslanden vaak over de hele linie mis en zijn de problemen doorgaans diepgaander van aard. Desalniettemin behoeven pogingen om de elektriciteitsvoorziening in ontwikkelingslanden (verder) te ontwikkelen niet bij voorbaat kansloos te zijn. Het maatschappelijke belang is groot en rechtvaardigt inspanning. Zelfs indien men zich op vrij strakke beoordelingscriteria baseert — zoals bijvoorbeeld de economische criteria van de Wereldbank — kunnen dergelijke elektriciteitsprojecten vaak als nuttig, c.q. rendabel worden aangemerkt.

In dit artikel willen wij nader ingaan op de elektriciteitsvoorziening in een ontwikkelingsland. Dit geschiedt aan de hand van een praktijkvoorbeeld van een elektriciteitsproject in de Afrikaanse staat Soedan. Daarbij wordt verslag gedaan van de resultaten van een gecombineerd technisch/economisch onderzoek dat de auteurs in opdracht van het Directoraat Generaal voor Internationale Samenwerking (DGIS) van het Nederlandse ministerie van Buitenlandse Zaken in 1987 hebben uitgevoerd.

Deze NEI/KEMA-studie [4] betreft de ontwikkeling en de evaluatie van alternatieven inzake de uitbreiding van het zogenoemde 'Eastern Grid'; een regionaal elektriciteitsnet in de oostelijke provincie Kassala. De opdracht betrof het onderzoek naar uitbreidingsmogelijkheden met dieselmotoren.

* NV KEMA, Afdeling Werktuigbouwkundig Projecten Bureau.

** Nederlands Economisch Instituut (NEI), Afdeling Regio, Energie en Milieu.

Tijdens de missie is bovendien gebleken dat het mogelijk is om in de vraag naar elektriciteit te voorzien door gebruik te maken van de — economisch uiterst aantrekkelijke — mogelijkheden die geboden worden door de opwekking van elektriciteit uit restprodukten van de lokale suikerindustrie. In het onderstaande wordt nader op de studie ingegaan.

2 Het Eastern Electricity Grid

Het bestaande Eastern Electricity Grid in Soedan is een elektriciteitsnetwerk van onderling verbonden opwekkingseenheden in oostelijk Soedan, bestaande uit de elektriciteitseenheden in Khashm el Girba en New Halfa.

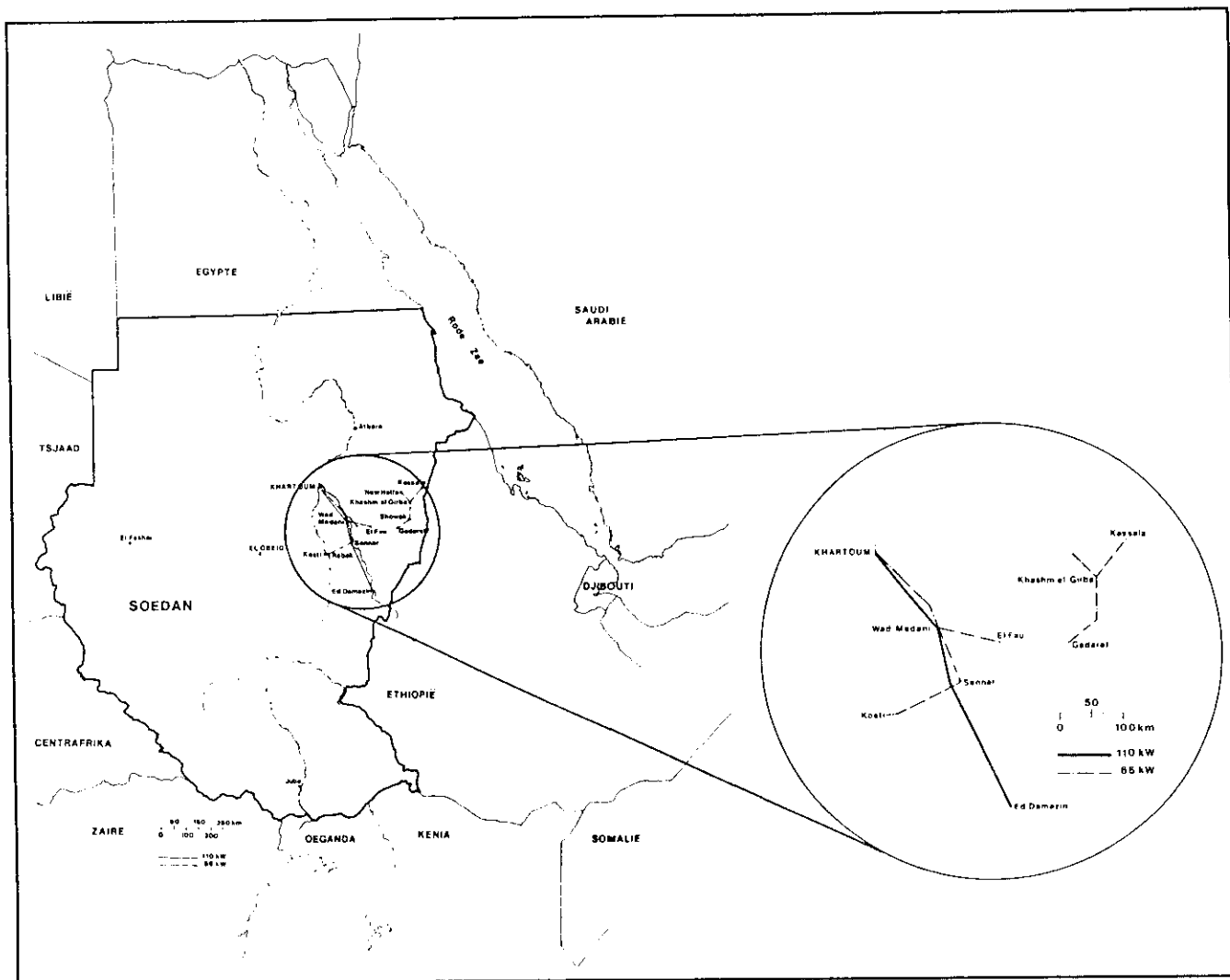
Er bestaan vergevorderde plannen om voor 1990 een verbinding tot stand te brengen met de elektriciteitscentrale in de provinciehoofdstad Kassala. Dit gecombineerde oostelijke netwerk was het onderwerp van studie en bestond voor de zomer van 1987 uit de volgende elektriciteitseenheden in het 'Eastern Grid':

Khashm el Girba: Twee Kaplan waterkrachtturbines van elk 3,3 MWe vermogen en drie pompturbines, omkeerbaar functionerend als waterkrachtturbines of als pompen voor het vullen van het irrigatiekanaal, elk van 2,0 MWe, een dieselmotor van 3,0 MWe en drie dieselmotoren van 1,2 MWe elk;
Kassala: Vier dieselmotoren van elk 0,9 MWe;
New Halfa: Twee stoomturbines van elk 0,6 MWe.

Uit het bovenstaande blijkt in de eerste plaats dat de opwekkingseenheden naar de maatstaven van een industrieland een bescheiden capaciteit hebben. Dit is niet alleen een gevolg van de omstandigheid dat Soedan een (uiterst arm) ontwikkelingsland is ([2] en [5]), maar ook van het feit dat het een regionaal elektriciteitsnetwerk betreft. Hierbij dient wel te worden aangetekend dat er plannen bestaan om een verbinding met het hoofdnet (het Blue Nile Grid) tot stand te brengen (zie *afb. 1*). Op de tweede plaats komt naar voren dat de eenheden bestaan uit:

a vier (kleine) dieselmotoren die in Kassala staan opgesteld, alsmede één nieuwere en drie oude dieselmotoren in Khashm el Girba;

b vijf op waterkracht functionerende eenheden in Khashm



Afb. 1 Overzicht Soedan met het 'Blue Nile Grid' en het 'Eastern Grid'.

el Girba, die evenwel slechts een beperkt deel van het jaar ter beschikking staan;
c twee (kleine) stoomturbines in de suikerfabriek van New Halfa.

De drie kleine dieselmotoren in Khashm el Girba verkeren in een dermate slechte staat dat twee daarvan als afgeschreven moeten worden beschouwd.

3 De huidige vraag naar stroom

Hoe is het nu gesteld met de vraag naar stroom in het 'licht' van het hiervoor geschetste aanbod van elektriciteitsvoorzieningen? Geconcludeerd kan worden dat reeds nu het 'licht' (te) vaak ontbreekt. Deze situatie van een tekortschietend aanbod ten opzichte van een groeiende vraag zal zich bovendien verergeren wanneer (delen van) de bestaande opwekkingscapaciteit wegens ouderdom buiten gebruik moeten worden gesteld.

Op basis van de verzamelde gegevens en opgestelde belastingsduurkrommen kan worden gesteld dat het 'scheren van pieken' ofwel het zogenoemde 'load shedding' aan de orde van de dag is. Dit houdt in dat gedurende bepaalde perioden (veelal tegen het vallen van de duisternis, of op irrigatietijdstippen, etc.) de behoefte aan stroom het maximale vermogen van de elektriciteitscentrales overtreft. In zulke situaties wordt de vraag aan het aanbod, aangepast door bijvoorbeeld bepaalde categorieën gebruikers (bijvoorbeeld boeren) of

woonwijken van elektriciteit af te sluiten. Ter illustratie: de piekvraag in de provinciehoofdstad Kassala wordt op circa 5,5 MW geschat. Het maximale vermogen van het elektriciteitsstation is echter ongeveer 3,8 MW. Dit impliceert dat tijdens de piekvraag ruim een derde van de thans aangesloten vraag door rantsoenering moet worden onderdrukt. Voor het netwerk rond Khashm el Girba is de rantsoenering nog sterker: de piekvraag bedraagt daar 9 MW. In de kritieke maanden voor de regentijd, bijvoorbeeld in juni, kunnen wegens watergebrek de op waterkracht functionerende eenheden evenwel geen stroom leveren. Het kan dan voorkomen dat tot circa 4,2 MW vermogen tekort wordt geschoten en dat dus circa de helft van de aangeslotenen geen elektriciteit krijgt geleverd.

Uit de specificatie van de bestaande vraag per categorie

TABEL 1 Verdeling van de vraag naar afnemerscategorie (berekend gemiddeld percentage in de periode 1990-2000) in het gecombineerde systeem

Afnemerscategorie	Vermogen %	Energie % (1986)
Commercieel gebruik	20	23 (26)
Industrieel gebruik	15	21 (18)
Grote irrigatiepompen	11	12 (18)
Kleine landbouwpompen	10	12 (5)
Huishoudelijk gebruik	40	29 (30)
Personeel	4	3 (3)
Totaal	100	100 (100)

blijkt dat circa 30% voor rekening komt van huishoudens. De landbouwsector neemt iets minder dan een kwart voor zijn rekening, terwijl de commerciële en industriële afnemers te zamen een aandeel van 45% hebben (zie tabel 1).

Opgemerkt dient te worden dat niet alleen de thans aangesloten vraag in aanzienlijke mate wordt onderdrukt. Met name in de provinciehoofdstad Kassala is een lange wachtlĳst van afnemers die elektriciteitsaansluitingen hebben aangevraagd, waarvoor nu een aansluitingsstop geldt. De totale extra vraag naar elektriciteitsvermogen die door deze wachtenden zou kunnen worden uitgeoefend kan op circa 14 MW worden geraamd.

Als gevolg van de bovengeschetste situatie ziet men een snelle expansie van particuliere generatoren. Huishoudingen die het zich kunnen veroorloven en bedrijfshuishoudingen die voor hun economisch functioneren geheel of gedeeltelijk afhankelijk zijn van stroom, schaffen zich vaak kleine 'high speed'-generatoren aan. Voor Soedan als geheel wordt geschat dat circa een derde van de elektriciteit wordt opgewekt door privé-generatoren.

Gezien het relatief lage elektrische rendement en de relatief hoge onderhouds-, afschrijvings- en brandstofkosten zijn deze kleine privé-generatoren, vanuit maatschappelijk oogpunt gezien, duur in vergelijking met de grotere eenheden die in de elektriciteitscentrales staan opgesteld. Op dit aspect zal later nog worden teruggekomen.

4 De ontwikkeling van de vraag in de toekomst

Voor wat betreft de ontwikkeling van de toekomstige vraag naar elektriciteit zijn voor de jaren 1990 en 2000 prognoses opgesteld per afnemerscategorie. Deze prognoses hebben wij in essentie gebaseerd op ramingen die in 1983 door Engelse consultants waren opgesteld [6], alsmede de bestaande vraag (inclusief de gegevens van de 'wachtlĳst'), ramingen van de lokale elektriciteitsmaatschappijen en de kritische beoordeling door de missie van overige gegevens, afgeleid uit statistieken en gesprekken met afnemers en sectordeskundigen. Bij een ongestoorde ontwikkeling van de vraag zou deze in de periode 1987-2000 ruim worden verviervoudigd (jaarlijkse groei circa 12%). Daarbij is ervan uitgegaan dat de wachtlĳst compleet zal zijn ingelopen.

In vergelijking met 1986 ligt er voor wat betreft de verdeling een zwaarder accent op de kleine landbouw en de industrie en minder op het gebruik van grote irrigatiepompen en de commerciële sector.

5 Alternatieve uitbreidingsmogelijkheden

Om volledig aan de in de vorige paragraaf geschetste ontwikkeling van de vraag te kunnen voldoen, zou er een drastische uitbreiding van het opgestelde vermogen dienen plaats te vinden. Daarbij dient er rekening te worden gehouden met het feit dat een aantal van de thans bestaande opwekkings-eenheden in de loop der tijd zal moeten worden vervangen. Bovendien zijn, zoals eerder werd opgemerkt, de door waterkracht aangedreven eenheden slechts beperkt beschikbaar. Globaal gesproken zou de capaciteit tot 1990 met circa 20 MWe dienen te worden uitgebreid en tot 2000 met 65 à 70 MWe.

De investeringskosten van dergelijke uitbreidingen kunnen op f 50 à f 150 miljoen worden geraamd. Deze bedragen gaan ver uit boven het door het Directoraat Generaal voor Internationale Samenwerking, voor het onderhavige project ter beschikking gestelde budget van f 20 à f 30 miljoen. Dit houdt in dat, indien er geen additionele fondsen ter beschikking komen, ook in de toekomst slechts ten dele in de vraag kan worden voorzien en dat nieuwe aansluitingen (van bij-

TABEL 2 De nader te evalueren uitbreidingsalternatieven

Alternatief	Uitbreiding centrale Kassala (MWe)	Uitbreiding centrale Khashm el Girba (MWe)	Totale uitbreiding gecombineerd systeem (MWe)
1	1 x 2,5	2 x 4	10,5
2	1 x 4	2 x 2,5	9,0
3	1 x 3	2 x 3	9,0
4	1 x 2,5	2 x 2,5	7,5

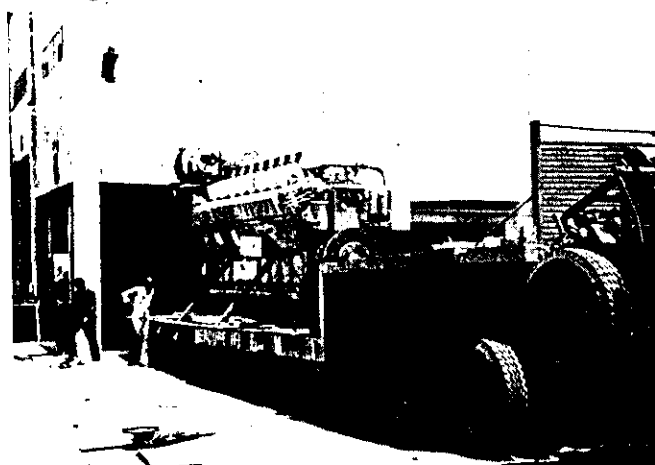
voorbeeld de wachtlĳst) alleen geleidelijk kunnen plaatsvinden. Hiermee is overigens niet gezegd dat DGIS als enige in aanmerking zou komen om de elektriciteitsvoorziening in Oostelijk Soedan te financieren; participatie van anderen is eveneens mogelijk. Het ligt evenmin in de bedoeling te suggereren alsof een uitbreiding met circa 70 MW tot het jaar 2000 als imperatief moet worden beschouwd. Er kan echter wel gesteld worden dat de geprojecteerde ontwikkeling van de vraag op middellange termijn, in combinatie met het huidige (beperkte) aanbod en het wijdverbreide gebruik van particuliere generatoren, aanwijzingen zijn dat het de moeite loont om de elektriciteitssector uit te breiden. Of deze duidelijke, maar voorlopige aanwijzingen juist zijn, dient echter nog nader te worden onderzocht.

Uitgaande van het bedrag van f 20 à f 30 miljoen zijn negen alternatieven ontworpen, waarvan er na een globale evaluatie (in samenwerking met het Directoraat Generaal) uiteindelijk vier werden geselecteerd om aan een nader onderzoek te worden onderworpen. Het gaat daarbij om de alternatieven in tabel 2.

6 Evaluatie van de alternatieven

De geselecteerde alternatieven zijn op basis van de eerste evaluatie alle technisch en economisch haalbaar. Dit lijkt mogelijk een vanzelfsprekendheid, maar in de vaak moeilijke omstandigheden waarvoor men zich in Soedan geplaatst ziet is deze kwalificatie zeker nodig. Zo is het bijvoorbeeld voorgekomen dat een zware 10 MWe-dieselmotor bestemd voor Khartoum bijna een jaar voor een brug heeft moeten wachten omdat de toestemming voor vervoer ontbrak, naar verluidt uit vrees voor instorten van de brug. Daarnaast moeten de motoren voor verschillende oliesoorten geschikt zijn, omdat het doorgaan aan de mogelijkheid ontbreekt de samenstelling van het oliemengsel nauwkeurig te bepalen. Motoren die lichte oliesoorten nodig hebben kunnen door het gebruik van een zwaarder mengsel ernstig worden beschadigd. Ook moet het bedienend personeel in staat zijn met de

Afb. 2 Dieselmotor, aangevoerd in Soedan, gereed om te worden geïnstalleerd in een elektriciteitscentrale.



apparatuur om te gaan. Op basis van eerder gemaakte afspraken en beloften, ten slotte, werd het vanuit politiek oogpunt noodzakelijk geacht meer additioneel vermogen op te stellen in Khashm el Girba dan in Kassala.

De economische evaluatie van de geselecteerde vier alternatieven vindt plaats op basis van kosten en opbrengsten. Ook dit klinkt vanzelfsprekend, maar als vervolgens de vraag wordt gesteld welke, c.q. wiens kosten en baten in beschouwing worden genomen, zijn verschillende antwoorden mogelijk.

In een financiële analyse worden de kosten en opbrengsten vanuit het gezichtspunt van de exploiterende elektriciteitsmaatschappij National Electricity Corporation (NEC) benaderd. De door of namens de elektriciteitsmaatschappij te maken vaste en variabele kosten van het in beschouwing te nemen alternatief worden daarbij gesteld tegenover de (daadwerkelijk) te innen rekeningen van de afnemers. Daarnaast is een economische analyse uitgevoerd, waarin de kosten en baten vanuit een ruimere optiek, c.q. het nationaal maatschappelijk gezichtspunt, worden gezien. Beide benaderingen zullen aan de orde worden gesteld.

Voor beide analyses is het noodzakelijk rekening te houden met de invloed die van de uitbreiding uitgaat op het functioneren van de bestaande eenheden. In het onderzoek is dit gebeurd door een bedrijfsstrategie te ontwikkelen, waarbij de volgorde van inbedrijfstelling van de eenheden wordt bepaald door gebruik te maken van het variabele kosten criterium: de eenheden met de laagste variabele kosten worden als eerste in bedrijf genomen (en functioneren derhalve in basislast en maken daardoor de meeste bedrijfsuren), terwijl de eenheden met de hoogste variabele kosten als laatste worden ingeschakeld en vooral worden gebruikt om aan de piekvraag te voldoen.

Uit de analyse komt naar voren dat in alle alternatieven de nieuwe dieselmotoren zelf in basislast kunnen opereren. Dit betekent dat zij, in theorie, continu in bedrijf zouden kunnen zijn. Op basis van ervaringsgegevens kan echter worden verwacht dat de effectieve beschikbaarheid van de motoren op circa 80% kan worden geraamd. Om deze hoge beschikbaarheid te halen is in de budgetten ruimte gereserveerd voor een voldoende groot pakket reserve- en verbruiksonderdelen voor een groot aantal jaren.

7 Financiële evaluatie

Ten behoeve van de uit te voeren evaluatie is het noodzakelijk een aanzienlijke hoeveelheid data te verzamelen — dan wel te ramen — aangaande kosten en opbrengsten.

Op de eerste plaats is een (voorlopige) schatting gemaakt van alle *investeringskosten*, gemoeid met de verschillende alternatieven. Daarbij gaat het niet alleen om de kosten van de 'kale' dieselmotoren, maar ook om allerhande aan de installatie van de machines verwante kosten, zoals de kosten van transport, bouwkosten, civiel-technische werken, olie-opslagvoorzieningen, elektrotechnische voorzieningen, etc. Voorts zijn er ook kosten gemoeid met het vertrouwd maken van het personeel met de nieuwe apparatuur en de (jaarlijks terugkerende) kosten van onderdelen onlosmakelijk met het project in kwestie verbonden. De praktijk leert dat dergelijke uitgaven niet bijkomstig, maar substantieel van aard zijn en wel in die mate dat zij als onderdeel van de investeringskosten aangemerkt moeten worden. Ook speelde onder andere de beschikbare ruimte in de centrales een belangrijke rol, alsmede de bekendheid van het personeel met soortgelijke motoren, de transporteerbaarheid van de machines, het type motor [1] enz.

In tabel 3 worden de totale investeringskosten voor de ver-

TABEL 3 Overzicht van de totale investeringskosten en jaarlijkse produktiekosten per alternatief (mln gld, 1987)

Alternatief	1	2	3	4
<i>Uitbreiding</i>				
Kassala	1 × 2,5 MWe	1 × 4,0 MWe	1 × 3,0 MWe	1 × 2,5 MWe
Khashm el Girba	2 × 4,0 MWe	2 × 2,5 MWe	2 × 3,0 MWe	2 × 2,5 MWe
Totaal	10,5 MWe	9,0 MWe	9,0 MWe	7,5 MWe
<i>Totale investeringskosten*</i> (mln gld)	30,3	27,4	26,6	23,1
<i>Jaarlijkse produktiekosten</i> (mln gld)	7,4	6,4	6,4	5,7

*) Inclusief alle bijbehorende werken, reserve-onderdelen en onvoorzien; exclusief eventuele restwaarde in 2000.

schillende alternatieven samengevat. Daarbij kon worden opgemerkt dat het overgrote deel (94%) van deze kosten met buitenlandse valuta gefinancierd dient te worden.

Op de tweede plaats is een raming opgesteld van de jaarlijkse *produktiekosten*. Deze kosten bestaan uit:

- de variabele bedrijfskosten: het betreft met name de kosten van smeerolie en brandstof;
- de vaste bedrijfskosten: het gaat daarbij vooral om de (extra) kosten van bedienend en onderhoudspersoneel en de
- additionele overhead, kosten gemoeid met distributie, verkoop, management, etc.

Ook de totale jaarlijkse produktiekosten, waarvan circa twee derde deel uit brandstofkosten bestaat, worden in tabel 3 vermeld. Het gaat hierbij om jaarlijks terugkerende kosten, die derhalve niet bij de totale investeringskosten mogen worden opgeteld. In tegenstelling tot de investeringskosten kan het grootste deel (circa 98%) met lokale valuta (Soedaneese Ponden) worden gefinancierd. Bij de cijferopstelling in tabel 3 is uitgegaan van de wisselkoers van het Soedaneese Pond in 1987 van f 0,94.

In tabel 3 komt tot uiting dat de ramingen zijn gebaseerd op de specifieke kenmerken van de alternatieven, zoals de reeds beschikbare voorzieningen op de twee plaatsen (bijvoorbeeld gedeeltelijk reeds aanwezige olie-opslagvoorzieningen, gebouwen, etc.), de kosten van onderdelen, enz. Zo bleek bijvoorbeeld dat in Kassala een gebouwuitbreiding nodig was en dat in het powerhouse van Khashm el Girba voldoende ruimte ter beschikking stond voor de eventuele nieuwe dieselmotoren. Op grond van dergelijke specifieke aspecten, is bijvoorbeeld berekend dat de totale investeringskosten van alternatief 2 circa f 0,8 miljoen hoger uitvallen dan die van alternatief 3 met een gelijk totaal vermogen van 9 MWe. Ten derde dient een raming te worden gemaakt van de jaarlijks te verwachten *opbrengsten* voor de elektriciteitsmaatschappij. Bij deze schatting is onder andere rekening gehouden met:

- de te hanteren tarieven (gespecificeerd naar afnemerscategorieën) [3];
- de bij deze tarieven afgenomen hoeveelheid elektriciteit;
- transportverliezen en de grote 'onverklaarde' verliezen (welke in hoge mate zijn toe te schrijven aan illegale consumptie- en factureringsproblemen). De totale verliezen worden op circa 20% van de produktie geraamd.

Voorts was er toen van uitgegaan dat de voorbereidende werkzaamheden in 1988 zouden aanvangen en dat de ingebruikstelling van de motoren in 1990 plaatsvindt. In het laatstgenoemde jaar zijn derhalve de eerste opbrengsten te verwachten. Verondersteld wordt dat in 2000 de motoren buiten gebruik worden gesteld, c.q. worden vervangen door nieuwe.

Berekend kan worden dat de gemiddelde opbrengst per verkochte kWh circa 22,2 cent bedraagt. Rekening houdend

TABEL 4 Opbrengsten van de alternatieven (in de periode 1990-2000)

Alternatief	1	2	3	4
<i>Uitbreiding</i>				
Kassala	1 × 2,5 MWe	1 × 4,0 MWe	1 × 3,0 MWe	1 × 2,5 MWe
Khashm el Girba	2 × 4,0 MWe	2 × 2,5 MWe	2 × 3,0 MWe	2 × 2,5 MWe
Totaal	10,5 MWe	9,0 MWe	9,0 MWe	7,5 MWe
Jaarlijkse opbrengst (mln gld)	13,0	11,1	11,1	9,3
Jaarlijkse produktiekosten (mln gld)	7,4	6,4	6,4	5,7
Jaarlijkse bruto winst (mln gld)	5,6	4,7	4,7	3,6
Gemiddelde opbrengst per verkochte eenheid (c:kWh)	22,2	22,2	22,2	22,2
Gemiddelde produktiekosten per verkochte eenheid (c:kWh)	12,6	12,7	12,7	13,5
Bruto winst per verkochte eenheid (c:kWh)	9,6	9,5	9,5	8,7
Exclusief investeringskosten.				

met (gemiddeld 20%) verliezen, is de opbrengst per geproduceerde kWh gemiddeld 17,7 cent. Deze opbrengst dient ter vergoeding van de produktiekosten alsmede de investeringskosten.

De gemiddelde opbrengst per verkochte kWh bedraagt 22,2 cent. De gemiddelde produktiekosten zijn, afhankelijk van het alternatief, 12,6-13,5 cent. In alle gevallen resulteert een brutowinst (van 8,7 à 9,6 cent per kWh) (zie tabel 4). Aangezien de huidige produktiekosten (exclusief investeringskosten) van de bestaande diesels gemiddeld ruim een kwartje per verkochte kWh bedragen, valt gemakkelijk in te zien dat het opereren van deze bestaande eenheden een financieel niet renderende aangelegenheid is (zelfs wanneer investeringskosten en dergelijke buiten beschouwing zouden worden gelaten).

In dit verband dient melding te worden gemaakt van de potentiële mogelijkheid die de nabijgelegen grote suikerfabriek (in de plaats New Halfa) biedt om tegen aanzienlijk geringere gemiddelde produktiekosten elektriciteit op te wekken. Deze grote suikerfabriek — waarvan er overigens in Soedan een aantal aanwezig zijn — wordt geconfronteerd met een belangrijk restproductenprobleem. Het surplus aan zogenoemde 'bagasse' (afgewerkt suikerriet) bedraagt maar liefst 70.000 ton per jaar. De opslag daarvan — er ligt al circa driekwart miljoen ton bij de fabriek — vergt niet alleen veel ruimte, maar is ook als milieuprobleem aan te merken. Bagasse is echter een potentiële brandstofbron voor ketels waardoor additionele stoomturbines geïnstalleerd zouden kunnen worden. Dit idee is reeds enkele jaren geleden door de coöperatieve suikerfabrieken in Soedan naar voren gebracht bij het Soedanese ministerie van Industrie. Tot concrete plannen heeft dit evenwel niet geleid. Het lijkt er daarentegen eerder op dat institutionele en organisatorische belemmeringen dit technisch en economisch zeer wel te realiseren idee in de weg staan.

Hoewel het niet specifiek tot de taak van de onderzoekers behoorde, leert een globale berekening dat de stroom voor een totale kostprijs — inclusief investeringskosten — van nog geen 11 cent per verkochte kWh kan worden opgewekt. Berekend werd een maximaal additioneel vermogen van 4 MWe. Dit vermogen is circa 40 à 50% van het vermogen van de mogelijke uitbreidingsalternatieven op basis van dieselmotoren (7,5 à 10 MWe). De specifieke investeringskosten van opgesteld vermogen zijn van dezelfde orde van grootte als die van de geprojecteerde dieselmotoren. Het grote kos-

tenverschil wordt vooral veroorzaakt door de besparing op brandstofkosten (de gemiddelde variabele produktiekosten bedragen nog geen 4 cent per kWh in plaats van circa 13 cent per kWh bij dieselmotoren). Bovendien wordt het ruimte- en het milieuprobleem opgelost. Alleen al gezien het grote verschil met de produktiekosten (exclusief investeringen) van de geprojecteerde diesels, alsmede de zeer hoge suikerconsumptie in Soedan, verdient een meer gedetailleerd technisch-economisch onderzoek naar de potentieel goede mogelijkheden van stroomproductie bij suikerfabrieken in het oostelijk deel van Soedan, maar ook in de rest van het land, ten zeerste aanbeveling. Zoals opgemerkt, verhinderen echter vooral institutionele factoren de verwezenlijking van dergelijke projecten op dit moment.

Terugkerend naar de eventueel nieuw te installeren dieselmotoren, kan op basis van de gegevens in tabel 4 worden geconstateerd dat deze elk jaar in de periode 1990-2000 een brutowinst van enkele miljoenen gulden opleveren.

De vraag kan worden gesteld hoe deze winstgevendheid zich verhoudt tot de te maken investeringskosten. Een maatstaf voor de winstgevendheid van de alternatieve projecten is de interne rentevoet (Internal Rate of Return: IRR). De interne rentevoet is die disconteringsvoet waarvoor de (netto) huidige waarde van het project nul wordt. De netto huidige waarde van een project is gelijk aan de som van de gedisconterde jaarlijkse uitgaven en inkomsten gedurende de levensduur van het project. Hoe hoger de interne rentevoet, des te winstgevender is het project. De hoogte van de interne rentevoet van de alternatieven is weergegeven in tabel 5.

De interne rentevoet in de uitgevoerde financiële analyse is het hoogst bij alternatief 1, gevolgd door de alternatieven 3, 2 en 4. (Deze volgorde verandert niet indien men de opbrengsten of de produktiekosten met 10% verhoogt of verlaagt).

8 Economische analyse

In de financiële analyse worden de kosten en opbrengsten vanuit het gezichtspunt van de elektriciteitsmaatschappij in beschouwing genomen. In een economische analyse wordt een benadering vanuit nationaal-economisch gezichtspunt gegeven.

De maatschappelijke implicaties van de beschikbaarheid van — of gebrek aan — elektriciteit zijn niet eenvoudig te meten. Dit is inherent aan het intermediaire karakter van elektriciteit dat in velerlei consumptie- en productieprocessen wordt gebruikt. Zonder stroom zouden veel van die activiteiten niet mogelijk zijn, of op een andere manier worden uitgevoerd en waarschijnlijk ook op een verschillend niveau. Om deze reden is het uiterst moeilijk om situaties te vergelijken, waarin al dan niet over (voldoende) elektriciteit kan worden beschikt.

De kwantificering van de maatschappelijke effecten van het gebrek aan stroom in monetaire termen is eveneens uiterst gecompliceerd. Er wordt wel gesteld dat door het gebrek aan (voldoende) stroom produktieverliezen optreden, of dat ontwikkelingsmogelijkheden niet benut kunnen worden. Hoewel deze bewering zeker een kern van waarheid bevat, dient te worden bedacht dat de produktie vaak door een

TABEL 5 Interne rentevoet

Alternatief	1	2	3	4
<i>Uitbreiding</i>				
Kassala	1 × 2,5 MWe	1 × 4,0 MWe	1 × 3,0 MWe	1 × 2,5 MWe
Khashm el Girba	2 × 4,0 MWe	2 × 2,5 MWe	2 × 3,0 MWe	2 × 2,5 MWe
Totaal	10,5 MWe	9,0 MWe	9,0 MWe	7,5 MWe
Interne rentevoet	17,6%	15,5%	16,3%	12,2%

complex van samenhangende factoren wordt belemmerd: gebrek aan water, grondstoffen, technische kennis, reserveonderdelen, moeilijke klimatologische omstandigheden, enz. Om één factor van dit complex als alleen-verantwoordelijke te noemen zou niet correct zijn. Om deze reden wordt geen poging ondernomen een schatting te maken van mogelijke economische verliezen of geëiste produktiekansen als gevolg van het gebrek aan stroom. Hetzelfde geldt voor de dienstverlenende sector (bijvoorbeeld de medische verzorging waar het gaat om gezondheid en mogelijk zelfs mensenlevens) of de waardering in de levensstandaard van gezinshuishoudingen.

In plaats daarvan is een andere benadering gevolgd. Als *opbrengst* van het project in kwestie zijn niet de aan de elektriciteitsmaatschappij betaalde rekeningen in aanmerking genomen, maar de (vermeden) kosten die de aangeslotenen hadden kunnen maken om door middel van privé-generatoren in hun eigen elektriciteitsbehoefte te voorzien. We spreken over de zogenoemde 'opportunity costs' die zouden moeten worden gemaakt om aan de vraag tegemoet te komen. Daarbij is het mogelijk een minimum en een maximum schatting van deze kosten te maken.

De minimum schatting heeft betrekking op de (vermeden) variabele kosten, die voornamelijk uit brandstofkosten bestaan. De maximum raming betreft de (vermeden) integrale kosten van particuliere opwekking. Gezien de geprojecteerde toeneming van de discrepantie tussen vraag en aanbod van elektriciteit en het nu al hoge aandeel van particuliere elektriciteitsopwekking in de totale elektriciteitsvoorziening, is het aannemelijk dat er voldoende potentieel aangeslotenen zijn die in staat — en bereid — zijn om de integrale kosten van privé-opwekking te betalen. Om desalniettemin de eventuele onzekerheid ten aanzien van deze veronderstelling te reduceren, is ook een meer pessimistische evaluatie uitgevoerd, waarin de opbrengst van het project aanzienlijk lager is, omdat daarin van een minimum schatting van de vermeden particuliere opwekkingskosten wordt uitgegaan. Voor elke afnemerscategorie is een schatting van bovengenoemde kosten gemaakt en in de economische analyse verwerkt.

Voor wat betreft de *kosten* worden dezelfde posten in beschouwing genomen als bij de financiële analyse het geval was. In afwijking van de financiële analyse echter, worden alle kosten en opbrengsten gewaardeerd tegen efficiencyprijzen, die overwegend gelijkgesteld kunnen worden aan vrije wereldmarktprijzen. Dit is onder andere noodzakelijk, omdat de in een ontwikkelingsland als Soedan geldende prijzen niet altijd op een goede wijze de maatschappelijke schaarste reflecteren. Dit is onder meer het gevolg van marktverstoringen en imperfecties en de omstandigheid dat het Soedanese Pond een niet-convertibele munt is.

Voor elk van de vier alternatieven is aldus een andere set kosten — en opbrengstgegevens berekend. Op basis van deze gegevens is op dezelfde wijze als in de financiële analyse de interne rentevoet bepaald.

Daaruit blijkt, dat voorkeursvolgorde van de alternatieven niet verschilt met die van de financiële analyse. Het meest aantrekkelijke alternatief is het relatief 'grote' project 1, gevolgd door de alternatieven 3, 2 en 4. Deze volgorde wordt wederom bepaald door project-specifieke kenmerken, waaronder schaalaspecten, de kosten van extra voorzieningen, etc.

De Wereldbank heeft in november 1986 een vergelijkingsmaatstaf ontwikkeld voor de interne rentevoet uit de economische analyse. Deze maatstaf — de zogenaamde 'opportunity costs of capital' — is een disconteringsvoet van 15%. De

TABEL 6 Interne rentevoet economische analyse, netto contante waarde *

Alternatief	1	2	3	4
<i>Uitbreiding</i>				
Kassala	1 × 2,5 MWe	1 × 4,0 MWe	1 × 3,0 MWe	1 × 2,5 MWe
Khashm el Girba	2 × 4,0 MWe	2 × 2,5 MWe	2 × 3,0 MWe	2 × 2,5 MWe
Totaal	10,5 MWe	9,0 MWe	9,0 MWe	7,5 MWe
<i>Interne rentevoet</i>				
<i>Economische analyse</i>				
gemiddelde waarde	35,3%	32,4%	33,8%	27,6%
minimum waarde	18,6%	16,2%	17,2%	11,8%
<i>Netto contante</i>				
<i>waarde a (min gld)</i>				
gemiddeld	12,0	9,2	9,7	5,7
minimum	2,1	0,6	1,1	-1,4

*) Bij toepassing van de door de Wereldbank aanbevolen disconteringsvoet van 15% (opportunity costs of capital) ([7] en [8]).

gemiddeld berekende waarde van de interne rentevoet uit de economische analyse ligt ruim boven deze 15%. Zelfs indien men zou uitgaan van een minimumraming van de interne rentevoet, dan vergelijkt deze zich nog gunstig met het Wereldbankcijfer. Alleen alternatief 4 zou afvallen. Dit komt ook tot uiting indien men de netto contante waarde van het project berekent. De minimumschatting daarvan valt voor alternatief 4 negatief uit (zie tabel 6).

Deze resultaten kunnen in belangrijke mate worden toegeschreven aan de omstandigheid dat de opwekking van elektriciteit door middel van privé-generatoren een relatief kostbare aangelegenheid is, zelfs al laat men de investeringskosten buiten beschouwing. De verklaring dient met name te worden gezocht in de relatief hoge brandstofkosten, veroorzaakt door het relatief geringe elektrische rendement en de duurere brandstof. De aspecten milieu, veiligheid en bedrijfszekerheid zijn buiten beschouwing gelaten. Het is waarschijnlijk dat centrale opwekking ten aanzien van deze aspecten de voorkeur verdient boven decentrale opwekking, zodat het internaliseren van deze effecten tot een hogere interne rentevoet zou leiden.

9 Slotbeschouwing

Ondanks het feit dat de aanleg en exploitatie van elektriciteitsvoorzieningen in een ontwikkelingsland als Soedan vaak met problemen gepaard gaat, is het mogelijk projecten te ontwikkelen die niet alleen financieel haalbaar zijn, maar ook maatschappelijk-economisch aantrekkelijk kunnen zijn.

Van de vier onderzochte alternatieve uitbreidingsmogelijkheden is op basis van financieel-economische criteria de preferentiële volgorde bepaald. De twee meest aantrekkelijke alternatieven zijn in een vervolgstudie van KEMA zeer gedetailleerd onderzocht en uiteindelijk is door DGIS in principe voor alternatief 1 gekozen. Dit alternatief is reeds in de NEI/KEMA-studie als het gunstigste beoordeeld.

De technisch-economische evaluatie van NEI en KEMA is niet alleen zinvol gebleken bij de ontwikkeling, afweging en beoordeling van de uitbreidingsmogelijkheden op basis van dieselmotoren. Het onderzoek heeft tevens aan het licht gebracht dat er potentieel zeer gunstige mogelijkheden bestaan om tegen een relatief lage kostprijs een deel van de benodigde elektriciteit op te wekken met restproducten van de suikerindustrie. Nader technisch-economisch onderzoek van dergelijke mogelijkheden verdient dan ook sterke aanbeveling, naast het uit de weg ruimen van de institutionele belemmeringen die de verwezenlijking daarvan thans verhinderen.

Literatuur

[1] Abdelsattar, A., *Effect of Speed on Evaluation of me-*

- dium speed diesel engines. *The Sudan Engineering Society Journal*, Issue 25, oktober 1984.
- [2] *Country Profile Sudan*, The Economist Intelligence Unit, juni 1986.
 - [3] *Electricity Tariff Study 1985-1986*, Harza Engineering Company, Khartoum, december 1985.
 - [4] Hof, J. J. en Vlies, J. van der, *Evaluation of extending the eastern electric grid in Sudan*. NEI en KEMA, Rotterdam/Arnhem, juni 1987.
 - [5] Post, J., *Soedan. Landendocumentatie van het Koninklijk Instituut voor de Tropen*, 1987, nr. 1, ISBN 9012055563, Staatsuitgeverij, Den Haag.
 - [6] *Power IV Project. Feasibility Study. 4 Volumes*. Sir Alexander Gibb and Partners/Merz and McLellan, Londen, juni 1983.
 - [7] *Staff appraisal Report, Sudan Power Rehabilitation Project*, Wereldbank, rapport nr. 5333-SU, juni 1985.
 - [8] *Sudan: Issues and Options in the Energy Sector*. UNDP/Wereldbank Energy Sector Assessment Program, rapport nr. 4511-SU, juli 1983.