

**Andrzej Ł. Chojnacki**

Politechnika Świętokrzyska w Kielcach

---

## **ANALIZA EKONOMICZNA EKSPLOATACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH W GMINACH WIEJSKICH ORAZ MIEJSKICH**

---

**Streszczenie:** W artykule przedstawione zostaną ekonomiczne warunki eksploatacji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN w gminach miejskich oraz wiejskich. Znacznie łatwiej jest realizować zadania związane z utrzymaniem w należytym stanie urządzeń elektroenergetycznych na terenach miejskich, w których występuje duża gęstość odbiorców pobierających energię elektryczną dla różnych potrzeb przemysłowych, usługowych, gospodarstw domowych itp. Sytuacja taka powoduje wysoki stopień wykorzystania możliwości przesyłowych sieci i pozwala na osiągnięcie satysfakcjonujących przychodów gwarantujących zysk przedsiębiorstwom energetycznym.

### **1. Wstęp**

Infrastruktura techniczna jest jednym z podstawowych czynników kształtujących strukturę osadnictwa. Jest także jednym z elementów stanowiących o atrakcyjności regionalnej. Odpowiedni poziom infrastruktury technicznej warunkuje szybki rozwój gospodarczy całego kraju. Takie elementy infrastruktury, jak drogi, sieć energetyczna, wodociągowa, odprowadzanie ścieków, łączność, sieć gazowa, poprawiają nie tylko standard życia mieszkańców, ale przyczyniają się także do zwiększenia atrakcyjności inwestycyjnej i zapobiegają skutecznie odpływowi wykwalifikowanej siły roboczej.

W odniesieniu do infrastruktury technicznej w Polsce istnieją ogromne dysproporcje nie tylko pomiędzy poszczególnymi regionami kraju, ale przede wszystkim pomiędzy obszarami wiejskimi a miastami. Według danych GUS za 2006 r. jedynie 20% ludności wiejskiej korzystało z sieci gazowej, 85,2% mieszkańców wsi korzystało z publicznych wodociągów sieciowych dostarczających wodę dobrej jakości, niespełna 14,5% korzystało z sieci kanalizacyjnej, przy 8,5% obsługiwanych

przez oczyszczalnie ścieków, a do sieci elektroenergetycznej przyłączonych było 99,2% wszystkich gospodarstw wiejskich [Główny Urząd Statystyczny 2007].

Jednocześnie bardzo często istniejąca infrastruktura techniczna jest przestarzała, często realizowana była wiele lat temu w ramach programu odbudowy Polski ze zniszczeń wojennych w latach 1945-1960, przy bardzo niskich możliwościach kapitałowych. Konieczne są więc obecnie inwestycje związane z modernizacją starej infrastruktury technicznej oraz z budową nowych obiektów. Niestety budowa obiektów infrastrukturalnych charakteryzuje się dużą kapitałochłonnością. Podmioty obsługujące konkretne obiekty infrastrukturalne (sieci gazowe, wodociągowe, elektroenergetyczne) nie są zazwyczaj w stanie przeprowadzić rozbudowy i modernizacji z wykorzystaniem jedynie własnych środków finansowych.

W artykule przedstawiona zostanie analiza ekonomiczna eksploatacji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych SN w gminach miejskich oraz wiejskich na podstawie danych empirycznych z lat 2006-2008.

## 2. Sieci elektroenergetyczne na terenach miejskich oraz wiejskich

Spośród składników infrastruktury technicznej najbardziej rozpowszechnione są instalacje elektroenergetyczne. Wynika to m.in. z powszechnego zastosowania energii elektrycznej zarówno w gospodarstwach domowych i rolnych, jak i w zakładach przemysłowych czy też do oświetlania ulic, a także z faktu, iż na terenach wiejskich energia elektryczna jest często jedynym systemowym nośnikiem energii. Infrastruktura elektroenergetyczna jest najpowszechniejsza, a zarazem najbardziej przestarzała i charakteryzuje się znaczną zawodnością. Sytuacja ta jest widoczna zwłaszcza na terenach wiejskich. Jak wynika ze statystyk zakładów energetycznych, a także analiz naukowych, przerwy w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców wiejskich występują aż 2-krotnie częściej niż w miastach [Chojnacki 2008, s. 75-79]. Jednocześnie przerwy te trwają o wiele dłużej, niż ma to miejsce w dużych aglomeracjach. Według danych autora, średni czas trwania jednej przerwy w zasilaniu odbiorców wynosi w sieciach miejskich  $t_p = 1,78$  h, natomiast w sieciach wiejskich  $t_p = 4,22$  h [Chojnacki 2008, s. 75-79].

Wiejską infrastrukturę elektroenergetyczną stanowią w Polsce sieci rozdzielcze, na które składa się 206 tys. km linii średniego napięcia (SN), 254 tys. km linii niskiego napięcia (nN) oraz 151 tys. stacji transformatorowych SN/nN. Za ich pośrednictwem zasilanych jest w energię elektryczną 5370 tys. odbiorców, którzy w 2006 r. zużyli 15 333 GWh energii. Miejskie sieci elektroenergetyczne to: 73 tys. km linii średniego napięcia (SN), 143 tys. km linii niskiego napięcia (nN) oraz 71 tys. stacji transformatorowych SN/nN. Za ich pośrednictwem zasilanych jest w energię elektryczną 8980 tys. odbiorców, którzy w 2006 r. zużyli 27832 GWh energii [Główny Urząd Statystyczny 2007; Agencja Rynku Energii S.A. 2007].

Ze względu na niewielki pobór energii sieci wiejskie traktowane były przez wiele lat jako układy dystrybucyjne o małym znaczeniu. Sytuacja powyższa spowodowała, iż nie podejmowano prac modernizacyjnych i rozbudowy tych sieci, ograniczając się do usuwania zaistniałych uszkodzeń oraz przyłączania nowych odbiorców. Znaczny wzrost obciążenia sieci w ostatnich latach spowodował zwiększenie liczby awarii w terenowych sieciach SN oraz nN. Inną przyczyną złego stanu sieci wiejskich jest ich niska rentowność. Podstawowe wskaźniki charakteryzujące wiejską oraz miejską infrastrukturę elektroenergetyczną są następujące: gęstość powierzchniowa linii SN i nN: 10,29 km/km<sup>2</sup> dla sieci miejskich oraz 1,57 km/km<sup>2</sup> dla sieci wiejskich, gęstość powierzchniowa stacji transformatorowych: 3,9 szt./km<sup>2</sup> dla sieci miejskich oraz 0,52 szt./km<sup>2</sup> dla sieci wiejskich, średnia roczna sprzedaż energii przypadająca na stację transformatorową: 392 MWh/stację dla sieci miejskich oraz 102 MWh/stację dla sieci wiejskich, średnie roczne zużycie energii elektrycznej na odbiorcę: 3,1 MWh/odbiorcę w sieci miejskiej oraz 2,9 MWh/odbiorcę w sieci wiejskiej [Trojanowska 2006].

Analizując powyższe dane, można zauważyć, iż średnie roczne zużycie energii elektrycznej przez statystycznego odbiorcę wiejskiego i miejskiego jest podobne. Jednak w odniesieniu do rozległości sieci znacznie się różni. Wskaźnikiem bardzo dobrze to odzwierciedlającym jest ilość energii elektrycznej sprzedanej w ciągu roku przypadająca na stację transformatorową SN/nN. Dla obszarów wiejskich wskaźnik ten jest 4-krotnie niższy niż dla obszarów miejskich. Wynika to ze specyfiki wiejskich sieci rozdzielczych, które charakteryzują się dużą rozległością, przy stosunkowo niewielkiej sprzedaży energii za ich pośrednictwem, czego następstwem jest niska rentowność sieci terenowych, a czasem wręcz jej brak.

### **3. Analiza ekonomiczna opłacalności eksploatacji sieci elektroenergetycznych w gminach miejskich oraz wiejskich**

Na podstawie dostępnych danych dotyczących kosztów budowy obiektów elektroenergetycznych, kosztów napraw i remontów bieżących sieci oraz danych statystycznych dotyczących sprzedaży energii elektrycznej przeprowadzona została analiza kosztów eksploatacji sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej oraz zysków, jakie te sieci przynoszą. Trudno jest wyznaczyć ogólne wartości kosztów i zysków, bowiem są one zależne od typu zakupionego urządzenia, miejsca jego zainstalowania, typu sieci, charakteru obciążenia sieci oraz wielu innych czynników. Przeprowadzone obliczenia opierają się na wartościach średnich poszczególnych parametrów.

Najczęściej spotykanymi rozwiązaniami dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych na terenach miejskich są układy z liniami kablowymi SN oraz nN, a także z wewnętrznymi stacjami transformatorowo-rozdzielczymi SN/nN. Są to zazwyczaj układy pętlicowe z rozcięciami, zasilające od kilku do kilkunastu stacji. Według

badań autora, średnia długość linii kablowej SN w jednej pętli wynosi ok. 9,5 km, zasilając przy tym średnio 8 stacji SN/nN. Długość obwodów nN zasilanych z jednej stacji wynosi średnio 2,7 km. Łącznie na jedną pętlę przypada więc: 9,5 km linii kablowych SN, 8 stacji transformatorowych oraz 21,6 km linii kablowych nN. Przybliżony koszt budowy jednej pętli SN wynosi więc:

- linie kablowe SN 9,5 km  $\times$  200 000 PLN/km = 1 900 000 zł;
- linie kablowe nN 21,6 km  $\times$  125 000 PLN/km = 2 700 000 zł;
- stacje transformatorowe SN/nN 250 kVA 8 szt.  $\times$  125 000 PLN/szt. = 1 000 000 zł.

Łączny koszt budowy jednej pętli wynosi około 5,6 mln zł. Oprócz kosztów inwestycyjnych dystrybutorzy energii elektrycznej ponoszą koszty napraw bieżących i kontroli sieci oraz obsługi odbiorców energii (usuwanie usterek, odczyty urządzeń pomiarowych).

Średnia intensywność awarii linii kablowych SN wynosi  $\lambda = 0,22$  1/(a  $\times$  km) przy średnim czasie jej trwania  $t_a = 12,00$  h [Marzecki 2001]. Na podstawie danych ze spółek dystrybucyjnych przyjęto, iż koszt jednej godziny pracy monterów szacowany jest na  $k_{pm} = 36,00$  zł, koszt jednego kilometra przejazdu pogotowia energetycznego  $k_{pp} = 39,00$  zł. Średnia droga przejazdu pogotowia energetycznego w rozważanej spółce dystrybucyjnej do miejsca awarii w sieci miejskiej to ok.  $l_p = 15$  km. W skład pogotowia energetycznego wchodzi standardowo 2 monterów ( $d = 2$ ). Wyznaczone w wyniku analizy średnie koszty materiałowe oraz sprzętu przy usuwaniu jednej awarii linii kablowej SN wynoszą  $K_{aw} = 274,80$  zł.

Średni roczny koszt ponoszony przez rozważaną spółkę dystrybucyjną w związku z usuwaniem awarii 1 km linii kablowej wynosi:

$$K_{awr} = \lambda \times (K_{aw} + 2l_p \times k_{pp} + d \times t_a \times k_{pm}). \quad (1)$$

Po podstawieniu danych liczbowych:

$$K_{awr} = 0,22 \times (274,80 + 2 \times 15 \times 39,00 + 2 \times 12,00 \times 36,00) = 507,94 \text{ PLN}/(\text{a} \times \text{km}).$$

Średnia intensywność awarii stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN wewnętrznych wynosi  $\lambda = 0,0711$  1/(a  $\times$  szt.) przy średnim czasie jej trwania  $t_a = 5,71$  h [Chojnacki 2008, s. 75-79]. Wyznaczone w wyniku analizy średnie koszty materiałowe usuwania jednej awarii stacji transformatorowej SN/nN wynoszą  $K_{aw} = 2538,03$  zł.

Średni roczny koszt ponoszony przez rozważaną spółkę dystrybucyjną w związku z usuwaniem awarii 1 stacji transformatorowej wewnętrznej, według zależności (1), wynosi:

$$K_{awr} = 0,0711 \times (2538,03 + 2 \times 15 \times 39,00 + 2 \times 15,71 \times 36,00) = 344,06 \text{ PLN}/(\text{a} \times \text{szt}).$$

Z analizowanego powyżej układu sieciowego zasilanych jest ok. 1000 odbiorców, którzy zużywają łącznie około 3136 MW·h/a energii elektrycznej. Roczny

zysk spółki dystrybucyjnej z eksploatacji analizowanej sieci elektroenergetycznej wynosi około 156 800 zł.

Najprostszym wyznacznikiem opłacalności inwestycji w elektroenergetyce jest prosty okres zwrotu wyznaczony z zależności:

$$T_{zwr} = \frac{K_{inw}}{Z_r - K_{eksr}}, \quad (2)$$

gdzie:  $K_{inw}$  – koszty inwestycyjne,

$Z_r$  – zysk roczny z inwestycji,

$K_{eksr}$  – roczne koszty ponoszone w związku z eksploatacją układu sieciowego.

Wyznaczony na podstawie przeprowadzonej analizy prosty okres zwrotu inwestycji z uwzględnieniem kosztów awaryjności miejskich sieci SN wynosi ok. 38 lat.

Zupełnie odmienna jest sytuacja w sieciach terenowych. Najczęściej spotykanymi obecnie rozwiązaniami dystrybucyjnych sieci elektroenergetycznych na terenach wiejskich są układy z liniami napowietrznymi SN oraz liniami izolowanymi nN, a także z napowietrznymi słupowymi stacjami transformatorowo-rozdzielczymi SN/nN. Są to zazwyczaj układy promieniowe z odgałęzieniami, zasilające od kilku do dwudziestu kilku stacji. Według badań autora, przeprowadzonych na podstawie danych z lokalnej spółki dystrybucyjnej, średnia długość linii napowietrznej SN (uwzględniając pień i odgałęzienia) w jednej sieci wynosi ok. 39 km, zasilając przy tym średnio 26 stacji SN/nN. Długość obwodów nN zasilanych z jednej stacji wynosi średnio 1,7 km. Łącznie na jedną sieć przypada więc: 39 km linii napowietrznych SN, 26 stacji oraz 44,2 km linii napowietrznych izolowanych nN. Przybliżony koszt budowy jednej sieci wynosi więc:

- linie napowietrzne SN 39 km × 110 000 PLN/km = 4 290 000 zł;
- linie napowietrzne izolowane Nn 44,2 km × 115 000 PLN/km = 5 083 000 zł;
- stacje transformatorowe SN/nN 100kVA 26 szt. × 45 000 PLN/szt. = 1 170 000 zł.

Łączny koszt budowy jednej sieci wynosi ok. 10,543 mln zł. Oprócz kosztów inwestycyjnych dystrybutorzy energii elektrycznej ponoszą, podobnie jak to miało miejsce w układach eksploatowanych w terenach miejskich, koszty napraw bieżących i kontroli sieci oraz obsługi odbiorców energii.

Średnia intensywność awarii linii napowietrznych SN wynosi  $\lambda = 0,025$  1/(a × km) [Kochel, Niestępski 1995; Sozański 1982] przy średnim czasie jej trwania  $t_a = 7,95$  h [Stępień 2000, s. 149-160]. Podobnie jak w poprzedniej analizie przyjęto, iż koszt jednej godziny pracy montera szacowany jest na  $k_{pm} = 36,00$  zł, a koszt jednego kilometra przejazdu pogotowia energetycznego  $k_{pp} = 39,00$  zł. Średnia droga przejazdu pogotowia energetycznego w rozważanej spółce dystrybucyjnej do miejsca awarii w sieci terenowej to ok.  $l_p = 50$  km. W skład pogotowia energetycznego wchodzi standardowo 2 monterów ( $d = 2$ ). Wyznaczone w wyniku analizy średnie koszty materiałowe oraz sprzętu przy usuwaniu jednej awarii linii napowietrznej SN z przewodami gołymi wynoszą  $K_{aw} = 168,60$  zł.

Średni roczny koszt ponoszony przez rozważaną spółkę dystrybucyjną w związku z usuwaniem awarii 1 km linii napowietrznej według zależności (1) wynosi:

$$K_{avr} = 0,025 \times (168,60 + 2 \times 50 \times 39,00 + 2 \times 7,95 \times 36,00) = 116,03 \text{ zł}/(a \times \text{km}).$$

Średnia intensywność awarii stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN napowietrznych słupowych wynosi  $\lambda = 0,0224$  1/(a × szt.) przy średnim czasie jej trwania  $t_a = 8,51$  h [Chojnacki 2008, s. 75-79]. Wyznaczone w wyniku analizy średnie koszty materiałowe usuwania jednej awarii napowietrznej stacji transformatorowej SN/nN wynoszą  $K_{aw} = 6192,86$  zł.

Średni roczny koszt ponoszony przez rozważaną spółkę dystrybucyjną w związku z usuwaniem awarii 1 stacji transformatorowej napowietrznej, według zależności (1), wynosi:

$$K_{avr} = 0,0224 \times (6192,86 + 2 \times 50 \times 39,00 + 2 \times 8,51 \times 36,00) = 239,80 \text{ zł}/(a \times \text{szt}).$$

Z analizowanego powyżej układu sieciowego zasilanych jest średnio 1100 odbiorców, którzy zużywają łącznie ok. 3200 MW·h/a energii elektrycznej. Roczny zysk spółki dystrybucyjnej z eksploatacji analizowanej sieci elektroenergetycznej wynosi średnio 160 000 zł.

Wyznaczony na podstawie przeprowadzonej analizy prosty okres zwrotu inwestycji z uwzględnieniem kosztów awaryjności terenowych sieci SN wynosi ok. 71 lat (zależność (2)).

#### 4. Podsumowanie

Wyznaczone proste okresy zwrotu kosztów inwestycji są bardzo długie. Na ich podstawie można stwierdzić, iż inwestycje w elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne są nieopłacalne. Tym bardziej, iż obecnie stosuje się, zgodnie z wytycznymi Urzędu Regulacji Energetyki, stawki amortyzacji dla linii w wysokości 4,5%, natomiast dla stacji transformatorowo-rozdzielczych w wysokości 10%. Wynikające stąd okresy amortyzacji wynoszą dla linii 22 lata, natomiast dla stacji 10 lat [Niewiedział, Niewiedział 2006]. Okresy zwrotu inwestycji zarówno w sieciach miejskich (38 lat), jak i w sieciach terenowych (71 lat) są znacznie dłuższe od podanych okresów amortyzacji. W obu powyższych analizach nie uwzględniono awarii linii nN ze względu na niewielki koszt ich usuwania, co powoduje, iż mają one mniejszy wpływ na całkowite koszty eksploatacji sieci dystrybucyjnych. Nie uwzględniono także dodatkowych kosztów ponoszonych przez dystrybutorów w związku ze stratami mocy i energii w układach przesyłowych. W przypadku uwzględnienia tych kosztów prosty okres zwrotu w obu rozważonych wariantach byłby nieco większy od wyznaczonego.

W praktyce bardzo rzadko realizowane są inwestycje polegające na budowie kompletnej linii elektroenergetycznej SN wraz ze stacjami transformatorowymi oraz obwodami nN. Zazwyczaj budowane lub modernizowane są jedynie pewne fragmenty sieci. W takim przypadku okres zwrotu jest znacznie krótszy. Mimo to, dystrybutorzy energii ograniczają inwestycje do niezbędnego minimum. Główną przyczyną są znaczne koszty inwestycji przy niewielkim zysku. Sytuacja taka powoduje, iż stan sieci elektroenergetycznych jest obecnie niezadowolający, zwłaszcza na terenach wiejskich. Dystrybutorzy wolą inwestować w sieci miejskie, w których okres zwrotu jest 2-krotnie krótszy.

Rozwój infrastruktury technicznej w elektroenergetyce jest kosztowny, a efekty gospodarcze i społeczne widoczne są po długim czasie. Poziom środków finansowych pozyskiwanych z odpisów amortyzacyjnych z wartości brutto sieci elektroenergetycznej nie pozwala na pełne odtworzenie istniejącej infrastruktury. Szczególnie zjawisko to jest widoczne w sieciach terenowych (wiejskich). Dlatego też w tej sferze spółkom dystrybucyjnym niezbędna jest pomoc zewnętrzna, ponieważ nie są w stanie przeznaczyć na ten cel odpowiedniej ilości środków finansowych. Także społeczność lokalna nie jest w stanie sfinansować budowy obiektów elektroenergetycznych. Przeprowadzone ekspertyzy prawne wykazały, że projekty budowlano-modernizacyjne z zakresu elektroenergetyki wytwarzają dochód, w związku z czym ich dofinansowanie przez państwo jest niedopuszczalną pomocą publiczną. Dlatego też jedyną realną możliwością modernizacji sieci elektroenergetycznych jest współpraca spółek dystrybucyjnych z samorządami gminnymi. Samorzady te mogą inwestować w układy elektroenergetyczne, które byłyby ich własnością, a służyłyby do zaopatrywania w energię elektryczną mieszkańców danej gminy. Poza inwestowaniem własnych funduszy samorzady terytorialne mogłyby ubiegać się także o dofinansowanie takich inwestycji z funduszy unijnych. Władze lokalne stoją więc przed koniecznością poszukiwania dodatkowych źródeł finansowania inwestycji infrastrukturalnych. Szczególnie ważne jest efektywne wykorzystanie środków zewnętrznych, zarówno krajowych, jak i zagranicznych. Jak pokazały jednak dotychczasowe doświadczenia, samorzady obciążone wieloma obowiązkami nie są zainteresowane tą sferą działalności oraz nie są do niej przygotowane. W związku z tym należy nadal poszukiwać możliwych źródeł finansowania inwestycji w elektroenergetyce, szczególnie w elektroenergetyce wiejskiej.

## Literatura

- Agencja Rynku Energii S.A., *Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2006*, Warszawa 2007.  
Chojnacki A.Ł., *Ocena niezawodności strukturalnej stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2008 nr 5.  
Główny Urząd Statystyczny, *Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2006*, Warszawa 2007.

- Kochel M., Niestępski S., *Elektroenergetyczne sieci i urządzenia przemysłowe*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1995.
- Marzecki J., *Rozdzielcze sieci elektroenergetyczne*, PWN, Warszawa 2001.
- Ministerstwo Gospodarki, *Polityka energetyczna Polski do 2025 roku*, Warszawa 2005.
- Niewiedział E., Niewiedział R., *Ocena aktualnego stanu wiejskich elektroenergetycznych sieci rozdzielczych*, Materiały konferencji „Elektroenergetyka na terenach wiejskich”, Nałęczów 2006.
- Sozański J., *Niezawodność zasilania energią elektryczną*, WNT, Warszawa 1982.
- Stępień J.C., *Niezawodność linii kablowych i napowietrznych 15 kV*, Seminarium Naukowe PTETiS „Wybrane zagadnienia w elektrotechnice i elektronice”, Kielce-Ameliówka, 29-31 maja 2000, Zeszyty Naukowe Politechniki Świętokrzyskiej „Elektryka” nr 35.
- Trojanowska M., *Analiza statystyczna stanu wiejskich sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia w Polsce*, Materiały Katedry Energetyki Rolniczej Akademii Rolniczej w Krakowie, Kraków 2006.

## ECONOMIC ANALYSIS OF ELECTRO-ENERGY DISTRIBUTION NETWORKS USE IN RURAL AND URBAN COMMUNITIES

**Summary:** This article presents the economic conditions of the use of electro-energy distribution networks medium voltage in urban and rural communities. It is much easier to carry out tasks related to the maintenance of electro-energy devices in urban areas, where there is a large density of customers receiving electricity for various needs of industry, services, households, etc. This situation causes high degree of possibility of transmission networks utilization and allows to achieve satisfactory profits which guarantee income of energy companies. It is much more difficult to develop and operate the network in rural areas in which consumers are dispersed and the electric energy consumption is sometimes only for functional receivers in households. The degree of utilization of these networks is usually very low. In many cases, the maintenance of electro-energy networks in rural areas is not viable. In order to medium voltage and low voltage network distribution meet the requirements placed on them, it is necessary to systematically reconstruct old and exhausted equipment. To achieve this purpose the cooperation of local governments with local distributors of energy is necessary.