

Improving Energy Efficiency of Micro-Networks Connected to a Smart Grid

Author

Grzegorz Błajszczak

Keywords

microgrids, smart grid, effectiveness

Abstract

Technological development of distribution and transmission grids and building a so called smart grid also enable improving the efficiency of microgrids and microgenerators. Better coordination and scheduling of microgenerators operation make more effective adjustment to local conditions and achieving better overall energy efficiency possible. Due to smart communication interfaces the microgrids and microgenerators can also contribute to ancillary services.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014405

1. Possible improvements of energy efficiency

Small distributed sources are often equated with renewable energy sources and environmentally friendly electricity generation. However, only some of them, based on hydro, solar or wind energy, do not pollute the environment. Other types of small sources generate electricity by burning fossil fuels (coal or gas), and sometimes also agricultural or municipal waste. Combustion always produces CO₂, NO_x, sulfur compounds, and other pollution. Combustion in small sources is less controlled due to reduction of control systems costs (with respect to the generator cost and the electricity output). In addition, micro-plants are not equipped with exhaust aftertreatment systems. Electricity generation in combustion-based distributed sources produces much more pollution per output MWh than large power plants. Maintaining a certain level of power generation's environmental impact nation-wide, with increased pollution emissions in some sources, will require reduction of the emissions in other sources. Costs and energy saved in one place will be spent in another place. Current energy policy basically promotes environmentally friendly sources, although in the case of micro-sources to obtain such preferences is almost impossible.

It is expected that in the coming years the market will be flooded with inexpensive generation systems suitable to power certain loads (e.g. heating, lighting, or water pumping). An inexpensive generation system is usually devoid of control capabilities, and a significant portion of primary energy (e.g. wind, solar) is lost. But it was not relevant to users, because the primary energy is free, and inexpensive systems were quickly amortized. Microgrids can operate independently, powering specific appliances at households and farms, as well as in high-rise buildings in cities. Due to the national grid's widespread accessibility it will

environment friendly	renewable	weather dependent	hydro
			wind
environment-burdensome	raw material based	heat and steam	solar cells
			solar collectors
			biomass fuelled
			incinerating plants
			gas fired
			coal fired

Tab. 1. Primary energy conversion in microsources

become an alternative source of energy. The national grid will be used when the supply from a microsource is temporarily unavailable. With the significant increase in the number of microsources, their connecting to and disconnecting from the power system will impact the national power grids' loads, even if they do not convert electricity, e.g. when heating with the sun or pumping water at a farm with a windmill. Providing individual customers with a control signal, for example the current energy price, will affect their decisions to draw electricity from the national grid. Microsources' adjustment to electricity input to the grid, and adoption of simple and clear rules for energy purchase will be the microgrids' natural further development.

The next step will be to improve the efficiency of the whole process, starting from better use of primary energy up to optimum distribution of generated energy. Coordination of microsources' operation in a microgrid, already at the stage of the primary energy's conversion, allows better use of energy carriers with a lower exergy. Interoperation of several sources improves the microgrid's overall efficiency. Also significant are energy losses in microgrids' interconnections with the national grid. In

most cases energy in the form of electricity with a low and fluctuating voltage and variable frequency or direct current voltage must be converted into electricity with an acceptable sinusoidal voltage of at least 230 V. By setting up appropriate communication with the national grid, microgrids can be flexibly switched to various operating modes (as discussed in the next section), and thus the converted energy can be reduced. Also, the primary energy utilised without conversion to electricity (e.g. heating) can be increased, which typically reduces electricity intake from the national grid. Farmhouses and skyscrapers in cities can both significantly reduce their intake from the national grid of the electricity to be converted into mechanical energy or heat.

2. Microgrid operation options

“Microgrid” is not a term with a strict technical sense, and it should be interpreted according to its meaning in common language. This paper assumes that a microgrid may consist of a single source (sometimes several sources) and one or more loads. The sources may have ca. 1–100 kW output installed power. Such sources are often referred to as microsources or distributed sources. A microgrid may be three-phase with 3 x 400 V voltage, single-phase with 230 V or other lower (e.g. 24 V) voltage; it may also be a DC grid with 230 V or lower (e.g. 60 V) voltage. Depending on the design and equipment used, a microgrid may operate according to several options illustrated in Fig. 1 by switches G, S, M:

- generator supplies load (G and M closed, S open)
- no generation, load supplied from the grid (S and M closed, G open)
- no load, entire generation output supplied to the grid (G and S closed, M open)
- generator supplies load and the grid (G, S, and M closed)
- load supplied from local source and the national grid (G, S, and M closed).

Options “a” and “b” may apply to very simple, and very inexpensive, systems. An example of such operation may be the heating system of utility premises consisting of two independent and

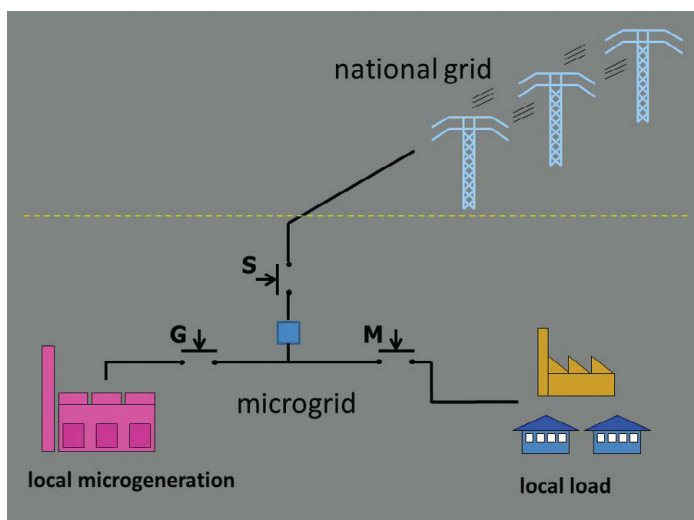


Fig. 1. Switching between microgrid operation options

galvanically separated circuits. One circuit is made up of heaters supplied from the national grid, the other of other heaters fit for supply from the local generator. When fitting a heater for such a local supply, attention should be paid only to the maximum voltage, and the other parameters (such as frequency, distortion, dips and interruptions) are completely neutral to a heater, even if they affect the heating efficiency. Another example may be pumping water into a hydrophore or a tank. Set on the pump drive shaft may be an electric motor and a windmill powertrain. The windmill drives the pump without electricity as the intermediate. In the absence of wind the motor is started. A similar situation is heating domestic water directly with sunlight. There may be two heaters in such a tank, one powered from a local generator, and the other suitable for supply from the mains grid. Options “a” and “b” allow for easy switching to a local supply or to the supply from the national grid. Owing to the separation of the local microgrid and national grid circuits the system does not require costly interconnections and is based on components already available in households. The simplicity of design, allowing installation of one’s own, will certainly contribute to the mass dissemination of such systems. Options “a” and “b” allow reducing the electricity purchased from the national grid, but do not allow inputting locally generated electricity to it. Options “c” and “d” represent a business approach, targeted to benefit from electricity generation. Inputting electricity from a microgrid to the national grid requires the use of an interconnection system. An interconnection system can also enable two-way electricity flow, which will allow for a partial supply of loads (same or different) in the microgrid from the national grid, and partial supply from local microgenerators (option “e”).

3. Microgrid and the national grid interconnections

In most cases this will be an AC-DC-AC inverter with a passive filter. In these operating options all local loads can be supplied under standard conditions the same as for the supply from the national network.

Fig. 2 shows microgrid’s interconnection with the national grid. Switch K is closed when no generator operates in the microgrid; in other options it is open.

Direct connection of microsources to the national grid is possible for certain types of generators (e.g. synchronous machines).

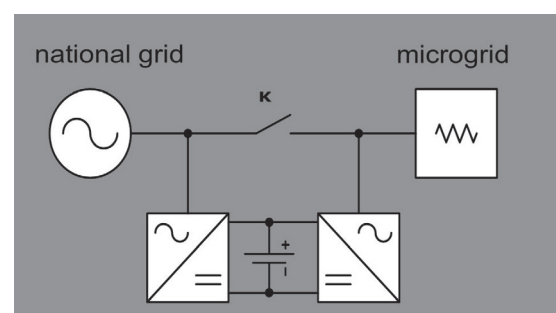


Fig. 2. Example of microgrid and the national network interconnection

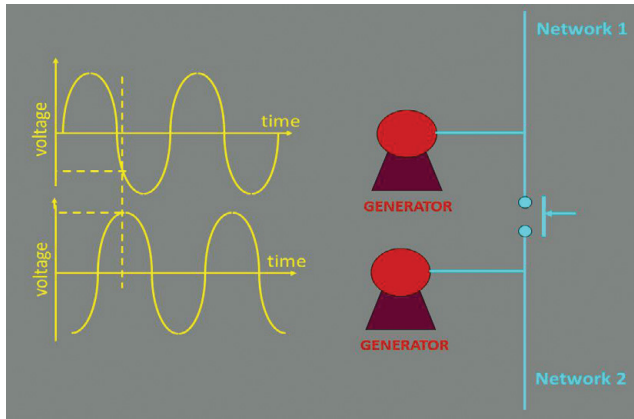


Fig. 2. Example of microgrid and the national network interconnection

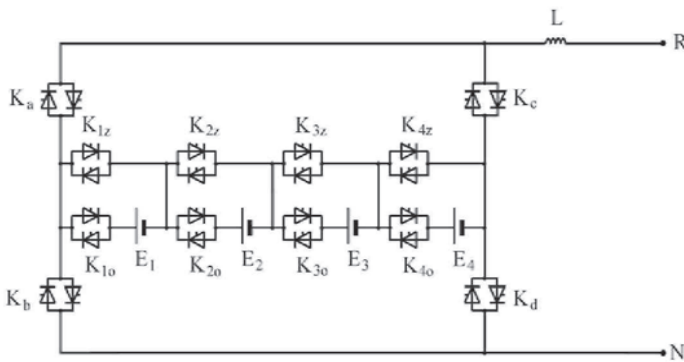


Fig. 4. DC to AC voltage inverter

However, this requires continuous maintaining of the generator within a specified range of operating parameters, which in the case of micromachines (typically with no control system) can be difficult.

Generator output power fluctuations due to variations in the primary energy (e.g. wind strength) result in voltage and frequency fluctuations. Adding a battery loaded through a rectifier to the system allows obtaining a constant voltage. Another task of the interconnection system is to convert direct voltage into a sinusoid. The most common way involves an inverter with pulse width modulation. The specific nature of some sources, such as photovoltaics, allows the use of different solutions too. Fig. 4 shows a circuit that utilises the multiple availability of several sources (or batteries) with different voltages. The proposed solution combines four sections with voltages: E_1 , $E_2 = 2 E_1$, $E_3 = 4 E_1$, $E_4 = 8 E_1$. To each section parallel capacitors (not shown in the diagram) are connected to enable a higher current rise rate after the section is switched on. The individual sections are switched on by transistor keys (IGBT).

Appropriate key arrangements produce all combinations of the battery sections' serial connections, e.g. $E_2 + E_4$ by switching on keys: K_{1z} , K_{2o} , K_{3z} , K_{4o} . This battery setup allows for the selection of 16 voltage levels. Pulse amplitude modulation involves DC to AC voltage conversion by selecting appropriate voltage levels in successive time intervals (Fig. 5).

4. Microgrid and the national grid interoperation

The most important task of a power system's operation is to maintain its operating stability. This mainly involves continuous balancing of instantaneous power generation output and consumption. Since electricity consumers may freely select the way, value, and timing of their consumption, the generation output has to match their needs. Electricity consumption in a working day features morning and evening peaks and night troughs. On holidays the consumption typically grows early in the afternoon only.

Power control (instantaneous generation power output) is provided country-wide, which facilitates the task, because some changes in the demand set off each other. The operation of all

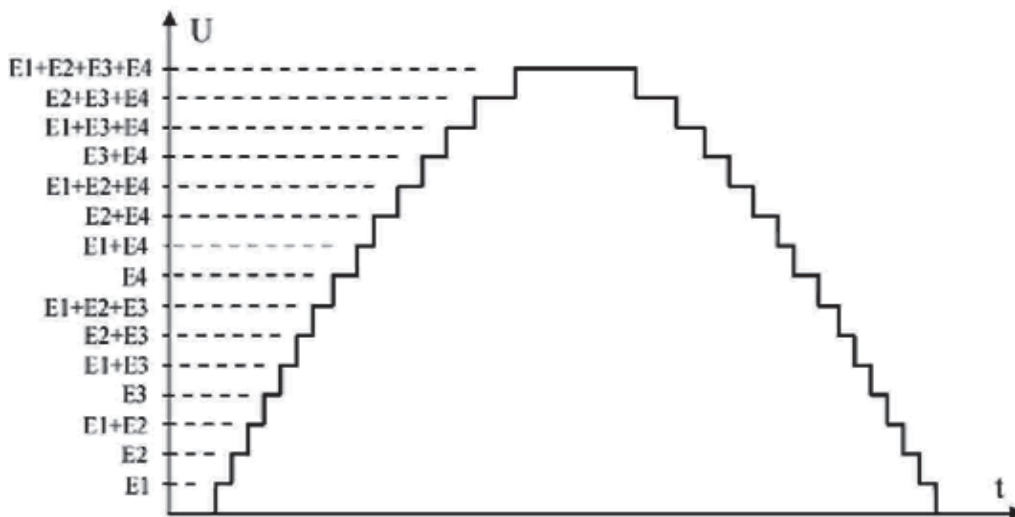


Fig. 5. Voltage output of the inverter in Fig. 4

large units in commercial power plants is centrally controlled by the National Power Dispatch. Small distributed sources can be similarly controlled. Small generators, microgrid owners, can receive the “control” signal in the form of the current price at which their electricity is bought, and the current price they pay for electricity drawn from the national grid. The prices may be modified ca. every 15 minutes. On this basis microgrid owners will decide on the options (Fig. 1) of their grids’ operations. Implementation of such interaction of a microgrid and the smart national grid will require a meter to record the electricity flow in subsequent time intervals (e.g. 15 minutes) and a system for pricing information transfer. If the meter were capable of automatic download of the prices, this would enable real time indication of the derived financial benefits, which would certainly provide a significant incentive for small investors’ further involvement.

Another option is the possibility of gathering microgrid owners in generation groups, which might be recognised as virtual power plants. Members of such a group may be located in different locations remote from each other, because their microgrids interoperate with the same national grid. Acting together, they could sell electricity to the balancing market and the electricity exchange, and offer ancillary control services. The implementation of such measures would also require deployment of some Smart Grid hardware features.

When associated in appropriate generation groups and communicated with the transmission system operator, microgrids could, in addition to electricity generation, provide several ancillary services.

- a) Power control and reserve:
 - secondary reserve for primary control
 - minute reserve for secondary control
 - hourly reserve
 - restoration reserve
 - cold reserve
- b) Active and reactive power flow control and voltage control (in generation nodes):
 - voltage and reactive power control (ARNE)
 - reactive power generation
- c) Services consisting in readiness to participate in system restoration:
 - self-startup ability
 - Isolated-island operation ability.

Certainly the main service acquired from small sources will be the hourly reserve to cover daily hourly changes in demand. Electricity consumption varies throughout the day in large limits. The ideal model of the National Power System operation would be thermal power plant units operating with constant power, supplemented with distributed sources that would cover peak demand. Fig. 6 shows the electricity that would be needed to cover daily peaks in the national system in each month of the year.

Also important in analysis of the use of distributed sources is the power required to cover fluctuations in demand. Fig. 7 shows differences between the highest and lowest demand (average of each day of the month). Fig. 8 shows the power and duration

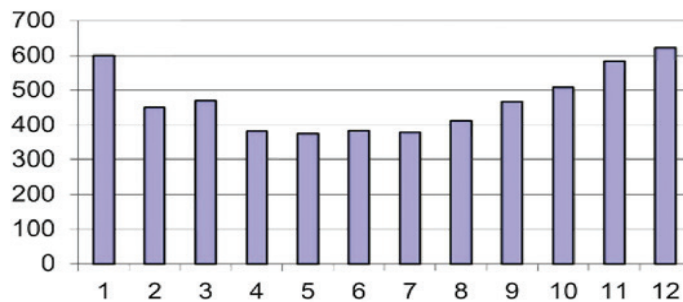


Fig. 6. Electricity in GWh needed to cover daily peaks in each month of the year (in hours, where the demand for power was above the daily average)

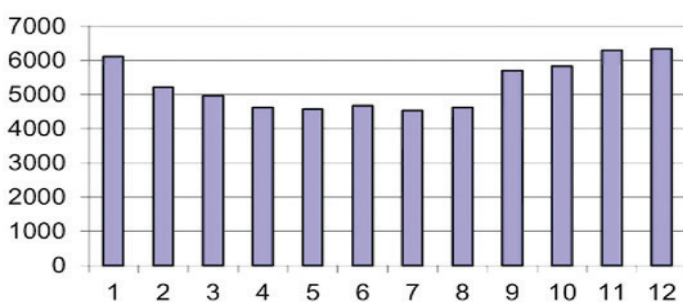


Fig. 7. Mean amplitude of demand for power fluctuations in MW (max./min.) during the day (a working day) in each month of the year

in the year of sources operation in the national system to meet demand above the average. In 2012 the demand for power in individual days was higher than the daily average in the day for a total of 5021 hours.

5. Microgrid implementation options

In recent years microgrids with biogas plants and solar power plants have become very popular. Biogas plants are deployed mainly in rural areas. Solar power plants are deployed in rural areas as well as on the roofs of buildings in cities.

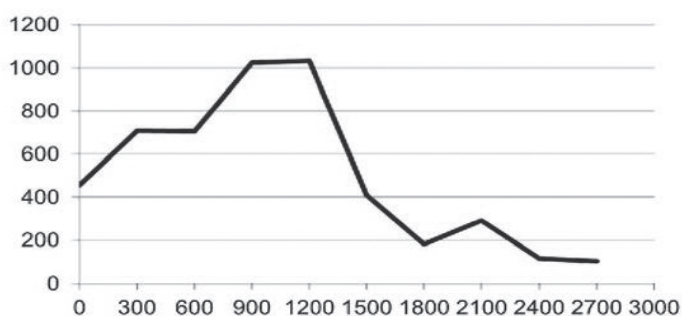


Fig. 8. The graph shows how many hours in a year (y-axis) sources operated with particular power in MW (x-axis) to cover the daily peaks during a year (in hours, when demand for power was above the daily average)



Fig. 9. Biogas plant by Farmatic (in Poland: City Energy)

5.1. Biogas plants

Microgrid includes a source which is a conventional gas-powered turbine. The gas is produced at a biogas plant by fermentation of plant waste, animal manure, slaughterhouse waste, residues of agricultural and food products, forest biomass, or other organic and plant matter. Crude biogas comprises ca. 50–75% of methane, with the remainder being carbon dioxide and other impurity gases, such as hydrogen sulphide and carbon monoxide. Biogas calorific value is ca. 17–27 MJ/m³, and 100 m³ of biogas is sufficient to generate ca. 540–600 kWh of electricity. At landfills biogas is produced spontaneously. Ca. 10,000 tonnes of waste on an area of 1 ha can produce nearly half a million m³ of biogas per year. One m³ of slurry can produce ca. 20 m³ of biogas, and one m³ of manure as much as 30 m³. In biogas plants dedicated to energy generation fermentation is usually carried out in special sealed containers. Abiogas plant is also a source of thermal energy.

In Polish conditions the approximate total cost of 1 kWh is about 0.40 PLN. Entry into force of the law on renewable energy sources, and assurance of the possibility to sell electricity at a fixed and attractive price will certainly contribute to the development of these sources. In Poland, there are companies and investors who could quickly develop this new branch of the energy sector, as well as the whole economy associated with it. City Energy sp. z o.o. – which this author represents – in cooperation with Farmatic is ready to build turnkey 25, 50, 75 and 100 kW biogas plants. Biogas plant structures are made of steel (not concrete) structures, so they can be extended at any time by adding additional elements to extend their gas output.

5.2. Solar power plants – photovoltaics

The use of solar radiation is the most environmentally friendly form of energy generation. The energy that reaches the Earth in 40 minutes would cover the yearly demand of all people. The yearly national average density of solar radiation on a horizontal surface is ca. 950–1250 kWh/m², and the average yearly number of sunny hours is ca. 1600. The insolation distribution in Poland is not uniform (Fig. 10), and therefore a solar power plant's location has a big impact on its efficiency (defined as the ratio of

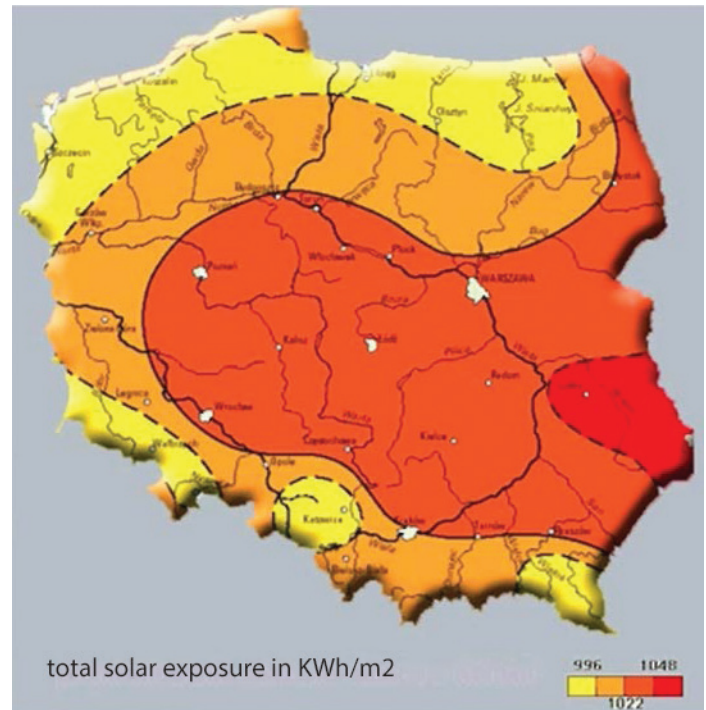


Fig. 10. Average solar exposure in Poland

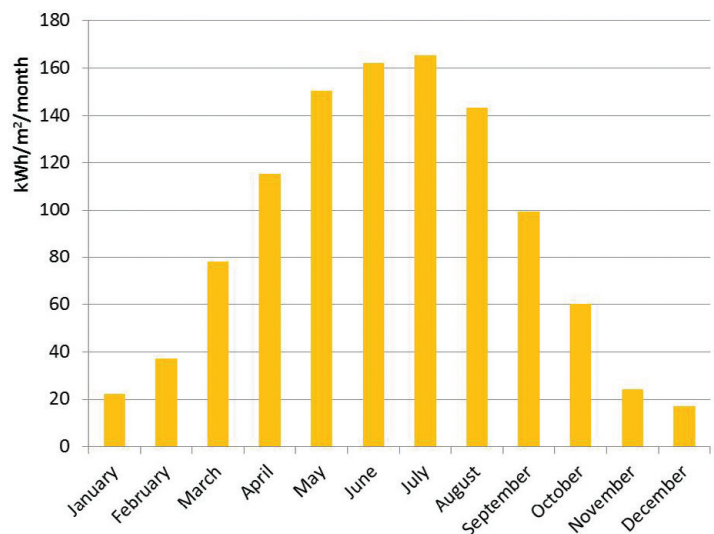


Fig. 11. Yearly insolation changes in Poland

the average output power to the installed capacity). Since the insolation varies significantly from month to month (Fig. 11), a microgrid design can take into account solar power generation in a few months a year only. Adding an electricity storage to a microgrid with a solar power plant allows a more efficient use of its energy output. City Energy is currently building a 10 ha solar power plant.

6. Final conclusions

A microgrid's energy efficiency can be improved by adjusting its operation options and microsources selection to the weather

conditions and market energy prices. Implementation of such a strategy requires improved “smart” capabilities of the national grids by installing appropriate energy meters and data transfer systems. Adding power setting systems to the national grids may allow the use of microgeneration for ancillary services.

Combining microgrids into virtual power plants should bring benefit to the grids’ owners as well as to the national system. Investment decisions should take into account the location and availability of primary energy.

Grzegorz Błajszczak

City Energy sp. z o.o.

e-mail: g.blajszczak@cityenergy.pl

Formerly (1984–1994) a research fellow at Warsaw University of Technology, Budapest University of Technology and Rand Afrikaans University in Johannesburg. Specialist in International Relations at Energoprojekt Warsaw SA (1994–1995), Drives and UPS Manager at French company Schneider Electric (1995–1996), Training and Implementation Deputy Director at the European Process Control Division of Westinghouse Electric (1996–1999). From 1999 to 2012 employed at PSE Operator SA Polish Power Grid (PSE), first in ancillary services, then in international energy exchange settlement, and finally in new technologies implementation, energy quality and reactive power management. In 2012 in Emerson Process Management Power & Water Solutions. Currently and Polish Power Exchange, and from 2013 in Energy Regulatory Office. Since 2011 co-worker of City Energy sp. z o.o. A member of SEP, IEEE, Eurelectric, FSNT-NOT Technical – Scientific Committee for Energy Management; Polish Committee for Electricity Quality and Effective Utilisation. An expert in electricity quality, and author of over 130 scientific and technical publications.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 56–61. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Poprawa efektywności energetycznej przy integrowaniu mikro sieci z inteligentnymi sieciami krajowymi

Autor

Grzegorz Błaższczak

Słowa kluczowe

mikrosieci, Smart Grid, efektywność

Streszczenie

Wzbogacanie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych o inteligentne systemy sterowania, automatyki i zabezpieczeń oraz tworzenie Smart Grid umożliwia lepsze i bardziej efektywne wykorzystanie mikroźródeł i mikro sieci. Większa część energii pierwotnej może być przetwarzana na energię elektryczną. Koordynacja pracy mikroźródeł w mikro sieci zwiększa sprawność przetwarzania i oddawania energii do sieci krajowej. Energia z mikro sieci może być sprzedawana na rynku energii oraz wykorzystywana do dostarczania usług regulacyjnych.

1. Możliwości poprawy efektywności energetycznej

Małe źródła rozproszone utożsamiane są często ze źródłami odnawialnymi i wytwarzaniem energii elektrycznej w sposób przyjazny dla środowiska. Jednak tylko niektóre z nich, bazujące na energii wodnej, słonecznej czy wiatrowej, nie zanieczyszczają środowiska. Pozostałe typy małych źródeł wytwarzają energię elektryczną dzięki spalaniu paliw kopalnych (węgla lub gazu), a czasami również odpadów rolniczych lub komunalnych. Spalanie wiąże się zawsze z wytwarzaniem CO₂ i NO_x oraz związków siarki i innych zanieczyszczeń. Procesy spalania w małych źródłach są gorzej kontrolowane ze względu na ograniczenie kosztów układów sterowania (w odniesieniu do kosztu generatora i ilości produkowanej energii). Ponadto mikroelektrownie nie są wyposażane w układy oczyszczania spalin. Wytwarzanie energii elektrycznej w rozproszonych źródłach opartych na spalaniu wiąże się ze znacznie większym zanieczyszczeniem środowiska w przeliczeniu na MWh wytworzonej energii, w porównaniu z dużymi elektrowniami systemowymi. Utrzymanie określonego poziomu oddziaływania przez energetykę na środowisko w skali kraju, przy wzroście emisji zanieczyszczeń w jednym źródle, będzie wymagało ograniczenia

emisji tych zanieczyszczeń w innych źródłach. Koszty i energia zaoszczędzone w jednym miejscu zostaną wydane w innym miejscu. Obecna polityka energetyczna w zasadzie promuje źródła przyjazne dla środowiska, choć w przypadku mikroźródeł uzyskanie takich preferencji jest prawie niemożliwe.

W najbliższych latach oczekuje się zalewu rynku tanimi systemami generacyjnymi, przystosowanymi do zasilania określonych odbiorników (np. ogrzewania, oświetlenia lub pompowania wody). Tani system generacyjny na ogół pozbawiony jest możliwości regulacyjnych, a znaczna część energii pierwotnej (m.in. wiatru, słońca) jest tracona. Nie było to jednak istotne dla użytkownika, ponieważ energia pierwotna jest za darmo, a tani system szybko się amortyzował. Mikro sieci mogą funkcjonować samodzielnie, zasilając określone urządzenia w domu i w gospodarstwie wiejskim, jak również w wielopiętrowym budynku w mieście. Powszechna dostępność do sieci krajowych sprawia, że będzie ona alternatywnym źródłem energii. Korzystanie z sieci krajowej będzie wynikało z okresowego braku możliwości pozyskania energii w mikroźródłach. Załączanie i wyłączenie mikroźródeł, przy znacznym wzroście ich liczby, będzie wpływało na obciążenie krajowych

sieci elektroenergetycznych, nawet jeśli mikroźródła nie przetwarzają energii elektrycznej, np. przy ogrzewaniu słońcem lub pompowaniu wody na farmie za pomocą wiatraka. Dostarczenie do odbiorców indywidualnych sygnału sterującego, w formie np. aktualnej ceny sprzedaży energii, będzie wpływać na decyzje poboru energii z sieci krajowej. Przystosowanie mikroźródeł do wprowadzania energii do sieci oraz stworzenie prostych i czytelnych zasad zakupu energii jest naturalnym dalszym rozwojem mikro sieci.

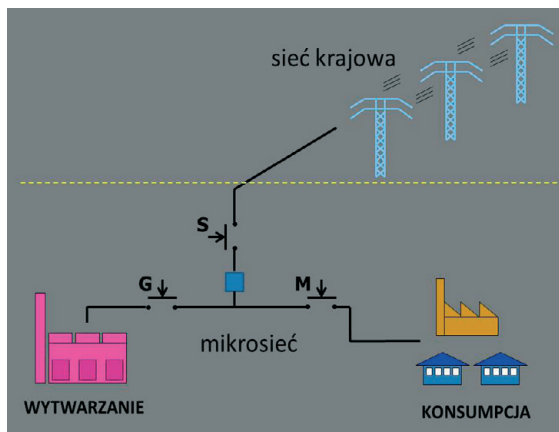
Kolejnym krokiem będzie poprawienie efektywności całego procesu, począwszy od lepszego wykorzystania energii pierwotnej do optymalnego rozdziału energii wytworzonej. Koordynacja pracy mikroźródeł w mikro sieci, już na etapie przetwarzania energii pierwotnej, umożliwia lepsze wykorzystanie nośników energii o niższej wartości egzegii. Skojarzenie pracy kilku źródeł poprawia całkowitą sprawność mikro sieci. Znaczące straty energii występują również w układach sprzęgających mikro sieci z siecią krajową. W większości przypadków energia w postaci elektryczności o małym, wahającym się napięciu i o zmiennej częstotliwości lub napięciu jednokierunkowym, musi zostać przetworzona na energię elektryczną o akceptowalnym kształcie sinusoidy napięcia i wartości napięcia co najmniej 230 V. Wprowadzając odpowiednią komunikację z siecią krajową, można elastycznie przełączać mikro sieć w różne warianty pracy (omówione w następnym rozdziale) i dzięki temu zmniejszyć ilość energii przetwarzanej. Możliwe jest również zwiększenie ilości energii pierwotnej, wykorzystywanej bez przemiany na energię elektryczną (np. do ogrzewania), co na ogół zmniejsza pobór energii elektrycznej z sieci krajowej. Zarówno gospodarstwa wiejskie, jak i wieżowce w miastach mogą znacząco zmniejszyć ilość energii pobieranej z sieci krajowej i zamienianej na energię mechaniczną czy ciepłą.

2. Warianty pracy mikro sieci

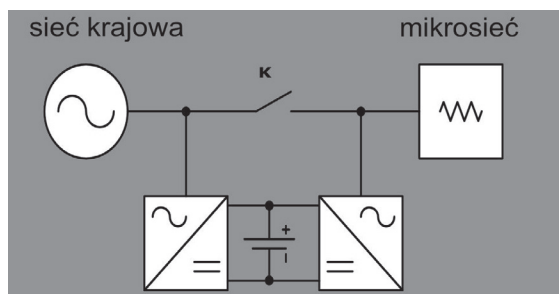
Nazwa „mikrosieci” nie jest terminem o ścisłym znaczeniu technicznym i należy ją rozumieć zgodnie ze znaczeniem, jakie ma w potocznym języku. W artykule przyjęto,

przyjazne dla środowiska	odnawialne	zależne od siły wyższej		wodne
				wiatrowe
uciążliwe dla środowiska	bazujące na surowcach		ciepłno-parowe	słoneczne ogniwa
				kolektory słoneczne
				spalarnie biomasy
				spalarnie
				gazowe
				węglowe

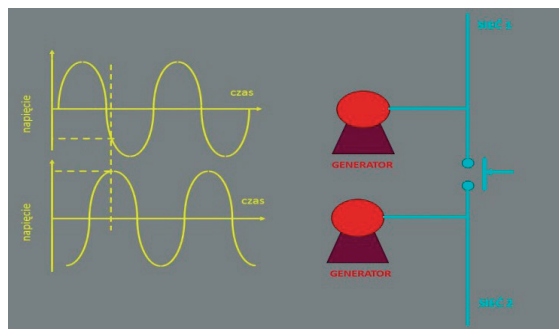
Tab. 1. Przetwarzanie energii pierwotnej w mikroźródłach



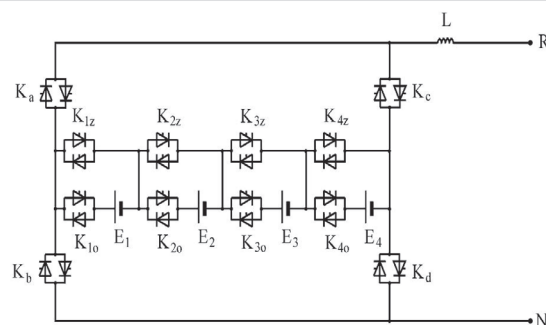
Rys. 1. Przelączanie wariantów pracy w mikrosieci



Rys. 2. Przykładowy układ sprzęgający mikrosieć z siecią krajową



Rys. 3. Synchronizacja generatorów



Rys. 4. Falownik umożliwiający budowę sinusoidalnego napięcia

że mikrosieć może składać się z jednego źródła (czasami kilku źródeł) i jednego lub kilku odbiorów. Źródła mogą mieć moc ok. 1–100 kW. Takie źródła nazywa się często mikroźródłami lub źródłami rozproszonymi. Mikrosieć może być trójfazowa o napięciu $3 \cdot 400$ V, jednofazowa o napięciu 230 V lub innym niższym (np. 24 V), może być też siecią prądu stałego o napięciu 230 V lub niższym (np. 60 V).

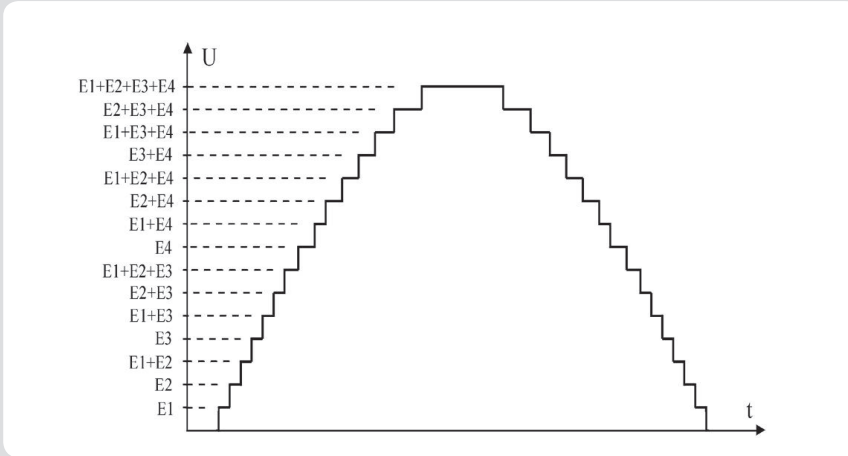
Praca mikrosieci w zależności od projektu i zastosowanych urządzeń może przebiegać w kilku wariantach ilustrowanych na rys. 1 przez wyłączniki G, S, M:

- generator zasila obciążenie (G i M zamknięte, S otwarty)
- generacja nie pracuje, obciążenie jest zasilane z sieci (S i M zamknięte, G otwarty)
- obciążenie nie pracuje, generacja oddaje całą energię do sieci (G i S zamknięte, M otwarty)
- generacja zasila obciążenie i oddaje część energii do sieci (G, S, M zamknięte)

e) obciążenie zasilane jest z lokalnej generacji i z sieci krajowej (G, S, M zamknięte)

Sytuacje „a” oraz „b” mogą występować w bardzo prostych układach, jednocześnie bardzo tanich. Przykładem takiej pracy może być układ ogrzewania pomieszczeń gospodarczych składający się z dwóch niezależnych i niepołączonych galwanicznie ze sobą obwodów. Jeden obwód stanowią grzejniki zasilane z sieci krajowej, drugi inne grzejniki przystosowane do pracy z lokalnym generatorem. Dostosowując grzejnik do lokalnej generacji, należy zwrócić uwagę jedynie na maksymalne napięcie, a pozostałe parametry (takie jak częstotliwość, odkształcenia, zapady i przerwy) są dla grzejnika zupełnie obojętne, choć wpływają na skuteczność ogrzewania. Innym przykładem może być pompowanie wody w hydroforze lub do zbiornika. Na wale napędzającym pompę może znajdować się jednocześnie silnik elektryczny i układ przeniesienia napędu z wiatraka. Wiatrak kręci pompę bez pośrednictwa energii elektrycznej. Przy braku wiatru załączany jest silnik. Analogiczną sytuacją będzie ogrzewanie wody do mycia bezpośrednim działaniem słońca. W zbiorniku może być umieszczona jedna grzałka zasilana z lokalnego generatora i druga mająca możliwość zasilania z sieci. Warianty pracy „a” i „b” pozwalają na łatwe przełączenie na któryś z lokalnych sposobów pozyskiwania energii lub na zasilanie z sieci krajowej. Rozdzielenie obwodów mikrosieci lokalnej i sieci krajowej sprawia, że taki system nie wymaga kosztownych układów sprzęgających i bazuje na elementach, które już istnieją w gospodarstwach domowych. Prostota konstrukcji, umożliwiająca wykonanie instalacji we własnym zakresie, z pewnością przyczyni się do masowego rozpowszechnienia takich układów. Warianty pracy „a” i „b” umożliwiają zmniejszenie ilości kupowanej energii z sieci krajowej, ale nie pozwalają na oddawanie do sieci lokalnie wytworzonej energii.

Sytuacje „c” oraz „d” oddają podejście biznesowe, ukierunkowane na czerpanie korzyści z wytwarzania energii. Włączanie do sieci krajowej energii z mikrosieci wymaga zastosowania układu sprzęgającego. Układ sprzęgający może również umożliwić dwukierunkowy przepływ energii, co pozwoli na częściowe zasilanie odbiorców (tych samych lub różnych) w mikrosieci z sieci



Rys. 5. Kształt napięcia falownika z rys. 4

krajowej i częściowe zasilanie z lokalnych mikrogeneratorów (wariant „e”).

3. Układy sprzęgające mikrosieci z siecią krajową

W większości przypadków będzie to falownik AC-DC-AC z filtrem pasywnym. Przy tych wariantach pracy wszystkie lokalne odbiorniki mogą mieć standardowe warunki zasilania, jak przy zasilaniu z sieci krajowej.

Na rys. 2 pokazano podłączenie mikrosieci do sieci krajowej. Wyłącznik K jest zamknięty wówczas, gdy w mikrosieci nie pracują żadne generatory, w pozostałych wariantach pracy jest otwarty.

Bezpośrednie podłączenie mikroźródeł do sieci krajowej jest możliwe dla pewnego rodzaju generatorów (np. maszyn synchronicznych). Wymaga to ciągłego utrzymywania generatora w określonym zakresie parametrów pracy, co w przypadku mikromaszyn (na ogół pozbawionych układu regulacji) może być trudne do spełnienia.

Wahania mocy dostarczanej przez generator ze względu na zmianę energii pierwotnej (np. siły wiatru) powodują wahania napięcia i częstotliwości. Wprowadzenie do układu akumulatora ładowanego przez prostownik pozwala na otrzymanie stałego napięcia. Kolejnym zadaniem układu sprzęgającego jest zrobienie sinusoidalnego kształtu napięcia z napięcia stałego. Najczęściej stosowanym sposobem jest zastosowanie falownika z modulacją szerokości impulsu. Specyfika niektórych źródeł, np. fotowoltaiki, pozwala na zastosowanie również innego rozwiązania. Na rys. 4 przedstawiono układ wykorzystujący dostępność kilku źródeł (lub akumulatorów) o różnych napięciach. W proponowanym rozwiązaniu zestawiono cztery sekcje o napięciach: E_1 , $E_2 = 2 E_1$, $E_3 = 4 E_1$, $E_4 = 8 E_1$. Do każdej z sekcji dołączone są równolegle kondensatory (niepokazane na schemacie), które umożliwiają osiągnięcie większej stromości narastania prądu po załączeniu sekcji. Poszczególne sekcje są załączane za pomocą kluczy tranzystorowych (IGBT).

Wybierając odpowiednie załączenie kluczy, można uzyskać wszystkie kombinacje połączeń szeregowych sekcji baterii, np. $E_2 + E_4$ wymaga złączenia kluczy: K_{12} , K_{20} ,

K_{32} , K_{40} . Taki sposób organizacji baterii akumulatorowej pozwala na uzyskanie 16 poziomów napięć. Modulacja amplitudy impulsu polega na budowie sinusoidalnego kształtu napięcia poprzez dobór w kolejnych odcinkach czasowych odpowiedniego poziomu napięcia (rys. 5).

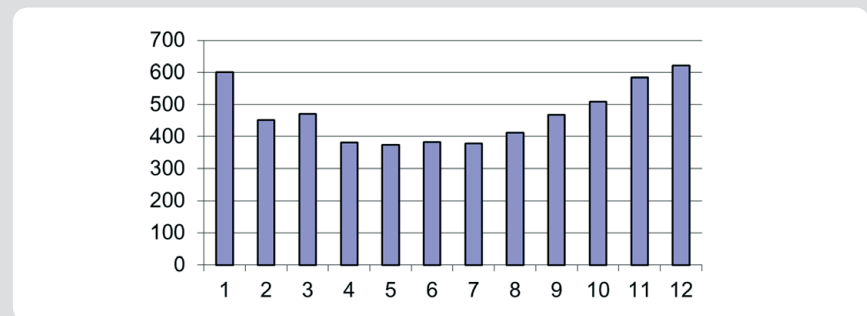
4. Współpraca mikrosieci z siecią krajową

Najważniejszym zadaniem do spełnienia w systemie elektroenergetycznym jest utrzymanie jego stabilnej pracy. Polega to głównie na zrównoważeniu w każdej chwili czasowej wielkości energii wytwarzanej z energią konsumowaną. Ponieważ odbiorcy energii elektrycznej mają swobodę w sposobie, wielkości i czasie jej odbioru, należy dostosować wytwarzanie do potrzeb odbiorców.

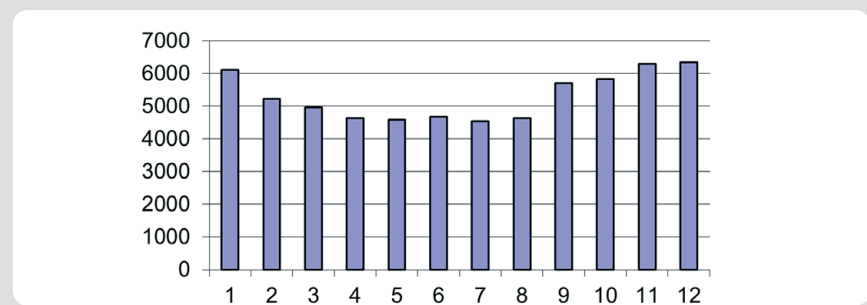
Pobór energii w dzień roboczy charakteryzuje się szczytem porannym i wieczornym oraz znacznym obniżeniem poboru w porze nocnej. W dni świąteczne do zwiększenia poboru dochodzi na ogół tylko we wczesnych godzinach popołudniowych.

Regulacja mocy (wielkość wytwarzanej energii w danej chwili) dokonywana jest w skali kraju, co ułatwia zadanie, ponieważ niektóre zmiany w zapotrzebowaniu znoszą się wzajemnie. Praca wszystkich dużych bloków w elektrowniach zawodowych sterowana jest centralnie z Krajowej Dyspozycji Mocy. Podobnie może być sterowana praca małych, rozproszonych źródeł. Drobnymi wytwórcami, właścicielami mikrosieci mogą otrzymywać sygnał „sterujący” w postaci aktualnej ceny, według której ich energia jest kupowana, oraz aktualnej ceny, jaką oni płacą za energię z sieci krajowej. Wartość cen może być modyfikowana np. co 15 min. Na tej podstawie właściciel mikrosieci będzie podejmował decyzję, w jakim wariantcie (rys. 1) jego sieć będzie pracować. Realizacja takiej współpracy mikrosieci z inteligentną siecią krajową będzie wymagać licznika rejestrującego przepływ energii w kolejnych przedziałach czasu (np. 15-minutowych) oraz systemu przesyłania informacji o cenach. Wyposażenie licznika w możliwości automatycznego wczytywania cen pozwoliłoby na bieżące wskazywanie uzyskanych korzyści finansowych, co z pewnością byłoby istotnym bodźcem do dalszych działań dla drobnych inwestorów.

Innym rozwiązaniem jest możliwość zrzeszenia się właścicieli mikrosieci w grupy wytwórcze, które można by nazwać elektrowniami wirtualnymi. Członkowie grupy mogą znajdować się w różnych, oddalonych



Rys. 6. Energia w GWh potrzebna na pokrycie szczytów dobowych w poszczególnych miesiącach roku (w godzinach, w których zapotrzebowanie na moc było powyżej średniej dobowej)



Rys. 7. Średnia amplituda wahań w MW zapotrzebowania na moc (maks./min.) w ciągu doby (w dniach roboczych) w poszczególnych miesiącach roku



Rys. 8. Na wykresie pokazano, przez ile godzin w roku (oś y) pracowały źródła z określaną mocą w MW (oś x) w celu pokrycia szczytów dobowych w skali roku (w godzinach, w których zapotrzebowanie na moc było powyżej średniej dobowej)

od siebie rejonach, ponieważ ich mikro-sieci współpracują z tą samą siecią krajową. Działając wspólnie, mogłyby sprzedawać energię na rynku bilansującym i na giełdzie energii oraz oferować regulacyjne usługi systemowe. Realizacja takich działań wymagałaby również zainstalowania pewnych funkcji sprzętowych Smart Grid. Przy połączeniu w odpowiednie grupy wytwórcze i skomunikowaniu z operatorem systemu przesyłowego mikrosieci, obok wytwarzania energii, mogłyby kontraktować kilka usług systemowych.

a) Regulacja i rezerwy mocy

- rezerwa sekundowa dla regulacji pierwotnej
- rezerwa minutowa dla regulacji wtórnej
- rezerwa godzinowa
- rezerwa odtworzeniowa
- rezerwa trwała

b) Usługi regulacji rozpiętości napięcia i napięcia (w węzłach wytwórczych):

- regulacja napięcia i mocy biernej (ARNE)
- wytwarzanie mocy biernej

c) Usługi gotowości do udziału w odbudowie systemu:

- zdolność do samostartu
- zdolność do pracy w układach wydzielonych.

Z pewnością główną usługą kupowaną w małych źródłach będzie rezerwa godzinowa do pokrywania dobowych zmian zapotrzebowania. Konsumpcja energii elektrycznej waha się w ciągu doby w znacznych granicach. Idealnym modelem pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego byłaby praca bloków w elektrowniach parowych ze stałą mocą, uzupełniana pracą rozproszonych źródeł, które pokrywałyby zapotrzebowanie szczytowe. Na rys. 6 przedstawiono wartości energii, która była potrzebna do pokrywania szczytów dobowych w krajowym systemie w poszczególnych miesiącach roku.

W analizie wykorzystania źródeł rozproszonych istotna jest również wartość mocy niezbędna do pokrycia wahań zapotrzebowania. Na rys. 7 pokazano różnice między największym i najmniejszym zapotrzebowaniem (wartość średnia z poszczególnych dni miesiąca). Na rys. 8 pokazano, z jaką mocą i przez ile godzin w roku pracowały źródła w krajowym systemie w celu pokrycia zapotrzebowania powyżej średniego.

W 2012 roku zapotrzebowanie na moc w poszczególnych dobach było wyższe od średniego zapotrzebowania na moc w danej dobie przez łącznie 5021 godz.

5. Możliwości realizacji mikrosieci

W ostatnich latach dużą popularnością cieszą się mikrosieci z biogazowniami i elektrowniami słonecznymi. Biogazownie powstają głównie na terenach wiejskich. Elektrownie słoneczne instalowane są zarówno na terenach wiejskich, jak i na dachach budynków w miastach.

5.1. Biogazownie

Mikrościeć zawiera źródło w postaci klasycznej turbiny zasilanej gazem. Gaz uzyskiwany jest w biogazowni w wyniku fermentacji odpadów roślinnych, odchodów zwierzęcych, odpadów poubojowych, pozostałości rolno-spożywczych, biomasy leśnej lub innej materii organicznej i roślinnej. Nieoczyszczony biogaz składa się w ok. 50–75% z metanu, a pozostałą część stanowi dwutlenek węgla oraz domieszki innych gazów, np. siarkowodoru, tlenu węgla.

Wartość opała biogazu wynosi ok. 17–27 MJ/m³, a 100 m³ biogazu umożliwia wyprodukowanie ok. 540–600 kWh

energii elektrycznej. Na składowiskach odpadów biogaz wytwarza się samoczynnie. Na powierzchni 1 ha w ok. 10 tys. ton odpadów w ciągu roku może powstać prawie pół miliona m³ biogazu. Z 1 m³ gnojowicy można uzyskać w przybliżeniu 20 m³ biogazu, a z 1 m³ obornika nawet 30 m³. W budowanych do celów energetycznych biogazowniach fermentację prowadzi się na ogół w specjalnych, zamykanych zbiornikach. Biogazownia jest także źródłem energii cieplnej.

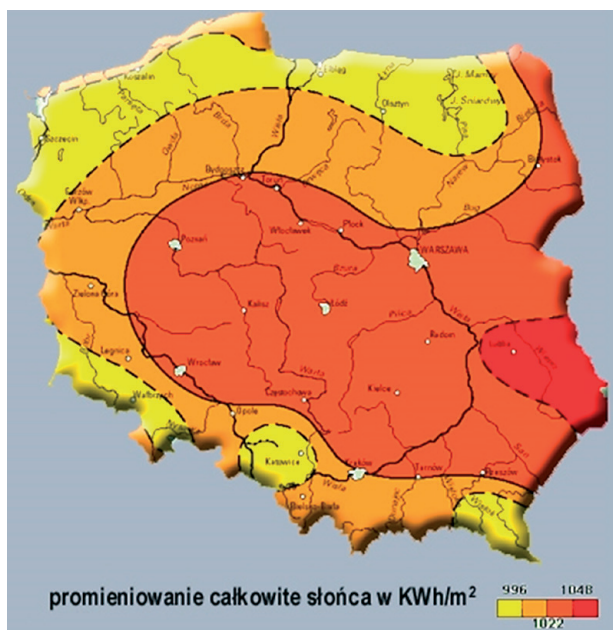
W warunkach polskich orientacyjny koszt całkowity wytworzenia 1 kWh wynosi ok. 40 gr. Wejście w życie ustawy dotyczącej źródeł odnawialnych i zagwarantowanie możliwości sprzedaży energii po ustalonej, atrakcyjnej cenie z pewnością przyczyni się do rozwoju tych źródeł. W Polsce są już firmy i inwestorzy, którzy w szybkim tempie mogłyby rozwijać tę nową gałąź energetyki, jak i całą gospodarkę z nią związaną. Firma City Energy sp. z o.o. – którą autor reprezentuje – przy współpracy z firmą Farmatic jest gotowa do realizacji pod klucz biogazowni o mocy 25, 50, 75 i 100 kW. Biogazownie budowane są z konstrukcji stalowych (nie betonowych), dzięki czemu można je w dowolnym momencie powiększać poprzez dodanie dodatkowych elementów w celu uzyskania większej produkcji gazu.

5.2. Elektrownie słoneczne – fotowoltaika

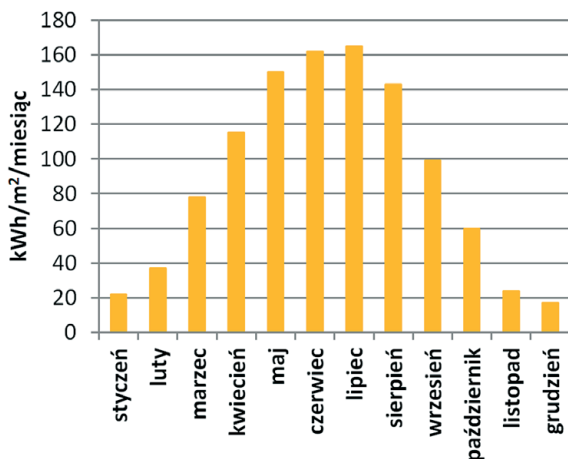
Wykorzystywanie promieniowania słonecznego jest najbardziej przyjazną dla środowiska formą pozyskiwania energii. Ilość energii, która dociera na Ziemię w ciągu 40 minut, pokryłaby całoroczne zapotrzebowanie wszystkich ludzi. Roczna, średnia krajowa gęstość promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą wynosi ok. 950–1250 kWh/m², a średnia liczba godzin słonecznych w roku ok. 1600. Rozkład nasłonecznienia w Polsce nie jest równomierny (rys. 10), dlatego też lokalizacja elektrowni słonecznej ma duży wpływ na jej efektywność (rozumianą



Rys. 9. Biogazownia firmy Farmatic (w Polsce: City Energy)



Rys. 10. Średnie nasłonecznienie w Polsce



Rys. 11. Zmiany nasłonecznienia w ciągu roku w Polsce

jako stosunek średniej mocy oddawanej do mocy zainstalowanej). Ponieważ wartość nasłonecznienia znacząco zmienia się w kolejnych miesiącach roku (rys. 11), to projektując mikroścież można zaplanować pracę elektrowni słonecznej tylko przez kilka miesięcy w roku. Dołączenie do mikroścież z elektrownią słoneczną zasobnika energii umożliwia bardziej efektywne korzystanie z wytwarzanej energii. Firma City Energy jest w trakcie budowy elektrowni słonecznej zajmującej obszar 10 ha.

6. Wnioski końcowe

Poprawa efektywności energetycznej mikroścież jest możliwa dzięki dostosowaniu jej wariantów pracy i doboru mikroźródeł do warunków atmosferycznych oraz do rynkowych cen energii. Realizacja takiej strategii wymaga poprawy inteligencji sieci krajowych poprzez instalowanie odpowiednich liczników energii i systemów przesyłania informacji. Wzbogacenie sieci krajowych o układy zadawania mocy może pozwolić na wykorzystywanie mikrogeneracji w usługach systemowych. Łączenie mikroścież w elektrownie wirtualne powinno przynieść korzyści zarówno właścicielom tych sieci, jak i krajowemu systemowi. Na decyzje inwestycyjne powinna mieć wpływ lokalizacja i dostępność energii pierwotnej.

Grzegorz Błajszczak

dr inż.

City Energy sp. z o.o.

e-mail: grzegorz.blajszczak@gmail.com

Pracował naukowo na Politechnice Warszawskiej, politechnice w Budapeszcie i na Uniwersytecie Rand Afrikaans w Johannesburgu (1984–1994). Specjalista ds. współpracy z zagranicą w Energoprojekcie-Warszawa SA (1994–1995), menedżer ds. napędów i rezerwowego zasilania w firmie francuskiej Schneider Electric (1995–1996), zastępca dyrektora ds. szkoleń i wdrożeń w Europejskim Oddziale Sterowania Procesami firmy Westinghouse Electric (1996–1999). Od 1999 do 2012 roku zatrudniony w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych, obecnie PSE Operator SA, gdzie zajmował się usługami systemowymi, następnie rozliczeniami międzynarodowej wymiany energii, a w ostatnich latach wdrażaniem nowych technologii oraz jakością energii i zarządzaniem mocą bierną. Od lutego 2012 roku realizował półroczny projekt dot. układów sterowania elektrowni w Emerson Process Management Power & Water Solutions. Aktualnie współpracuje z City Energy sp z o.o. Jest członkiem m.in.: SEP, IEEE, Eurelectric, Komitetu NOT ds. Gospodarki Energetycznej, Polskiego Komitetu Jakości i Efektywnego Użytkowania Energii Elektrycznej. Jest rzeczoznawcą w dziedzinie jakości energii elektrycznej, a także autorem ponad 120 publikacji naukowych i technicznych.