

A Novel Algorithm of Forecasting the Potential Development of Generation in the Distribution Grid

Authors

Michał Bajor
Piotr Ziołkowski
Piotr Skoczko

Keywords

dispersed generation, forecasting

Abstract

The paper presents a novel method of forecasting the potential for the development of various types of generation, including renewable, connecting to the distribution grid. The proposed algorithm is based on the idea of identifying different factors influencing the possibility of developing various types of generation in different time horizons. Descriptions of subsequent stages of the forecasting procedure, used terms and the software implementing the algorithm, developed by the authors, are also included in the paper. Finally, comments regarding the reliability of the results obtained using the method are described.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014201

1. Introduction

Forecasted generation development is one of the most important factors to be taken into account when planning power grid development. Connection of generating sources often results in a necessity to develop the grid, as it is necessary to provide capacity for power transfer from newly-connected sources in different grid conditions, also during low demand periods or during contingency states. Estimation of generation capacity which is likely to be connected in the future takes special significance at present times, when the characteristics of such newly connected generation quickly changes. Centralised generation is being replaced by distributed sources, which are moreover connected deep within the grid structure and whose location is, to a large extent, determined by factors not related to the grid, like weather conditions or economic and legal considerations. Thus such generation is often placed in the areas with low demand, where high transmission capacity has not been required thus far. Also the characteristics of the generating sources themselves differs from the traditional generation model within a power grid. Many sources based on renewable energy, e.g. wind farms or photovoltaic panels, operate intermittently, and even more importantly their output is at least partially unpredictable. This fact makes it even more important to appropriately take into account probable generation development (for different types of generation) when planning distribution grid development.

This paper proposes an algorithm for predicting the potential development of generation in the distribution grid. The algorithm has been created within a project carried out by the

Institute of Power Engineering, Gdańsk Division for ENERGA SA in collaboration with ENERGA-OPERATOR SA [1].

2. Proposed approach

2.1. Method

Forecasting generation development is a task more complex than forecasting other factors related to the power system, like power demand for example, as such development is practically totally independent from previous trends at a certain area. Dynamic growth of generation capacity in the past cannot be extrapolated to the future, and due to already mentioned changes in characteristics of connected capacities, current capacity distribution may radically change over just a few years. For this reason, the proposed algorithm for generation forecasting does not use historical data. Instead it is based on analysis of factors determining the capability of generation development in the future.

Individual generation types, due to their different characteristics, will have different development capabilities in different areas, and in different time frames of a forecast. For that reason the generation forecasting algorithm is based on estimating forecasted capacity for every element of a set $\{G; H; A\}$, where:

G – one of ten predefined types of generation which may be connected to the distribution grid, specific both in terms of utilised fuel or other energy source, and size, as presented in Tab. 1

H – time horizon of a forecast. A forecast is created for 2, 5 and 15-year periods

A – area for which a forecast is created. It has been assumed that

a single forecast would be created for the area of a single *gmina* (municipality) are due to the relative uniformity of background conditions (natural, infrastructural, economic).

Code	Generation type description
FW1 (WF1)	Large wind farms (connected to 110 kV grid)
FW2 (WF2)	Small wind farms (capacity at least 2 MW in MV grid)
WF3	Wind microgeneration (wind farms below 2 MW in MV and LV grids)
SOL	Photovoltaic systems
BMA	Power plants on agricultural biomass
BGS (BGL)	Biogas plants on landfill gas
BGR (BGA)	Biogas plants on agricultural gas
EWO (HYD)	Hydroelectric plants
ECP (THP)	Other thermal generation
ELS (ELC)	Electric cars (V2G charging points)

Tab. 1. Generation types covered by a forecast

Sequence of steps taken during operation of the algorithm for every element of a set {G; H; A} is presented in Fig. 1.

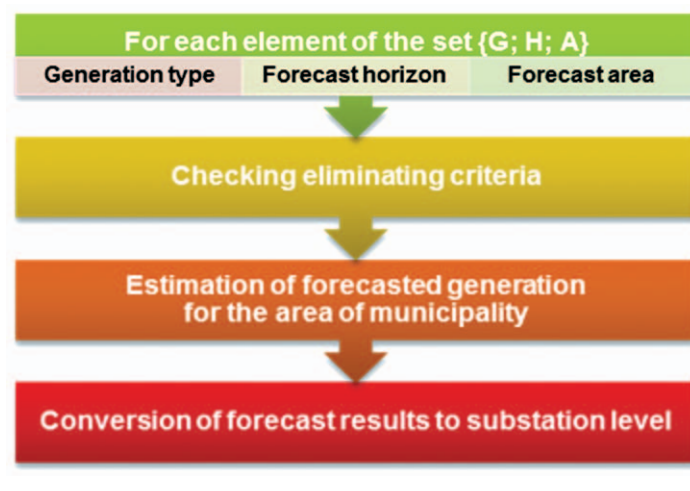


Fig. 1. Diagram of the generation forecasting algorithm

The idea behind the proposed generation forecasting method is to take into account multiple factors which may influence development possibilities for specific type of generation at specific area, so-called influencing factors. An influencing factor is defined as a phenomenon or parameter which affects development of certain generation type at a nominal time horizon in the area covered by the forecast.

Influencing factors describe conditions (natural, infrastructural, economic and other) of the specific area covered by a forecast in numerical form. They may be divided into: measurable, i.e. describing parameters which may be unambiguously quantified, and immeasurable, i.e. ones which must be presented in descriptive form in order to be translated to numerical format. Exemplary

measurable factors are: average population density in a municipality, annual average wind speed or total capacity of issued terms of connection for certain generation types. Exemplary immeasurable factors are: level of social acceptance for development of certain generation type, significance of tourism in a municipality's economy or presence of conventional generation. Values of each influencing factor are determined individually for every area and time frame of a forecast, although in some cases those values may be identical by default, like wind conditions for a specific municipality in all time frames.

The first stage of any forecasting process is checking so-called eliminating criteria for certain type of generation and certain time frame. The "eliminating criterion" is defined as such a value of certain influencing factor or combination of values of two or more influencing factors, which precludes any possibility of development of a certain generation type at specified time frame and at an investigated area.

Fulfilment of any eliminating criterion for a certain generation type within the nominal time frame and at a certain municipality's area terminates the operation of the algorithm for the current data set {G; H; A} and yields a value of zero. Further calculations, i.e. the main forecasting algorithm, are only carried out if no eliminating criterion for a certain set is fulfilled.

Eliminating criteria are defined individually for every type of generation and every forecasting time horizon. Examples of eliminating criteria for large wind generation in a two-year period are e.g.: insufficient annual average wind speed or absence of issued terms of connection for this type of generation, combined with absence of land designated for wind power development in local spatial development plans.

If no eliminating criterion is fulfilled for a certain type of generation and certain time frame on the analysed area, the main forecasting algorithm is started and it determines output value for the set {G; H; A}.

Values of forecasted capacity of certain type of generation for a specific time frame and specific municipality are determined using the relation (1).

$$\forall_G \forall_H \forall_O \quad P^{G,H,O} = \sum (W_{C_n}^{G,H} \cdot C_n^{G,H,O}) \cdot P_{max}^{G,H} \quad (1)$$

where: $P^{G,H,A}$ – forecasted generation capacity G at time horizon H at an area A , $F_n^{G,H,A}$ – value of the function of the n -the influencing factor for generation G within horizon H at area A , $W_{C_n}^{G,H}$ – weight of the influencing factor F_n for generation G within horizon H , $P_{max}^{G,H}$ – reference capacity for generation G within horizon H [MW].

Individual influencing factors are determined individually for every area and forecasting horizon, and assume values within different ranges, depending on a factor. Calculations however involve normalised (i.e. within the interval $<0; 1>$) values of individual influencing factors, calculated as a result of functions defined individually for every influencing factor, type of generation and forecasting horizon. Those functions are intended to model actual influence of a specific influencing factor on capabilities of developing a nominal generation type at a certain area, by assigning values from the interval $<0; 1>$ to different

possible values of such factor. A low value of a function (especially zero) should be interpreted as presence of unfavourable conditions for a certain type of generation at an investigated area (e.g. low wind speeds in the case of wind power), while higher values stand for more favourable conditions. Factors which favour development of a certain generation type will be therefore described by increasing functions, while those whose higher intensity has an adverse effect on generation development – by decreasing functions. Functions defined for the same influencing factor may be drastically different for two different generation types, e.g. higher population density in a municipality adversely affects possibilities of developing large wind farms due to lower land availability for such projects, which must be sited a certain distance from residential housing. However, in the case of photovoltaic panels higher population density is a favourable circumstance, because at least at the initial stage of development of this type of generation most systems will be most likely small-sized and installed close to buildings, on their roofs etc. Exemplary definitions of functions for two different influencing factors for a two-year horizon – mean annual wind speed (measurable factor, Fig. 2) and availability of 110 kV grids (immeasurable factor, Tab. 2) are presented below.

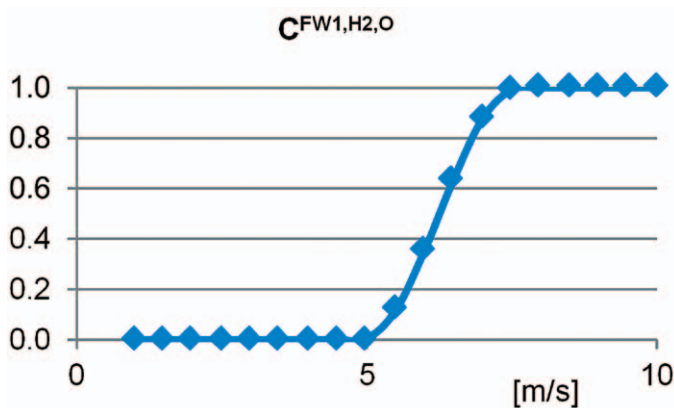


Fig. 2. Exemplary definition of function for a measurable factor

WN	Definition	$C_{FW1,H2,O}$
1	absence of substations and 110 kV lines within the municipality and neighbouring municipalities	0
2	110 kV line in a neighbouring municipality	0.75
3	110 kV substation with extension capabilities in a neighbouring municipality	0.8
4	110 kV line within the municipality	0.95
5	110 kV substation with extension capabilities within the municipality	1

Tab. 2. Exemplary definition of function for an immeasurable factor

The significance of individual influencing factors on evaluation of development capabilities for a certain type of generation and certain forecasting horizon is described by influencing factor weights.

Influencing factor weights may assume values from the interval $<0; 1>$. The sum of weights of all influencing factors for certain generation type and same forecasting horizon is always equal to 1. Factors which have larger influence on development possibilities of a certain generation type and within a certain forecasting horizon are assigned with higher weight values, while weights of those less significant are lower. A special although frequent case is a weight value of zero, which means that a certain factor has no influence whatsoever on capabilities of development of a certain generation type within specific forecasting horizon. In such a situation no function is defined for such an influencing factor, generation type and forecasting horizon. One example may be no influence of wind speed on development of all generation types except wind power.

The output of a certain generation type for areas of individual municipalities is translated into values for a 110 kV substation using so-called reference power. Reference power values are supposed to reflect maximum theoretical potential for development of a certain generation type within a single municipality (i.e. in such a municipality where the conditions for development of such generation would be most favourable) and have been determined upon analyses of terms of connection issued so far in individual municipalities and possibilities of installing a certain type of generation within a single municipality.

2.2. Implementation

The software implementing proposed algorithm and enabling input and edition of data necessary for generation forecasting has been developed within the project. Data input for the tool may be carried out in two different ways:

- by manually filling tables of influencing factors for a certain municipality and forecasting horizon
- by importing data from properly formatted external file.

Forecasting generation development [MW]				
PCC	Generation	2 years	5 years	15 years
Darlowo	Total	20.5	30.0	60.5
	FW1	10.0	10.0	30.0
	FW2	8.0	15.0	15.0
	FW3	2.5	5.0	10.0
	SOL	0.0	0.0	4.5
	BMA	0.0	0.0	0.0
	BG5	0.0	0.0	0.0
	BGR	0.0	0.0	0.0
	EWO	0.0	0.0	0.0
	ECP	0.0	0.0	0.0
	ELS	0.0	0.0	1.0

Fig. 3. Presentation of the results of forecasting

A forecast is carried out for user-specified scope, i.e. for a selected substations and time horizons. Upon completion of calculations, forecasting results (forecasted connected capacity values expressed in MW) are presented in tabular form. They may also be exported (together with data used to generate forecast) in MS Excel format.

A screenshot with exemplary forecasting results for a single substation for all forecasting horizons is shown in Fig. 3. Presented values of forecasted generation are not real forecasting results and are of exemplary character only.

3. Conclusions

Evaluation of quality of the proposed algorithm, i.e. the reliability of generated forecasts, may not be carried out at this time for obvious reasons, but also due to the time needed to gather a full set of data required for carrying out forecasting. Yet even now it may be stated that forecasts will be characterised by considerable uncertainties, significantly increasing for longer forecasting horizons. These uncertainties result from the assumed forecasting approach; however it is difficult to envisage any valuable and credible alternative due to the reasons listed in the introduction. The forecasting result strongly depends on factors which are very difficult or even impossible to predict even for a near future, and whose variations may drastically alter the pace of development of a certain generation type.

One example may be provided by the history of solar power generation in the Czech Republic, a country which has only slightly better insolation conditions than Poland, where intense support for solar generation development resulted in the installation of 2 GW of capacity within photovoltaic sources over just two years. Then however, the introduction of 26% tax rate for income generated from solar energy generation in late 2010, which also applies two years back, resulted in virtually immediate termination of new project development – in 2011 total capacity of PV sources installed in the Czech Republic amounted to just ca. 10 MW [2].

REFERENCES

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk [*Institute of Power Engineering, Gdańsk Division*], Opracowanie zasad planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV, SN i nn, uwzględniających pracę rozproszonych źródeł wytwórczych – wytyczne planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej przeznaczone dla operatora systemu dystrybucyjnego [*Drawing up the principles for planning the development of 110 kV, MV and LV distribution grid, taking into account the operation of dispersed generating sources - guidelines for planning the distribution grid development for the distribution system operator*], pp. 108–130.
2. European Photovoltaic Industry Association Market Report, 2011.

Michał Bajor

Institute of Power Engineering, Gdańsk Division

e-mail: m.bajor@ien.gda.pl

Graduated from the Gdańsk University of Technology, Faculty of Electronics, Telecommunications and Informatics, specializing in distributed computing. Currently working as a Research Assistant / Project Manager in the Institute of Power Engineering in Gdańsk, Poland. Participated in numerous wind farm grid connection studies, as well as in other studies concerning wind farms impact on the electrical system and other types of grid studies. The main areas of his interest include probabilistic aspects of wind generation impact on the power system and non-deterministic computational methods of optimization of various aspects of grid operation..

Piotr Ziolkowski

Institute of Power Engineering, Gdańsk Division

e-mail: p.ziolkowski@ien.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering, specialisation electrical power engineering. Works as an engineer at the Department of Automation and System Analyses of the Institute of Power Engineering, Gdańsk Division. Participant of numerous projects concerning distributed generation connections to the grid and other analytical works related to the power system operation. His professional interests include: influence of wind power on the power system and issues related to planning distribution grid development.

Piotr Skoczko

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.skoczko@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering, Gdańsk University of Technology, specialisation electrical power engineering, and from the Faculty of Management and Economics, Gdańsk University of Technology, in the field of economics and finance. Employed as Chief Engineer for Grid Development at ENERGA-OPERATOR SA. His work focuses on 110 kV grid development planning. His professional interests include MV and LV grid development in the context of cooperation with distributed generation and microgeneration. Author of papers and presentations focused on such issues shown at the Gdańsk University of Technology and at conferences.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–8. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Nowy algorytm prognozowania potencjału rozwoju generacji w sieci dystrybucyjnej

Autorzy

Michał Bajor
Piotr Ziolkowski
Piotr Skoczko

Słowa kluczowe

generacja rozproszona, prognozowanie

Streszczenie

Autorzy przedstawili w artykule propozycję algorytmu prognozowania potencjału rozwoju różnych rodzajów generacji, w tym odnawialnej, w sieci dystrybucyjnej, w różnych horyzontach czasowych. Algorytm jest oparty na identyfikacji czynników wpływu determinujących możliwość rozwoju danego rodzaju generacji. Opisano kolejne etapy procesu prognozowania, wprowadzone pojęcia oraz stworzone oprogramowanie implementujące zaprojektowany algorytm, przedstawiono również komentarze dotyczące wiarygodności otrzymywanych wyników prognozy.

1. Wprowadzenie

Prognozowany rozwój generacji jest jednym z najistotniejszych czynników, które powinny być uwzględniane przy projektowaniu rozwoju sieci elektroenergetycznej. Przyłączanie źródeł wytwórczych często determinuje konieczność rozwoju sieci, ze względu na konieczność zapewnienia możliwości wyprowadzenia mocy z przyłączanych źródeł w różnych stanach sieci, także przy niższym zapotrzebowaniu lub w stanach wyłączeń. Szacunkowa znajomość mocy generacji prawdopodobnych do przyłączenia w przyszłości nabiera szczególnego znaczenia obecnie, kiedy następuje szybki proces zmiany charakteru generacji przyłączanej do sieci. Generacja scentralizowana zastępowana jest rozproszoną, przyłączaną także w głębi sieci, której lokalizacja jest w znacznym stopniu determinowana czynnikami niezwiązanymi z siecią energetyczną, np. warunkami meteorologicznymi lub uwarunkowaniami ekonomicznymi i prawnymi, i stąd często znajduje się w rejonach o niskim zapotrzebowaniu, gdzie do tej pory nie było konieczności zapewnienia dużych zdolności przesyłowych sieci. W stosunku do tradycyjnego modelu generacji w sieci elektroenergetycznej zmienia się również charakter samych źródeł, wiele rodzajów źródeł wykorzystujących energię odnawialną, np. farm wiatrowych czy paneli fotowoltaicznych, cechuje się znaczną zmiennością, a co jeszcze bardziej istotne, przynajmniej częściową nieprzewidywalnością generowanej mocy. Fakt ten jeszcze bardziej podkreśla konieczność odpowiedniego uwzględnienia prawdopodobnego poziomu rozwoju generacji (różnych jej rodzajów) w procesie planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej.

W artykule przedstawiona została propozycja algorytmu prognozowania potencjału rozwoju generacji w sieci dystrybucyjnej. Algorytm został stworzony w ramach pracy wykonywanej przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk dla ENERGA SA, we współpracy z ENERGA-OPERATOR SA [1].

2. Proponowane podejście

2.1. Metoda

Prognozowanie rozwoju generacji jest zadaniem bardziej złożonym niż prognozowanie innych czynników związanych z systemem elektroenergetycznym, takich jak np. zapotrzebowania na moc, ponieważ rozwój ten jest właściwie zupełnie niezależny od dotychczasowych trendów na danym obszarze. Dynamiczny wzrost generacji w przeszłości nie może zostać ekstrapolowany na przyszłość, a z uwagi na wspomniane zmiany charakteru przyłączanej generacji obecny rozkład generacji w sieci może ulec radykalnej zmianie na przestrzeni kilku lat. Z tego względu zaprojektowany algorytm prognozowania generacji nie uwzględnia danych historycznych, ale opiera się na analizie czynników determinujących możliwość rozwoju generacji w przyszłości. Poszczególne rodzaje generacji, ze względu na swój odmienny charakter, będą się cechowały zróżnicowaniem możliwości ich rozwoju na różnych obszarach oraz w różnych horyzontach czasowych prognozy. Dlatego też wykorzystany algorytm prognozowania generacji opiera się na wyznaczeniu wartości prognozowanej mocy dla każdego elementu zbioru $\{G; H; O\}$, gdzie:

G – jeden z dziesięciu predefiniowanych rodzajów generacji możliwych do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej, różniących się zarówno pod względem wykorzystywanego paliwa lub innego źródła energii, jak i rozmiaru instalacji, przedstawionych w tab. 1

H – horyzont czasowy prognozy. Prognoza wykonywana jest dla horyzontu 2, 5 i 15 lat

O – obszar, dla którego wykonywana jest prognoza. Przyjęto, że prognoza wykonywana jest dla obszaru gminy, z powodu względnej jednorodności uwarunkowań (naturalnych, infrastrukturalnych, ekonomicznych).

Sekwencja działań wykonywanych w trakcie pracy algorytmu dla każdego elementu zbioru $\{G; H; O\}$ została przedstawiona na rys. 1.

Kod	Opis rodzaju generacji
FW1	Duża generacja wiatrowa (farmy w sieci 110 kV)
FW2	Mała generacja wiatrowa (farmy wiatrowe o mocy co najmniej 2 MW w sieci SN)
FW3	Mikrogeneracja wiatrowa (siłownie wiatrowe o mocy poniżej 2 MW w sieci SN i nn)
SOL	Instalacje fotowoltaiczne
BMA	Elektrownie na biomasę roślinną
BGS	Biogazownie na biogaz składowiskowy
BGR	Biogazownie na biogaz rolniczy
EWO	Elektrownie wodne
ECP	Inna generacja ciepła
ELS	Samochody elektryczne (stacje ładowania V2G)

Tab. 1. Rodzaje generacji objęte prognozą



Rys. 1. Schemat algorytmu prognozowania generacji

Ideą opracowanej metody prognozowania generacji jest uwzględnienie wielu czynników mających wpływ na możliwość rozwoju danego rodzaju generacji na określonym obszarze, tzw. czynników wpływu. Czynniki wpływu jest definiowany jako

zjawisko lub parametr warunkujący rozwój danego rodzaju generacji w nominalnym horyzoncie czasowym na obszarze prognozy. Czynniki wpływu opisują uwarunkowania (naturalne, infrastrukturalne, ekonomiczne i inne) charakterystyczne dla danego obszaru prognozy w postaci liczbowej. Można je podzielić na mierzalne, tzn. opisujące wielkości dające się jednoznacznie ująć w sposób ilościowy, oraz niemierzalne, tzn. takie, które w celu przełożenia na postać liczbową muszą zostać przedstawione w sposób opisowy. Przykładami czynników mierzalnych mogą być: średnia gęstość zaludnienia na terenie gminy, średnioroczna prędkość wiatru lub moc wydanych warunków przyłączenia dla danego rodzaju generacji, natomiast czynników niemierzalnych: poziom akceptacji społecznej dla rozwoju danego rodzaju generacji, znaczenie turystyki w gospodarce gminy lub obecność generacji konwencjonalnej.

Wartości poszczególnych czynników wpływu są wyznaczone indywidualnie dla każdego obszaru i horyzontu czasowego prognozy, przy czym w niektórych przypadkach wartości te mogą być identyczne z założenia, np. warunki wietrzne na terenie danej gminy we wszystkich horyzontach czasowych.

Pierwszym etapem każdorazowego procesu prognozowania jest sprawdzenie tzw. kryteriów eliminujących dany rodzaj generacji w określonym horyzoncie czasowym. Termin „kryterium eliminujące” definiowany jest jako wystąpienie takiej wartości określonego czynnika wpływu lub kombinacji wartości dwóch lub więcej czynników wpływu, która wyklucza jakiegokolwiek rozwój danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym na danym obszarze.

Spełnienie jakiegokolwiek kryterium eliminującego dany rodzaj generacji w nominalnym horyzoncie czasowym na obszarze danej gminy skutkuje przerwaniem działania algorytmu i zwróceniem dla przedmiotowego zestawu danych {G; H; O} wartości zero. Dalsze obliczenia, czyli właściwy algorytm prognozujący, wykonywane są jedynie w przypadku niespełnienia żadnego kryterium eliminującego dla danego zestawu.

Kryteria eliminujące definiowane są indywidualnie dla każdego rodzaju generacji i każdego horyzontu prognozy. Przykładami kryteriów eliminujących dla dużej generacji wiatrowej w horyzoncie dwóch lat są np.: zbyt niska średnioroczna prędkość wiatru lub brak wydanych warunków przyłączenia dla tego rodzaju generacji, połączony z brakiem zapisów przewidujących teren na budowę siłowni wiatrowych w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego. W przypadku niespełnienia żadnego kryterium eliminującego rozwój danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym na analizowanym obszarze uruchamiany jest „właściwy” algorytm prognozujący, wyznaczający wartość mocy dla zestawu {G; H; O}. Wartości prognozowanej mocy danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym na obszarze danej gminy wyznaczone są na podstawie zależności (1).

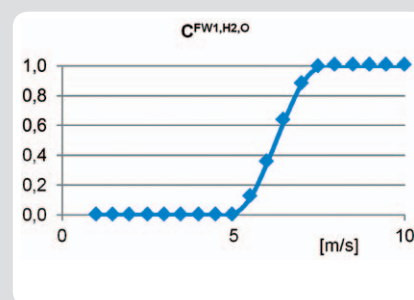
$$\forall_G \forall_H \forall_O \quad P^{G,H,O} = \sum_{vn} (W_{C_n}^{G,H} \cdot C_n^{G,H,O}) \cdot P_{mx}^{G,H} \quad (1)$$

gdzie: $P^{G,H,O}$ – prognozowana moc generacji G w horyzoncie H na obszarze O
 $C_n^{G,H,O}$ – wartość funkcji n -tego czynnika

wpływu dla generacji G w horyzoncie H na obszarze O
 $W_{C_n}^{G,H}$ – waga czynnika wpływu C_n dla generacji G w horyzoncie H , $P_{mx}^{G,H}$ – moc odniesienia dla generacji G w horyzoncie H [MW].

Wartości poszczególnych czynników wpływu są wyznaczone indywidualnie dla każdego obszaru i horyzontu czasowego prognozy i przyjmują wartości z różnych zakresów w zależności od konkretnego czynnika. Do celów obliczeń wykorzystywane są natomiast znormalizowane (zawierające się w przedziale $<0; 1>$) wartości poszczególnych czynników wpływu, otrzymane jako wynik działania funkcji zdefiniowanych indywidualnie dla każdego czynnika wpływu, rodzaju generacji oraz horyzontu prognozy. Funkcje te mają za zadanie modelowanie rzeczywistego wpływu wartości danego czynnika na możliwości rozwoju nominalnego rodzaju generacji na danym obszarze, przyporządkowując poszczególnym możliwym wartościom czynnika wpływu wartość z przedziału $<0; 1>$. Niską wartość funkcji (w szczególności równą zero) należy interpretować jako występowanie na analizowanym obszarze niekorzystnych uwarunkowań z punktu widzenia możliwości rozwoju danego rodzaju generacji (np. niska wietrzność w przypadku generacji wiatrowej), natomiast im wyższa wartość funkcji – tym korzystniejsze uwarunkowania. Czynnikiem sprzyjającym rozwojowi danego rodzaju generacji przypisane będą więc funkcje rosnące, zaś czynnikiem, których większe nasilenie ma niekorzystny wpływ na możliwości rozwoju generacji – funkcje malejące. Funkcje zdefiniowane dla tego samego czynnika wpływu mogą różnić się diametralnie dla dwóch różnych rodzajów generacji, np. większa gęstość zaludnienia na terenie gminy wpływa negatywnie na możliwość rozwoju dużych farm wiatrowych ze względu na mniejszą dostępność terenu dla siłowni wiatrowych, które muszą być lokalizowane w pewnej odległości od siedzib ludzkich. W przypadku paneli fotowoltaicznych natomiast, większa gęstość zaludnienia jest czynnikiem sprzyjającym, ponieważ przynajmniej w początkowej fazie rozwoju tego rodzaju generacji większość tych instalacji będzie prawdopodobnie niewielkich gabarytów i umiejscawiana w pobliżu zabudowań, na dachach itp.

Poniżej przedstawione zostały przykłady definicji funkcji dwóch czynników wpływu w horyzoncie dwóch lat: wietrzności (czynnik mierzalny, rys. 2) oraz dostępności sieci 110 kV (czynnik niemierzalny, tab. 2).



Rys. 2. Przykład definicji funkcji czynnika mierzalnego

WN	Definicja	CFW1, H2, O
1	brak GPZ oraz linii 110 kV w gminie i w gminach sąsiednich	0
2	linia 110 kV w sąsiedniej gminie	0,75
3	GPZ z możliwością rozbudowy w sąsiedniej gminie	0,8
4	linia 110 kV na terenie gminy	0,95
5	GPZ z możliwością rozbudowy w gminie	1

Tab. 2. Przykład definicji funkcji czynnika niemierzalnego

Znaczenie danego czynnika wpływu na oceny możliwości rozwoju nominalnego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym, niezależnie od obszaru prognozy, jest określone poprzez wagi czynników wpływu.

Wagi czynników wpływu przyjmują wartości z przedziału $<0; 1>$. Suma wartości wag wszystkich czynników wpływu dla pojedynczego rodzaju generacji i jednego horyzontu czasowego wynosi zawsze 1.

Czynnikiem w większym stopniu decydującym o możliwości rozwoju danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym przypisane są wyższe wartości wag, natomiast wagi mniej istotnych czynników mają niższe wartości. Szczególnym, chociaż częstym przypadkiem jest wartość wagi równa zero, która oznacza, że przedmiotowy czynnik nie ma żadnego wpływu na możliwości rozwoju danego rodzaju generacji w danym horyzoncie czasowym. W takiej sytuacji nie jest również definiowana funkcja dla danego czynnika wpływu, rodzaju generacji i horyzontu prognozy. Przykładem może być brak wpływu wietrzności na możliwość rozwoju wszystkich rodzajów generacji poza generacją wiatrową.

Przełożenie mocy danego rodzaju generacji prognozowanych dla obszaru poszczególnych gmin na wartość dla GPZ następuje przy wykorzystaniu tzw. mocy odniesienia. Wartości mocy odniesienia mają za zadanie odwzorowanie maksymalnego teoretycznego potencjału rozwoju danego rodzaju generacji na obszarze pojedynczej gminy (w domyśle: takiej, na której terenie panują najbardziej korzystne warunki dla rozwoju tej generacji) i zostały wyznaczone na podstawie analizy dotychczas wydawanych warunków przyłączenia na terenie pojedynczych gmin oraz możliwości instalacji danego rodzaju źródła na obszarze pojedynczej gminy.

2.2. Implementacja

W ramach pracy zostało stworzone oprogramowanie implementujące opracowany algorytm oraz umożliwiające wprowadzanie i edycję danych niezbędnych dla procesu prognozowania potencjału rozwoju generacji. Wprowadzanie danych może odbywać się na dwa sposoby:

- poprzez ręczne uzupełnienie tabeli wartości czynników wpływu dla danej gminy i horyzontu czasowego prognozy
 - poprzez import danych z odpowiednio sformatowanego zewnętrznego pliku.
- Prognoza wykonywana jest dla zakresu określonego przez użytkownika, tzn.

Wyniki prognozy – przyrosty mocy generacji [MW]				
GPZ	Generacja	2 lata	5 lat	15 lat
Darłowo	Razem	20.5	30.0	60.5
	FW1	10.0	10.0	30.0
	FW2	8.0	15.0	15.0
	FW3	2.5	5.0	10.0
	SOL	0.0	0.0	4.5
	BMA	0.0	0.0	0.0
	BG5	0.0	0.0	0.0
	BGR	0.0	0.0	0.0
	EWO	0.0	0.0	0.0
	ECP	0.0	0.0	0.0
	ELS	0.0	0.0	1.0

Tab. 3. Prezentacja wyników prognozy

dla wybranych GPZ oraz horyzontów czasowych.

Po zakończeniu obliczeń wyniki prognozy (prognozowane wartości mocy przyłączeniowej wyrażone w MW) są prezentowane w formie tabeli, możliwy jest również ich eksport (wraz z danymi, które posłużyły do wykonania prognozy) w formacie MS Excel.

Fragment ekranu z przykładowymi wynikami prognozy dla jednego GPZ, dla wszystkich horyzontów prognozy przedstawiono na rys. 3. Ekran prezentacji wyników prognozy 3. Przedstawione wartości prognozowanej generacji nie są rzeczywistymi wynikami prognozy i mają jedynie charakter przykładowy.

3. Wnioski

Ocena jakości opracowanego algorytmu, czyli trafności otrzymywanych prognoz, nie może być z oczywistych powodów dokonana obecnie, również ze względu na czas potrzebny do zebrania kompletu danych niezbędnych do przeprowadzenia procesu prognozowania. Można jednak już teraz stwierdzić, że prognozy będą obciążone dużym stopniem niepewności, bardzo wzrastającym wraz z odleglejszymi horyzontami prognozy, a wynikającym z przyjętego podejścia do prognozowania, dla którego trudno jednak znaleźć wartościową i wiarygodną alternatywę, z przyczyn wymienionych we

wprowadzeniu. Wynik prognozy jest silnie zależny od czynników bardzo trudnych czy wręcz niemożliwych do przewidzenia nawet w stosunkowo krótkim czasie, których zmiany mogą diametralnie zmienić tempo rozwoju danego rodzaju generacji.

Przykładem może być historia rozwoju generacji słonecznej w Czechach, kraju o nieco tylko korzystniejszych niż Polska warunkach nasłonecznienia, w którym intensywne wspieranie rozwoju energetyki solarnej zaowocowało instalacją na przestrzeni tylko dwóch lat źródeł fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 2 GW. Z kolei wprowadzenie pod koniec 2010 roku 26-proc. podatku od przychodów z produkcji energii słonecznej, obejmującego również okres dwóch lat wstecz, poskutkowało w zasadzie natychmiastowym zatrzymaniem rozwoju nowych instalacji – w 2011 roku łączna moc źródeł fotowoltaicznych zainstalowanych w Czechach wyniosła zaledwie ok. 10 MW [2].

Bibliografia

1. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Opracowanie zasad planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej 110 kV, SN i nn, uwzględniających pracę rozproszonych źródeł wytwórczych – wytyczne planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej przeznaczone dla operatora systemu dystrybucyjnego, s. 108–130.
2. European Photovoltaic Industry Association Market Report, 2011.

Michał Bajor

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
e-mail: m.bajor@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki, Telekomunikacji i Informatyki Politechniki Gdańskiej, specjalność: rozproszone systemy informatyczne kierunku informatyka. Zatrudniony na stanowisku asystenta w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Uczestnik licznych prac dotyczących zagadnień przyłączania generacji rozproszonej do sieci oraz innych prac analitycznych związanych z pracą systemu elektroenergetycznego. Obszar jego zainteresowań obejmuje m.in. probabilistyczne aspekty wpływu generacji wiatrowej na system elektroenergetyczny oraz wykorzystanie niedeterministycznych metod obliczeniowych w analizach pracy sieci.

Piotr Ziolkowski

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk
e-mail: p.ziolkowski@ien.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka. Zatrudniony na stanowisku inżyniera w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Uczestnik licznych prac dotyczących zagadnień przyłączania generacji rozproszonej do sieci oraz innych opracowań analitycznych związanych z pracą systemu elektroenergetycznego. Obszar jego zainteresowań obejmuje m.in.: wpływ generacji wiatrowej na system elektroenergetyczny oraz zagadnienia związane z planowaniem rozwoju sieci dystrybucyjnej.

Piotr Skoczko

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA
e-mail: piotr.skoczko@energa.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka oraz na Wydziale Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej, na kierunku ekonomia i finanse. Zatrudniony na stanowisku głównego inżyniera ds. rozwoju sieci w ENERGA-OPERATOR SA. Zajmuje się planowaniem rozwoju sieci 110 kV. W obszarze jego zainteresowań znajduje się rozwój sieci SN i nn w kontekście współpracy z generacją rozproszoną i mikroźródłami. Autor referatów i wystąpień o tej tematyce na Politechnice Gdańskiej oraz na konferencjach.