

Analysis of Tools Supporting the Transmission Grid Development Planning in Market Conditions

Authors

Mieczysław Kwiatkowski
Maksymilian Przygodzki

Keywords

transmission grid, development planning

Abstract

The paper discusses the changes in power system operation conditions and associated power transmission system development planning which results with increasing importance of economic and market analysis. Based on analysis of methodologies and computational tools offered abroad in this field on a commercial basis, evidence shows the directions of necessary changes in a development planning methodology in Polish conditions.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014208

1. Planning transmission grid development

1.1. Introduction

Methodology of long-term planning of the national transmission system (NTS) is directly related to development of the entire national power system. This is primarily due to the subordinate and supporting role played by the NTS in reference to the electricity market participants. This role is shown in two essential tasks accomplished by the system. The first concerns providing technical infrastructure which enables carrying out transactions between energy market participants within the value chain of electricity, from the moment of generation at generating sources until consumption by final consumers. The other basic task concerns maintaining reliability of the transmission system to an economically justified extent. Both tasks are closely related and mutually dependant. Technical infrastructure of the transmission system should in quantitative terms enable executing transactions concluded between the electricity market participants, and in qualitative terms ensure reliability of this infrastructure. In Polish conditions accomplishing these tasks is entrusted to the company PSE SA, which plays a role of the national transmission system operator (TSO).

1.2. Development conditions

Assuming that electricity is a consumer good, increasing requirements for its quantity and quality of supplies may be expected in the years to come. When meeting those requirements in the future, it is necessary to take into account certain specific conditions related to:

- capital-intensive nature of the power industry as a branch of economy with infrastructural character

- problems related to developing the transmission grid according to the needs of the electricity market participants, due to the escalation of restrictions localization of new transmission infrastructure and extension of investment cycles.

Those conditions are exogenous to decision-making capabilities of the TSO with respect to transmission system infrastructure development. Additionally certain conditions, which affect possibilities of the transmission system fulfilling the two essential tasks defined in the introduction, have appeared in recent years:

- rapid development of renewable power generation (mainly wind farms), which considerably changes electricity generation geography and creates a necessity to accept electrical output of such plants and supply it to final consumers
- regular tightening of standards for pollution emissions attributable to power generation, which primarily affects conventional sources running on coal. In the case of depreciated assets this may result in capacity not being renewed et al. or being rebuilt using different technologies than before (e.g. gas-fired or nuclear)
- increasing significance of system reserves and share of operationally flexible generating units within the generation portfolio as a response to increasing share of generating units with stochastic operating characteristics whose operation may not be scheduled
- changing habits of final consumers regarding electricity consumption, which result from the introduction of new electrically-powered devices, self-generation capabilities or changes in behaviour of individual people and whole social groups.

The method used by the TSO for NTS development planning will be specially affected also by limited options concerning shaping

transmission infrastructure. This is an effect of increasing share of determined development within the whole development of the transmission grid, caused mainly by connection of new generating capacities (including RES) and possibly additional reinforcement of the grid resulting from such connections.

Due to decision-making options concerning directions of the transmission system development becoming limited, the system development is becoming less optimal. Because of that reaching strategic goals may prove more expensive.

1.3. Requirements for planning methodology

Conditions concerning tasks accomplished by the NTS for the electricity market participants require modifications or even total change of attitude to NTS development planning methodology [1]. This applies both for technical planning and reinforcing economic and market-related aspects of such planning.

Economic part should mainly focus on measuring technical results of NTS development variants in financial and market-oriented way, with a following scope [2]:

- determining economic and overall benefits generated by implementation of specific development variants (for entire NTS or individual investment projects) and measurements of those benefits on system level
- determining influence of NTS development variants on the electricity market price
- determining economic nodal indexes, e.g. marginal costs (prices) of electricity at transmission grid nodes.

The last of those effects of NTS development is of particular importance for:

- searching long-term market instruments which would allow shaping investment incentives for new generating capacity construction
- rationalization transmission fees to be paid by electricity market participants, with an aim to bind them to actual cost attributable to transmitting electricity to a specific grid point
- area-wise and regional results of carrying out new investment projects within the transmission grid development.

Enhancement of methodology for planning NTS development in economic and market-related aspects due to the new conditions, which is called for, may be accomplished through two main paths. First of them may assume new methodology for the TSO being developed by a domestic effort and then implemented through a custom-made analytical tool.

An alternative way may be domestic implementation of existing software acquired abroad on commercial terms, and its potential adaptation for specific needs of PSE SA.

Each of those approaches has its advantages and disadvantages. Strengths of the latter solution include:

- shorter implementation period of the methodology, combined with lower expected cost of entire project
- ability to adopt a tool already proven by other grid operators with operating conditions similar to those of PSE SA
- ability to acquire methodology and IT solutions previously not used in Polish conditions.

The essential weakness of this approach is a possibility that the adopted tool will not sufficiently reflect specific features of the

NTS and Polish electricity market. Risk of negative effects of implementing foreign methodology may be partially limited by incorporating adaptation works into the project. However, in such case it needs to be remembered that long-term planning in the energy sector as a rule assumes using simplifications in modelling the grid and electricity market due to the long forecasting horizon. Such simplifications are permissible as long as the error they generate is two orders of magnitude lower than other assumptions or scenarios used as input for such analyses.

2. Commercial tools for development planning

2.1. General comments

Creation and implementation of advanced software requires a team of experts prepared for such a task and also appropriate funding. Foreign experience shows that such a task is usually undertaken by large advisory companies with a well established market position or by business teams of experts recruited from the academic community. In either case, it is essential to obtain access to advanced computational technologies. Advisory companies which own analytical software are more focused on providing their own services, while the latter type of businesses focus their activity on sales of user licences for analytical software and providing supplementary services at the implementation phase. Such services may concern software adaptations for specific needs of an individual customer, delivery of software updates with enhanced analytical capabilities and organising trainings and seminars for current users, creating platform for sharing operational experience and perfecting user skills.

It is also possible to order creation of a custom-made tool by a consulting or advisory company, and then take over ownership of the new software. This scheme usually applies to public procurement related to providing software for various government agencies.

Commercial analytical software used in the power industry is usually very flexible in terms of possible applications. The same software package may be successfully used not only by advisory companies, but also by energy utilities, electricity generators, grid operators, energy traders or investors planning investment projects or acquisitions within the energy sector. Questions related to development perspectives of the energy sector are crucial for all such companies, as the analysis results may be used to support the process of making decisions involving large amounts of capital. Another user group of such tools are regulatory authorities and state executive administration agencies. This group is interested with investigating influence of diverse external influencing factors on future operation of the sector and market strength of energy utilities. It may be said that application of an analytical tool to a large extent depends on configuration of a simulation case. A capability very important for a grid company is transmission grid modelling. This may be done similarly to the case of load distribution calculations (AC or DC) or in a simplified manner, by defining market areas and their grid interconnections (but this approach does not reflect the actual grid and its influence on the power system operation). An additional important

element of grid analyses is determining marginal costs of electricity generation for transmission grid nodes or market areas. This allows specifying transmission tariffs for specific grid nodes or for market areas, and also, in case of more advanced electricity markets, implementation of derivatives (e.g. congestion revenue rights, CRRs or financial transfer rights, FTRs).

An element important from an analytical point of view is a way of modelling electricity generation subsystem, which should be adapted to local specific features. In the Polish case this primarily means accurate representation of thermal conventional power plant operation.

As for renewables, modelling wind power is most important.

For studying calculation results, it is important for the tool to have an advanced graphical user interface (GUI), to facilitate interpretation in visual format (e.g. density maps). This is of huge importance in case of multi-variant grid calculations.

2.2. Analysed tools

Characteristic features described in Section 1.3, which are among requirements considered to be significant in the development planning process, became criteria for identifying tools best suited to meet assumed targets. The following sources of information concerning potentially interesting tools were used:

- information from European TSOs concerning methodology for long-term transmission grid development planning used by them, and tools with market and economic elements used in that process
- professional publications (Polish and foreign) on long-term planning problems
- source materials presented at international professional conferences, including those organised by UCTE, ETSO-E, Eurelectric and CIGRE
- public information obtained from websites of analytical tool owners
- working contacts with owners of individual tools.

As a result of the review, 14 computer models were selected and synthetically evaluated. The analysed models included (in alphabetical order): AURORAxmp, COMET, GridView, GTMax, IPM, IREMM, NEMS/EMM, PLEXOS, POM, PowerWorld Simulator, PowrSym, PROMOD IV, SCOPE, UPLAN-NMP.

Those tools originate outside the European market. Nevertheless this does not mean that they are not used in European countries. Study [3] presents results of usefulness analysis carried out for tools developed in European countries.

3. Result of computational tool analysis

3.1. Analysis criteria

General analysis of computational tools supporting the development planning process was performed with respect to two essential criteria groups. The first group concerned the level of satisfying TSO's needs for creating long-term analyses for interactions between the NTS and electricity market, by improving "economisation" of performed grid analyses in comparison to the traditional approach, which focuses on technical questions only. The other group of criteria concerns only implementation, and involves both evaluation of tool owner's experience, and actual successful implementations in grid companies, especially American and European TSOs.

Six detailed criteria (three for each group) used to review and evaluate computational tools are presented below. Those criteria were also used for simplified valuation of every tool regarding compliance with requirements:

- enabling modelling of transmission system operation and development in cooperation with the electricity market, by taking into account merit orders, capacity reserves and appropriate planning horizon
- performing marginal prices calculation (in nodes or possibly in areas)

No.	Name of the software	Modelling including the energy market	Marginal price calculation (for nodes or areas)	Ability to perform power flow calculations	Commercial availability	Vendor's experience in software sales	Tool utilisation by grid operators
1.	AURORAxmp	++	+++	++	+++	+++	++
2.	COMET	++	+++	++	+++	+++	+
3.	GridView	++	+++	+	+	++	+
4.	GTMax	+	+	0	+	+	+
5.	IPM	+	+	0	++	+	+
6.	IREMM	++	+	0	+	+	0
7.	NEMS/EMM	+	+	0	0	0	0
8.	PLEXOS	++	+++	++	+++	+++	++
9.	POM	+	+	0	0	0	0
10.	PowerWorld	0	+++	+++	+++	+++	++
11.	PowrSym	++	++	+	+++	+++	+++
12.	PROMOD IV	++	+++	++	+++	+++	+
13.	SCOPE	++	+++	++	++	+++	++
14.	UPLAN-NMP	++	++	++	++	++	+

Legend (evaluation against a criterion)

+++ – full compliance, ++ – good compliance, + – sufficient compliance, 0 – no compliance

Tab. 1. Review results and general evaluation of computational tools, source: own research based on collected materials

- ability to perform current distribution calculations in connection with distributing loads between generation units (in normal and emergency states, taking into account margins of safe operation of the power system) or possible cooperation with external tools performing such analyses
- tool being offered on commercial terms (also including ready databases of US or European power systems)
- experience of a potential tool vendor in sales of similar products (including delivery of software updates enhancing its analytical capabilities and organisation of seminars or conferences for sharing experience of users of the analytical tool)
- actual use of the tool by electrical utilities, including grid operators in North America, Europe and other continents.

3.2. General evaluation of analysed tools

Tab. 1 presents a result of general evaluation of 14 investigated analytical tools performed with criteria discussed above.

Out of the analysed tools GTMax, IPM, IREMM, NEMS/EMM and POM, only permit very generalised modelling of the power transmission system (grid representation), which could affect potential application areas for grid companies and long-term grid analyses. On the other hand, PowerWorld, for example, is a multi-function tool, essentially focused on technical grid analyses with a possibility to resolve optimal power flow problems and take into account generation capacity reserves.

The evaluation, presented briefly in Tab. 1, is general-level information. Only detailed analysis of the tools can yield more specific conclusions.

4. Conclusions from the comparative analysis and market review

4.1. Tool development

In most cases investigated tools (which may be considered sector-wide tools) have been available on the commercial market for quite a long time. This means that they had been created before deregulation of the energy sector started. At that time they met the requirements for the analytical tools needed by large, vertically integrated power utilities. Analytical needs of such utilities mainly focused on planning analyses concerning electricity generation subsystem and its extensions. This was mainly because the largest part of costs related to the energy value chain is placed in that very subsystem. Later, due to increased interest in sustainable development, environmental subjects also became focus areas, and the tools evolved in this direction.

Gradual deregulation and formation of increasingly competitive electricity markets, created a need to perform analyses of prospective market situation for energy generated by producers and specifying the value of generating assets.

Another incentive for adapting economic and market tools for current analysis came from expansion of renewable power generation and its integration with the power system. This issue revealed problems related to the transmission grid development not being fast enough in comparison with the growing requirements for generation capacity connection, especially in the case of wind

power. Determining costs related to connecting such sources suffered by the grid operators, as well as social costs of their development, became increasingly important.

Due to limited predictability of output of dynamically developed wind power generation, methods for addressing uncertainty in long-term analyses in the form of scenarios – as used before – are no longer sufficient. The significance of probabilistic methods in modelling operation of such sources is increasing, and this is already reflected by currently used computational algorithms.

4.2. Place and role of the transmission grid

A transmission system designed for providing electricity transmission services to the electricity market participants is gradually losing its optimal development capabilities in the times of deregulation and spontaneous development of renewable energy sources.

Construction of new power lines and new stations is now increasingly dictated by urgent connection needs instead of a necessity to construct a skeleton grid, optimised for reliability or minimising transmission losses. For this reason possibilities for transmission grid optimisation are decreasing, even in longer time periods, and subsequently there is less demand for analytical tools optimising such development. This opens more space for planning analyses for tools of simulation character.

Tools of this group are able to chronologically (e.g. throughout a full year, hour-by-hour) model technical relations between two areas and their economic results basing on a defined transmission grid configuration and determined generation portfolio. Thus parameters taken into account include variable values (prices) for grid nodes, which in some cases are incorrectly assigned to market areas. Correct determination of those prices requires defining cost factors related to: electricity generation, congestion and losses. This on the one hand encourages charging market participants with fees reflecting their actual role in the power system, and on the other provides correct signals for generation portfolio extensions, based on market criteria.

Assigning those signals to specific locations (nodes) provides not only indicative information mentioned above, but also cognitive information, by indicating distribution, location, reasons and values of created congestion costs. Reduction of such cost should be an essential element of the planning process under market conditions.

4.3. Power distribution optimisation

Determining distribution of load between power generation units, taking into account grid conditions and using the optimal power flow (OPF) method, is an important element of market analyses of a power system. The OPF method leads to rational (optimal) utilisation of available transmission capacities within the analysed power system. The obtained solution fits into imposed requirements, which often result from technical and also commercial considerations. But most importantly, a solution determined by such calculations fulfils the objective function defined in the optimisation task. This function is usually related to the cost of power system operation, i.e. cost of generation, transmission and distribution. Minimisation of this function therefore

allows fulfilling the statutory objective of a transmission system operator: of providing an electricity transmission system in as safe and low-cost way as possible. Convergence of this task and the OPF implementation rule fully justifies utilisation of this functionality in the process of development planning.

Application of the OPF method in the process of determining future states of a power system, including determining utilisation of power generation units, is fundamental. This problem is so crucial, because the way in which the transmission grid is utilised (loaded) determines future development needs. Thus the OPF method is an extension of the market load distribution between generating units, which takes into account grid restrictions [4].

Taking those observations into account, it needs to be stated that those analytical tools, which include functionalities of determining optimal power flow, both in normal steady state operation and under emergency conditions (e.g. n-1 or n-2), become particularly valuable for development planning. Unfortunately only some of the investigated software packages include such functionalities. This affects the scope of applications and quality of tools utilisation in analytical works for a TSO. Therefore it must be emphasised, that this issue was considered to be a major benefit when analytical capabilities of individual programmes were investigated.

4.4. Grid representation

The issue of taking into account the model of the grid whose development is analysed, as discussed in the previous section, is an essential part of the entire process. It also needs to be pointed out that due to historical reasons (original aim of a tool) or sometimes due to application considerations (lack of sufficient computing power) software used for analyses has only limited capabilities of modelling the transmission grid in the process of calculations.

In some types of software this issue has been partially resolved by the introduction of a simplified grid which only specifies selected connections, usually connections between the areas of a power system (sometimes also called market areas). In this case there is no real grid representation, but only a substitute, where technical parameters are limited to specification of permissible transmission capacity. This arrangement does not allow OPF type solutions, and only permits solving a relatively simplified system with no direct counterpart in a real-life system. Thus this solution does not comply with requirements of the power grid development process.

Owners of the software (often also its authors) have recognised this problem and its significance in current organisational structures of power industry, where transmission (operator's) activity has been separated from generation (and trading). Therefore new updates for computational tools have been proposed. Some programmes have been extended with interfaces which enable extracting obtained results of optimisation of load distribution between power generation units (without grid) and using them as input values for other (external) applications, which do have

a possibility to carry out calculations taking into account technical parameters of a physical power grid. This solution allows verifying the task of obtaining the best (from the objective function's point of view) result against grid limitations.

Yet it needs to be emphasised that separation of the simulation process into the "without grid" and "with grid" stages, amplifies connections forced by the layout of generating units (minimising generation costs), while not allowing full utilisation of existing infrastructure. This forces an operator to develop connections with regard to existing cheap generation units and increases disparity of power system development (generation-heavy and consumption-heavy areas), thus violating balanced development principles and threatening security of supply.

Except for those considerations, it should be noted that in the case of presented solutions one should acquire all software components required for full development analysis in order to perform comprehensive analysis.

4.5. Time representation

Review of available software also reveals that it is worth paying attention to different approaches to time function modelling. An approach to this issue is related to a tool's place within the planning process. Investigated tools may be divided into two groups, i.e. tools with continuous (chronological) simulation and tools simulating separate conditions (so-called *snap-shot* tools). In the former case analysis covers a certain time frame, with a time step resulting from input assumptions (usually one hour). Such analyses are very accurate and effective. Nevertheless to carry them out and obtain effective results appropriate input data is required. Result of the analysis and its quality will directly depend on the input quality. The other analysis formula is investigation of certain system conditions and generalisation of conclusions upon results obtained for such states. Within a planning perspective, individual conditions may yield a smaller error than the entire sequence (continuous analysis). Nevertheless a disadvantage of this approach is a difficulty related to translating selected states into effects within a wider time horizon (annual and longer). Also in such a case analysis is not continuous, so it is not possible to track cause-effect relations and development of a power system.

5. Conclusions

New conditions under which a power system operates, including progressive market development, force transmission system operators to change their attitude to long-term transmission grid development planning. In the new approach this process should no longer be limited to purely technical dimension, but it should primarily be based on economic and market-related issues. A changed scope of planning analyses requires adjustment of methodology, but also procurement and implementation of appropriate computational tools. Using those tools may not be limited to analyses within system development planning,

but must also extend to analyses of strategic character, including studies of demand-supply relations and market interactions. Those are new functionalities of a software tools used to support planning of transmission grid development.

REFERENCES

1. Przygodzki M., Modelowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej współpracującej ze źródłami rozproszonymi [*Modeling of the development of power systems working with distributed sources*], Gliwice 2011.
 2. Kocot H., Analiza i synteza rozwoju systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kosztów krańcowych [*Analysis and synthesis of the development of the power system with the use of marginal costs*], Gliwice 2012.
 3. Kwiatkowski M., Modele rynkowe i ich zastosowanie w sektorze elektroenergetycznym [*Market models and their use in the energy sector*], *Rynek Energii* 2010, No. 4 (89).
 4. Korab R., Optymalizacja operatorstwa przesyłowego w krajowym systemie elektroenergetycznym [*Optimisation of transmission system operation in polish power system*], Gliwice 2011.
-

Mieczysław Kwiatkowski

PSE Innowacje sp z o.o.

Dr Kwiatkowski was an expert at PSE Innowacje sp. z o.o. His work was focused on the issues of long-term development of the national power system, especially forecasting demand for electricity, determining sufficiency of a generation subsystem and planning transmission grid development. He had performed analyses concerning advisability and effectiveness of implementing new technical solutions at the TSO.

Maksymilian Przygodzki

PSE Innowacje sp z o.o. | Silesian University of Technology | PS&C

e-mail: Maksymilian.Przygodzki@polsl.pl

Lecturer at the Institute of Power Systems & Control, Silesian University of Technology and expert at PSE Innowacje sp. z o.o. His work focuses on issues of power grid operation, especially in long term periods, as well as distributed power generation.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 80–85. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Analiza narzędzi wspomagających planowanie rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych

Autorzy

Mieczysław Kwiatkowski
Maksymilian Przygodzki

Słowa kluczowe

sieć przesyłowa, planowanie rozwoju

Streszczenie

W artykule autorzy poddali dyskusji zmiany uwarunkowań funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz powiązanego z nim procesu planowania rozwoju krajowego systemu przesyłowego, skutkujące zwiększeniem znaczenia analiz o charakterze ekonomiczno-rynkowym. Opierając się na analizie metodyki i narzędzi obliczeniowych, oferowanych na zasadach komercyjnych, przedstawiono przesłanki kierunków modyfikacji metodyki planowania rozwoju w warunkach polskich.

1. Planowanie rozwoju sieci przesyłowej

1.1. Wstęp

Problematyka metodyki długoterminowego planowania rozwoju krajowego systemu przesyłowego (KSP) jest ściśle związana z rozwojem całego krajowego systemu elektroenergetycznego. Wynika to głównie z funkcji usługowej świadczonej przez KSP na rzecz uczestników rynku energii elektrycznej. Funkcja usługowa systemu przesyłowego przejawia się w dwóch zasadniczych zadaniach realizowanych przez ten system. Pierwsze z nich dotyczy zapewnienia infrastruktury technicznej, która umożliwi realizację transakcji handlowych pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej w ramach funkcjonowania łańcucha wartości tej energii, od momentu jej wytworzenia w źródłach wytwórczych aż do jej zużycia przez odbiorców końcowych. Drugie zasadnicze zadanie dotyczy utrzymania niezawodności pracy systemu przesyłowego w zakresie uzasadnionym ekonomicznie. Oba zadania są ściśle ze sobą związane oraz wzajemnie zależne. Infrastruktura techniczna systemu przesyłowego powinna zapewniać od strony ilościowej realizację transakcji zawieranych pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej, natomiast od strony jakościowej – niezawodność pracy tej infrastruktury. Realizacja obu tych zadań w warunkach polskich jest w gestii spółki PSE SA, wykonującej w kraju funkcję operatora systemu przesyłowego (OSP).

1.2. Uwarunkowania rozwoju

Przyjmując założenie, że energia elektryczna jest dobrem konsumpcyjnym, można liczyć się w kolejnych latach ze zwiększaniem wymagań ilościowych i jakościowych odnośnie dostaw tego dobra. Przy spełnianiu w przyszłości tych wymagań należy brać pod uwagę pewne specyficzne uwarunkowania związane z:

- dużą kapitałochłonnością elektroenergetyki jako gałęzi gospodarki o charakterze infrastrukturalnym
- problemami związanymi z rozbudową sieci przesyłowej zgodnie z potrzebami uczestników rynku energii elektrycznej, spowodowanymi narastającymi ograniczeniami lokalizacyjnymi nowych elementów infrastruktury przesyłowej

oraz zwiększającą się długością cykli inwestycyjnych.

Wymienione uwarunkowania mają charakter egzogeniczny w stosunku do możliwości decyzyjnych OSP w zakresie rozwoju infrastruktury przesyłowej. Dodatkowo w ostatnich latach pojawiły się kolejne uwarunkowania wpływające na możliwości realizacji przez system przesyłowy dwóch na wstępie postawionych zadań:

- szybki rozwój energetyki odnawialnej (głównie farm wiatrowych), który w dużej skali wpływa na zmianę geografii wytwarzania energii elektrycznej oraz na konieczność zapewnienia wyprowadzenia mocy elektrycznej z takich źródeł i dostarczenia jej do odbiorców końcowych
- systematyczne zaostrzenie ograniczeń w zakresie emisji zanieczyszczeń spowodowanych wytwarzaniem energii elektrycznej, dotyczące w pierwszej kolejności źródeł konwencjonalnych wykorzystujących paliwa węglowe, mogące skutkować w przypadku zdekapitalizowania się majątku brakiem odtworzeń w ogóle lub odtworzeniami w innych, niż dotychczas wykorzystywane, technologiach (np. gazowych, jądrowych)
- zwiększanie znaczenia problematyki rezerw systemowych oraz udziału w strukturze jednostek wytwórczych źródeł o bardziej elastycznych charakterystykach operacyjnych, jako odpowiedź na zwiększenie w systemie liczby źródeł wytwórczych o pracy stochastycznej, niepoddających się planowaniu
- zmiany przyzwyczajzeń odbiorców końcowych w zakresie użytkowania energii elektrycznej, wynikające z pojawiania się nowych kategorii odbiorników energii elektrycznej, możliwości autoprodukcji, czy też zmian w rytmie funkcjonowania jednostek i całych grup społecznych.

Na sposób realizacji przez OSP zadań w dziedzinie planowania rozwoju KSP szczególnie wpływ będzie miało również ograniczenie pola w zakresie kształtowania konfiguracji sieci przesyłowej. Są to efekty zwiększania się udziału rozwoju zdefiniowanego w całym rozwoju sieci przesyłowej, wynikające głównie z przyłączeń nowych źródeł wytwórczych (w tym OZE) oraz ewentualne dodatkowe wzmocnienia

systemu przesyłowego wynikające z realizacji tych przyłączeń.

Ograniczenie pola decyzyjnego w zakresie kierunków rozwoju systemu przesyłowego skutkuje tym, że jego rozwój staje coraz mniej optymalny, przez co osiągnięcie tych samych celów strategicznych może się okazać bardziej kosztowne.

1.3. Wymagania dla metodyki planowania

Uwarunkowania dotyczące zadań realizowanych przez KSP na rzecz uczestników rynku energii elektrycznej wymagają modyfikacji lub nawet zmiany podejścia do metodyki planowania rozwoju KSP [1]. Dotyczy to tak samo sfery planowania technicznego, jak i wzmocnienia sfery ekonomicznej i rynkowej tego planowania.

Sfera ekonomiczna powinna koncentrować się głównie na związaniu od strony ekonomicznej i rynkowej technicznych skutków wariantów rozwoju KSP w następującym zakresie [2]:

- określanie korzyści ekonomicznych i syntetycznych ich miar na poziomie systemowym, wynikających z realizacji poszczególnych wariantów rozwojowych (całego KSP lub kolejnych projektów inwestycyjnych)
 - określania wpływu wariantów rozwojowych KSP na rynkową cenę energii elektrycznej
 - wyznaczania ekonomicznych wskaźników węzłowych, np. kosztów (cen) krańcowych energii elektrycznej w węzłach sieci przesyłowej.
- Ostatni z przytoczonych elementów efektów ekonomiczno-rynkowych rozwoju KSP ma szczególne znaczenie dla:
- poszukiwania w długim horyzoncie czasu instrumentów o charakterze rynkowym, pozwalających na kształtowanie zachęt inwestycyjnych do budowy nowych mocy wytwórczych
 - racjonalizacji opłat przesyłowych, ponoszonych przez uczestników rynku energii elektrycznej, w celu ich dostosowania do rzeczywistych kosztów dostarczania energii elektrycznej do danego punktu sieciowego
 - skutków obszarowych i regionalnych realizacji nowych projektów inwestycyjnych w zakresie rozwoju sieci przesyłowej.

Wynikające z nowych uwarunkowań postulowane rozszerzenie metodyki planowania rozwoju KSP w obszarze ekonomiczno-rynkowym może być realizowane dwoma podstawowymi ścieżkami. Pierwsza z nich, może zakładać opracowanie na potrzeby OSP nowej metodyki we własnym krajowym zakresie, wykonanie na jej podstawie stosownego narzędzia analitycznego oraz jego wdrożenie.

Drużga z alternatywnych ścieżek rozwoju metodycznego polega na implementacji w warunkach krajowych gotowego oprogramowania pozyskanego z zagranicy na warunkach komercyjnych, łącznie z ewentualną jego adaptacją do specyficznych potrzeb PSE SA.

Obie z wymienionych ścieżek mają swoje strony pozytywne i negatywne. Koncentrując się na drugim z opisanych, rozwiązaniu do pozytywów należą:

- krótszy okres implementacyjny metodyki przy oczekiwanych niższych kosztach całego przedsięwzięcia
- możliwość wdrożenia metodyki i narzędzia sprawdzonego już w innych zagranicznych operatorów sieciowych, mających zbliżone do PSE SA uwarunkowania funkcjonowania
- możliwość pozyskania rozwiązań metodycznych i informatycznych niestosowanych do tej pory w warunkach krajowych.

Do podstawowych negatywów tej ścieżki należy możliwość adaptacji narzędzia, które w niewystarczającym stopniu odwzoruje specyfikę KSP i krajowego rynku energii elektrycznej. Ryzyko negatywnych efektów implementacji metodyki zagranicznej można częściowo ograniczyć poprzez włączenie w przedsięwzięcie prac o charakterze adaptacyjnym. Należy jednak również pamiętać o tym, że dziedzina planowania długoterminowego rozwoju sektora elektroenergetycznego, z racji długiego horyzontu wykonywanych analiz, co do zasady zakłada stosowanie uproszczeń w odwzorowaniu systemu elektroenergetycznego oraz rynku energii elektrycznej. Są one dopuszczalne do takiego momentu, gdy błąd przez nie generowany ma wagę o rząd wielkości niższą od innych założeń czy scenariuszy wykorzystanych na wejściu do tego typu analiz.

2. Narzędzia komercyjne wspomagające planowanie rozwoju

2.1. Uwagi ogólne

Wykonanie i wdrożenie zaawansowanego oprogramowania wymaga przygotowanego do tego zadania sztabu specjalistów, a także odpowiednich nakładów finansowych. Doświadczenia zagraniczne wskazują, że takiego zadania podejmują się z reguły duże firmy doradcze o ustalonej pozycji rynkowej lub zespoły specjalistów wyłonionych ze środowiska akademickiego w celu prowadzenia działalności gospodarczej. W obu przypadkach niezbędnym warunkiem jest dostęp do zaawansowanych technik matematyczno-informatycznych. Firmy doradcze posiadające oprogramowanie analityczne bardziej nastawiają się na świadczenie własnych usług, podczas gdy firmy drugiego typu definiują swój główny nurt biznesowy jako sprzedaż licencji na użytkowanie oprogramowania analitycznego oraz świadczenie usług towarzyszących jego wdrożeniu. Usługi te mogą dotyczyć dostosowania oprogramowania do

specyficznych potrzeb pojedynczego klienta, dostarczania zaktualizowanych wersji oprogramowania, cechujących się większymi możliwościami analitycznymi oraz organizowania szkoleń i seminariów dla obecnych użytkowników oprogramowania, pozwalających na wymianę doświadczeń eksploatacyjnych i doskonalenie umiejętności posługiwania się tym oprogramowaniem.

Może również być i tak, że oprogramowanie analityczne zostanie wykonywane przez firmę konsultingową lub doradcą na potrzeby konkretnego podmiotu i przechodzi ono na jego własność. Z reguły dotyczy to zamówień państwowych, związanych z wyposażeniem w oprogramowanie różnego rodzaju agend rządowych.

Komercyjne oprogramowanie analityczne, wykorzystywane na potrzeby sektora elektroenergetycznego, z reguły cechuje się dużą elastycznością z punktu widzenia możliwości jego zastosowań. To samo oprogramowanie, poza firmą doradcą, może być z powodzeniem wykorzystywane przez grupy energetyczne, przedsiębiorstwa wytwórcze, przedsiębiorstwa sieciowe, firmy zajmujące się obrotem energią elektryczną, inwestorów planujących inwestycje lub akwizycje w tym sektorze. Zagadnienia związane z perspektywami rozwojowymi sektora elektroenergetycznego dla wszystkich z tych przedsiębiorstw mają duże znaczenie, gdyż wyniki analiz mogą być wykorzystywane do podejmowania decyzji potencjalnie związanych z angażowaniem dużych środków kapitałowych. Inną grupę użytkowników tych narzędzi stanowią urzędy regulacyjne oraz wykonawca administracja państwowa. Ta grupa z kolei jest zainteresowana m.in. badaniem skutków wpływu zróżnicowanych czynników zewnętrznych na dalsze funkcjonowanie sektora oraz siły rynkowej poszczególnych przedsiębiorstw elektroenergetycznych.

Można stwierdzić, że w dużej mierze zastosowanie danego narzędzia analitycznego zależy od sposobu skonfigurowania przypadku obliczeniowego. Dla potrzeb przedsiębiorstwa sieciowego ceną właściwością jest możliwość odwzorowania sieci przesyłowej. Może to być wykonane w podobny sposób, jak przy obliczeniach rozplądowych (stało- lub zmiennoprądowych) lub w sposób uproszczony, poprzez zdefiniowanie obszarów rynkowych oraz powiązań sieciowych pomiędzy nimi (nie odwzorowuje to jednak rzeczywistej sieci i jej wpływu na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego). Dodatkowo, istotnym elementem na potrzeby analiz sieciowych, jest określanie kosztów krańcowych energii elektrycznej w węzłach sieci przesyłowej lub dla obszarów rynkowych. Umożliwia to dokonanie przejścia do określenia taryf przesyłowych w węzłach sieci lub dla obszarów rynkowych, a także w przypadku bardziej zaawansowanych rynków energii elektrycznej, stosowanie pochodnych instrumentów rynkowych (np. praw do uzyskania dochodu przy ograniczeniach przesyłowych – CRR lub finansowych praw do przesyłu – FTR).

Ważnym elementem – z analitycznego punktu widzenia – jest również sposób odwzorowania podsystemu wytwarzania energii elektrycznej, który powinien być dostosowany do jego lokalnej specyfiki, co w polskim przypadku oznacza przede

wszystkim precyzyjne odwzorowanie pracy źródeł ciepłych konwencjonalnych. Spośród źródeł odnawialnych największe znaczenie ma odwzorowanie źródeł wiatrowych.

Przy interpretacji wyników obliczeń ważne jest, aby narzędzie było wyposażone w zaawansowany interfejs graficzny użytkownika (GUI), ułatwiający interpretację tych wyników w postaci wizualnej (np. map gęstości). Ma to duże znaczenie szczególnie w przypadku wielowariantowych obliczeń sieciowych.

2.2. Analizowane narzędzia

Opisane w rozdziale 1.3 cechy charakterystyczne, będące częścią rozpatrywanych wymagań istotnych w procesie planowania rozwoju, stały się podstawą do identyfikacji zbioru narzędzi najlepiej spełniających postawione wymagania. Jako źródła informacji o narzędziach, potencjalnie będących w zakresie zainteresowania, wykorzystano:

- informacje pochodzące od europejskich OSP w sprawie stosowanej metodyki długoterminowego planowania rozwoju sieci przesyłowej oraz wykorzystywanych w tym procesie narzędzi z elementami ekonomiczno-rynkowymi
- publikacje branżowe (krajowe i zagraniczne) dotyczące tematyki planowania długoterminowego
- materiały źródłowe, prezentowane na międzynarodowych konferencjach branżowych organizowanych m.in. przez UCTE, ENTSO-E, Eurelectric i CIGRE
- informacje o charakterze publicznym, pozyskane ze stron internetowych właścicieli narzędzi analitycznych
- kontakty robocze z właścicielami poszczególnych narzędzi.

W wyniku przeprowadzonej inwentaryzacji narzędzi wybrano 14 modeli komputerowych, dla których przygotowano oceny syntetyczne. Wśród analizowanych modeli uwzględniono programy (w kolejności alfabetycznej): AURORAxmp, COMET, GridView, GTMax, IPM, IREMM, NEMS/EMM, PLEXOS, POM, PowerWorld Simulator, PowrSym, PROMOD IV, SCOPE, UPLAN-NMP.

Narzędzia te pochodzą spoza rynku europejskiego. Niemniej jednak nie oznacza to, że nie są one wykorzystywane w krajach europejskich. W publikacji [3] przedstawiono wyniki analiz wykonanych dla przydatności narzędzi opracowanych w krajach europejskich.

3. Wynik analizy narzędzi obliczeniowych

3.1. Kryteria analizy

Ogólną analizę narzędzi obliczeniowych wspomagających proces planowania rozwoju wykonano pod kątem dwóch zasadniczych grup kryteriów. Pierwsza grupa dotyczy stopnia spełnienia specyficznych potrzeb OSP pod kątem wykonywania długoterminowych analiz na styku KSP i rynku energii elektrycznej, przez podniesienie stopnia „ekonomizacji” wykonywanych analiz sieciowych, w odniesieniu do tradycyjnego podejścia, polegającego na koncentracji analiz wyłącznie na zagadnieniach technicznych. Drugi obszar kryteriów ma charakter ściśle implementacyjny i wiąże się zarówno z oceną doświadczenia własnego właściciela narzędzia w dziedzinie implementacyjnej, jak i z realnymi

sukcesami na polu jego wdrożenia w przedsięwzięciach sieciowych, w szczególności amerykańskich i europejskich operatorów systemów przesyłowych.

Poniżej przedstawiono sześć szczegółowych kryteriów (po trzy dla każdego z opisanych obszarów), według których przeprowadzono rozpoznanie i ocenę narzędzi obliczeniowych. Prezentowane kryteria posłużyły również do uproszczonego wartościowania każdego z tych narzędzi pod kątem spełnienia wymagań:

- umożliwienie modelowania funkcjonowania i rozwoju systemu przesyłowego w powiązaniu z rynkiem energii elektrycznej, poprzez uwzględnienie rynkowego rozdziału obciążeń na jednostki wytwórcze, rezerw mocy oraz odpowiedniego horyzontu planistycznego
- wykonywanie obliczeń cen krańcowych (węzłowych lub ewentualnie obszarowych)
- możliwość wykonywania obliczeń rozpryływowych w powiązaniu z rozdziałem obciążeń na jednostki wytwórcze (w tym w stanach normalnych i w stanach awaryjnych, uwzględniając margines bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego) lub ewentualnie możliwości współpracy z zewnętrznymi narzędziami wykonującymi takie analizy
- oferowanie narzędzia na zasadach komercyjnych (w tym z gotowymi bazami danych, odwzorowującymi systemy elektroenergetyczne USA lub Europy)
- doświadczenie potencjalnego dostawcy narzędzia w zakresie sprzedaży podobnych produktów (prowadzi m.in. bieżącą aktualizację oprogramowania zwiększającą jego możliwości analityczne oraz

organizuje seminaria i konferencje dotyczące doświadczeń z użytkowania narzędzia analitycznego)

- wykorzystywanie narzędzia przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne, w tym przez operatorów sieciowych w Ameryce Północnej, Europie i na innych kontynentach.

3.2. Ogólna ocena analizowanych narzędzi

W tab. 1 przedstawiono uzyskany z uwzględnieniem powyższych kryteriów wynik ogólnego wartościowania, branych pod uwagę 14 narzędzi analitycznych.

Spośród analizowanych narzędzi, takie jak: GTMax, IPM, IREMM, NEMS/EMM oraz POM, dysponują bardzo uogólnionym sposobem opisu podsystemu przesyłu energii elektrycznej (odwzorowanie sieci), wpływającym na możliwy zakres zastosowania w przedsiębiorstwach przesyłowych na potrzeby długoterminowych analiz sieciowych. Dla odmiany, przykładowo program PowerWorld jest narzędziem wielofunkcyjnym, koncentrującym się zasadniczo na technicznych analizach sieciowych z możliwością rozwiązywania optymalnego rozprywu mocy i uwzględnienia rezerw wytwórczych.

Ocena, przedstawiona skróto w tab. 1, ma ogólny charakter informacyjny. Dopiero ze szczegółowej analizy narzędzi płyną wnioski o szerszym charakterze.

4. Przesłanki wynikające z analizy porównawczej i rozpoznania rynku

4.1. Rozwój narzędzi

W większości badane narzędzia (można je uznać jako narzędzia o zakresie sektorowym)

stosunkowo długo są już obecne na rynku komercyjnym. Powstały więc one jeszcze przed rozpoczęciem deregulacji sektora elektroenergetycznego. Odpowiadały wówczas na potrzeby stawiane narzędziom analitycznym dla dużych, zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Potrzeby analityczne tych przedsiębiorstw kładły głównie nacisk na analizy planistyczne, dotyczące podsystemu wytwarzania energii elektrycznej i jego rozbudowy. Było to głównie motywowane tym, że największa część kosztów związanych z łańcuchem wartości energii elektrycznej jest zlokalizowana właśnie w tym podsystemie. Z czasem wobec rosnącego zainteresowania zrównoważonym rozwojem coraz większe zainteresowanie dotyczyło tematyki ekologicznej, co spowodowało ewolucję tych narzędzi właśnie w tym kierunku.

Stopniowa deregulacja oraz kształtowanie się coraz bardziej konkurencyjnych rynków energii elektrycznej, wywołały potrzebę wykonywania analiz dotyczących określania perspektyw lokowania energii elektrycznej, wytworzonej przez producentów na rynku oraz określania wartości aktywów wytwórczych.

Kolejnym impulsem do dostosowywania narzędzi o charakterze ekonomiczno-rynkowym do bieżących potrzeb analitycznych była ekspansja energetyki odnawialnej i jej integracja z systemem elektroenergetycznym. Przy tej okazji szczególnie uwydatniły się problemy związane z nienadążaniem rozwoju sieci przesyłowej za potrzebami przyłączeniowymi źródeł wytwórczych, a zwłaszcza źródeł wiatrowych. Coraz większego znaczenia zaczęło nabierać określenie kosztów ponoszonych przez operatorów sieciowych związane z przyłączeniem tych źródeł, a także kosztów społecznych ich rozwoju.

Wobec ograniczonej przewidywalności pracy dynamicznie rozwijanych źródeł wiatrowych dotychczasowe sposoby uwzględniania niepewności w długich horyzontach czasowych w postaci scenariuszy okazują się niewystarczające. Stale wzrasta znaczenie metod probabilistycznych w odwzorowywaniu pracy tych źródeł, co ma już odbicie w stosowanych algorytmach obliczeniowych.

4.2. Miejsce i rola sieci przesyłowej

System przesyłowy zaprojektowany do świadczenia uczestnikom rynku energii elektrycznej usług w zakresie przesyłu, w okresie deregulacji i spontanicznego rozwoju źródeł odnawialnych, coraz bardziej traci swoje możliwości optymalnego rozwoju.

Budowa nowych linii oraz nowych stacji elektroenergetycznych jest w coraz większym stopniu podyktowana doraźnymi potrzebami przyłączeniowymi, a nie koniecznością budowy sieci szkieletowej, zoptymalizowanej pod kątem niezawodności oraz pod kątem np. minimalizacji strat przesyłowych. Z tego względu obserwuje się proces kurczenia obszaru optymalizacji rozwoju sieci przesyłowej nawet w długim okresie czasowym oraz mniejsze zapotrzebowanie na narzędzia analityczne optymalizujące ten rozwój. Skutkiem tego zwiększa się pole do analiz planistycznych dla narzędzi o charakterze symulacyjnym.

Narzędzia tej grupy w oparciu o zdefiniowaną konfigurację sieci przesyłowej

L.p.	Nazwa programu	Modelowanie systemu w powiązaniu z rynkiem energii elektrycznej	Obliczenia cen krańcowych (węzłowych lub obszarowych)	Możliwość wykonywania obliczeń rozpryływowych	Dostępność komercyjna	Doświadczenie dostawcy w sprzedaży oprogramowania	Wykorzystanie narzędzia przez operatorów sieciowych
1.	AURORAxmp	++	+++	++	+++	+++	++
2.	COMET	++	+++	++	+++	+++	+
3.	GridView	++	+++	+	+	++	+
4.	GTMax	+	+	0	+	+	+
5.	IPM	+	+	0	++	+	+
6.	IREMM	++	+	0	+	+	0
7.	NEMS/EMM	+	+	0	0	0	0
8.	PLEXOS	++	+++	++	+++	+++	++
9.	POM	+	+	0	0	0	0
10.	PowerWorld	0	+++	+++	+++	+++	++
11.	PowrSym	++	++	+	+++	+++	+++
12.	PROMOD IV	++	+++	++	+++	+++	+
13.	SCOPE	++	+++	++	++	+++	++
14.	UPLAN-NMP	++	++	++	++	++	+

Objaśnienia (ocena względem kryterium):

+++ – spełnia w pełni, ++ – spełnia dobrze, + – spełnia dostatecznie, 0 – nie spełnia

Tab. 1. Wyniki analizy i ogólna ocena narzędzi obliczeniowych, źródło: opracowanie własne na podstawie zgromadzonych materiałów

i zdeteterminowany skład źródeł wytwórczych są w stanie w sposób chronologiczny (np. cały rok godziną po godzinie) odwzorować relacje techniczne pomiędzy tymi dwoma obszarami i ich skutki rynkowo-ekonomiczne. Stąd uwzględnia się między innymi wskaźniki (ceny) węzłowe, w niektórych przypadkach mylnie przypisywane wyłączenie obszarom rynkowym. Prawidłowe określenie wartości tych cen wymaga określenia składników kosztowych związanych z: produkcją energii elektrycznej, kosztami ograniczeń przesyłowych oraz kosztami strat. Daje to impuls z jednej strony do taryfowania uczestników rynku energii elektrycznej zgodnie z ich rzeczywistą rolą w systemie elektroenergetycznym, z drugiej zaś strony daje prawidłowe sygnały o rozbudowie bazy wytwórczej oparte na kryteriach rynkowych.

Przypisanie tych sygnałów konkretnym lokalizacjom (węzłom) ma – poza wspomnianym powyżej celem intrykatywnym – charakter poznawczy, wskazując rozkład, lokalizację, przyczyny i wartość powstawania kosztów ograniczeń. Redukcja tych kosztów powinna być zasadniczym elementem procesu planowania w warunkach rynkowych.

4.3. Optymalizacja rozpiętości mocy

Ważnym elementem analiz rynkowych w zakresie systemu przesyłowego, jest określenie rozdziału obciążeń jednostek wytwórczych energii elektrycznej przy uwzględnieniu uwarunkowań sieciowych metodą optymalnego rozpiętości mocy (OPF). Metoda OPF pozwala na jak najlepsze (optymalne) wykorzystanie istniejących zdolności przesyłowych w analizowanym systemie elektroenergetycznym. Uzyskane rozwiązanie spełnia przy tym narzucone ograniczenia, wynikające często ze względów technicznych, a także handlowych. Przede wszystkim zaś wyznaczone w ramach obliczeń rozwiązanie spełnia sformułowaną w zadaniu optymalizacyjnym funkcję celu. Funkcja ta zwykle jest związana z kosztami działania systemu elektroenergetycznego, a więc kosztami wytworzenia, przesyłu i dystrybucji. Minimalizacja tej funkcji, spełnia więc postawione przed operatorem systemu przesyłowego, statutowe zadanie świadczenia usługi przesyłu energii elektrycznej w sposób bezpieczny i po możliwie najniższych kosztach. Zbieżność tego zadania z zasadą realizacji OPF w pełni uzasadnia wykorzystanie tej funkcji w ramach planowania rozwoju.

Wykorzystanie metody OPF w wyznaczaniu przyszłych stanów systemu elektroenergetycznego, w tym w określaniu wykorzystania jednostek wytwórczych, ma podstawowe znaczenie. Waga tego problemu wynika stąd, iż sposób wykorzystania (obciążania się) sieci przesyłowej wyznacza potrzeby rozwojowe. Metoda OPF jest zatem rozwinięciem metody rynkowego rozdziału obciążeń na jednostki wytwórcze o uwzględnienie ograniczeń sieciowych [4].

Uwzględniając powyższe spostrzeżenia należy zauważyć, że szczególnego znaczenia dla potrzeb planowania rozwoju nabierają zatem te narzędzia analityczne, które posiadają w swoich funkcjach możliwość określenia optymalnego rozpiętości

zarówno w stanach pracy ustalonej, jak i w stanach awaryjnych (np. n-1 czy n-2). Niestety, tylko część badanych programów posiada takie możliwości. Tym samym wpływa to na zakres zastosowań i sposób jakości wykorzystania w pracach analitycznych na potrzeby OSP. Należy zatem podkreślić, że przeprowadzając rozpoznanie możliwości analitycznych badanych programów komputerowych, powyższy fakt postawiono jako jeden z bardzo ważnych atutów poszczególnych aplikacji.

4.4. Odwzorowanie sieci

Podniesiony w poprzednim punkcie, problem uwzględniania sieci – będącej przedmiotem badań – w analizach rozwojowych sieci jest kluczowym elementem całego procesu. Należy również zauważyć, że niekiedy ze względów historycznych (pierwotne przeznaczenie narzędzia), a niekiedy aplikacyjnych (brak wystarczających możliwości obliczeniowych) stosowane programy komputerowe mają ograniczone możliwości odwzorowania sieci przesyłowej w obliczeniach.

Kwestia ta została w niektórych programach rozwiązana połowicznie, tj. wprowadzono uproszczoną sieć, która określa jedynie wybrane połączenia, dotyczące zwykle powiązań pomiędzy obszarami systemu elektroenergetycznego (zwanymi czasem też obszarami rynkowymi). W tym przypadku nie występuje rzeczywista reprezentacja sieci, a jedynie jej namiastka, w której parametry techniczne ograniczone zostają do określenia dopuszczalnej zdolności przesyłowej. W takim układzie nie można mówić o rozwiązaniu w kategorii OPF, a jedynie o uzyskiwaniu rozwiązania na miarę uproszczonego układu, bez możliwości znalezienia jego odpowiednika w systemie rzeczywistym. Nie spełnia to zatem postulatów rozwoju sieci przesyłowej.

Właściciele oprogramowania (często również jego autorzy) dostrzegli nakreślony powyżej problem oraz jego wagę w obecnych strukturach organizacyjnych funkcjonowania elektroenergetyki, gdzie rozdzieleniu uległa działalność przesyłowa (operatorska) i wytwórcza (oraz handlowa). W związku z tym zaproponowano kolejną wersję modyfikacyjną narzędzi obliczeniowych. W niektórych programach dodano interfejsy, które umożliwiają wyprowadzenie uzyskanych wyników optymalizacji rozdziału obciążeń na jednostki wytwórcze (bez sieci) i użycie ich jako wielkości wejściowych do innych (zewnętrznych) aplikacji, posiadających możliwość realizacji obliczeń z wykorzystaniem technicznych parametrów fizycznej sieci elektroenergetycznej. Rozwiązanie to pozwala na zweryfikowanie zadania uzyskania najlepszego (z uwagi na funkcję celu) wyniku przy zweryfikowaniu ograniczeń sieciowych.

Należy jednak podkreślić, że uzyskany w tym przypadku rozdział procesu obliczeniowego na etap „bez sieci” oraz „z siecią” daje w wyniku wzmocnienie połączeń wymuszone układem jednostek wytwórczych (minimalizacją kosztów wytworzenia), nie dając możliwości pełnego wykorzystania istniejącej infrastruktury. Zmusza to operatora do rozwijania połączeń

względem istniejących tanich jednostek zwiększa dysproporcje rozwoju systemu elektroenergetycznego (obszary generacyjne i odbiorcze), nadwyrażając zasady równomiernego rozwoju i bezpieczeństwa pokrycia zapotrzebowania.

Poza powyższymi względami należy zauważyć, że w przypadku przedstawionych rozwiązań należy, w celu realizacji pełnego procesu analitycznego, zaopatrzyć się we wszystkie programy składowe wymagane do przeprowadzenia pełnych obliczeń rozwojowych.

4.5. Odwzorowanie czasu

W efekcie przeprowadzonych dotychczas analiz dostępnych programów warto również zwrócić uwagę na kwestie sposobu modelowania funkcji czasu. Podejście do tego problemu jest powiązane z miejscem narzędzia w procesie planowania.

Badane narzędzia można podzielić na dwie grupy, tj. narzędzia z symulacją w trybie ciągłym (chronologiczną) oraz narzędzia z symulacją w formie pojedynczych stanów (tzw. *snap-shot*). W pierwszym przypadku analiza dotyczy określonego odcinka czasu, przy uwzględnieniu kroku analizy wynikającego ze wstępnie przyjętych wytycznych (zwykle jedna godzina). Analizy te są bardzo dokładne i efektywne. Niemniej jednak dla ich realizacji i uzyskania efektywnych wyników niezbędne jest posiadanie danych wejściowych. Od jakości tych danych będzie bowiem zależał wynik analizy i jego jakość. Druga formuła realizacji analizy to badanie określonych stanów pracy systemu i uogólnienie wniosków na bazie wyników uzyskanych dla tych stanów. W perspektywie planistycznej przyjęcie pojedynczych stanów może wносить mniejszy błąd, niż przyjęcie całej sekwencji (analiza ciągła). Niemniej jednak wadą tego rozwiązania jest trudność przełożenia wybranych stanów na efekty o szerszym horyzoncie czasu (roczne, wieloletnie). Również w tym przypadku brak jest ciągłości analizy, a więc badania ciągów przyczynowo-skutkowych potrzeb i rozwoju systemu elektroenergetycznego.

5. Wnioski

Nowe uwarunkowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym postępujące urynkowienie, wymagają od operatorów systemów przesyłowych zmiany podejścia do procesu długoterminowego planowania rozwoju sieci przesyłowej. W nowym podejściu proces ten nie powinien być utożsamiany wyłącznie z wymiarem technicznym, ale w pierwszej kolejności powinien bazować na zagadnieniach ekonomiczno-rynkowych. Zmiana zakresu analiz planistycznych wymaga korekt metodycznych oraz pozyskania i implementacji stosownych narzędzi obliczeniowych. Wykorzystanie tych narzędzi nie może być ograniczone tylko do analiz w ramach opracowywania planów rozwoju systemu, ale również do analiz o charakterze strategicznym, w tym do analiz relacji popytowo-podażowych i oddziaływań rynkowych. Są to nowe właściwości narzędzi obliczeniowych, wspomagających proces planowania rozwoju sieci przesyłowej.

Bibliografia

1. Przygodzki M., Modelowanie rozwoju sieci elektroenergetycznej współpracującej ze źródłami rozproszonymi, Gliwice 2011.
2. Kocot H., Analiza i synteza rozwoju systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem kosztów krańcowych, Gliwice 2012.
3. Kwiatkowski M., Modele rynkowe i ich zastosowanie w sektorze elektroenergetycznym, *Rynek Energii* 2010, nr 4 (89).
4. Korab R., Optymalizacja operatorstwa przesyłowego w krajowym systemie elektroenergetycznym, Gliwice 2011.

Mieczysław Kwiatkowski

dr inż.

PSE Innowacje sp z o.o.

Był ekspertem w PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmował się problematyką długoterminowego rozwoju KSE, w tym w szczególności metodyką prognozowania popytu na energię elektryczną, określania wystarczalności podsystemu wytwórczego oraz planowania rozwoju elektroenergetycznej sieci przesyłowej. Wykonywał analizy dot. celowości i efektywności wdrażania nowych rozwiązań technologicznych na potrzeby OSP.

Maksymilian Przygodzki

dr hab. inż.

PSE Innowacje sp z o.o. | Politechnika Śląska | IEiSU

e-mail: Maksymilian.Przygodzki@polsl.pl

Adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, ekspert w firmie PSE Innowacje sp. z o.o. Zajmuje się zagadnieniami związanymi z pracą sieci elektroenergetycznej, w szczególności w horyzoncie długoterminowym, oraz zagadnieniami związanymi z energetyką rozproszoną.