

NEWS

OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

PHYSICO-MATHEMATICAL SERIES

ISSN 1991-346X

<https://doi.org/10.32014/2020.2518-1726.46>

Volume 3, Number 331 (2020), 135 – 141

УДК 528, 681.5.01, 621.316

МРПТИ: 20.23.27; 27.37.17; 44.29.29

D.V. Panyukova¹, A.B. Kairanbayeva², G.B. Nurpeissova³, K.V. Panyukov⁴¹The Satbaev University, Almaty, Kazakhstan;²Institute of the Ionosphere, National Center for Space Research and Technology, Almaty, Kazakhstan;³The Caspian University, Almaty, Kazakhstan;⁴The ITMO University, Saint Petersburg, Russia.

E-mail: kairanbaeva_a@mail.ru; haleth@mail.ru; kerey97@mail.ru; dartm1994@gmail.com

SMART GRIDS WITH GIS TECHNOLOGY

Abstract. Nowadays republican grid in Kazakhstan is regulated to have automated electric power accounting system for every energy supplying entity. However, with wide implementation of units on renewable energy sources (RES), especially in private sector, such measures will not be enough. World scientific community propose a number of methods to modernize grids on national or regional level. One of them is to transit from AC power transmission system to DC power transmission system. It leads to easier connection of plant on RES to the grid and cost-effectiveness in power transmission per each kilometer. Other modern approach is real-time digital simulation. Such simulation gives information on grid's functioning after emergency switching to plan all necessary balancing measures. Next modernization step is in use of phasor measurement units in real-time monitoring for each element of the grid. All of previously specified methods can be developed into GIS on electric power supplement, consumption and transmission. A decentralization on the GIS basis can be implemented to the grid to minimize control delay for the whole system. Authors propose an optimization task for decentralized smart grid on the GIS basis. Such approach allows minimizing reaction time on emergency and power balancing. In addition, it gives opportunity for proper planning of future power construction.

Key words: smart grid, GIS, decentralization, optimization task, real-time digital simulation, HVDC.

Introduction. The Kegoc as a main regulatory authority in the Kazakhstan stated that every power supplying organizations have to implement automated electric power accounting system before connecting to the grid [1]. It became obligatory as a main instrument to support real-time capacity balancing in the electricity market. To the date, such balancing is a difficult but feasible task, as most power generating facilities operate at the republican or regional level and are stations on traditional fuel or HPP (plants with high production predictivity). Kazakhstan government wants to support the worldwide ecological trend to switch at least partly power production in the republic to renewable energy sources (RES). While with the active implementation of generating stations on RES, the issue of balancing the energy market is becoming more and more complicated by the stochastic nature of their production. Even greater difficulties will arise if plants on RES will be mostly low-powered and privately owned [2]. So, new modernization approaches should be considered.

Smart grid approaches. In the world, a number of approaches for modernization of state-scale energy systems are proposed. One of them is the transition from AC transmission systems to DC transmission systems [3-5]. Such transition allows connecting sources on RES with minimal complex of converting equipment. While now a small private power system with RES plants and accumulators has to include inverters to convert power into AC form before supplying it into a central grid. Furthermore, high-voltage DC power transmission systems (HVDC) transmit electric power over long distances with less cost and loss than AC transmission lines. The difference in transmission cost makes possible even extra continental connection of the grids. Transmission so long could provide a possibility to balance stations on

RES by themselves with a change of weather worldwide. Another advantage is in absents of phases. It gives the ability to connect national grids with different nominal frequencies. Also opens a possibility for power producers and consumers work in one grid without first balancing them by phase. The main difficulty in implementing such transmission systems is the high cost of DC-to-AC conversion equipment. This requires significant capital costs. Especially with the widespread use of AC networks in our republic and in many other countries of the world. However with development of the technology equipment price is dropping.

For both DC and AC networks, real-time simulation systems (RTDS) become the primary control tool [6-8] as time of reaction is becoming crucial in proper dispatching of a grid. Such systems are actively implemented in emergency automation, frequency and voltage control of generation units, power electronic's management, power dispatching and grid's real-time and systematic management systems. RTDS allow real-time assessment of the consequences after connection or emergency shutdown of one of the phases. Real-time simulation lies at the heart of the optimal decision on balancing a power system at different levels. Large-scale real-time digital simulators or LSRTDS provide an opportunity to investigate even the launch of district-scale networks from a fully de-energized state. At the same time by LSRTDS technique one tool by 0-3 kHz frequency is sufficient for observation of a grid's operation in the whole spectrum of frequencies.

One of monitoring tools for emergency automation is Phasor Measurement Unit (PMU) [8-10]. These units send real-time information about the state of power objects to data hubs for use in grid's control centers. The information from PMUs can be obtained in two ways. By one way, the PMU is physically connected through current and voltage amplifiers to controlled points of a power grid. In second case, the values are obtained from the special interface boards. Anyhow the information consist not only electric parameters, but also their synchronization to exact time code. The obtained data can be used to monitor and visualize the state of the power network in real time and simulate the behavior of the network by RTDS in case of possible outages or connections. Besides RTDS, PMUs are increasingly implemented to the emergency automation equipment. The difficulties of implementing PMU are in the novelty of technology, which means that the principle of work is proprietary and the level of standardization is still low.

Decentralized smart grids. The previously described technologies can also be used in the classic centralized power grid, which remains relevant in the case of large government and corporate power generating stations. While the widespread implementation of RES plants leads to a large number of potential suppliers of electricity from the private sector. Moreover, the probabilistic nature of such plants' generation increases the probability of critical delays in decision-making even for real-time monitoring systems in centralized dispatching. Therefore, in parallel with the modernization of monitoring and modelling systems, the scientific community propose to use the principles of grid's decentralization [11, 12]. Beside shorter period of the reaction, decentralization increases the robustness of the system as the controlling functions are not tied only to the dispatching center but are parceled out to the spot. Such control distribution ensures proper functionality in a grid even with communication failure between dispatching center and end units of the grids.

While in centralized system all controlling and balancing is provided in republican or regional centers in decentralized grids such problems are solved on the spot. Only if there is some power undersupply or surplus the local grid requests balancing from the dispatching center above. However, it become actual only with wide implementation of small power plants near private costumers to minimize transmission loss of the energy.

Biggest challenge for decentralization is in proper dispatching while it is irrational to have human dispatcher at the smallest units of the grid. Hence dispatching should be provided automatically. At the same time, automation of any entity demands proper mathematical description of it's functioning that is economically impractical.

The authors propose to use Holon method for decentralization of a grid. This concept assumes that some part of the system or subsystem named as Holon has the same character and mathematical

description as a whole system named Holarchy [13]. Furthermore, even lower subdivision of the Holon has the same description too. This approach allows implementing the same mathematical calculation and optimization process for a grid's unit at any level resulting in same controlling basis for whole system. First step then is in formulization of the optimization task for the decentralized grid on any level.

Main economical goal for a grid's element – Holon – is to import less and export more power to the external parts of the grid. It leads to optimization task of minimization of upload from outside (negative value means Holon is supplying the system):

$$\int_0^t P_C(t)dt \rightarrow \min, \quad (1)$$

or for discrete representation

$$\sum_{n=0}^T P_C(n) \rightarrow \min, \quad (2)$$

where P_C is the power uploaded from outside of a Holon, t and T is a considered period in continuous and discrete form.

Required power can be calculated as

$$P_C(t) = P_l(t) + P_b(t) + P_t(t, d) - P_s(t) - C_a U_a \frac{dSoC}{dt} \quad (3)$$

where $P_l(t)$ is the sum of power loads in a Holon, $P_b(t)$ is the sum of power required for balancing, $P_t(t, d)$ is the sum of power required for transmission from supplying units to consumers within a Holon, $P_s(t)$ is the sum of power generation, C_a , U_a and SoC are capacity, voltage and state of charge of accumulators in a Holon, t is time, d is transmission distance between exact consumer and supplier.

Optimization of (1) and (3) will lead to proper control for a grid or its part. Some parts of optimization task can be reduced to zero. For a high-level Holons accumulators are absent and will be considered zero as power balancing could be provided by slowing down stations with controllable production. Whereas for lower level Holons loads or supply could be missing and become zero.

Smart grid with GIS. In any case, power transmission, monitoring and modelling systems require data visualization and recording for humans use. Usually it is done by superimpose grid's parameters on geographical maps according to plants and consumers' placing. Nevertheless, such visualization is not a fully valid geographic information system (GIS), as it does not use any of geographical parameters except for visual understanding of grid's zoning. While zoning also is provided by administrative principles but not by geographical placing.

Proper GIS for power grids can provide several undeniable advantages. Firstly, such GIS can stimulate the reasonable zoning of the Republican power system into subsystems, taking into account the power generated and consumed in specific geographical locations. Moreover, GIS information also can become key factor for optimizing the loss of electricity transmission between the supplier and the consumer. Especially with implementation of decentralization concept. In addition, connection of meteorological GIS to the GIS for power grids will help with stochastic character of power production from RES plants. Finally, such GIS for power grids can help in planning the location for the construction and launch of new power plants and infrastructure for power transmission systems.

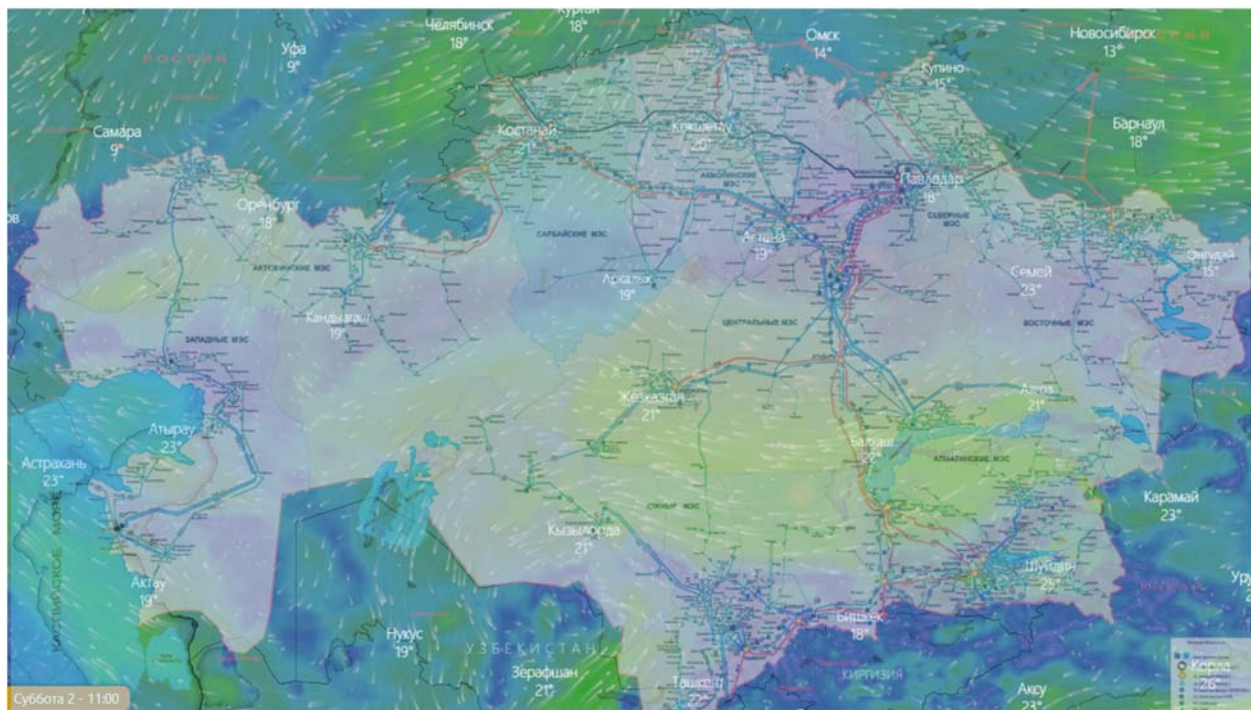
Historically grid's zoning in Kazakhstan was based on administrative principles, as main power supplying stations are state or public owned. With implementation of small power plant's in private sector zoning enforced to be done on geographical principle. Even more, zoning have to be periodically reconsidered because of new plugging of consumers or supplier.

Decentralization of a grid will not decrease an importance of GIS for power grids rather the opposite as the division into Holons should be provided on basis of placing and connection. Furthermore,

optimization task (1) and (3) takes into account, among other things, the distance for power transmission between the network's facilities obtained from the GIS of the power grid. Such a distance is the length of all power transmission lines through which electricity must pass to the consumer, other than the shortest distance between objects.

The main problems with balancing of a grid with RES plants is in their almost unpredictable power production. The integration of real time meteorological information gives possibility to predict with high accuracy power production from RES or power consumption in short-term [14]. Therefrom GIS for power grids needs to include process and visualization of meteorological information to control and dispatching system with RES plants as can be seen on picture. It includes temperature, pressure, wind speed at several heights, solar radiation.

Beside real-time controlling, GIS information should be used for planning of grids further modernization. Geographical parameters and landscape, closeness to the costumers should be considered as main factors for choice of placing for every planned new power plant or station. Above that for RES plants wind or solar potential at the exact spot should be considered. All of these parameters can be presented on real-time GIS for power grid.



GIS for power grid with real-time wind data

Conclusion. All over the world power plants on RES are represented more and more not only on governmental and regional level, but also in private sector. It challenges power grid's control and dispatching with high level of uncertainty.

RTDS with PMU can be used for simulation and real-time decision-making within a grid. Transition from AC power transmission to HVDC eases RES plants' connection and decrease power transmission loss. Decentralization of a grid leads to faster dispatching, robustness of a system and reduces power transmission distances. In addition, it gives possibility to scale automation solutions with less research.

Described approaches can answer to the problems of modern power grids both in classical form with centralized dispatching and public power plants and as an advanced grid with decentralization and wide private RES implementation. While GIS for power grid will make it possible to understand what is happening in the grid, to respond quickly to emergencies and phase imbalances, as well as to plan further expansion of the grid and construction of new plants and infrastructure.

Д.В. Панюкова¹, А.Б. Қайранбаева², Г.Б. Нүрейсова³, К.В. Панюков⁴

¹Ионосфера институты, Ұлттық ғарыштық зерттеулер мен технологиялар орталығы, Алматы, Қазақстан;

²Сәтбаев университеті, Алматы, Қазақстан;

³Каспий қоғамдық университеті, Алматы, Қазақстан;

⁴ИТМО университеті, Санкт-Петербург, Ресей

ГАЗ ТЕХНОЛОГИЯЛАРЫН ҚОЛДАНАТЫН ИНТЕЛЕКТУЛДЫ ЭНЕРГОЖҮЙЕЛЕР

Аннотация. Қазақстанның заманауи энергетикалық жүйесінде барлық энергиямен жабдықтаушы ұйымдар үшін электр энергиясын коммерциялық есепке алудың автоматтандырылған жүйелері болу міндет. Бұл электр энергиясының нарығында нақты уақыт режимінде тепе-теңдікті қолдау үшін жасалады. Бүгінгі күні мұндай теңдестіру қиын міндет, бірақ қолдан келеді, электр энергиясын өндіретін қондырғылардың көпшілігі республикалық немесе аудандық деңгейде жұмыс істейді және дәстүрлі отынды немесе гидроэлектростанцияны пайдаланатын станциялар болып табылады (өндірудің болжамдылығы жоғары). Жаңартылатын энергия көздерін (ЖЭК) пайдаланатын генераторлық станцияларды белсенді түрде енгізу нәтижесінде, олардың өндірісінің стохастикалық сипатына байланысты энергия нарығын теңдестіру мәселесі күрделене түсуде. Егер ЖЭК генераторларының көбі қуаты төмен және жеке меншік болса, одан да үлкен қиындықтар туындайды.

Әлемде мемлекеттік энергетикалық жүйелерің жетілдірудің бірқатар тәсілдері ұсынылған. Солардың бірі айнымалы токтың беріліс жүйесінен тұрақты ток беру жүйесіне ауысу. Бұндай өзгеріс жаңартылатын энергия көздеріне ең аз түрлендіргіш құралдар жиынтығымен қосуға мүмкіндік береді. Бірақ, ең бастысы, үлкен қашықтыққа электр энергиясын жоғары вольтты тұрақты ток жүйелерінен (HVDC) берудің құны мен шығыны айнымалы ток желілеріне қарағанда төмен. Тағы бір артықшылығы - электр энергиясын өндірушілер мен тұтынушыларды оларды фазалық түрде теңгерімсіз қосу мүмкіндігі. Бұндай тарату жүйелерін іске асырудағы негізгі қиындық – тұрақты токты ауыспалы токқа түрлендіруге арналған жабдықтың қымбаттығы. Біздің республикада және әлемнің көптеген елдерінде айнымалы ток желілері кең қолданылады, сондықтан бұл айтарлықтай көп шығынды қажет етеді.

Тұрақты және ауыспалы ток желілері үшін негізгі басқару құралы нақты уақыт режимінде имитациялау жүйелері (RTDS) болып табылады. Мұндай жүйелер төтенше жағдайларды және жалпы энергия жүйелерін басқаруда белсенді енгізілуде. RTDS бір фазаны қосу немесе апаттық түрде өшіру салдарын нақты уақыт режимінде бағалауға және әртүрлі деңгейдегі энергия жүйесін теңгеру туралы ең жақсы шешім қабылдауға мүмкіндік береді. Сонымен қатар, 0-3 кГц жиілікті қолдануға байланысты, бүкіл жиілік спектрінде қуат жүйесінің жұмысын бақылау үшін бір құрал жеткілікті. Нақты уақыттағы ауқымды цифрлық симуляторлар немесе LSRTDS тіпті аймақтық масштабтағы желілерді толығымен энергиясыз күйден іске қосуды зерттеуге мүмкіндік береді.

Төтенше жағдайларды автоматтандыруды бақылау құралдарының бірі - синхрофазорлар (PMU). Бұл құрылғылар нақты уақыт режимінде энергетикалық қондырғылардың жай-күйі туралы ақпаратты энергетикалық диспетчерлік орталықтарда пайдалану үшін деректерді жинақтағыштарға жібереді. Алынған мәліметтер электр желісінің күйін нақты уақыт режимінде бақылау мен визуализациялау үшін және тоқтап қалу немесе қосылу жағдайында желінің әрекетін модельдеу үшін қолданыла алады. PMU енгізудегі қиындықтар технологияның жаңалығында, олардың жұмыс принципі «жабық», ал стандарттауы әлі де төмен деңгейде.

Қалай болғанда да, электр энергиясын беру жүйелері де, мониторинг және модельдеу жүйелері географиялық ақпараттық жүйелер (ГАЗ) арқылы визуализацияны және есепке алуды қажет етеді. Бұл белгілі бір географиялық жерлерде өндірілген және тұтынылатын қуаттарды ескере отырып, республиканың энергетикалық жүйесін кіші жүйелерге саналы түрде аудандастыру үшін қажет. Сондай-ақ, ГАЗ-дан жеткізуші мен тұтынушы арасындағы электр энергиясын берудегі шығынды оңтайландыру міндеттері туралы ақпаратты ескеру керек. Дегенмен, одан басқа, электр желілеріне арналған мұндай ГАЗ жаңа электр станциялары мен электр беру жүйелері үшін инфрақұрылымның құрылысын және іске қосылуын жоспарлауға көмектеседі.

Бұрын сипатталған технологияларды ірі мемлекеттік және корпоративті электр станциялары жағдайында өзекті болып қала беретін классикалық орталықтандырылған электр желілерінде қолдануға болады. Ал жаңартылатын энергия қондырғыларын кеңінен енгізу жеке сектордан электр энергиясын жеткізушілердің көбеюіне әкеледі. Осындай қондырғылардың дамуын ескере отырып, орталықтандырылған жоспарлау нақты уақыт режимінде бақылау жүйелері үшін де шешім қабылдау кезіндегі маңызды кешігулердің ықтималдығын арттырады. Сондықтан ғылыми қауымдастық мониторинг және модельдеу жүйелерін жетілдірумен қатар энергетикалық желілерің орталықсыздандыру қағидаттарын қолдануды ұсынады.

Авторлар әртүрлі деңгейдегі орталықтандырылмаған энергия жүйесін Холон әдісі негізінде оңтайландыру мәселесін тұжырымдады. Сонымен қатар, энергия жүйесінің ГАЗ-ден алынған желілік нысандар арасындағы электр энергиясын беру қашықтықты ескереді. Бұл қашықтық нүкте-объектілер арасындағы ең қысқа қашықтық емес, электр қуаты тұтынушыға өтуі керек барлық электр желілерінің ұзындығы.

Сипатталған тәсілдерді ГАЖ қолданатын энергия жүйесімен қолдану энергия желісінде не болып жатқанын толық түсіну үшін, төтенше жағдайлар мен фазалық теңгерімсіздіктерге жылдам амал жасау үшін, сондай-ақ желіні одан әрі кеңейту және жаңа нысандар мен инфрақұрылым салуды дұрыс жоспарлау үшін қажет.

Түйін сөздер: интеллектуалды энергия жүйелері, ГАЖ, орталықсыздандыру, оңтайландыру мәселесі, электр жүйелерін модельдеу, тұрақты ток беру жүйелері.

Д.В. Панюкова¹, А.Б. Кайранбаева², Г.Б. Нуренцова³, К.В. Панюков⁴

¹Университет им.К.И. Сатпаев, Алматы, Казахстан;

²Институт ионосферы, Национальный центр космических исследований и технологий, Алматы, Казахстан;

³Каспийский университет, Алматы, Казахстан;

⁴Университет ИТМО, Санкт-Петербург, Россия

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ГИС-ТЕХНОЛОГИЯМИ

Аннотация. В современной энергосистеме Казахстана регламентировано наличие автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии для всех энергоснабжающих организаций. Это сделано для поддержки балансирования мощностей на рынке электроэнергии в режиме реального времени. На сегодняшний день такое балансирование – задача сложная, но выполнимая, т.к. большинство энергогенерирующих объектов работают на республиканском или районном уровне и представляют собой станции на традиционном топливе или ГЭС (с высокой предикативностью выработки). При активном внедрении генераторных станций на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) вопрос балансирования энергорынка резко усложняется в связи со стохастическим характером их выработки. Еще большие затруднения возникнут если генераторы на ВИЭ будут по большей части маломощные и в частном владении.

В мире для энергосистем государственного масштаба предлагается ряд подходов для модернизации. Один из них – переход с систем передачи электроэнергии переменного тока на системы передачи постоянного тока. Такой переход позволяет подключать источники на ВИЭ с минимальным комплексом преобразующего оборудования. Но, что более важно, себестоимость и потери передачи электроэнергии на большие расстояния по высоковольтным системам постоянного тока (HVDC) ниже, чем по линиям передач переменного тока. Еще одно их достоинство в возможности подключать производителей и потребителей электроэнергии без предварительного выравнивания их по фазе. Основной сложностью для внедрения подобных систем передачи является дороговизна оборудования для преобразования постоянного тока в переменный. А, учитывая, повсеместное использование сетей переменного тока в нашей республике и во многих других странах мира, это требует существенных капитальных затрат.

Для сетей как постоянного, так и переменного тока основным инструментом управления становятся системы моделирования в реальном времени (RTDS). Такие системы активно внедряются в противоаварийную автоматику и системы управления энергосетями. RTDS позволяют в реальном времени оценить последствия подключения или аварийного отключения одной из фаз и принять оптимальное решение по балансированию энергосистемы разного уровня. При этом за счет частотной характеристики 0-3 кГц достаточно одного инструмента для наблюдения за работой энергосистемы во всем спектре частот. Крупномасштабные цифровые симуляторы реального времени или LSRTDS дают возможность для исследования пуска даже сетей районного масштаба из полностью обесточенного состояния.

Одним из инструментов мониторинга для противоаварийной автоматики являются синхрофазоры (PMU). Эти устройства отправляют информацию в реальном режиме времени о состоянии энергообъектов в концентраторы данных для использования в диспетчерских центрах энергосетей. Полученные данные могут быть использованы для мониторинга и визуализации состояния энергосети в режиме реального времени и моделирования поведения сети при возможных отключениях или подключениях. Сложности внедрения PMU – в новизне технологии, а значит – «закрытости» принципа работы и пока еще низком уровне стандартизации.

В любом случае как системы передачи электроэнергии, так и системы мониторинга и моделирования систем требуют визуализации и учета данных через геоинформационные системы (ГИС). Это необходимо для обоснованного зонирования республиканской энергосистемы на подсистемы, учитывая вырабатываемые и потребляемые мощности в конкретных географических локациях. Так же необходимо принимать в расчет информацию с ГИС для задач оптимизации потерь на передачу электроэнергии между поставщиком и потребителем. Но, кроме этого, такая ГИС для энергосетей может помочь в планировании местоположения постройки и запуска новых энергостанций и инфраструктуры для систем электропередач.

Ранее описанные технологии могут быть использованы и в классической централизованной энергосети, которая остается актуальной в случае больших государственных и корпоративных энергогенерирующих станций.

Тогда как повсеместное внедрение установок на ВИЭ приводит к появлению большого числа потенциальных поставщиков электроэнергии из частного сектора. А, с учетом вероятностного характера выработки таких установок, централизованная диспетчеризация повышает вероятность критических задержек в принятии решений даже для систем мониторинга реального времени. Поэтому параллельно с модернизацией систем мониторинга и моделирования научным сообществом предлагается использовать принципы децентрализации энергосетей.

Авторами сформулирована задача оптимизации для децентрализованной энергосистемы разного уровня на основе метода Холонов. В ней учитывается в том числе и расстояние для передачи электроэнергии между объектами сети, получаемая из ГИС энергосистемы. Такое расстояние представляет собой не кратчайшее расстояние между точками-объектами, а длину всех линий электропередач, по которым электроэнергия должна пройти до потребителя.

Реализация описанных подходов с ГИС энергосистемы даст возможность полного понимания происходящего в сети, оперативного реагирования на аварийные ситуации и фазовые дисбалансы, а также обоснованного планирования дальнейшего расширения энергосети и постройки новых объектов и инфраструктуры.

Ключевые слова: интеллектуальные энергосистемы, ГИС, децентрализация, задача оптимизации, моделирование энергосистем, системы передачи постоянного тока.

Information about authors:

Panyukova Dina Vasilyevna – The Satbayev University, The department of Automation and control, PhD candidate, haleth@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-2567-5106>;

Kairanbayeva Ainur Berikkalieva, Institute of the Ionosphere, National Center for Space Research and Technology, Scientific secretary, PhD, kairanbaeva_a@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9827-4082>;

Nurpeissova Gulnara Baibolovna, The Caspian University, Professor, kerey97@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4642-3829>;

Panyukov Kerey Vasilyevich, The ITMO University, master's student, dartm1994@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-5461-7872>

REFERENCES

- [1] Electric energy of Kazakhstan: key facts. <https://www.kegoc.kz/ru/elektroenergetika/elektroenergetika-kazahstana-klyuchevye-fakty>. By the date 25.12.2019
- [2] Crijns-Graus W., Renewable Energy: Past Trends and Future Growth in 2 Degrees Scenarios, Energy Procedia, 2016, I. 100, pp 14-21.
- [3] Abdulrahman A., Santiago B., Omar E., Grain A., Callum M. HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 112, September 2019, Pages 530-554.
- [4] Andreas V., Lejla H., Adélie B., Line R., Spyros Ch.. Chance-constrained AC optimal power flow integrating HVDC lines and controllability. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Volume 116, March 2020.
- [5] Ruslan U., Alexandr G., Ahmed A. Zaki D., Aleksey S., Nikolay R., Mikhail A., Alisher A., Vladimir R., Omer A., Ziad M. Ali, Ahmed I., Raef A., Analysis of application of back-to-back HVDC system in Tomsk electric power system. Energy Reports. Volume 6, November 2020, Pages 438-444
- [6] Bing L., Haoran Zh., Shuning G., Shuju H., Digital real-time co-simulation platform of refined wind energy conversion system. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Volume 117, May 2020.
- [7] Dalmo C. Silva J., Janaína G. O., Pedro M. de Almeida, Cecilia B. Control of a multi-functional inverter in an AC microgrid – Real-time simulation with control hardware in the loop. Electric Power Systems Research Volume 172, July 2019, Pages 201-212
- [8] Chen H, et all. Integration of RTDS with RPG Synchrophasor Applications and Analysis of Simulation Scenarios at Southern California Edison, North America Power Symposium (NAPS) 2012, 9 – 11 September 2012.
- [9] Pietro T., David M., Mario L., Davide B., Daniele G., A Tuned Lightweight Estimation Algorithm for Low-Cost Phasor Measurement Units. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, 2018 Volume: 67, Issue: 5, P. 1047 - 1057.
- [10] Rafiullah K., Kieran M., David L., Sakir S. Design and Implementation of Security Gateway for Synchrophasor Based Real-Time Control and Monitoring in Smart Grid. IEEE Access, 2017, Volume: 5, P. 11626–11644.
- [11] Coelho V.N., Cohen M.W., Coelho I.M., Liu N., Guimarães F.G., Multi-agent systems applied for energy systems integration: State-of-the-art applications and trends in microgrids, Applied Energy, 2017, I. 187, pp 820-832.
- [12] Abidi M.G., Smida M.B., Khalgui M., Li Zh., Wu N., Multi-agent oriented solution for forecasting-based control strategy with load priority of microgrids in an island mode – Case study: Tunisian petroleum platform. Electric Power Systems Research, 2017, I. 152, pp 411-423.
- [13] Panyukova D., Hierarchy theory for small-sized power grids // GEOLINKS International Conference on Geoscience. – Athens, Greece, 26-29 March 2019. T.2. pp.123-131.
- [14] Son H., Kim Ch., Short-term forecasting of electricity demand for the residential sector using weather and social variables, Resources, Conservation and Recycling, 2017, I. 123, pp 200-207.