

Малафеев А.В., Бакайкина О.А.

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова

## КЛАСТЕРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ НА ОСНОВЕ НАБЛЮДАЕМОСТИ ИХ ЭЛЕМЕНТОВ В НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

Цель проводимой работы заключалась в проведении кластерного анализа сетей исследуемого объекта для оценки степени наблюдаемости существующих объектов и перспективных присоединений. Для проведения кластерного анализа производился первоначально расчет суточного потребления на основании данных энергобаланса, с последующим определением мгновенных значений активной мощности. Для воздушных линий 35-110 кВ исследуемых сетей была определена погрешность полученных расчетных значений по отношению к данным, передаваемым по каналам телемеханики. Третьим необходимым параметром для проведения кластерного анализа была определена степень наблюдаемости, которая также первоначально рассчитывалась для каждой линии подстанции 35-110 кВ, а затем определялось среднее значение с учетом отходящих фидеров для каждой подстанции. На основании полученных параметров был построен трехмерный график зависимости погрешности расчета режима от степени наблюдаемости и числа фидеров и проекция этого графика. Эта проекция имеет вид линий уровня значений погрешности. Каждой области соответствует определенный интервал погрешностей. Эти области являются кластерами. Построенная диаграмма позволяет определить требуемую степень наблюдаемости, зная количество отходящих фидеров и задавая желаемый диапазон погрешности. Данная информация позволяет при проектировании сформировать техническое задание на оснащение оборудованием телемеханики проектируемого объекта на основании существующего уровня наблюдаемости сетей. Проведенный кластерный анализ позволяет не только задать определенный уровень наблюдаемости для перспективного присоединения, но и оценить существующий уровень оснащенности сетей средствами телеизмерений. Кластеры наглядно демонстрируют уровень наблюдаемости в зависимости от количества.

**Ключевые слова:** кластер, степень наблюдаемости, телеизмерения, наблюдаемость, электрические сети, техническое задание, проектируемые сети, диаграмма, отходящие фидера, погрешность измерений.

### ВВЕДЕНИЕ

Передаваемые по каналам телемеханики (ТМ) данные не только дают возможность оценить текущие параметры режима, но и, при необходимости, позволяют спрогнозировать параметры режима в будущем [1]. В связи с переходом к управлению электроэнергетическими системами (ЭЭС) в режиме on-line методы оценивания состояния, достигнувшие в последнее время широкого применения, стали необходимым элементом в цепи обработки информации в системах управления.

Под наблюдаемостью понимают совокупность условий, обеспечивающих получение информации о значениях текущих параметров режима. Наблюдаемость можно рассматривать наряду с идентифицируемостью [2] как одно из информационных свойств ЭЭС, которое выражается как способность системы представлять требуемую для управления информацию о её текущем состоянии.

В настоящее время способы оценивания состояния (ОС) электроэнергетических систем являются главным источником полной и достоверной информации о режиме работы ЭЭС. Повышение надежности и экономичности функционирования ЭЭС требуют дальнейшего повышения уровня оценивания состояния и модернизации программных средств анализа режимов.

Под оценкой состояния ЭЭС понимаются сборка расчетной схемы замещения с использованием теле-сигналов (ТС) о состоянии коммутационных аппаратов и задача расчета установившегося режима на основе телеизмерений (ТИ).

Усложнение топологии сети, изменение ее структуры, повышенные требования к качеству электро-

снабжения приводят к необходимости развития уровня контроля и наблюдаемости электрических сетей. Достаточно большое количество исследователей ведут работу в данной области с различными более узкими направленностями.

Ряд авторов работают в направлении улучшения существующих способов оценивания состояния как основного математического метода обработки данных измерений и расчета режима ЭЭС. Определяется степень влияния весовых коэффициентов измерений на результаты оценивания состояния [3].

Моделирование ЭЭС и оценивание состояния с внесением в ее структуру таких устройств, как интеллектуальные счетчики (smart meters), FACTS-устройства, синхронизированные векторные измерения, – не менее актуальное направление. Рассматривается синтезирование устройств FACTS на базе силовой электроники для оценивания состояния ЭЭС [4]. Создание интеллектуальных энергетических систем (ИЭС), предусматривающих внедрение системы широкомасштабного мониторинга режимов (WAMS), – еще одна тенденция в развитии оценивания состояния сетей [5].

В [6] предлагается методика ОС посредством глубокого обучения нейронных сетей с разработкой программного комплекса, позволяющего проводить оценивание состояния в темпе процесса для сети с наличием зашумленных или несогласованных во времени данных.

Большой интерес представляет идея внедрения устройств синхронизированных векторных измерений совместно с традиционными измерениями SCADA [7]. Работа в данном направлении уже выявила определенные сложности интеграции устройств синхронизированных векторных измерений из-за необходимости

использования оптических трансформаторов тока и напряжения, определены границы применимости предлагаемого метода и выявлен способ определения мест размещения PMU-устройств, основанный на преобразовании систем нелинейных комплексных уравнений установившегося режима [8].

Для распределительных сетей на базе исследования несимметричных электрических режимов предлагается программный продукт, способный реализовать различные подходы при разработке алгоритмов оценивания состояния распределительных сетей на базе трехфазной модели ЭЭС. Хорошие результаты дала модификация метода взвешенных наименьших квадратов с ограничением типа равенств в форме расширенной матрицы Хачтела [9]. Существует еще один подход к оцениванию состояния вторичной распределительной сети низкого напряжения, основанный на использовании измерений, поступающих от интеллектуальных счетчиков. Основным преимуществом описываемого метода является использование для нелинейного ОС распределительной сети по интеллектуальным счетчикам, включающим измерения узловых мощностей, метода простой итерации [10].

Зарубежные авторы также работают в данном направлении. Есть схожие темы по повышению наблюдаемости посредством использования устройств синхронизированных измерений векторных величин (Phasor Measurement Unit – PMU). Оценка состояния сети проводится посредством правил топологической наблюдаемости с целью уменьшения количества требуемых PMU [11]. Предлагается система мониторинга и анализа, интегрируемая с технологией среды MATLAB, с использованием технологии фазовых измерительных устройств [12]. Объединение широкомасштабной измерительной системы (WAMS) и технологии SCADA с оценкой производительности путем создания математических моделей распределительной сети – не менее интересное направление [13]. Новой тенденцией является обобщенная оценка состояния ЭЭС, которая является расширением традиционной оценки состояния, включающей в себя активные и реактивные потоки мощности на выключателях как переменные состояния [14].

Ведется активная разработка различных подходов к ОС с внедрением в структуру ЭЭС различных устройств. Математическое моделирование процесса рассматривается с применением разных подходов, при этом наиболее адекватная модель обеспечит наилучшие результаты в реальной сети. Несомненно, что для оценивания состояния необходимо первоначально оценить уровень телемеханизации исследуемой сети, поскольку эффективность систем оценивания состояния ЭЭС существенным образом зависит от величины ошибок исходных данных, передаваемых по каналам ТИ, а также от качества наблюдаемости моделей ЭЭС.

#### МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ КЛАСТЕРНОГО АНАЛИЗА

По каналам телемеханики передаются данные, определяющие параметры режима исследуемых сетей территориальной сетевой организации (ТСО). Цель

проводимой работы заключалась в проведении кластерного анализа сетей исследуемого объекта для оценки степени наблюдаемости существующих сетей и возможных перспективных присоединений. В качестве объекта исследования взято одно из производственных отделений электрических сетей с преобладанием мелких населенных пунктов.

На одних объектах установленное оборудование телемеханики позволяет передавать информацию о мгновенных значениях напряжения, тока, активной, реактивной или полной мощности и частоты, что позволяет определить уровень наблюдаемости данного участка сети как высокий и позволяет проводить оценку состояния.

Другие объекты оснащены на гораздо более низком уровне или не оснащены вообще. Осуществляется передача данных лишь о некоторых параметрах режима, например на мнемосхеме подстанции присутствует лишь значение напряжения, или мощности, или тока. При этом информация может передаваться не только не в полном объеме по определенному оборудованию, но и отсутствовать вообще. На подстанциях исследуемых сетей большой процент составляют объекты, на которых информационная обеспеченность высокая на вводах силовых трансформаторов, при этом оборудовании ТМ не оснащены отходящие линии, что сильно затрудняет проведение оценивания состояния сети, так как возникает сложность даже при составлении балансовых уравнений из-за недостаточности данных.

Расчет мгновенных значений активной мощности производился на основании данных энергобаланса электрической энергии за декабрь 2019 года и контрольных замеров за характерные зимние сутки. В энергобалансе приведена информация о переданной электроэнергии по той или иной линии 35-110 кВ за каждый месяц.

Первоначально по ежечасно измеренным значениям тока и напряжения на низком уровне напряжения силового трансформатора были рассчитаны значения активной мощности для ПС, запитанной по одной линии 110 кВ. По полученным значениям был построен график нагрузок за характерные зимние сутки. В соответствии с типом трансформатора на основании его паспортных данных был произведен расчет потерь в трансформаторе. Итоговое суммарное значение потерь и потребление, полученное на основании графика, позволили определить суточное потребление для питающей линии 110 кВ.

Следующим этапом расчета было вычисление соотношения повышенного потребления электрической энергии в выходные дни по отношению к будничным. Полученное на основании графика нагрузок значение суточного потребления характерно для будничного дня, так как контрольные замеры проводились 18 декабря (среда). В декабре 2019 г. было 22 рабочих дня из 31 календарного. На основании вышеизложенного было составлено уравнение:

$$9W_b + 22W_6 = W_m, \quad (1)$$

где 9 – количество выходных дней в декабре 2019 г.;  $W_b$  – суточный объем передаваемой электроэнергии

в выходной день, кВт·ч; 22 – количество будних дней в декабре 2019 г.;  $W_6$  – суточный объем передаваемой электроэнергии, рассчитанный на основании данных контрольных замеров, кВт·ч;  $W_m$  – переданная электроэнергия за декабрь 2019 г. из данных энергобаланса, кВт·ч.

При расчетах принималось допущение, что объем электроэнергии одинаков во все будние дни и во все выходные дни.

На основании уравнения (1) был вычислен объем электроэнергии, характерный для выходного дня. Отношение полученного значения к ранее вычисленному объему суточного потребления буднего дня позволило определить повышающий коэффициент 1,23, показывающий превышение потребления электроэнергии в выходной день. Полученный коэффициент позволил рассчитать суточный объем передаваемой электроэнергии для линий 35-110 кВ в будний день, исходя из соотношения рабочих и будних дней и данных, полученных из энергобаланса:

$$W_{бр} = \frac{W_m}{1,23 \cdot (9 + 22)}, \quad (2)$$

где  $W_{бр}$  – расчетное значение суточного объема передаваемой электроэнергии в будний день, кВт·ч.

По формуле (2) был рассчитан объем передаваемой электроэнергии для линий 35-110 кВ в будний день. Из полученных значений была рассчитана активная мощность посредством деления на 24 ч.

На основании данных, передаваемых по каналам ТМ, и полученных расчетных значений была определена погрешность расчетов для каждой линии отдельно. Среднее значение погрешности было рассчитано для каждой подстанции, исходя из значений, полученных для каждого фидера отдельно, и количества присоединений.

На следующем этапе определялся второй параметр, необходимый для проведения кластерного анализа – степень наблюдаемости. Данный показатель определяет уровень информированности о параметрах режима для линии. При передаче по каналам телемеханики трех параметров, определяющих режим, степень наблюдаемости принималась равной 100% в связи с тем, что при необходимости, исходя из известных трех показателей, по аналитическим формулам можно определить остальные параметры. По объектам с более низким уровнем передачи данных степень наблюдаемости определялась пропорционально, исходя из объема передаваемой информации по каналам телемеханики.

Аналогично алгоритму определения среднего значения для погрешности производился расчет среднего значения степени наблюдаемости для каждой подстанции путем деления суммарного значения на количество отходящих линий.

Третьим параметром, необходимым для проведения кластерного анализа, было определено количество отходящих линий 35-110 кВ. Таким образом, для каждой подстанции исследуемых сетей были вычислены три показателя; результаты приведены в **таблице**.

Определяющие показатели для подстанций исследуемых сетей

ПС	Средняя погрешность, %	Средняя степень наблюдаемости, %	Кол-во отходящих линий, шт.
1	35	50	4
2	5	100	3
3	14	100	4
4	42	100	5
5	48	100	3
6	27	100	4
7	80	30	2
8	26	32	4
9	11	30	1
10	67	50	2
11	16	100	2

ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ДИАГРАММЫ И ЕЕ ПРОЕКЦИИ

Определенные выше параметры позволили построить для каждой ПС трехмерный график зависимости погрешности расчета режима от степени наблюдаемости и числа фидеров (**рис. 1**) и проекцию этого графика на плоскость, которая имеет вид линий уровня значений погрешности (**рис. 2**). Эти разноцветные области и являются кластерами.

На основании построенной диаграммы можно определить степень наблюдаемости. Зная желаемую погрешность расчета режима и проектное количество присоединений на вновь сооружаемом объекте, можно определить желаемую степень наблюдаемости в виде диапазона значений. Например, если погрешность расчета находится в рамках 20-40%, проектное число отходящих линий – 2, то желаемая степень наблюдаемости будет находиться в диапазоне от 36 до 42 %. Полученный результат можно учесть в техническом задании на проектирование, задавшись средним, наибольшим или наименьшим значением.

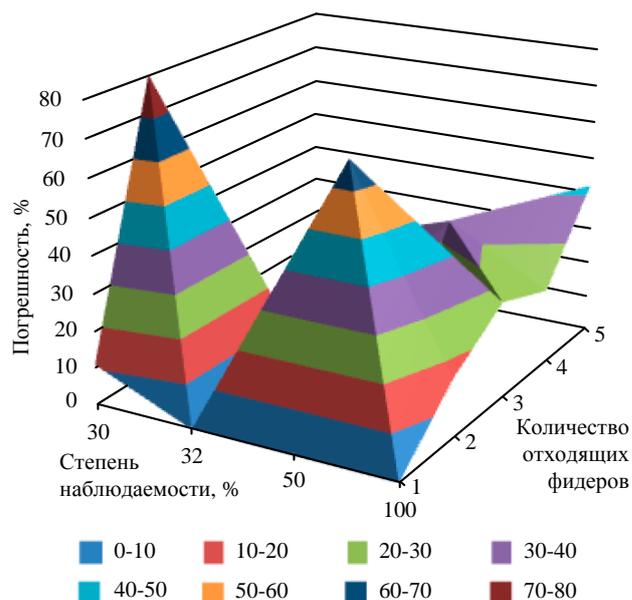


Рис. 1. Трехмерный график зависимости погрешности расчета режима от степени наблюдаемости и числа фидеров

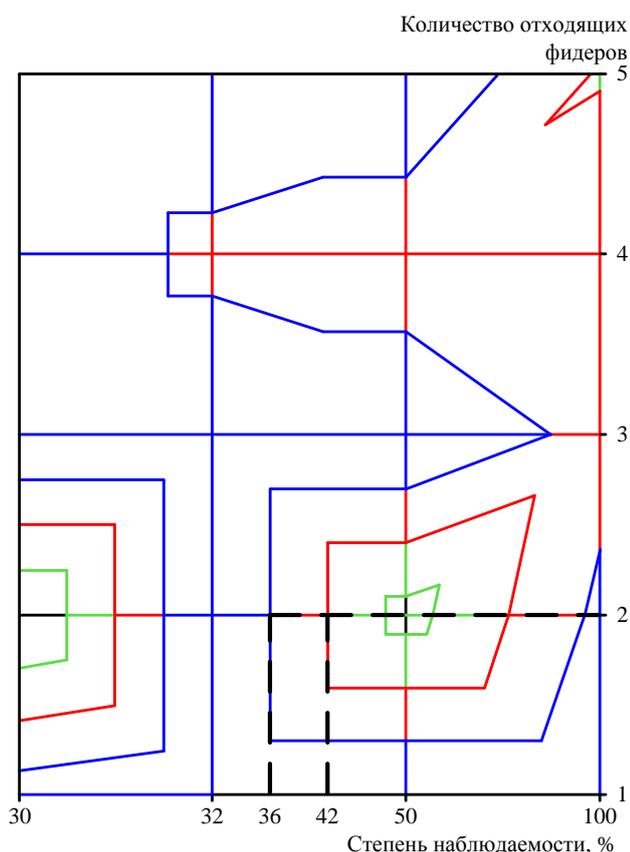


Рис. 2. Проекция трехмерного графика

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный кластерный анализ электрических сетей ТСО на основе наблюдаемости их элементов в нормальном режиме позволил определить требуемую степень наблюдаемости для проектируемых сетей на основе допустимого диапазона погрешности и перспективного числа присоединений. Данная информация позволит создать более полное и емкое техническое задание, которое при проектировании, а в дальнейшем при строительстве позволит достигнуть желаемого уровня наблюдаемости.

В процессе определения основных параметров кластерного анализа была также выявлена низкая наблюдаемость сетей в целом, что нашло отражение при проведении вычислений объема передаваемой электроэнергии и погрешности вычислений. Недостаточность данных, передаваемых по каналам ТМ, не позволила провести вычисления для всех подстанций. Степень наблюдаемости также для многих линий была низкой в связи с недостаточной информированностью.

Низкая наблюдаемость ЭЭС влечет за собой сложности выбора оптимального режима работы сетей в нормальном, послеаварийном режимах, низкий уровень контроля работы за оборудованием со стороны оперативного персонала и минимизации локализации аварий в сети.

Дальнейшая работа будет направлена на разработку комплекса дооснащения устройствами ТМ исследуемых сетей и апробации методики оценки управленческого и экономического эффекта от дооснащения объектов устройствами ТИ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гамм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. М.: Наука, 1990. 200 с.
2. Теоретические основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.Л. Макаров, Б.Г. Санеев и др. Новосибирск: Наука, 1971. 334 с.
3. Аскаева Е.С. Влияние весовых коэффициентов измерений на результаты оценивания состояния ЭЭС // Электроэнергетика глазами молодежи-2019: материалы юбилейной X Международной научно-технической конференции. 2019. С. 188-192.
4. Колосок И.Н., Тихонов А.В. Моделирование современных устройств FACTS при оценивании состояния фрагмента сети 500 кВ ОЭС Сибири // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Материалы 90-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. 2018. С.209-218.
5. Колосок И.Н., Гурина Л.А. Повышение кибербезопасности интеллектуальных энергетических систем методами оценивания состояния // Вопросы кибербезопасности. 2018. №3(27). С.63-69.
6. Домышев А.В. Оценивание состояния ЭЭС с использованием глубокого обучения // Прикладные задачи математики: материалы XXVI Международной научно-технической конференции. 2018. С.183-184.
7. Бартоломей П.И., Семенов С.И. Развитие метода оценивания состояния для интеграции СВИ и измерений SCADA в ЭЭС // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. №3-4. С.77-88.
8. Семенов С.И. Разработка алгоритмов размещения синхронизированных векторных измерений для повышения эффективности оценивания состояния ЭЭС: дис... канд. техн. наук /Семенов Сергей Игоревич. Екатеринбург, 2019.
9. Поляков И.Д. Адаптация методов оценивания состояния для моделей распределительных сетей: дис... канд. техн. наук / Поляков Илья Дмитриевич. Екатеринбург, 2019.
10. Болоев Е.В., Голуб И.И. Методы линейного и нелинейного оценивания состояния распределительной сети // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: материалы 90-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. 2018. С. 361-371.
11. Abiri E., Rashidi F. Optimal phasor measurement units placement to maintain network observability// Journal of Intelligent & Fuzzy Systems. 2015. Iss. 28. Pp. 477-483.
12. Hussein, H.I. State Estimation via Phasor Measurement Units for Iraqi National Super Grid Power System Network// Electrical and Electronic Engineering. 2016. Iss. 1. Pp. 12-22.
13. Tao Jin, Fuliang Chu, Cong Ling, Daniel Legrand Mon Nzongo A Robust WLS Power System State Estimation Method Integrating a Wide-Area Measurement System and SCADA Technology // Copyright of Energies. 2015. Iss. 8. Pp. 2769-2787.
14. Korres G.N., Katsikas P.J. Reduced model for numerical observability analysis in generalised state estimation // Generation, Transmission and Distribution. 2015. Iss. 1. Pp. 99-108.

Поступила в редакцию 23 октября 2020 г.

INFORMATION IN ENGLISH

CLUSTER ANALYSIS OF DISTRIBUTION GRID COMPANY ELECTRIC NETWORKS BASED ON THE OBSERVATION OF THEIR ELEMENTS IN NORMAL MODE

Aleksey V. Malafeev

Ph.D. (Engineering), Associate Professor, Industrial Electric Power Supply Department, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia. E-mail: malapheev\_av@mail.ru. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1471-9764>.

Olga A. Bakaykina

Postgraduate student, Industrial Electric Power Supply Department, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia

The purpose of the intermediate stage of work was to conduct a cluster analysis of the networks of the studied object to assess the degree of observability of existing objects and possible connections. To conduct cluster analysis, the daily consumption was initially calculated based on the energy balance data followed by the determination of the instantaneous values of active power. For 35-110 kV overhead lines of the studied networks, the error of the calculated values obtained with the data transmitted via telemechanics channels was determined. The third necessary parameter for conducting cluster analysis was the degree of observability, which was also initially calculated for each 35-110 kV substation line, and then the average value was determined taking into account the outgoing feeders for each substation. Based on the obtained parameters, a three-dimensional graph was constructed of the dependence of the mode calculation error on the degree of observability and the number of feeders and the projection of this graph. This projection had the form of lines of the level of error values. Each area corresponded to a certain error interval. These areas were the clusters. The constructed diagram allows us to determine the degree of observability, knowing the number of outgoing feeders and setting the desired error range. This information allows us to design the technical task to equip the telemechanics equipment of the designed facility based on the existing level of observability of networks. The conducted cluster analysis makes it possible both to set a certain level of observability for prospective connection and to assess the existing level of networks. Clusters clearly demonstrate the level of observability depending on the number of outgoing lines, while the compilation of a cluster analysis reveals the lack of observability of some substations.

**Keywords:** cluster, degree of observability, telemetry, observability, electrical networks, technical task, designed networks, diagram, outgoing feeders, measurement error.

REFERENCES

- Gamm A.Z., Golub I.I. *Nablyudayemost elektroenergeticheskikh sistem* [Observability of electric power systems]. Moscow, Science Publ., 1990. 200 p. (In Russian)
- Gamm A.Z., Makarov A.L., Saneev B.G. et al. *Teoreticheskiye osnovy sistemnykh issledovaniy v energetike* [Theoretical foundations of systemic research in the energy sector]. Novosibirsk, Science Publ., 1971, 334 p. (In Russian)
- Askaeva E.S. The influence of weighting coefficients of measurements on the results of assessing the state of electric power networks. *Elektroenergetika glazami molodezhi-2019: materialy yubileynoy X Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Electricity through the eyes of youth-2019: materials of the jubilee X International Scientific and Technical Conference], 2019, pp. 188-192. (In Russian)
- Kolosok I.N., Tikhonov A.V. Modeling of modern FACTS devices in assessing the state of a fragment of a 500 kV network of the Siberian Energy System. *Metodicheskiye voprosy issledovaniya nadezhnosti bolshikh sistem energetiki: materialy 90-go zasedaniya Mezhdunarodnogo nauchnogo seminar im. Yu.N. Rudenko* [Methodological issues of researching the reliability of large energy systems: Materials of the 90th meeting of the International Scientific Seminar named after Yu.N. Rudenko], 2018, pp. 209-218. (In Russian)
- Kolosok I.N., Gurina L.A. Improving the cybersecurity of smart energy systems using state assessment methods. *Voprosy kiber bezopasnosti* [Cyber security issues], 2018, no. 3(27), pp. 63-69. (In Russian)
- Domyshev A.V. ESS assessment using deep learning. *Prikladnyye zadachi matematiki: materialy XXVI mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Applied problems of mathematics: Materials of the XXVI international scientific and technical conference], 2018, pp. 183-184. (In Russian)
- Bartolomey P.I., Semenenko S.I. Development of a state assessment method for the integration of SVI and SCADA measurements in EPS. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Problemy energetiki* [News of higher educational institutions. Energy Issues], 2019, no. 3(4), pp. 77-88. (In Russian)
- Semenenko S.I. *Razrabotka algoritmov razmeshcheniya sinkhronizirovannykh vektornykh izmereniy dlya povysheniya effektivnosti otsenivaniya sostoyaniya EES*. Kand. Diss. [Development of algorithms for placing synchronized vector measurements to increase the efficiency of assessing the state of electric power networks. Ph.D. Diss.]. Yekaterinburg, 2019.
- Polyakov I.D. *Adaptatsiya metodov otsenivaniya sostoyaniya dlya modeley raspredelitelnykh setey* [Adaptation of state assessment methods for distribution network models]. Yekaterinburg, 2019. (In Russian)
- Boloev E.V., Golub I.I. Methods of linear and nonlinear estimation of distribution network status. *Metodicheskiye voprosy issledovaniya nadezhnosti bolshikh sistem energetiki: materialy 90-go zasedaniya Mezhdunarodnogo nauchnogo seminar im. Yu.N. Rudenko* [Methodological issues of researching the reliability of large energy systems: Materials of the 90th meeting of the International Scientific Seminar named after Yu.N. Rudenko], 2018, pp. 361-371. (In Russian)
- Abiri E., Rashidi F. Optimal phasor measurement units placement to maintain network observability // *Journal of Intelligent & Fuzzy Systems*, 2015, no. 28, pp. 477-483.
- Hussein, H.I. State Estimation via Phasor Measurement Units for Iraqi National Super Grid Power System Network // *Electrical and Electronic Engineering*, 2016, no. 1, pp. 12-22.
- Tao Jin, Fuliang Chu, Cong Ling, Daniel Legrand Mon Nzongo A Robust WLS Power System State Estimation Method Integrating a Wide-Area Measurement System and SCADA Technology // *Copyright of Energies*, 2015, no. 8, pp. 2769-2787.
- Korres G.N., Katsikas P.J. Reduced model for numerical observability analysis in generalised state estimation // *Generation, Transmission and Distribution*, 2015, no. 1, pp. 99-108.

Малафеев А.В., Бакайкина О.А. Кластерный анализ электрических сетей территориальных сетевых организаций на основе наблюдаемости их элементов в нормальном режиме // *Электротехнические системы и комплексы*. 2020. № 4(49). С. 30-34. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2020-4\(49\)-30-34](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2020-4(49)-30-34)

Malafeev A.V., Bakaykina O.A. Cluster Analysis of Distribution Grid Company Electric Networks Based on the Observation of Their Elements in Normal Mode. *Elektrotekhnicheskiye sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2020, no. 4(49), pp. 30-34. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2020-4\(49\)-30-34](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2020-4(49)-30-34)