

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ И ПРИКЛАДНАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА/THEORETICAL AND APPLIED ELECTRICAL ENGINEERING

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82>

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ИНТЕГРАЦИИ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА СОВОКУПНУЮ ИНЕРЦИЮ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Научная статья

Пасека В.А.^{1,*}

¹ Санкт-Петербургский политехнический университет имени Петра Великого, Санкт-Петербург, Российская Федерация

* Корреспондирующий автор (paseka.va[at]gmail.com)

Аннотация

Увеличение доли возобновляемых источников энергии (далее — ВИЭ), подключение которых к электрической сети осуществляется посредством инверторов, приводит к снижению совокупной инерции энергосистемы, что, в свою очередь, становится существенной проблемой для малых энергосистем в части их устойчивости. Данная статья посвящена исследованию совокупной инерции энергосистем, содержащих солнечные электростанции (далее — СЭС). В рамках статьи автором были проанализированы динамические свойства трехмашинной энергосистемы, смоделированной в программном комплексе MATLAB/Simulink, в которую была интегрирована СЭС, замещающая один из традиционных генераторов схожей мощности. Сравнение результатов моделирования привело к повышению отклонения частоты и скорости изменения частоты при небалансах активной мощности в энергосистеме.

Ключевые слова: совокупная инерция, возобновляемые источники электроэнергии, солнечная электростанция, инвертор, система регулирования инвертора.

ANALYSIS OF THE IMPACT OF SOLAR POWER PLANT INTEGRATION ON THE TOTAL INERTIA OF THE POWER SYSTEM

Research article

Paseka V.A.^{1,*}

¹The Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russian Federation

* Corresponding author (paseka.va[at]gmail.com)

Abstract

The increasing share of renewable energy sources (hereinafter — RES) connected to the power grid by means of inverters leads to a decrease in the total inertia of the power system, which, in turn, becomes a significant problem for small power systems in terms of their stability. This article is dedicated to the study of the total inertia of power systems containing solar power plants (hereinafter — SPP). The author analysed the dynamic properties of a three-machine power system modeled in the MATLAB/Simulink software package, in which an SPP replacing one of the traditional generators of similar capacity was integrated. Comparison of modelling results led to an increase in frequency deviation and frequency change rate at unbalanced active power in the power system.

Keywords: total inertia, renewable energy sources, solar power plant, inverter, inverter regulation system.

Введение

Интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как солнечные электростанции (СЭС), в энергосистемы становится все более распространенной практикой. Однако, в отличие от традиционных синхронных генераторов, ВИЭ не обладают естественной инерцией, что приводит к снижению устойчивости энергосистемы. Это особенно актуально для малых энергосистем, где даже незначительные изменения частоты могут привести к серьезным последствиям, включая отключение потребителей и аварии. В связи с этим исследование влияния интеграции СЭС на совокупную инерцию энергосистемы является важной задачей, требующей детального анализа.

В последние годы проблема снижения инерции энергосистем из-за интеграции ВИЭ активно изучается. В исследованиях [1], [2] анализируются динамические свойства энергосистем с высокой долей ВИЭ, включая СЭС, и предлагаются подходы к улучшению их устойчивости. В статье [3] обсуждаются проблемы интеграции ВИЭ в малые энергосистемы и предлагаются методы повышения их устойчивости. В работе [4] обсуждаются проблемы управления частотой в энергосистемах с высокой долей ВИЭ и предлагаются алгоритмы для улучшения динамических характеристик. В исследованиях [5], [6] рассматриваются методы моделирования и анализа энергосистем с СЭС, а в работах [7], [8] предлагаются решения для повышения инерционности энергосистем с использованием виртуальной инерции.

Целью данного исследования является анализ влияния интеграции солнечной электростанции на совокупную инерцию энергосистемы и разработка рекомендаций по улучшению ее динамических свойств.

Задачи исследования:

1. Моделирование трехмашинной энергосистемы с традиционными синхронными генераторами и двухмашинной энергосистемы с СЭС в программном комплексе MATLAB/Simulink.
2. Анализ инерционных откликов энергосистемы при возмущениях, таких как отключение генератора.
3. Сравнение динамических свойств энергосистемы с традиционной генерацией и энергосистемы с СЭС.
4. Разработка рекомендаций по повышению инерционности энергосистемы с СЭС.

В статье использовались следующие методы и принципы исследования:

1. Имитационное компьютерное моделирование исследуемых процессов в программном комплексе MATLAB/Simulink.
 2. Математический анализ.
 3. Анализ российских и зарубежных научных работ по проблеме исследования.
 4. Анализ документации (руководств пользователя) рассматриваемого программного комплекса MATLAB/Simulink.

Основные результаты

2.1. Низкая инерция солнечных электростанций

В рамках данной статьи для определения изменения совокупной инерции энергосистемы при замещении традиционных видов генерации на СЭС была рассмотрена трехмашинная модель энергосистемы. На рисунке 1 представлена расчетная схема энергосистемы.

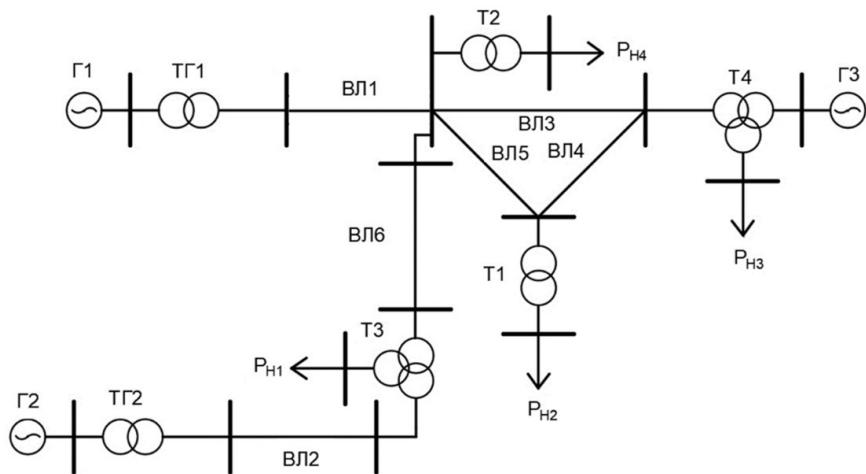


Рисунок 1 - Расчетная схема энергосистемы

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.1>

Солнечные электростанции могут работать как с подключением к сети, так и в автономном режиме. Однако такая система может поддерживать только ограниченную мощность распределенной возобновляемой генерации, например, фотоэлектрической. Большинство решений управления возобновляемой генерацией не позволяют оборудованию СЭС реагировать на отклонение частоты, поэтому физически совокупная инерция энергосистемы с подключенными СЭС оказывается ниже, чем у энергосистемы, в которой генерация представлена синхронными генераторами [9]. Отсутствие естественной инерции вращения в преобразователях напряжения и тока может привести к снижению динамической устойчивости и излишнему отключению потребителей при возникновении небалансов активной мощности.

Для демонстрации снижения инерционности энергосистемы при замене генерации на базе синхронной машины на СЭС далее рассматриваются две схемы энергосистемы:

1. Трехмашинная энергосистема со следующими традиционными генераторами:

 - генератор №1 — Рном = 60 МВт с выдачей активной мощности $P_{TG1} = 9$ МВт;
 - генератор №2 — Рном = 80 МВт с выдачей активной мощности $P_{TG2} = 30$ МВт;
 - генератор №3 — Рном = 120 МВт с выдачей активной мощности $P_{TG3} = 40$ МВт.

2. Двухмашинная энергосистема с солнечной электростанцией. В этой схеме генератор № 1 заменен на СЭС схожей мощности $P_{\text{СЭС}} = 9 \text{ МВт}$.

Соответственно, режим работы сети при замене традиционной генерации на СЭС аналогичной мощности практически не изменяется, что необходимо для получения достоверных результатов.

Общая кинетическая энергия вращательной массы системы и врачающихся нагрузок может быть найдена следующим образом [10]:

$$E = 1/2Jw^2 \quad (1)$$

где:

J — момент инерции;

w — частота вращения ротора.

На скорость изменения частоты ротора влияет баланс крутящего момента вращающейся массы:

$$Jdw/dt = Pt/w - Pe/w \quad (2)$$

где:

P_t — механический крутящий момент;

P_e – электрический крутящий момент.

Из (2) следует:

$$Pt/\omega - Pe/\omega = Mt - Me \quad (3)$$

где:

Mt — механическая мощность;

Me — электрическая мощность.

Постоянная инерции системы характеризуется как отношение кинетической энергии к ее номинальной мощности:

$$H = E/S \quad (4)$$

где S — номинальная мощность системы.

Известно, что скорость изменения частоты зависит от инерции системы и начального дисбаланса мощности [11], [12]. Следовательно, скорость изменения частоты рассчитывается следующим образом:

$$dw/dt = (Pt - Pe)/Tj \quad (5)$$

В свою очередь, $Tj=2H$ откуда следует, что

$$dw/dt = (Pt - Pe)/2H \quad (6)$$

Исходя из вышесказанного, получаем, что при одинаковом ($Pt-Pe$) скорость изменения частоты обратна пропорциональна постоянной инерции системы. Значит, основным параметром, по которому будет производиться оценка инерционности энергосистемы, является скорость изменения частоты вращения ротора dw/dt [13].

Таким образом, необходимо анализировать частоту вращения ротора одного из генераторов в обеих моделях (трехмашинной и двухмашинной с СЭС).

Ниже представлена модель трехмашинной энергосистемы (см. рис. 2) в *MATLAB/Simulink*, реализованная по расчетной схеме на рисунок 1.

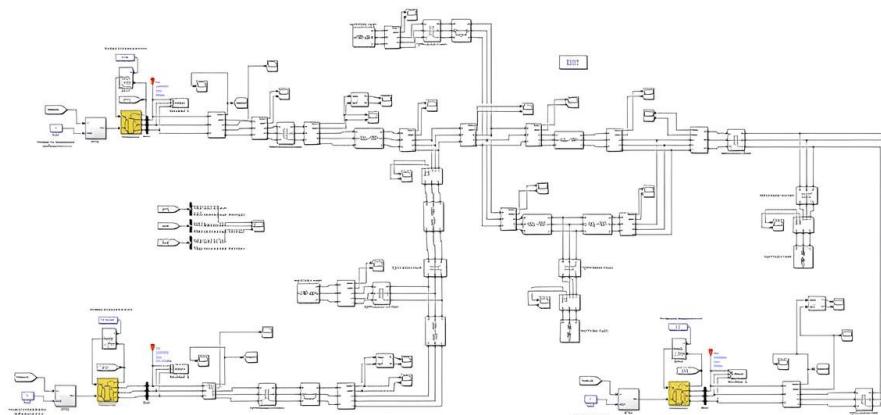


Рисунок 2 - Модель трехмашинной энергосистемы в *MATLAB/Simulink*

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.2>

Для определения инерционности исследуемой энергосистемы будем анализировать частоту вращения ротора генератора № 3 при отключении генератора № 2 с $P_{TG2} = 30$ МВт.

В момент времени $t = 20$ с на рисунке 3 происходит отключение генератора № 2. АРС турбин оставшихся генераторов №1 и №3 пытаются стабилизировать частоту вращения и устанавливают её на уровень 0,995 о.е. На первом колебании происходит отклонение частоты от номинала до значения 0,9882 о.е., что соответствует значению $f = 49,41$ Гц.

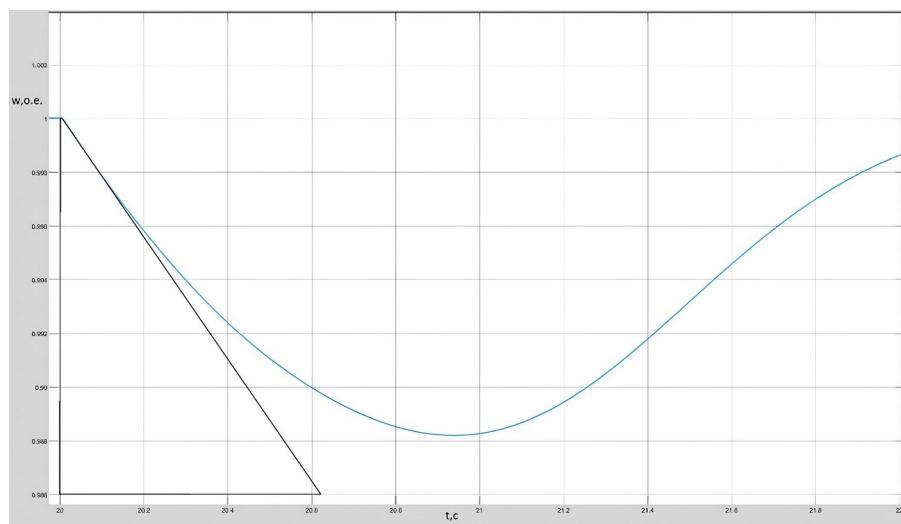


Рисунок 3 - Определение dw/dt генератора № 3

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.3>

За время $\Delta t = 20,63-20=0,63$ с частота изменилась бы по касательной к графику на $\Delta w = 1-0,9882=0,0118$ о.е., тогда скорость изменения частоты генератора № 3:

$$dw/dt = \Delta w/\Delta t = 0,019 \text{ о.е./с или } 0,95 \text{ Гц/с}$$

2.2. Отключение генерации в двухмашинной модели с солнечной электростанцией

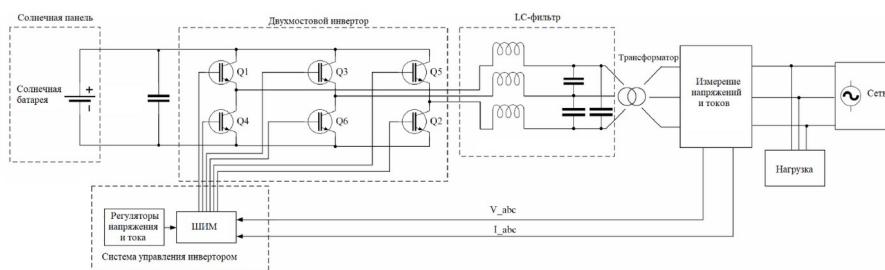


Рисунок 4 - Схема подключения СЭС к сети

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.4>

На основании схемы, представленной на рисунке 4, была реализована модель СЭС [14] в программном комплексе MATLAB/Simulink (см. рис. 5). В данной модели была использована модель трехуровневого инвертора, входящая в состав библиотеки стандартных компонентов Simulink.

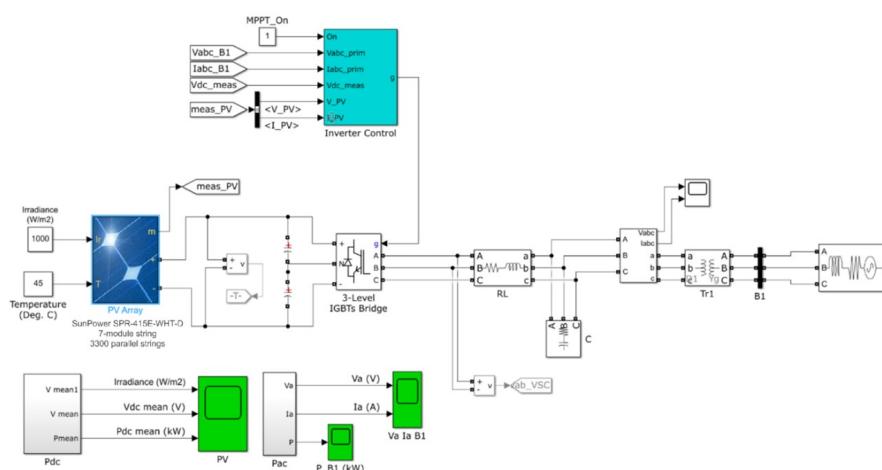


Рисунок 5 - Модель солнечной электростанции в MATLAB/Simulink

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.5>

Кроме инвертора, в модели представлены следующие блоки:

- солнечная батарея (*SunPower SPR-415E-WHT-D*);
- емкость на шинах постоянного тока;
- регулятор (*Inverter Control*);
- инвертор;
- фильтр;
- эквивалент питающей сети.

СЭС в данном случае состоит из 23100 фотоэлектрических панелей, 7 последовательных групп по 3400 батарей, соединенных параллельно, мощностью $P = 415$ Вт каждая, итого суммарная мощность СЭС:

$$P_{\text{pv}} = 23100 * 415 = 9,6 \text{ МВт}$$

Ниже представлена модель двухмашинной энергосистемы с СЭС (см. рис. 6) в *MATLAB/Simulink*.

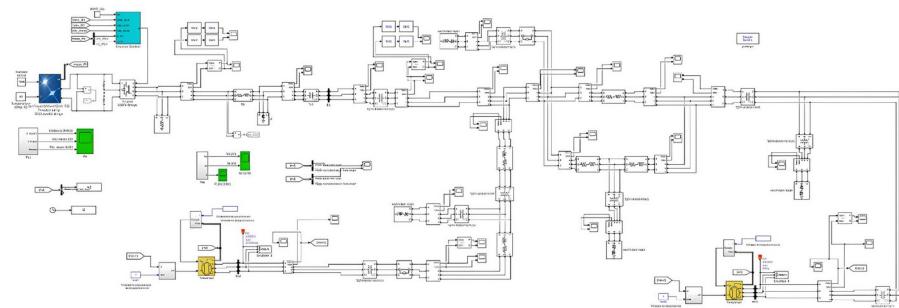


Рисунок 6 - Модель системы с солнечной электростанцией

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.6>

Как говорилось ранее, для определения инерционности исследуемой энергосистемы необходимо анализировать частоту вращения ротора генератора № 3 при отключении генератора № 2 с $P_{TG2} = 30$ МВт.

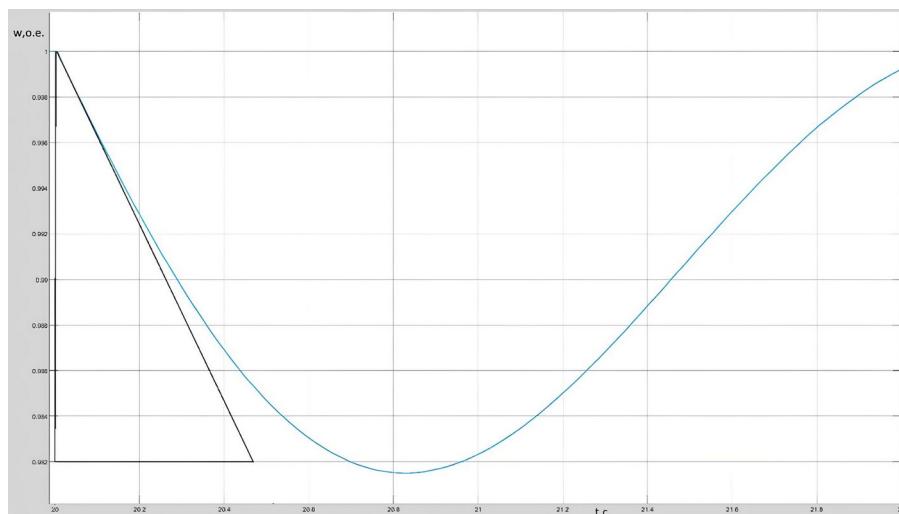


Рисунок 7 - Определение dw/dt генератора № 3

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.7>

В момент времени $t = 20$ с на рисунке 7 происходит отключение генератора № 2. APC турбины генератора № 3 пытается стабилизировать частоту вращения и устанавливает её на уровне 0,993 о.е. На первом колебании происходит отклонение частоты от номинала до значения 0,9816 о.е., что соответствует значению $f = 49,08$ Гц.

Определяем скорость изменения частоты dw/dt генератора № 3.

За время $\Delta t = 20,46 - 20 = 0,46$ с частота изменилась бы по касательной к графику на $\Delta w = 1 - 0,9816 = 0,0184$ о.е., тогда скорость изменения частоты генератора № 3:

$$dw/dt = \Delta w / \Delta t = 0,037 \text{ о.е./с или } 1,85 \text{ Гц/с}$$

2.3. Полученные результаты

На рисунке 8 приведены осциллограммы изменения частоты в обеих схемах при возникновении указанного возмущения.

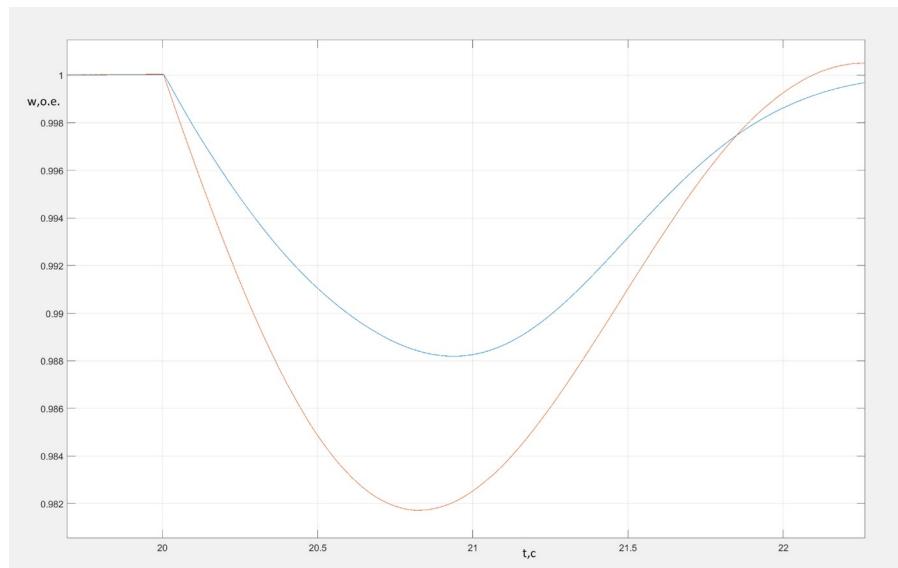


Рисунок 8 - Частота вращения генератора №3 без СЭС (синий), с СЭС (красный)
DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.8>

В результате исследования было установлено, что замена традиционного синхронного генератора на солнечную электростанцию приводит к снижению совокупной инерции энергосистемы. Это проявляется в увеличении отклонения частоты на 0,33 Гц и скорости изменения частоты на 0,9 Гц/с при отключении одного из генераторов. Замена генератора №1 на солнечную электростанцию схожей мощности привела к снижению инерционности энергосистемы, основываясь на увеличении скорости изменения частоты и отклонении частоты на первом колебании.

Одним из способов повышения совокупной инерции является создание системы регулирования, реализующей виртуальную инерцию СЭС. Виртуальная инерция позволит эффективно увеличить инерционность системы, несмотря на необходимость создания резерва по активной мощности СЭС.

Новизна и оригинальность работы:

- Проведено детальное моделирование и анализ динамических свойств энергосистемы с СЭС, что позволяет оценить влияние интеграции ВИЭ на инерцию системы.
- Предложен подход к повышению инерционности энергосистемы за счет внедрения систем виртуальной инерции, что является актуальным решением для современных энергосистем с высокой долей ВИЭ.
- Результаты исследования могут быть использованы проектными организациями и генерирующими компаниями для оптимизации работы энергосистем с СЭС.

Заключение

Проведенное исследование подтверждает, что интеграция солнечных электростанций в энергосистему снижает ее совокупную инерцию, что требует разработки новых подходов к управлению частотой и мощностью. Одним из перспективных направлений является внедрение систем виртуальной инерции, которые могут компенсировать недостаток естественной инерции и повысить устойчивость энергосистемы.

Конфликт интересов

Не указан.

Conflict of Interest

None declared.

Рецензия

Сообщество рецензентов Международного научно-исследовательского журнала

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.9>

Review

International Research Journal Reviewers Community

DOI: <https://doi.org/10.60797/IRJ.2025.154.82.9>

Список литературы / References

- Brown R. Dynamic Stability of Power Systems with High Penetration of Renewable Energy Sources / R. Brown [et al.] // IEEE Transactions on Power Systems. — 2022. — Vol. 38, № 1. — P. 123–135.
- Петров В.В. Анализ динамических свойств энергосистем с солнечными электростанциями / В.В. Петров // Энергетика и устойчивое развитие. — 2021. — Т. 9, № 1. — С. 22–35.
- Сидоров И.И. Проблемы интеграции ВИЭ в малые энергосистемы и пути их решения / И.И. Сидоров // Энергетика и экология. — 2023. — Т. 12, № 2. — С. 45–60.
- Johnson L. Frequency Control in Power Systems with High Renewable Penetration / L. Johnson [et al.] // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. — 2023. — Vol. 115. — P. 67–80.
- Kumar S. Modeling and Simulation of Solar Power Plants in Power Systems / S. Kumar [et al.] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. — 2021. — Vol. 135. — P. 110–125.

6. Zhang Y. Impact of Solar Power Integration on Power System Inertia / Y. Zhang [et al.] // Energy Conversion and Management. — 2022. — Vol. 245. — P. 114–130.
7. Lee H. Virtual Inertia Control Strategies for Power Systems with High Renewable Energy Penetration / H. Lee [et al.] // IEEE Access. — 2021. — Vol. 9. — P. 45678–45690.
8. Garcia M. Enhancing Power System Stability with Virtual Inertia from Renewable Energy Sources / M. Garcia [et al.] // Applied Energy. — 2022. — Vol. 305. — P. 117–130.
9. Беляев А.Н. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебное пособие / А.Н. Беляев [и др.]. — СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2012. — 149 с.
10. Хамви М. Бизнес-модель реагирования на спрос canvas: инструмент для создания гибкости на рынках электроэнергии / М. Хамви, И. Лизарральде, Дж. Легардер // J Clean Prod. — 2021. — № 1(282). — С. 124539.
11. Фаридпак Б. Многоэтапный подход к совместной эксплуатации / Б. Фаридпак [и др.] // Энергия. — 2020. — № 204. — С. 117897.
12. Яп Ки Новая адаптивная виртуальная стратегия управления инерцией при изменяющейся освещенности и температуре в солнечной энергосистеме, подключенной к сети / Ки Яп, Дж.М. Лим, К.Р. Саримуту // Int J Electr Power Energy Syst. — 2021. — № 132. — С. 107180.
13. Уилсон Д. Измерение эффективной площади инерции для определения требований к быстродействующей частотной характеристике / Д. Уилсон [и др.] // Int J Electr Power Energy Syst. — 2019. — № 1(113). — С. 1–8.
14. Bouraiou A. Modeling and Simulation of Photovoltaic Module and Array Based on One and Two Diode Model Using Matlab/Simulink / A. Bouraiou [et al.] // Energy Procedia. — 2018. — P. 864–877.

Список литературы на английском языке / References in English

1. Brown R. Dynamic Stability of Power Systems with High Penetration of Renewable Energy Sources / R. Brown [et al.] // IEEE Transactions on Power Systems. — 2022. — Vol. 38, № 1. — P. 123–135.
2. Petrov V.V. Analiz dinamicheskikh svojstv jenergosistem s solnechnymi elektrostancijami [Analysis of Dynamic Properties of Power Systems with Solar Power Plants] / V.V. Petrov // Jenergetika i ustojchivoe razvitiye [Energy and Sustainable Development]. — 2021. — Vol. 9, № 1. — P. 22–35. [in Russian]
3. Sidorov I.I. Problemy integracii VIje v malye jenergosistemy i puti ih reshenija [Problems of Renewable Energy Integration into Small Power Systems and Solutions] / I.I. Sidorov // Jenergetika i jekologija [Energy and Ecology]. — 2023. — Vol. 12, № 2. — P. 45–60. [in Russian]
4. Johnson L. Frequency Control in Power Systems with High Renewable Penetration / L. Johnson [et al.] // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. — 2023. — Vol. 115. — P. 67–80.
5. Kumar S. Modeling and Simulation of Solar Power Plants in Power Systems / S. Kumar [et al.] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. — 2021. — Vol. 135. — P. 110–125.
6. Zhang Y. Impact of Solar Power Integration on Power System Inertia / Y. Zhang [et al.] // Energy Conversion and Management. — 2022. — Vol. 245. — P. 114–130.
7. Lee H. Virtual Inertia Control Strategies for Power Systems with High Renewable Energy Penetration / H. Lee [et al.] // IEEE Access. — 2021. — Vol. 9. — P. 45678–45690.
8. Garcia M. Enhancing Power System Stability with Virtual Inertia from Renewable Energy Sources / M. Garcia [et al.] // Applied Energy. — 2022. — Vol. 305. — P. 117–130.
9. Belyaev A.N. Jelektromagnitnye perehodnye processy v jelektrojenergeticheskikh sistemah [Electromagnetic Transients in Electric Power Systems] : textbook / A.N. Belyaev [et al.]. — St. Petersburg : Polytechnic University Press, 2012. — 149 p. [in Russian]
10. Khamvi M. Biznes-model' reagirovaniya na spros canvas: instrument dlja sozdaniya gibkosti na rynkah jelektrojenergii [Demand Response Business Model Canvas: A Tool for Creating Flexibility in Electricity Markets] / M. Khamvi, I. Lizaraide, J. Legarder // J Clean Prod. — 2021. — № 1(282). — P. 124539. [in Russian]
11. Faridpak B. Mnogojetapnyj podhod k sovmestnoj jekspluatacii [Multistage Approach to Joint Operation] / B. Faridpak [et al.] // Energy. — 2020. — № 204. — P. 117897. [in Russian]
12. Yap Ki Novaja adaptivnaja virtual'naja strategija upravlenija inerciej pri izmenjajushhejsja osveshhennosti i temperatuire v solnechnoj jenergosisteme, podkljuchennej k seti [New Adaptive Virtual Inertia Control Strategy Under Changing Illumination and Temperature in Grid-Connected Solar Power System] / Ki Yap, J.M. Lim, K.R. Sarimuthu // Int J Electr Power Energy Syst. — 2021. — № 132. — P. 107180. [in Russian]
13. Wilson D. Izmerenie jeffektivnoj ploshchadi inercii dlja opredelenija trebovaniij k bystrodejstvujushhej chastotnoj harakteristike [Measuring Effective Inertia Area for Determining Fast Frequency Response Requirements] / D. Wilson [et al.] // Int J Electr Power Energy Syst. — 2019. — № 1(113). — P. 1–8. [in Russian]
14. Bouraiou A. Modeling and Simulation of Photovoltaic Module and Array Based on One and Two Diode Model Using Matlab/Simulink / A. Bouraiou [et al.] // Energy Procedia. — 2018. — P. 864–877.