



O'zbekiston energetika tizimining moslashuvchanligini o'zgaruvchan qayta tiklanuvchan energiya manbalarining ulushi oshishi sharoitidagi tahlili

Kaxraman R. Allayev¹, Toxir F. Maxmudov^{1,a)}, Denis Y. Losev²

¹ Akademik, DSc, prof., Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent, 100095, O'zbekiston; kahramon-allaev@mail.ru <https://orcid.org/0000-0003-0056-8854>

^{1,a)} PhD, dots., Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent, 100095, O'zbekiston; t.maxmudov@tdtu.uz <https://orcid.org/0000-0002-0357-0303>

² ERHB bosh mutaxassisi, Energetika Vazirligi huzuridagi "Milliy dispatcherlik markazi" DM, Toshkent, 100000, O'zbekiston; d.losev@gubkin.uz <https://orcid.org/0009-0008-5712-9522>

Dolzarbli: Jahon energetika tizimining uglerod intensivligini kamaytirish va barqarorligini oshirishga qaratilgan global energetik transformatsiya sharoitida qayta tiklanuvchi energiya manbalarini (QTEM) milliy energiya balanslariga integratsiya qilish alohida ahamiyat kasb etmoqda. Katta quyosh va shamol energiyasi salohiyatiga ega bo'lgan O'zbekiston Respublikasi "yashil energetika"ga o'tish strategiyasini faol amalga oshirmoqda. O'zbekiston Respublikasi Senati tomonidan tasdiqlangan [15] maqsadli ko'rsatkichlarga ko'ra, 2030 yilga kelib qayta tiklanuvchi energiya manbalarining o'rnatilgan quvvati 27 GVtga yetkazilishi rejalashtirilgan bo'lib, bu mamlakat energetika tizimidagi umumiy o'rnatilgan quvvatning 54 %gacha tashkil etadi. Ushbu maqsadlarning amalga oshirilishi yiliga 25 milliard m³ tabiiy gazni tejash va CO₂ chiqindilarini 34 million tonnaga qisqartirish imkonini beradi, bu esa mamlakatning energetik xavfsizligini ta'minlash hamda xalqaro iqlim majburiyatlarini bajarish nuqtayi nazaridan strategik ahamiyatga ega. Biroq quyosh (QES) va shamol (ShES) elektr stansiyalarining o'zgaruvchan generatsiyasi ulushining oshishi, shuningdek quvvat iste'molidagi o'zgarishlar energiya tizimining barqaror ishlashini ta'minlash uchun rejimlarni va tizim moslashuvchanligini chuqur tahlil qilish zaruratini tug'diradi. Qayta tiklanuvchi energiya manbalari generatsiyasining va talabning o'zgaruvchanligi, hamda ularning ob-havo sharoitlariga yuqori darajada bog'liqligi energiya tizimidan katta moslashuvchanlik va quvvat balansini tezkor boshqarish qobiliyatini talab qiladi. Shu bilan birga, O'zbekistonning mavjud generatsiya quvvatlarining katta qismi gaz bilan ishlaydigan issiqlik elektr stansiyalari, jumladan bug'-gaz qurilmalari (BGQ), yuqori manevrli gaz-porshenli qurilmalar, shuningdek energiya saqlash tizimlari va gidroelektr stansiyalaridan iborat bo'lib, ular QTEM va talab tebranishlariga tizimning moslashuvchanligini baholash imkonini beradi. Shunday qilib, qayta tiklanuvchi energiya manbalarining o'zgaruvchan generatsiyasi va iste'mol hajmining oshib borishi sharoitida tizim moslashuvchanligini tahlil qilish hamda operativ boshqaruvni takomillashtirish bo'yicha tavsiyalar ishlab chiqish energiya tizimining ishonchligi, barqarorligi va samarali ishlashini ta'minlash uchun dolzarb va muhim vazifa hisoblanadi.

Maqsad: Energetika tizimining real ish holati bilan moslashuvchanlikka oid tadqiqot natijalarining solishtirma tahlilini amalga oshirish.

Usullari: Fotoelektrik va shamol elektr stansiyalari generatsiyasining o'zgaruvchanligini hamda iste'mol dinamikasini baholash uchun vaqt qatorlarini statistik tahlil qilishga asoslangan tadqiqot usuli qo'llanildi.

Natijalar: Talab etiladigan boshqariladigan quvvat diapazonini qoplashda ishtirok etuvchi manbalar ulushining quvvat bo'yicha taqsimlanishi quyidagicha: gaz-porshenli elektr stansiyalari (GPES) ≈40,5%; gidroelektr stansiyalari (GES): ≈17,3%; energiya saqlash tizimlari (EST): ≈17,3%; issiqlik elektr stansiyalari + bug'-gaz qurilmalari (IES + BGQ, aylanma zaxira): ≈24,9%.

Kalit so'zlar: elektroenergetika tizimi, quvvat zaxirasi, quvvat balans, fotoelektrik stansiya, shamol elektr stansiyasi, qayta tiklanadigan energiya manbalari, moslashuvchanlik.

Анализ гибкости энергосистемы Узбекистана в условиях роста доли переменной генерации возобновляемых источников энергии

Кахраман Р. Аллаев¹, Тохир Ф. Махмудов^{1,a)}, Денис Ю. Лосев²

¹ Академик, DSc, проф., Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, 100095, Узбекистан; kahramon-allaev@mail.ru <https://orcid.org/0000-0003-0056-8854>

^{1,a)} PhD, доц., Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, 100095, Узбекистан; t.maxmudov@tdtu.uz <https://orcid.org/0000-0002-0357-0303>

² Главный специалист ОРЭР ГУ «Национальный диспетчерский центр» при Министерстве Энергетики, Ташкент, 100000, Узбекистан; d.losev@gubkin.uz <https://orcid.org/0009-0008-5712-9522>

Актуальность: В условиях глобальной энергетической трансформации, направленной на снижение углеродоемкости и повышение устойчивости энергетических систем, особое значение приобретает интеграция

For citation: K.R. Allaev, T.F. Makhmudov, D.Y. Losev. Analysis of the flexibility of Uzbekistan's power system under increasing shares of variable renewable energy generation. Scientific and technical journal of Problems of Energy and Sources Saving, 2025, no. 4, pp. 33-44. <https://doi.org/10.5281/zenodo.18410767>

Received: 02.04.2025
Revised: 16.04.2025
Accepted: 08.07.2025
Published: 27.12.2025

Copyright: © Kaxraman R. Allaev, Toxhir F. Makhmudov, Denis Y. Losev, 2025. Submitted to Problems of Energy and Sources Saving for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в национальные энергобалансы. Республика Узбекистан, обладая значительным потенциалом солнечной и ветровой энергии, активно реализует стратегию перехода к «зелёной» энергетике. Согласно [15] целевым показателям, утверждённым Сенатом Республики Узбекистан, к 2030 году планируется достичь 27 ГВт установленной мощности возобновляемых источников энергии, что составляет до 54% от суммарной мощности энергосистемы страны. Реализация этих целей позволит ежегодно экономить около 25 млрд м³ природного газа и сокращать выбросы CO₂ на 34 млн тонн, что имеет стратегическое значение для обеспечения энергетической безопасности и выполнения международных климатических обязательств страны. Однако рост доли переменной генерации из солнечных (СФЭС) и ветровых (ВЭС) электростанций с учётом изменения потребления мощности порождает необходимость выполнения анализа режимов и гибкости энергосистемы для обеспечения её устойчивого функционирования. Переменность выработки возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и спроса, а также их зависимость от погодных условий требуют от энергосистемы высокой степени гибкости и способности к оперативному управлению балансом мощности. При этом значительная часть генерирующих мощностей Узбекистана представлена: газовыми тепловыми станциями, в том числе парогазовых установок (ПГУ), высокоманевренных газо-поршневых установок, а также аккумулятивными системами хранения энергии, гидроэлектростанциями, что может позволить выполнению анализа адаптивности системы к колебаниям ВИЭ и спроса.

Таким образом, анализ гибкости и разработка рекомендаций по совершенствованию оперативного управления в условиях роста переменной генерации из возобновляемых источников энергии и спроса являются актуальной задачей, имеющей важное значение для обеспечения надёжности, устойчивости и эффективности функционирования энергосистемы.

Цель: выполнить сравнительный анализ результатов исследования гибкости с фактическим режимом работы энергосистемы.

Методы: использован метод исследования, включающий статистический анализ временных рядов, применяемый для оценки изменчивости генерации ФЭС, ВЭС и динамики потребления.

Результаты: В результате распределения мощности доли участия отдельных типов источников в покрытии требуемого регулируемого диапазона прогнозируемой мощности принимают следующий вид: газопоршневые станции (ГПЭС) ≈40,5%; гидроэлектростанции (ГЭС) ≈17,3%; аккумулярующие системы хранения энергии (АСХЭ) ≈17,3%; тепловые электростанции и парогазовые установки (вращающийся резерв ТЭС+ПГУ) ≈24,9%.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, резерв мощности, баланс мощностей, фотоэлектрическая станция, ветровая электростанция, возобновляемые источники энергии, гибкость.

Analysis of the flexibility of Uzbekistan's power system under increasing shares of variable renewable energy generation

Kakhraman R. Allaev¹, Tokhir F. Makhmudov^{1,a)}, Denis Y. Losev²

¹ Academician, DSc, prof., Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; kahramon-allaev@mail.ru <https://orcid.org/0000-0003-0056-8854>

^{1,a)} PhD., assoc.prof., Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; t.maxmudov@tdtu.uz <https://orcid.org/0000-0002-0357-0303>

² Lead Specialist of the Department of Power Flow Calculations, SI "National Dispatch Centre" under the Ministry of Energy, Tashkent, 100000, Uzbekistan; d.losev@gubkin.uz <https://orcid.org/0009-0008-5712-9522>

Relevance: In the context of the global energy transition aimed at reducing carbon intensity and increasing the sustainability of energy systems, the integration of renewable energy sources (RES) into national energy balances is gaining particular importance. The Republic of Uzbekistan, possessing significant solar and wind energy potential, is actively implementing a strategy for transitioning to "green" energy. According to the target indicators [15] approved by the Senate of the Republic of Uzbekistan, by 2030 it is planned to reach 27 GW of installed renewable energy capacity, which represents up to 54% of the total power system capacity of the country. The achievement of these goals will make it possible to save about 25 billion m³ of natural gas annually and reduce CO₂ emissions by 34 million tons, which is of strategic importance for ensuring energy security and fulfilling the country's international climate commitments. However, the increasing share of variable generation from solar (PV) and wind (WPP) power plants, combined with changes in power demand, necessitates a comprehensive analysis of operating conditions and system flexibility to ensure stable functioning of the power grid. The variability of renewable energy generation and electricity demand, as well as their dependence on weather conditions, require a high degree of flexibility and the ability to promptly manage the power balance. At the same time, a significant portion of Uzbekistan's generating capacity is represented by gas-fired thermal power plants, including combined-cycle gas turbine (CCGT) units, highly flexible gas-piston units, as well as battery energy storage systems and hydropower plants, which allows assessing the system's adaptability to RES and demand fluctuations. Thus, the analysis of system flexibility and the development of recommendations for improving operational control under the conditions of increasing variable renewable energy generation and demand becomes a highly relevant task, essential for ensuring the reliability, resilience, and efficiency of the power system.

Aim: To perform a comparative analysis of the flexibility assessment results with the actual operating conditions



of the power system.

Methods: There were used a research method was applied that includes statistical time-series analysis to assess the variability of PV and wind power generation as well as demand dynamics. statistical methods of analysis and forecasting.

Results: As a result of the distribution of power among different types of sources involved in covering the required regulation range, the following shares were obtained: gas-piston power plants (GPPP): $\approx 40,5\%$; hydropower plants (HPP) $\approx 17,3\%$; Battery energy storage systems (BESS) $\approx 17,3\%$; Thermal power plants + combined-cycle gas turbines (TPP + CCGT, spinning reserve) $\approx 24,9\%$.

Keywords: electric power system, capacity reserve, power balance, photovoltaic power plant, wind power plant, renewable energy sources, flexibility.

1. Введение (Introduction)

Глобальная тенденция перехода к зелёной энергетике приводит к ускоренному внедрению ВИЭ, доля которых ежегодно увеличивается во многих странах мира. Данная трансформация непосредственно влияет на структуру энергобалансов, характер нагрузки и режимы функционирования электроэнергетических систем. В этих условиях особую значимость приобретает проблема обеспечения гибкости энергосистемы – её способности оперативно реагировать на быстрые и непредсказуемые изменения генерации и потребления.

Республика Узбекистан располагает значительным потенциалом солнечной и ветровой энергии и реализует масштабные программы по строительству фотоэлектрических и ветровых электростанций. Быстрый рост установленной мощности ВИЭ сопровождается увеличением уровня переменности выработки, что требует совершенствования подходов к оперативно-диспетчерскому управлению и оптимизации структуры генерирующих мощностей. В условиях изменения погодных условий, суточных и сезонных колебаний нагрузки, а также ограничений по маневренности традиционных источников энергии возрастает необходимость проведения комплексного анализа гибкости энергосистемы.

Особенно актуальным является оценка способности энергосистемы Узбекистана поддерживать баланс мощности при значительном внедрении солнечных и ветровых электростанций. Наличие различных типов генерации – газовых, тепловых и парогазовых установок, газопоршневых электростанций, гидроэлектростанций, систем накопления энергии – формирует предпосылки для повышения гибкости, однако эффективность их взаимодействия в условиях роста доли переменной генерации требует детального исследования.

Под энергетической гибкостью понимается комплексная способность регулировать как спрос, так и предложение энергии, что является критически важным в условиях динамического изменения структуры энергобаланса и интеграции ВИЭ [2].

Традиционно обеспечение энергетической гибкости основывалось на использовании маневренной генерации с гарантированной выработкой электроэнергии, преимущественно работающей на углеводородном топливе. Однако современные тенденции энергоперехода и рост доли стохастических ВИЭ, таких как ветровая и солнечная генерация, а также увеличение доли непредсказуемой нагрузки приводят к необходимости интеграции дополнительных ресурсов гибкости. Это обуславливает поиск новых технических решений и развитие рыночных механизмов, обеспечивающих эффективное вовлечение ресурсов на национальном и локальном уровнях.

Экономическая и техническая ценность управления энергетической гибкостью проявляется через несколько ключевых эффектов:

Рыночный эффект — повышение эффективности функционирования рынка электроэнергии за счет улучшения баланса спроса и предложения, что способствует снижению равновесной цены энергии и мощности, а также минимизации рисков ценовой волатильности и повышения предсказуемости рынка [3].

Ресурсный эффект — оптимизация использования установленной мощности генерации и сетевой инфраструктуры, что ведет к снижению капитальных и эксплуатационных затрат, а также к уменьшению доли сетевых потерь и стоимости передачи энергии [4–6].

Режимный эффект — обеспечение устойчивости и надежности энергосистемы в условиях возмущений и неопределённости, вызванных стохастическими изменениями потребления и генерации, аварийными ситуациями, внеплановыми ремонтными работами и влиянием погодных факторов. Управление гибкостью позволяет поддерживать качество электроэнергии, предотвращать перегрузки и обеспечивать стабильность частоты и напряжения [7].

Сетевой эффект — уменьшение локальных ограничений пропускной способности электрических сетей, повышение пропускной способности и оптимизация маршрутов передачи электроэнергии, что способствует снижению затрат на развитие сетевой инфраструктуры и улучшению интеграции распределённых и возобновляемых генераторов.



При этом следует отметить, что основные технологические решения для реализации гибкости электроэнергетической системы включают [17]:

Маневренность генерации — активное использование низкоуглеродных пиковых установок, таких как котлы на биомассе, газовые турбины с улавливанием и хранением CO₂, а также перспективные водородные электростанции, способные быстро изменять уровень производства электроэнергии в ответ на требования системы.

Управление спросом (Demand Response) — изменение профиля потребления конечных пользователей посредством временного смещения нагрузки в периоды избыточной генерации или высокой стоимости электроэнергии. Примерами являются ночная зарядка электромобилей, интеллектуальное управление бытовыми приборами и промышленным оборудованием, а также внедрение систем «умного дома» и «умных сетей» [18].

Интеллектуальные сети и межсетевые связи — внедрение передовых технологий управления и коммуникаций в электрических сетях, позволяющих динамически перераспределять электроэнергию между регионами и странами, снижать ограничения пропускной способности, выравнять региональные дисбалансы и обеспечивать устойчивую работу системы при высокой доле ВИЭ.

Хранение энергии — применение накопителей энергии различного масштаба: от домашних аккумуляторных систем и электромобилей с функцией обратной отдачи энергии (Vehicle-to-Grid, V2G) до крупных гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и промышленных накопителей, что обеспечивает возможность сглаживания колебаний генерации и потребления, а также оперативного реагирования на сетевые возмущения.

Проблема расчёта требуемого резерва гибкой мощности в условиях высокой доли ВИЭ и динамически изменяющегося спроса становится одной из ключевых задач оперативно-диспетчерского управления [1]. Нестабильность генерируемой мощности, зависимость от погодных и климатических факторов, а также ограниченные возможности прогнозирования создают неопределённость, требующую применения новых подходов к определению резервов. Традиционные методы, основанные на усреднённых статистических данных, оказываются недостаточно точными при быстроменяющихся режимах работы энергосистемы.

В настоящее время в научной литературе предложен ряд подходов к оценке необходимого резерва мощности – вероятностные [12, 13], стохастические и оптимизационные методы обеспечения гибкости энергосистемы. Однако большинство из них не учитывает в полной мере временную корреляцию генерации ВИЭ, её пространственное распределение и взаимосвязь с динамикой потребления. Это снижает эффективность планирования режимов и может приводить к завышению или занижению объёмов резервов.

В статьях [8], [9] и [10] основное внимание уделяется методам определения эксплуатационных резервов для электроэнергетических систем с высокой долей ветровой генерации. Анализируются преимущества различных методов, включая анализ того, как задача определения эксплуатационных резервов может изменяться в исследованиях по интеграции ветровой энергии. В исследовании [11] предлагается метод, основанный на алгоритме внутренней точки, для оптимизации задачи динамического совместного распределения энергии и резервов с учетом практических сложных равенств и неравенств, таких как баланс мощности, ограничения по мощности генераторов и резервов, ограничения по темпам нарастания/снижения мощности и связь между резервом и энергией. В работе [12] используется подход оценки рисков, показывающий возможность описания последствия каждого возможного уровня резерва с помощью набора риск-индексов, полезных для принятия решений. В работе [14] рассматривается применение рыночных решений для управления гибкостью нарастания мощности при высокой доле возобновляемых источников. В работе [19] представлен комплексный обзор современных исследований в области гибкости энергосистем, включая существующие определения и методы количественной оценки, гибкие ресурсы, а также продукты и услуги, связанные с гибкостью, на рынках электроэнергии. В статье [20] рассматривается проверка данных об энергопотреблении в зданиях, которая включает выполнение процедур по обнаружению и замене нулевых, ошибочных, абсолютно одинаковых данных, а также восстановление утраченных данных об энергопотреблении.

Таким образом, анализ гибкости энергосистемы Узбекистана в условиях роста переменной генерации ВИЭ является важной научной и практической задачей, решение которой позволит повысить надёжность функционирования энергосистемы, обеспечить устойчивость энергоснабжения и создать условия для дальнейшего расширения использования возобновляемых источников энергии в стране.



2. Методы и материалы (Methods and materials)

В научной статье для анализа и реализации задачи гибкости электроэнергетической системы рассматриваются с учётом маневренности генерации и хранения энергии.

Основные показатели гибкости энергосистемы. Гибкость энергосистемы количественно оценивается через ряд показателей, отражающих способность системы поддерживать баланс между генерацией и нагрузкой при колебаниях переменной генерации ВИЭ.

1. Резерв мощности (Operating Reserve) – это суммарная доступная мощность генераторов, которая может быть использована для компенсации неожиданных отклонений нагрузки или генерации ВИЭ и определяется по (1):

$$R = \sum_{i=1}^N (P_i^{max} - P_i^{gen}) \quad (1)$$

где:

R – суммарный резерв мощности, МВт;

P_i^{max} – суммарный резерв мощности, МВт;

P_i^{gen} – текущая генерируемая мощность, МВт;

N – число генераторов, способных предоставлять резерв.

Этот показатель используется для обеспечения надежности системы и предотвращения дефицита мощности при резких изменениях ВИЭ. Резерв делится на: Spinning reserve – мгновенно доступная мощность; Non-spinning reserve – резерв, который может быть введен через несколько минут.

2. Скорость изменения мощности (Ramp Rate) – показывает, насколько быстро генерация системы может изменяться для компенсации колебаний ВИЭ и определяется по (2):

$$RR = \frac{\Delta P}{\Delta t} \quad (2)$$

где:

RR – скорость изменения мощности, МВт/час;

ΔP – изменение мощности, МВт;

Δt – интервал времени, час.

Этот показатель используется для планирования оперативных резервов и гибкой генерации.

3. Способность наращивания/снижения генерации (Capacity to Ramp Up/Down, CRU/CRD) – оценивают, насколько система способна компенсировать рост или снижение генерации ВИЭ за определенное время:

$$CRU = \frac{\sum_i RR_i^{up}}{\max(\frac{dP_{VRE}}{dt})}, \quad CRD = \frac{\sum_i RR_i^{down}}{\max(\frac{dP_{VRE}}{dt})} \quad (3)$$

где:

$RR_i^{up/down}$ – скорость наращивания/снижения мощности i -го источника, МВт/ч;

$\max(\frac{dP_{VRE}}{dt})$ – максимальное изменение мощности ВИЭ.

В случае $CRU, CRD > 1$, система может безопасно компенсировать колебания ВИЭ. В случае $CRU, CRD < 1$, в системе возможны дефициты регулируемой мощности и требуется хранение энергии.

Исходя из текущего состояния электроэнергетической системы Узбекистана, в условиях отсутствия рынка электроэнергии и средств интеллектуализации сети, в данной статье выполнены анализ возможности реализации гибкости с учётом маневренных источников генерации и систем хранения энергии, а также сравнение с фактическим суточным энергобалансом. Для реализации задач с планированием энергобаланса в условиях изменчивости ВИЭ и спроса, а также определения необходимых почасовых резервов гибкой мощности разработан алгоритм.

Исходные материалы и данные. В качестве исходной информации использовались:

- прогнозные и фактические почасовые значения выработки мощности ФЭС и ВЭС, выданные диспетчерскому центру станциями на сутки вперёд;
- прогнозные и фактические почасовые значения потребления активной мощности в энергосистеме, сформированные на основе анализа статистических данных и погодных факторов.

Прогнозные значения параметров приведены в таблице 1, а фактические – в таблице 2.

Все данные формируются с временным шагом $\Delta t = 1$ час на период планирования 24 часа, что соответствует стандартной практике суточного оперативного планирования режима ЭЭС.



Таблица 1. Прогнозные значения параметров, предназначенные для расчётов
Table 1. Forecasted parameter values intended for calculations

Часы суток	1	2	3	4	5	6	7	8
Мощность ВЭС, МВт	1133	1040	964	928	933	940	891	857
Мощность ФЭС, МВт	0	0	0	0	0	0	119	894
Мощн. потр ЭС, МВт	7800	7400	7200	7100	7200	7400	7600	8200
Часы суток	9	10	11	12	13	14	15	16
Мощность ВЭС, МВт	473	388	301	259	223	201	192	193
Мощность ФЭС, МВт	1753	2032	2106	2066	2048	2028	1993	1918
Мощн. потр ЭС, МВт	8600	9100	9300	9200	8900	9000	9300	9400
Часы суток	17	18	19	20	21	22	23	24
Мощность ВЭС, МВт	204	218	378	465	551	628	697	714
Мощность ФЭС, МВт	1611	967	222	0	0	0	0	0
Мощн. потр ЭС, МВт	9700	9900	9900	10100	9900	9500	9000	8200

Структура исходных данных включает почасовые прогнозные значения выработки активной мощности всех ФЭС, ВЭС и потребления электроэнергетической системы на планируемую сутку. Исходные данные прогноза генерации активной мощности ФЭС, ВЭС и потребления за 24-час текущий сутки составляют: $P_{ФЭС}=0$ МВт, $P_{ВЭС}=1182$ МВт, $P_{потр}=8400$ МВт.

Таблица 2. Фактические значения параметров, предназначенные для расчётов
Table 2. Actual parameter values intended for calculations

Часы суток	1	2	3	4	5	6	7	8
Мощность ВЭС, МВт	1395	1126	1030	1024	1001	1071	1051	1022
Мощность ФЭС, МВт	0	0	0	0	0	0	0	336
Мощн. потр ЭС, МВт	8900	7550	7218	7081	7230	7461	8045	8409
Часы суток	9	10	11	12	13	14	15	16
Мощность ВЭС, МВт	668	335	166	159	123	56	14	21
Мощность ФЭС, МВт	1352	1956	2228	2301	2278	2262	2251	2225
Мощн. потр ЭС, МВт	8794	8926	8830	8870	8772	8944	9118	9370
Часы суток	17	18	19	20	21	22	23	24
Мощность ВЭС, МВт	85	234	280	281	413	397	420	564
Мощность ФЭС, МВт	2072	1660	519	9	0	0	0	0
Мощн. потр ЭС, МВт	9547	9610	9891	9619	9265	8881	8250	7700

Структура исходных данных включает почасовые фактические значения выработки активной мощности всех ФЭС, ВЭС и потребления электроэнергетической системы на планируемую сутку осеннего периода. Исходные данные фактической генерации активной мощности ФЭС, ВЭС и потребления за 24-час текущий сутки составляют: $P_{ФЭС}=0$ МВт, $P_{ВЭС}=1498$ МВт, $P_{потр}=7821$ МВт.

Методика расчёта заключается в выполнении следующих пунктов:

1) Для каждого часа суток $i=1..24$ рассчитывается чистая нагрузка – мощность, которую должны покрыть управляемые электростанции (ТЭС, ГЭС, накопители энергии):

$$P_{\text{чист},i} = P_{\text{потр},i} - (P_{\text{ФЭС},i} + P_{\text{ВЭС},i}) \quad (4)$$

Изменение чистой нагрузки между соседними часами определяется как:

$$\Delta P_{\text{чист},i} = P_{\text{чист},i} - P_{\text{чист},i-1} \quad (5)$$

Параметр $\Delta P_{\text{чист},i}$ – характеризует значение мощности, необходимое для оценки необходимого резерва в целях регулирования на последующий час суток.

2) Определяется направление регулирования на следующий планируемый час суток.

В зависимости от знака изменения $\Delta P_{\text{чист},i}$ выделяются 2 вида резерва мощности:

$$\begin{cases} R_i^\uparrow = \Delta P_{\text{чист},i}, & \text{если } \Delta P_{\text{чист},i} > 0, \\ R_i^\downarrow = -\Delta P_{\text{чист},i}, & \text{если } \Delta P_{\text{чист},i} < 0, \\ R_i^\uparrow = R_i^\downarrow = 0, & \text{если } \Delta P_{\text{чист},i} = 0. \end{cases} \quad (6)$$

Восходящий резерв R_i^\uparrow отражает необходимость увеличения генерации, управляемых станций на последующий час суток, а нисходящий R_i^\downarrow – её снижения. Таким образом, эти значения показывают, насколько быстро регулируемая генерация должна измениться в течение часа, чтобы компенсировать динамику мощностей ВИЭ и спроса.

3) Определение максимальных резервов и диапазона регулирования энергосистемы. Максимальные требуемые восходящий и нисходящий резервы за час расчётной суток определяется как:

$$R_{\text{восх}}^{\max} = \max(R_i^\uparrow) \quad R_{\text{нисх}}^{\max} = \max(R_i^\downarrow) \quad (7)$$

а диапазон регулирования энергосистемы определяется как:

$$\Delta P_{\text{рег}} = P_{\text{чист},\max} - P_{\text{чист},\min}. \quad (8)$$

$P_{\text{чист},\min}$ – значение, которое эквивалентно генерации активной мощности традиционными электрическими станциями в базовом режиме.

3. Результаты и обсуждение (Results and discussion)

На основе почасовых прогнозных и фактических данных выработки ФЭС и ВЭС станций, а также графика электропотребления энергосистемы произведены расчёты чистой нагрузки, которые показаны на рис. 1.

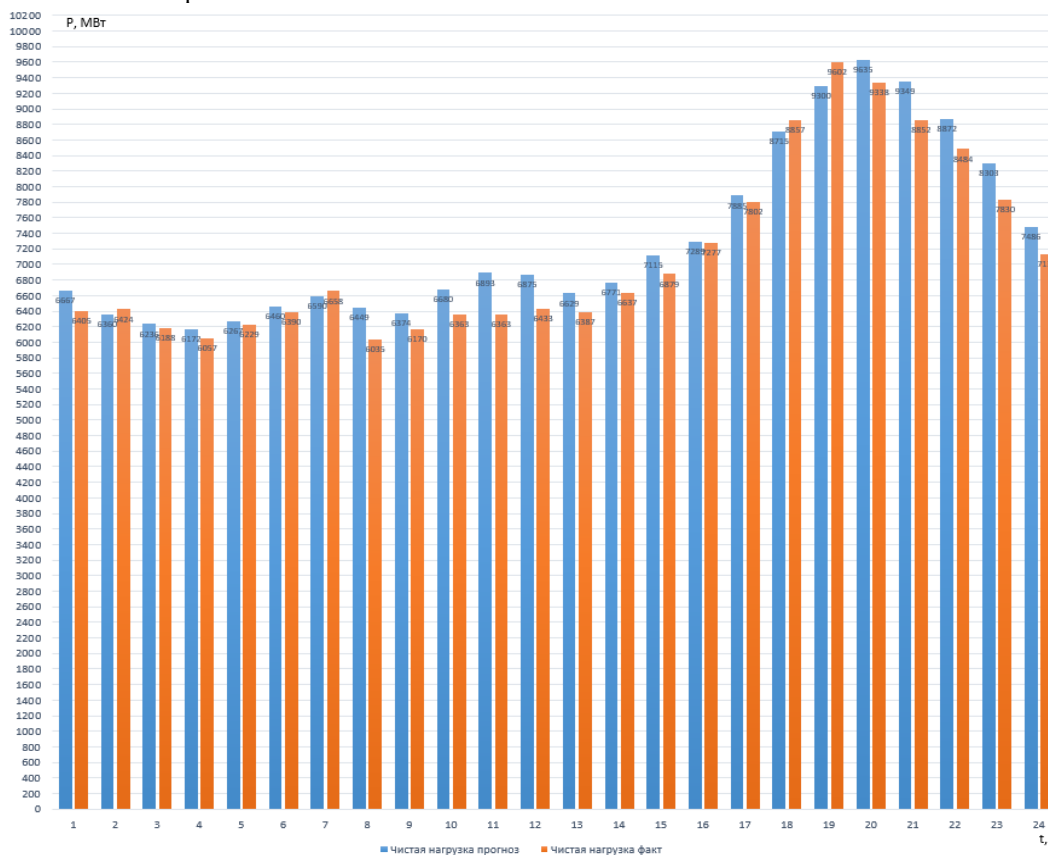


Рис. 1. Фактические и прогнозные характеристики чистой нагрузки
Figure 1. Actual and forecasted characteristics of the net load

В результате вычислений на основе данных прогноза определено, что в течение суток значения чистой нагрузки изменяются в диапазоне от 6172 МВт до 9635 МВт, а общий диапазон регулирования энергосистемы составляет $\Delta P_{\text{рег}} = 3463$ МВт. В результате вычислений на основе фактических данных установлено, что в течение суток значения чистой нагрузки изменяются в

диапазоне от 6057 МВт до 9602 МВт, а общий диапазон регулирования энергосистемы составляет $\Delta P_{\text{рег}} = 3567$ МВт.

Результаты анализа показывают, что характеристика чистой нагрузки обеспечивает удовлетворительную точность во всех интервалах суток. Наибольшие расхождения фиксируются в периоды утреннего и вечернего изменения нагрузки, что объясняется наличием ошибок прогнозируемых параметров генерации ВИЭ и спроса. Однако, в данном случае ошибки прогнозов ФЭС и ВЭС покрывают друг друга, что в итоге снижает ошибку между фактической и прогностической характеристиками чистой нагрузки.

На основании прогнозируемой характеристики чистой нагрузки получена характеристика изменения регулируемой мощности.

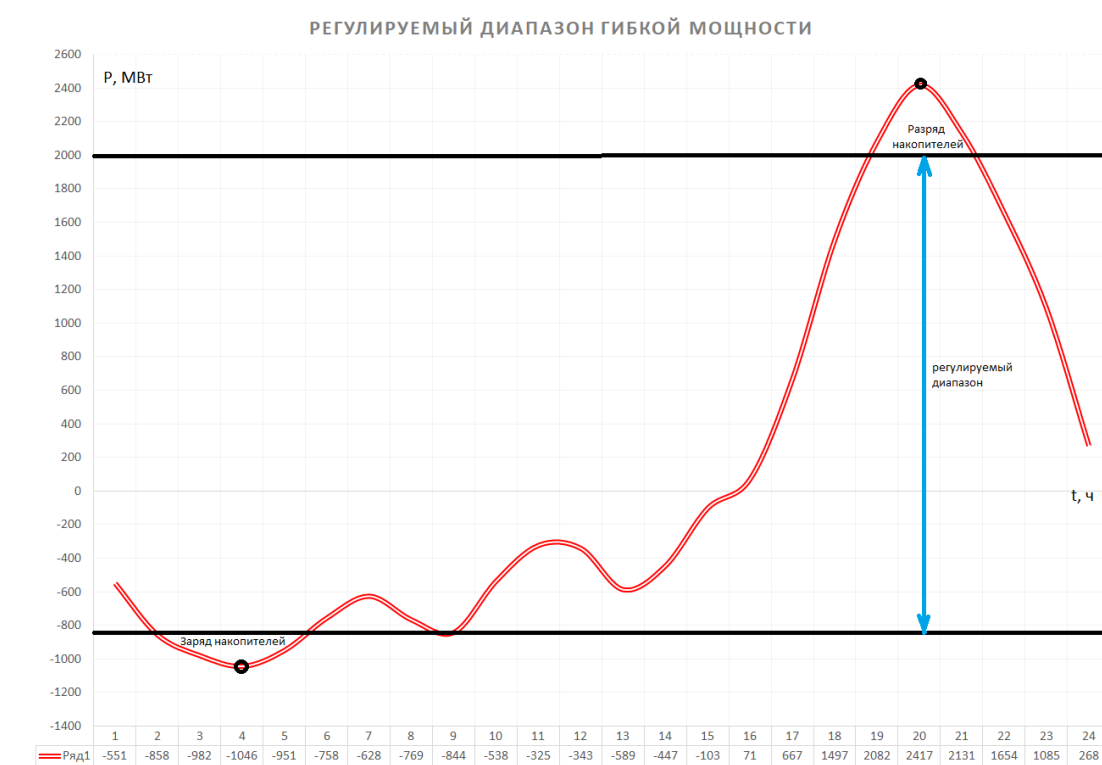


Рис. 2. Прогнозируемая характеристика регулируемой мощности энергосистемы
Figure 2. Forecasted characteristic of the controllable power of the power system

Согласно характеристике на рис. 2, при изменении генерации ВИЭ и потребления энергосистемы регулируемый диапазон составляет 3460 МВт. Применив аккумулирующие системы хранения энергии мощностью 350 МВт в режиме зарядки в ночном режиме, а также в режиме разрядки в часы пика спроса мощности, требуемая мощность для регулирования составит – 2850 МВт.

Таким образом, для регулирования в вечерний пик в период роста спроса и снижения генерации ФЭС требуется маневренный гибкий резерв мощности порядка 2000 МВт (в том числе высокоманевренные ГПЭС мощностью 1400 МВт и ГЭС – 600 МВт). Учитывая работу накопителей мощностью 350 МВт, оставшаяся часть регулируемой мощности порядка 850 МВт должна быть обеспечена за счёт вращающегося резерва работающего оборудования традиционных энергоблоков и парогазовых установок.

Проанализируем энергобаланс фактического и прогнозируемого режимов работы энергосистемы. На рис. 3 и 4 показаны фактический и прогнозируемый суточные почасовые балансы ЭЭС.

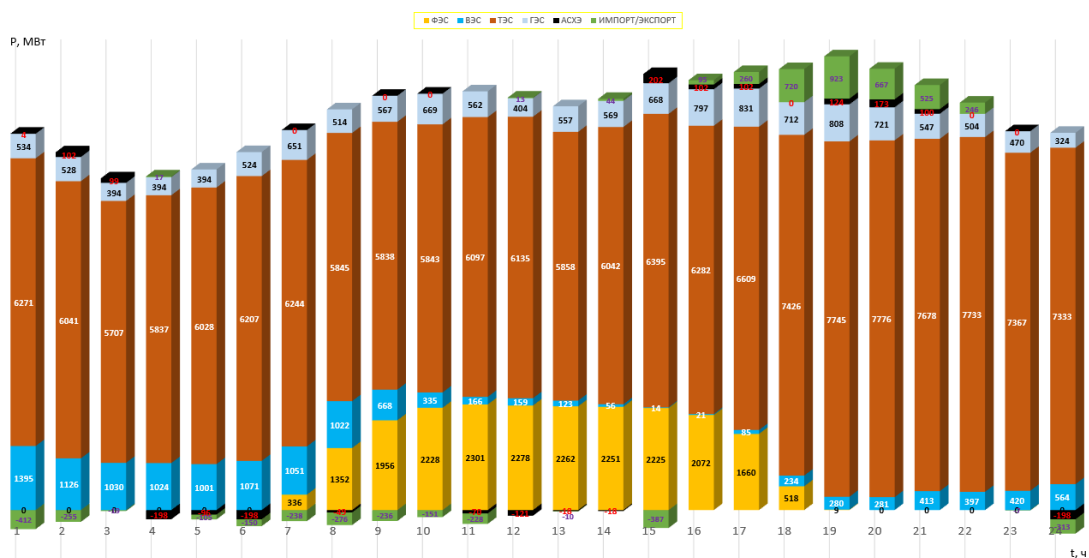


Рис. 3. Структура фактического баланса ЭЭС
Figure 3. Structure of the actual power system balance

Исходя из рис.3 можно увидеть, что регулирование мощности в часы вечернего максимума частично покрывается за счёт импорта из соседних энергосистем.

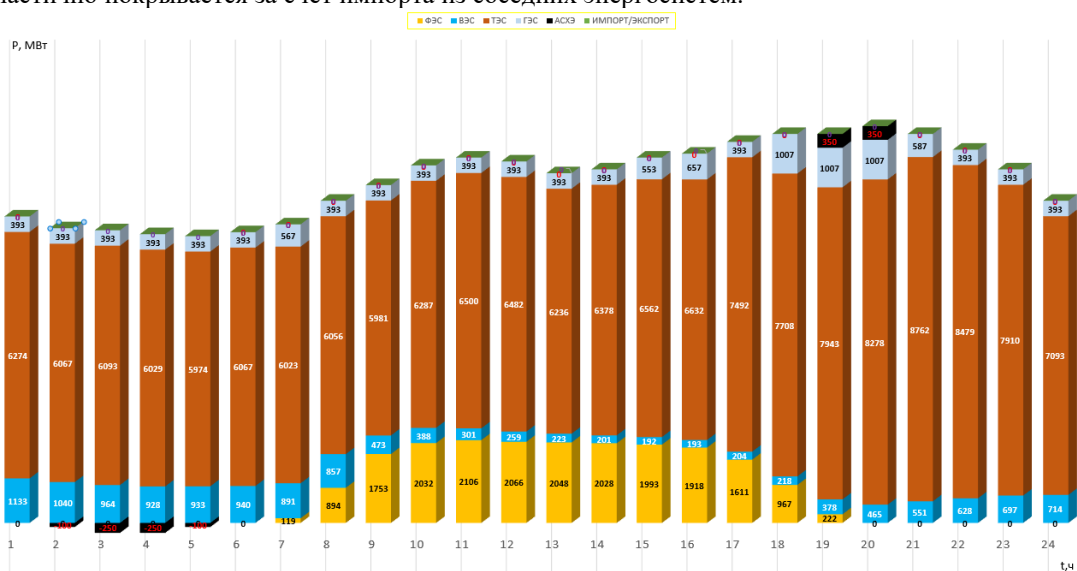


Рис. 4. Структура прогнозируемого баланса ЭЭС
Figure 4. Structure of the actual power system balance

Исходя из рис.4 можно увидеть, что регулирование мощности в прогнозируемом энергобалансе, в часы вечернего максимума покрывается за счёт собственных ресурсов энергосистемы.

В таблице 5 показан сравнительный анализ структуры энергобаланса в фактическом и прогнозируемом режимах ЭЭС.

Таблица 3. Показатели фактической и прогнозируемой структуры суточного энергобаланса
Table 3. Indicators of the actual and forecasted structure of the daily energy balance

№	Тип станций	Фактический баланс		Прогнозируемый баланс	
		Э/Э, МВтч	Доля, %	Э/Э, МВтч	Доля, %
1	ТЭС	156337	76,19	163306	78,17
2	ГЭС	13643	6,65	12066	5,77
3	ФЭС	21448	10,45	19757	9,45
4	ВЭС	12936	6,3	13771	6,59
5	АСХЭ	42	0,02	0	0
6	Эспорт/импорт	723	0,35	0	0
7	Итого ист.ген.	205181	100	208900	100



По результатам анализа фактического суточного энергобаланса в осеннем периоде совокупная доля ВИЭ (фотоэлектрических, ветровых и гидроэлектростанций) составляет 23,4%, включая: ФЭС – 10,45%; ВЭС – 6,3%; ГЭС – 6,65%. В прогнозируемом энергобалансе данный показатель снижается до 21,8 %, что свидетельствует о незначительном повышении вклада возобновляемых источников в покрытие суточной нагрузки.

4. Заключение (Conclusion)

В результате анализа особенностей функционирования энергосистем с высокой долей ВИЭ установлено, что основными факторами, влияющими на формирование требуемого резерва гибкой мощности, являются высокая вариабельность генерации солнечных и ветровых электростанций, ограниченная предсказуемость их выработки, а также суточная неравномерность электропотребления. Эти особенности обуславливают необходимость наличия достаточного объёма маневренных мощностей, обеспечивающих устойчивость и надёжность работы энергосистемы.

Разработана математическая модель почасового баланса мощности, отражающая взаимодействие между прогнозными значениями генерации ФЭС, ВЭС и потреблением электроэнергии. Модель позволяет определять почасовые значения чистой нагрузки энергосистемы и оценивать отклонения мощности в течение суток, что является основой для расчёта регулирующих резервов.

Выполнен анализ полученных результатов, показавший, что объём требуемого резерва напрямую зависит от динамики генерации ВИЭ и структуры суточного графика нагрузки. Установлено, что критическими периодами для энергосистемы являются утренние и вечерние переходы, требующие высокой гибкости управления генерирующими мощностями. На основе анализа предложены рекомендации по обеспечению требуемого уровня регулирования, включающие увеличение доли быстродействующих источников генерации (газотурбинных установок, газо-поршневых установок, гидроэлектростанций, вращающихся резервов), использование систем накопления энергии и совершенствование прогнозных моделей выработки ВИЭ и спроса мощности.

При анализе структуры покрытия требуемого прогнозируемого регулируемого диапазона мощности, равного 3460 МВт, предполагается следующая конфигурация привлекаемых источников: газопоршневые электростанции – 1400 МВт, гидроэлектростанции (ГЭС) – 600 МВт, аккумуляторные системы хранения энергии – 600 МВт, остальная потребность покрывается за счёт традиционных тепловых электростанций и парогазовых установок (ТЭС + ПГУ). В результате распределения мощности доли участия отдельных типов источников в покрытии требуемого диапазона принимают следующий вид: ППЭС $\approx 40,5$ %, ГЭС $\approx 17,3$ %, АСХЭ $\approx 17,3$ %, ТЭС+ПГУ (вращающийся резерв) $\approx 24,9$ %.

Для регулирования мощности в момент вечернего пика ввиду снижения генерации ФЭС и роста потребления, а именно 17-20 часы, учитывая их высокую манёвренность рекомендуется использовать: горячий резерв газопоршневых станций, накопителей энергии, ГЭС. Оставшуюся мощность вращающегося резерва на традиционных станциях имеется возможность задействовать после 20-часа сутки.

Таким образом, энергосистема с долей ВИЭ порядка 20–25 % сохраняет способность к устойчивому балансированию. В целом, результаты анализа подтверждают, что обеспечение требуемой гибкости энергосистемы при значительном объёме ВИЭ возможно лишь при комплексном подходе, включающем развитие технологий накопления энергии, повышение маневренности генерирующих источников и совершенствование систем управления режимами в реальном времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аллаев К.Р. Современная энергетика и перспективы её развития. Под общей редакцией академика Салимова А.У. –Т.: «Фан ва технологиялар нашриёт матбаа-уйи», 2021. 952 с.
2. California Independent System Operator. Draft Final Proposal - Flexible Ramping Products (including Fifteen-Minute Market and Energy Imbalance Market). December 4, 2014.
3. Аксаева Е.С., Глазунова А.М. Разработка метода определения гибкости электроэнергетической системы с ветропарками на базе искусственных нейронных сетей. ЭНЕРГЕТИКА. 2022. Т. 26. № 2. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-197-216>.
4. Ela, E., Milligan, M., Kirby, B.: 'Operating reserves and variable generation: a comprehensive review of current strategies, studies, and fundamental research on the impact that increased penetration of variable renewable generation has on power system operating reserves'. NREL/TP-5500-51978, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2011.



5. Holttinen, H., Milligan, M., Ela, E., et al: 'Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power', *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2012, 3, (4), pp. 713–723.
6. Wang, Y., Bayem, H., Giralt-Devant, M., et al: 'Methods for assessing available wind primary power reserve', *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2015, 6, (1), pp. 272–280.
7. Lyon, J., Wang, F., Hedman, K., et al: 'Market implications and pricing of dynamic reserve policies for systems with renewables'. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, 2015.
8. Ela, E., Kirby, B., Lannoye, E., et al: 'Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies'. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, 2010, pp. 1–8.
9. Ibanez, E., Krad, I., Ela, E.: 'A systematic comparison of operating reserve methodologies'. 2014 IEEE Power and Energy Society General Meeting, National Harbor, MD, 2014, pp. 1–5.
10. De Vos, K., Driesen, J.: 'Dynamic operating reserve strategies for wind power integration', *IET Renew. Power Gener.*, 2014, 8, (6), pp. 598–610.
11. Shrivastava, A.B., Pandit, M., Dubey, H.M.: 'Dynamic energy and reserve dispatch solutions for electricity market with practical constraints: intelligent computing technique'. Fourth Int. Conf. on Communication Systems and Network Technologies (CSNT), 2014, 7–9 April 2014, pp. 990–994.
12. Matos, M.A., Bessa, R.J.: 'Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts', *IEEE Trans. Power Syst.*, 2011, 26, (2), pp. 594–603.
13. Muzhikyan, A., Farid, A.M., Youcef-Toumi, K.: 'An enhanced method for the determination of the ramping reserves'. American Control Conf. (ACC), 2015, pp. 994–1001.
14. Navid, N., Rosenwald, G.: 'Market solutions for managing ramp flexibility with high penetration of renewable resource', *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2012, 3, (4), pp. 784–790.
15. www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/uzbekistan-targets-27-gw-renewable-capacity-40-power-generation-2030.
16. Олег Сергеев Зеленый блэкаут и милитаризация Евросоюза. <https://centrasia.org/newsA.php?st=1757274120> 07.09.2025.
17. Холкин Д.В., Чаусов И.С. Энергетический переход в контексте «Форсайта столетия» // *Энергетическая политика*. №1 (167), 2022. С. 70–81.
18. Радионова О.В., Ситдиқов Р.А. Инновационные технологии развития и управления электроэнергетикой в условиях энергетического перехода. *Научно-технический журнал «Проблемы энерго- и ресурсосбережения»*, 2025, №3, с. 1–9.
19. Mohammad Behzad Hadi, Moein Moeini-Aghtaie, Mohammad Khoshjahan, Payman Dehghanian. A Comprehensive Review on Power System Flexibility: Concept, Services, and Products. January 2022. *IEEE Access* PP(99):1-1. DOI:10.1109/ACCESS.2022.3206428.
20. Muzaffar Khudayarov, Sarvar Qurbonov. Data verification for forecasting of building energy consumption. ICECAE 2023. E3S Web of Conferences 434, 01003 (2023), doi.org/10.1051/e3sconf/202343401003.

REFERENCES

1. Allaev K.R. Modern Energy and Prospects for Its Development. Edited by Academician Salimov A.U. Tashkent: "Fan va texnologiyalar nashriyot matbaa-uyi", 2021. 952 p.
2. California Independent System Operator. Draft Final Proposal - Flexible Ramping Products (including Fifteen-Minute Market and Energy Imbalance Market). December 4, 2014.
3. Aksaeva E.S., Glazunova A.M. Development of a Method for Determining the Flexibility of a Power System with Wind Farms Based on Artificial Neural Networks. *Energetika*, 2022, Vol. 26, No. 2. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-197-216>.
4. Ela, E., Milligan, M., Kirby, B.: 'Operating reserves and variable generation: a comprehensive review of current strategies, studies, and fundamental research on the impact that increased penetration of variable renewable generation has on power system operating reserves'. NREL/TP-5500-51978, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2011.
5. Holttinen, H., Milligan, M., Ela, E., et al: 'Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power', *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2012, 3, (4), pp. 713–723.
6. Wang, Y., Bayem, H., Giralt-Devant, M., et al: 'Methods for assessing available wind primary power reserve', *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2015, 6, (1), pp. 272–280.
7. Lyon, J., Wang, F., Hedman, K., et al: 'Market implications and pricing of dynamic reserve policies for systems with renewables'. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, 2015.
8. Ela, E., Kirby, B., Lannoye, E., et al: 'Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies'. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, 2010, pp. 1–8.



9. Ibanez, E., Krad, I., Ela, E.: 'A systematic comparison of operating reserve methodologies'. 2014 IEEE Power and Energy Society General Meeting, National Harbor, MD, 2014, pp. 1–5.
10. De Vos, K., Driesen, J.: 'Dynamic operating reserve strategies for wind power integration', IET Renew. Power Gener., 2014, 8, (6), pp. 598–610.
11. Shrivastava, A.B., Pandit, M., Dubey, H.M.: 'Dynamic energy and reserve dispatch solutions for electricity market with practical constraints: intelligent computing technique'. Fourth Int. Conf. on Communication Systems and Network Technologies (CSNT), 2014, 7–9 April 2014, pp. 990–994.
12. Matos, M.A., Bessa, R.J.: 'Setting the operating reserve using probabilistic wind power forecasts', IEEE Trans. Power Syst., 2011, 26, (2), pp. 594–603.
13. Muzhikyan, A., Farid, A.M., Youcef-Toumi, K.: 'An enhanced method for the determination of the ramping reserves'. American Control Conf. (ACC), 2015, pp. 994–1001.
14. Navid, N., Rosenwald, G.: 'Market solutions for managing ramp flexibility with high penetration of renewable resource', IEEE Trans. Sustain. Energy, 2012, 3, (4), pp. 784–790.
15. www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/uzbekistan-targets-27-gw-renewable-capacity-40-power-generation-2030.
16. Oleg Sergeev. Green blackout and the militarization of the European Union. <https://centrasia.org/newsA.php?st=1757274120>, September 7, 2025.
17. Kholkin D.V., Chausov I.S. Energy transition in the context of the “Foresight of the Century” // Energy Policy, No. 1 (167), 2022, pp. 70–81.
18. Radionova O.V., Sitdikov R.A. Innovative technologies of development and management of electric power industry in the conditions of energy transition. Scientific and technical journal of Problems of Energy and Sources Saving, 2025, no.3, pp. 1-9.
19. Mohammad Behzad Hadi, Moein Moeini-Aghaie, Mohammad Khoshjahan, Payman Dehghanian. A Comprehensive Review on Power System Flexibility: Concept, Services, and Products. January 2022. IEEE Access PP(99):1-1. DOI:10.1109/ACCESS.2022.3206428.
20. Muzaffar Khudayarov, Sarvar Qurbonov. Data verification for forecasting of building energy consumption. ICECAE 2023. E3S Web of Conferences 434, 01003 (2023), doi.org/10.1051/e3sconf/202343401003.