

Determination of the Optimal Algorithm for the Operation of a Hybrid Power System with a Regulating Generator

Kuznetsov N.

Institute of Renewable Energy, National Academy of Sciences of Ukraine
National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”
Kyiv, Ukraine

Lysenko O.

Dmytro Motornyi Tavria State Agrotechnological University
Melitopol, Ukraine

Abstract. The purpose of the article is to study the possibilities of preventing the imbalance caused by the stochastic nature of RES by regulating the electricity accumulation and the backup generator. The subject of the research is random processes of energy generation and consumption. The goal is achieved by a mathematical model construction in which the system parameters would be formalized and allow the choice of optimal options. The mathematical model uses random functions to obtain statistical estimates, and is implemented as sequential models of energy generation and consumption as an integrated random process. The models' adequacy is confirmed by comparing the simulated and real indicators for a number of existing RES in Ukraine. The proposed approach made it possible to establish the presence of system parameters that minimize energy losses and consumption, reduce the probability of energy imbalance, and effectively use the reserve power. The proposed mathematical model allows determining the probability of various system states, it estimates the reliability of energy supply, and minimizes losses at the stages of designing a power system and planning its operating modes. The above estimates are typical for certain climatic conditions and modes of energy consumption, and are of a specific nature. The significance of the work lies in the fact that the proposed formulation of the problem makes it possible to adapt the mathematical model to various conditions, to find implicit dependencies between the technical parameters of the system and its indicators in order to find optimal solutions.

Keywords: local energy system, renewable energy sources, battery, generator, power balance.

UDC: 621.311

DOI: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2022.3-55.07>

Determinarea algoritmului optim pentru funcționarea sistemului hibrid de putere cu generator de reglare

Kuznețov N.P.

Institutul de Energie Regenerabilă al Academiei Naționale de Științe a Ucrainei, Kiev, Ucraina
Universitatea Națională Tehnică „KPI I. Sikorsky”, Kiev, Ucraina

Lâsenko O.V.

Universitatea Agrotehnică de Stat Taurida numită după Dmitry Motornyi, Melitopol, Ucraina

Rezumat. Lucrarea este dedicată rezolvării problemei echilibrării puterii în sistemele locale de energie electrică cu surse regenerabile de energie. Scopul articolului este de a studia posibilitățile de prevenire a dezechilibrului cauzat de natura stocastică a SRE prin reglarea acumulării de energie electrică și a generatorului de rezervă. Subiectul cercetării îl reprezintă procesele aleatorii de generare și consum de energie. Scopul este atins prin construirea unui model matematic în care parametrii sistemului să fie formalizați și să permită alegerea opțiunilor optime. Modelul matematic folosește funcții aleatorii pentru a obține estimări statistice și este implementat ca modele secvențiale de generare și consum de energie ca proces aleator integrat. Ca date inițiale, au fost utilizate materiale de observații ale factorilor meteorologici din sudul Ucrainei timp de câțiva ani. Adecvarea modelelor este confirmată prin compararea indicatorilor simulați și reali pentru o serie de instalații de energie regenerabilă existente în Ucraina. Se stabilesc relații între parametrii mijloacelor de control și indicatorii pierderilor de energie sau de sarcină, caracteristicile bilanțului energetic sunt relevate la variarea capacităților bateriei și ale generatorului de rezervă. Abordarea propusă a făcut posibilă stabilirea prezenței parametrilor sistemului care reduc la minimum pierderile de energie și consumul, reduc probabilitatea dezechilibrului energetic și utilizează eficient puterea de rezervă. Estimările de mai sus sunt tipice pentru anumite condiții climatice și moduri de consum de energie și sunt de natură particulară. Semnificația lucrării constă în faptul că formularea propusă a problemei face posibilă adaptarea modelului matematic la diverse condiții, găsirea unor dependențe implicite între parametrii tehnici ai sistemului și indicatorii săi de performanță pentru a găsi soluții optime.

Cuvinte-cheie: sistem local energetic, surse regenerabile de energie, baterie, generator, echilibru de putere.

Определение оптимального алгоритма работы гибридной энергосистемы с регулирующим генератором

Кузнецов Н. П.

Институт возобновляемой энергетики Национальной академии наук Украины, Киев, Украина
Национальный технический университет «КПИ имени И.Сикорского», Киев, Украина

Лысенко О. В.

Таврический государственный агротехнологический университет имени Дмитрия Моторного, Мелитополь, Украина

Аннотация. Работа посвящена решению проблемы балансировки мощностей в локальных электроэнергетических системах с ВИЭ. Целью статьи является исследование возможностей предотвращения небаланса, обусловленного стохастической природой ВИЭ, посредством регулирования аккумулярованием электроэнергии и резервным генератором. Предметом исследования являются случайные процессы генерирования и потребления энергии. Поставленная цель достигается построением математической модели, в которой параметры системы были бы формализованными и допускали выбор оптимальных вариантов. Математическая модель использует случайные функции для получения статистических оценок, и реализована в виде последовательных моделей генерации и потребления энергии как интегрированного случайного процесса. В качестве исходных данных использованы материалы наблюдений за погодными факторами на юге Украины за несколько лет. Адекватность моделей подтверждается сравнением моделированных и реальных показателей для ряда действующих объектов ВИЭ в Украине. Установлены зависимости между параметрами средств регулирования и показателями потерь энергии или нагрузки, выявлены особенности энергетического баланса при варьировании мощностей аккумулятора и резервного генератора. Предложенный подход позволил установить наличие параметров системы, при которых минимизируются потери энергии и потребления, уменьшается вероятность небаланса энергии, эффективно используется резервная мощность. В отличие от существующих решений, предлагаемая математическая модель позволяет определить вероятность различных состояний системы, оценить надежность обеспечения энергией, минимизировать потери на этапах проектирования энергосистемы и планирования режимов ее работы. Приведенные оценки характерны для определенных климатических условий и режимов потребления энергии, и имеют частный характер. Значимость работы в том, что предложенная постановка задачи позволяет адаптировать математическую модель к различным условиям, находить неявные зависимости между техническими параметрами системы и показателями ее работы для поиска оптимальных решений.

Ключевые слова: локальная энергосистема, возобновляемые источники энергии, аккумулятор, генератор, баланс мощности.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время мировая электроэнергетика претерпевает значительные изменения относительно способов производства электроэнергии. Начинается постепенный переход производства электроэнергии от мощных электростанций к распределенной генерации. В будущем, когда доля распределенной генерации будет значительной в структуре энергосистемы, и будет реализована технология разумных сетей (Smart Grid), локальные электросети (микросети) смогут работать как в автономном режиме, так и в составе энергосистемы.

Возможности распределенной генерации обусловлены известными проблемами в существующей энергетической инфраструктуре: рост спроса на электроэнергию, значительный наработанный ресурс, перегрузка сетей, приводящая к снижению общей надежности, а замена сетей или их расширение являются довольно сложным техническим мероприятием и требуют дополнитель-

ных затрат. Следует учитывать также политику сокращения выбросов парниковых газов и перехода к безвредным для окружающей среды, но стабильным источникам энергии [1-2]. В процессе декарбонизации мировой энергетики возобновляемые источники энергии (ВИЭ) будут приобретать статус основных источников электроэнергии, предусматривая выполнение всех требований по обеспечению ее качества и надежности. Это возможно только при построении эффективной системы балансирования мощностей, в том числе благодаря системам аккумулярования энергии.

Распределительная сеть должна быть преобразована в такое состояние, чтобы взять на себя дополнительные функции не только для балансировки всей энергосистемы, но и локальных сетей. Без привлечения дополнительного резерва мощности в локальных местах распределительной сети невозможно обеспечить уровень надежности электроснабжения [3]. Локальная электрическая сеть, как и системообразующая,

является многомерным объектом диспетчерского и автоматического управления. После ввода в систему станций на возобновляемых источниках энергии, таких как ветровые и солнечные электростанции (ВЭС и СЭС), возникает дополнительное количество режимных параметров и управляющих воздействий. Баланс мощности (активной и реактивной) может поддерживаться за счет связи с системообразующей сетью, распределительной генерацией и компенсирующими устройствами, такими как резервные мощности и системы накопления энергии (СНЭ), размещенные непосредственно на месте потребления электроэнергии. Параметры сети будут обосновываться показателями надежности электроснабжения и технико-экономическими показателями, учитывающими уменьшение потерь энергии.

Поскольку ВИЭ зависимы от природных явлений и потому не вполне предсказуемы, целесообразно их объединение в гибридной энергетической системе, содержащей средства регулирования текущей мощности. Возникает вопрос построения оптимальной структуры системы, учитывая операции по преобразованию энергии возобновляемых источников. Недостатком многих существующих подходов к моделированию и оптимизации энергетической инфраструктуры является раздельный учет свойств ВЭС и СЭС, традиционной энергосистемы, дизель-генераторов и аккумуляторов энергии. Хотя экономические и физические свойства этих составляющих хорошо известны, но не исследованы определенные особенности интегрированных систем, имеющие характер случайных функций.

Проблемы оптимизации состава и режимов работы гибридных систем на основе ВИЭ, объединяющие разные виды технологий, находят широкое отражение в современных исследованиях [4]. Авторы отмечают ряд недостатков, присущих таким системам, в частности, это проблема с надежностью поставки и стоимостью энергии. Определение оптимального состава системы является достаточно сложной задачей в силу случайности процессов генерации и потребления энергии. Как правило, такие исследования используют специальные методы расчетов, а типичные примеры и способы моделирования касаются конкретных условий и не являются универсальными. Наиболее сложными с точки зрения энергетического

менеджмента являются системы с высоким уровнем проникновения ВИЭ [5]. Обязательным элементом таких энергетических систем должно быть устройство накопления энергии и ее доставки потребителям в отсутствие внешней генерации. Однако требования надежности диктуют использование источников на традиционном топливе, чаще всего это дизель-генераторы. В работе [6] представлены различные гибридные конфигурации ветровых, фотоэлектрических и дизельных систем для уединенного поселения в определенном регионе Саудовской Аравии. Для сравнения рассматриваются следующие варианты: только дизельное топливо, ветро-дизельная генерация, солнечная энергия и дизель, комбинация всех источников. Выбор оптимальной альтернативной системы направлен на минимальные затраты энергии и наименьшее влияние на окружающую среду. В качестве исходных данных использовались почасовые данные о местной скорости ветра, солнечной радиации и нагрузке. Такие расчеты, основанные на локальных данных, отражают некоторые общие свойства гибридных систем, однако результаты имеют ограниченное применение. Аналогичные результаты приведены в [7], где исследовано обеспечение надежности при поддержке дизель-генератора. Показано, что при использовании разнотипных возобновляемых источников эффективность системы выше, а загруженность дизельного генератора значительно снижается. Поиск оптимальной комбинации источников энергии ориентируется на требования к данной системе и конкретному потребителю.

Системам с дизель-генератором присущ такой недостаток, как потребность в моторном топливе, что усложняет вопросы логистики, экологической чистоты и экономической эффективности. Кроме того, таким системам присуща определенная дискретность генерации, что не устраняет неравномерность энергоснабжения. Популярным средством регулирования энергобаланса выступают системы аккумулирования энергии, обладающие рядом преимуществ перед двигателями на топливе. Среди различных способов накопления энергии для балансировки мощности в локальной системе преобладает использование электрохимических аккумуляторов, а гидроаккумулирующие станции (ГАЭС) работают в большой энергосистеме.

Ожидается, что уже с 2030 года литий-ионные батареи мощностью порядка 100 МВт будут конкурентоспособными по сравнению с ГАЭС и смогут обеспечить оперативную балансировку мощности энергосистем с высокой долей ВИЭ в течение суток, а возможно и недели [8]. Аккумуляторные СНЭ, независимо от места их размещения, могут участвовать в балансировке энергосистемы в нормальных или аварийных режимах. Кроме этого, аккумуляторные СНЭ, размещенные в узлах потребления, могут принимать участие в балансировке локальной сети, выделенной на изолированную (островную) работу. Характерной особенностью режимов работы СНЭ, особенно со значительной долей ВИЭ, является широкий диапазон изменений генерируемой и потребляемой мощности. Возможность утилизации избыточной энергии определяется как текущим уровнем зарядки аккумулятора, так и допустимой скоростью зарядки, превышающей темп нарастания мощности. Это касается электрохимического аккумулятора, однако ограничение на скорость заряда присуще разным технологиям накопления энергии.

Исследования по аккумуляторным системам в основном решают задачу выбора оптимальных параметров и мест размещения СНЭ в распределительных сетях. В большинстве случаев эта задача решается методами нелинейного математического программирования. Аргументами целевой функции являются максимизация использования энергии от ВИЭ, минимизация капитальных вложений на установку СНЭ, максимизация надежности электроснабжения и минимизация потерь электроэнергии [9], [10]. В некоторых работах решается задача многокритериальной оптимизации путем рассмотрения двух и более целевых функций одновременно. Наиболее обоснованным и практичным является выбор мощности и объема СНЭ на основе расчета фактических суточных графиков нагрузок, однако такие результаты касаются конкретных условий. Одной из значительных проблем для использования гибридных систем с накоплением энергии в микросетях является выбор размера накопителей (емкости, мощности) [11]. Оценивается влияние размера батареи на оптимальный состав системы на основе минимизации функции общей стоимости.

Предлагаемая стратегия опирается на фактические данные солнечной радиации, скорости ветра и профиля нагрузки. Неравномерный характер ВИЭ является неблагоприятным фактором, усложняющим проблему выбора соответствующего размера СНЭ. В работе [12] предложена обобщенная математическая модель для поиска оптимальных размеров системы с фотоэлектрической и ветровой станциями и аккумуляторной батареей для обособленных районов. Учитываются не только стоимостные показатели, но и вероятность потери питания (индекс LPSP).

Использование аккумуляторных систем имеет свои ограничения, в частности, высокая стоимость и вероятность нехватки емкости при длительном небалансе мощностей. Поэтому многие решения для гибридных систем рассматривают одновременное использование резервного генератора и системы накопления энергии, которые обеспечивают лучшие результаты с точки зрения надежности и стоимости [13]. Особенно это важно для децентрализованных потребителей, ведь электростанции на основе ветровой и солнечной энергии могут располагаться как можно ближе к конечному потребителю энергии. Однако возможность использования централизованной электросети значительно повысит надежность и экономическую эффективность благодаря возможности утилизации избыточной энергии. При этом важно предварительное исследование как местных климатических условий, так и особенностей спроса на энергию. В работах [14], [15] рассматриваются обобщенные гибридные системы, включающие ветровые турбины, фотоэлектрические панели, аккумуляторную батарею, дизель-генераторы. Оптимизация касается различных комбинаций основных факторов: интенсивности использования возобновляемых источников, теплового и электрического потребления, цены на дизельное топливо. Показано, что предпочтительны показатели интегрированных систем с накоплением энергии. Численные результаты касались конкретной локации и потребителя. Для оптимизации состава локальной энергосистемы применен программный комплекс HOMER. В качестве требования предъявлено условие полного удовлетворения потребностей в энергии. Аналогичная задача по оптимальному размеру гибридной энергетической системы,

содержащей фотоэлектрические модули, ветряные турбины, аккумуляторные батареи и дизель-генераторы [16] решается с применением методологии генетического алгоритма. Выбираются технические параметры определенных типов оборудования (размеры конструкции, угол наклона и т.п.) и количество энергетических установок для достижения минимума приведенной стоимости энергии (LCOE). Задача считается сложной из-за огромного количества возможных вариантов структуры и нерегулярного характера энергии ветра и солнца, поэтому она не решается классическими методами.

В публикациях обозначен общий круг вопросов, которые должны рассматриваться при планировании локальной энергосистемы: выбор возобновляемых источников энергии, средств регулирования баланса мощностей, учета климатических условий, прогнозирования, методы моделирования работы системы и оценки результатов.

Цитируемые исследования касаются конкретных энергетических системы и типов оборудования. Актуально создание адекватной математической модели, в которой параметры системы были бы формализованными и допускали широкий спектр возможностей для выбора наиболее оптимальных вариантов. Рассмотренные выше работы касаются главным образом экономической, иногда экологической составляющей, требующих интегральных оценок. Однако для оценки надежности обеспечения потребителей должен учитываться случайный характер процессов генерации и потребления, со сравнительно быстрым (в течение нескольких минут) изменением мощностей. Получение надлежащих оценок эффективности выбранной системы энергоснабжения требует соответствующей математической модели, учитывающей специфику стохастической природы процессов. Важен учет поведения как местных климатических (погодных) условий, так и особенностей спроса на энергию. Учет реального поведения во времени ветровой и солнечной энергии позволяет получить вероятностные оценки с желаемой погрешностью. Особенностью данного исследования является одновременный учет быстрых изменений мощности ветровых и солнечных электростанций, условий включения резервного генератора, процессов

накопления несбалансированной энергии и реального состояния зарядки аккумуляторов.

Целью данной работы является исследование характеристик энергобаланса при работе электроэнергетической системы, содержащей традиционные источники энергии (электросеть), возобновляемые источники энергии (ВЭС и СЭС), резервный управляемый генератор и аккумулятор электроэнергии. Для получения оценок искомых параметров предложены математические модели, учитывающие быстрые случайные изменения текущего состояния комбинированной системы. Задача такой модели – оценить вероятность различных состояний системы и, таким образом, определить надежность снабжения энергией, подобрать оптимальный состав системы генерации и алгоритм работы резервного генератора для обеспечения надлежащего баланса мощностей.

I. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Рассмотрим гибридную энергетическую систему, которая состоит из нагрузки (потребителя), традиционного источника энергии (электросети), резервного генератора, системы аккумулирования электроэнергии и возобновляемых источников с непостоянной генерацией – ветровой и солнечной электростанций. Параметры генерации ВИЭ рассчитаны на основе фактических многолетних данных о погодных факторах (скорости ветра и солнечной радиации). В качестве примера выбраны климатические свойства южного региона Украины, где развитие возобновляемой энергетики имеет особые перспективы. Исследуемый режим потребления энергии характерен для локальных потребителей ограниченной мощности. Таким потребителям свойствен более высокий уровень волатильности нагрузки, в отличие от глобальной энергосистемы. Полагаем, что существует возможность спрогнозировать с некоторой точностью график потребления энергии, используя прогноз об ожидаемой мощности ВИЭ, в противном случае используются многолетние усредненные данные (как правило, помесечные). Разница между мощностью ВИЭ и ожидаемой нагрузкой покрывается из электросети, на уровне

почасовых графиков на сутки вперед. В случае автономной системы естественным результатом небаланса будет ограничение потребления, а для гибридной генерации потери нагрузки или излишки энергии рассматриваются как отклонения от графика. В обоих случаях такие отклонения следует минимизировать как нежелательные факторы. В качестве предмета исследования в данной работе принята случайная составляющая баланса мощностей, которая рассматривается как разница между плановыми и фактическими графиками генерации и потребления. Показатели небаланса обычно осредняют для каждого часа, однако для корректной оценки необходимо более мелкий шаг по времени, отражающий текущие флуктуации. Стоит отметить, что в метеорологии было принято фиксировать погодные факторы (например, скорость ветра) с дискретностью 3 часа. В программном комплексе HOMER принят 1-часовой интервал. Однако современные средства мониторинга на объектах ВИЭ работают с дискретностью 30, 10 и даже 1 минута, что расширяет возможности моделирования. Исходя из доступных данных, в качестве единичного интервала времени в предлагаемой модели принято:

$\Delta t = 10$ мин. Такой шаг больше отвечает условиям работы вторичного резерва мощности, и хорошо отражает текущие флуктуации мощностей.

Уравнения математической модели имеют следующий вид.

Баланс текущих мощностей:

$$V(t) = P_w(t) + P_s(t) \pm P_A(t) + P_G(t) - P_U(t), \quad (1)$$

где в соответствии с индексами отмечены текущая мощность ветровой (W), солнечной (S) электростанций, аккумуляторной батареи (A), резервного генератора (G) и нагрузки (U), т.е. потребления. Аккумулятор может выступать в качестве нагрузки или генератора в зависимости от знака.

Мощность генератора $P_G(t)$ выглядит как функция ступенчатого вида, считая мощность нерегулируемой (включенной или выключенной). Вариант изменяемой текущей мощности безусловно упрощает задачу регулирования, однако для систем с нерегулируемым генератором оценка

возможностей балансирования выглядит более важной и интересной.

Функция нагрузки $P_U(t)$ рассматривается как плановый график потребления плюс случайные отклонения (флуктуации). Для исследования флуктуаций считаем заявленный график в среднем равным генерации ВИЭ, которую представляем композицией функций:

$$P_{w,s}(t) = \omega(t) + \sigma_{ad}\varepsilon + X(t), \quad (2)$$

где $\omega(t)$ – среднее значение для заданного сезона (трендовая кривая как детерминированная функция); σ_{ad} – стандартное отклонение среднесуточных значений, ε – стандартная нормально распределенная случайная величина; $X(t)$ – случайные отклонения текущей мощности относительно среднего значения.

Здесь $\omega(t)$ определяет плановый график генерации, соответствующий среднему потреблению, а составляющая $\sigma_{ad}\varepsilon$ – это поправка на прогноз среднесуточного значения. Представление флуктуаций $X(t)$ как случайного процесса производится с учетом параметров дрейфа и волатильности, характеризующих распределение скоростей ветра, текущую изменчивость инсоляции, средний и максимально достижимый уровень для данной местности и времени года. Аналогично (2) можно смоделировать также режим потребления энергии, здесь флуктуации $X(t)$ имеют нормальное распределение.

Поскольку текущие значения мощностей на практике фиксируются как средние за элементарный интервал времени Δt , то представление функций от времени будет выглядеть как дискретный временной ряд. После учета планового графика нагрузок получаем случайную неконтролируемую составляющую баланса мощностей, являющуюся предметом исследования:

$$P_{ij} = [(w_{ij} - w_i) + (s_{ij} - s_i)] - (u_{ij} - u_i), \quad (3)$$

где u_x – уровень потребления электроэнергии; w_x и s_x – мощность ВЭС и СЭС соответственно; i – индекс текущего времени (номер шага); j – номер суток.

Показатели с одним индексом – осредненные на определенный час дня (суточный ход), в частности u_i отвечает плановому графику потребления. Тогда положительным небалансом будет избыток энергии, отрицательным – потеря нагрузки.

Величина небаланса определяет работу средств регулирования – зарядки или разряда аккумулятора, а при значительном отрицательном балансе – включение резервного генератора. Аккумулятор задан величиной накопленной энергии $C(t)$ в пределах емкости, и мощностью – т.е. скоростью разряда. Состояние заряда аккумулятора определяется условиями:

$$C(t) \in [0, C], \quad C = C_{\max} - C_{\min},$$

$$P_A(t) \leq \delta C = k_A C \Delta t, \quad (4)$$

где C – эффективная емкость аккумулятора, а k_A – допустимая скорость (обратная времени полной зарядки). Тогда состояние аккумулятора определяется условиями:

$$P_{i+1,j} = p_{ij} \pm P_A(t_i),$$

$$C(t_{i+1}) = C(t_i) + \max\{p_{ij} \Delta t; \delta C\}, \quad (5)$$

где знак мощности аккумулятора определяется направлением заряда. Потери в процессе преобразования энергии в данном случае не рассматриваются, однако при необходимости могут быть учтены.

Работа резервного генератора определяется наличием отрицательного небаланса:

$$P_{ij} \leq -k_G P_g, P_{i+1,j} = p_{ij} + P_g, \quad (6)$$

где P_g – номинальная мощность генератора, а k_G – условие включения (заданный критический размер небаланса).

Для удобства величины мощности можно выразить в относительных единицах, где нормирующий множитель соразмерен с уровнем нагрузки. Поскольку в данной задаче примером нагрузки принято характерное потребление населенного пункта со среднегодовой мощностью около 1 МВт, в дальнейшем примем эту мощность как базовую. Энергетический баланс определяется интегрированием текущих

мощностей, и размерностью энергии будет МВт-час.

Уровень потерь нагрузки и средняя мощность регулирующего генератора определяются формулами (7).

Учитывая суточную цикличность генерации и потребления энергии, в качестве T целесообразно использовать длительность суток (при дискретном представлении для 10-минутных интервалов $T = 144$).

$$E(T) = \int_0^T V(t) dt,$$

$$L(T) = \int_0^T |V(t)| dt, \quad (7)$$

$$E_G(T) = \int_0^T P_G(t) dt,$$

где $E(T)$ – состояние энергетического баланса за время T ; $L(T)$ – общие потери нагрузки; $V(t)$ – отрицательный баланс мощности (1); $E_G(T)$ – вклад генератора. Здесь для (1) отмечено: $V(t) = V(t)^- + V(t)^+$ – составляющие баланса мощности разного знака.

Для сравнения показателей, полученных за разные временные интервалы, удобно пользоваться средними значениями:

$$L_2^{av} = \frac{1}{T} L(T), P_G^{av} = \frac{1}{T} E_G(T), \quad (8)$$

По условиям, при прогнозировании суточного графика обеспечено равенство средних мощностей потребления и генерации энергии:

$$P_U^{av} = \frac{1}{T} \int_0^T P_U(t) dt =$$

$$= P_{RES}^{av} = \frac{1}{T} \int_0^T [P_w(t) + P_s(t)] dt, \quad (9)$$

где временной промежуток T может составлять сутки при суточной цикличности; при отсутствии ежедневного прогнозирования можно считать цикличность месячной (в работе [8] применено даже условие годовой цикличности аккумуляирования). При таких условиях средняя мощность ВИЭ (с учетом

КИУМ) соответствует средней мощности нагрузки, то есть в идеальном случае ВЭС и СЭС должны полностью удовлетворить потребности потребления. Однако вследствие негарантированной генерации и стохастической природы процессов потребления часть генерации теряется (при автономизации системы), возможны также потери нагрузки. Задача балансирующих средств – исключить эти потери или ограничить до приемлемого уровня.

Выражения (1)-(9) описывают алгоритм расчета энергетического баланса и другие показатели работы энергосистемы. При переходе к дискретной системе интегральные зависимости (7) будут иметь вид суммы; так, для суточной цикличности остаточный баланс энергии составит:

$$E_{\Delta}(t_{144}) = \sum_1^{144} P(t_i) \Delta t, \quad (10)$$

и при правильном прогнозе будет равен нулю.

При имитационном моделировании стохастические функции в выражении (2) получают генерированием случайных величин, а индексом j задается количество реализаций случайного процесса, необходимое для достижения статистической устойчивости средних значений ($j=1 \dots N$). В качестве показателей разброса значений для выборки реализаций рассматриваем: среднее квадратическое отклонение (СКВ) полного набора данных σ_N ; средние значения суточных вариаций σ_d ; межсуточное СКВ σ_{ad} , т.е. разброс среднесуточных значений. В случае, когда график нагрузки учитывает ежедневное прогнозирование ожидаемых средних значений (суточная цикличность), считаем: $\sigma_{ad} = 0$, $\sigma_N = \sigma_d$.

Поскольку единичные скачки мощности (изменения за интервал времени Δt) имеют ограничение в силу физических свойств электрического оборудования, процесс отклонения от среднего значения можно представить как дискретную модель блуждания, где текущие значения находятся в определенном коридоре.

II. РЕЗУЛЬТАТЫ

В качестве примера применения предлагаемой математической модели рассмотрена условная ограниченная

энергосистема (микросеть), содержащая группу источников возобновляемой энергии (ВЭС и/или СЭС). Система может получать электроэнергию от общей сети в соответствии с заявленным графиком потребления, а компенсация небалансов происходит внутри микросети – таковы правила работы на энергорынке так называемой балансирующей группы.

Используем имитационное моделирование случайных процессов балансирования мощностей при различных значениях изучаемых параметров, то есть представляя процесс с дискретным временем случайной последовательностью, и определяем параметры распределения результатов с применением методов Монте-Карло. Для поиска оптимальных конфигураций системы или режимов регулирования баланса находим экстремальные значения искомых параметров, которые можно определить путем построения поверхности отклика (по сетке перебора требуемых координат).

Если потребление равно средней за сутки ветровой и солнечной генерации (9), то из этого следует:

$$\alpha_w P_w + \alpha_s P_s = P_U, \quad (11)$$

где α_w , α_s – коэффициенты использования установленной мощности (КИУМ); P_w и P_s – номинальные мощности ВЭС и СЭС; P_U – средняя мощность нагрузки.

Небаланс мощностей определяется случайными отклонениями ВИЭ и уровня потребления от среднего. Суточный ход балансирования мощностей здесь может считаться эргодичным процессом. Незначительные колебания баланса выравниваются с помощью аккумулятора. В случае, когда аккумулятор разряжен до минимально допустимого уровня, при существенном отрицательном балансе может подключаться дополнительный источник (резервный генератор). Генератор имеет два возможных состояния (включен или выключен), предпочтительным для эксплуатации генератора является режим работы с постоянной мощностью. Возможны также режимы текущего регулирования, однако в данной работе такую возможность не учитываем, рассматривая условия работы более

сложные для регулирования как частный случай. Тогда работа генератора имеет вид потока событий разной продолжительности. Очевидно, излишняя работа генератора убыточна, следовательно, главная задача оптимизации режима дополнительной генерации – обеспечить минимальный (или заданный) уровень допустимых потерь потребления.

С точки зрения процессов обмена энергией данная энергосистема может рассматриваться как динамическая система с несколькими входами и выходами. Входящий сигнал рассматривается как результат одновременного воздействия нескольких независимых источников энергии и нагрузки; в процессе динамического взаимодействия происходит работа системы регулирования, в частности, обмена энергией в системе аккумулярования; на выходе системы есть результирующий баланс (или небаланс) мощностей. Постоянными параметрами выступают номинальные мощности, энергетические характеристики установок ВИЭ и иного оборудования, правила управления генератором. Независимыми можно считать текущие мощности солнечной и ветровой генерации, а также случайные колебания нагрузки; работа регулирующего генератора зависит от алгебраической суммы генерации и нагрузки, а аккумулятора – от их кумулятивной суммы. Следовательно, среднее значение баланса можно найти как сумму средних, а дисперсия дополнительно учитывает корреляцию составляющих.

В качестве тестовых условий принимаем погодные условия апреля, определенные как средние по данным нескольких лет (изучались базы данных за 2015-2017 гг., сформированные на действующих ВЭС и СЭС в Запорожской обл. Украины). Для летних и зимних сезонов погодные условия заметно отличаются, но именно апрель показал условия наиболее близкие к средним за год. Мощности ветровой и солнечной электростанций приняты кратными нагрузке в относительных единицах. За модель нагрузки принимаем потребление, характерное для небольшого населенного пункта, когда коэффициент вариации мощности относительно трендовой кривой примерно равен 0,1 (т.е. СКВ случайных отклонений от

среднесуточного потребления для каждого часа составляет 10%).

Применительно к условиям работы генератора рассматриваем схемы подключения, когда он питает непосредственно потребителя (рис. 1а), либо присоединяется к общей микросети (рис. 1б).

Схема (а) (рис.1), в которой аккумулятор работает с установками ВИЭ, а регулирующий генератор включается для потребителя (т.е. аккумулятор не зависит от генератора), исследовалась в другой работе. Такая схема имеет недостатки, ведь избыточная мощность генератора изменяет состояние баланса и, соответственно, условия работы аккумулятора. Однако схема управления здесь более проста, а алгоритм управления генератором позволяет избегать чрезмерного роста избыточной генерации. Вариантом алгоритма включения генератора может быть условие стабильно отрицательного баланса мощностей, например, небаланса в двух последовательных временных интервалах.

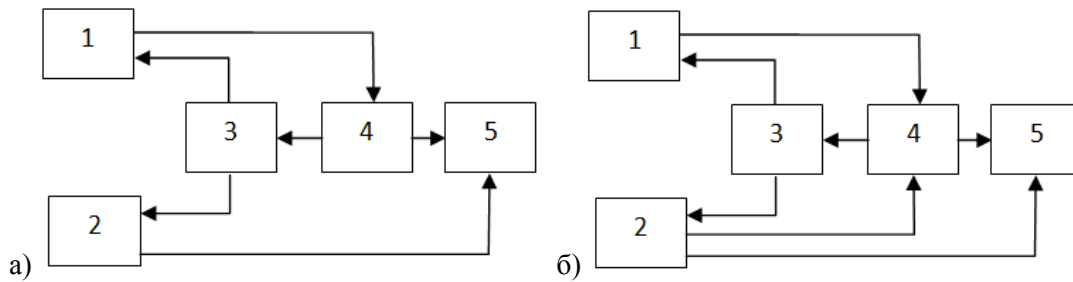
Здесь коэффициенты k_1 , k_2 играют роль уставок управления генератором. В частности, значение $k_1=1$ означает, что условием включения является небаланс мощностей не меньше номинальной мощности генератора.

На самом деле, такое условие кажется слишком жестким, поскольку ведет к значительным потерям нагрузки. Так, при паритетных мощностях ВЭС и СЭС, т.е. $P_w = P_s = 1$ (МВт) и отсутствии аккумулятора уровень потерь нагрузки может изменяться почти вдвое при изменении уставок (см. табл. 1) при разных значениях мощности генератора.

$$\begin{aligned} [P_{RES}(t) - P_U(t) < -k_1 P_g] \wedge [P_{RES}(t - \\ -\Delta t) - P_U(t - \Delta t) < -k_2 P_g] \rightarrow (12) \\ \rightarrow P_G(t) = P_g \end{aligned}$$

При отсутствии генератора средний уровень отрицательного баланса составлял 0,075 МВт, что составляет 1,8 МВт-час.

При этом средняя мощность нагрузки (11) составляет 0,6 МВт, то есть суточное потребление энергии равно 14,4 МВт-час. Благодаря симметрии небаланса потери энергии аналогичны.



1 – генерация ВИЭ; 2 – регулирующий генератор; 3 – контроллер; 4 – аккумуляторно-инверторный блок; 5 – потребитель
 1 – RES generation; 2 – regulating generator; 3 – controller; 4 - battery-inverter block; 5 - consumer

Рис. 1 – Структурные схемы локальной энергосистемы.
Fig. 1 - Structural diagrams of the local power system.

При наличии генератора наблюдался минимум потерь при определенной мощности (при интерполяции результатов $P_g \approx 0,15$ МВт).

Наличие аккумулятора значительно улучшает способности балансировки. Например, для генератора $P_g = 2$ и наличия аккумулятора емкостью $C = 0,5$ (МВт-час) с быстродействием $k_A = 0,1$ (т.е. время полного заряда равно 10 часов) и КПД=1 средний отрицательный небаланс будет составлять 0,047 МВт; для $k_A = 1$ (время заряда 1 час) небаланс составит 0,035. Процессы преобразования энергии в аккумуляторе сопровождаются некоторыми ее потерями, однако при сравнении разных вариантов этими потерями пренебрегаем как незначительными; их учет легко реализуем в данной модели и не меняет качественную картину. При $k_A = 1$ и $C = 1$ получим небаланс 0,26; при $C = 3$ получаем 0,023 (МВт). Здесь модель работы аккумулятора предполагает исходное состояние заряда случайным образом в пределах от 0 до C с равномерным распределением. Такое состояние лучше отображает вероятный заряд в конце каждого цикла, который будет исходным в следующем цикле. Когда эффективная емкость аккумулятора C превышает определенный уровень, примерно соответствующий трехчасовому среднему потреблению, влияние резервного генератора становится практически несущественным, его наличие является нужным только для случая маловероятных ситуаций.

При исключительно ветровой генерации зависимость потерь от регулирующих параметров (емкости аккумулятора и мощности генератора) качественно подобна варианту паритетной мощности, что обусловлено преобладающим втрое уровнем использования установленной мощности ВЭС по сравнению с СЭС. При преобладающей мощности солнечной генерации качественный характер зависимостей в целом сохраняется, хотя наличие экстремума по мощности генератора выражено менее очевидно. Таковы общие результаты применения регулирующих устройств; можно получить и другие параметры, характеризующие работу энергосистемы.

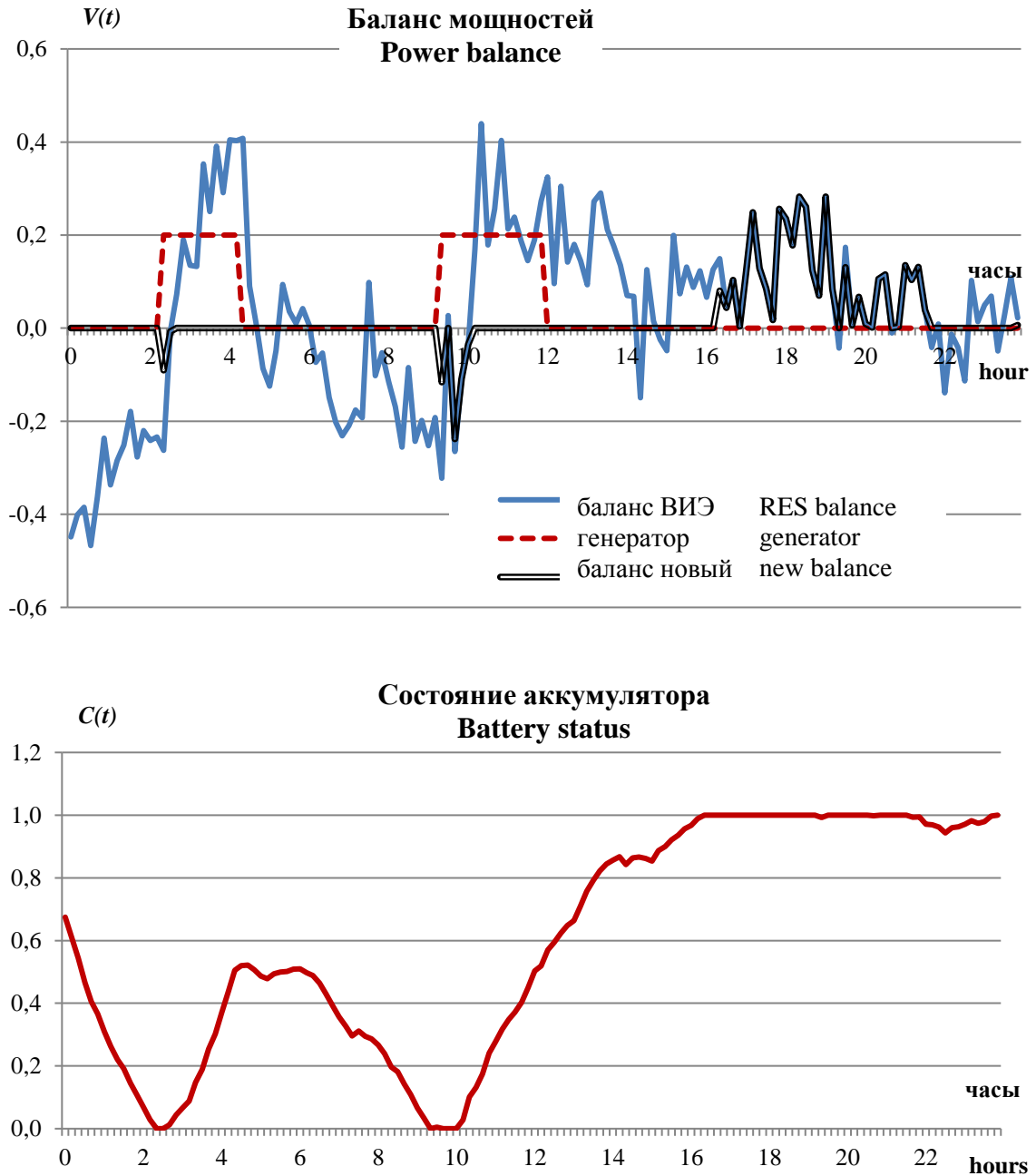
Схема (б) (рис.1б) направлена на более полное использование возможностей аккумулятора энергии, однако требует другого алгоритма управления генератором. Естественным требованием к алгоритму управления является включение генератора при отрицательном балансе мощностей, возможно при дефиците генерации и полностью разряженном аккумуляторе, и продолжение его работы до определенного уровня зарядки аккумулятора (до уровня ζC):

$$P_G(t) = \begin{cases} P_g \cdot [P_{RES}(t) + P_A(t) - P_U(t) < 0] \\ P_g \cdot [P_{RES}(t-1) = P_g] \wedge [SOC(t) < \zeta C] \\ 0 \end{cases} \quad (13)$$

Пример работы системы по такому алгоритму изображен на рис. 2; рассматривается вариант равных установленных мощностей СЭС и СЭС

($P_w = P_s = 1$) и наличие суточного прогнозирования. Описание энергосистемы – как в схеме (а), для удобства сравнения. Как видно на рис. 2, применен генератор

$P_g = 0,2$ и аккумулятор $C = 1$. В начале суток аккумулятор частично заряжен, $C(t_0) = 0,6$; баланс генерации и потребления отрицательный.



**Рис. 2 - Пример баланса мощностей $V(t)$ и состояния зарядки аккумулятора $C(t)$.
Fig. 2 - Example of power balance $V(t)$ and battery charge state $C(t)$.**

Приблизительно в 2 часа общий баланс стал отрицательным, что привело к включению генератора и его работы до 4 часа, пока заряд аккумулятора не достиг 0,5 (алгоритм предполагал $\zeta = 0,5$). После 9 часа

такая ситуация повторилась в результате полной разрядки аккумулятора и до 12 часов генератор снова работал. В 16 часов произошел полный заряд аккумулятора, в результате чего до 22 часов наблюдался избыточный баланс мощностей с потерей

энергии. Как результат, на примере данных суток (единичной случайной реализации) нулевой баланс был обеспечен в течение 77% времени, генератор включался дважды и работал в общей сложности 4,7 часа, сгенерировал около 1 МВт-час энергии. Потери нагрузки составили 0,1 МВт-час, а потери энергии – 0,58 МВт-час. Таковы результаты данного примера; аналогично моделируется определенное количество (до 1 тыс.) реализаций случайного процесса и по статистике определяется математическое ожидание и, при необходимости, показатели вариации для определенного параметра. Некоторые результаты моделирования различных комбинаций генератора и аккумулятора приведены в табл. 2-5.

Уровень потерь энергии ожидаемо уменьшается при росте емкости аккумулятора, зависимость плавная с тенденцией к насыщению. Увеличение мощности генератора несколько увеличивает уровень потерь, однако значительный рост имеется только при малой емкости аккумулятора, когда возможно гарантированное переполнение. Отрицательный небаланс при таком алгоритме управления генератором заметно меньше избыточного. При этом потери энергии и нагрузки подобным образом возрастают при уменьшении емкости аккумулятора, однако увеличение мощности генератора ведет к некоторому росту потерь энергии и падению потерь нагрузки. Теоретически по алгоритму управления (13) потери нагрузки вообще не должно быть, поскольку при наступлении отрицательного баланса включается генератор. Однако на практике включение генератора не происходит мгновенно, определенное время баланс остается отрицательным (в данном примере это длительность элементарного временного интервала). Другой возможный фактор – значительное падение баланса до величины, превышающей по модулю мощность генератора. Поэтому уровень потерь нагрузки значительно чувствительнее к мощности генератора, чем потери энергии.

Важным показателем эффективности системы аккумуляирования является время, когда резервный генератор работает (табл. 4); это время пропорционально как расходу топлива, так и моторесурсу. Количество циклов включения/выключения генератора,

также важное для моторесурса двигателя, в рассматриваемых примерах варьировало в пределах от 2-3 в сутки ($C = 0,5; P_g = 1$) до 0,3-0,5 ($C = 2; P_g = 0,05$). При увеличении емкости аккумулятора частота включения генератора также уменьшается, однако рост мощности генератора увеличивает количество включений.

Количество включений меньше единицы свидетельствует о вероятности реализаций суточного цикла без использования генератора.

Время, в течение которого наблюдался заметный небаланс мощностей (более 1% от нагрузки), независимо от знака, приведено в табл. 5 для разных характеристик аккумулятора и генератора. Здесь зависимость от мощности генератора не монотонна, заметны локальные минимумы, что важно для оптимизации системы.

Приведенные в табл. 2-5 параметры используются для оценки индексов надежности энергоснабжения, выбора оптимальных размеров и других потребностей. Сравнивая варианты $\zeta = 0,5$ и $\zeta = 1$, заметим, что увеличение заряда аккумулятора за счет генератора влечет некоторое ухудшение баланса.

Растет продолжительность несбалансированного состояния, потери энергии и нагрузки. Особенно это заметно при малых долях аккумуляирования и дополнительного поколения – здесь потери возрастают почти вдвое, хотя абсолютные величины потерь остаются незначительными. Так, для рассматриваемого примера общее потребление энергии в среднем составляет 14,4 МВт-час в сутки, с элементарным СКВ: $\sigma = 0,27$ (т.е. 6,5 МВт-час для суточного потребления). Распределение вероятности почти равномерно в пределах диапазона $\pm 1,5\sigma$. Помимо суточного хода и межсуточных колебаний мощности, здесь учтено 10% дополнительной изменчивости потребления в течение среднего суточного хода. Следовательно, при рассмотренных параметрах системы регулирования потери нагрузки при $\zeta = 0,5$ варьировали в пределах $0,1 \div 4,8\%$ суточного потребления, а потери энергии – $2,4 \div 7,4\%$. Здесь большее значение соответствует малым величинам мощности генератора и емкости

аккумулятора. При $\zeta = 1$ потери нагрузки составляли $0,1 \div 5,0\%$, а энергии $4,6 \div 7,9\%$. Разница незначительна, но может оказать влияние на рост времени работы генератора и соответственно расхода топлива: $2 \div 33\%$ времени и $4 \div 40\%$ соответственно. Следовательно, преимущество имеет алгоритм работы генератора, при котором он включен до достижения заряда аккумулятора на уровне половины эффективной емкости. Заметим, что при отсутствии регулирования потери нагрузки и энергии, рассчитанные по той же методике, составляли бы одинаково по $1,8 \div 1,9$ МВт-час (13% потребления).

Если сравнивать разные схемы, то работа генератора на сеть (схема б) лучше сбалансирована и имеет более благоприятные условия работы генератора, чем схема (а). Продолжительность несбалансированного состояния уменьшается почти в полтора раза (для аналогичных комбинаций мощности и емкости); потери нагрузки могут снизиться почти до нуля, чего вариант без зарядки аккумулятора непосредственно генератором не обеспечивал. Правда, при этом могут возрасти потери избыточной энергии, поэтому требуется разумный компромисс в зависимости от требований к надежности обеспечения энергией. В режиме работы только на потребителя (схема (а)) продолжительность работы генератора меньше примерно вдвое, в зависимости от комбинации «мощность-емкость», что и приводит к большей потере нагрузки. При этом количество включений генератора в 2-3 раза больше, то есть в таком режиме идет поток частых коротких включений,

Заметим, что в приведенных выше таблицах размерности P_g – это единицы мощности (МВт), а емкости C – энергии (МВт-час). Стоимостные показатели этих относительных единиц, по разным данным, могут быть достаточно близкими. Например, в работе [17] указаны цены аккумулятора и дизель-генератора соответственно $\$250/\text{кВт-час}$ и $\$250/\text{кВт}$. Если задать условие надежности энергоснабжения как потеря нагрузки не более 2% , то такому требованию по схеме (б) будут соответствовать данные на линии с координатами от $(P_g = 0,05; C = 1,45)$ до $(P_g = 0,18; C = 0,5)$. В первой точке

суммарная стоимость оборудования составит $1,5$ условных единиц, во второй точке – $0,68$ единиц. Для схемы (а) оптимален вариант $(P_g = 0,2; C = 1)$ – это почти вдвое дороже, чем лучший вариант при работе генератора на общую сеть. Такой вывод следует из оценки капитальной составляющей затрат; более детальный технико-экономический анализ требует учета эксплуатационных расходов, сроков службы оборудования, допустимого числа циклов смены режима и т.д., что является предметом дальнейших исследований.

III. ВЫВОДЫ

Предложенная математическая модель локальной гибридной системы в составе традиционных и возобновляемых источников энергии, включая использование общей сети и регулирующие мощности, позволяет сформулировать и решить разнообразные задачи по оптимизации состава такой системы и условий ее работы, а также получать различные оценки необходимых показателей.

Установлено, что комбинирование возможностей аккумулятора электрической энергии и резервного генератора позволяет достичь практически гарантированного обеспечения потребностей потребителя даже с учетом вариативности солнечной и ветровой мощности, а также переменного режима потребления. Однако разные схемы использования балансирующих мощностей имеют существенные отличия, как по эффективности использования природного энергетического потенциала, так и по стоимостным показателям. Предложенное моделирование позволяет рассчитать искомые параметры, определить оптимальную конфигурацию и алгоритм работы оборудования в соответствии с предъявляемыми требованиями. В частности, режим работы резервного генератора непосредственно на потребителя уменьшает общее время работы генератора, однако увеличивает количество циклов включения-выключения и вероятную потерю нагрузки. Использование генератора для зарядки аккумулятора позволяет гарантированно предотвращать потери нагрузки (при соответствующих мощностях и емкости), однако допускает большие потери избыточной энергии. Если

различные соотношения параметров аккумулятора и генератора могут обеспечить одинаковую надежность снабжения энергией, дополнительным критерием оптимальности может служить удельная стоимость оборудования или полученной энергии.

Использование модели суточной цикличности обусловлено потребностью в прогнозе и планировании режимов работы. В настоящее время удается достаточно точно предсказать среднесуточные показатели, а текущие значения обладают определенной изменчивостью.

Расчеты не нацелены на определенную модель оборудования, приняты типовые характеристики современных ветроустановок, фотопанелей, аккумуляторов, дизель-генераторов. Числовые значения получены для определенной гипотетической системы с относительными мощностями. В качестве примера использованы реальные данные о работе ВЭС и СЭС, а также типовые режимы нагрузки для локальных потребителей, мощности которых характерны для микросетей (до 1 МВт). Практическое применение предлагаемого подхода предполагает более детальный учет именно местных условий, региональных по потенциалу ВИЭ и конкретизированных по типам оборудования, характеру нагрузки и возможностям энергосистем.

APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

Следует иметь в виду, что результатом моделирования являются случайные реализации, так что приведенные выводы справедливы в среднем, как математические ожидания. Сравнение с фактическими данными о потреблении электроэнергии несколькими населенными пунктами и потенциальными мощностями ВЭС и СЭС при сопоставленных синхронно погодных условиях (см. тестовые условия) показывает отличие моделированных средних от реальных в пределах до 5%, в некоторые месяцы – до 10%. Однако отдельные реализации могут показать результаты, которые носят характер экстремальных отклонений (случайных выбросов). В данной работе для большей устойчивости результатов отсеивались до 2% максимальных и минимальных значений, в целом вероятность оценок составляла не менее 95% и получена по результатам тысячи и более случайных реализаций суточного процесса. Поскольку результаты моделирования показали достаточно высокие относительные отклонения от среднего с коэффициентами вариации порядка единицы, то в общем случае окончательные выводы должны содержать доверительные интервалы для экономических показателей.

Таблица 1.
Table 1.

Отрицательный баланс L_2^{av} , МВт
Negative balance L_2^{av} , MW.

k_1	k_2	P_g				
		0,05	0,1	0,2	0,3	0,5
1	1	0,055	0,049	0,056	0,065	0,072
	0,5	0,054	0,045	0,052	0,063	0,071
	0	0,054	0,045	0,051	0,062	0,071
0,5	0,5	0,053	0,040	0,031	0,038	0,057
	0	0,051	0,036	0,025	0,030	0,051

Таблица 2.
Table 2.

Избыточный баланс (потери энергии) в сутки, МВт-час. Excess balance (energy loss) per day, MW-hour.

C	P_g					
	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	1
$\zeta=0,5$						
0,5	1,07	1,12	1,16	1,18	1,21	1,60

1	0,63	0,73	0,80	0,82	0,82	0,83
1,5	0,43	0,47	0,50	0,51	0,51	0,51
2	0,26	0,30	0,33	0,34	0,35	0,35
$\zeta=1,0$						
0,5	1,14	1,26	1,36	1,38	1,42	1,95
1	0,70	0,91	1,05	1,07	1,08	1,11
1,5	0,45	0,57	0,70	0,80	0,82	0,82
2	0,27	0,37	0,51	0,60	0,68	0,66

Таблица 3.
Table 3.

Отрицательный баланс (потери нагрузки) в сутки, МВт-час.
Negative balance (load loss) per day, MW-hour.

C	P _g					
	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	1
ζ=0,5						

0,5	0,69	0,47	0,22	0,10	0,05	0,06
1	0,41	0,29	0,13	0,07	0,03	0,03
1,5	0,28	0,17	0,09	0,04	0,02	0,02
2	0,18	0,11	0,05	0,03	0,01	0,01
ζ=1,0						
0,5	0,72	0,49	0,19	0,10	0,04	0,04
1	0,41	0,30	0,12	0,06	0,03	0,02
1,5	0,25	0,17	0,08	0,04	0,02	0,01
2	0,16	0,11	0,05	0,03	0,01	0,01

Таблица 4.
Table 4.

Процент времени, когда генератор работает (%)
Percentage of time when the generator is running (%)

ζ	C	P _g					
		0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	1
0,5	0,5	33	29	22	16	10	7
	2	16	14	10	8	5	2
1,0	0,5	40	34	26	20	13	9
	2	23	20	16	11	7	4

Таблица 5.
Table 5.

Процент времени, когда существует заметный небаланс мощности (%)
Percentage of time when there is a noticeable power imbalance (%)

ζ	C	P _g					
		0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	1
0,5	0,5	40	38	31	28	28	32
	2	11	10	9	8	8	8
1,0	0,5	42	39	36	33	33	39
	2	12	12	12	13	15	15

Литература (References)

- [1] Khalatov, A. A. Enerhetyka Ukrayiny: suchasnyy stan i nayblizhchi perspektyvy. [Energy of Ukraine: Current State and Immediate Prospects] *Visnyk Natsional'noyi Akademiyi Nauk Ukrayiny - Bulletin of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 2016, №6, pp. 53-61 (in Ukrainian)
- [2] Kyrylenko O.V., Basok B.I., Bazyeyev YE.T., Blinov I.V. Enerhetyka Ukrayiny ta Realiyi Hlobal'noho Poteplinnya [Energy of Ukraine and the Realities of Global Warming] *Tekhnichna Elektrodynamika - Technical Electrodynamics*, 2020, № 3. DOI: doi:10.15407/techned2020.03.052. (in Ukrainian)
- [3] Hidalgo R. A review of Active Distribution Networks Enabling Technologies. *IEEE PES General Meeting*, 2010, 9 p. doi:10.1109/PES.2010.5590051.
- [4] Yuan-Kang Wu, Shih-Ming Chang. Review of the Optimal Design on a Hybrid Renewable Energy System. *MATEC Web of Conferences* 55, 06001 (2016) doi:10.1051/mateconf/20165506001
- [5] Salas V., Suponthana W., Salas R.A. Overview of the Off-Grid Photovoltaic Diesel Batteries systems with AC Aoads. *Appl. Energy*, 2015, vol.157, pp.195-216
- [6] Rehman S., El-Amin I. Study of a Solar pv/Wind/Diesel Hybrid Power System for a Remotely Located Population near Arar, Saudi Arabia. *Energy Exploration & Exploitation*, V. 33, №4, 2015, pp. 591–620
- [7] Hadjipaschalis, Poullikkas A., and Efthimiou V. Overview of Current and Future Energy Storage Technologies for Electric Power Applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, no. 6–7, [Online]. doi:10.1016/j.rser.2008.09.028
- [8] Basok B.I., Butkevych O.F., Dubovs'kyy S.V. Tekhniko-Ekonomichni Aspekty Otsinyuvannya Perspektiv Dekarbonizatsiyi Ob'yednanoyi Enerhosystemy Ukrayiny [Technical and Economic Aspects of Assessing the Prospects of Decarbonization of the Unified Energy System of Ukraine] *Tekhnichna Elektrodynamika - Technical Electrodynamics*. 2021. № 5 pp.55-62 doi:10.15407/techned2021.05.055. (in Ukrainian)
- [9] Xiao J., Zhang Z., Bai L., Liang H. Determination of the Optimal Installation Site and Capacity of Battery Energy Storage System in Distribution Network Integrated with Distributed Generation. *Generation Transmission & Distribution IET*, 2016, no. 3 (10), pp. 601–607. doi:10.1049/iet-gtd.2015.0130
- [10] Zheng Y., Dong ZY, Luo FJ, Meng K., Qiu J., Wong KP Optimal Allocation of Energy Storage System for Risk Mitigation of DISCO with High Renewable Penetrations. *IEEE Transactions on*

- Power Systems*, 2014, no. 29, pp. 212-220. doi:10.1109/tpwrs.2013.2278850.
- [11] Hajiaghasi S., Hosseini Ahmadi M.M., Goleij P., Salemnia A., Hamzeh M. Hybrid Energy Store Sizing Based on Discrete Fourier Transform and Particle Swarm Optimization for Microgrid Applications. *Int Trans Electr Energy Syst.* 2021; e13156. doi:10.1002/2050-7038.13156.
- [12] Emad D., El-Hameed M.A., El-Fergany A.A. Optimal Techno-Economic Design of Hybrid PV/Wind System Comprising Battery Energy Storage: Case Study for a Remote Area. *Energy Conversion and Management*, Vol. 249, 2021. doi:10.1016/j.enconman.2021.114847.
- [13] Raza M.Q., Nadarajah M., Hung D.Q. & Baharudin Z. An Intelligent Hybrid Short-Term Load Forecasting Model for Smart Power Grids. *Sustainable Cities and Society*, 2017, vol 31, pp. 264-275. doi:https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.12.006.
- [14] Kahwash F., Maheri A., Mahkamov K. Integration and Optimisation of High-Penetration Hybrid Renewable Energy Systems for Fulfilling Electrical and Thermal Demand for Off-Grid Communities. *Energy Conversion and Management*, Vol. 236, 2021. doi:10.1016/j.enconman.2021.114035.
- [15] Harish Kumar Pujari, Mageshvaran Rudramoorthy. Optimal Design and Techno-Economic Analysis of a Hybrid Grid-Independent Renewable Energy System for a Rural Community. *Electrical Energy Systems*, 2021. Online publication. doi:10.1002/2050-7038.13007.
- [16] Ahmed E.M., Albarawy M.M., Ibrahim K.H. The Most Economical Design of Hybrid PV/Wind/Battery/Diesel Generator Energy System Considering Various Number of Design Parameters Based on Genetic Algorithm. *Fayoum University Journal of Engineering*, 2021, Vol. 4, №1. pp. 191–206. Available at: https://fuje.journals.ekb.eg/article_205156_3d9a5c9cb9f9bf2252c0d462c85f5236.pdf. (accessed 01.06.2022)
- [17] Eltamaly Ali M., Alotaibi Majed A.. Novel Fuzzy-Swarm Optimization for Sizing of Hybrid Energy Systems Applying Smart Grid Concepts. *IEEE Access*, 2021. doi:10.1109/ACCESS.2021.3093169.

Сведения об авторах.



Кузнецов Николай Петрович

Доктор технических наук, Институт возобновляемой энергетики, НАН Украины, КПИ им. И.Сикорского

Научные интересы: математика, возобновляемая энергетика

E-mail: nik_ku@ukr.net



Лысенко Ольга Валериевна

Доктор технических наук, Таврический государственный агротехнологический университет имени Дмитрия Моторного.

Научные интересы: возобновляемая энергетика, качество и надежность электроснабжения

E-mail: helga_vl@ukr.net