

ЭНЕРГЕТИКА

Научная статья

УДК 621.311

EDN: PAGGRY

DOI: 10.21285/1814-3520-2024-1-72-83



Формирование суточных графиков нагрузок в экологически дружественном активном энергетическом комплексе

А.М. Глазунова¹✉, С.Е. Съемщиков²¹Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия²Иркутский государственный университет путей сообщения, г. Иркутск, Россия

Резюме. Целью исследования является решение задачи формирования суточных графиков нагрузок для оптимального управления режимами экологически дружественного (мощность генерируется только на ветровых и солнечных станциях) активного энергетического комплекса, связанного с единой энергосистемой одной линией электропередачи. В исследовании выполнялась корректировка суточных плановых графиков нагрузок, расположенных на территории активного энергетического комплекса, заключающаяся в смещении потребления мощности на другое время суток (потребление мощности откладывается). Проблема оптимального распределения отложенной мощности представляется оптимизационной задачей множественного рюкзака, которая адаптируется к решению поставленной задачи. Апробация предложенного алгоритма была выполнена на 6-узловой схеме по следующему сценарию: сформировать графики нагрузок в активном энергетическом комплексе для обеспечения оптимального управления активным энергетическим комплексом при сохранении перетока мощности из единой энергосистемы в заданных пределах. Проведенные эксперименты по оценке обеспечения бесперебойности в электроснабжении потребителей активного энергетического комплекса в зависимости от исходных данных показали, что структура исходных данных влияет на качество результатов. Установлено, что базовым условием при формировании графиков нагрузки является соблюдение пределов мощности из единой энергосистемы. Анализ полученных результатов показал, что полное исключение нарушения в электроснабжении потребителей активного энергетического комплекса достигается при наличии возможности разделить нагрузку для переноса ее на другие часы суток и при отключении 0,151 МВт в режиме 7. Нагрузка должна быть разделена не менее чем на три части. Отключение 0,151 МВт выполняется для предотвращения отсоединения активного энергетического комплекса от единой энергосистемы, следствием которого будет дефицит мощности 4,652 МВт.

Ключевые слова: активный энергетический комплекс, возобновляемые источники энергии, параметры установившегося режима, управление

Благодарность: Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

Для цитирования: Глазунова А.М., Съемщиков С.Е. Формирование суточных графиков нагрузок в экологически дружественном активном энергетическом комплексе // iPolytech Journal. 2024. Т. 28. № 1. С. 72–83. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-1-72-83>. EDN: PAGGRY.

POWER ENGINEERING

Original article

Design of daily load profiles in environmentally friendly commercial and industrial microgrids

Anna M. Glazunova¹✉, Sergei E. Sieemshchikov²¹Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia²Irkutsk State Transport University, Irkutsk, Russia

Abstract. The purpose of the study is to solve the problem of design of daily load profiles for optimal control of an environmentally friendly commercial and industrial microgrid (CIM) (power is generated only by renewable energy sources) connected to the power system by a power transmission line. This goal is achieved by adjusting the planned daily load profiles of consumers located on the territory of the CIM. The adjustment means shifting power consumption to another time of the day in question (power consumption is delayed). The problem of the delayed power allocation is represented as an optimization multiple knapsack problem that adapts to the problem-solving process. The proposed algorithm was tested on a 6-node system according to the scenario that involved adjustment of the load profile in the

CIM to ensure that the power flow from the power system remains within specified limits. Compliance with the limits guarantees uninterrupted power supply from the power system, which is a fundamental requirement when developing load profiles. Experiments were carried out to evaluate the delivery of uninterrupted power supply to CIM consumers depending on the initial data. The findings indicate that the disruptions in power supply to CIM consumers are completely eliminated if the load can be divided to shift it to other hours of the day and when the load of 0.151 MW is disconnected in operating state 7. The total load should be divided into at least three parts. Disconnection of 0.151 MW is performed to prevent disconnection of the commercial and industrial microgrid from the power system, which would result in a power deficit of 4.652 MW.

Keywords: commercial and industrial microgrids, renewable energy sources, steady state variables, control

Acknowledgement: The research was carried out under the State Assignment Project (no. FWEU-2021-0001) of the Fundamental Research Program of the Russian Federation 2021-2030.

For citation: Glazunova A.M., Sieemshchikov S.E. Design of daily load profiles in environmentally friendly commercial and industrial microgrids. *iPolytech Journal*. 2024;28(1):72-83. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-1-72-83>. EDN: PAGGRY.

ВВЕДЕНИЕ

Распределенная генерация играет важную роль в энергетике всех стран. Многие промышленные и коммерческие потребители заинтересованы в развитии малой генерации [1]. Наличие собственных генерирующих предприятий дает потребителям перспективу изолироваться от единой энергосистемы (ЕЭС), что положительно сказывается на образовании цены на электроэнергию³ [1]. Большой проблемой изолированных микрогридов, нацеленных на генерацию сравнительно дешевой электроэнергии, является невыполнимость требований, предъявляемых к надежности электроснабжения. Преодоление этого противоречия может быть достигнуто за счет создания микрогридов, связанных с ЕЭС одной линией электропередачи. Такие микрогриды называются активными энергетическими комплексами (АЭК)³ [1, 2]. Появление АЭК в ЕЭС, в свою очередь, не должно приводить к ухудшению условий функционирования ЕЭС, в том числе не может отрицательно сказываться на надежности электроснабжения и качестве электроэнергии. Главным требованием к активному энергокомплексу со стороны внешней сети является не нарушать пределы разрешенной мощности в линии, связывающей АЭК и ЕЭС [2]. При превышении допустимого значения более 10 с выполняется автоматическое отключение объектов АЭК от внешней сети.

АЭК представляет собой локальную ячейку, соединенную с ЕЭС линией электропередачи. АЭК включает в себя собственные электрические станции, электросетевой комплекс,

потребителя и управляемое интеллектуальное соединение (УИС), с помощью которого решаются задача регулирования перетока мощности между АЭК и ЕЭС в рамках заданных значений, а также задача поддержания баланса мощности в АЭК. Для регулирования взаимоотношений между АЭК и ЕЭС и поддержания эффективной работы АЭК разрабатываются специальные правила. Соблюдение этих правил со стороны АЭК требует создания стратегии управления АЭК, в которой большая роль отводится активным потребителям (АП) и системам накопления энергии (СНЭ).

Программы, вовлекающие потребителей участвовать в управлении спросом, широко распространены и применяются по всему миру [3–6]. Каждая программа предполагает различные варианты воздействия на нагрузку потребителя. В [7] описываются разные подходы к управлению спросом в интеллектуальных средах и анализируется информация о способах снижения пиковой нагрузки. Авторы [8] проанализировали существующие стратегии программ управления спросом (Demand-side management, (DSM)), уточнили области их применения и предложили способы для достижения однозначности в терминологии. Главной движущей силой технологии управления спросом является активный потребитель (АП) [9].

Основными функциями СНЭ являются выдача (в режиме разряда) и потребление (в режиме заряда) активной мощности. Наличие этих функций позволяет использовать СНЭ с разными целями, для достижения которых вырабатываются специальные стратегии управ-

³Ассоциация НП Совет Рынка. АО СО ЕЭС. Активные энергетические комплексы – первый шаг к промышленным микрогридам в России. Режим доступа: http://ntc-msk.ru/assets/upload/testimonials/Doklad_AEK_2020.pdf (дата обращения: 23.04.2023).

ления СНЭ. Самым распространенным видом СНЭ являются аккумуляторные батареи на базе литий-ионных накопителей. На их долю приходится наибольшие суммарные мощности и энергоемкости [10]. В [11] представлен метод оптимального размещения накопителей энергии для минимизации потерь энергии из-за снижения пиковых нагрузок при наличии распределенной генерации из возобновляемых источников. Размер хранилища моделируется с учетом графика нагрузки и желаемого снижения пиковых нагрузок.

В настоящее время страны всего мира поставили себе задачи по переходу на возобновляемую энергию. Лидерами инвестиций в развитие возобновляемой энергетики являются Китай, США, Япония и Великобритания. По данным исследовательской службы BloombergNEF глобальные инвестиции в ветровую и солнечную энергетику, биотопливо, биомассу и отходы, малую гидроэлектроэнергетику увеличились в годовом выражении с 33 млрд долл. до более чем 300 млрд долл. за 20 лет.

Авторы [12] представили подробную информацию о микрогридах, в которых используются ВИЭ. В [13] описаны некоторые тренды развития микрогридов в США и методы управления ими. В [14] обсуждается проблема необходимости дальнейших исследований, связанных с микросетями, включая распределенную генерацию, эксплуатацию, методы управления и усиление защиты.

Данная работа посвящена исследованию экологически дружелюбной АЭК, где для генерации электроэнергии используются только возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

ОПИСАНИЕ ПРОБЛЕМЫ. ВХОДНЫЕ И ВЫХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В исследовании рассматривается АЭК, где мощность генерируется только на ветровых и солнечных станциях. Анализ установившихся режимов (УР), вычисленных по плановым графикам нагрузок, показывает, что в некоторых режимах возникший дефицит мощности устраняется за счет увеличения перетока из ЕЭС, что через 10 с приведет к отключению АЭК от внешней сети. В этом случае дефицит мощности в АЭК становится больше, чем до отключения линии. Проблема отключения линии может быть решена при ведении электрического режима таким образом, чтобы баланс мощности в АЭК соблюдался не за счет уве-

личения перетока из ЕЭС, а за счет ресурсов АЭК. Использование этих ресурсов позволяет заранее откорректировать суточные плановые графики нагрузок.

Исследование направлено на решение задачи формирования суточных графиков нагрузок для оптимального управления режимами экологически дружелюбной АЭК, связанного с ЕЭС одной линией электропередачи. Поставленная цель достигается путем корректировки суточных плановых графиков нагрузок, расположенных на территории АЭК. Это мероприятие способствует сокращению количества отключений АЭК от ЕЭС, а, следовательно, минимизирует (исключает) нарушения в электроснабжении потребителей АЭК. Управление АЭК рассматривается оптимальным, если выбранные меры, обеспечивающие баланс мощности в АЭК без нарушений в электроснабжении, требуют минимальных затрат.

Требование о бесперебойном электроснабжении из ЕЭС может быть выполнено при строгом соблюдении условия о поддержании перетока из ЕЭС в пределах, заранее согласованных с сетевой организацией. В данной работе проблема корректировки графиков нагрузок решается за счет использования ресурсов АЭК: активных потребителей и систем накопления энергии (батареи).

Активные потребители изменяют свою нагрузку в соответствии с заданной программой управления спросом. В работе рассматривается программа, основанная на технологии смещения нагрузки («load shift»), согласно которой потребление мощности смещается на другое время суток (откладывается). Далее эта мощность называется отложенной мощностью. Эффективное функционирование АЭК возможно при оптимальном распределении отложенной мощности в течение суток. Для поиска искомого распределения решается оптимизационная задача с заданным критерием.

На рис. 1 представлена схема структуры входных и выходных данных задачи оптимизации. На схеме наглядно показана последовательность процесса подготовки входных данных, состав выходных данных и путь их применения для перераспределения мощности (для формирования суточных графиков нагрузки).

Исходной информацией для подготовки входных данных являются плановые графики нагрузок, прогнозные мощности ветровой и

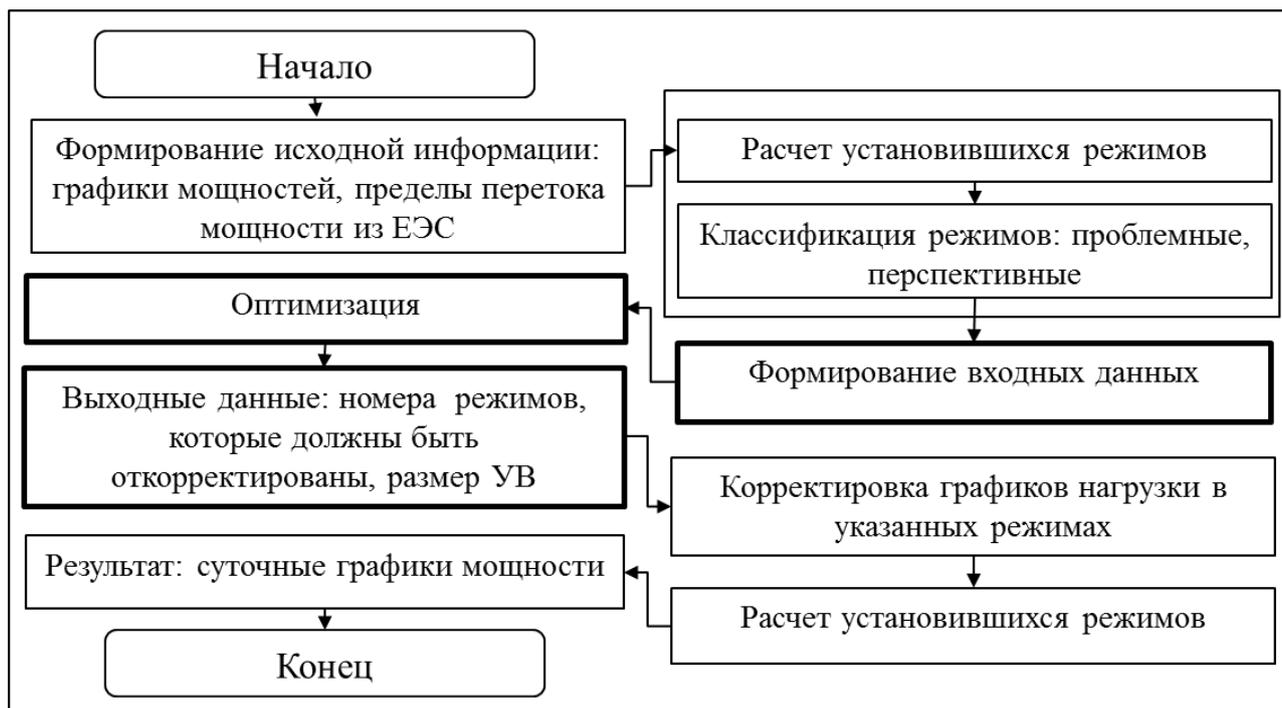


Рис. 1. Схема структуры входных и выходных данных задачи оптимизации
 Fig. 1. Diagram of the input and output data structure of the optimization problem

солнечной станций, верхний $P_{\text{ЕЭС}}^{\text{max}}$ и нижний $P_{\text{ЕЭС}}^{\text{min}}$ пределы разрешенного значения перетока активной мощности из ЕЭС.

Для каждой точки плановых графиков нагрузок (всего h) вычисляется установившийся режим и анализируется условие:

$$P_{\text{ЕЭС}}^{\text{min}} < P_{\text{ЕЭС}} < P_{\text{ЕЭС}}^{\text{max}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{ЕЭС}}$ – переток мощности из ЕЭС.

При нарушении верхней границы условия (1) происходит отключение АЭК от ЕЭС и этот режим называется проблемным режимом. Для предотвращения отключения необходимо разгрузить АП в данное время. Нарушение нижней границы условия (1) интерпретируется как наличие возможности увеличить переток, что позволяет дополнительно загрузить АП. Такой режим называется перспективным. Режимы, не попадающие под вышеуказанные характеристики, далее не рассматриваются. Таким образом, все исследуемые режимы классифицируются на проблемные (h_1) и перспективные (h_2). Из параметров этих режимов формируются входные данные для задачи оптимизации. В работе рассматривается несколько способов формирования входных данных.

Выходные данные – время, когда необходимо изменить нагрузку (номер режима)

и величина этой нагрузки для каждого АП (управляющие воздействия) – используются в следующем порядке: сначала корректируются нагрузки в проблемных и перспективных режимах; затем для каждой точки графика измененных нагрузок рассчитывается УР. В результате получают откорректированные суточные графики нагрузок, форма которых имеет более гладкий вид по сравнению с плановыми графиками.

В зависимости от способа задания входных данных для задачи оптимизации получаются разные выходные данные, а, следовательно, и различные суточные графики нагрузок и перетока из ЕЭС. В работе выполняется исследование зависимости результатов оптимизации распределения отложенной мощности от способа задания входных данных с целью формирования графиков мощности, следуя которым обеспечивается оптимальное управление АЭК при минимальном (нулевом) сокращении потребляемой мощности и при минимальном (нулевом) количестве отключений АЭК от внешней сети.

КРИТЕРИЙ ОПТИМАЛЬНОСТИ

Оптимальное распределение отложенной мощности определяется в результате решения оптимизационной задачи K раз, где K – ко-

личество вариантов задания входных данных.

Критерий оптимальности записывается следующим образом:

$$\varphi_{P(k)} - \varphi_{P(k-1)} < \zeta; \quad (2)$$

$$\varphi_{P(k)} = \sum_j^{h3} P_{EЭС(j)(k)}, \quad (3)$$

где $h3$ – количество проблемных режимов после корректировки графиков нагрузки; k – номер варианта задания входных данных; j – номер проблемного режима; $P_{EЭС(j)(k)}$ – переток активной мощности из сети в режиме j после корректировки, Мвт; ζ – заданная величина. $h3 = 0$ означает, что АЭК не отключается от ЕЭС в течение рассматриваемых суток.

Дефицит мощности ($\Delta P_{AЭК(k)}$), который остается в АЭК после корректировки графиков нагрузок, вычисляется по формуле:

$$\Delta P_{AЭК(k)} = \sum_j^{h3} (P_{EЭС(j)(k)}^k - P_{EЭС(j)}^{max}). \quad (4)$$

ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО АЛГОРИТМА

Укрупненная блок-схема разработанного алгоритма представлена на рис. 2.

Алгоритм представлен двумя частями. Первая часть выполняется один раз для каждого суток, вторая часть выполняется в цикле K раз.

Часть 1.

Исходная информация. На базе плановых графиков мощностей во всех узлах рассчитывается множество УР и формируется массив размерностью $[n \times h]$, где n – количество параметров режима, h – количество точек в сутки. Пределы перетока задаются в соответствии с требованиями АЭК и ЕЭС.

Анализ УР. Предобработка созданного множества УР осуществляется по условию (1). В результате выявляются проблемные и перспективные режимы за исследуемые сутки.

Определение УВ. В каждом проблемном режиме (j) вычисляется величина нагрузки в узле i (ΔP_i^{YB}), на которую следует уменьшить плановую нагрузку по формуле:

$$\Delta P_i^{YB} = P_{EЭС} - P_{EЭС}^{max}. \quad (5)$$

При наличии нескольких (r) АП эту величину необходимо распределить между ними в

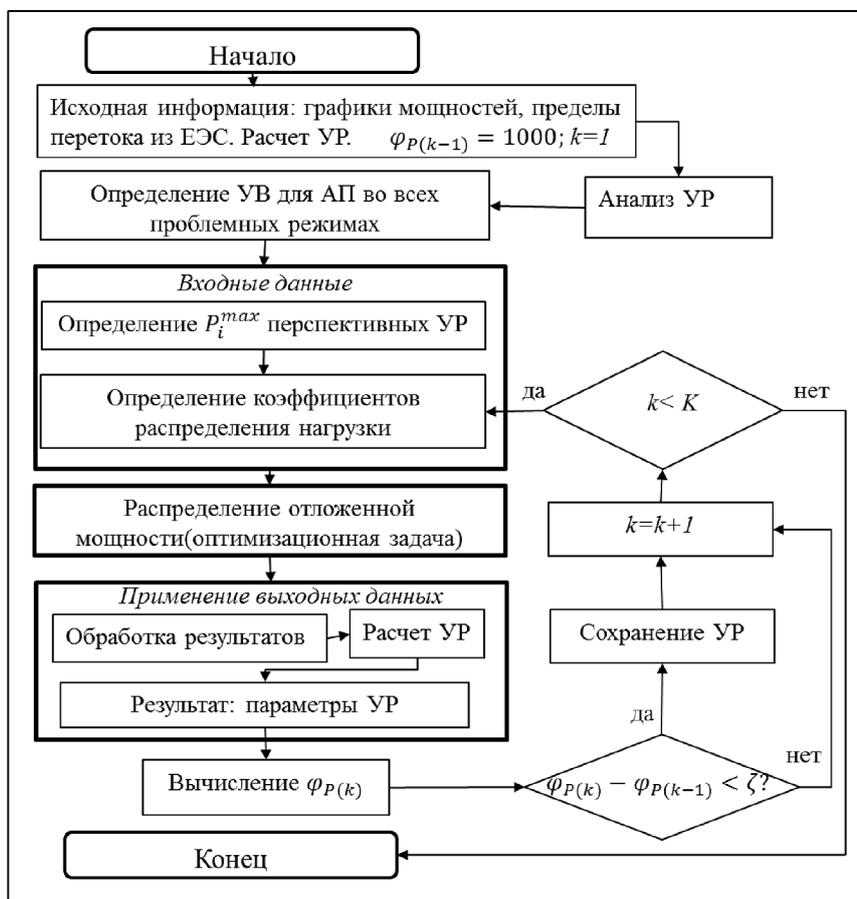


Рис. 2. Укрупненная блок-схема разработанного алгоритма
Fig. 2. Outline flowchart of the developed algorithm

соответствии с выбранными правилами. Один из путей решения этой задачи описан в [15].

Определение P_i^{max} перспективных УР. Определяется максимально возможная нагрузка во всех нагрузочных узлах в каждом перспективном режиме / по формуле:

$$P_{i(l)}^{max} = P_{i(l)}^{old} + m_i(P_{EЭС}^{min} - P_{EЭС}), \quad (6)$$

где P_i^{old} нагрузка i -го потребителя в плановом режиме, МВт; m_i – коэффициент распределения добавленной нагрузки.

Часть 2.

Определение коэффициентов распределения отложенной мощности. Для создания возможности более гибкого распределения отложенной мощности между перспективными режимам вводятся коэффициенты распределения отложенной мощности. Эти коэффициенты рассчитываются на основе информации о каждой конкретной нагрузке [16].

Задача распределения отложенной мощности формулируется как оптимизационная задача с ограничениями.

Обработка результатов – это применение полученных выходных данных для корректировки нагрузки в проблемных и перспективных режимах по формуле:

$$P_i^{new} = P_i^{old} + \alpha \Delta P_i, \quad (7)$$

где P_i^{new} – новое значение мощности в узле i в проблемном или перспективном режимах, МВт; P_i^{old} – старое значение мощности в узле i в проблемном или перспективном режимах, МВт; ΔP_i – результат оптимизации, МВт; $\alpha = 1$ в перспективном режиме, $\alpha = -1$ в проблемном режиме.

Расчет УР. Вычисляются параметры УР с новыми значениями нагрузок и с учетом ресурсов батареи. Балансирующим узлом назначается узел, который введен в расчетную схему для представления перетока из ЕЭС в виде инъекции.

Вычисление $\varphi_{P(k)}$. Показатель $\varphi_{P(k)}$ вычисляется по (3).

По окончании работы алгоритма (см. рис. 2) из K множеств откорректированных графиков нагрузок останется множество графиков, максимально удовлетворяющих всем требованиям.

РЕШЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ

Проблема распределения отложенной мощности представляется оптимизационной

задачей множественного рюкзака [17] и формулируется следующим образом: есть N предметов и M рюкзаков ($M \leq N$). У каждого рюкзака своя вместимость W_i . Необходимо выбрать M непересекающихся множеств таким образом, чтобы суммарная стоимость каждого рюкзака была максимальной, а вес предметов в каждом рюкзаке не превышал его вместимость. Математически задача записывается следующим образом:

максимизировать

$$\sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N p_i b_{ij} \rightarrow \max \quad (8)$$

при ограничениях

$$\sum_{i=1}^N w_i b_{ij} \leq W_i \text{ для всех } j = 1, 2, \dots, M; \quad (9)$$

$$\sum_{j=1}^M b_{ij} = 1 \text{ для всех } i = 1, 2, \dots, N, \quad (10)$$

где $b_{ij} = 1$, если j -й предмет назначен i -му рюкзаку. Иначе, $b_{ij} = 0$. Входные данные – это вес предмета (weight), весовые коэффициенты (value), вместимость рюкзака (capacity).

В терминах задачи множественного рюкзака компоненты задачи распределения отложенной мощности интерпретируются следующим образом. N предметов – это $h1$ проблемных режимов, M рюкзаков – это $h2$ перспективных режимов. Необходимо распределить отложенную мощность между перспективными режимами таким образом, чтобы минимизировать количество проблемных режимов с минимальными затратами для АЭК.

Задача распределения отложенной мощности формулируется следующим образом:

Целевая функция:

$$\sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^{h1} \sum_{l=1}^{h2} \sum_{v=1}^{h2} \Delta P_{i(j,l)} g_{i(j,l)v} C_{i(j,l)} b_{i(j,l)} \rightarrow \max \quad (11)$$

при ограничениях, записанных ниже (12)–(13) и при соблюдении законов Ома и Кирхгофа, где $\Delta P_{i(j,l)}$ – добавленное значение нагрузки в узле i (ΔP_i^{YB} , МВт) из проблемного режима j в перспективный режим l ; $C_{i(j,l)}$ – величина, обратная плате активному потребителю i за перенос нагрузки из режима j в режим l ; r – число активных потребителей; i – номер активного потребителя; $b_{i(j,l)}$ – параметр оптимизации; $b_{i(j,l)} = 1$ если нагрузка i -го узла в j -м режиме переносится на l -й режим, иначе $b_{i(j,l)} = 0$. $g_{i(j,l)v}$ показывает, какая часть отложенной мощности в режиме j переносится в режим l . $\sum_{v=1}^{h2} g_{i(j,l)v} = 1$. Коэффициент g отвечает за

распределение отложенной мощности между несколькими (или всеми) перспективными режимами. В том случае, когда нагрузка не может быть поделена на несколько частей, $g_i = 1$.

Ограничения записываются следующим образом.

Величина добавленной мощности в перспективном режиме

$$\sum_{j=1}^{h1} \Delta P_{i(j)} b_{i(j,l)} \leq P_{i(l)}^{max} \text{ для всех } l, i, \quad (12)$$

где $P_{i(l)}^{max}$ – максимальная величина мощности в узле i , в перспективном режиме (вычисляется по (6)).

Баланс активной мощности в узлах:

$$\Delta P_i = 0, \quad (13)$$

где ΔP_i – небаланс активной мощности (Мвт) в узле i .

Для соблюдения условия, что одна и та же нагрузка не переносится больше одного раза, используется ограничение (10).

Входные данные – weight, value, capacity – формируются следующим образом.

Weight образуются из значений управляющих воздействий для каждого АП с учетом коэффициентов распределения. Размерность вектора равна $[1 \times ((\sum_i^r G_i) h1)]$, где G_i показывает на сколько частей может быть разбита i -я нагрузка. Каждое значение вектора вычисляется следующим образом:

$$\text{weight}_k = \Delta P_{i(j)} g_i$$

$$\text{для каждого } j = 1 \dots h1; i = 1 \dots h2, \quad (14)$$

где $\Delta P_{i(j)}$ – значение УВ (МВт) для i -й нагрузки для j -го режима; g_i – коэффициенты распределения для i -й нагрузки.

Value – весовые коэффициенты. Размерность вектора $[1 \times ((\sum_i^r G_i) h1)]$. Каждый элемент массива представляет собой цену сдвига мощности потребления с проблемного режима j в перспективный режим l .

Capacity – максимальная величина нагрузки АП в перспективном режиме – вычисляется по (6).

ВЫПОЛНЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Разработанный алгоритм был применен для формирования суточного графика на-

грузки, расположенной на территории АЭК с целью минимизации отключений АЭК от ЕЭС. АЭК представлен 6-узловой схемой (рис. 3), где узлы 1 и 2 обозначают ветровую и солнечную станции соответственно, узлы 3 и 4 обозначают нагрузки, узел 5 – это батарея. Переток мощности из АЭК представлен инъекцией в узле 6. Для достижения поставленной цели корректировался график нагрузки в узле 3.

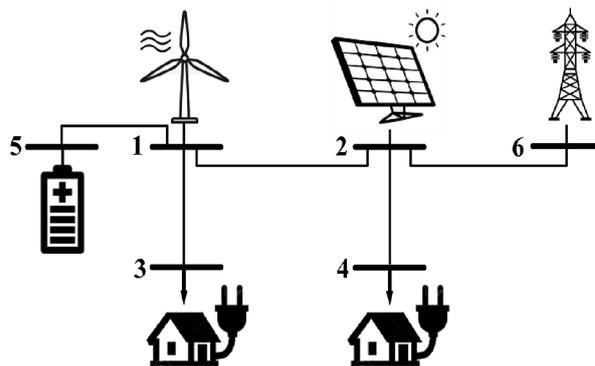


Рис. 3. Тестовая схема
Fig. 3. Test circuit

Исследование было выполнено в соответствии с алгоритмом, показанным на рис. 2, в следующем порядке.

1. Моделирование суточных плановых графиков мощностей. Моделирование графика мощности ветрового генератора (узел 3) было выполнено на базе данных о типовой кривой ветровой турбины и вероятности скорости ветра, полученной по закону Вейбула при $a = 8,9$, $b = 6,5$, где a – коэффициент формы; b – коэффициент неравномерности [18, 19]. График мощности солнечной станции моделировался в соответствии с c^4 [20].

2. Расчет установившихся режимов.

3. Анализ полученных режимов по условию (15) для определения проблемных и перспективных режимов:

$$3,5 < P_{ЕЭС} < 4,5. \quad (15)$$

Результат: проблемные режимы 12, 14, 16, 17, 18, 21, 22; перспективные режимы 3, 4, 5, 6, 15.

4. Задание входных данных. $P_{(l)}^{max}$ вычисляется по (6), где $l = 3, 4, 5, 6, 15$; $m_3 = 1$.

⁴Лукутин Б.В., Муравлев И.О., Плотников И.А. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учеб. пособие. Томск: ТПУ, 2015. 128 с.

Результаты экспериментов
 Experimental results

№ строки	Параметр	Значение параметра					
		1	2	3	4	5	6
1	№ эксперимента	1	2	3	4	5	6
2	Количество частей	0	2	3	5	8	10
3	Количество режимов	3	2	1	1	1	1
4	$\Delta P_{\text{АЭК}(k)}$	1,6182	0,665	0,1510	0,1510	0,1510	0,1510
5	φ_P	15,1181	9,665	4,652	4,652	4,652	4,652

В рамках исследования было выполнено 6 экспериментов, которые отличались друг от друга коэффициентами распределения отложенной мощности. В эксперименте 1 нагрузка полностью переносилась из проблемного режима в перспективный. В экспериментах 2–6 нагрузка делилась на 2, 3, 5, 8, 10 частей соответственно (таблица, строка 2).

5. Решение оптимизационной задачи.
6. Корректировка графиков нагрузки по (7).
7. Расчет УР.

Результаты расчета УР сведены в таблицу и показаны на рис. 4–6. В первой и во второй строках таблицы представлены номера экспериментов и количество частей, на которые делится нагрузка в каждом эксперименте соответственно. В третьей строке показано количество режимов за сутки, когда произойдет отключение АЭК от ЕЭС. В четвертой строке представлена величина превышения максимально разрешенного перетока из ЕЭС. В пятой строке дана величина дефицита мощности, который возникнет из-за отключения линии. Из таблицы видно, что лучшим является

результат при делении нагрузки на 3 и более частей.

На рис. 4 а – б показаны исходные графики мощностей (см. легенду, кривые 7–11) во всех узлах АЭК и графики мощностей, полученные в результате расчета УР по откорректированным графикам нагрузки, а также верхний предел передаваемой мощности. На рис. 4 б – 6 б представлены графики заряда батареи для экспериментов 1, 2 и 3 соответственно. Из рис. 4 а видно, что три режима остались проблемными, и при отключении линии дефицит мощности составит 15,1181 МВт. Рис. 5 а демонстрирует 2 проблемных режима и дефицит мощности 9,665 МВт. Рис. 6 а демонстрирует 1 проблемный режим и дефицит мощности 4,652 МВт.

Анализ всех рисунков показывает, что при корректировке нагрузки в заданных условиях появляется проблемный режим 7, в котором происходит превышение порога на 0,151 МВт. Эту нагрузку невозможно перенести на другое время и покрыть за счет батареи (рис. 4 б, 5 б, 6 б).

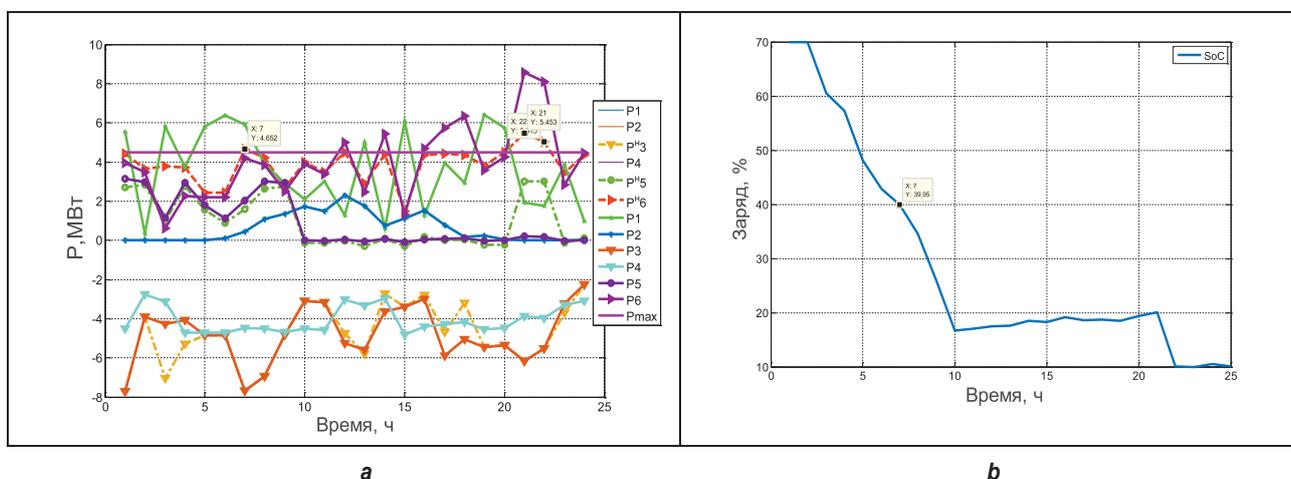
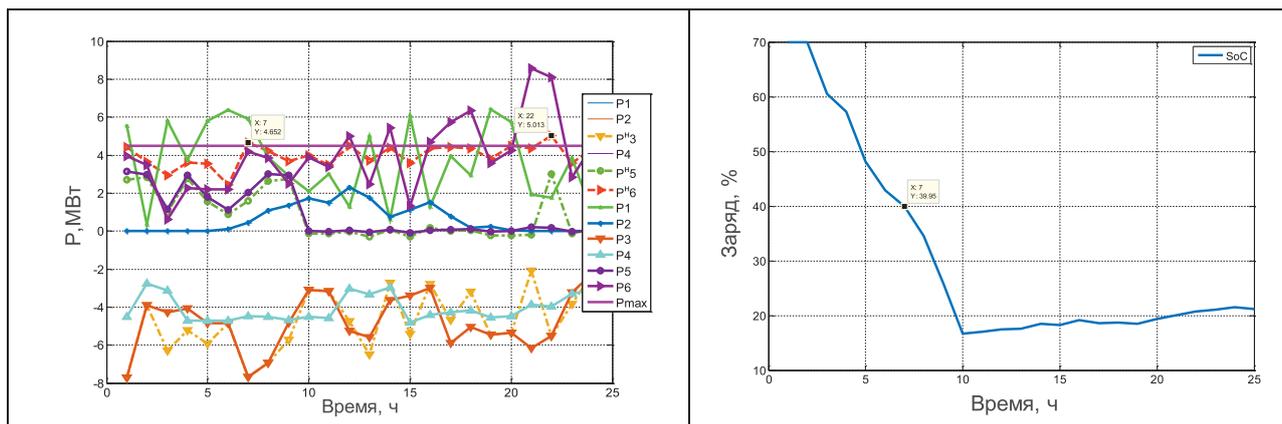
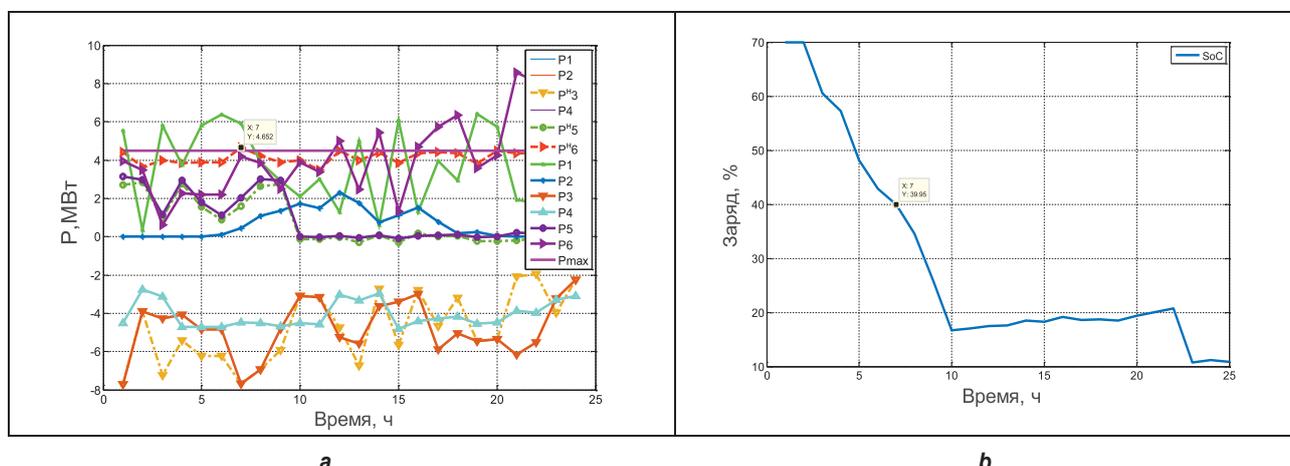


Рис. 4. Результаты. Эксперимент 1: а – плановые и откорректированные графики мощностей; б – заряд батареи
 Fig. 4. Results. Experiment 1: а – planned and adjusted power curves; б – battery charge level



а
б
Рис. 5. Результаты. Эксперимент 2: а – плановые и откорректированные графики мощностей; б – заряд батареи

Fig. 5. Results. Experiment 2: a – planned and adjusted power curves; b – battery charge level



а
б
Рис. 6. Результаты. Эксперимент 3: а – плановые и откорректированные графики мощностей; б – заряд батареи

Fig. 6. Results. Experiment 3: a – planned and adjusted power curves; b – battery charge level

В этом случае, чтобы избежать отключения линии от ЕЭС, следствием которого будет дефицит мощности 4,652 МВт, необходимо отключить нагрузку равную 0,151 МВт в режиме 7.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье описана задача формирования суточных графиков нагрузок активных потребителей, расположенных на территории экологически дружественного АЭК. Графики нагрузок формируются в результате корректировки плановых суточных графиков, которая выполняется в случае нарушения пределов, заданных для перетока мощности из ЕЭС.

Разработан алгоритм формирования суточных графиков нагрузок. Алгоритм объединяет решение следующих задач: анализ плановых графиков мощностей, вычисление управляющих воздействий, оптимальное рас-

пределение отложенной мощности, расчет установившихся режимов.

Сформированы целевая функция и ограничения для решения проблемы оптимального распределения отложенной мощности. Указанная проблема представляется оптимизационной задачей множественного рюкзака. Выполнена интерпретация входных и выходных данных задачи множественного рюкзака для ее адаптации к решению проблемы оптимального распределения отложенной мощности.

Представлено понятие коэффициента распределения отложенной мощности. Данные коэффициенты отвечают за распределение отложенной мощности в рассматриваемом проблемном режиме между несколькими перспективными режимами путем введения этих коэффициентов в целевую функцию.

Выполнено формирование суточных графиков нагрузок, входящих в состав тестовой АЭК, по разработанному алгоритму. Проведены эксперименты по оценке полученных графиков с точки зрения обеспечения бесперебойности в электроснабжении потребителей АЭК в зависимости от коэффициентов распределения отложенной мощности. Ана-

лиз полученных результатов показал, что полное исключение нарушения в электроснабжении потребителей АЭК достигается при наличии возможности разделить нагрузку для переноса ее на другие часы суток и при отключении 0,151 МВт в режиме 7. Нагрузка должна быть разделена не менее чем на три части.

Список источников

1. Роголев Н.Д., Молодюк В.В., Исамухамедов Я.Ш. Активный энергетический комплекс: повышенные требования обеспечения надежности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: материалы 90-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко (г. Иркутск, 1–7 июля 2018 г.). Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2018. Т. 1-69. С. 9–17. EDN: IPRDCP.
2. Дацко К.А. Активные энергокомплексы // Энергетическая политика. 2020. № 6. С. 64–75. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_6148_64. EDN: KEVGJS.
3. Chen Chen, Wang Jianhui, Kishore S. A distributed direct load control approach for large-scale residential demand response // IEEE Transactions on Power Systems. 2014. Vol. 29. Iss. 5. P. 2219–2228. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2307474>.
4. Mollah K., Nair N.K.C., Rayudu R.K. Demand response an alternative solution to prevent load shedding triggering // EAI Endorsed Transactions on Energy Web. 2014. Vol. 1. Iss. 3. P. e2. <https://doi.org/10.4108/ew.1.3.e2>.
5. Conejo A.J., Morales J.M., Baringo L. Real-time demand response model // IEEE Transactions on Smart Grid. 2010. Vol. 1. Iss. 3. P. 236–242. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2078843>.
6. Gils H.C. Assessment of the theoretical demand response potential in Europe // Energy. 2014. Vol. 67. P. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.019>.
7. Silva B.N., Khan M., Han K. Futuristic sustainable energy management in smart environments: a review of peak load shaving and demand response strategies, challenges, and opportunities // Sustainability. 2020. Vol. 12. Iss. 14. P. 5561. <https://doi.org/10.3390/su12145561>.
8. Meyabadi A.F., Deihimi M.H. A review of demand-side management: reconsidering theoretical framework // Renewable and Sustainable Energy. 2017. Vol. 80. P. 367–379. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.207>.
9. Стенников В.А., Барахтенко Е.А., Соколов Д.В., Шелехова В.Б. Активное участие потребителя в управлении своим энергоснабжением // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 11-12. С. 88–100. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2017-19-11-12-88-100>. EDN: YTZTWX.
10. Зырянов В.М., Кирьянова Н.Г., Коротков И.Ю. Системы накопления энергии: российский и зарубежный опыт // Энергетическая политика. 2020. Т. 6. № 148. С. 76–86. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_6148_76. EDN: YBOUHF.
11. Kalkhambkar V., Kumar R., Bhakar R. Energy loss minimization through peak shaving using energy storage // Perspectives in Science. 2016. Vol. 8. P. 162–165. <https://doi.org/10.1016/j.pisc.2016.04.022>.
12. Gutiérrez-Oliva D., Colmenar-Santos A., Rosales-Asensio E. A review of the state of the art of industrial microgrids based on renewable energy // Electronics. 2022. Vol. 11. Iss. 7. P. 1002. <https://doi.org/10.3390/electronics11071002>.
13. Feng Wei, Jin Ming, Liu Xu, Bao Yi, Marnay Chris, Yao Cheng, Yu Jiancheng. A review of microgrid development in the United States – a decade of progress on policies, demonstrations, controls, and software tools // Energy. 2018. Vol. 228. P. 1656–1668. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.096>.
14. Hassan M.A.S., Chen Minyou, Li Qiang, Mehmood M.A., Cheng Tingli, Li Bo. Microgrid control and protection state of the art: a comprehensive overview // Journal of Electrical Systems. 2018. Vol. 14. Iss. 2. P. 148–164.
15. Glazunova A. Development of a day-ahead demand side management strategy to improve the microgrid efficiency // 11th Symposium on Control of Power and Energy Systems IFAC CPES. 2022. Vol. 55. Iss. 9. P. 256–261. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.07.045>.
16. Аксаева Е., Глазунова А. Создание планировщика для реализации технологии смещения нагрузки в программе управления спросом // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Надежность систем энергетики в условиях современных вызовов и угроз / отв. ред. акад. РАН В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2023. Вып. 74. С. 652–662.
17. Kellerer H., Pferschy U., Pisinger D. Knapsack problems. Berlin, Heidelberg: Springer, 2004. 548 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-24777-7>.
18. Lun I.Y.F., Lam J.C. A study of Weibull parameters using long-term wind observations // Renewable Energy. 2000. Vol. 20. Iss. 2. P. 145–153. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(99\)00103-2](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(99)00103-2).
19. Лукутин Б.В., Шандарова Е.Б., Муравлев А.И. Энергоэффективные управляемые генераторы для ветроэлектростанций // Известия Томского политехнического университета. 2008. Т. 312. № 4. С. 128–130. EDN: JRGNSL.
20. Zhu Lan, Yan Zheng, Lee Wei-Jen, Yang Xiu, Fu Yang, Cao Wei. Direct load control in microgrids to enhance the performance of integrated resources planning // IEEE Transactions on Industry Applications. 2015. Vol. 51. No. 5. P. 3553–3560. <https://doi.org/10.1109/TIA.2015.2413960>.

References

1. Rogalev N.D., Molodyuk V.V., Isamuhamedov Ya.Sh. Active energy complex: step up requirements for reliability. In: *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki: materialy 90-go zasedaniya Mezhdunarodnogo nauchnogo seminara imeni Yu.N. Rudenko* = Methodological issues in studying large energy systems reliability: materials of the 90th meeting of the International Scientific Seminar named after Yu.N. Rudenko. 1–7 July 2018, Irkutsk. Irkutsk: Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; 2018, vol. 1-69, p. 9-17. (In Russ.). EDN: IPRDCP.
2. Datsko K.A. Active energy complexes. *Energeticheskaya politika*. 2020;6:64-75. (In Russ.). https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_6148_64. EDN: KEVGJS.
3. Chen Chen, Wang Jianhui, Kishore S. A distributed direct load control approach for large-scale residential demand response. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2014;29(5):2219-2228. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2307474>.
4. Mollah K., Nair N.K.C., Rayudu R.K. Demand response an alternative solution to prevent load shedding triggering. *EAI Endorsed Transactions on Energy Web*. 2014;1(3):e2. <https://doi.org/10.4108/ew.1.3.e2>.
5. Conejo A.J., Morales J.M., Baringo L. Real-time demand response model. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2010;1(3):236-242. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2078843>.
6. Gils H.C. Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. *Energy*. 2014;67:1-18. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.019>.
7. Silva B.N., Khan M., Han K. Futuristic sustainable energy management in smart environments: a review of peak load shaving and demand response strategies, challenges, and opportunities. *Sustainability*. 2020;12(14):5561. <https://doi.org/10.3390/su12145561>.
8. Meyabadi A.F., Deihimi M.H. A review of demand-side management: reconsidering theoretical framework. *Renewable and Sustainable Energy*. 2017;80:367-379. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.207>.
9. Stennikov V.A., Barahtenko E.A., Sokolov D.V., Shelekhova V.B. Active demand-side management. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenij. Problemy energetiki = Power Engineering: Research, Equipment, Technology*. 2017;19(11-12):88-100. (In Russ.). <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2017-19-11-12-88-100>. EDN: YTZTWX.
10. Zyryanov V.M., Kir'yanova N.G., Korotkov I.Yu. Energy storage systems: Russian and international experience. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*. 2020;6(148):76-86. (In Russ.). https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_6148_76. EDN: YBOUHF.
11. Kalkhambkar V., Kumar R., Bhakar R. Energy loss minimization through peak shaving using energy storage. *Perspectives in Science*. 2016;8:162-165. <https://doi.org/10.1016/j.pisc.2016.04.022>.
12. Gutiérrez-Oliva D., Colmenar-Santos A., Rosales-Asensio E. A review of the state of the art of industrial microgrids based on renewable energy. *Electronics*. 2022;11(7):1002. <https://doi.org/10.3390/electronics11071002>.
13. Feng Wei, Jin Ming, Liu Xu, Bao Yi, Marnay Chris, Yao Cheng, Yu Jiancheng. A review of microgrid development in the United States – a decade of progress on policies, demonstrations, controls, and software tools. *Energy*. 2018;228:1656-1668. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.096>.
14. Hassan M.A.S., Chen Minyou, Li Qiang, Mehmood M.A., Cheng Tingli, Li Bo. Microgrid control and protection state of the art: a comprehensive overview. *Journal of Electrical Systems*. 2018;14(2):148-164.
15. Glazunova A. Development of a day-ahead demand side management strategy to improve the microgrid efficiency. In: *11th Symposium on Control of Power and Energy Systems IFAC CPES*. 2022;55(9):256-261. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2022.07.045>.
16. Aksaeva E., Glazunova A. Creation of a scheduler for load shifting technology implementation in a demand management program. In: Stennikova V.A. (eds.). *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki. Nadezhnost' sistem energetiki v usloviyah sovremennykh vyzovov i ugroz = Methodological issues in studying large energy systems reliability. Energy system reliability in the context of modern challenges and threats*. Irkutsk: Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; 2023, Iss. 74, p. 652-662. (In Russ.).
17. Kellerer H., Pferschy U., Pisinger D. *Knapsack problems*. Berlin, Heidelberg: Springer; 2004, 548 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-540-24777-7>.
18. Lun I.Y.F., Lam J.C. A study of Weibull parameters using long-term wind observations. *Renewable Energy*. 2000;20(2):145-153. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(99\)00103-2](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(99)00103-2).
19. Lukutin B.V., Shandarova E.B., Muravlev A.I. Energy-efficient controlled generators for wind power plants. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. 2008;312(4):128-130. (In Russ.). EDN: JRGNSL.
20. Zhu Lan, Yan Zheng, Lee Wei-Jen, Yang Xiu, Fu Yang, Cao Wei. Direct load control in microgrids to enhance the performance of integrated resources planning. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2015;51(5):3553-3560. <https://doi.org/10.1109/TIA.2015.2413960>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Глазунова Анна Михайловна,
д.т.н., доцент,
старший научный сотрудник Отдела
электроэнергетических систем,
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия
✉ glazunova@isem.irk.ru
<https://orcid.org/0000-0002-7288-6168>

Съемщиков Сергей Евгеньевич,
к.т.н., доцент,
доцент кафедры «Техносферная безопасность»,
Иркутский государственный университет путей
сообщения,
664074, г. Иркутск, ул. Чернышевского, 15, Россия
semshikovsergei@gmail.com

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Anna M. Glazunova,
Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Senior Researcher of the Department
of Electric Power Systems,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130, Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia
✉ glazunova@isem.irk.ru
<https://orcid.org/0000-0002-7288-6168>

Sergei E. Sieemshchikov,
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Technosphere
Safety,
Irkutsk State Transport University,
15, Chernyshevsky St., Irkutsk 664074, Russia
semshikovsergei@gmail.com

Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 06.11.2023 г.; одобрена после рецензирования 25.11.2023 г.; принята к публикации 30.11.2023 г.

Contribution of the authors

The authors contributed equally to this article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Information about the article

The article was submitted 06.11.2023; approved after reviewing 25.11.2023; accepted for publication 30.11.2023.