

УДК 658.512.24:620.91:620.92

А.Н.Гаевская¹, А.Ю.Гаевский², докт.физ.-мат.наук (Национальный технический университет Украины "Киевский политехнический институт им. Игоря Сикорского", Киев)

Разработка программного обеспечения для оптимизации параметров фотоэлектрических станций.

II. Компонентный состав станции в зависимости от угла наклона фотомодулей

Разработаны математическая модель, алгоритм и программное обеспечение для оптимизации размерных параметров автономной фотоэлектрической станции (АФЭС): суммарной мощности фотомодулей (ФМ) и емкости аккумуляторной батареи (АБ). В модели, которая основана на уравнениях энергетического баланса, учитывается фактор надежности электроснабжения. В качестве исходных данных используются параметры оборудования АФЭС и средние почасовые значения солнечной радиации для места расположения станции, которые для вычисления прихода солнечной радиации на наклонную поверхность ФМ обрабатываются с помощью анизотропной модели. Разработанный алгоритм оптимизации параметров фотоэлектрической системы (ФЭС) применим для любого календарного периода работы и любого региона, для которого имеются достаточно точные экспериментальные радиационные данные. Вместе с определением оптимального компонентного состава АФЭС выполняется процедура оптимизации угла наклона ФМ, которая учитывает факторы избыточной генерации в летние месяцы и слабой генерации в зимние месяцы. По сравнению с традиционными схемами оптимизации АФЭС предложенный алгоритм позволяет при заданных уровнях нагрузки и надежности электроснабжения существенно уменьшить требуемую площадь ФМ. Библиограф. 38, рис. 6.

Ключевые слова: автономные фотоэлектрические станции, оптимизация АФЭС, надежность электроснабжения, установочная мощность, выработка электроэнергии, емкость аккумуляторной батареи, угол наклона солнечных панелей, солнечная радиация, анизотропные модели радиации.

Orcid: ¹0000-0001-7760-6789; ²0000-0001-6144-2441

Введение и постановка задачи. Автономные фотоэлектрические системы (АФЭС), как альтернативный источник энергии, представляют значительный интерес для удаленных от электрических сетей районов, а также в ситуациях, когда затруднено подключение к имеющейся вблизи потребителя сети [1–3]. Такие системы должны быть сконструированы оптимальным образом, чтобы обеспечить электроснабжение потребителя на определенном уровне надежности. На этапе проектирования АФЭС решается задача определения размеров основных компонент системы (sizing of PV system), прежде всего площади фотоэлектрических модулей и общей емкости аккумуляторной батареи. Эффективное функционирование АФЭС определяется корректностью предварительных расчетов и примененной процедурой оптимизации компонентного состава станции.

Существует множество подходов и методик определения размеров АФЭС, которые различа-

ются прежде всего степенью использования метеорологических данных о солнечной радиации и температуре окружающей среды. Вообще говоря, точность расчетов АФЭС во многом определяется наличием и доступностью таких данных. В основе одной из первых методик лежит понятие наиболее неблагоприятных дней (worstdays), когда уровень радиации недостаточен для питания нагрузки и зарядки аккумуляторов [4]. Если количество таких дней равно N_c , а средняя сумма радиации на наклонную поверхность ФМ в остальные дни составляет G_T , то при среднесуточной энергии потребления E_L требуемые суммарная площадь фотомодулей S_{PV} и общая емкость аккумуляторной батареи C_{bat} выражаются равенствами типа [5]:

$$S_{PV} = \frac{E_L}{G_T \eta_{PV} \eta_{bat} \eta_{inv}},$$

$$C_{bat} = \frac{N_c E_L}{DoD_{max} V_{bat} \eta_{bat} \eta_{inv}}, \quad (1)$$

где η_{PV} , η_{bat} и η_{inv} – КПД фотомодулей, батареи и инвертора соответственно; DoD_{max} – максимально допустимая степень разряда АБ (Degree of Discharge); V_{bat} – номинальное напряжение батареи. Имеется в виду, что в течение N_c дней нагрузка потребляет энергию только от АБ, и состояние заряда SoC (State of Charge) в конце периода N_c составляет $SoC_{min} = (1 - DoD_{max}) C_{bat}$, где C_{bat} – номинальная емкость аккумуляторной системы.

Получаемые с помощью формул (1) значения требуемой мощности ФМ и емкости батареи не являются оптимальными, поскольку не учитывают меняющийся характер нагрузки и метеоусловий, а также саморазряд батарей и другие существенные факторы, влияющие на выбор размеров ФЭС. Поскольку для данного подхода отсутствует строгое обоснование, его часто относят к интуитивным методам [6]. Несколько более обоснованными можно считать расчеты, в которых используются интегральные характеристики: помесячные значения инсоляции и энергии нагрузки [7, 8]. Однако вышеперечисленные методы нельзя признать удовлетворительными, особенно в случаях, когда требуется повышенная надежность автономной станции, отвечающая реальным условиям энергопотребления.

Наиболее корректные расчеты ФЭС строятся на определенных математических моделях фотоэлектрических систем и на максимально возможном использовании подробных метеорологических данных [9, 10]. Последние могут быть представлены в виде временных последовательностей значений радиации и температуры, либо в виде статистических данных. Преимуществом временных последовательностей является то, что они отражают вариативность метеорологических переменных, что увеличивает точность оценок выработки электроэнергии ФЭС. Но такие данные актуальны для определенного географического места, и их трудно экстраполировать на другие удаленные места. Кроме того, процесс накопления результатов измерений должен быть

достаточно продолжительным – хотя бы несколько календарных циклов работы ФЭС. Поэтому более предпочтительно использование статистических данных, полученных на основе измерений за многолетний период (10 и более лет). Однако эти данные исключают флуктуации, содержащиеся во временных последовательностях, поскольку являются средними значениями, полученными, например, для каждого часа каждого месяца.

Поскольку многолетние усредненные метеорологические данные для конкретного географического места не всегда доступны или просто отсутствуют, альтернативным является синтез стохастических временных последовательностей радиации и температуры, которые должны отражать статистические особенности реальных данных (средние значения, стандартные отклонения, корреляции) [11, 12]. Стохастическая генерация радиационных последовательностей на минутных масштабах времени, которая выполняется на основе почасовых измерений [13], в принципе может быть использована для учета флуктуаций и вариативности выработки энергии ФЭС. Генерация случайных временных последовательностей, используемых при расчете ФЭС, выполняется обычно с помощью вероятностных (марковских) матриц перехода [14, 15].

Часто методы расчета размеров ФЭС делят на две большие группы: методы, основанные на энергетических соотношениях [4, 10, 16–18], и методы, в которых эффективность ФЭС оценивается статистическими критериями [1, 11–15, 19–25]. В работах, относящихся к первой группе, исходят из баланса между энергией генерации и энергией, потребляемой нагрузкой; их разность компенсируется аккумуляторными батареями. Рассмотрение энергетического баланса должно выполняться на разных временных интервалах, прежде всего, это суточные циклы: днем происходит заряд, а ночью – разряд АБ. Результирующие изменения энергии АБ за сутки образуют месячный или сезонный тренд: в летние дни АБ успевает полностью зарядиться, в зимние дни с низкой солнечной радиацией глубина разряда АБ с каждым днем увеличивается, пока не наступят дни с преобладанием генерации над потреблением, и тогда глубина разряда станет уменьшаться.

Уровень глубины разряда АБ определяется соотношением параметров (размеров) компонент ФЭС и зависит естественным образом от климатических условий. Анализ сезонного баланса энергии является ключевым моментом при конструировании автономных ФЭС [1, 2, 10].

Ко второй группе статистических методов расчета АФЭС относятся отмеченные выше методы, основанные на стохастических моделях фотогенерации [11–13], а также методы, использующие критерии надежности работы, выражаемые через "вероятность прекращения электроснабжения" (Loss of Power Supply Probability – LPSP) [1, 2, 20] в неблагоприятные для генерации дни, а также "вероятность потери нагрузки" (Loss of Load Probability – LLP) [1, 2, 4, 21]. LPSP определяется как относительная часть времени, когда отсутствует электроснабжение, а LLP определяется отношением дефицита энергии к энергии потребления на стороне нагрузки за продолжительный период работы ФЭС. Отражением иной ситуации, когда генерация превышает потребление и избыточная выработанная энергия не может быть поглощена аккумуляторами, является критерий вероятности выработки неиспользуемой энергии (Unutilized Energy Probability – UEP) [8], который также может быть использован при вычислении размеров АФЭС. Кроме этого, к статистическим подходам можно отнести методы расчета АФЭС, основанные на моделях искусственных нейронных сетей [26, 27], на статистической обработке спутниковых данных [28, 29] и др.

Большое число работ посвящено оптимизации финансовых затрат при определении размеров ФЭС (см., например, обзоры [9, 30]). Часто в этих работах используются упрощенные оценки S_{PV} и C_{bat} (1) с последующим применением методов линейного программирования [1, 24]. Методы расчета ФЭС реализованы в различных программах и программных комплексах исследовательского и коммерческого назначения [1, 9, 31–33].

В настоящей статье, являющейся развитием предыдущих работ авторов [10, 34], для определения размеров АФЭС используются формулы для посуточного обмена энергией между компонентами станции в течение всего календарного

цикла работы. Оптимизация количественного состава компонент АФЭС выполняется с учетом статистического критерия надежности электроснабжения, который естественным образом входит в разработанный алгоритм расчета, основанный на аналитических выражениях энергетического баланса. В качестве параметров расчета используются технические характеристики оборудования, географические координаты станции, почасовые значения компонент радиации для "среднего" дня каждого месяца. Большое внимание при написании алгоритма и пакета программ в MATLAB уделено процедуре оптимизации угла наклона ФМ β . Отметим, что попытки нахождения оптимального значения β при расчете АФЭС предпринимались и ранее [6], однако в настоящей работе впервые оптимизация β увязана с общей схемой расчета АФЭС, и получены соответствующие зависимости размера компонент станции от фиксированного угла наклона ФМ. В качестве примера приведены данные расчета для АФЭС, расположенной в районе Киева.

Модель и алгоритм оптимизации размера ФЭС. В автономной ФЭС выработка электроэнергии должна соответствовать уровню энергопотребления. Однако количественные критерии этого соответствия могут быть различными, например, гарантированное энергоснабжение в течение всего календарного рабочего периода или энергоснабжение весь рабочий период, за исключением дней, входящих в интервал предусмотренного энергодефицита.

Типичная АФЭС (рис. 1) включает в себя фотоэлектрические модули, контроллер (регулятор) заряда с функцией MPPT, аккумуляторную батарею, инвертор и нагрузку (АС и нагрузки могут быть разделены на терминалах контроллера). Нагрузка DC может использоваться в качестве демпфирующей нагрузки, которая поглощает избыточную энергию генерации массивов фотоэлементов в случаях, когда АС нагрузка мала, а батареи полностью заряжены. В дальнейшем DC нагрузку учитывать не будем: ее учет тривиален и не составляет труда в рамках предлагаемой схемы расчета.

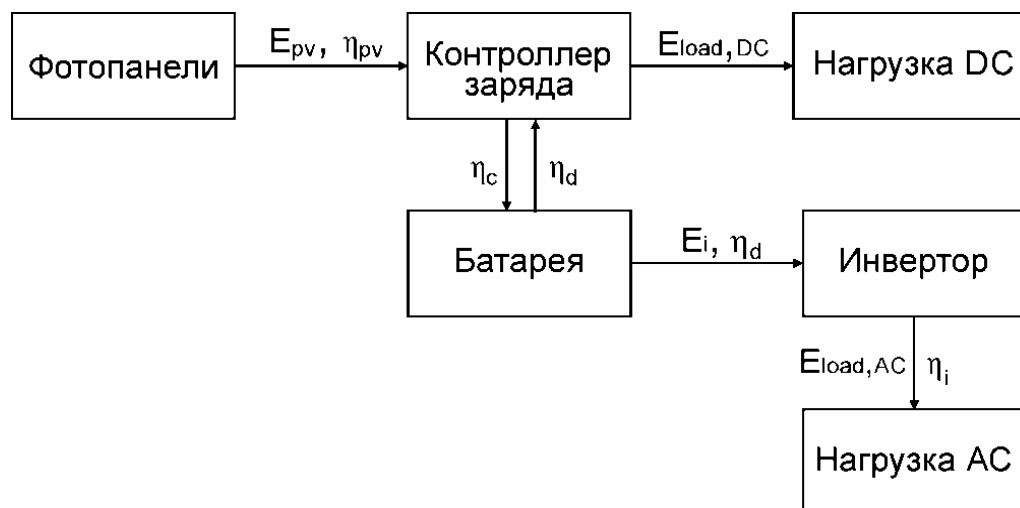


Рис. 1. Функциональная схема АФЭС.

Предлагаемая в настоящей работе схема расчета размеров АФС основана на вычислении ежесуточной энергии генерации и энергии, запасенной в АБ, при заданном профиле нагрузки. Эти величины входят в уравнение энергетического баланса фотозлектрической системы [10]. Поскольку в схеме на рис. 1 инвертор подключен к стабильному источнику напряжения – аккумуляторной батарее, и энергия генерации также поступает на АБ, наиболее информативным является суточный баланс энергии заряда АБ, который по итогам n -го дня рабочего периода составляет:

$$\Delta E_{ch}(n) = \eta_r \eta_c E_{PV}(n) - \frac{1}{\eta_i \eta_d} E_{AC}(n) - k_{self} E_{bat}(n), \quad (2)$$

где $E_{PV}(n)$ – энергия фотогенерации за день n ; $E_{AC}(n)$ – энергия, потребляемая нагрузкой за день; $E_{bat}(n)$ – энергия заряда АБ; η_r – КПД регулятора (контроллера) заряда; η_i – КПД инвертора; η_c – коэффициент эффективности процесса зарядки аккумулятора; η_d – коэффициент эффективности разрядки аккумулятора; k_{self} – коэффициент саморазряда АБ. Отметим, что для случая, когда инвертор питается не только от АБ, но и от контроллера, когда батарея полностью заряжена, уравнение баланса целесообразно записывать для входа инвертора [10]. Уравнение

баланса типа (2) и аналогичный подход к определению размеров АФЭС был применен независимо в работе [15].

Энергия заряда АБ $E_{bat}(n)$ по итогу текущего дня n связана с энергией в предыдущий день соотношением:

$$E_{bat}(n) = E_{bat}(n-1) + \Delta E_{ch}(n).$$

Используя это рекуррентное соотношение, можно выразить кумулятивную энергию $E_{bat}(n)$ через энергию заряда в первый день рабочего периода $E_{bat}(1)$ как

$$E_{bat}(n) = E_{bat}(1) + \sum_{i=1}^n \Delta E_{ch}(i). \quad (3)$$

Величина $E_{bat}(n)$ меняется в интервале:

$$E_{bat,max} \geq E_{bat}(n) \geq E_{bat,min},$$

где максимально и минимально возможные значения энергии заряда АБ равны:

$$E_{bat,max} = C_{bat} V_{bat}, \quad (4a)$$

$$E_{bat,min} = C_{bat} V_{bat} (1 - DoD_{max}). \quad (4b)$$

Здесь C_{bat} и V_{bat} – номинальные емкость и напряжение АБ; DoD_{max} (Degree of Discharge) – максимально допустимая степень разряда АБ. Текущую энергию АБ можно выразить через $E_{bat,max}$ и коэффициент состояния заряда $SoC(n)$ (State of Charge) следующим образом:

$$E_{bat}(n) = C_{bat} V_{bat} SoC(n), \quad (5)$$

причем $SoC(n) = 1 - DoD(n)$.

Величину (2) следует полагать равной нулю, если в ходе расчета кумулятивной энергии оказывается $\Delta E_{bat}(n) > 0$, а предыдущее значение энергии было максимальным: $E_{bat}(n-1) = E_{bat,max}$. Также следует полагать приращение (2) равным нулю, если на очередной итерации оказывается $\Delta E_{bat}(n) < 0$, а заряд АБ в предыдущий день находился на минимально возможном уровне: $E_{bat}(n-1) = E_{bat,min}$.

Выработка энергии фотомодулями за n -й день равна:

$$E_{PV}(n) = \int_{T_n} P_{PV}(t) dt, \quad (6)$$

где T_n – продолжительность n -го дня; $P_{PV}(t)$ – мощность, развиваемая фотомодулями. Величина $P_{PV}(t)$ зависит от уровня радиации $I_{tot}(t)$ на наклонной поверхности и температуры ячеек ФМ $T_c(t)$. Мощность можно представить в виде произведения [2]:

$$P_{PV}(I_{tot}, T_c) = \eta_{PV}(I_{tot}, T_c) S_{PV} I_{tot}, \quad (7)$$

где S_{PV} – общая площадь поверхности ФМ; $\eta_{PV}(I_{tot}, T_c)$ – КПД фотомодулей. Если зависимостью η_{PV} от радиации и температуры пренебречь, то после интегрирования в (6) получим известное выражение для выработки энергии через число пиковых солнечных часов (Peak Solar Hours) $PSH(n)$ [2]:

$$E_{PV}(n) = \eta_{PV} W_{tot}(n) S_{PV} = PSH(n) P_{inst}, \quad (8)$$

где P_{inst} – суммарная номинальная (установочная) мощность фотомодулей; $W_{tot}(n)$ – сумма радиации за день. Электрическую нагрузку АФЭС в данной работе будем считать постоянной: $E_{AC} = const$, но описываемая схема расчета применима и к переменному профилю нагрузки $E_{AC}(n)$.

При конструировании АФЭС важно обеспечить надежное электроснабжение потребителя. Чем больше суммарная мощность ФМ, тем выше надежность обеспечения нагрузки, однако высоконадежные системы имеют большую стоимость. Надежность электроснабжения с помощью ФЭС выражается коэффициентом надежности R , определяемым как отношение:

$$R = \frac{\text{Число часов питания нагрузки}}{\text{Полное число часов моделирования}}. \quad (9)$$

Значение этого коэффициента, которое задается при проектировании, определяет количественное соотношение между площадью ФМ S_{PV} и емкостью АБ C_{bat} . Это соотношение формально выражается функцией [12]:

$$F(S_{PV}, C_{bat}) = R. \quad (10)$$

Надежность повышается с увеличением S_{PV} или C_{bat} , однако при заданном R между ними существует обратная зависимость: чем больше S_{PV} , т.е. установочная мощность АФЭС, тем меньшая емкость аккумуляторов C_{bat} требуется при том же уровне надежности. Применяемый нами критерий вероятности прекращения электроснабжения LPSP, совпадающий с LLP при постоянной суточной нагрузке, связан с коэффициентом надежности как $LPSP = 1 - R$.

В данной работе построен алгоритм определения размеров ФЭС, в котором задаются следующие параметры:

- географические координаты ФЭС,
- суточная электрическая нагрузка,
- календарный рабочий период системы,
- коэффициент надежности электроснабжения R ,
- общая емкость АБ C_{bat} ,
- почасовые значения солнечной радиации для данного региона,
- характеристики используемого оборудования (ФМ, регулятора, АБ, инвертора).

Определение оптимальных параметров АФЭС выполняется в результате моделирования

работы станции в течение календарного периода. Блок-схема численной модели приведена на рис. 2. Суточный баланс энергии (2) вычисляется на основе почасовых значений прихода радиации, которая конвертируется в суммарную энергию генерации $E_{PV}(n)$, зависящую от площади, угла наклона и азимутальной ориентации ФМ. Для этого в начале расчета, исходя из географических координат места расположения АФЭС, вычисляются солнечные углы для каждого часа светлого времени суток рабочего периода (часовой, зенитный и азимутальный углы). Меняющимися параметрами в расчете являются угол наклона ФМ β и номинальная емкость аккумуляторной системы C_{bat} . Панели ФМ считаются ориентированными строго на юг, хотя не представляет труда обобщение на случаи произвольного азимута ФМ. Задача состоит в нахождении оптимального угла наклона β , который при определенном C_{bat} отвечает минимальной суммарной площади ФМ. Таким образом, мы исходим из заданного C_{bat} , поскольку аккумуляторы составляют основную часть стоимости станции, и решаем задачу оптимизации системы фотомодулей. В результате численного моделирования определяются минимальная суммарная площадь фотомодулей S_{PV} (либо их общая номинальная мощность), которая требуется для энергообеспечения нагрузки с заданной надежностью R . Построенная модель позволяет проварьировать угол наклона β с целью уменьшения S_{PV} . Отметим, что обычно оптимизация β выполняется из условия максимального прихода радиации за рабочий период [6, 35, 36]. В разработанной процедуре оптимизация β учитывается избыточность фотогенерации в летние месяцы, когда суточная вы-

работка электроэнергии модулями превышает потребление и энергию суточного заряда АБ. Такой алгоритм определения оптимального наклона позволяет увеличить генерацию в неблагоприятные зимние месяцы и снизить ее в летние месяцы, что в результате приводит к уменьшению требуемой мощности системы ФМ.

Итак, возвращаясь к блок-схеме расчета (рис. 2), после расчета солнечных углов и угла падения излучения на поверхность ФМ следует расчет прямой, диффузной и отраженной радиации. При этом используются почасовые значения прихода прямой и диффузной радиации на горизонтальную поверхность, которые являются результатом обработки данных многолетних измерений (при расчете АФЭС на территории Украины нами в качестве примера использовались данные [37]). Расчет диффузной компоненты радиации выполняется в рамках анизотропной модели Хей-Девиса [2, 38]) с помощью аналитических выражений и алгоритма, описанного в нашей предыдущей работе [34]. Полная радиация, приходящая на наклонную поверхность фотомодулей за каждые сутки, пересчитывается в значение $PSH(n)$. После задания пробного значения площади ФМ на основе "интуитивных" оценок (1) открываются циклы для перебора значений C_{bat} и β (на рис. 2 показан алгоритм вычислений для "тела" цикла). Для текущих C_{bat} и β сначала выполняется итерационная процедура определения необходимой площади $S_{PV}|_{R=1}$ при полном энергообеспечении (левая часть блок-схемы), а затем для найденного $S_{PV}|_{R=1}$ вычисляется поправка, связанная с потерей нагрузки, определяемая заданной вероятностью LLP (правая часть блок-схемы).

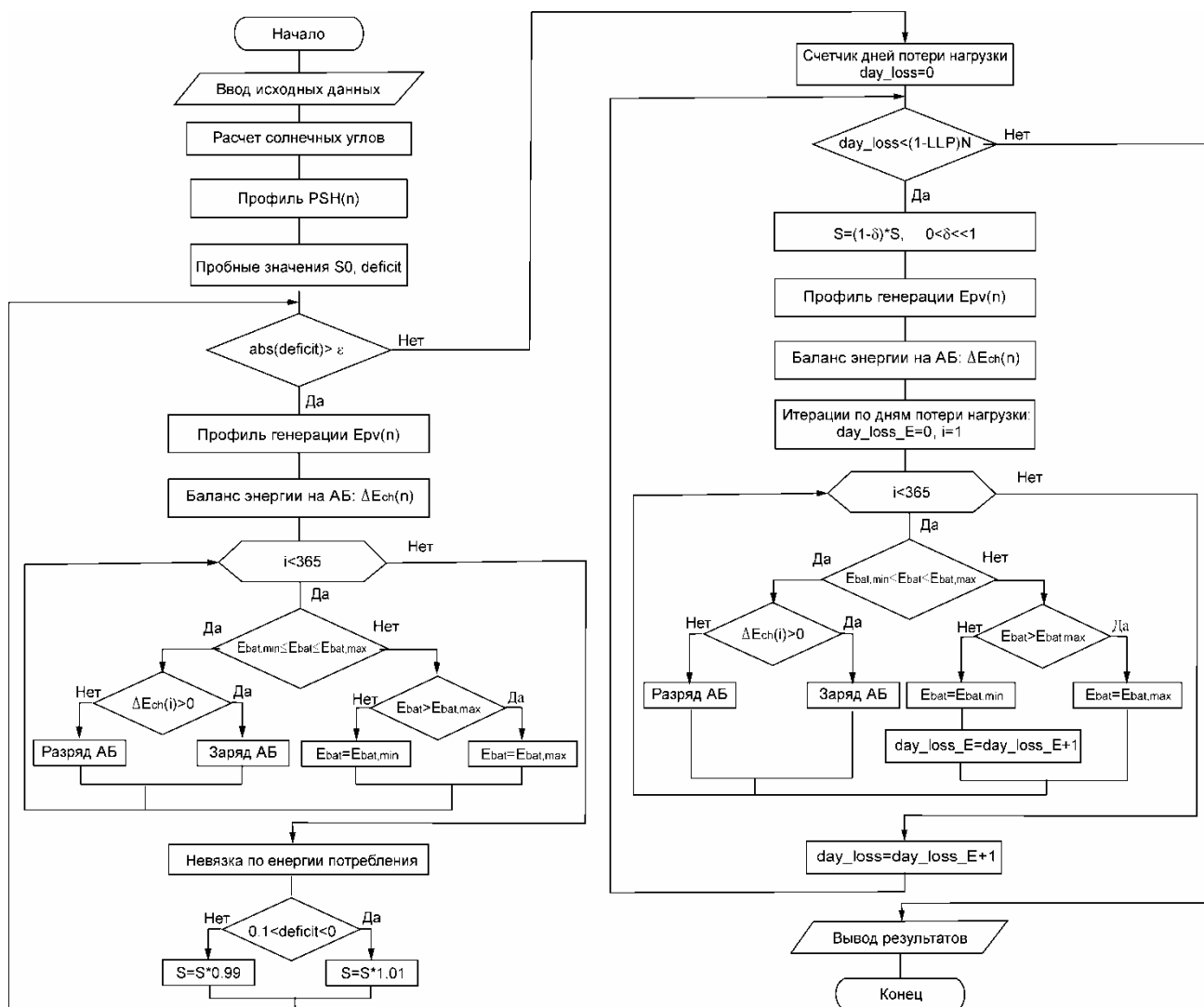


Рис. 2. Блок-схема части алгоритма нахождения оптимальных параметров АФЭС при определенных C_{bat} и β .

Результаты расчетов. Возможны несколько вариантов расчета АФЭС в зависимости от набора исходных данных:

1. Задана емкость АБ и величина LLP; вычисляется оптимальное соотношение между площадью ФМ и углом наклона.
2. Заданы емкость АБ, LLP и угол наклона (например, угол задается конструкцией крыши и стены, на которой размещаются ФМ); вычисляются требуемая площадь ФМ.
3. Задана установочная мощность АФЭС, т.е. в принятом нами подходе – общая площадь ФМ, которая определяется, например, размером земельного участка. Задана также величина LLP. Необходимо вычислить емкость АБ и оптимальный угол наклона ФМ.

В перечисленных условиях пока не учитывается экономический фактор, а именно: соотношение стоимости компонент, сроков амортизации и т.п. Разработанные нами алгоритмы позволяют выполнять оптимизационные расчеты по любому из перечисленных выше вариантов. В данной статье мы опишем результаты, полученные для исходных условий варианта 1.

Отметим, что задание максимальной суммарной емкости аккумуляторной системы C_{bat} в качестве исходного условия целесообразно ввиду того, что АБ дают наибольший вклад в стоимость оборудования АФЭС. Емкость C_{bat} должна быть достаточной для обеспечения энергоснабжения в неблагоприятные дни или недели рабочего периода с учетом того, что какое-то количество

дней, определяемой фактором R или LLP, не обеспечены энергией. Количество дней с отрицательным балансом энергии на АБ, следующих друг за другом, может быть уменьшено за счет увеличения генерации, т.е. площади ФМ. Однако с увеличением мощности системы модулей расчет посуточная выработанная энергия, не востребованная потребителем и батареей. Это происходит, как правило, в летние месяцы, поэтому при расчете оптимального угла наклона панелей это обстоятельство приводит к повышению β_{opt} по сравнению с углом наклона, рассчитанным из условия максимума инсоляции за рабочий период. Повышенные β способствуют увеличению генерации в остальные сезоны и сокращению периода, когда потребитель не снабжается энергией.

В работе решалась задача оптимизации площади ФМ и угла наклона при заданных C_{bat} и LLP. В качестве примера рассматривалась АФЭС, которая расположена в районе Киева и имеет рабочий период – весь год. Параметры

оборудования выбраны следующими: $\eta_r=0,90$; $\eta_i=0,95$; $\eta_c=0,80$; $\eta_d=0,90$; $\eta_{PV}=0,13$; $V_{bat}=12$; $DoD_{max}=0,80$; $k_{self}=0,0015$.

На рис. 3 показан пример влияния выбора β на профиль $\Delta E_{ch}(n)$ (2), причем каждый профиль отвечает требуемой минимальной площади S_{PV} . На этом же рисунке приведено для сопоставления поведение кумулятивной энергии заряда $E_{bat}(n)$ в течение рабочего периода. Графики относятся к $C_{bat} = 1000$ А·ч, постоянной суточной нагрузке 6 кВт·ч и коэффициенту надежности $R = 0,95$.

Результаты вычислений с меняющимися значениями C_{bat} показаны на последующих рисунках, это соотношение между оптимальной площадью ФМ S_{PV} и β углом их наклона (рис. 4), между S_{PV} и LLP (рис. 5).

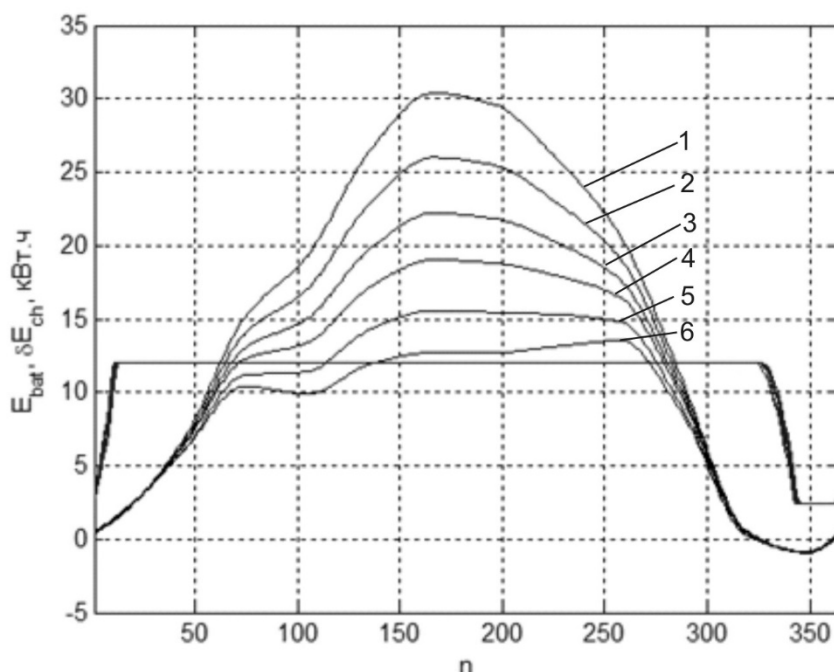


Рис. 3. Изменение $\Delta E_{ch}(n)$ и $E_{bat}(n)$ в течение рабочего периода для $C_{bat} = 1000$ А·ч, суточной нагрузки 6 кВт·ч и LLP= 0,05: 1 – $\beta = 30^\circ$; 2 – $\beta = 40^\circ$; 3 – $\beta = 50^\circ$; 4 – $\beta = 60^\circ$; 5 – $\beta = 70^\circ$; 6 – $\beta = 80^\circ$.

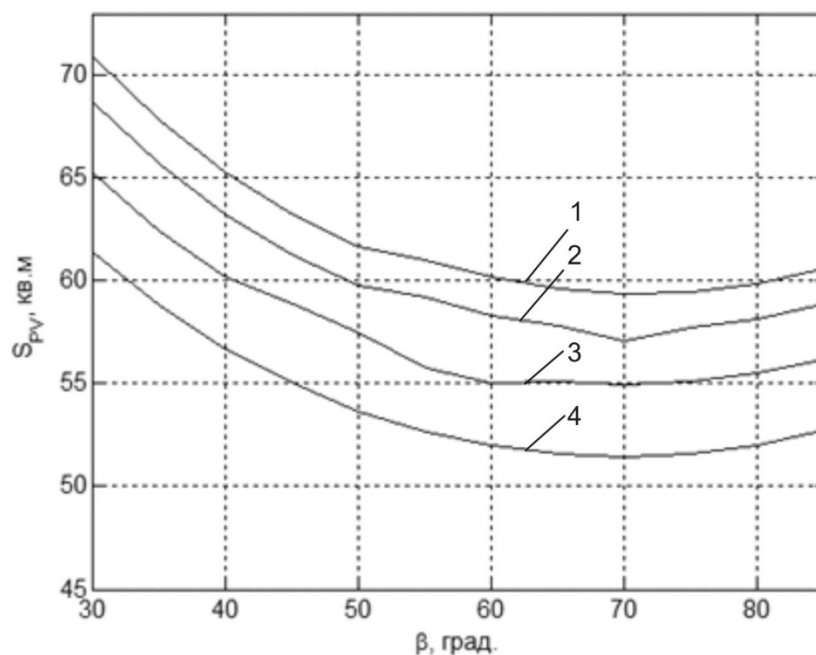


Рис. 4. Графики зависимостей оптимальной общей площади ФМ S_{PV} от фиксированного угла наклона β при различных значениях емкости АБ: 1 – $C_{bat} = 500 \text{ A}\cdot\text{ч}$; 2 – $C_{bat} = 1000 \text{ A}\cdot\text{ч}$; 3 – $C_{bat} = 2000 \text{ A}\cdot\text{ч}$; 4 – $C_{bat} = 4000 \text{ A}\cdot\text{ч}$.

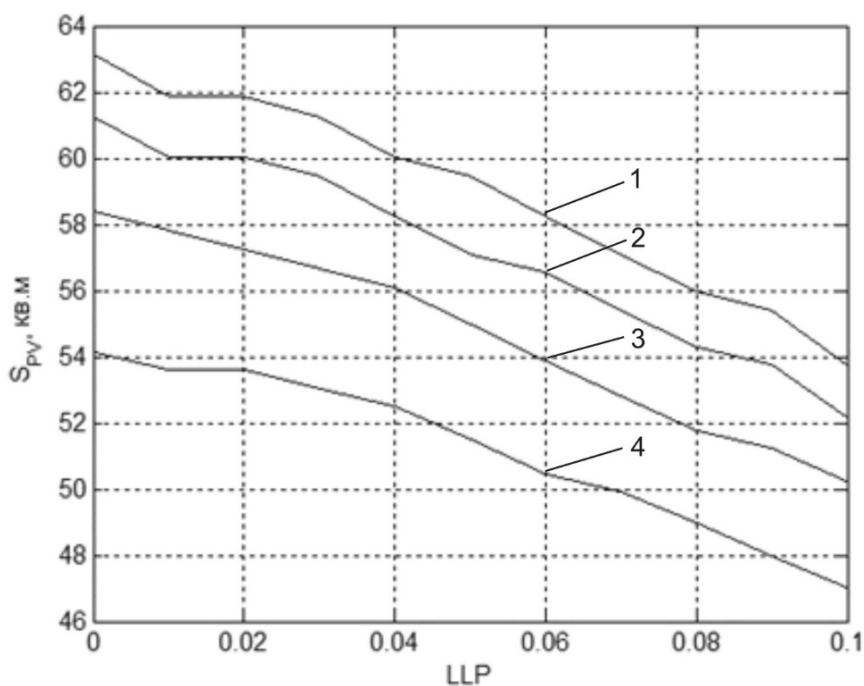


Рис. 5. Графики зависимостей оптимальной общей площади ФМ S_{PV} от "вероятности потери нагрузки" LLP при различной емкости АБ: 1 – $C_{bat} = 500 \text{ A}\cdot\text{ч}$; 2 – $C_{bat} = 1000 \text{ A}\cdot\text{ч}$; 3 – $C_{bat} = 2000 \text{ A}\cdot\text{ч}$; 4 – $C_{bat} = 4000 \text{ A}\cdot\text{ч}$.

Особый интерес представляет сравнение оптимальных значений S_{PV} при разных фиксированных углах наклона фотомодулей (рис. 6). Как видно из графиков, минимальное количество фотомодулей требуется, когда угол наклона $\beta = 70^\circ$, т.е. отвечает минимуму на кривых рис. 4. Требуемая площадь

S_{PV} при таком значении β по сравнению с S_{PV} , которое рассчитывается из условия максимума прихода радиации за рабочий период (при $\beta = 35^\circ$), при данной мощности нагрузки примерно на 8-9 m^2 меньше, что дает выигрыш в 13-14% в рассматриваемом диапазоне значений емкости АБ.

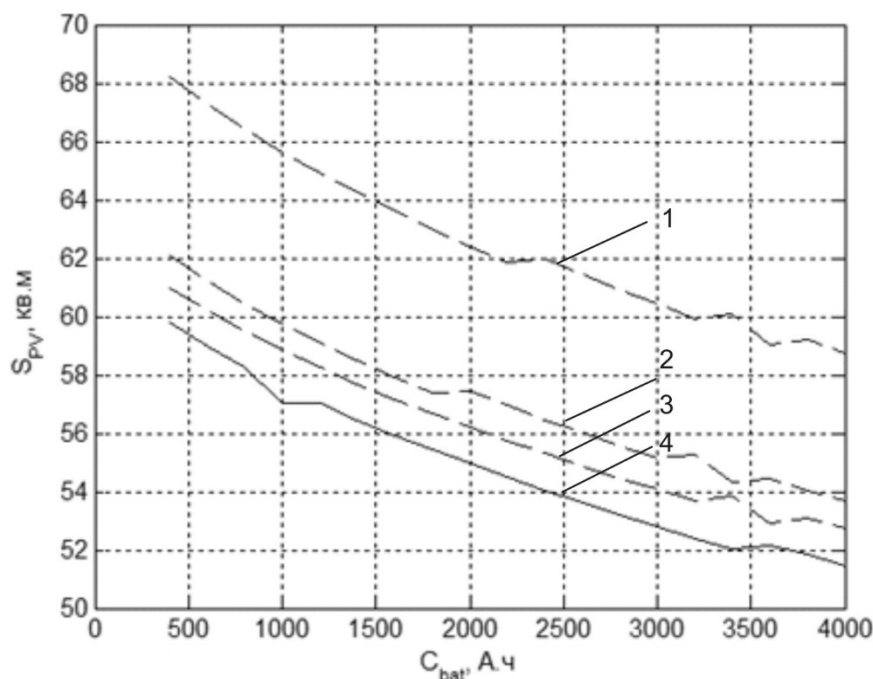


Рис. 6. Графики зависимостей оптимальной общей площади ФМ от емкости системы АБ при $R = 0,95$ и при различных фиксированных углах наклона ФМ: 1 – $\beta = 35^\circ$ (угол максимальной годовой инсоляции); 2 – $\beta = 50^\circ$; 3 – $\beta = 85^\circ$; 4 – $\beta = 70^\circ$.

Выводы. В данной статье предложена схема определения оптимального компонентного состава АФЭС, основанная на уравнении посуточного энергетического баланса и учитывающая необходимую степень надежности электроснабжения потребителя. В качестве исходных данных используются параметры оборудования АФЭС и средние почасовые значения солнечной радиации для места расположения станции. Почасовые радиационные данные позволяют выполнить оптимизацию фиксированного угла наклона ФМ, направленную с одной стороны на уменьшение мощности АФЭС в летние дни с большой интенсивностью радиации и увеличение мощности в дни с пониженной радиацией. Разработанная программа предназначена для расчета АФЭС, работающей в произвольный календарный период с любым посуточным профилем нагрузки.

В работе описан оригинальный алгоритм процедуры оптимизации компонентного состава АФЭС, одновременно с которой выполняется определение оптимального угла наклона ФМ. Данная процедура оптимизации, по сравнению с ранее известными из литературы [7–15], позволяет при заданных уровнях нагрузки и надежности

электроснабжения существенно уменьшить требуемую площадь ФМ или, что то же самое, установочную мощность АФЭС. Выигрыш в площади ФМ может достигать 14% при обычных значениях емкости АБ.

1. *Practical Handbook of Photovoltaics*. 2nd Edition. Fundamentals and Applications /Editors: McEvoy A., Markvart T., Castaner L.– Elsevier, 2012. – 1268 p.
2. *Kalogirou S. A. Solar Energy Engineering: Processes and Systems*.– London: AcademicPress, 2009. – 760 p.
3. *Кудря С.О.* "Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії" – Київ: НТУУ "КПІ", 2012. – 495 с.
4. *Barra L., Catalanotti S., Fontana F. and Lavorante F.* Analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant // *Solar Energy*. – 1984. – Vol.33. – No 6. – p. 509–514.
5. *Bataineh K., Dalalah D.* Optimal configuration for design of stand-alone PV system // *Smart Grid and Renewable Energy*. – 2012. – Vol. 3. – p.139–147.
6. *Kazema H.A., Khatiba T., Sopian K.* Sizing of a stand-alone photovoltaic/battery system at minimum cost for remote housing electrification in Sohar, Oman // *Energy and Buildings*. – 2013. – Vol. 61. – p.108–115.
7. *Soras C., Makios V.* A novel method for determining the optimum size of stand-alone photovoltaic systems // *Solar Cells*. – 1988. – Vol.25. – p. 127 – 142.
8. *Sidrach-de-Cardona M., Lopez L.M.* A simple model for sizing stand alone photovoltaic systems// *Solar Energy Materials and Solar Cells*. – 1998. – Vol.55. – p. 199–214.

9. Khatib T., Ibrahim I.A., Mohamed A. A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system // *Energy Conversion and Management*. – 2016. – Vol.120. – p. 430–448.
10. Гаевский А.Ю., Ушакеленко О.В. Оптимизационный расчет автономной фотоэлектрической станции // *Альтернативная энергетика и экология*. – 2015. – №15–16 – с. 15 – 23.
11. Mustacchi C., Cena V., Rocchi M. Stochastic simulation of hourly global radiation sequences // *Solar Energy*. – 1979. – Vol. 23. – No 1. – p. 47–51.
12. Balouktsis A., Karapantsios T. D., Antoniadis A. et al. Sizing stand-alone photovoltaic systems // *Int. Journ. Photoenergy*. – 2006. – Article ID 73650. – p.1–8.
13. Bright J.M., Smith C.J., Taylor P.G., Crook R. Stochastic generation of synthetic minutely irradiance time series derived from mean hourly weather observation data // *Solar Energy*. – 2015. – Vol. 115. – p. 229–242.
14. Muselli M, Poggi P, Notton G, Louche A. First order Markov chain model for generating synthetic “typical days” series of global irradiation in order to design photovoltaic stand alone systems // *Energy Conversion and Management*. – 2001. – Vol.42. – No 6. – p.675–687.
15. Bouabdallah A., Olivier J.C., Bourguet S. et al. Safe sizing methodology applied to a standalone photovoltaic system // *Renewable Energy*. – 2015. – Vol.80. – p.266–274.
16. Siegel M.D., Klein S.A. and Beckman W.A. A simplified method for estimating the month-ly-average of photovoltaic system // *Solar Energy*. – 1981. – Vol. 26. – No 5. – p. 413 – 418.
17. Evans D.L. Simplified method for predicting photovoltaic array output // *Solar Energy*. – 1981. – Vol. 27. – No 6. – p. 555 – 560.
18. Clark D.R, Klein S.A. and Beckman W.A. A method for estimating the performance PV sys-tems // *Solar Energy*. – 1984. – Vol. 33. – No 6. – p. 551–555.
19. Klein S.A., Beckman W.A. Loss-of-load probabilities for stand-alone photovoltaic systems // *Solar Energy*. – 1987. – Vol.36. – No 6. – p.499 – 512.
20. Bucciarelli L.L.Jr. Estimating loss-of-load probabilities of stand-alone photovoltaic solar energy system // *Solar Energy*. – 1984. – Vol. 32. – No 2. – p. 205 – 209.
21. Bartoli B., Cuomo V., Fontana F. et al. The design of photovoltaic plants: an optimization procedure // *Applied Energy*. – 1984. – Vol. 18. – No 1. – p. 37–47.
22. Egido M., Lorenzo E. The Sizing of a Stand-Alone PV Systems: A review and a proposed new method // *Solar Energy Materials and Solar Cells*. – 1992. – Vol. 26. – No 1–2. – p. 51–69.
23. Posadillo R., Luque R. Approaches for developing a sizing method for stand-alone PV systems with variable demand // *Renewable Energy*. – 2008. – Vol. 33. – No 5. – p. 1037–1048.
24. Markvart T., Fragaki A., Ross J.N. PV system sizing using observed time series of solar radiation // *Solar Energy*. 2006. – Vol. 80. – p. 46–50.
25. Prasad A.R., Natarajan E. Optimization of integrated photovoltaic-wind power generation systems with battery storage // *Energy*. – 2006. – Vol.31. – p.1943–1954.
26. Hontoria L., Aguilera J., Zufiria P. A new approach for sizing stand-alone photovoltaic systems based in neural networks // *Solar Energy*. – 2005. – Vol.78. – p.313 – 319.
27. Khatib T., Elmenreich W. An improved method for sizing standalone photovoltaic systems using generalized regression neural network // *Int. Journ. Photoenergy*. – 2014. – Vol. 2014. – p. 1–8.
28. Shrestha G.B. , Goel L. A study on optimal sizing of stand-alone photovoltaic stations // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. – 1998. – Vol. 13. – No 4. – p. 373 – 378.
29. Muselli M., Poggi P., Notton G. and Louche A. Improved procedure for stand-alone photovoltaic systems sizing using meteosat satellite images // *Solar Energy*. – 1998. – Vol. 62. – No 6. – p. 429 – 444.
30. Batke B., Schmidt T.S., Grosspietsch D., Hoffmann V.H. A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2013. – Vol.25. – p.240–250.
31. Klise G.T., Stein J.S. Models used to assess the performance of photovoltaic systems. SANDIA Report 2009–8258. – Albuquerque, New Mexico: Sandia National Laboratories. – 2009. – 61 p.
32. Al Riza D.F., Gilani S.I.H. Standalone Photovoltaic System Sizing using Peak Sun Hour Method and Evaluation by TRNSYS Simulation // *International Journal of Renewable Energy Research*. – 2014. – Vol.4. – No1. – p.109 –114.
33. Suresh P., Thomas J. Performance analysis of stand-alone pv systems under non-uniform operating conditions using PVSYS // *Advanced Research in Electrical and Electronic Engineering*. – 2014. – Vol.1. – No 4. – p. 19–25.
34. Гаевская А.Н., Гаевский А.Ю. Разработка программного обеспечения для оптимизации параметров фотоэлектрических станций. I. Угол наклона и азимут солнечных панелей // *Відновлювана енергетика*. – 2017 (в печати).
35. Lewis G. Optimum tilt of solar collectors // *Solar and Wind Technology*. – 1978. – Vol.4. – p.407–410.
36. Calabr? E. An Algorithm to Determine the Optimum Tilt Angle of a Solar Panel from Global Horizontal Solar Radiation / E. Calabr? // *Hindawi Publishing Corporation, Journal of Renewable Energy*. – 2013. – Vol. 2013. – Article ID 307547. – 12 p.
37. Справочник по климату СССР. Украинская ССР. Часть I. Солнечная радиация, радиационный баланс и солнечное сияние / Под ред. Гришко В.И., Мисюры Л.И. – Ленинград: Гидрометеорологическое изд. – 1966. – 126 с.
38. Ali Noorian M., Moradi I., Ali Kamali G. Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces // *Renewable Energy*. – 2008. – Vol.33. – p. 1406–1412.

REFERENCES

1. Practical Handbook of Photovoltaics. 2nd Edition. Fundamentals and Applications /Editors: McEvoy A., Markvart T., Castaner L.–London: Elsevier, 2012. – 1268 p.
2. Kalogirou S. A. Solar Energy Engineering: Processes and Systems.–London: AcademicPress, 2009. – 760 p.
3. Kudrya S.O. Alternative and renewable energy sources–Kyiv: NTUU "KPI", 2012. – 495 p.

4. Barra L., Catalanotti S., Fontana F. and Lavorante F. Analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant // *Solar Energy*. – 1984. – Vol. 33. – No 6. – p. 509–514.
5. Bataineh K., Dalalah D. Optimal configuration for design of stand-alone PV system // *Smart Grid and Renewable Energy*. – 2012. – Vol. 3. – p. 139–147.
6. Kazema H.A., Khatiba T., Sopian K. Sizing of a stand-alone photovoltaic/battery system at minimum cost for remote housing electrification in Sohar, Oman // *Energy and Buildings*. – 2013. – Vol. 61. – p. 108–115.
7. Soras C., Makios V. A novel method for determining the optimum size of stand-alone photovoltaic systems // *Solar Cells*. – 1988. – Vol. 25. – p. 127 – 142.
8. Sidrach-de-Cardona M., Lopez L.M. A simple model for sizing stand alone photovoltaic systems // *Solar Energy Materials and Solar Cells*. – 1998. – Vol. 55. – p. 199–214.
9. Khatib T., Ibrahim I.A., Mohamed A. A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system // *Energy Conversion and Management*. – 2016. – Vol. 120. – p. 430–448.
10. Gaevskiy A.Yu., Ushkalenko O.V. Optimization calculation of autonomous photovoltaic plant // *International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology (ISJAE)*. – 2015. – No. 15 – 16 – p. 179–180.
11. Mustacchi C., Cena V., Rocchi M. Stochastic simulation of hourly global radiation sequences // *Solar Energy*. – 1979. – Vol. 23. – No 1. – p. 47–51.
12. Balouktsis A., Karapantsios T. D., Antoniadis A. et al. Sizing stand-alone photovoltaic systems // *Int. Journ. Photoenergy*. – 2006. – Article ID 73650. – p. 1–8.
13. Bright J.M., Smith C.J., Taylor P.G., Crook R. Stochastic generation of synthetic minutely irradiance time series derived from mean hourly weather observation data // *Solar Energy*. – 2015. – Vol. 115. – p. 229–242.
14. Muselli M., Poggi P., Notton G., Louche A. First order Markov chain model for generating synthetic “typical days” series of global irradiation in order to design photovoltaic stand alone systems // *Energy Conversion and Management*. – 2001. – Vol. 42. – No 6. – p. 675–687.
15. Bouabdallah A., Olivier J.C., Bourguet S. et al. Safe sizing methodology applied to a standalone photovoltaic system // *Renewable Energy*. – 2015. – Vol. 80. – p. 266–274.
16. Siegel M.D., Klein S.A. and Beckman W.A. A simplified method for estimating the monthly-average of photovoltaic system // *Solar Energy*. – 1981. – Vol. 26. – No 5. – p. 413 – 418.
17. Evans D.L. Simplified method for predicting photovoltaic array output // *Solar Energy*. – 1981. – Vol. 27. – No 6. – p. 555 – 560.
18. Clark D.R., Klein S.A. and Beckman W.A. A method for estimating the performance PV systems // *Solar Energy*. – 1984. – Vol. 33. – No 6. – p. 551–555.
19. Klein S.A., Beckman W.A. Loss-of-load probabilities for stand-alone photovoltaic systems // *Solar Energy*. – 1987. – Vol. 36. – No 6. – p. 499 – 512.
20. Bucciarelli L.L. Jr. Estimating loss-of-load probabilities of stand-alone photovoltaic solar energy system // *Solar Energy*. – 1984. – Vol. 32. – No 2. – p. 205 – 209.
21. Bartoli B., Cuomo V., Fontana F. et al. The design of photovoltaic plants: an optimization procedure // *Applied Energy*. – 1984. – Vol. 18. – No 1. – p. 37–47.
22. Egidio M., Lorenzo E. The Sizing of a Stand-Alone PV Systems: A review and a proposed new method // *Solar Energy Materials and Solar Cells*. – 1992. – Vol. 26. – No 1–2. – p. 51–69.
23. Posadillo R., Luque R. Approaches for developing a sizing method for stand-alone PV systems with variable demand // *Renewable Energy*. – 2008. – Vol. 33. – No 5. – p. 1037–1048.
24. Markvart T., Fragaki A., Ross J.N. PV system sizing using observed time series of solar radiation // *Solar Energy*. 2006. – Vol. 80. – p. 46–50.
25. Prasad A.R., Natarajan E. Optimization of integrated photovoltaic-wind power generation systems with battery storage // *Energy*. – 2006. – Vol. 31. – p. 1943–1954.
26. Hontoria L., Aguilera J., Zufiria P. A new approach for sizing stand-alone photovoltaic systems based in neural networks // *Solar Energy*. – 2005. – Vol. 78. – p. 313 – 319.
27. Khatib T., Elmenreich W. An improved method for sizing standalone photovoltaic systems using generalized regression neural network // *Int. Journ. Photoenergy*. – 2014. – Vol. 2014. – p. 1–8.
28. Shrestha G.B., Goel L. A study on optimal sizing of stand-alone photovoltaic stations // *IEEE Transactions on Energy Conversion*. – 1998. – Vol. 13. – No 4. – p. 373 – 378.
29. Muselli M., Poggi P., Notton G. and Louche A. Improved procedure for stand-alone photovoltaic systems sizing using METEOSAT satellite images // *Solar Energy*. – 1998. – Vol. 62. – No 6. – p. 429 – 444.
30. Batke B., Schmidt T.S., Grosspietsch D., Hoffmann V.H. A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2013. – Vol. 25. – p. 240–250.
31. Klise G.T., Stein J.S. Models used to assess the performance of photovoltaic systems. SANDIA Report 2009–8258. – Albuquerque, New Mexico: Sandia National Laboratories. – 2009. – 61 p.
32. Al Riza D.F., Gilani S.I.H. Standalone Photovoltaic System Sizing using Peak Sun Hour Method and Evaluation by TRNSYS Simulation // *International Journal of Renewable Energy Research*. – 2014. – Vol. 4. – No 1. – p. 109–114.
33. Suresh P., Thomas J. Performance analysis of stand-alone pv systems under non-uniform operating conditions using PVSYS // *Advanced Research in Electrical and Electronic Engineering*. – 2014. – Vol. 1. – No 4. – p. 19–25.
34. Gaevskaya A.N., Gaevskii A.Y. Development of software for PV plant parameters optimization. I. The tilt and azimuth angles of solar panels // *Vidnovlyuvana Energetika*. – 2017 (in publish).
35. Lewis G. Optimum tilt of solar collectors // *Solar and Wind Technology*. – 1978. – Vol. 4. – p. 407–410.
36. Calabr? E. An Algorithm to Determine the Optimum Tilt Angle of a Solar Panel from Global Horizontal Solar Radiation / E. Calabr? // Hindawi Publishing Corporation, *Journal of Renewable Energy*. – 2013. – Vol. 2013. – Article ID 307547. – 12 p.
37. Handbook on climate of USSR. Ukrainian SSR. Part I. Solar radiation, radiation balance and sunshine / Editors: V.I. Grishko, L.I. Misyury – Leningrad: Hydrometeorological Publ. – 1966. – 126 p.

38. Ali Noorian M., Moradi I., Ali Kamali G. Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces // Renewable Energy. – 2008. – Vol.33. – p. 1406–1412.

А.Н.Гаєвська, А.Ю.Гаєвський (Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського", Київ)

Розробка програмного забезпечення для оптимізації параметрів фотоелектричних станцій.

II. Компонентний склад станцій в залежності від кута нахилу фотомодулів.

Розроблено математичну модель, алгоритм та програмне забезпечення для оптимізації розмірних параметрів автономної фотоелектричної станції (АФЕС): сумарної потужності фотомодулів (ФМ) та ємності акумуляторної батареї (АБ). В моделі, яка побудована на рівняннях енергетичного балансу, враховується фактор надійності електропостачання. В якості вихідних даних використовуються параметри обладнання АФЕС та середні погодинні значення сонячної радіації для місця розташування станції, які для обрахування надходження сонячної радіації на похилу поверхню ФМ обробляються за допомогою анізотропної моделі. Розроблений алгоритм оптимізації параметрів фотоелектричної системи (ФЕС) можна застосувати для будь-якого календарного періоду роботи та будь-якого регіону, для якого наявні достатньо точні експериментальні радіаційні дані. Разом із визначенням оптимального компонентного складу АФЕС виконується процедура оптимізації кута нахилу ФМ, котра враховує фактори надлишкової генерації в літні місяці та слабкої генерації в зимові місяці. В порівнянні з традиційними схемами оптимізації АФЕС запропонований алгоритм дозволяє при заданих рівнях навантаження та надійності електропостачання істотно зменшити необхідну площу ФМ. Бібл. 38, рис. 6.

Ключові слова: автономні фотоелектричні станції, оптимізація АФЕС, надійність електропостачання, встановлена потужність, вироблення електроенергії, ємність акумуляторної батареї, кут нахилу сонячних панелей, сонячна радіація, анізотропні моделі радіації.

Gaevskaya A., Gaevskii A. (National Technical University of Ukraine "Igor Sykorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv)

Development of software for PV plant optimization.

II. Dependence of sizing parameters on the tilt angle of PV modules

A mathematical model, algorithm and software for sizing a stand-alone PV plants have been developed. The sizing scheme is based on the energy balance equations with the power supply

reliability accounting. As initial data the parameters of the PV plant equipment and the average hourly values of solar irradiance for plant location are used. Transposition of the experimental horizontal irradiance data to the tilt surface of PV modules is processed using an anisotropic model. The developed sizing algorithm is applicable for any calendar operation period and any region for which experimental irradiance data are available. With computation of the PV modules area and battery capacity the optimization of fixed modules tilt angle is performed simultaneously. This optimization scheme takes into account the factors of excessive energy production in the summer months and weak generation in the winter months. As result the required PV module's area for given load and power supply reliability is significantly reduced compared with one obtained by conventional sizing schemes. References 38, figures 6.

Keywords: Stand-alone PV plants, sizing procedure, power supply reliability, installation PV plant capacity, power energy production, battery capacity, solar panel tilt angle, solar radiation, irradiance, anisotropic radiation models.

SYNOPSIS

Under designing of a stand-alone photovoltaic system (PVS), the problem of determining the size of main system components, primarily the area of PV modules and the total battery capacity, is solved usually. It is known many approaches for such calculations which based on various optimization criteria, for example, a maximum power generation, a given level of electricity supply reliability, a minimum initial and operating costs etc. In this work, the objective function is the energy harvest for a certain operation period in the year. In developed calculation scheme we use the daily energy balance equations with taking into account the reliability factor of power supply, and carry out the joint optimization of the component PVS composition and the inclination angle of PV modules. This scheme describes the situations when in summer months the energy production is excessive and in winter months is weak. The using of proposed algorithm reduces the required PV module's area and the respective installed power of PVS compared with conventional optimization approaches for a given load levels and power supply reliability. The gain in the module's area can reach 14% with the usual values of the battery capacity. As initial data for our optimization calculation, the parameters of the PVS equipment and the average hourly irradiance components are used. Since the experimental irradiance data refer to the horizontal plane usually, their transposition on the inclined surface is performed by one of the known anisotropic diffuse radiation models (Hay-Davies model in this work). The developed algorithm and program for optimization of PVS parameters are applicable for any operation period and for any region for which sufficiently accurate experimental radiation data are available.

Стаття надійшла до редакції 26.06.17

Остаточна версія 11.08.17