

УДК 621.311.24

**Э.А.Бекиров**, докт.техн.наук, **Л.Д.Сокут**, канд.техн.наук (Национальная академия природоохранного и курортного строительства, Симферополь)

### Основные этапы расчета параметров солнечной электростанции

*Проанализированы основные технические задачи, которые необходимо решать для расчета параметров солнечных электростанций мегаваттной мощности, включенных в единую энергетическую систему Украины. Сформулированы основные положения для принятия решений по проектированию солнечных электростанций и предложения по расчету основных параметров электростанций, которые могут быть использованы при создании соответствующих нормативных документов.*

*Проаналізовані основні технічні завдання, які необхідно вирішувати для розрахунку параметрів сонячних електростанцій мегаватної потужності, включених у єдину енергетичну систему України. Сформульовані основні положення для ухвалення рішень щодо проектування сонячних електростанцій та пропозиції щодо розрахунку основних параметрів електростанцій, які можуть бути використані при створенні відповідних нормативних документів.*

По количеству и установленной мощности ветровых (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций Автономная Республика Крым (АРК) занимает первое место в Украине по сравнению с другими регионами [1]. Если ВЭС в настоящее время являются промышленными электрогенерирующими предприятиями, входящими в объединенную энергосистему Украины (ОЭС) наряду с традиционными электростанциями [2], и за период сооружения и эксплуатации ВЭС накоплен большой опыт в создании всей отрасли ветроэнергетики и, главное, введены стандарты, определяющие этапы расчета параметров ВЭС [3–6], то в отношении СЭС в Украине решение такой задачи еще предстоит. Актуальность разработки и введения в действие нормативных документов (НД) по проектированию СЭС, аналогичных проектированию ВЭС, показывает тот факт, что установленная мощность СЭС только в АРК к 2013 году превысила 200 МВт (таблица 1 [1]).

**Таблица 1. Мощность и занимаемая площадь солнечных электростанций в АРК**

№ п/п	Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт	Занимаемая площадь, га
1	Родниковое	7,5	9-10
2	Митяево	31,5	38-40
3	Охотниково	80,0	100-110
4	Перово	100,0	125-130

НД по проектированию ВЭС [3–6] определяют все этапы проектирования и устанавливают порядок расчета основных параметров электростанции: выбор площадки для сооружения ВЭС [3], анализ метеоусловий на площадке [4], выбор ветроэлектроустановок (ВЭУ), наилучшим образом соответствующих ветровому потенциалу площадки ВЭС, учету изменения скорости ветра на высоте оси ротора ВЭУ [5], размещению группы ВЭУ на площадке ВЭС по условиям взаимного затенения ВЭУ, расчету реализуемой мощности группой ВЭУ на площадке, а также расчету годовой выработки электроэнергии ВЭС и оценке среднегодового коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) ВЭС [6].

Хотя ВЭУ и фотоэлектрические преобразователи (ФЭП) в составе СЭС представляют различные энергоагрегаты с точки зрения первичного энергоносителя (в первом случае ветра, во втором – солнечного излучения), порядок расчета основных параметров СЭС, таких как выбор площадки станции, анализ метеоусловий, выбор параметров ФЭП, расчет реализуемой мощности и фактической выработки электроэнергии, для ВЭС и СЭС на конкретной площадке сооружения станции должен быть, по-видимому, однотипным.

По нашему мнению, такой расчет должен включать расчет по данным метеозмерений среднесуточной мощности солнечной радиации

по месяцам  $\bar{\varphi}_{ji}$ , Вт/м<sup>2</sup> и расчет среднего количества солнечных дней  $\bar{d}_{ji}$  и часов  $\bar{h}_{ji}$  солнечного сияния за год при этой мощности на площадке СЭС. Использование данных метеоизмерений по мощности солнечной радиации  $\varphi_i$ , Вт/м<sup>2</sup> в течение суток в отличие от суточных сумм энергии солнечного излучения  $W_i$ , кВт·ч/м<sup>2</sup> [7] наиболее удобно для последующих расчетов мощности ФЭП, установленной и фактической мощности СЭС.

Определенные отличия в расчете параметров мощности СЭС должны состоять в различии оценок вероятностных характеристик первичных энергоносителей. Для сравнения расчетов характеристик ВЭС и СЭС, в части, вероятности мощностей первичных энергоносителей, приведем для метеоусловий АРК значения реальной выходной мощности ВЭУ ВЭС  $P_{\text{ВЫХ.ВЭУ}}$  и выходной мощности ФЭП СЭС  $P_{\text{ВЫХ.ФЭП}}$  в одних относительных единицах (1 о.е.=100 Вт/м<sup>2</sup>), рис. 1 [8]. Средние значения мощности  $P_{\text{ВЫХ.ВЭУ}}$  в течение года находятся в пределах от 0,18 до 0,35 о.е. и мало изменяются в течение суток. Средние значения располагаемой мощности  $P_{\text{ВЫХ.ФЭП}}$  изменяются существенно в течение года, причем поквартально различие  $P_{\text{ВЫХ.ФЭП}}$  составляет от 0,25 до 0,92 о.е. В связи с этим, расчет таких параметров СЭС, как размещение панелей ФЭП на площадке с учетом взаимного затенения, расчет реализуемой мощности ФЭП, расчет выработки электроэнергии СЭС и средней величины КИУМ СЭС, целесообразно выполнять не только за год, но и поквартально, что позволит точнее учитывать реальную мощность СЭС, например, для суточного графика покрытия нагрузок сети.

**Расчет среднесуточной интенсивности солнечного излучения и среднего числа солнечных дней за год.** Если до сооружения СЭС известны только данные метеонаблюдений по мощности суммарного солнечного излучения  $\varphi_i$  и по числу ясных солнечных дней  $d_i$  и часов  $h_i$  солнечного сияния за год, то предварительные расчеты должны содержать, по-видимому, расчет среднесуточной мощности солнечной радиации по месяцам  $\bar{\varphi}_{ji}$ , среднего количества солнечных дней  $\bar{d}_{ji}$  и часов  $\bar{h}_{ji}$  солнечного сияния за год при

этой мощности на площадке СЭС. Порядок осреднения величин  $\bar{\varphi}_{ji}$ ,  $\bar{d}_{ji}$  и  $\bar{h}_{ji}$  должен устанавливаться НД аналогично тому, как устанавливается порядок расчета скоростей ветра на площадке ВЭС [4]. Для примера на рис. 2 по данным [8] приведен график изменения  $\bar{\varphi}_{ji}$  по месяцам года (рис. 2). Характерные для АРК значения  $\bar{\varphi}_{ji}$  составляют от 150 до 600 Вт/м<sup>2</sup>, величины  $\bar{d}_{ji}$  от 280 до 320 дней, значения  $\bar{h}_{ji}$  от 8 до 16 часов в сутки.

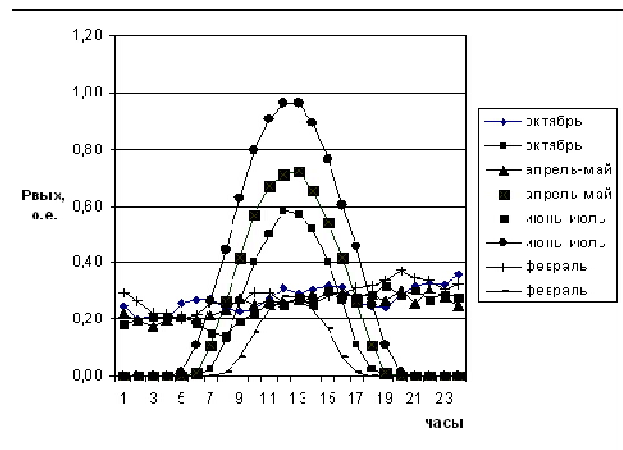


Рис. 1. Среднесуточные почасовые значения реальной удельной мощности ВЭУ и ФЭП в о.е. (100 Вт/м<sup>2</sup>) для районов АРК, в которых сооружены ВЭС и СЭС.

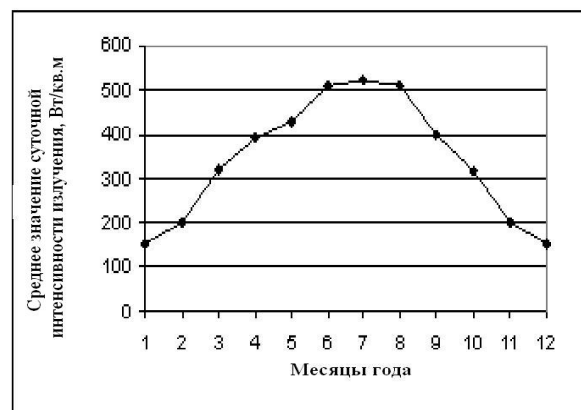


Рис. 2. Среднее значение суточной мощности солнечного излучения  $\bar{\varphi}_{ji}$ , Вт/м<sup>2</sup>, по месяцам года для районов сооружения СЭС в АРК.

**Выбор типа фотоэлемента (ФЭ).** При выборе типа ФЭ в составе ФЭП следует исходить из того, что внутренняя схема СЭС должна содержать цепь преобразования напряжения постоянного тока ФЭ в стандартный вид для сетей линий передачи ОЭС по числу фаз, частоте тока и величине напряжения. Очевидно, что для этой цели должен применяться трехфазный мостовой ин-

вертор (И) с выходным разделительным трансформатором (ТР), вторичное (выходное для сети) напряжение которого  $U_{Л2}$  должно соответствовать стандартным величинам линейных напряжений сетей (0,69 кВ; 10 кВ и т.д.) [2] – рис. 3. Для указанного типа И соотношение между средним значением входного напряжения постоянного тока  $U_{ФП}(\bar{\varphi}_{ji})$  от фотопанели (ФП), объединяющей группу ФЭ, включенных последовательно и параллельно, и действующим значением выходного фазного напряжения И –  $U_{Ф1}$  равно [9]:

$$U_{ФП}(\bar{\varphi}_{ji}) = \frac{6\sqrt{3}}{\pi} \sqrt{2} U_{Ф1} \sin \frac{\pi}{6} \cos \beta + \Delta U_{\gamma}(I) + \Delta U_{IGBT}, \quad (1)$$

где  $\beta$  – угол включения IGBT-модулей;  $\gamma$  – угол коммутации IGBT-модулей;  $I$  – среднее значение тока инвертора;  $\Delta U_{IGBT}$  – падение напряжения за счет процесса коммутации тока  $I$ ;  $\Delta U_{IGBT}$  – падение напряжения на IGBT-модулях.

Известно, что ФЭ выпускаются с различными вольтамперными характеристиками (ВАХ) [10]. При форме ВАХ, близкой к характеристике источника тока, зависимость  $U_{ФП}(\bar{\varphi}_{ji})$  от величины  $\bar{\varphi}_{ji}$  минимальна, что наиболее удобно для применения таких ФЭ в схеме И. В случае коммутации тока ФЭ значения угла  $\gamma$  сравнительно невелики из-за малой индуктивности цепи коммутации, поэтому для предварительных расчетов величины  $U_{Ф1}$  можно принимать  $\Delta U_{\gamma}(I)$  и  $\Delta U_{IGBT}$  равными нулю.

Для передачи в сеть  $U_{Ф1}$  со стандартным допуском при значительном изменении  $U_{ФП}(\bar{\varphi}_{ji})$ , режим работы И необходимо регулировать изменением угла  $\beta$  [9]. Регулирование  $\beta$  усложняет схему управления И и ведет, при увеличении  $\beta$ , к росту числа высших гармоник в составе  $U_{Ф1}$ . При форме ВАХ, близкой к характеристике источника тока, зависимость  $U_{ФП}(\bar{\varphi}_{ji})$  от величины  $\bar{\varphi}_{ji}$  минимальна, значения угла  $\beta$  не превышают  $15^\circ$ . В этом случае расчет величины  $U_{Ф1}$  можно выполнять согласно

$$U_{Ф1} = \frac{U_{ФП}(\varphi_{ji})}{\frac{6\sqrt{3}}{\pi} \sqrt{2} \sin \frac{\pi}{6} (0,9...0,95)}. \quad (2)$$

При выборе типа ФЭ следует учитывать, что в паспортных данных ФЭ указываются **нормированные** параметры при мощности суммарного солнечного излучения  $\varphi_{i0} = 1000 \text{ Вт/м}^2$ , однако на площадке проектируемой СЭС такая величина  $\varphi_{i0}$  вообще не достигается ни в Украине, ни в АРК. С учетом этого следует определить мощностную характеристику выбранного ФЭ для **данной площадки** – зависимость фактически реализуемой мощности ФЭ от средней мощности суммарного солнечного излучения  $\bar{\varphi}_{ji}$  на данной площадке СЭС при установке ФП под углом  $\varphi$ , равным, например, широте местности (по аналогии с фактической мощностной характеристикой ВЭУ на площадке ВЭС).

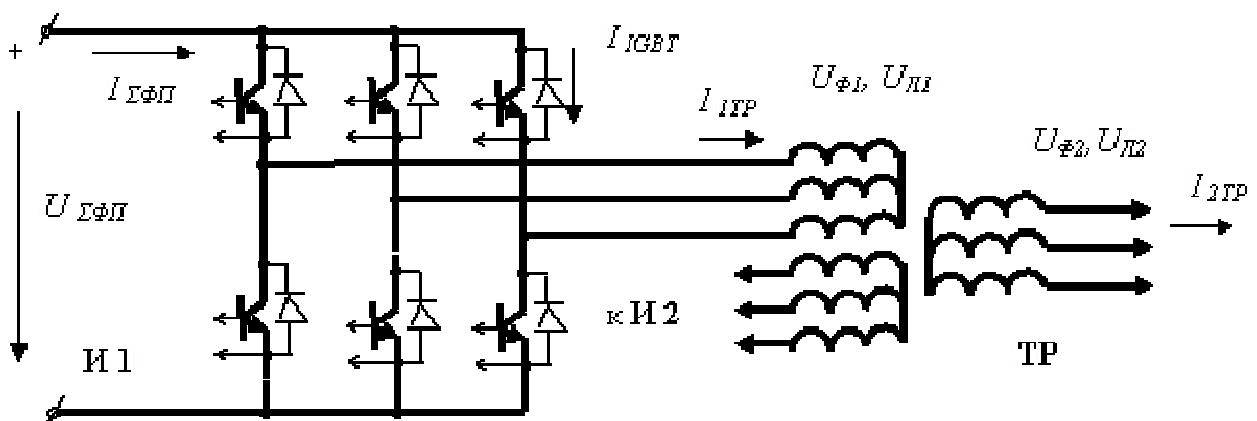
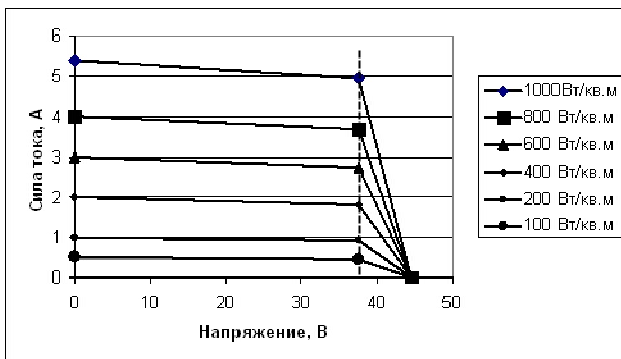


Рис. 3. Электрическая схема одного преобразовательного элемента в составе СЭС: И1, И2 – инверторы; ТР – выходной трехфазный трехобмоточный трансформатор. Дроссели и коммутационные элементы не показаны.

**Пример анализа характеристик ФЭ.** Для примера расчета СЭС рассмотрим ВАХ ФЭ производства Германии [10] с **нормированными** параметрами:  $P_{НОР.} = 185,6$  Вт;  $U_{PP} = 37,5$  В;  $I_{PP} = 4,95$  А;  $U_{OC} = 44,5$  В;  $I_K = 5,40$  А;  $\eta = 17,3\%$  при следующих условиях: атмосферное давление 1 атм,  $\varphi_{i0} = 1000$  Вт/м<sup>2</sup>, температура окружающей среды 25°С. Конструктивные параметры ФЭ: длина – 1581 мм, ширина – 810 мм, площадь пластины – 1,2804 м<sup>2</sup>. Удельная мощность ФЭ – 144,95 Вт/м<sup>2</sup>. ВАХ ФЭ в зависимости от мощности  $\bar{\varphi}_i$  приведены на рис. 4. С учетом характеристик на рис. 2 и 4. получена мощностная характеристика выбранного ФЭ для данной площадки – зависимость фактически реализуемой мощности ФЭ от  $\bar{\varphi}_{ji}$  на выбранной площадке СЭС (рис. 5).



**Рис. 4.** Вольтамперные характеристики ФЭ в зависимости от мощности суммарного солнечного излучения  $\bar{\varphi}_i$ :  $I_{вкл}$  – ток включения инвертора при минимальной величине  $\varphi_i$ , Вт/м<sup>2</sup>.



**Рис. 5.** Мощностная характеристика ФЭ на площадке СЭС.

**Определение параметров преобразовательной части внутренней сети СЭС.**

Внутренняя сеть СЭС состоит из трех частей с различным уровнем напряжения и рода тока.

Первая часть – преобразовательная часть внутренней сети СЭС, содержит цепи постоянного тока, распределенные на значительной территории и включающие многочисленные ФП, радиальные и магистральные кабельные линии постоянного тока, группы инверторов и выходные ТР. Уровень напряжения постоянного тока этой части цепи не превышает 1 кВ. Вторая часть – трехфазные цепи переменного тока первого уровня напряжения с выхода ТР (обычно 10 кВ), радиальные и магистральные трехфазные кабельные линии переменного тока и третья часть – центральные подстанции (ЦПС) с линейным напряжением 35 и 110 кВ. В связи с большой площадью СЭС может быть установлено несколько ЦПС. Кроме того, все три части внутренней сети СЭС содержат оперативную коммутирующую, защитную и информационную аппаратуру и соответствующие цепи.

Рассмотрим для примера в преобразовательной части СЭС количество ФП, объединяющих группу ФЭ в общий конструктив при мощности группы ФП в одном элементе 1 МВт, схемы электрического соединения ФП, схему и мощность инвертора и ТР с входными и выходными параметрами по току и напряжению. Группа содержит два И мощностью по 500 кВт, подключенных к одному трехфазному трехобмоточному ТР с действующим значением линейного напряжения  $U_{ЛЛ}$  на выходе ТР 10 кВ. Таким образом, первый уровень напряжения переменного тока для объединения мощностей ФП во внутренней сети СЭС составит 10 кВ. Предполагая использование стандартного ряда напряжений, действующее значение линейного напряжения переменного тока на выходе инвертора  $U_{ЛЛ}$  примем равным 0,69 кВ и соответственно, действующее значение фазного напряжения –  $U_{ФЛ}$  в этом случае составит 0,4 кВ (рис. 3). Для размещения ФЭ на полях постоянного тока СЭС принята компоновка ФП по четыре ФЭ последовательно и четыре параллельно. Напряжение четырех ФЭ, соединенных последовательно, составляет при  $\varphi_{i0}$  около 150 В, параллельное соединение четырех ФЭ обеспечивает силу тока при той же величине  $\varphi_{i0}$  – 20 А. Шесть ФП соединяются последовательно в один общий блок, напряжение на выходе блока – 900 В. В блоке

29 панелей соединяются параллельно, сила тока на выходе блока – 580 А. Количество ФП в блоке – 174, общее число ФЭ в блоке – 2784. Общее число ФП – 348, общее число ФЭ – 5568. Суммарная нормированная мощность цепи постоянного тока при  $\varphi_{i0}$  для одной ФП – 3,0 кВт, для блока – 522 кВт, для всех ФЭ в двух блоках элемента ( $P_{СЭС\text{ норм}}$ ) – 1044 кВт.

**Размещение панелей ФП на площадке СЭС и расчет взаимного затенения.**

Для размещения панелей ФП необходимо рассчитать их взаимное затенение, учитывая конструкцию и размеры одной панели ФП и способ ее установки на поверхности земли под углом  $\varphi$ , выполнить расчет тени панели в зависимости от времени года и часа дня и определить коэффициенты затенения. Принимая расчетные формулы согласно [7], представим схему размещения панелей (рис. 6). Анализируя мощность солнечного излучения, следует, по-видимому, оценить длину тени  $L$  (рис. 6) для четырех характерных точек – летнего и зимнего солнцестояния и весеннего (осеннего) равноденствия. Максимальная величина затенения соответствует утренним часам в день зимнего солнцестояния, минимальное затенение – полдню в день летнего солнцестояния. Коэффициенты затенения  $\alpha_{ji}$  целесообразно представить в долях от высоты  $h$  установки панели над землей. Степень затенения  $(1 - \alpha_{ji})$ , представленная в долях от  $h$ , будет аналогична принятому в расчете ВЭС взаимному затенению ВЭУ в зависимости от расположения на площадке ВЭУ в долях диаметра  $D$  ротора ветротурбины [4, 5].

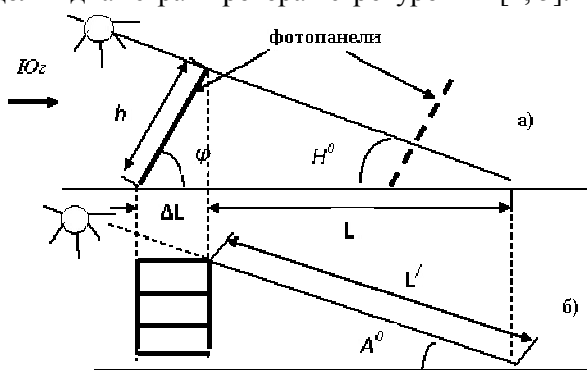


Рис. 6. Схема размещения панелей ФП для расчета взаимного затенения: а) вид сбоку; б) вид сверху. Штриховой линией на рис. б показано размещение панелей с затенением на расстоянии меньше  $L$ .

Для расчета углов Солнца и длины тени (рис. 6) используются соотношения [7]:

Углы Солнца:

$$\alpha = \arccos \left\{ 0,3979 \cdot \cos \left[ \frac{2\pi(N-173)}{365} \right] \right\},$$

где  $N$  – номер дня от первого января;

$$H^0 = \arcsin(\sin \alpha \cdot \cos \delta \cdot \cos \tau + \cos \alpha \cdot \sin \varphi),$$

где  $\tau = \frac{(t-12) \cdot 2\pi}{24}$  – часовой угол;  $t$  – время в

часах от полуночи;  $\varphi$  – широта местности;

$$L' = \frac{h \cdot \sin \varphi}{\operatorname{tg} H^0} \text{ – длина наклонной линии тени,}$$

где  $h$  – высота ФП от уровня земли;  $A^0$  – азимутальный угол,

$$\cos A^0 = \frac{\cos \alpha - \sin \delta \cdot \sin H^0}{\cos \delta \cdot \cos H^0},$$

$L$  – длина тени в направлении перпендикулярном рядам ФП,  $L = L' \cos A^0$ . На СЭС, построенных в АРК, расстояние  $L$  между панелями ФП принято больше расчетной величины затенения в день зимнего солнцестояния (примерно  $L = 3,8 h$ ) по условиям технического обслуживания ФП в период эксплуатации станции.

При этом для ФП установленной мощностью 3,0 кВт, высотой  $h = 4,5$  м, размером площади (4,5×6,5) м удельная характеристика (га/кВт) составит 0,004 га/кВт.

**Определение реализуемой мощности в цепи постоянного тока для группы ФП на данной площадке СЭС.** В связи с существенной разницей значений  $\bar{\varphi}_{ji}$  по кварталам, расчет реализуемой суммарной мощности внутренней сети постоянного тока  $P_{\Sigma\text{ФП}}$  целесообразно выполнять для кварталов отдельно согласно:

$$P_{\Sigma\text{ФП}} = P_j(\bar{\varphi}_{ji}) \cdot N_j(1 - \alpha_{ji}), \text{ Вт/м}^2, \quad (3)$$

где  $P_j(\bar{\varphi}_{ji})$  – реализуемая мощность ФП;  $N_j$  – число ФП.

Результаты расчета  $P_{\Sigma\text{ФП}} = f(\bar{\varphi}_{ji})$  являются фактической располагаемой характеристикой мощности внутренней сети постоянного тока СЭС с выбранными  $N$  числом ФП. Для СЭС в АРК величина  $P_j(\bar{\varphi}_{ji})$  для ФП в приведенном выше примере составляет (для ФЭ с удельной нормиро-

ванной мощностью 144,95 Вт/м<sup>2</sup>) величину от 400 до 1440 Вт/м<sup>2</sup> (при нормированной величине для 16 ФЭ – 2319,3 Вт/м<sup>2</sup>).

**Определение реализуемой мощности цепи переменного тока для элемента в составе: два инвертора и трансформатор на данной площадке СЭС.** Вторая часть внутренней сети СЭС содержит трехфазные цепи переменного тока первого уровня напряжения (обычно 10 кВ) с выхода ТР, радиальные и магистральные трехфазные кабельные линии переменного тока. Для примера приведем расчет параметров двух И и выходного ТР одного элемента цепи СЭС мощностью 1 МВт. Соотношения для расчета параметров (2И +ТР) (рис. 3) указаны в таблице 2.

**Параметры инвертора и трансформатора при выбранной схеме (2И+ТР).** Действующее значение напряжения обмотки ТР на выходе И –  $U_{\phi 1} = 0,4$  кВ,  $U_{Л1} = 0,69$  кВ выбрано согласно стандарту [2]. Согласно (2)  $U_{\Sigma\Phi\Pi} = 850-900$  В. При расчетной мощности И –  $P_{\Sigma\Phi\Pi} = 500$  кВт, согласно [7] и таблице 2, среднее значение тока  $I_{\Sigma\Phi\Pi} = 550-570$  А, среднее значение тока IGBT-модулей  $I_{IGBT} = 185$  А, максимальное обратное напряжение для IGBT-модулей  $U_{OBR.IGBT} = 950$  В.

**Таблица 2. Соотношения между параметрами в схеме трехфазного мостового инвертора с выходным трансформатором при отсутствии фильтра**

Параметры (обозначение по рис. 5)	Значения
Число фаз, $m$	3
Среднее значение входного напряжения постоянного тока на входе И по отношению к действующему значению фазного напряжения обмотки ТР на выходе инвертора, $U_{\Sigma\Phi\Pi} / U_{\phi 1}$	2,34
Действующее значение фазного напряжения на обмотке ТР на выходе И по отношению к среднему значению напряжения постоянного тока на входе И, $U_{\phi 1} / U_{\Sigma\Phi\Pi}$	0,427
Максимальное обратное напряжение плеча IGBT-модуля по отношению к среднему значению напряжения постоянного тока, $U_{OBR.IGBT} / U_{\Sigma\Phi\Pi}$	1,045
Действующее значение тока в обмотке ТР на выходе И по отношению к среднему значению постоянного тока на входе И, $I_{1ТР} / I_{\Sigma\Phi\Pi}$	0,817
Среднее значение тока IGBT-модуля по отношению к среднему значению постоянного тока на входе инвертора, $I_{IGBT} / I_{\Sigma\Phi\Pi} (I_{\Sigma\Phi\Pi} / m)$	0,33

Полная мощность  $S_{ТР1}$  одной обмотки ТР на выходе И

$$S_{ТР1} = \frac{P_{\Sigma\Phi\Pi} \eta_{И}}{1,2 \cos \varphi_1}, \quad (4)$$

где  $\eta_{И}$  – КПД инвертора;  $\cos \varphi_1$  – коэффициент мощности входной цепи ТР; коэффициент 1,2 учитывает снижение фактически реализуемой величины  $P_{\Sigma\Phi\Pi} = f(\bar{\varphi}_{ji})$ . Действующее значение тока  $I_{1ТР}$  в обмотке ТР на выходе И:

$$I_{1ТР} = \frac{S_{ТР1} \cdot \cos \varphi_1}{\sqrt{3} U_{Л1}}. \quad (5)$$

Действующее значение напряжения выходной обмотки ТР  $U_{\phi 2} = 5,78$  кВ,  $U_{Л2} = 10$  кВ выбрано по стандарту; полная мощность обмотки  $S_{ТР2}$  на выходе ТР  $S_{ТР2} = 2S_{ТР1}$ ; действующее значение тока в обмотке  $I_{2ТР}$ :

$$I_{2ТР} = \frac{S_{ТР2} \cdot \cos \varphi_2}{\sqrt{3} U_{Л2}}. \quad (6)$$

Расчеты по (4)–(6) дают результат при  $P_{\Sigma\Phi\Pi} = 500$  кВт;  $\eta_{И} = 0,8$ ;  $\cos \varphi_1 = 0,9$ ;  $S_{ТР1} = 370$  кВА;  $S_{ТР2} = 740$  кВА;  $I_{1ТР} = 480$  А;  $I_{2ТР} = 40$  А.

**Расчет среднеквартальной и среднегодовой выработки электроэнергии СЭС и коэффициентов использования установленной мощности.**

При известных величинах среднего количества солнечных дней  $\bar{d}_{ji}$  и часов  $\bar{h}_{ji}$  солнечного сияния за квартал или за год расчет выработки энергии  $W_{\Phi\Pi j}$  (кВт·ч/квартал, кВт·ч/год) производится согласно формуле:

$$W_{\Phi\Pi j} = P_{\Sigma\Phi\Pi} \cdot \bar{d}_{ji} \cdot \bar{h}_{ji}. \quad (7)$$

Расчет выработки электроэнергии СЭС и средней величины КИУМ СЭС целесообразно выполнять не только за год, но и поквартально, что позволит точнее учитывать реальную мощность СЭС, например, для суточного графика покрытия нагрузок сети. Расчет средней величины КИУМ для СЭС также можно выполнить по кварталам и за год (с учетом часов солнечного сияния  $\bar{h}_{ji}$  за год) и среднее значение КИУМ за год по обычному расчету для электростанции (для  $h = 24$  часа в сутки).

Таблица 3. Результаты расчета реализуемой мощности и энергии элемента СЭС

Кварталы, параметры	Первый (зима)	Второй (весна)	Третий (лето)	Четвертый (осень)
Средняя величина излучения $\bar{\varphi}_{ij}$ , Вт/м <sup>2</sup>	151	400	510,7	317
Реализуемая мощность ФЭ при $\bar{\varphi}_{ij}$ , P <sub>ФЭj</sub> , Вт/м <sup>2</sup>	25,2	68,6	88,0	54,4
Среднее число часов солнечного сияния $\bar{h}_{ji}$ в сутки	8	10	12	10
Среднее число дней солнечного сияния $\bar{d}_{ji}$ в квартал (при d за год = 332 дня)	83,2	83,2	83,2	83,2
Выработка энергии по кварталам на один ФЭ, W <sub>ФМj</sub> , кВт·ч/ квартал	16,62	56,4235	87,90	44,80
Выработка энергии за год на один ФЭ, W <sub>ФМj</sub> , кВт·ч/ год	205,74			
Выработка энергии по кварталам и за год элементом СЭС мощностью 1 МВт, W <sub>СФМj</sub> , кВт·ч/ год	178976	306941	559422	306941
	1341504			
КИУМ по кварталам с учетом часов солнечного сияния $\bar{h}_{ji}$	0,093	0,370	0,674	0,370
КИУМ средний с учетом часов солнечного сияния $\bar{h}_{ji}$ / и средний за год по обычному расчету для электростанции за 24 часа в сутки	0,403 / 0,152			

При расчете КИУМ СЭС определяется расчетная выработка электроэнергии W<sub>РАС. СЭС</sub> за год W<sub>РАС.ГОД</sub> и за квартал W<sub>РАС.КВАР.</sub> при условии реализации нормируемой установленной мощности ФЭ – P<sub>НОМ</sub>.

$$W_{РАС.ГОД} = 365 \cdot 24 \cdot P_{НОМ} \cdot N; \quad (8)$$

$$W_{РАС.КВАР.} = D_i \cdot 24 \cdot P_{НОМ} \cdot N, \quad (9)$$

где N – число ФЭ; D<sub>i</sub> – число дней в соответствующем квартале года.

Величина КИУМ равняется отношению фактической реализованной годовой W<sub>ГОД</sub> или квартальной W<sub>КВАР.</sub> выработки энергии (общее обозначение в (7) W<sub>ФПj</sub>) к расчетной:

$$КИУМ_{ГОД} = \frac{W_{ГОД.}}{W_{РАС.ГОД}}; \quad (10)$$

$$КИУМ_{КВАР.} = \frac{W_{КВАР.}}{W_{РАС.КВАР.}}. \quad (11)$$

Значение КИУМ может быть найдено с учетом и без учета расхода на собственные нужды СЭС. В таблице 3 для примера представлены результаты расчета параметров одного элемента СЭС нормируемой мощностью 1 МВт по соотношениям (7)–(11). Оценка КИУМ не только по году, но и по кварталам показывает значительную разницу по кварталам величины  $\bar{\varphi}_{ij}$ . Значения параметров отдельных ФЭ и СЭС в целом в таблице 3 даны без учета затенения ФП.

**Выводы.** Проанализированные основные технические задачи, которые необходимо решать для расчета параметров СЭС мегаваттной мощности. *Відновлювана енергетика. 2013. № 4*

сти, включенных в единую энергетическую систему Украины, показывают актуальность рассматриваемой проблемы. Сформулированные основные положения для принятия решений по проектированию СЭС и предложения по расчету основных параметров электростанций могут быть использованы при создании соответствующих нормативных документов.

1. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: підруч. – Київ: НТУУ "КПІ", 2012. – 492 с.
2. ГКД 34.20.507-2003. Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила. – Киев, 2003.– 628 с.
3. 3.ГКД 341.003.003.003-2000. Вітроенергетика. Площинки для вітряних електростанцій. Вимоги щодо відбору.
4. 4.ГКД 341.003.003.006-2000. Площинки для вітряних електростанцій. Метеорологічні дослідження характеристик вітру.
5. 5.ГКД 3-004-2000. Вітроенергетика. Установки електричні вітряні.
6. 6.ГКД 341.003.001.002-2000. Вітроенергетика. Правила проектування вітряних електричних станцій.
7. Твайделл Дж. Возобновляемые источники энергии: пер. с англ./ Твайделл Дж., Уэйр А. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.: ил.
8. Бекиров. Э.А. Предварительная оценка мощности и структуры автономных сетей энергоснабжения зданий различного назначения на побережье Крыма: материалы XIII міжнародної науковопрактичної конференції "Відновлювана енергетика XXI століття" (Миколаївка, АР Крим, 10-14 вер. 2012 р.) / Э.А. Бекиров, Л.Д. Сокут, С.П. Муровский. ИВЕ НА-НУ. – Київ, 2012. – С. 74–79.
9. Толстов Ю.Г. Автономные инверторы тока. – М.: Энергия, 1978. – 208 с.
10. Volker Quaschnibg. Regenerative Energiesysteme / Volker Quaschnibg.– Carl Hanser Verlag Munchen – 2007 – 352 с. (Internet: <http://www.hansen.de>.)