

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

---

МОСКОВСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
(ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

---

В.И.ВИССАРИОНОВ, Г.В.ДЕРЮГИНА, В.А.КУЗНЕЦОВА,  
Н.К.МАЛИНИН

## СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Учебное пособие для вузов

Под редакцией В.И.Виссарионова

Допущено Учебно-методическим объединением  
вузов России по образованию  
в области энергетики и электротехники  
в качестве учебного пособия  
для студентов высших учебных заведений,  
обучающихся по направлению «Электроэнергетика»

Москва  
Издательский дом МЭИ  
2008

УДК

Б-  
УДК:621.

*Подготовлено на кафедре нетрадиционных и возобновляемых источников энергии Московского энергетического института (технического университета)*

*Рецензенты: канд. техн. наук доц. Н.И.Матвиенко*

**Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К., СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА:**  
Учебное пособие для вузов / Под ред. В.И.Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. - с.

В пособии впервые в России систематизировано изложены: основные понятия и определения солнечной энергетики; особенности информационного обеспечения гелиоэнергетических расчетов при работе солнечных энергетических установок в большой и локальной энергосистемах, а также на автономного потребителя; методы расчета прихода солнечного излучения на произвольно ориентированную приемную площадку в космосе и на земле в произвольно заданной точке и на территории; основные технические схемы и энергетические характеристики современных типов солнечных энергетических установок, включая и наиболее перспективные сегодня типы – солнечные коллекторы и солнечные фотоэнергетические установки (СФЭУ); экологические и социально-экологические характеристики солнечной энергетики; особенности расчетов технических и экономических ресурсов солнечной энергетики; далее оценка всем категориям ресурсов солнечной энергетики в мире и в России; представлена техническая база для развития солнечной энергетики в России.

Для студентов, обучающихся по направлению 140200 "Электроэнергетика", а также для студентов других направлений вузов, связанных с решением проблем энергоресурсосбережения в целом и охраны окружающей среды. Полезно для организаций и ведомств, связанных с проектированием, строительством и эксплуатацией солнечных энергетических установок в России

-----  
*Учебное пособие*

**Виссарионов Владимир Иванович,  
Дерюгина Галина Владимировна,  
Кузнецова Валентина Андреевна,  
Малинин Николай Константинович,**

Учебное пособие для вузов

Редактор: В.И.Виссарионов

Редактор издательства  
ЛР № 020528 от 05.06.97

---

Темплан издания МЭИ 2008 (1), учебн.	Подписано к печати	Формат				
Физ. Печ. л.	Печать офсетная	Тираж 300 экз.	Изд №	Заказ	Цена	Издательство

Издательство МЭИ, 111250, Москва, ул. Красноказарменная, д. 14

Отпечатано в типографии ЦНИИ «Электроника», 117415, Москва, просп.Вернадского, д. 39

ISBN

© Московский энергетический институт 2008

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Условные обозначения.....	6
Введение.....	9
<b>1 СОЛНЕЧНОЕ ИЗЛУЧЕНИЕ НА ЗЕМЛЕ И В КОСМОСЕ</b>	
1.1 Земля и солнце. Источники СИ и его особенности. Основные понятия и определения.....	13
1.2 Основные и дополнительные факторы и их влияние на приход СИ на произвольно-ориентированную приемную площадку в точке А 9 ( $\varphi^0$ , $\psi^0$ ) на Земле и в космосе.....	24
1.3 Расчет прихода прямого солнечного излучения на произвольно наклоненные приемные площадки.....	58
1.4 Контрольные вопросы по первой главе .....	62
<b>2 ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГЕЛИОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ И ЕГО ОСОБЕННОСТИ</b>	
2.1 Гелиоэнергетические расчеты. Особенности и состав требуемой исходной информации.....	63
2.2 Основные источники исходной информации по СИ в России и ее особенности.....	68
2.3 Кадастр солнечной энергии и его особенности.....	94
2.4 Контрольные вопросы по второй главе .....	111
<b>3 МЕТОДЫ РАСЧЕТА РЕСУРСОВ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ</b>	
3.1 Методы расчета валовых ресурсов в точке А ( $j^{\circ}, y^{\circ}$ ) и для заданной территории $S$ ( $\text{км}^2$ ) для горизонтальной приёмной площадки при наличии полной информации.....	112
3.2 Методы расчета валовых ресурсов в точке А ( $j^{\circ}, y^{\circ}$ ) и	116

	для заданной территории $S$ (км <sup>2</sup> ) для горизонтальной приемной площадки при ограниченном составе исходной информации для среднесуточных или месячных расчетных интервалов.....	
3.3	Методы расчета валовых ресурсов в точке $A(j^\circ, y^\circ)$ и для заданной территории $S$ (км <sup>2</sup> ) для наклоненной к югу приемной площадки для среднесуточных или среднемесячных расчетных интервалов.....	124
3.4	Методика расчета среднечасового прихода солнечного излучения на произвольно-ориентированную приемную площадку.....	135
3.5	Оптимизация ориентации приемной площадки, следящей за Солнцем по углу ее наклона и азимуту.....	147
3.6	Методические подходы к расчету технико-экологических и эколого-экономических ресурсов в точке $A(j^\circ, y^\circ)$ и для территории $S$ (км <sup>2</sup> ).....	150
3.7	Контрольные вопросы по третьей главе .....	155
<b>4</b>	<b>ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗЕМЛЕ И ИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ</b>	
4.1	Классификация СЭУ и их особенности.....	156
4.2	Солнечные энергетические установки коммунально-бытового назначения.....	161
4.3	Башенные СЭС и их энергетические особенности.....	185
4.4	Солнечные пруды и их энергетические особенности.....	190
4.5	Нетрадиционные технологии прямого преобразования солнечной энергии в электрическую.....	193
4.6	Концентраторы солнечного излучения и их энергетические особенности.....	199

4.7	Космические солнечные электростанции и их энергетические особенности .....	202
4.8	Контрольные вопросы по четвертой главе .....	208
<b>5</b>	<b>СОЛНЕЧНЫЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И ИХ ТЕХНИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ</b>	
5.1	Физические основы солнечной фотоэнергетики.....	209
5.2	Энергетические характеристики СФЭУ .....	214
5.3	Контрольные вопросы по пятой главе .....	227
<b>6</b>	<b>СОЦИАЛЬНО-ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ</b>	
6.1	Социально-экологические характеристики солнечной энергетики.....	228
6.2	Экономические показатели солнечной энергетики.....	237
6.3	Контрольные вопросы по шестой главе .....	258
	Список использованных источников.....	259
	Приложение 1 Расчет ресурсов солнечной энергетики.....	261
	Приложение 2 Обобщенные технико-экономические данные по солнечным фотоэлектрическим модулям и батареям.....	311

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

### *Солнечная энергетика*

$R, \left( \frac{Вт}{м^2} \right)$  – интенсивность потока солнечной радиации (СР) или солнечного излучения (СИ) или мощность СР или СИ на  $1 м^2$  приемной площадки (ПП);

$\mathcal{E}, \left( \frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot \Delta t} \right)$  – поток СР или СИ за интервал времени  $\Delta t$  или энергия СР или СИ, приходящаяся на  $1 м^2$  приемной площадки (ПП);

$R^r, \mathcal{E}^r$  – мощность и энергия СИ, приходящая на горизонтальную к поверхности земли ПП;

$R^\beta, \mathcal{E}^\beta$  – мощность и энергия СИ, приходящая на наклоненную ПП (НПП) под углом  $\beta$  к горизонту;

$R_\Sigma, R_{пр}, R_d, R_{отр}$  – суммарная, прямая, диффузная (рассеянная) и отраженная от поверхности земли мощность СИ;

$\mathcal{E}_\Sigma, \mathcal{E}_{пр}, \mathcal{E}_d, \mathcal{E}_{отр}$  – суммарная, прямая, диффузная (рассеянная) и отраженная от поверхности земли энергия СИ;

$\rho$ , о.е.;  $0 \leq \rho \leq 1$  – альbedo поверхности или отражательная способность поверхности или среды на земле;

$T_{cc}(\Delta t)$  – продолжительность солнечного сияния на земле за заданный интервал времени  $\Delta t$  (часы или время от восхода до захода солнца в течение суток; суммарное время солнечного сияния за интервал времени  $\Delta t$ );

$R_o, \mathcal{E}_o$  – мощность и энергия СИ в космосе за пределами земной атмосферы (на ее границе);

$AM_m$  – оптическая масса атмосферы –  $m$  (о.е.);

$T_{cc}^o, T_{cc}^{факт}$  – теоретическая и фактическая продолжительность солнечного сияния на земле в заданной точке ее поверхности;

$j_A^\circ, \lambda_A^\circ$ , (град) – широта и долгота заданной точки А на поверхности земли;

$R_m$ ,  $\mathcal{E}_m$  – мощность и энергия прямого СИ у земной поверхности на перпендикулярную к лучам поверхность при оптической массе атмосферы –  $m$ ;

$\delta^\circ$ , (град) – склонение Солнца;

$\omega^\circ$ , (град) – часовой угол Солнца;

$q^\circ$ , (град) – угол падения СИ или Солнца;

$q_z^\circ$ , (град) – зенитный угол СИ или Солнца;

$\alpha^\circ$ , (град) – высота солнца над горизонтом;

$a^\circ$ , (град) – азимут солнца;

$\gamma^\circ$ , (град) – азимут ПП;

$\kappa_o$ , о.е. – коэффициент прозрачности атмосферы;

СЭ – солнечный элемент;

СМ – солнечный модуль;

СБ – солнечная батарея;

СЭУ – солнечные энергетические установки;

СФЭУ, СФЭС – солнечные фотоэлектрические установки и станции;

СБЭУ, СБЭС – солнечные башенные энергетические установки и станции;

СПР – солнечный пруд;

СК – солнечный коллектор;

СТЭУ, СТЭС – солнечная тепловая энергетическая установка и станция;

КСИ – концентраторы солнечного излучения;

ЭК, ЭТК – энергетические и энерготехнологические комплексы;

ЭУ – энергетическая установка;

ПП – приемная площадка солнечного излучения;

СИ (СР) – солнечное излучение или солнечная радиация;

ТЭС, ГЭС, АЭС – тепловые, гидравлические и атомные электростанции;

ДЭУ, ДЭС – дизельные электроустановки и электростанции;

БЗЭУ – бензиновые энергоустановки;

ГТУ, ПГТУ – газотурбинные и парогазотурбинные энергоустановки;

$P_c$  (кВт, МВт) – нагрузка потребителей большой энергосистемы;

$P_{ЛЭС}$  (кВт, МВт) – нагрузка потребителей локальной энергосистемы;

$P_n$  (кВт) – нагрузка автономного потребителя;

$N_{гэс}, N_{тэс}, N_{аэс}, N_{гту}, N_{нгту}, N_{дэу}, N_{дэс}, N_{сэу}, N_{сэс}$  (кВт, МВт) – развиваемая полезная мощность различных видов энергоустановок и электростанций, отдаваемая на клеммах генератора;

$DN, DЭ$  (кВт, МВт и кВт.ч, МВт.ч) – потери мощности и энергии в тех или иных элементах ЭУ или электростанций или электрических сетях;

$h$  (% , о.е) – К.П.Д. – отдельного элемента ЭУ или электростанции;

$F$  ( м<sup>2</sup>, км<sup>2</sup>) - площадь рассматриваемого объекта или земельной территории;

ВИЭ, НВИЭ – возобновляемые и нетрадиционные возобновляемые источники энергии.



## ВВЕДЕНИЕ

В учебном пособии впервые в России изложены основные положения по энергетическому использованию солнечного излучения (СИ) на Земле, включая преобразование СИ в тепловую и электрическую энергию. В работе не рассматриваются детально на фундаментальном уровне теоретические положения по теплопереносу (термопередаче) и фотоэлектрическому эффекту (или генерации), а также оптики. Предполагается, что основные положения указанных разделов физики студенты должны изучать в разделе естественно-научных базовых дисциплин на первых курсах обучения в вузе. В связи с этим основные теоретические положения указанных разделов физики излагаются в пособии без детальных последовательных выводов тех или иных теоретических положений. То же самое касается и основных теоретических положений, касающихся геометрических расчетов по пространственному расположению Земли и Солнца, являющихся предметом изучения в астрофизике и актинометрии.

Все эти положения в пособии принимаются как исходные для проведения гелиоэнергетических (солнечных) расчетов различного назначения.

В пособии последовательно излагаются все основные положения, касающиеся энергетического использования СИ на Земле – от основных понятий солнечной энергетики до конкретных расчетов параметров и режимов СЭУ и СЭС (теплового и электрического назначения). В том числе основные понятия и определения солнечной энергетики; особенности информационного обеспечения гелиоэнергетических расчетов при работе солнечных энергетических установок в большой и локальной энергосистемах, а также на автономного потребителя; методы расчета прихода солнечного излучения на произвольно ориентированную приемную площадку в космосе и на земле в произвольно заданной точке и

на территории; основные технические схемы и энергетические характеристики современных типов солнечных энергетических установок, включая и наиболее перспективные сегодня типы – солнечные коллекторы и солнечные фотоэнергетические установки (СФЭУ); экологические и социально-экологические характеристики солнечной энергетики; особенности расчетов технических и экономических ресурсов солнечной энергетики; далее оценка всем категориям ресурсов солнечной энергетики в мире и в России; представлена техническая база для развития солнечной энергетики в России.

Рассчитываются три основных направления энергетического использования СИ на Земле с учетом того, что гарантированная мощность любой СЭУ или СЭС (взятой в отдельности) равна нулю с учетом особенностей временной цикличности прихода СИ на Землю (день-ночь):

1. Работа СЭУ или СЭС в большой энергосистеме (системные СЭУ или СЭС), совместно с ТЭС, АЭС, ГЭС и другими традиционными видами электростанций. Для этого случая доля всех СЭУ или СЭС очень мала по сравнению с общей установленной мощностью всех традиционных электростанций. В этом случае СЭУ и СЭС участвуют лишь в экономии дорогого ископаемого невозобновляемого топлива и участвуют тем самым в балансе энергии энергии большой энергосистемы за расчетные интервалы времени не менее суток-декады-месяца в целом. Максимум нагрузки подобных энергосистем может достигать тысяч и даже десятков тысяч МВт.

2. Работа или СЭС в локальной энергосистеме (ЛЭЭС) совместно с другими традиционными энергоустановками (как правило ДЭУ или ДЭС) по балансу электроэнергии. В этом случае доля СЭУ или СЭС по мощности может достигать десятков процентов от общего установленного максимума ЛЭЭС. В этом случае СЭУ или СЭС участвуют в балансе мощностей или энергии ЛЭЭС в качестве дублирующей мощности. Расчетные интервалы времени – часовые или суточные. В этом случае СЭУ

или СЭС, в основном, предназначены для экономии ископаемого невозобновляемого топлива, а также участвуют в балансе мощностей ЛЭЭС. Мощность ЛЭЭС может составлять несколько МВт или десятков МВт.

3. Работа СЭУ на автономного потребителя, мощность которого может составлять от нескольких кВт до сотен кВт. СЭУ в этом случае являются дублирующей мощностью, сопоставимой с максимумом нагрузки потребителя. Для повышения эффективности работы СЭУ в этом случае должны создаваться энергокомплексы (ЭК) на базе сочетания СЭУ с системами аккумуляции энергии и традиционными видами энергоустановок (например, ДЭУ или БЗЭУ). В качестве расчетных интервалов здесь должны использоваться часовые, а иногда и меньшие интервалы, в зависимости от вида потребителя, вида, состава и параметров ЭК.

Особенности расчета параметров и режимов, указанных выше систем энергоснабжения, накладывают особые требования на информационное обеспечение гелиоэнергетических расчетов, которые существенно отличаются от аналогичного обеспечения общепринятых сегодня климатологических расчетов. Особенно это касается третьего расчетного случая, для которого, как правило, отсутствует полностью или частично требующаяся исходная информация для гелиоэнергетических расчетов. Следует отметить, что сегодня отсутствуют в России и научно обоснованные руководящие материалы по информационному обеспечению гелиоэнергетических расчетов.

Представленные в учебном пособии материалы, в основном, предназначены для студентов специальности 140202 "Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ)". Они будут полезны и для студентов направления 140200 "Электроэнергетика", а также других направлений, связанных в той или иной мере с решением проблем энергоресурсосбережения в целом и охраны окружающей среды.

Авторы приносят благодарность за большую помощь в подготовке рукописи учебного пособия к печати инженеру А.А.Бурмистрову и аспиранту А.Н.Якушову.

Авторский коллектив благодарит рецензентов – доктора технических наук, профессора В.В.Волшаника и кандидата технических наук, доцента Н.И.Матвиенко за ценные замечания и рекомендации.

Материалы учебного пособия могут быть использованы в организациях и ведомствах, связанных с проектированием, строительством и эксплуатацией систем энергоснабжения на базе НВИЭ.

# 1 СОЛНЕЧНОЕ ИЗЛУЧЕНИЕ НА ЗЕМЛЕ И В КОСМОСЕ

1.1 Земля и солнце. Источники СИ и его особенности. Основные понятия и определения

Солнечная энергетика – это отрасль науки и техники, разрабатывающая научные основы, методы и технические средства использования энергии солнечного излучения на Земле и в космосе для получения электрической, тепловой или других видов энергии и определяющая области и масштабы эффективного использования энергии Солнца в экономике страны.

Источник СИ – Солнце, которое имеет примерный радиус в 695300 км и массы около  $2 \cdot 10^{30}$  кг. Температура поверхности Солнца – около  $6000^{\circ}$  С, внутри Солнца – около  $40000000^{\circ}$  С. В течение года Солнце излучает в космическое пространство около  $1,3 \cdot 10^{24}$  Кал. Земля движется вокруг Солнца по эллиптической орбите с эксцентриситетом. При этом ее ось вращения постоянно наклонена к плоскости ее вращения вокруг Солнца на  $66^{\circ}33'$  или  $66^{\circ}55'$ . Расстояние от Земли до Солнца меняется в пределах от 147 до 152 млн.км (в среднем – 149, 6 млн.км). При этом когда Земля находится на участке эллипса, расположенном ближе к Солнцу, то она движется быстрее (около 30,3 км/с). В противоположном случае – медленнее (около 29, 3 км/с). Из-за этого продолжительность истинных солнечных суток на Земле постоянно меняется. Самые длинные дни - 23 декабря, когда они, например на 51 секунду длиннее, чем 16 сентября, когда они самые короткие. При этом принято называть истинными солнечными сутками промежутки времени между двумя верхними положениями центра солнечного диска в смежные земные сутки. Это означает, что если бы на Земле учитывали указанные особенности движения Земли относительно Солнца, то пришлось бы ежедневно менять настройку часов, которые должны идти то медленнее, то быстрее.

Поэтому на Земле сегодня понятие так называемых средних солнечных суток, продолжительность их всегда одинакова и равна 24 часам. Время, измеряемое по так называемому среднему Солнцу, называется средним солнечным временем, а – по истинному Солнцу – истинным солнечным временем. Разность между ними называется уравнением времени. Значение последнего на каждый день дается в астрономических календарях и ежегодниках. Приблизженный график изменения уравнения времени представлен на рисунке 1.1. Представленная на нем кривая показывает среднее время в истинный полдень (максимум высоты центра Солнца над горизонтом).

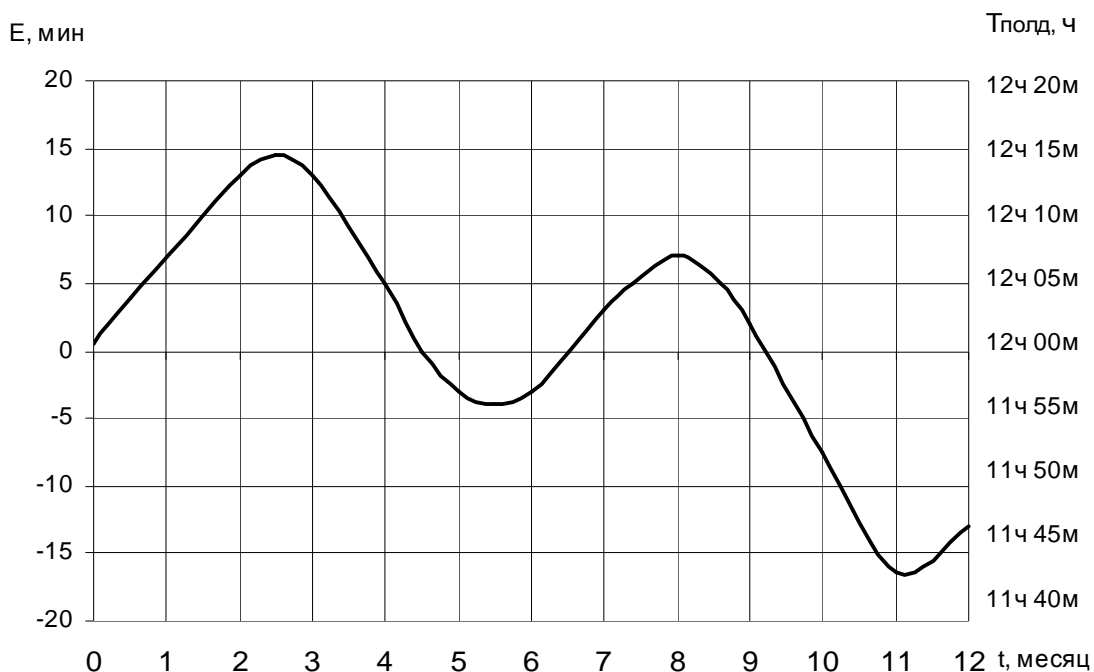


Рисунок 1.1 График уравнения времени. Кривая показывает среднее время в истинный полдень

Истинное и среднее время равны между собой 15.04, 14.06, 1.06 24.12 каждого года. Максимум уравнения времени имеет место 11.02 (+14'22"), минимум – 2.11 (-16'24"). Угловой размер Земли по отношению к Солнцу -

32'. Радиус Земли составляет около 6378 км. Масса Солнца примерно в 333000 раз превышает массу Земли, а его объем в  $1,3 \cdot 10^6$  раз превышает объем Земли. Солнце излучает в каждый момент времени в космосе около  $4 \cdot 10^{23}$  кВт, из которых на Землю приходит всего около  $0,25 \cdot 10^9$  всего объема излучения Солнца. Продолжительность жизни Солнца – несколько миллиардов лет, что позволяет сегодня считать его вечным самым мощным источником энергии на Земле.

На всю поверхность Земли приходится около  $(0,85 - 1,2) \cdot 10^{14}$  кВт или  $(7,5 - 10) \cdot 10^{17}$  кВт·ч/год при среднем удельном поступлении СИ 200 – 250 Вт/м<sup>2</sup> или 1752-2190 кВт·ч/м<sup>2</sup>·год. При этом диапазон удельного прихода СИ на Землю меняется весьма значительно, как во времени, так и по ее территории:  $(170-1000)$  Вт/м<sup>2</sup> или  $(17 - 100) \cdot 10^4$  кВт·ч/км<sup>2</sup>. Приход всех прочих видов энергии составляет всего 19 кВт/км<sup>2</sup>, что говорит об огромных возможностях СИ на Землю.

Если принять, что мощность всех видов энергоустановок на Земле составляет сегодня около 10 ТВт или  $10 \cdot 10^9$  кВт, то мощность СИ превышает современные потребности человечества в тысячи раз.

Внутри Солнца постоянно происходят реакции ядерного синтеза. В активном ядре Солнца температура достигает до  $10^7$  градусов Кельвина. Спектральное излучение потока излучения из ядра – неравномерно. Указанное излучение ядра Солнца поглощается внешними относительно неактивными слоями, нагретыми до  $5800^0$  К. В результате этого спектральное распределение излучения Солнца становится относительно непрерывным. Каждую секунду Солнце выбрасывает в среднем  $4 \cdot 10^9$  кг материи, которая превращается в энергию, излучаемую в космосе в виде электромагнитных волн. Таким образом, физической основой СИ на Земле является процесс переноса энергии при распространении электромагнитных волн в прозрачной среде. По квантовой теории электромагнитные волны – это поток фотонов или элементарных частиц с

нулевой массой покоя и распространяющихся со скоростью света в вакууме.

В космосе через  $1 \text{ м}^2$  за  $1 \text{ с}$  проходит  $4 \cdot 10^{21}$  фотонов, энергия которых ( $\mathcal{E}_\phi$ ) можно определить по формуле

$$\mathcal{E}_\phi = h \nu, \quad (1.1)$$

где  $h = 6,626176 \cdot 10^{-34} \text{ Дж} \cdot \text{с}$  – постоянная Планка, а  $\nu$  – частота электромагнитных волн, обратно пропорциональная их длине в микрометрах.

На рис. 1.2 представлен спектр СИ за пределами атмосферы в космосе, приходящееся на  $1 \text{ м}^2$  приемной площадки, перпендикулярной СИ, а в таблице 1.1 числовые значения указанной кривой. Там же представлено и аналогичное указанной кривой спектральное распределение энергии или теоретическое распределение излучения черного тела при температуре  $5630,7^0\text{К}$  и в  $6000^0\text{К}$ , которые почти полностью соответствуют там же представленному спектральному распределению СИ -  $e_I(I)$ .

Площадь всей фигуры под графиком  $e_I(I)$  называется солнечной постоянной  $e_o$  ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) и определяется по формуле

$$e_o = \int_0^{\infty} e_I(I) dx = const \quad (1.2)$$

По международному соглашению 1981 г в качестве  $e_o$  в расчетах рекомендовалось принимать  $e_o = 1370 \text{ Вт}/\text{м}^2 = 1,96 \text{ кал}/\text{мин} \cdot \text{см}^2$ . В России в различных источниках рекомендуется принимать  $e_o$  в диапазоне от  $1350$  до  $1360 \text{ Вт}/\text{м}^2$ . Подобное обстоятельство практически постоянного прихода СИ в космосе на приемную площадку играет огромную роль для космической солнечной энергетики. Космический аппарат, запущенный в космос будет иметь постоянный, практически не меняющийся приход ССИ в случае ориентации приемной площадки перпендикулярно к



направлению на Солнце.

Таблица 1.1 Спектральная плотность СИ в космосе на границе атмосферы  $e_I(I)$ , где  $e_I$  (Вт/м<sup>2</sup>·мкм) и  $I$  (мкм)

$\lambda$ , Мкм	0,115	0,2	0,4	0,48	0,6	0,8	1,0	1,4	2,8	4,0
$e_\lambda$ , Вт/м <sup>2</sup> ·мкм	0,007	10,7	1429	2074	1666	1109	748	337	39	9,5

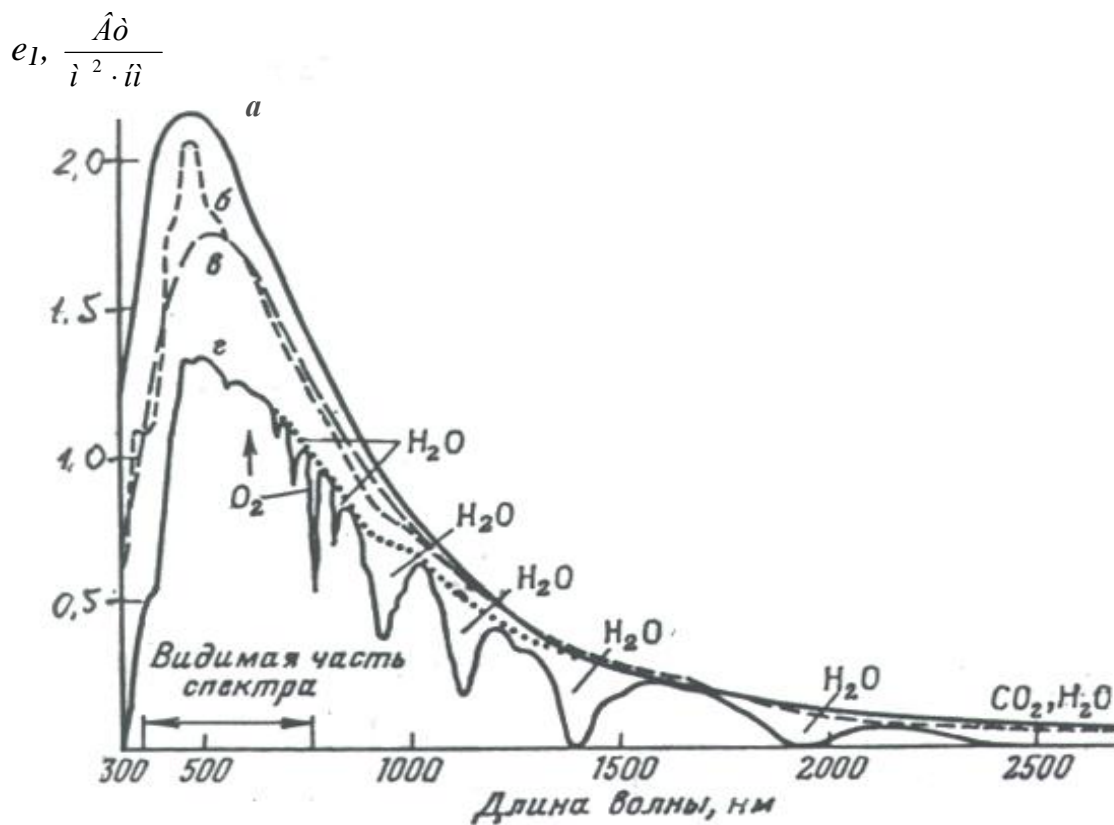


Рисунок 1.2 Кривые спектрального распределения: а) – черное тело при 6000 К; б) – спектр внеземного солнечного излучения Текерара (1971 г); в) – черное тело при 5630,7 К; г) – прямая солнечная радиация при относительно чистой атмосфере

Спектр солнечного излучения на поверхности Земли очень существенно отличается от представленного на рис.1.2 в меньшую сторону

и зависит от многого числа, влияющих факторов, что подробно будет рассмотрено ниже.

Значение  $e_o$  в действительности меняется в течение года: на  $\pm 1,5\%$  из-за изменения потока СИ во времени; на  $\pm 4\%$  из-за изменения расстояния между Землей и Солнцем в течение года. Ориентировочный характер изменения  $e_o(t)$  в течение года показан на рис.1.3.

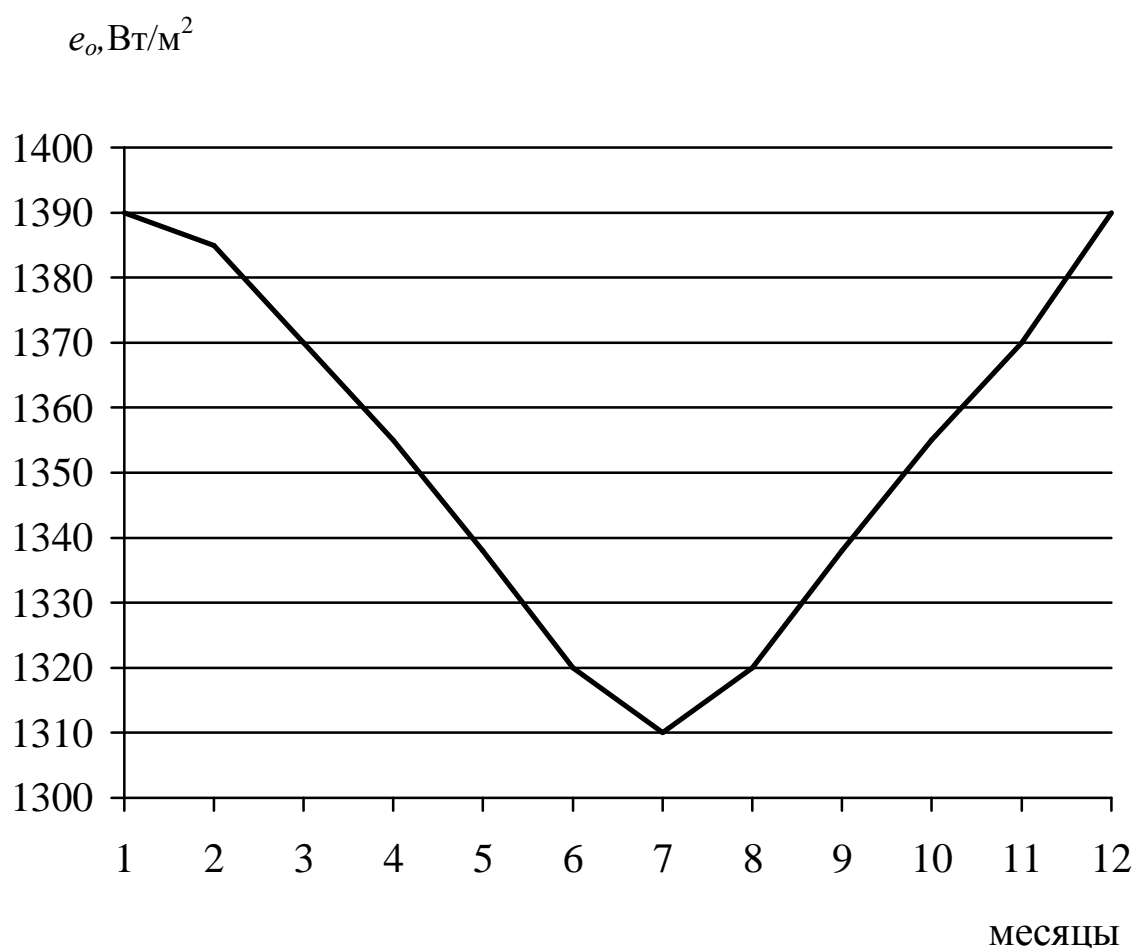


Рисунок 1.3 Изменение  $e_o$  в течение года

Кроме того, СИ меняется и по годам из-за изменения интенсивности СИ по так называемым многолетним годовым циклам солнечной активности. Из них наиболее известен цикл Вольфа, равный 11 годам. Из

сказанного следует, что для получения достаточно достоверных результатов гидроэнергетических расчетов требуется наличие длительных периодов наблюдений за СИ – не менее 25-50 лет в зависимости от вида самих расчетов (см. выше).

С другой стороны сам спектр СИ (см. рис.1.2) можно разделить по длине электромагнитных волна три основные области или зоны, что является весьма важным при оценке эффективности конкретных СФЭУ:

- область ультрафиолетового СИ при  $0 < \lambda \leq 0,4$  мкм, занимающая около 9% всей  $e_o$ ;
- область видимого СИ при  $0,4 < \lambda \leq 0,7$  мкм, занимающая около 45% всей  $e_o$ ;
- область инфракрасного теплового излучения при  $\lambda > 0,7$  мкм, занимающая около 46% всей  $e_o$ .

При этом доля СИ для  $\lambda > 2,5$  мкм практически очень мала. Считается, что обычно используемая в солнечной энергетике зона  $e_o$  ограничивается длиной волн  $\lambda$  до 2,4 мкм (95%  $e_o$ ).

В солнечной энергетике принято выделять три основных понятия или показателя, представленных ниже в таблице 1.2: поток или энергия СИ за заданный интервал времени; мощность или интенсивность потока СИ; продолжительность солнечного сияния за заданный интервал времени. В таблице 1.2 приведены также и разные обозначения, используемые разными авторами сегодня в солнечной энергетике. Последние объясняются в России и отсутствием сегодня соответствующего ГОСТ-а.

Величина  $T_{cc}$ , ч в таблице 1.2 характеризует собой то время, в течение которого середина солнечного дня находится над горизонтом в данной точке поверхности земли.

Таблица 1.2 Основные понятия или показатели СИ

Показатель	Обозначения		Размерности		Взаимосвязь размерностей
	МЭИ	Про-чие	в электро-энергетике	в тепло-энергетике	
Энергия или поток СИ за заданный интервал времени (Т или ∇t)	$\mathcal{E}(T)$ или $\mathcal{E}(\tilde{N}t)$	$H(T)$ $Q(T)$ или $H(\tilde{N}t)$ $Q(\tilde{N}t)$	$\frac{\hat{e}\hat{A}\hat{\Delta}\hat{\Delta}\cdot\hat{\Delta}}{i^2}$  $\frac{\hat{i}\hat{A}\hat{\Delta}}{i^2}$	$\frac{\hat{e}\hat{a}\hat{e}}{ci^2}$	1 кВт·ч=3,6 МДж 1 МДж=0,278 кВт·ч $1 \frac{\hat{e}\hat{a}\hat{e}}{ci^2} = 4,19 \frac{\hat{i}\hat{A}\hat{\Delta}}{\hat{n}i^2}$  $=0,0419 \frac{\hat{i}\hat{A}\hat{\Delta}}{i^2}$  $=0,011639 \frac{\hat{e}\hat{A}\hat{\Delta}\cdot\hat{\Delta}}{i^2}$
Мощность или интенсивность потока СИ в момент времени t	$R(T)$	$N(t)$ $G(t)$	$\frac{\hat{A}\hat{\Delta}}{i^2}$	$\frac{\hat{e}\hat{a}\hat{e}}{i\hat{e}i \cdot \hat{n}i^2}$	$1 \frac{\hat{e}\hat{a}\hat{e}}{i\hat{e}i \cdot \hat{n}i^2} =$  $=698 \frac{\hat{A}\hat{\Delta}}{i^2}$
Продолжительность солнечного сияния за заданный интервал времени (Т или ∇t)	$T_{cc}$	SS	ч	ч	-

Примечание 1 кВт=7000 Ккал=7Мкал=29330 КДж = 29,33МДж ==8,147 кВт.ч.

При прохождении СИ через земную атмосферу одновременно происходят три процесса. Отражение СИ обратно в космос (около 34%), которое не зависит от длины волны СИ. Большая часть СИ отражается облаками и самой атмосферой Земли. Поглощение СИ атмосферой (около 19%), когда энергия СИ переходит в тепло (инфракрасное излучение), излучаемое обратно в космос. Пропускание СИ на поверхность Земли (около 47%); около 20% его отражается от поверхности земли и в виде инфракрасного излучения уходит обратно в космос; только 27% всего СИ, поступающего на землю из космоса, преобразуется в энергию, которая идет на испарение и нагрев воды, нагрев атмосферы, образование ветров, волн, течений и т.д.

В целом, когда в процессе прихода и ухода преобразованного СИ на

Земле существует баланс, климат Земли не меняется. В случае его нарушения происходит изменение климата на Земле.

СИ на Земле обладает целым рядом особенностей.

В том числе:

1. СИ – это практически неиссякаемый источник возобновляемой энергии на Земле, во много раз превосходящий ресурсы всех других источников энергии на Земле.

По оценкам Минтопэнерго России, сделанным в 1994 г. валовые ресурсы СИ в России равны  $7,07 \cdot 10^6$  тВт·ч/год; технические - 7070 тВт·ч/год (0,1% от валовых) и экономические – 35,5 тВт·ч/год (0,5% технических). В современных условиях развития рыночных отношений в стране, росте стоимости невозобновляемого ископаемого топлива и росте значимости социально-экологических факторов, эффективность солнечной энергетики неизмеримо возрастает. В том числе и с учетом вступления страны в ВТО, что приведет неизбежно к росту стоимости 1 кВт·ч на традиционных видах электростанций и, как следствие, росту доли экономического потенциала солнечной энергетике в стране. Последнее уже наблюдается в ряде развитых стран "восьмерки" в мире (Германия, Япония, США и т.д.). В целом, если учесть реальные ресурсы СИ в разных странах мира и предположить, что солнечная энергетика будет составлять в них около 20% от всей годовой выработки в них, то в таблице 1.3 представлены ориентировочные значения площади СЭИ в % от общей территории стран, которые потребуются для обеспечения указанного количества энергии. Данные, представленные в таблице 1.3 говорят о том, что реализация подобных проектов вполне возможна в перспективе.

Таблица 1.3 Площадь стран мира, необходимая для установки СЭС с годовой выработкой, равной 20% от общего годового потребления электроэнергии при КПД СЭУ в 10 % ( % от суммарной площади стран)

Страна	%	Страна	%	Страна	%
Австралия	0,000	США	0,3	Япония	1,2
Россия	0,032	Франция	0,6	Англия	2,0
Канада	0,04	Италия	0,8	Германия	2,4
Швеция	0,3	Дания	1,0	Голландия	4,0

Весьма хорошие перспективы солнечной энергетики с представленной выше точки зрения и в России. Например, в 2005 г в России было выработано около  $945 \cdot 10^9$  кВт·ч электроэнергии при населении в 146 млн. человек и территории около 15 млн.км<sup>2</sup> или 6472 кВт·ч/чел·год. Если принять, что СЭС будут вырабатывать в будущем около 20% указанной выработки электроэнергии или около  $189 \cdot 10^9$  кВт·ч при КПД СФЭУ в 10% и валовых удельных ресурсах в  $0,471 \cdot 10^9$  кВт·ч/км<sup>2</sup>·год, то для получения подобной выработки теоретически требуется около 4752 км<sup>2</sup> (69 км·69 км) или всего 0,0315 % от общей территории страны. Учитывая огромные неосвоенные территории России, подобное техническое решение вполне приемлемо, даже если указанная требующаяся площадь СЭС будет несколько увеличена с учетом естественного не полного использования всей указанной площади СФЭУ. Естественно, что подобный мегаполис, учитывая циклический характер поступления СИ на Землю, должен быть оснащен и устройствами для аккумуляции и перераспределения солнечной энергии во времени с целью удовлетворения переменных во времени графиков нагрузки энергосистем в стране. Если подобный мегаполис соорудить в Сибири, то реальными аккумуляторами энергии могут служить водохранилища мощных сибирских ГЭС, работающих параллельно с указанными и СЭС. В том

числе и с мощными ГАЭС или ГЭС-ГАЭС в каскаде сомкнутых высоконапорных ГЭС. Другим перспективным вариантом перераспределения солнечной энергии во времени может служить водородная энергетика, реализуемая также на базе больших водохранилищ Сибирских высоконапорных ГЭС.

2. Солнечное излучение на Земле достаточно хорошо изучено для климатологических расчетов, но недостаточно – для ряда энергетических расчетов. Особенно это касается расчетов по созданию систем энергоснабжения на базе СЭУ для автономных потребителей, а также небольших локальных энергосистем.

3. СВ относительно безопасно преобразуется в другие виды энергии

4. В процессе изменения СИ на Земле во времени и пространстве есть закономерные и случайные составляющие, что значительно затрудняет получение достоверных данных по СИ на Земле для энергетических расчетов из-за относительно коротких рядов наблюдений за СИ на Земле, а также ограниченности стационарных точек наблюдения за СИ в России.

5. СИ на поверхности Земли – рассеянная энергия, которая во-много раз меньше, чем подобная удельная энергия на  $1 \text{ м}^2$  полезной площади в традиционных ТЭС и, тем более АЭС. Для создания мощных системных СЭС, в связи с этим, требуются площади больше, чем для ТЭС и АЭС аналогичной мощности. С другой стороны на СИ на Земле влияет огромное количество разнообразных факторов, что затрудняет получение достоверной информации для энергетических расчетов в солнечной энергетике. В том числе: температура окружающей среды в рассматриваемой точке  $A$  с координатами  $j^0$  и  $y^0$ , облака, аэрозоли, озон, пары, турбулентность атмосферы и т.д., а также размещение ПП на Земле, ее ориентация на Солнце, вид технической схемы СЭУ и т.д. и т.п.

Все сказанное выше, а также ряд других положений позволяет

сделать вывод о том, что для энергетических расчетов необходимы длинные ряды наблюдений за Солнцем, с одной стороны, и необходимо знать строение и особенности земной атмосферы, которую изучает метеорология (meteoros – поднятый вверх или небесный) со своим информационным и методическим обеспечением в каждой стране мира.

1.2 Основные и дополнительные факторы и их влияние на приход СИ на произвольно-ориентированную приемную площадку в точке  $A(j^0, y^0)$  на Земле и в космосе

Солнечная энергия распространяется в космосе в виде так называемого прямого направленного потока СИ, характеризующегося собой в виде прямой линии, связывающей собой Солнце (источник СИ) и приемную площадку СИ. В виду наличия атмосферы и подстилающей поверхности Земли на произвольно-ориентированную приемную площадку СИ поступает уже в виде трех потоков солнечной энергии: прямая  $R_{np}(t)$ , диффузная или рассеянная  $R_{\delta}(t)$  и отраженная  $R_{om}(t)$  от поверхности Земли (см. рис.1.4), т.е. суммарный поток СИ на приемную площадку  $R_{\hat{a}}(t)$  на поверхности Земли будет в каждый момент времени  $t$  складываться как:

$$R_{\hat{a}}(t) = R_{np}(t) + R_{\delta}(t) + R_{om}(t). \quad (1.3)$$

В (1.3)  $R_{np}(t)$  – прямое СИ, реализуемое в виде направленного потока СИ вдоль прямой линии, связывающей собой Солнце и приемную площадку СИ на земле;  $R_{\delta}(t)$  – диффузное СИ, реализуемое за счет направленного СИ, рассеянного в атмосфере земли облаками, а аэрозолями, пылью и т.д.;  $R_{om}(t)$  – отраженная от поверхности земли часть направленного СИ.



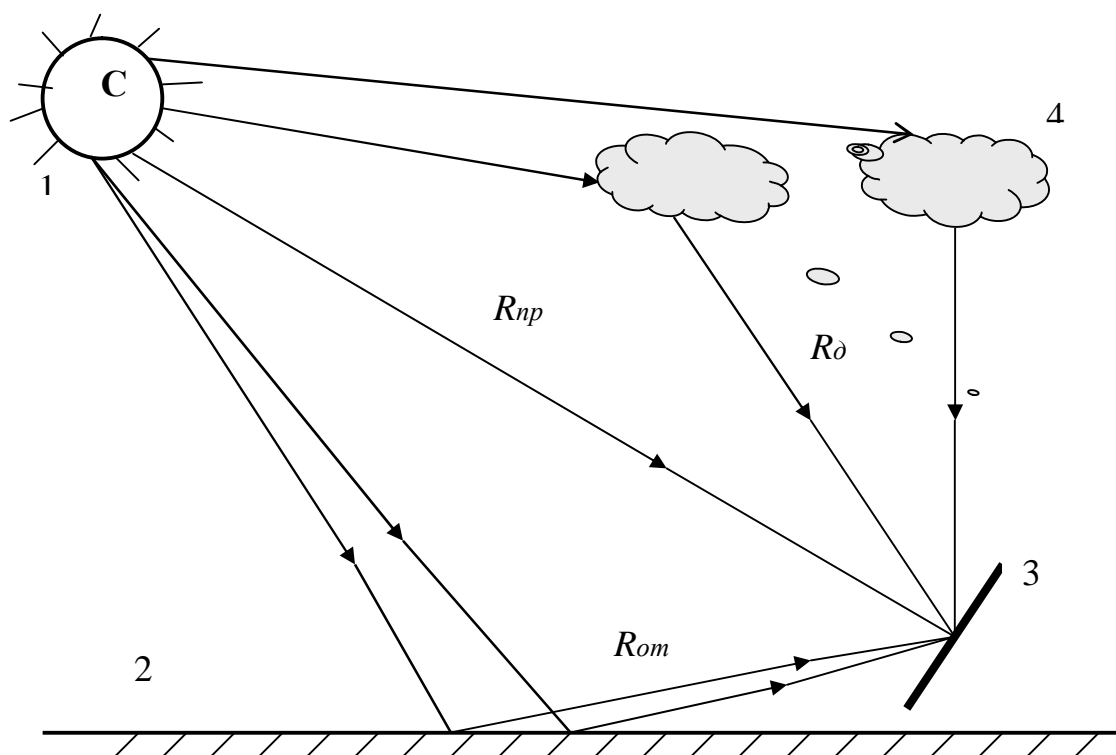


Рисунок 1.4 Основные составляющие солнечного излучения на поверхности Земли: 1- Солнце, 2 –поверхность Земли, 3 – приемная площадка, 4 – облака, аэрозоли, пыль

Если для приемной площадки в космосе  $R_{\dot{a}}(t)$  определяются только за счет направленного СИ (т.е.  $R_{np}(t)$ ), то на поверхности Земли  $R_{\dot{a}}(t)$  зависит от многих факторов, и, в первую очередь, от геометрического расположения приемной площадки относительно Солнца. Для пояснения сказанного на рис.1.5 представлена произвольно-ориентированная наклоненная к югу плоская приемная площадка, расположенная на поверхности земли в точке А с координатами  $j_A^0$ , град. сев. широты;  $y_A^0$ , град. – восточной долготы. Основные обозначения на рис.1.5: S - горизонтальная площадка на земле с точкой  $A(j_A^0, y_A^0)$ , где расположена произвольно-ориентированная плоская приемная площадка F, наклоненная

к Югу под углом  $b^0$ ,  $OO$  – линия пересечения плоскостей  $F$  и  $S$ ;  $AD \in S$  и  $AD \perp OO$ ;  $AC \in F$  и  $AC \perp OO$ ;  $AE \perp F$ ;  $AB \in S$ ;  $G$  – солнце;  $AH \in S$  и  $AH$  является проекцией  $AG$  на  $S$ .

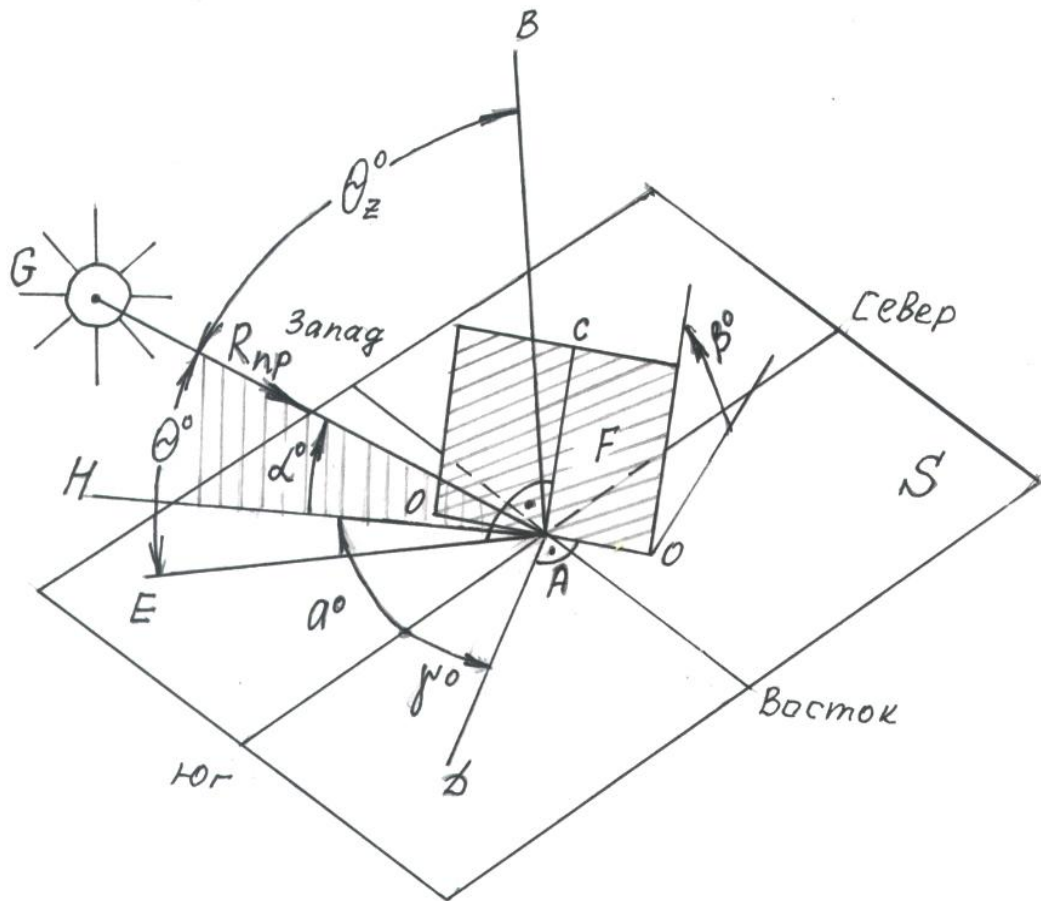


Рисунок 1.5 Геометрия приемной площадке на Земле и Солнца

Соответственно определяются следующие характерные углы для приемной площадки  $F$  по отношению к  $R_{np}(t)$ :  $J^0$  – угол падения солнца, равный углу между  $GA$  и перпендикуляром к  $F$ , т.е. угол между направлением на Юг и перпендикуляром  $AD$  к  $OO$  ( $\gamma^0=0$  для площадки, ориентированной строго на Юг;  $\gamma^0 < 0$ , т.е.  $-90^0 \leq \gamma^0 < 0$ ) для площадки, ориентированной к западу;  $\alpha^0$  – высота солнца над горизонтом или угол

между направлением GA и его проекцией на плоскость (т.е. НА);  $a^0$  – азимут солнца или угол между направлением на Юг и проекцией GA и плоскостью S (т.е. НА); знаки  $a^0$  и  $\gamma^0$  совпадают между собой.

Соотношение между  $\vartheta^0$  и  $\vartheta_z^0$  для горизонтальной ( $b^0=0$ ) и наклоненной приемной площадки ( $b^0>0$ ) показано на рис.1.6. Очевидно, для случая, когда  $\beta^0=0$  углы  $J^0$  и  $J_z^0$  совпадают между собой, т.е.  $\vartheta^0 \equiv \vartheta_z^0$ . На рис.1.6 принято, что высота Солнца в случае а) и б) одинаковы, т.е.  $\alpha_1^0 = \alpha_2^0$ . Однако, количество солнечной энергии, количество солнечной энергии, поступающей на приемную площадку  $R(t)$ , определяемое соотношением

$$R(t) = R_{np}(t) \cdot \cos J^0(t) \quad (1.4)$$

будет различным. Очевидно, что для случая б) значение  $R(t)$  будет больше, чем для случая а). В целом можно констатировать то, что приход прямого СИ на приемную площадку во-многом определяется значением  $J^0(t)$ .

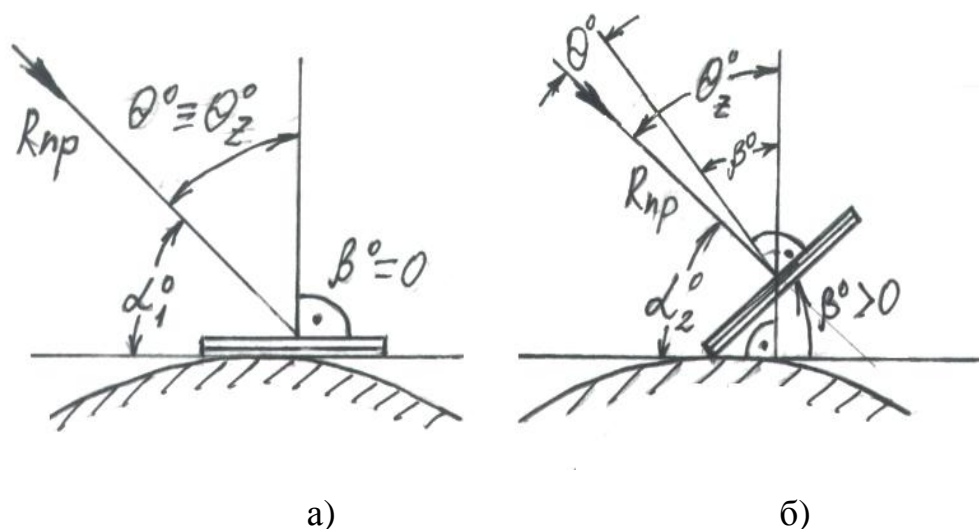


Рисунок 1.6 Соотношение  $\vartheta^0$  и  $\vartheta_z^0$  для горизонтальной а) и наклонной б) приемной площадки

Последнее для любого момента времени  $t$  теоретически можно определить для условий равномерного движения Земли по орбите вокруг Солнца и вокруг земной оси приемной площадки в точке  $A(j^0_A, y^0_A)$ , имеющей  $b^0$  и  $\gamma^0$  и постоянными в данный момент времени и за расчетный период  $T=t_k-t_0$  (т.е.  $(b^0(t)=b^0; \gamma^0(t)=\gamma)$

$$\cos J^0(t) = \sin b^0 \{ \cos d^0(t) \{ \sin j^0_A \times \cos \gamma^0 \times \cos w^0(t) + \sin \gamma^0 \times \sin w^0(t) \} - \sin d^0(t) \times \cos j^0_A \times \cos \gamma^0 \} + \cos b^0 \{ \cos d^0(t) \times \cos j^0_A \times \cos w^0(t) + \sin d^0(t) \times \sin j^0_A \}, \quad (1.5)$$

Уравнение (1.5) с помощью некоторых тригонометрических преобразований можно представить в следующем виде:

$$\cos J^0(t) = (A-B) \times \sin d^0(t) + [C \times \sin w^0(t) + (D-E) \times \cos w^0(t)] \times \cos d^0(t), \quad (1.6)$$

где  $A = \sin j^0_A \times \cos b^0$ ;  $B = \cos j^0_A \times \sin b^0 \times \cos \gamma^0$ ;  $C = \sin b^0 \times \sin \gamma^0$ ;  $D = \cos j^0_A \times \cos b^0$ ;  $E = \sin j^0_A \times \sin b^0 \times \cos \gamma^0$ .

Для некоторых характерных случаев расположения приемной площадки по отношению к солнцу уравнения (1.5) и (1.6) можно преобразовать к следующему более простому виду.

Горизонтальная приемная площадка, т.е.  $b^0=0$ :

$$\cos J^0(t) = \cos J_z^0(t) = \cos w^0(t) \times \cos j^0_A \times \cos d^0(t) + \sin j^0_A \times \sin d^0(t). \quad (1.7)$$

Перпендикулярная к поверхности Земли приемная площадка, т.е.  $b^0=90^0$ :

$$\cos J^0(t) = \cos d^0(t) \{ \sin j^0_A \times \cos \gamma^0 \times \cos w^0(t) + \sin \gamma^0 \times \sin w^0(t) \} - \sin d^0(t) \times \cos j^0_A \times \cos \gamma^0. \quad (1.8)$$

Наклоненная строго к югу приемная площадка, т.е.  $b^0 > 0$  и  $\gamma^0 = 0$ :

$$\cos J^0(t) = \sin(j^0_A - b^0) \times \sin d^0(t) + \cos(j^0_A - b^0) \times \cos d^0(t) \times \cos w^0(t) \quad (1.9)$$

Во всех представленных выше формулах для расчета  $J^0(t)$  присутствуют еще два характерных параметра:  $d^0(t)$  – склонение Солнца и  $w^0(t)$  – часовой угол Солнца.

Рассмотрим особенности методов расчета этих параметров, которые также сильно влияют на приход СИ на приемную площадку на Земле и определяются взаимным расположением Земли по отношению к Солнцу в каждый текущий момент времени  $t$  или интервал времени  $Dt$  нахождения Земли на небесной орбите.

На рис. 1.7 представлена схема вращения Земли вокруг Солнца в течение года, а на рис. 1.8 схема освещенности поверхности Земли Солнцем в разные характерные сутки года.

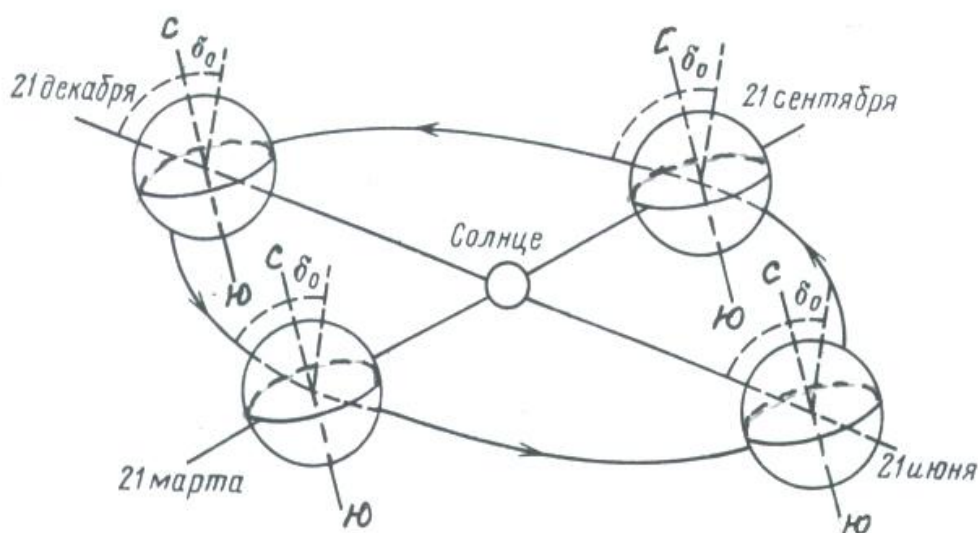


Рисунок 1.7 Схема вращения Земли вокруг Солнца. Средняя линия на

поверхности Земли – экватор

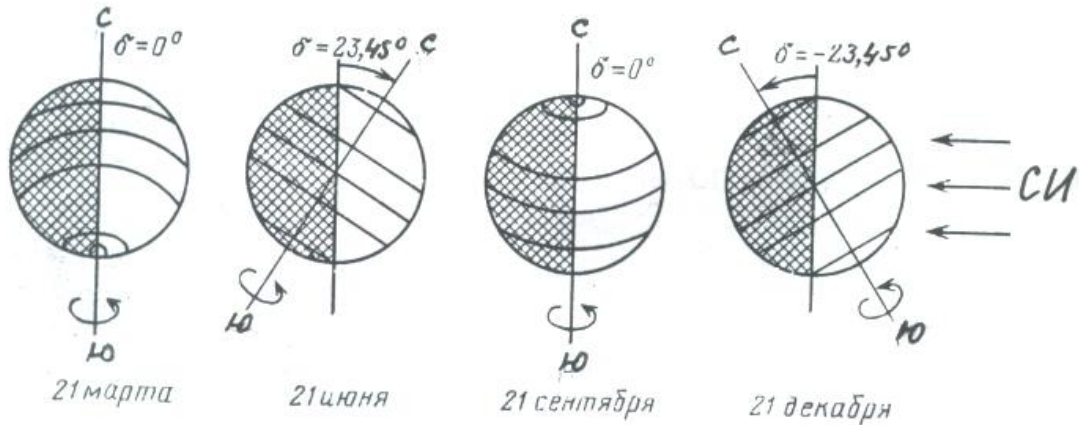


Рисунок 1.8 Схема освещения поверхности Земли солнечным излучением в различные времена года. Отмечены широты  $0^\circ$ ;  $\pm 23,45^\circ$ ;  $\pm 66,55^\circ$ . Видно, как меняется склонение  $d$ . Стрелками обозначен поток солнечного излучения

Известно, что Земля обращается вокруг Солнца по эллиптической орбите с эксцентриситетом  $a=0,033$ . При этом направление наклона условной земной оси вращения остается фиксированным в пространстве под углом  $23^\circ 27' = 23,45^\circ$  к нормали к плоскости обращения Земли вокруг Солнца (см. рис.1.8). В этом случае, угол между прямым направлением к Солнцу и плоскостью экватора Земли (или экваториальной плоскостью) называется склонением Солнца. Численно он равен углу между нормалью к плоскости вращения Земли вокруг Солнца и направлением оси вращения Земли (см. рис. 1.8). В северном полушарии угол  $d^p$  плавно меняется в течение года от  $-23^\circ 27'$  для 21 декабря до  $+23^\circ 27'$  для 21 июня и равен нулю 21 сентября и 21 марта в дни солнцестояния (максимальное по модулю значение  $d^p(t)$  обозначается обычно через  $d_0$  и равно  $23,45^\circ$ ). Значение  $d^p(t)$  для каждых суток года с текущим номером  $n_1=1$  для 1.01;

$n_2=2$  для 1.02 и т.д. до  $n_{365}=31.12$  можно вычислить с высокой степенью точности по формуле Купера

$$d(n_i) = d_0 \times \sin(360 \times (284 + n) / 365), \quad (1.10)$$

где  $360^\circ$  – значение полного оборота земли вокруг солнца за год; 365 – число дней в году, а 284 – число суток от 21 марта до 31 декабря. Характерные значения  $d^\circ(n_i)$  приведены ниже в таблице 1.4.

Таблица 1.4 Характерные значения  $d^\circ(n_i)$  в течение года

$d^\circ$ , град.	$0^\circ$	$+23,45^\circ$	$0^\circ$	$-23,45^\circ$
( ... ), град	$360^\circ$	$450^\circ$	$540^\circ$	$630^\circ$
$\sin( ... )$ , о.е.	0	+1	0	-1
$n_i^{расч}$ , дни	81	172,25	263,5	354,75
$n_i^{факт}$ , дни	22.03	19.06÷20.06	21.09÷22.09	20.12÷21.12

Численные значения  $d^\circ(n_i)$  в течение года ( $1 \leq n_i \leq 365$ ) для характерных для эмпирических расчетов суток каждого месяца приведены ниже в таблице 1.5 в соответствии с формулой Купера.

Таблица 1.5 Численные значения  $d^\circ(n_i)$  для характерных для эмпирических расчетов суток каждого месяца года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
дата	17.01	16.02	16.03	15.04	15.05	12.06	17.07	16.08	15.09	15.10	14.11	11.12
$n_i$ , о.е.	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
$d^\circ$ , град	-20,92	-12,95	-2,42	9,41	18,79	23,09	21,18	13,45	2,22	-9,6	-18,91	-23,05

В формуле (1.5) для расчета  $J^0(t)$  присутствуют также так называемый часовой угол солнца  $-w^0$ , который характеризует собой угол, на который поворачивается Земля с момента солнечного полдня в рассматриваемой точке  $A(j_A^0, y_A^0)$ , рассчитываемой по формуле:

$$w^0(t) = 15^0/4 \times (t - t_{\text{полд}}) + E(t) + (y_A^0 - y_{\text{зоны}}^0), \quad (1.11)$$

где  $t$ , ч – рассматриваемый момент времени в сутках;  $t_{\text{полд}}$ , ч – местное время солнечного полдня в той часовой зоне, в которую попадает точка  $A(j_A^0, y_A^0)$ ,  $E(t)$ , мин – поправка с графика уравнения времени (см. рис.1.1);  $y_A^0$  – географическая долгота в точке  $A$ ;  $y_{\text{зоны}}^0$  – географическая долгота той меридиональной плоскости, в которой местный полдень совпадает с истинным солнечным полднем;  $15^0/4$  – угол, на который за 1 час поворачивается Земля вокруг своей оси. Теоретически вся Земля разделена на 24 так называемых часовых пояса или часовых зон, отсчет которых начинается с нулевого (Гринвичского) меридиана в Великобритании. "Ширина" каждого часового пояса равна  $15^0$  (по долготе). В каждой часовой зоне теоретически есть некоторый средний меридиан с координатой  $y_{\text{зоны}}^0$ , где местный солнечный полдень совпадает с истинным солнечным полднем. Естественно, что внутри этой зоны имеются отличия от среднего меридиана во времени, что и отражается в виде третьего члена в (1.1.1), а именно  $(y_A^0 - y_{\text{зоны}}^0)$ . При этом указанное фактическое отличие во времени может существенно превышать теоретически возможное, т.е.  $\pm 7,5^0$ , что объясняется весьма сложным характером конфигурации часовых поясов на Земле и, особенно, для России, которая имеет огромную протяженность по долготе (9 часовых поясов весьма сложной конфигурации, существенно отличающейся от теоретически принятых в мире границ часовых поясов). Общий вид часовых поясов на Земле представлен схематически на рис.1.9.



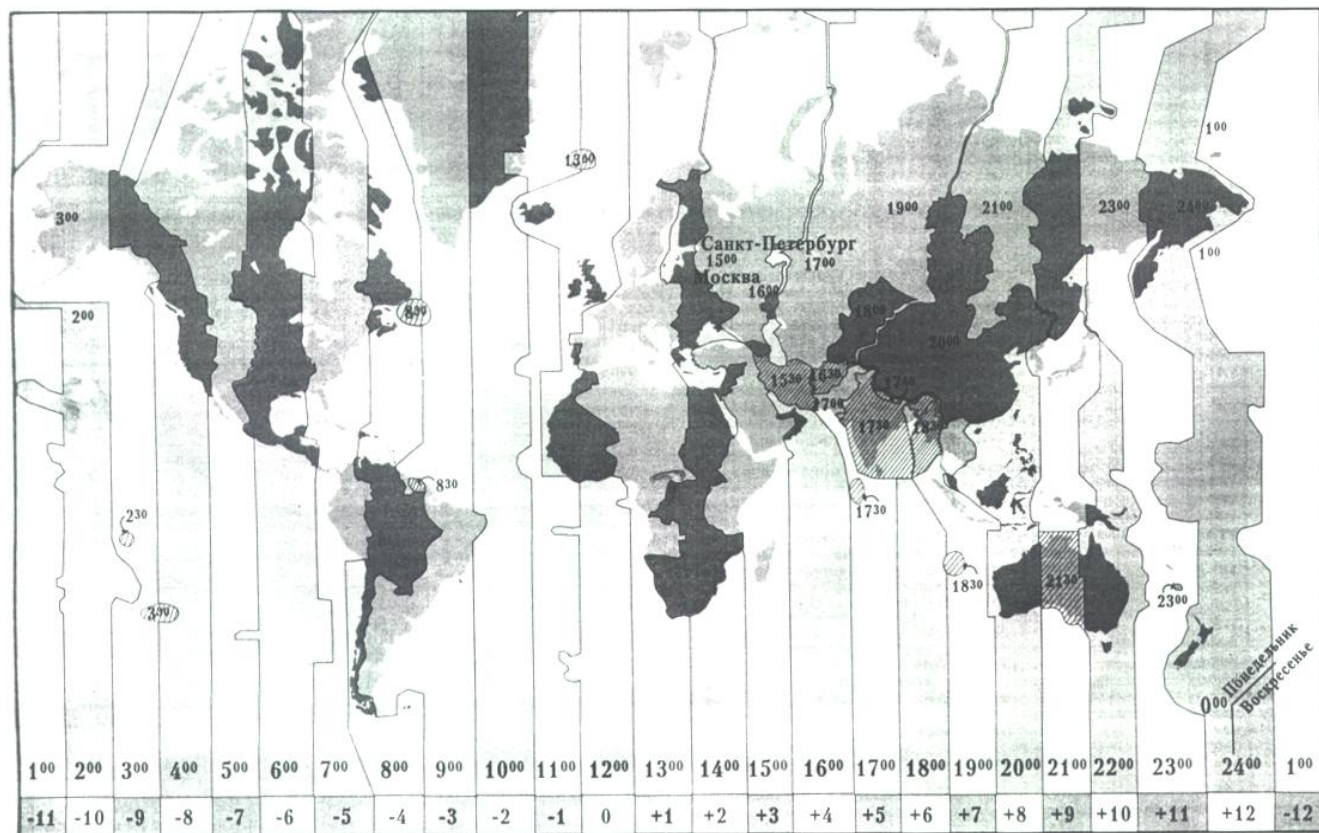


Рисунок 1.9 Часовые пояса Земли

Истинное время солнечного полдня в каждом часовом поясе для точки  $A$  с долготой  $u^0_{\text{зоны}}$  совпадает с 12 ч дня. Действительный же солнечный полдень, т.е. тот момент времени, когда Солнце в точке  $A$  находится в зените, или имеет максимум  $a^0$  в данные сутки, может для условий России существенно отличаться от 12 ч. дня. Во-первых, в связи с введением в 1919 г в бывшем СССР и не отмененном в России так называемого декретного времени: по Декрету Совета народных комиссаров все часы в бывшем СССР были переведены на 1 час вперед по сравнению с мировым поясным временем. Это означало, что истинный полдень наступал в стране не в 12 ч, а в 13 ч. Во-вторых, в бывшем СССР, а затем и в России было введено так называемое «зимнее» и «летнее» время. «Зимнее» время совпадало с декретным и существовало с конца октября по конец марта. В период «летнего» времени (с апреля по октябрь

включительно) стрелки часов переводились еще на 1 час вперед, т.е. в каждом часовом поясе России истинный полдень наступал в 14 ч дня.

В соответствии с (1.11)  $w^0 < 0$  для утренних часов (т.е.  $t < t_{полд}$ ), и  $w^0 > 0$  - для периода времени, когда  $t > t_{полд}$ ;  $w^0 = 0$  в момент  $t = t_{полд}$ .

Из предоставленных в начале этой главы трех основных показателей СИ для целей энергетики ( $R(f)$ ,  $\mathcal{E}(T)$ ,  $T_{cc}$ ) наиболее просто и точно рассчитывается теоретическое значение продолжительности солнечного сияния в течении суток, т.е.  $T_{cc}^0$  (ч).

Действительно для горизонтальной приемной площадки можно рассчитать  $\cos J_z^0(t)$  по формуле (1.5) для момента восхода и захода солнца (отсчет идет по середине солнечного диска). Очевидно, что в моменты восхода – захода солнца  $J_z^0(t) = 90^0$  или по (1.5)

$$\cos J_z^0(t) = \cos 90^0 = 0 = \cos v^0 \cdot \cos j^0 \cdot \cos d^0 + \sin j^0 \cdot \sin d^0 \quad (1.12)$$

или обозначив часовой угол захода-восхода через  $v_{3/B}^0$

$$\cos J_{3/B}^0 = -\frac{\sin j^0 \cdot \sin d^0}{\cos j^0 \cdot \cos d^0} = -\operatorname{tg} j^0 \cdot \operatorname{tg} d^0, \quad (1.13)$$

т.е.  $v_{3/B}^0 = \arccos(-\operatorname{tg} j^0 \cdot \operatorname{tg} d^0)$  (1.14)

За световой день ( $T_{cc}^0$ ) Солнце проходит два часовых угла, равных каждый по  $90^0$ , т.е.  $2 \cdot v_{3/B}^0$ . Учитывая, что за 1 час Солнце «перемещается» по своей орбите на  $15^0$ , получаем, что

$$T_{cc}^0(\text{ч}) \cdot 15^0 / \text{ч} = 2 \cdot \arccos(-\operatorname{tg} j^0 \cdot \operatorname{tg} d^0), \quad (1.15)$$

или окончательно для  $n_i$ -суток года получаем

$$T_{cc}^0(\text{ч}) = 2/15 \cdot \arccos(-\operatorname{tg} j^0 \cdot \operatorname{tg} d^0), \quad (1.16)$$

где  $d^0(n_i)$  рассчитывается по (1.10).

Поверочные расчеты для условий г.Москвы ( $j^0 = 57,75^0$  сев.широты) показали, что максимальное различие между  $T_{cc}^0$ , полученным по (1.16) и

данными точных геофизических расчетов составляет всего  $\pm 3$  минуты по каждым суткам года, что вполне допустимо для любых гелиоэнергетических расчетов.

Кроме того, как показывают сопоставительные данные по самим геофизическим расчетам по разным годам различие в  $T_{cc}^0$  составляет не более 1 мин. Расчет  $T_{cc}^0$  по (1.15) можно использовать для  $j^0$ , находящимся в диапазоне от  $0^0$  до  $66,55^0$  сев.широты для любого  $n_i$  от 1 до 365. Для более северных широт произведение  $(-tgj^0 \cdot tgd^0)$  может оказаться более 1,0 для некоторых периодов года. Практически это означает, что в эти периоды года в рассматриваемой точке  $A(j_A^0, y_A^0)$ , где  $j_A^0 > 66,55^0$  будет или полярная ночь ( $T_{cc}^0 = 0$  ч) или полярный день ( $T_{cc}^0 = 24$  ч). Для определения этих периодов можно также использовать (1.15) для идентификации суток  $n_i$ , когда  $T_{cc}^0 = 0$  ч или 24 ч. С этой целью следует приравнять  $(-tgj^0 \cdot tgd^0(n_i))$  значению  $\pm 1$ , что соответствует  $\arccos 0^0$  или  $180^0$ , что реализуется для условий полярной ночи и полярного дня.

В частности, указанные выше расчеты, проведенные для  $j^0 = 70^0$ , дают следующие результаты, представленные графически на рис. 1.12:  $T_{cc} = 0$  ч в период с 18.11-19.11 до 20.01-21.01;  $T_{cc} = 24$  ч в период с 20.05-21.05 по 22.07-23.07 каждого года.

На основании сказанного выше можно также рассчитать достаточно точно приход СИ на границе атмосферы в космосе на горизонтальную приемную площадку ( $\mathcal{E}_o^2$ ), находящуюся над точкой  $A(j_A^0, y_A^0)$  на поверхности земли с учетом эллиптичности ее орбиты с эксцентриситетом (т.е. смещением от центра)  $a = 0,033$  за 1 сутки по следующим соотношениям:

$$\dot{Y}_0^{\tilde{a}}(n_i) = \int_0^{\dot{\theta}_{\tilde{a}i}} R_0^{\tilde{a}}(t) dt, \quad (1.17)$$

где  $n_i$  – порядковый номер суток в году;

$$R_0^{\dot{a}}(t) = R_{i\dot{o}}(t) \cdot \cos J^0(t), \quad (1.18)$$

при  $\cos J^0(t)$  определяемым по (1.5), а

$$R_{i\dot{o}}(t) = e_0^{n_i} \cdot k(n_i), \quad (1.19)$$

где  $e_0(n_i)$  – солнечная константа, а  $k(n_i)$

$$k(n_i) = 1 + a \times \cos((360^0 + n_i)/365) \pm 1 + a \times \cos A(n_i) \quad (1.20)$$

характерные значения  $k(n_i)$  представлены ниже в табл.1.5.

Таблица 1.5 Характерные значения  $k(n_i)$  при расчетах  $\dot{Y}_0^{\dot{a}}(n_i)$

Дата	01.01	01.04	01.07	30.09	31.12
$n_i, \text{ о.е.}$	1	91,25	182,5	273,4	365
$(360^0 + n_i)/365$	$0,98^0$	$90^0$	$180^0$	$270^0$	$360^0$
$\cos A(n_i)$	0,999	0	-1	0	+1
$k(n_i)$	1,033	1,0	0,967	1,0	1,033

Интегрируя (1.17) по  $T_{cc}(n_i)$  получаем за 1 сутки, что  $\dot{Y}_0^{\dot{a}}(n_i)$  в  $\frac{\dot{e}A\dot{o} \cdot \dot{\div}}{\dot{i}^2 \cdot \dot{\eta}\dot{o}\dot{o}\dot{e}\dot{e}}$  равно

$$\dot{Y}_0^{\dot{a}}(n_i) = \frac{24}{P} \cdot e_0 \left\{ \left[ 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360^0 \cdot n_i}{365}\right) \right] \cdot \left[ \cos j^0 \cdot \cos d^0(n_i) \cdot \sin v_{\zeta/\dot{a}}^0 + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{2 \cdot P}{360^0} \cdot \sin v_{\zeta/\dot{a}}^0 \cdot \sin j^0 \cdot \sin d^0(n_i) \right] \right\}, \quad (1.21)$$

где  $v_{3/B}^0$  – определяется по (1.14).

В отечественной литературе имеются и другие формулы для расчета  $\dot{Y}_0^{\dot{a}}(n_i)$ . Например, формула, предложенная С.Ш.Сулейманом в 1985 г

$$\dot{Y}_0^{\tilde{a}}(n_i) = e_0 \left\{ \frac{24}{n_i} \cdot \cos j^0 \cdot \cos d^0(n_i) \cdot \sin\left(\frac{\dot{O}_{\tilde{n}\tilde{n}} \cdot n_i}{24}\right) + \dot{O}_{\tilde{n}\tilde{n}} \cdot \sin j^0 \cdot \sin d^0(n_i) \right\}, \quad (1.22)$$

Сравнительные расчеты показали на большую предпочтительность для средних широт России (1.21). Выражение же (1.22) более подходит для условий Средней Азии. Рассчитанные по (1.21) значения  $\dot{Y}_0^{\tilde{a}}$  для характерных суток каждого месяца года для  $e_0(t) = \text{const} = 1360 \text{ Вт/м}^2$  представлены ниже в табл.1.6 в  $\frac{\dot{I}\ddot{A}\ddot{e}}{\dot{i}^2 \cdot \tilde{n}\acute{o}\grave{o}\grave{e}\grave{e}}$  а) и в  $\frac{\acute{e}\hat{A}\grave{o}}{\dot{i}^2 \cdot \tilde{n}\acute{o}\grave{o}\grave{e}\grave{e}}$  б).

Действительно, на основании всего сказанного выше, можно сделать вывод о том, что приход СИ на горизонтальную площадку в момент времени  $t$  на Земле  $R_{\Sigma}^{\tilde{a}}(t)$  является сложной функцией нескольких переменных, т.е.

$$R_{\Sigma}^{\tilde{a}}(t) = R_{\Sigma}^{\tilde{a}}(d^0(t), j^0(t), v^0(t), q_z^0(t), a^0(t), a^0(t)), \quad (1.23)$$

Из которой:  $d^0, j^0, v^0$  - условно считаются основными,  $q_z^0, a^0, a^0$  - условно вспомогательными по степени их влияния на  $R_{\Sigma}^{\tilde{a}}(t)$ .

Рассмотрим последовательно степень влияния каждого из перечисленных параметров на  $R_{\Sigma}^{\tilde{a}}(t)$ .

### 1. Влияние широты местности в точке $A (j^0_A, \gamma^0_A)$

На рис.1.10 показано, как меняется угол падения СИ на горизонтальную приемную площадку на поверхности земли и длина хода СИ в атмосфере Земли в зависимости от широты местности.

Очевидно, что для 4-х представленных на рис.1.7 точек имеем следующие соотношения:  $L_0 < L_1 < L_2 < L_7$ ;  $J^0_{z1} < J^0_{z2} < J^0_{z3} < J^0_{z4}$  и. следовательно для

ясного неба:  $R_{\Sigma 1}^{\tilde{a}} > R_{\Sigma 2}^{\tilde{a}} > R_{\Sigma 3}^{\tilde{a}} > R_{\Sigma 4}^{\tilde{a}}$ . На основании полученных

соотношений и обобщений средних мировых данных на рис.1.11 и в

таблице 1.7 представлены зависимости среднесуточного прихода СИ на горизонтальную приемную площадку на поверхности Земли -  $\dot{Y}_{\Sigma}^{\dot{a}}(j^0, t)$ , где  $t$  – месяцы года в  $\frac{\dot{I}\ddot{A}\ddot{\alpha}}{\dot{i}^2 \cdot \dot{n}\ddot{o}\ddot{d}\ddot{e}\ddot{e}}$  и  $\frac{\dot{e}\dot{A}\dot{o} \cdot \dot{\ddot{v}}}{\dot{i}^2 \cdot \dot{n}\ddot{o}\ddot{d}\ddot{e}\ddot{e}}$ . Там же показано и соотношение времен года в северном и южном полушарии Земли.

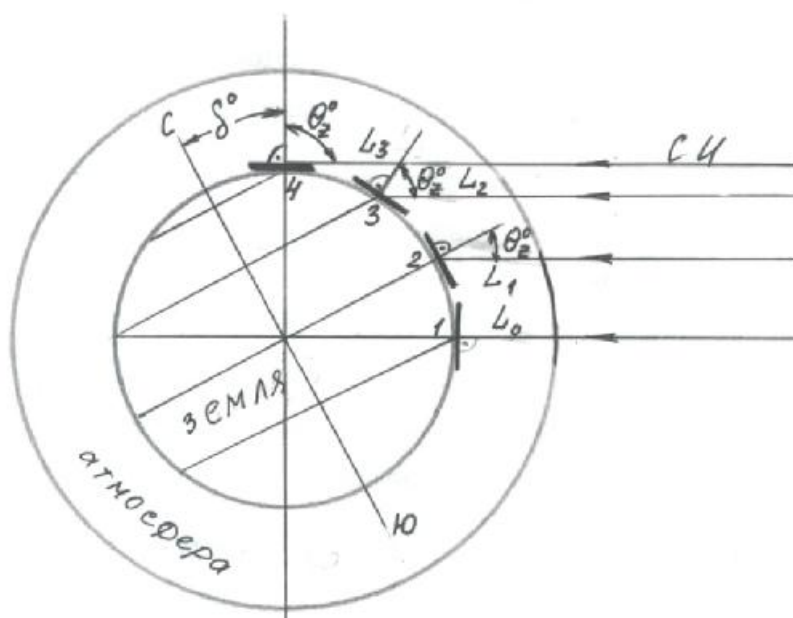


Рисунок 1.10 Влияние  $j_A^0$  на приход СИ на горизонтальную приемную площадку на Земле

Таблица 1.6

Среднемесячный дневной приход солнечной радиации на горизонтальную площадку за пределами земной атмосферы -  $\mathcal{E}_0$  в

$$\frac{\dot{I}\ddot{A}\varepsilon}{i^2 \cdot \dot{n}\acute{o}\grave{o}\grave{e}\grave{e}} \text{ (а) и в } \frac{\acute{e}\acute{A}\grave{o} \cdot \div}{i^2 \cdot \dot{n}\acute{o}\grave{o}\grave{e}\grave{e}} \text{ (б).}$$

$$\text{(а) } \mathcal{E}_0 \frac{\dot{I}\ddot{A}\varepsilon}{i^2 \cdot \dot{n}\acute{o}\grave{o}\grave{e}\grave{e}}$$

Мес.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
*n , о.е.	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
$\varphi^0$												
0	10,01	10,35	10,47	10,17	9,61	9,26	9,38	9,87	10,29	10,33	10,09	9,86
5	9,46	9,99	10,37	10,36	10,03	9,77	9,85	10,16	10,31	10,05	9,60	9,25
10	8,84	9,56	10,19	10,48	10,38	10,22	10,25	10,37	10,24	9,69	9,07	8,59
15	8,17	9,05	9,94	10,52	10,65	10,61	10,59	10,51	10,10	9,27	8,46	7,88
20	7,44	8,49	9,61	10,48	10,86	10,93	10,85	10,58	9,88	8,88	7,79	7,12
25	6,68	7,86	9,20	10,36	10,99	11,18	11,05	10,57	9,59	8,23	7,09	6,32
30	5,88	7,18	8,83	10,17	11,06	11,37	11,18	10,48	9,23	7,61	6,33	5,50
35	5,05	6,44	8,19	9,91	11,05	11,48	11,24	10,34	8,79	6,94	5,54	4,66
40	4,20	5,67	7,58	9,57	10,97	11,54	11,24	10,09	8,29	6,23	4,72	3,80
45	3,35	4,87	6,92	9,16	10,83	11,54	11,17	9,80	7,72	5,47	3,89	2,95
50	2,51	4,04	6,21	8,69	10,63	11,49	11,06	9,44	7,10	4,67	3,05	2,12
55	1,69	3,19	5,45	8,17	10,39	11,41	10,90	9,03	6,42	3,85	2,22	1,34
60	0,94	2,35	4,65	7,59	10,12	11,33	10,74	8,58	5,69	3,01	1,42	0,64
65	0,31	1,53	3,82	6,97	9,86	11,33	10,61	8,09	4,93	2,17	0,69	0,10
70	-	0,76	2,95	6,34	9,71	-	-	7,62	4,13	1,34	0,12	-
75	-	0,14	2,07	5,71	-	-	-	7,25	3,29	0,58	-	-
80	-	-	1,19	5,24	-	-	-	-	2,45	0,01	-	-
85			0,33	-	-	-	-	-	1,61	-	-	-

$$(б) \Theta_0 \text{ в } \frac{\hat{e} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \div}{i^2 \cdot \hat{n} \hat{o} \hat{d} \hat{e} \hat{e}}$$

Мес.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
*n , o.e.	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
$\varphi^0$												
0	35,74	36,97	37,39	36,31	34,32	33,06	33,48	35,23	36,74	36,86	36,04	35,18
5	33,76	35,67	37,04	36,99	35,80	34,89	35,15	36,25	36,79	35,87	34,32	33,02
10	31,55	34,12	36,39	37,41	37,05	36,49	36,59	37,02	36,57	34,62	32,37	30,66
15	29,15	32,32	35,48	37,55	38,04	37,87	37,79	37,53	36,06	33,11	30,20	28,12
20	26,57	30,29	34,29	37,42	38,77	39,01	38,75	37,76	35,28	31,36	27,84	25,42
25	23,84	28,05	32,85	37,00	39,25	39,92	39,46	37,72	34,24	29,37	25,29	22,58
30	20,98	25,62	31,16	36,32	39,47	40,57	39,92	37,42	32,94	27,18	22,61	19,64
35	18,02	23,02	29,22	35,36	39,44	40,99	40,14	36,86	31,38	24,79	19,78	16,62
40	15,01	20,26	27,07	34,16	39,16	41,19	40,12	36,04	29,59	22,23	16,87	13,57
45	11,97	17,39	24,71	32,71	39,66	41,19	39,89	34,99	27,58	19,52	13,87	10,54
50	8,96	14,43	22,17	31,04	37,95	41,02	39,48	33,71	25,35	16,68	10,89	7,58
55	6,06	11,42	19,46	29,16	37,09	40,74	38,93	32,24	22,93	13,74	7,93	4,77
60	3,37	8,40	16,59	27,09	36,12	40,46	38,33	30,61	20,34	10,75	5,08	2,27
65	1,10	5,46	13,62	24,89	35,20	40,46	37,88	28,89	17,60	7,74	2,48	0,36
70	-	2,71	10,55	22,62	34,66	-	-	27,20	14,73	4,79	0,44	-
75	-	0,48	7,40	20,39	-	-	-	25,88	11,77	2,05	-	-
80	-	-	4,24	18,71	-	-	-	-	8,73	0,05	-	-
85			1,18	-	-	-	-	-	5,75	-	-	-

\*n , o.e. - порядковый номер для года;  $j^0$ , град. - северная широта.



Таблица 1.7

Среднемесячный дневной приход солнечной радиации на горизонтальную

площадку на поверхности Земли -  $\mathcal{E}_r$  в  $\frac{I\ddot{A}\varepsilon}{i^2 \cdot \tilde{\eta}\acute{o}\acute{o}\acute{e}\acute{e}}$  (а) и  $\frac{\acute{e}\hat{A}\acute{o} \cdot \ddot{\div}}{i^2 \cdot \tilde{\eta}\acute{o}\acute{o}\acute{e}\acute{e}}$  (б)

$$(a) \quad \mathcal{E}_r \text{ в } \frac{I\ddot{A}\varepsilon}{i^2 \cdot \tilde{\eta}\acute{o}\acute{o}\acute{e}\acute{e}}$$

Месяц	Широта в градусах. $j^0$									
	$0^0$	$10^0$	$20^0$	$30^0$	$40^0$	$50^0$	$60^0$	$70^0$	$80^0$	$90^0$
I	20,9	17,3	13,3	9,0	4,7	1,8	-	-	-	-
II	22,0	19,1	15,5	11,5	7,2	3,6	0,7	-	-	-
III	23,0	21,6	19,1	15,8	12,2	7,9	4,0	1,1	-	-
IV	22,7	22,7	22,0	20,2	17,6	14,0	10,1	6,1	2,1	0,4
V	21,2	22,7	23,4	23,0	22,0	19,8	16,6	13,0	10,4	8,3
VI	19,8	22,3	23,8	24,5	24,1	23,0	21,2	18,7	16,9	15,8
VII	19,4	22,0	23,8	24,5	24,5	23,21	21,6	19,28	18,0	17,6
VIII	20,5	22,3	23,03	23,4	22,3	20,5	17,68	14,4	11,5	9,86
IX	22,0	23,21	22,3	20,9	18,4	15,5	11,5	7,6	3,6	1,4
X	22,7	21,6	19,8	16,9	13,3	9,4	5,4	1,8	-	-
XI	22,0	19,4	16,2	12,6	8,3	4,3	1,4	-	-	-
XII	20,9	17,6	13,7	9,4	5,4	1,8	-	-	-	-
Средне- годовой	21,4	20,9	19,6	17,6	14,0	11,9	9,2	6,8	5,2	4,6

$$(б) \quad \mathcal{E}_r \frac{\acute{e}\hat{A}\acute{o} \cdot \ddot{\div}}{i^2 \cdot \tilde{\eta}\acute{o}\acute{o}\acute{e}\acute{e}}$$

Месяц	Широта в градусах. $j^0$									
	$0^0$	$10^0$	$20^0$	$30^0$	$40^0$	$50^0$	$60^0$	$70^0$	$80^0$	$90^0$
I	5,85	4,84	3,72	2,52	1,32	0,50	-	-	-	-
II	6,16	5,35	4,34	3,22	2,01	1,01	0,196	-	-	-
III	6,44	6,05	5,35	4,42	3,41	2,21	1,12	0,308	-	-
IV	6,36	6,36	6,16	5,66	4,93	3,92	2,83	1,71	0,588	0,11
V	5,936	6,36	6,55	6,44	6,16	5,54	4,65	3,64	2,91	2,32
VI	5,54	6,24	6,66	6,86	6,75	6,44	5,93	5,24	4,73	4,44
VII	5,43	6,16	6,66	6,86	6,86	6,50	6,05	5,4	5,04	4,93
VIII	5,74	6,24	6,45	6,55	6,24	5,74	4,95	4,03	3,22	2,76
IX	6,16	6,50	6,24	5,85	5,15	4,34	3,22	2,13	1,01	0,39
X	6,36	6,05	5,54	4,73	3,72	2,63	1,51	0,50	-	-

XI	6,16	5,43	4,53	3,53	2,32	1,20	0,39	-	-	-
XII	5,85	4,93	3,84	2,63	1,51	0,504	-	-	-	-
Средне- годовой	5,99	5,85	5,49	4,93	3,92	3,33	2,58	1,904	1,46	1,29

$\mathcal{E}_{\Sigma}^r$ , МДж/м<sup>2</sup>·сут

$\mathcal{E}_{\Sigma}^r, \frac{\dot{\epsilon} \hat{A} \dot{\sigma} \cdot \ddot{\div}}{\dot{\imath}^2 \cdot \tilde{\eta} \acute{o} \acute{o} \acute{e} \acute{e}}$

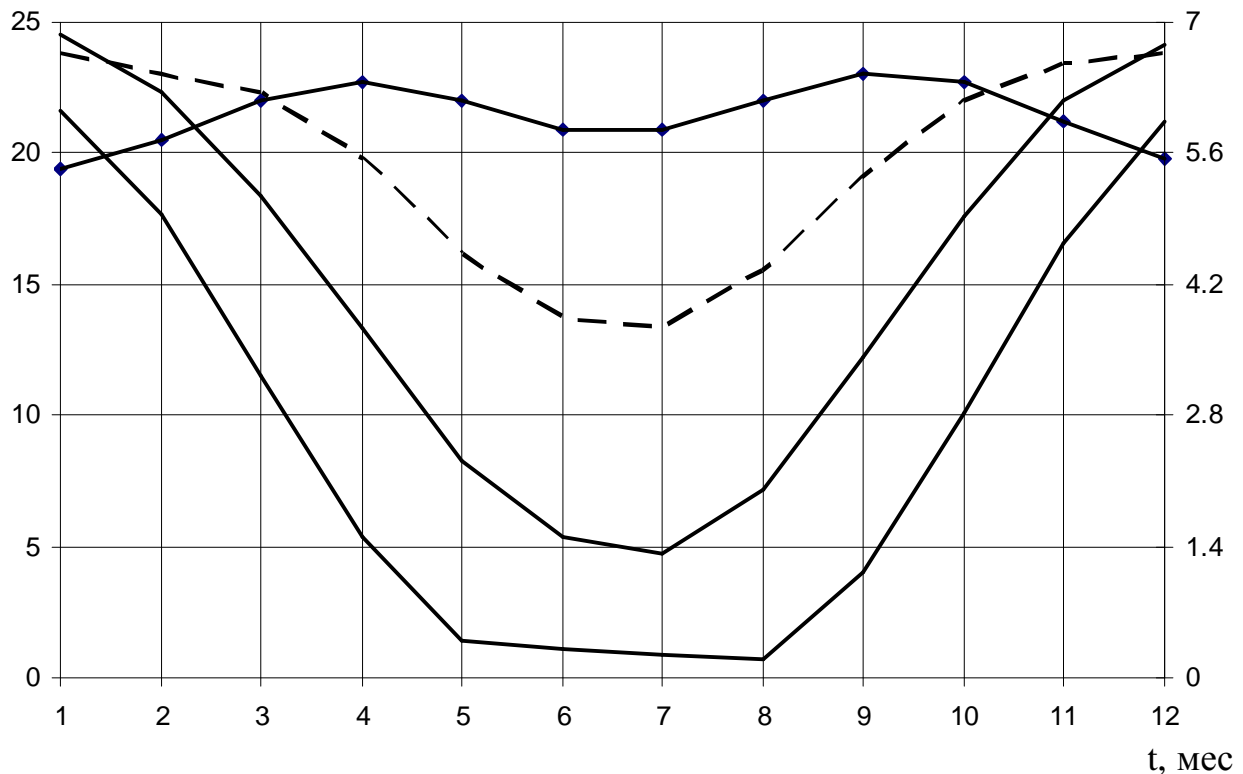


Рисунок 1.11 Графики  $\mathcal{Y}_{\Sigma}^{\dot{\tilde{a}}}(\Phi_A^0, t)$  для средних условий состояния атмосферы

Анализ представленных данных позволяет сделать следующие выводы (по северному полушарию): Для летних условий вне зависимости от  $j^0_A$ , находящегося в пределах от 20 до 60 сев. широты значение  $\mathcal{Y}_{\Sigma}^{\dot{\tilde{a}}}$  мало меняется (от 24-25  $\frac{\dot{\imath} \ddot{A} \acute{\alpha}}{\dot{\imath}^2 \cdot \tilde{\eta} \acute{o} \acute{o} \acute{e} \acute{e}}$  или 6,67÷6,94  $\frac{\dot{\epsilon} \hat{A} \dot{\sigma} \cdot \ddot{\div}}{\dot{\imath}^2 \cdot \tilde{\eta} \acute{o} \acute{o} \acute{e} \acute{e}}$ ). Для  $j^0=0$  оно значительно меньше для тех же месяцев. Для других сезонов года и

особенно для зимы значение  $\dot{Y}_{\Sigma}^{\tilde{a}}$  существенно уменьшается с увеличением  $j_A^0$ . Особенно это касается  $j_A^0$ , соответствующих условиям России ( $j_A^{0\min}=43^0$  сев. широты).

Кроме того, если  $j_A^0=0$  график  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\varepsilon}(t)$  представляет собой практически две синусоиды на рис. 1.11 то с увеличением  $j_A^0$  указанная зависимость все более и более приближается к односинусоидальной зависимости с минимумом для декабря-января. При этом если для  $j_A^0$  соотношения  $(\mathcal{E}_{\Sigma}^{\varepsilon})^{\max}$  к  $(\mathcal{E}_{\Sigma}^{\varepsilon})^{\min}$  для среднесуточных интервалов времени в течение года составляет 1,1, то для  $j_A^0=60^0$  оно равно 30,8. Более того, для меньших интервалов времени указанное соотношение еще больше для  $j_A^0=60^0 \Delta t = 1 \text{ c} \rightarrow 50$ . Сказанное наглядно иллюстрируют данные табл.1.8.

Таблица 1.8 Соотношение  $\frac{\mathcal{E}_{\Sigma}^{\varepsilon}}{\mathcal{E}_0^{\varepsilon}}(j^0, t)$  и  $\frac{\mathcal{E}_{\varepsilon}^{\max}}{\mathcal{E}_{\varepsilon}^{\min}}(j^0)$  для 4-х характерных

месяцев года

$j^0$	$0^0$	$20^0$	$40^0$	$60^0$
I	0,58	0,5	0,3	0
IV	0,61	0,59	0,52	0,37
X	0,61	0,62	0,6	0,5
XII	0,58	0,61	0,61	0,56
$\frac{\mathcal{E}_{\varepsilon}^{\max}}{\mathcal{E}_{\varepsilon}^{\min}}, \text{ о.е.}$	1,1	1,8	5,19	30,8

Теоретическая продолжительность солнечного сияния за год вне зависимости от  $\phi A_0$  равна половине времени года или 4380 ч. При этом  $T_{cc}^0$  за характерные сутки года существенно зависит от  $j_A^0$  месяца года. Если  $j_A^0=0 T_{cc}^0(1 \text{ сутки})=12 \text{ ч} = \text{const}$  в течение года, то с увеличением значения широты местности все более и более увеличивается разница между  $T_{cc}^0(1 \text{ сутки})$  для летних и зимних месяцев. В частности для  $j_A^0=60^0$

теоретическая продолжительность солнечного сияния летом равна 18,45 часа, а зимой – 6,35 часа. (см. рис.1.12). Кроме того, для высоких широт ( $j^0 \geq 66,5^0$  сев. шир.) различие между летними и зимними  $T_{cc}^0$  будет еще более существенным. Так, для рис.1.8 21 июня  $T_{cc}^0=24$  ч, а для 21 декабря  $T_{cc}^0=0$ , т.е. имеет место полярный день и полярная ночь.

Фактические же значения  $\mathcal{E}_{\Sigma}^c(j^0, t)$  и  $T_{cc}^0(j^0, t)$  в течение года могут существенно отличаться от приведенных данных на рис.1.11 и 1.12. Особенно это относится к условиям России, расположенной в 9-ти часовых поясах времени, где прослеживается зависимость  $\mathcal{E}_{\Sigma}^c$  и  $T_{cc}^0$  не только от  $j^0$  и  $t$ , но и от долготы местности, т.е.  $\psi^0$ . Кроме того, для условий России, расположенной в основном между  $43^0$  и  $69^0$  северной широты большое влияние на  $\mathcal{E}_{\Sigma}^c$  и  $T_{cc}^0$  будут оказывать существенные показатели облачности, когда  $R_{\text{об}}^{\hat{a}}(t) \rightarrow 0$  и возрастает доля  $R_{\hat{A}}^{\hat{a}}(t)$  в  $R_{\Sigma}^{\hat{a}}(t)$ . Наиболее показательны в этом отношении климатические условия зимы 2006-2007 гг. для Европейской части России, когда почти в течение 2-х месяцев зимы (декабрь – январь) практически  $R_{\Sigma}^{\hat{a}}(t) = R_{\hat{A}}^{\hat{a}}(t)$  при  $T_{cc}(1 \text{ сутки}) \rightarrow 0$ . Более подробно эти обстоятельства будут рассмотрены ниже в главе 2.

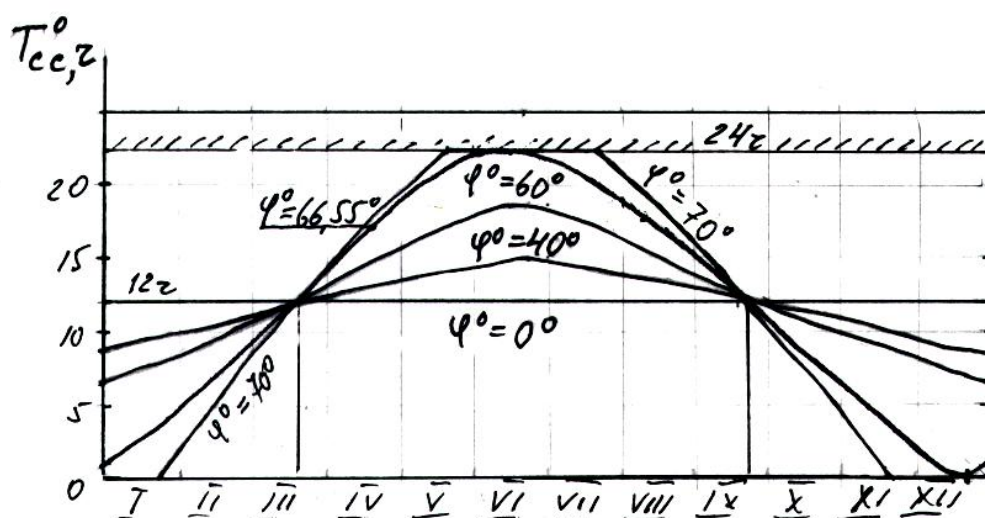


Рисунок 1.12 Графики  $T_{cc}$  (1 сутки) в течение года для  $j^0 \approx 66,5^0$  сев. широты

На рис.1.13 приведены обобщенные по северному полушарию данные по потоку СИ на горизонтальную площадку на поверхности Земли для условий ясного неба, т.е. когда  $\dot{Y}_{\Sigma}^{\tilde{a}}(\Delta t) \equiv \dot{Y}_{i\theta}^{\tilde{a}}(\Delta t)$ . Из этого рисунка следует, что теоретически максимальная величина  $\dot{Y}_{\Sigma}^{\tilde{a}}$  (сутки) на Земле около  $6 \frac{\hat{e}A\dot{\theta} \cdot \div}{i^2 \cdot \tilde{n}\acute{o}\acute{o}\acute{e}\acute{e}}$  и, соответственно, за год – около  $2200 \frac{\hat{e}A\dot{\theta} \cdot \div}{i^2 \cdot \tilde{n}\acute{o}\acute{o}\acute{e}\acute{e}}$  и соответствует широте  $j^0_A=0^0$ . Практически же зоны с указанным максимумом потока СИ за год разбросаны достаточно неравномерно по территории Земли (см. рис. 1.14).

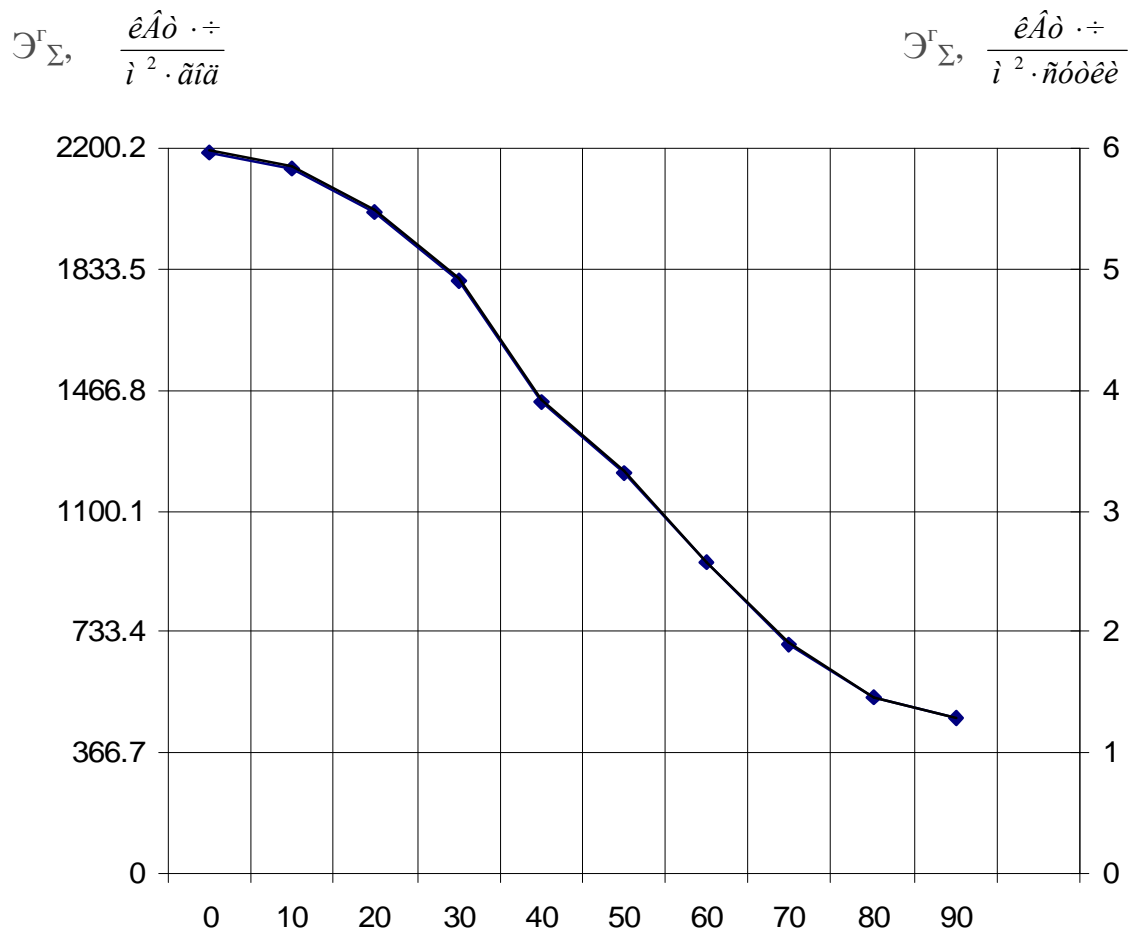
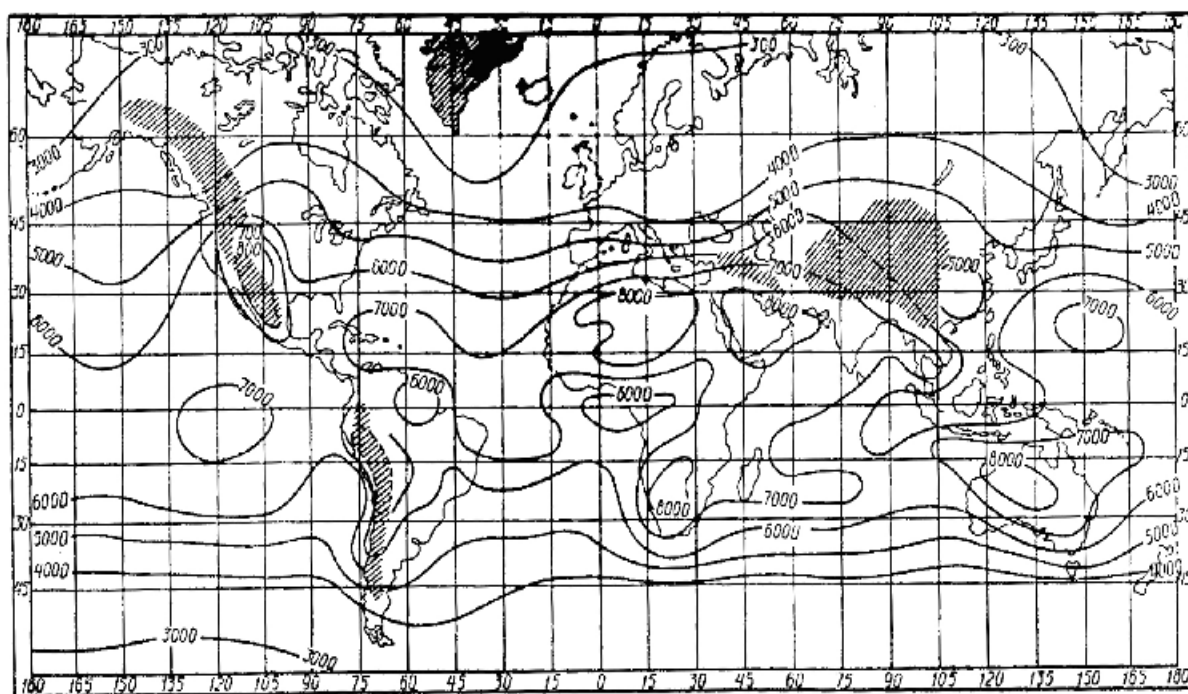
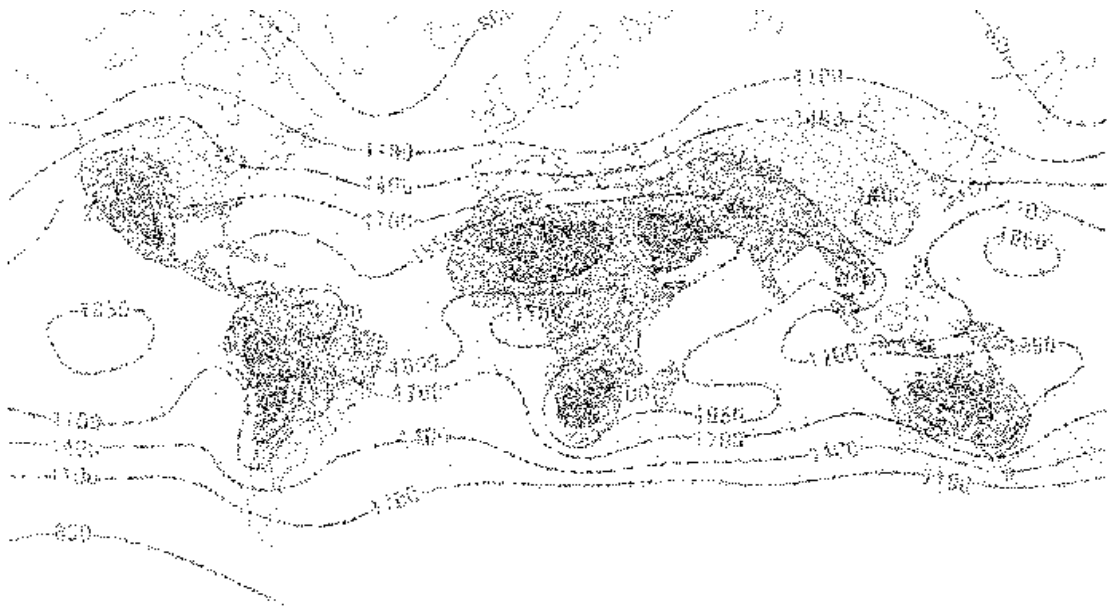


Рисунок 1.13 Поток СИ для горизонтальной приемной площадки для ясного неба за сутки и год в целом для  $0^0 \leq j^0 \leq 90^0$

Из указанного рисунка следует, что максимум годового потока СИ на Земле наблюдается: на юго-западе Северной Америки; в северной части Африки (пустыня Сахара); на Аравийском полуострове; на западе центральной части Южной Америки; на Юге Африки и в центральной части Австралии. В указанных регионах Земли годовой поток СИ в  $\frac{\dot{I}_{\text{Аэ}}}{i^2 \cdot \text{м}^2 \cdot \text{с}} \text{ достигает } 7920 \frac{\dot{I}_{\text{Аэ}}}{i^2 \cdot \text{м}^2 \cdot \text{с}} \text{ (по некоторым источникам - до } 800 \frac{\dot{I}_{\text{Аэ}}}{i^2 \cdot \text{м}^2 \cdot \text{с}} \text{ )}.$



a)



б)

Рис.1.14 Мировые данные по солнечной радиации мира в:

$$а) \frac{\dot{I} \ddot{A} \varepsilon}{i^2 \cdot \ddot{n} \acute{o} \acute{o} \acute{e} \acute{e}} ; б) \frac{\acute{e} \acute{A} \acute{o} \cdot \ddot{\div}}{i^2 \cdot \ddot{n} \acute{o} \acute{o} \acute{e} \acute{e}}$$

На рис. 1.15 показаны мировые данные по фактической продолжительности солнечного сияния в часах за год  $T_{cc}$ . Из него следует, что во-многом зоны с  $T_{cc}^{max} > 3600$  ч совпадают с зонами с максимумом  $\dot{Y} \tilde{a} \Sigma (\Delta t)$  за исключением Севера Африки и Аравийского полуострова.

На рис.1.16 представлены обобщенные данные по месячному потоку СИ на горизонтальную площадку для первой и второй половины года. Из них следует, поток СИ за первую половину года меньше, чем за вторую по всем месяцам года. При этом для IV-VI и VII-IX месяцами наблюдается максимум прихода СИ для следующих широт: VI- VII – для  $j^0 \gg 40^0$  сев. шир. , V - VIII – для  $j^0 \gg 25^0$  сев. шир. IV- IX – для  $j^0 \gg 10^0$  сев. шир. Для всех остальных месяцев года максимальное значение месячного потока СИ всегда соответствует  $j^0 \gg 0^0$ . Для этих же месяцев года (I-III и X-XII) наблюдается нулевой поток СИ для высоких широт (от  $60^0$  до  $80^0$  сев. широты).

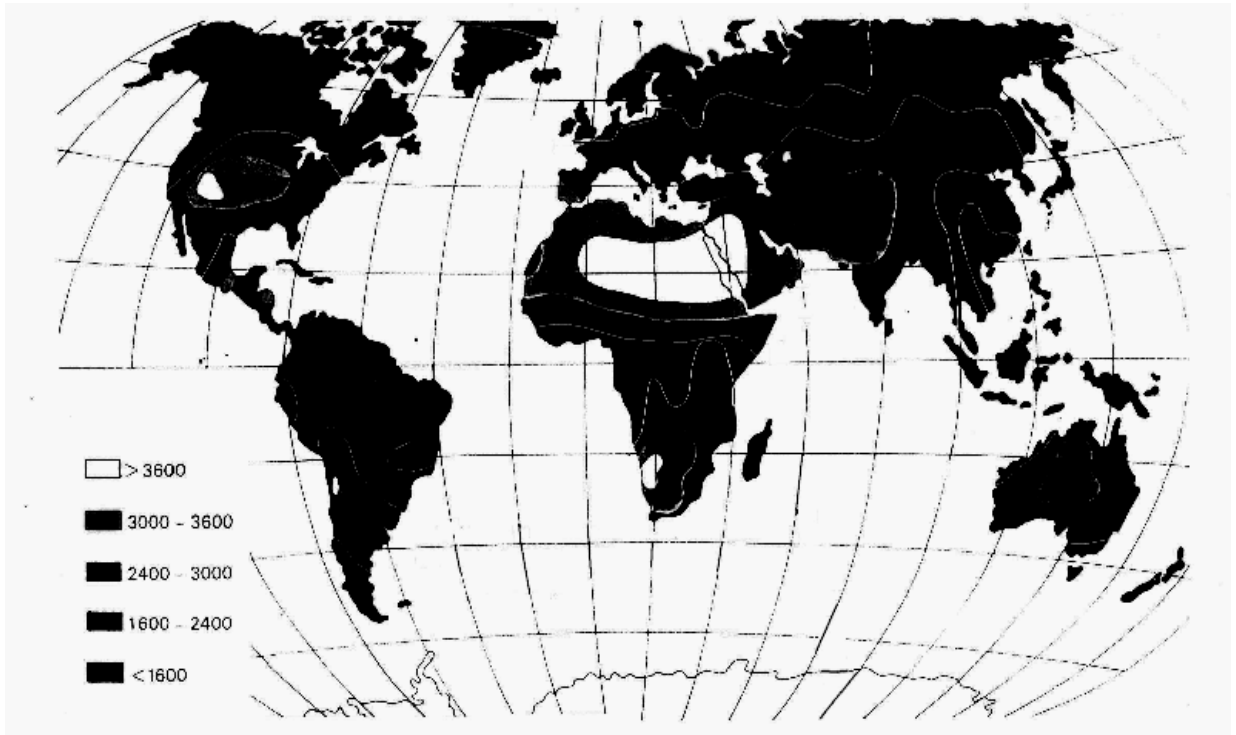


Рисунок 1.15 Мировые данные по продолжительности солнечного сияния в год

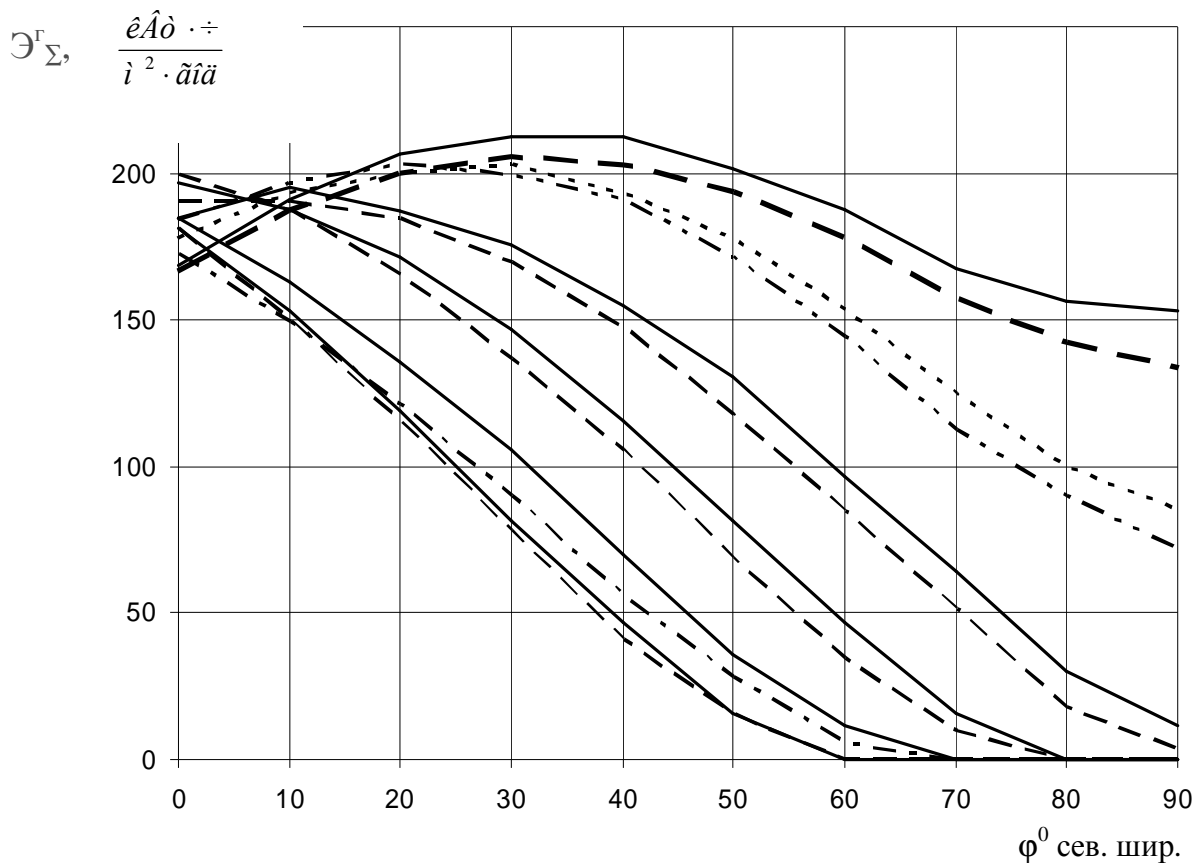


Рисунок 1.16 Месячный поток СИ на горизонтальную площадку для первой и второй половины года



## 2. Влияние часовых углов Солнца - $w^0(t)$ и склонения Солнца - $d^0(t)$

На рис.1.17 показаны фактические траектории видимого движения Солнца по небосводу для характерных суток в течение года с учетом  $d^0(t)$ : для солнцестояния и равноденствия. В дни равноденствия, когда  $T_{cc}=12$  ч, (т.е. день равняется ночи) Солнце входит точно на востоке и заходит на западе, т.е. половину своего суточного цикла Солнце совершит над горизонтом, а другую – под горизонтом.

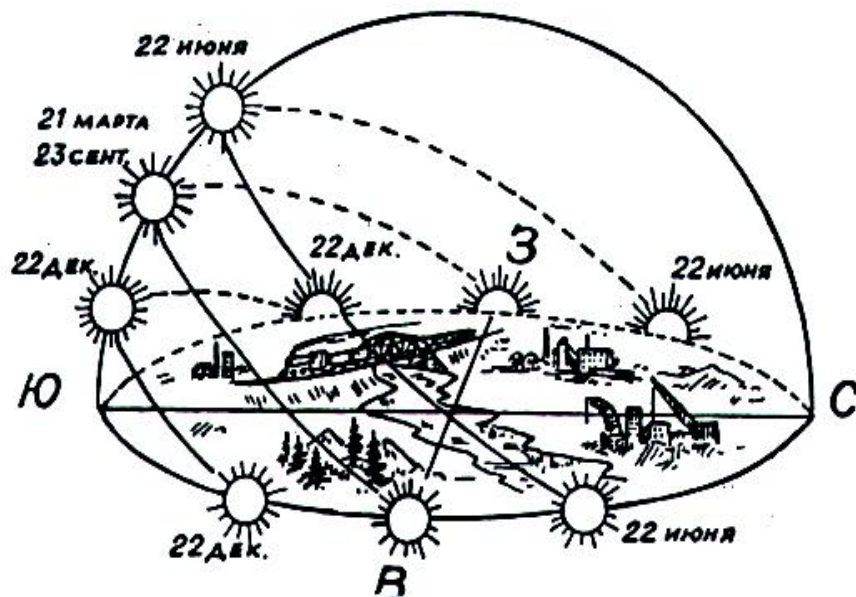


Рисунок 1.17 Видимое движение Солнца в дни солнцестояний и равноденствий

После весеннего равноденствия точки восхода и захода Солнца все более и более смещаются к северу, полуденная высота Солнца увеличивается и увеличивается до летнего солнцестояния (22.06), когда  $T_{cc}$  (1 сутки)  $\textcircled{R}$   $\text{max}$  за год. В это время Солнце восходит ближе к северо-востоку, а заходит где-то на северо-западе. Полуденная высота Солнца в этот день – максимальная за год.

Затем Солнце, двигаясь по эклиптике, будет опускаться все ниже и ниже в полдень, сокращая при этом и значения  $T_{cc}$  (1 сутки). Около 23 сентября будет опять отмечен день равноденствия (осеннего). Далее Солнце будет в полдень еще более и более опускаться пока не наступит зимнее солнцестояние (22.12), когда  $T_{cc}$  (1 сутки)  $\text{\textcircled{R}} \text{min}$  за год. В этот день Солнце восходит где-то на юго-востоке и заходит на юго-западе.

В частности, для широты г.Москвы максимальная высота Солнца  $a^0$  в местный полдень для характерных 4-х суток составит (см. 1.7): 21.03 около  $32^0$ ; 21.06 – около  $66^0$ ; 21.09 – около  $32^0$ ; 21.12 - около  $9^0$ .

Таким образом, в каждые конкретные сутки года с заданным  $T_{cc}$  (1 сутки) для каждого момента времени  $t$  ( $0 \leq t \leq T_{cc}$  (1 сутки)) или  $w^0(t)$  высота Солнца над горизонтом будет постоянно меняться. При этом расстояние, пройденное прямыми солнечными лучами через атмосферу будет также существенно изменяться (см. рис. 1.18). В результате этого с увеличением пути солнечного луча в атмосфере интенсивность потока СИ будет существенно снижаться.

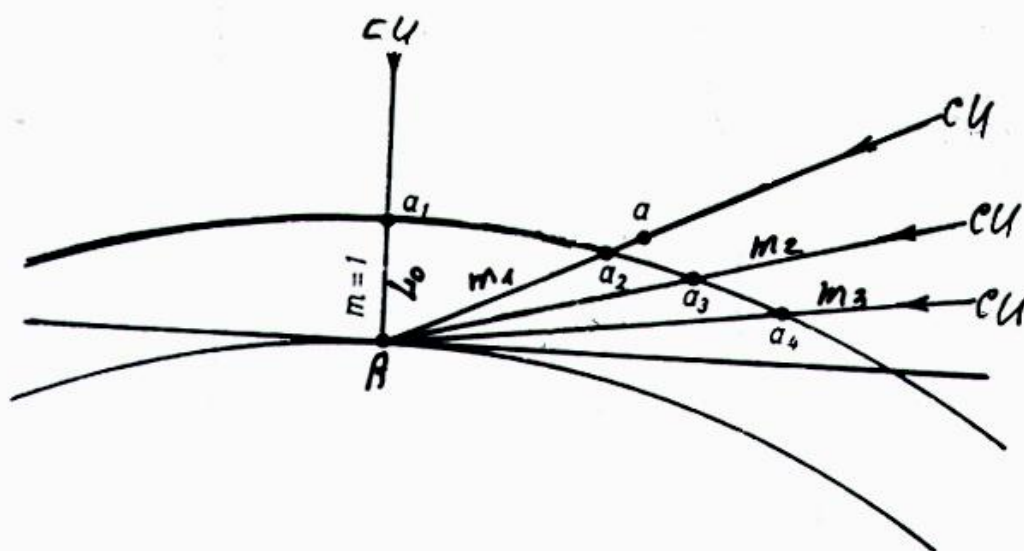


Рисунок 1.18 Длина пути солнечного луча в атмосфере при разной высоте Солнца и разных значениях  $m$

Если Солнце находится в зените, то солнечный проходит в это время

самый короткий путь ( $A_{a1}=L_0$  на рис 1.13). В этом случае масса атмосферы, преодолеваемая солнечным лучом минимальная за 1 сутки и принимается равным 1, обозначаемой, как  $m_0=1$ . Этот период при безоблачном небе наиболее благоприятен для пропускания ультрафиолетового сектора СИ (голубое небо). Ближе к закату или на восходе Солнца длина пути солнечного луча в атмосфере увеличивается. При этом увеличивается и масса воздуха, преодолеваемая солнечным лучом, которая в общем случае пропорциональна длине хода солнечного луча в атмосфере. Соотношение фактической длины солнечного луча в атмосфере в момент времени  $t$  (т.е.  $L(t)$  к  $L_0$  (когда  $m_0=1$ ), принято называть оптической массой (АМ) и обозначать символом  $m$ , АМ  $m$ , где  $m = m(t)$  определяется по формуле

$$m(t) = L(t)/L_0 = \sec J_z^0(t) = 1/\cos J_z^0(t). \quad (1.24)$$

Расчеты показывают, что в течение суток значение  $m(t)$  может находиться в пределах от 1,0 (солнце в зените) до 34,4 (солнце на восходе-заходе). При этом на восходе-заходе наиболее "доступно" для поверхности Земли длинноволновая часть солнечного спектра (желтая – оранжевая – красная).

Ослабление потока прямого СИ в атмосфере может быть описано, например, формулой Буге:

$$R_{i\delta}^{\tilde{a}}(t) = e_0(t) \cdot p^m, \quad (1.25)$$

где  $p$ , о.е. – коэффициент прозрачности атмосферы. Теоретически  $p$  находится в пределах от 1 до 1,0 и зависит прежде всего от содержания в атмосфере водяного пара, аэрозолей и озона. Чем их больше, тем меньше  $p$  при одном и том же  $m$ . Для теоретически идеальной атмосферы, не содержащей водяного пара и аэрозолей значение  $p \gg 0,9$ . Фактически же  $p$  колеблется в пределах от 0,6 до 0,85. Кроме того, значения  $p$  существенно зависят и от высоты Солнца над горизонтом, т.е.  $w^0(t)$  или  $m(t)$ . Для гелиоэнергетических расчетов во всем мире принято принимать АМ 1,5,

как базовое значение оптической массы атмосферы для расчета исходных характеристик солнечных элементов или коллекторов.

В качестве иллюстрации влияния  $w^0(t)$  и  $\delta^0(t)$  в течение суток, т.е. изменения  $m(t)$  на рис.1.15 представлены зависимости изменения солнечного спектра, т.е.  $e_I(l)$  в зависимости от  $m(t)$  в диапазоне  $l$  от 0 до 1,0 мкм. Из рис. 1.19 следует, что с увеличением  $m$  уменьшается  $e_I^{max}(m, l)$ . При этом  $e_I^{max}$  все более и более смещается в сторону больших значений  $l$ . Указанные значения  $e_I^{max}(m, l)$  приведены в табл.1.9.

Таблица 1.9 Изменения  $e_I^{max}(m, l)$

$m$ , о.е.	0	3	5
$e_I^{max}$ , кал/(мин·см <sup>2</sup> )	0,287	0,186	0,150
$e_I^{max}$ , Вт/м <sup>2</sup>	200	130	105
$l$ , мкм	4,7	5,4	6,5

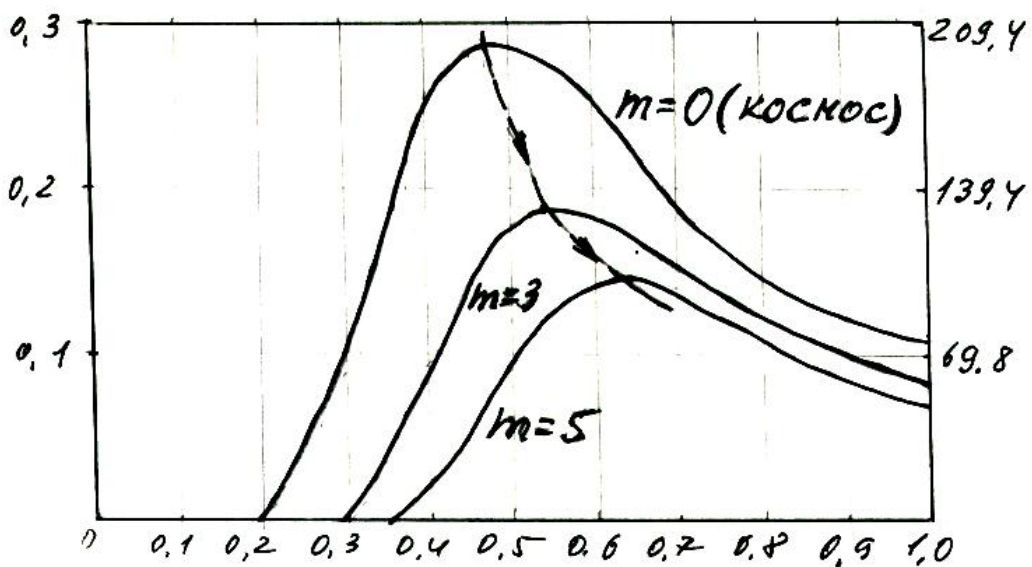


Рисунок 1.19 Графики  $e_I(l, m)$

Для абсолютно ясного (безоблачного) неба график изменения

интенсивности потока СИ на горизонтальную площадку, т.е.  $R_{i\delta}^{\tilde{a}}(t)$  в течение суток с номером  $n_i$  может быть рассчитана по следующей зависимости

$$R_{i\delta}^{\tilde{a}}(t) = R_{i\delta}^{\max}(n_i) \cdot \sin \frac{p \cdot t'}{T_{cc}^0}, \quad (1.26)$$

где  $R_{i\delta}^{\max}(n_i)$  - значение  $R_{i\delta}$  в  $n_i$  - сутки в местный полдень:

$$R_{i\delta}^{\max}(n_i) = R_{i\delta}^{\max}(T_{\tilde{a}\tilde{a}}) \cdot \cos J_z(n_i) \quad (1.27)$$

$R_{i\delta}^{\max} = R_{i\delta}^{\max}(T_{\tilde{a}\tilde{a}}) = R_{i\delta}^{\max}(j^0_A, \gamma^0_A)$  - максимум прихода СИ в течение года (обычно соответствует полудню 22 июня каждого года). В (1.26)  $t'$  - время, в течение которого имеет место прямое СИ при  $0 \leq t' \leq T_{cc}^0$  (см.рис. 1.20). Для принятого закона изменения  $R_{i\delta}^{\tilde{a}}(t)$  в течение суток можно аналитически рассчитать и поток СИ за  $n_i$  сутки, т.е.  $\dot{Y}_{\Sigma}^{\tilde{a}}(n_i)$  в (кВт·ч)/(м<sup>2</sup>·сутки) по формуле

$$\dot{Y}_{\Sigma}^{\tilde{a}}(n_i) = \int_0^{T_{cc}^0} R_{i\delta}^{\tilde{a}}(t) dt \cong \frac{2 \cdot T_{cc}^0}{p} \cdot R_{i\delta}^{\max}(n_i) \cdot 10^{-3}. \quad (1.28)$$

На рис. 1.20 показан теоретический график суточного изменения  $R_{i\delta}^{\tilde{a}}(t) \equiv R_{\Sigma}^{\tilde{a}}(t)$  и фактический возможный. На рис.1.21 для истинных солнечных суток показаны в относительных единицах график изменения  $R_{i\delta}^{\tilde{a}}(t) \equiv R_{\Sigma}^{\tilde{a}}(t)$  для 4-х характерных суток года. Очевидно, что для местного поясного времени суточные максимумы  $R_{i\delta}^{\tilde{a}}(t)$  будут смещены по отношению к 12 ч: в летний период на 14 ч; в зимний – на 13 ч дня.

Влияние дополнительных углов, т.е.  $J_z^0$ ,  $a^0$ ,  $a^0$  на энергетические показатели СИ в точке  $A(j^0_A, \gamma^0_A)$ , по своему масштабу несколько меньше, чем основных углов  $(j^0, d^0, \nu^0)$ . Однако и они оказывают значительное влияние на  $R_{\Sigma}(t)$  для рассматриваемой приемной площадки.

Для горизонтальной приемной площадки для ясного неба, когда

$$R_{\Sigma}(t) \equiv R_{i0}(t) = R_{i0}(t) \cdot \cos J_z^0(t) = R_{i0}(t) \cdot \cos J_z^0(t), \quad (1.29)$$

где  $J_z^0(t) \equiv J^0(t)$  и меняется в течение дня от  $0^0$  до  $90^0$ . При этом естественно существенно меняется и высота Солнца над горизонтом и, следовательно, и  $R_{\Sigma}^{\tilde{a}}(t) \Rightarrow \max$ , для  $a^0 = 15^0$  имеем 0,259 от максимума  $R_{\Sigma}^{\tilde{a}}(t)$ , для  $a^0 = 10^0$  имеем 0,174, а для  $a^0 = 5^0$  всего 0,087 при условии, что спектр солнечного излучения при этом не меняется от высоты Солнца.

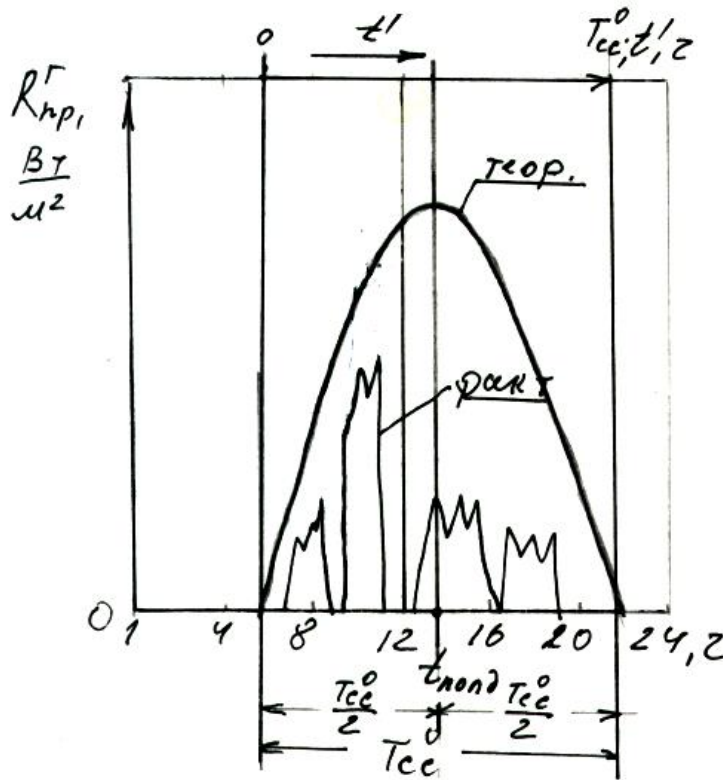


Рисунок 1.20 Изменение  $R_{i0}^{\tilde{a}}(t)$  в течение суток

В литературе довольно часто встречается рекомендация о том, что использование СИ целесообразно в случаях, когда  $a^0 \approx 15^0$ , т.е. когда доля СИ по сравнению с дневным максимумом все еще достаточно велика (0,259 от максимума  $R_{\Sigma}^{\tilde{a}}(t)$  в данные сутки). Возможно, что подобная рекомендация объясняется во-первых, наличием естественных затеняющих

предметов на поверхности Земли. Например, деревьев, холмов, строений и т.д.

Во-вторых, подобная рекомендация более объяснима, когда учитывается резкое снижение интенсивности солнечного спектра при малых углах  $a^0$  из-за увеличения длины хода солнечного луча в атмосфере, т.е. роста  $m$ .

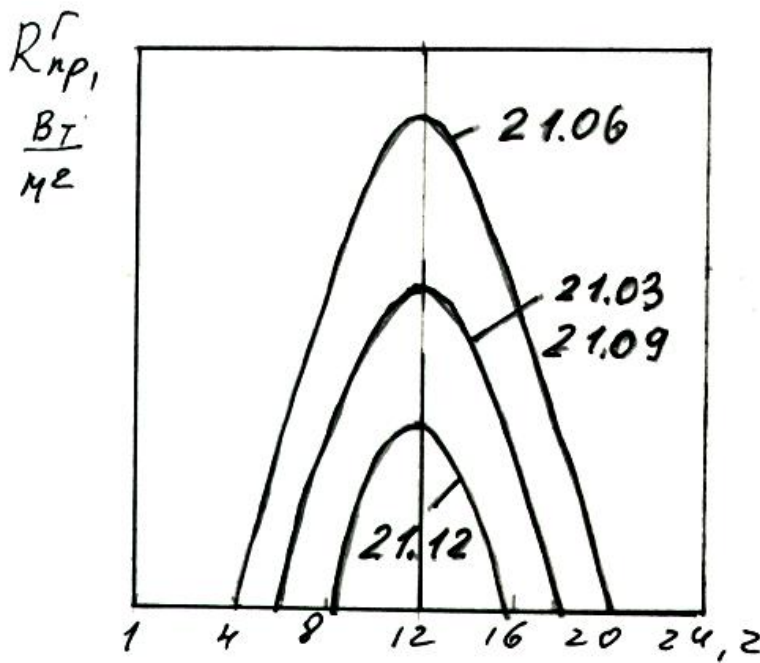


Рисунок 1.21 Изменение  $R_{i0}^{\tilde{a}}(t)$  в течение суток

В качестве иллюстрации сказанного на рис.1.22 представлены графики спектра солнечного излучения в космосе на границе атмосферы и на поверхности Земли при высоте Солнца в  $35^0$  и  $15^0$ . Из этого рисунка следует, что атмосфера существенно изменяет распределение энергии в спектре СИ, взятого в космосе на границе атмосферы. При уменьшении высоты Солнца наиболее сильно снижается доля ультрафиолетового СИ, немного меньше – видимая часть спектра и незначительно – длинноволновая или инфракрасная с наименьшими удельными значениями

$e_I(I)$  в солнечном спектре.

"Провалы" в спектре СИ для  $a^0 = 35^0$  и  $a^0 = 15^0$  объясняются влиянием при разных  $I$  (мкм) различных составляющих атмосферы (поглощение СИ парами воды, аэрозолями,  $CO_2$  и т.д.).

$e_\lambda$ , Вт/м<sup>2</sup>·мкм

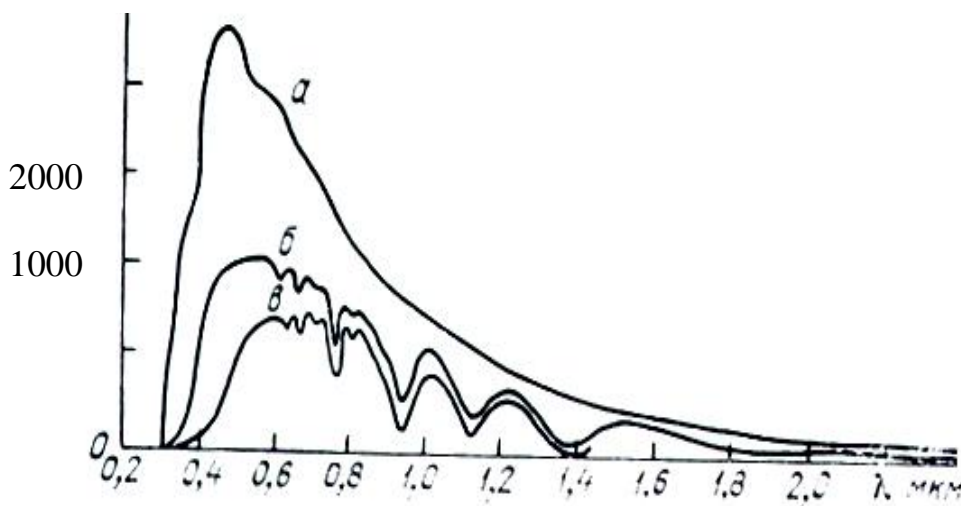


Рисунок 1.22 Распределение энергии в спектре солнечной радиации на верхней границе атмосферы а) и на земной поверхности при высоте солнца  $35^0$  - б) и  $15^0$  - в)

С учетом всего сказанного вполне объяснимым является и рекомендуемое в литературе минимально экономически приемлемое значение  $a^0 = 15^0$  для обоснования параметров и режимов СЭУ.

На рис. 1.23 приведена иллюстрация характерного года изменения  $R_{i\delta}^{\tilde{a}}(t)$ ,  $J^{\theta}(t)$ ,  $a^0(t)$ ,  $m(t)$  в течение суток для условий ясного неба и горизонтальной приемной площадки (принимается, что рассматривается случай с истинным солнечным полднем в 12-00 дня и известным значением  $T_{cc}^0$ ).



Знание высоты Солнца над горизонтом ( $a^0 = 90^0 - J_z^0$ ) равно как и азимут Солнца ( $a^0$ ) необходим для организации системы слежения приемника СИ за Солнцем во времени. При этом для любого момента времени и любой плоской приемной площадки с  $b^0$  от  $0^0$  до  $90^0$  справедливы следующие соотношения разных характерных углов, рассмотренных выше

$$a^0(t) = 90^0 - J_z^0(t) \quad (1.30)$$

$$\sin a^0(t) = \sec a^0(t) \times \cos d^0(t) \times \sin v^0(t), \quad (1.31)$$

где  $\cos d^0(t)$  считается постоянными для рассматриваемых суток года и определяется номером текущего дня в году, т.е. фактически

$$\sin a^0(n_i, t) = \sec a^0(t) \times \cos d^0(n_i) \times \sin v^0(t), \quad (1.32)$$

Из рис.1.6 в этом случае следует, что если известны значения  $b^0(t)$  и  $J^0(t)$  (определяемый аналитически по формулам (1.5) и (1.6) или (1.7), то в этом случае можно определить и  $a^0 = a^0(t)$  по формуле:

$$a^0(t) = 90^0 - (J^0(t) + b^0(t)). \quad (1.33)$$

Полученные выражения (1.32) и (1.33) могут использоваться далее в системах ориентации плоской приемной площадки с целью оптимизации прихода прямого СИ во времени. Очевидно, что это будет справедливо всегда, когда  $J^0(t)$  будет равен нулю, т.е. приемная площадка будет перпендикулярна  $R_{i0}(t)$ . Знание  $a^0(t)$  и  $a^0(t)$  также необходимо и для правильной ориентации отражателей прямого СИ с целью его направления в нужное место в рассматриваемой технической схеме (например, ориентация гелиоскопов в башенных СЭУ).

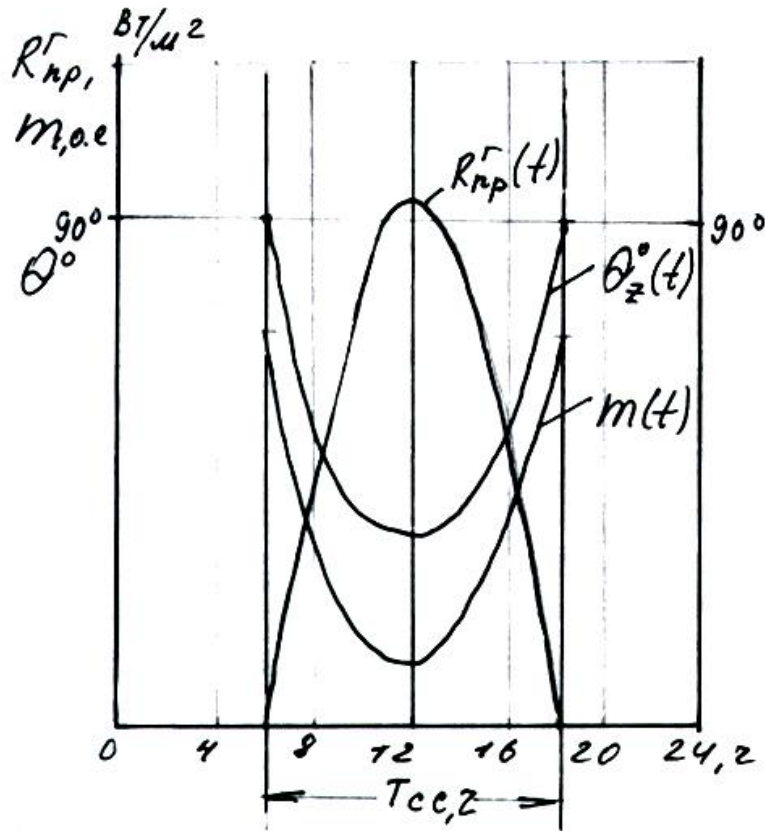


Рисунок 1.23 Изменение  $R_{i\delta}^{\ddot{a}}(t)$ ,  $\vartheta^0(t)$ ,  $\alpha^0(t)$ ,  $m(t)$  для условий ясного неба и горизонтальной ПП

### 1.3 Расчет прихода прямого солнечного излучения на произвольно наклоненные приемные площадки

Из трех составляющих солнечного излучения на Земле ( $R_{np}$ ,  $R_{\delta}$ ,  $R_{отр}$ ) в солнечной энергетике наибольшее значение имеет прямое солнечное излучение –  $R_{np}(t)$  как для горизонтальных, так и произвольно наклоненных приемных площадок.

Мощность потока прямого солнечного излучения на произвольно-ориентированную приемную площадку площадью  $F$  ( $m^2$ ) на Земле в любой момент времени ( $R_F(t)$ ) определяется следующим соотношением:

$$R_F(t) = R_m(t) \cdot \cos \theta^0(t), \quad (1.34)$$

где  $R_m(t)$  – мощность потока прямого солнечного излучения на поверхности Земли на приемную площадку, перпендикулярную  $R_m(t)$  при оптической массе атмосферы  $m$ .

Выше были приведены некоторые формулы для расчета  $q^0(t)$ , т.е. угла падения прямого солнечного излучения на произвольно-наклоненную под углом  $b^0 > 0$  приемную площадку с азимутом  $g^0(t)$ . Ниже приводили и ряд других расчетных для  $q^0(t)$  формул, предлагаемых другими авторами, в частности,  $q^0(t)$  можно рассчитать по формуле:

$$\cos q^0(t) = \cos b^0(t) \cdot \sin a^0(t) + \sin b^0(t) \cdot \cos a^0(t) \cdot \cos(a^0(t) - g^0(t)). \quad (1.35)$$

Учитывая взаимосвязь  $a^0(t)$  и  $a^0(t)$  с другими основными и дополнительными углами для приемной площадки выражение (1.34) можно представить так:

$$\begin{aligned} R_F(t) = & R_m(t) \cdot (\cos b^0(t) \cdot (\sin j^0 \cdot \sin d^0(t) + \\ & \cos j^0 \cdot \cos d^0(t) \cdot \cos w^0(t)) + \\ & + \sin b^0(t) \cdot (\cos g^0(t) \cdot (\sin j^0 \cdot \sin d^0(t) \\ & + \cos j^0 \cdot \cos d^0(t) \cdot \cos w^0(t)) - \\ & - \sin d^0(t) \cdot \sec j^0) + \sin g^0(t) \cdot \cos d^0(t) \cdot \sin w^0(t) \end{aligned} \quad (1.36)$$

На основании выражения (1.36) можно определить и значения  $R_F(t)$  для различных характерных частных случаев расположения приемной площадки по отношению к  $R_m(t)$ :

1. Горизонтальная приемная площадка, т.е.  $\beta^0(t) \equiv 0$ :

$$\begin{aligned} R_z(t) = & R_m(t) \cdot \sin a^0(t) = R_m(t) \cdot (\sin j^0 \cdot \sin d^0(t) + \\ & + \cos j^0 \cdot \cos d^0(t) \cdot \cos w^0(t)) \end{aligned} \quad (1.37)$$

2. Вертикальная приемная площадка, т.е.  $\beta^0(t) \equiv 90^0$ ;  $\gamma^0 = \gamma^0(t)$ :

$$\begin{aligned}
R_g(t) &= R_m(t) \cdot (\cos g^0(t) \cdot \operatorname{tg} j^0 \cdot (\sin j^0 \cdot \sin d^0(t) + \\
&+ \cos j^0 \cdot \cos d^0(t) \cdot \cos w^0(t) - \sin d^0(t) \cdot \sec j^0) + \\
&+ \sin g^0(t) \cdot \cos d^0(t) \cdot \sin w^0(t)) = R_m(t) \cdot \cos a^0(t) \cdot \cos(a^0(t) - g^0(t))
\end{aligned} \tag{1.38}$$

Частными случаями п. 2 являются:

3. Вертикальная приемная площадка, ориентированная строго на Юг, т.е.  $\beta^0(t) = 90^0 = \text{const}$ ;  $\gamma^0(t) \equiv 0$ :

$$R_e^{ЮГ} = R_m(t) \cdot \cos a^0(t) \cdot \cos a^0(t) \tag{1.39}$$

4. Вертикальная приемная площадка, ориентированная строго на Запад или Восток, т.е.  $\gamma^0(t) = \pm 90^0$ :

$$R_e^{З/В} = R_m(t) \cdot \cos a^0(t) \cdot \sin a^0(t) \tag{1.40}$$

5. Вертикальная приемная площадка, ориентированная строго на Север, т.е.  $\gamma^0(t) = 180^0$ :

$$R_e^С(t) = R_m(t) \cdot (\sin d^0(t) \cdot \cos j^0 - \cos d^0(t) \cdot \sin j^0 \cdot \cos w^0(t)) \tag{1.41}$$

с учетом (1.39) и (1.40) выражения (1.38) можно представить так:

$$R_g(t) = R_e^{ЮГ}(t) \cdot \cos g^0(t) + R_e^{З/В}(t) \cdot \sin g^0(t) \tag{1.42}$$

Аналогично, учитывая (1.37) и (1.38), значения  $R_F(t)$ , т.е. приход прямого солнечного излучения на произвольно-расположенную приемную площадку, можно выразить следующим образом:

$$R_F(t) = R_F(t) \cdot \cos b^0(t) + R_g(t) \cdot \sin b^0(t) \tag{1.43}$$

Или с учетом (1.43) получаем:

$$\begin{aligned}
R_F(t) &= R_a(t) \cdot \cos b^0(t) + (R_a^{Б\tilde{A}}(t) \cdot \cos g^0(t) \\
&+ R_a^{С/\tilde{A}}(t) \cdot \sin g^0(t)) \cdot \sin b^0(t)
\end{aligned} \tag{1.44}$$

Учитывая (1.44) можно вывести выражения для прихода прямого СИ на наклоненные приемные площадки строго по всем основным координатам – Север, Юг, Запад, Восток. В частности:

6. Наклоненная приемная площадка, ориентированная строго на Юг, т.е.  $g^0(t) \equiv 0$ ,  $b^0(t) > 0$  и  $b^0(t) = const$ :

$$R_b^{ЮГ} = R_z(t) \cdot \cos b^0 + R_g^{ЮГ}(t) \cdot \sin b^0 \quad (1.45)$$

7. Наклоненная приемная площадка, ориентированная строго на Запад или Восток, т.е.  $g^0(t) = \pm 90^0$  и  $b^0(t) > 0$  и  $b^0(t) = const$ :

$$R_b^{З/В} = R_z(t) \cdot \cos b^0 + R_g^{З/В}(t) \cdot \sin b^0 \quad (1.46)$$

8. Наклоненная приемная площадка, ориентированная строго на Север, т.е.  $\gamma^0(t) = 180^0$  и  $\beta^0(t) > 0$  и  $\beta^0(t) = const$ :

$$R_b^C = R_z(t) \cdot \cos b^0 + R_g^C(t) \cdot \sin b^0 \quad (1.47)$$

Для описания изменения прямого солнечного излучения в течение суточного цикла ( $n_i$  – суток) удобно преобразовать (1.36) к следующему виду:

$$R_F(t) = R_m(t) \cdot (A + B \cdot \cos w^0(t) + C \cdot \sin w^0(t)) \quad (1.48)$$

где:

$$A = \cos b^0(t) \cdot \sin j^0 \cdot \sin d^0(t) + \sin b^0(t) \cdot (\cos g^0(t) \cdot \operatorname{tg} j^0 \cdot (\sin j^0 \cdot \sin d^0(t) - \sin d^0(t) \cdot \operatorname{se} g^0));$$

$$B = \cos b^0(t) \cdot \cos j^0 \cdot \sin d^0(t) + \sin b^0(t) \cdot \cos g^0(t) \cdot \sin j^0 \cdot \cos d^0(t);$$

$$C = \sin b^0(t) \cdot \cos d^0(t) \cdot \sin g^0(t).$$

Выше в п.1.2. была представлена формула для расчета продолжительности солнечного излучения в течение суток для горизонтальной приемной площадки ( $T_{cc}$  (см. 1.16)). Для произвольно-наклоненной приемной площадки величина продолжительности ее

облучения солнцем в течение суток, т.е.  $\omega^0_{\text{восход}}$  и  $\omega^0_{\text{закат}}$ , может быть найдена путем решения следующего уравнения, определяемого из (1.48):

$$A + B \cdot \cos w^0(t) + C \cdot \sin w^0(t) = 0. \quad (1.49)$$

Из (1.49) можно найти два корня этого выражения, которые и определяют момент начала и конца солнечного облучения приемной площадки.

#### Контрольные вопросы по первой главе

1. Источник СИ и его характеристики
2. Уравнение времени и его график
3. Среднее удельное поступление СИ на Земле
4. Физическая основа СИ на Земле
5. Спектральная плотность СИ в космосе и на Земле и ее показатели.
6. Солнечная постоянная и ее характеристики
7. Основные показатели СИ.
8. Особенности СИ на Земле.
9. Основные составляющие СИ на Земле.
10. Геометрия приемной площадки СИ на Земле.
11. Склонение Солнца и его показатели.
12. Часовой угол Солнца и его показатели.
13. Угол падения Солнца и зенитный угол.
14. Влияние широты местности на  $R_{\Sigma}^{\Gamma}(t)$ .
15. Влияние часовых углов Солнца и склонения Солнца на  $R_{\Sigma}^{\Gamma}(t)$ .
16. Влияние атмосферы на  $R_{\Sigma}^{\Gamma}(t)$ .
17. Изменение  $R_{\Sigma}^{\Gamma}(t)$ ,  $J^{\theta}(t)$ ,  $a^0(t)$  и  $m(t)$  в течение суток для ясного неба.

## 2 ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГЕЛИОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ И ЕГО ОСОБЕННОСТИ

2.1 Гелиоэнергетические расчеты. Особенности и состав требующейся исходной информации

Гелиоэнергетические расчеты обычно проводятся для обоснования параметров и режимов работы СЭУ разного типа в разных условиях или вариантах их функционирования. Как и для других видов НВИЭ в настоящее время указанные гелиоэнергетические расчеты базируются прежде всего, на наличие некоторой базовой информации по ресурсам солнечной энергетики для двух основных расчетных случаев: единичная небольшая по мощности СЭУ, расположенная в заданной условной точке  $A$  земной поверхности с координатами  $(j_A^0, y_A^0)$ ; СЭС, расположенная на некоторой территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ) с заданными координатами по широте  $(j_{max}^0, j_{min}^0)$  и долготе  $(y_{max}^0, y_{min}^0)$ . Для указанных двух основных расчетных случаев требуется, прежде всего, знание валовых, технических и экономических ресурсов СИ с учетом социально-экологических требований, т.е. знание технико-экологического и эколого-экономического потенциала СИ. Как правило, это означает необходимость наличия длительных рядов наблюдений за основными показателями солнечного излучения в точке  $A$   $(j_A^0, y_A^0)$  или на территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ). Необходимость наличия длительных рядов наблюдений за СИ для наземной энергетики объясняется наличием множества случайных влияющих факторов, а также известной закономерной цикличностью интенсивности СИ по годам (см. выше гл.1). Наличие указанных длительных рядов наблюдений за СИ объясняется необходимостью получения достаточно достоверных и надежных результатов ГЭР с разными типами СЭУ в разных условиях их функционирования. При этом самым желательным результатом является

наличие достоверной информации о приходе СИ на произвольно-ориентированную ПП разных типов СЭУ.

Для оценки технико-экологических и эколого-экономических ресурсов солнечной энергетики, очевидно, требуется и учет большого разнообразия технологических циклов преобразования СИ в другие отдельные виды энергии или их комбинации друг с другом в одной СЭУ (тепловая, электрическая, химическая, биологическая и т.д.). Последнее, естественно, существенно усложняет проведение оценочных расчетов указанных выше видов ресурсов СИ в отличие от общепринятых подходов в мире к оценке, например, гелиоэнергетических ресурсов. В последнем случае, в основном, всегда рассматривался один технологический процесс на ГЭС – преобразование гидравлической энергии в электрическую, что и предопределяло наличие устойчивых научно-обоснованных методик оценки технических и экономических ресурсов. В особенности это касалось плановой экономики с одним основным владельцем всех ресурсов и технологии - государством. Появление в России разных форм собственности на орудия и средства производства, а также возможностей реализации в расчетном створе водотока не только обычных ГЭС и ГАЭС, но также и энергетических или энерготехнологических комплексов уже ставит под сомнение полученные по прежним методикам значения технических и экономических ресурсов гидроэнергетики как традиционной, так и, особенно, малой. Естественно, что при этом должны изменяться и основные принятые ранее в бывшем СССР и остающиеся пока неизменными и в России энергетические критерии подхода к выбору и обоснованию основных параметров ГЭС в условиях рыночной экономики и разных форм собственности. Например, реализация условия получения максимального вытеснения с помощью ГЭС – ТЭС и АЭС из графика нагрузки, что было обосновано при плановой государственной экономике.

Тем более это все сказанное выше относится и к солнечной энергетике с огромным многообразием типов СЭУ и их назначением. Тем самым,



наиболее актуальным в солнечной энергетике конкретный учет величины прихода СИ на произвольно-ориентированную площадку за заданный расчетный интервал времени, т.е. оценка валовых ресурсов СИ в точке  $A(j_A^0, y_A^0)$  или на территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ). Что же касается методического обоснования технико-экономического или технико-экологического потенциала СИ здесь, очевидно, наибольшие значения приобретают различные факторы при рассмотрении использования СИ в точке  $A(j_A^0, y_A^0)$  или на территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ). Очевидно, что для СЭУ в точке  $A(j_A^0, y_A^0)$  наибольшее значение приобретает знание энергетических и экологических характеристик рассматриваемого типа СЭУ, т.е. учет конкретного технологического цикла преобразования СИ в другие виды энергии. Что же касается территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ), то для расчета технико-экологического и эколого-экономического потенциала СИ здесь наибольшие значения приобретает учет социально-экологических требований в каждом конкретном регионе. Например, наличие свободных, не вовлеченных в хозяйственную деятельность территорий и допустимость количественного использования под размещение там СЭС разных типов. С другой стороны, оценка доли валовых ресурсов СИ на территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ), пригодной по социально-экологическим условиям к техническому использованию и далее «допущенной» для финансово-экономических расчетов, на основе общемирового опыта может быть ориентировочно оценена и статистическим путем.

Как следует из всего сказанного выше, основой всей ГЭР является оценка прихода СИ на произвольно-ориентированную ПП в точке  $A(j_A^0, y_A^0)$  или на территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ), т.е. оценка валовых ресурсов солнечной энергетике. Другие два основных вида потенциальных ресурсов СИ должны учитывать особенности двух основных расчетных случаев, и, особенно, возможности реализации разнообразных технологических циклов на современных СЭУ. Последнее особенно касается оценки технических и экологических ресурсов СИ в точке  $A(j_A^0, y_A^0)$ .

С другой стороны, мировой опыт использования СИ в энергетических целях позволяет выделить три основных условия или варианта функционирования СЭУ: работа СЭУ в составе большой объединенной энергетической системы (ОЭС); работа СЭУ на локальную энергосистему относительно небольшой мощности; работа СЭУ на малого автономного потребителя. Рассмотрим особенности требований к исходной информации по СИ и для трех условий:

1. Работа СЭУ в составе большой ОЭС совместно с традиционными ТЭС, ГЭС и АЭС. В этом случае:

$$\sum_{i=1}^n N_{уст\ i}^{СЭУ} \ll P_c^{\max}, \quad (2.1)$$

где  $N_{уст\ i}^{СЭУ}$  - установленная мощность  $i$ -ой СЭУ;  $P_c^{\max}$  - максимум нагрузки ОЭС. Все СЭУ в этом случае - дублированная мощность ОЭС с нулевой гарантированной мощностью без использования на СЭУ аккумуляторов энергии, поскольку в данном случае это нецелесообразно. СЭУ здесь должны работать по критерию максимальной выработки электроэнергии или тепловой энергии с целью получения максимальной экономии невозобновляемого ископаемого органического топлива. Это означает, что в этом случае, возможно, использовать в качестве расчетных интервалов – месячные или среднемесячные суточные для расчета месячного прихода солнечной энергии и расчета возможной выработки на СЭУ рассматриваемого типа. СЭУ в этом случае никак не влияют на надежность работы всей ОЭС в целом.

2. Работа СЭУ в составе локальной энергосистемы (ЛЭС) совместно с традиционными типами энергоустановок, как правило, мощных (сотни кВт) ДЭУ. В этом случае мощность СЭУ сопоставима с мощностью всех ДЭУ в ЛЭС, т.е.

$$\sum_{i=1}^n N_{уст\ i}^{СЭУ} = \left( \sum_{j=1}^m N_{уст\ j}^{ДЭУ} \right) \cdot K_{СЭУ}, \quad (2.2)$$

где  $0 \leq K_{СЭУ} \leq 1,0$ .

Надежную и бесперебойную работу всей системы энергоснабжения ЛЭС здесь обеспечивают ДЭУ, чья общая установленная мощность должна гарантированно обеспечивать покрытие графика нагрузки ЛЭС в целом, т.е.

$$\sum_{j=1}^m N_{устj}^{ДЭУ} > P_{ЛЭС}^{\max}. \quad (2.3)$$

СЭУ здесь также как и в первом условии работают по критерию максимального вытеснения невозобновляемого ископаемого органического топлива при нулевой гарантированной мощности без использования специальных аккумуляторов избыточной в некоторые периоды времени выработки СЭУ. Однако, учитывая четкий закономерный цикл прихода СИ в течение суток здесь уже возможно и даже иногда целесообразно использование аккумуляторов избыточной энергии СЭУ. Это означает, что в данном случае в качестве расчетных интервалов времени следует использовать суточные интервалы без учета аккумуляции энергии и даже часовые - с учетом аккумуляторов энергии. При значительной доле СЭУ в ЛЭС и наличии аккумуляторов (т.е. когда  $K_{СЭУ} = 1$ ) СИ начинает влиять и на условия обеспечения надежного функционирования всей ЛЭС в целом.

3. Работа СЭУ на локального потребителя малой мощности (кВт или десятки кВт) совместно с традиционными типами энергоустановок (ДЭУ) или без них с аккумуляторами энергии различного цикла аккумуляции. В данном случае особое значение приобретает учет категорий типов потребителей по показателям надежности энергоснабжения. Здесь мощность СЭУ уже сопоставима с  $P_{потр}^{\max}$

$$\sum_{j=1}^m N_{устj}^{СЭУ} \approx P_{потр}^{\max}. \quad (2.4)$$

Здесь СЭУ, имеющие нулевую гарантированную мощность, обязательно должны сочетаться с аккумуляторами энергии разного цикла аккумуляции в зависимости от конкретного типа потребителя СЭУ здесь обеспечивают как надежную работу всей системы энергоснабжения

автономного потребителя, так и экономию невозобновляемого ископаемого органического топлива.

В этом случае в качестве расчетных интервалов времени следует использовать часовые интервалы, а для очень ответственных потребителей и, текущие значения прихода СИ во времени, т.е.  $R_a(t)$ .

Учитывая все сказанное выше в п 2.1 можно сделать заключение о том, что для ГЭР при обосновании параметров и режимов разных типов СЭУ, работающих в разных вариантах или условиях их функционирования требуется достаточно специфическая во всех отношениях исходная информация по СИ в рассматриваемой точке  $A (j_A^0, y_A^0)$  или на территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ). На величину прихода СИ на ПП будут влиять как основные и вспомогательные углы ориентации ПП на Солнце (см выше гл.1), так и энергетические показатели технологических схем реализации СЭУ, а также социально-экологические факторы в рассматриваемом регионе. В связи с этим ниже в гл.2 прежде всего рассматриваются источники исходной информации по СИ в нашей стране и их особенности.

## 2.2 Основные источники исходной информации по СИ в России и ее особенности

Изучение всех особенностей СИ на Земле является предметом одного из разделов геофизики – актинометрии. Актинометрия изучает солнечное, земное и атмосферное излучение (радиацию) в условиях атмосферы, гидросферы и поверхности Земли. Основной задачей актинометрии является измерение разных видов излучения и изучения закономерностей поглощения и рассеяния радиации. С другой стороны в узком смысле слова актинометрия это совокупность методов измерения радиации (излучения) в метеорологии.

СИ в мире измеряется с помощью двух основных видов приборов: актинометры (пирогелиометры) и солариметры (пиранометры). Актинометры (от греческого "aktis" – луч) предназначены для измерения прямого СИ с точностью до (2-4) %. Принцип действия актинометров

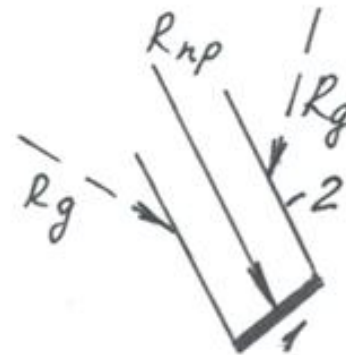
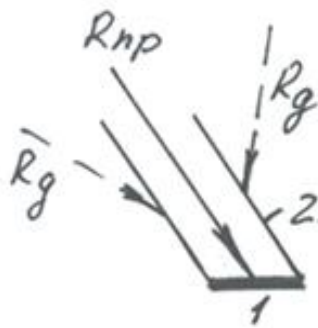
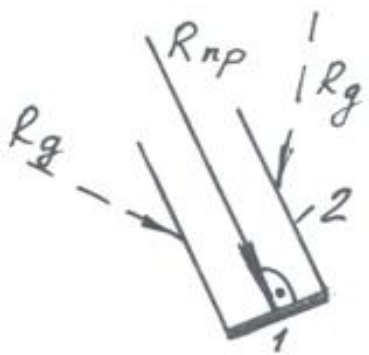
основан на измерении поглощения СИ телом, близким по свойствам к черному телу и превращении энергии СИ в тепловую энергию. По изготовлению актинометры бывают термоэлектрические, термобиметаллические и другие. Эти приборы по своей конструкции весьма сложны в управлении или с точки зрения необходимости постоянной - ориентации измерительного цилиндра на Солнце, и, как следствие этого, весьма дороги. В связи с этим иногда  $R_{np}(t)$  получают не измерительным, а расчетным путем, измеряя  $R_a(t)$ ,  $R_\delta(t)$  и  $R_{omp}(t)$ .

Солариметры или пиранометры (от греческого "руч" – огонь, "ано" – наверху) измеряют как суммарное, так и отдельно диффузное СИ в зависимости от своей конструкции с точностью от 3 до 15%, что объясняется в том числе и методической сложностью измерения чисто диффузной СИ. Для иллюстрации сказанного на рис.2.1 представлены принципиальные схемы разных способов измерения разных составляющих СИ. Из этого рисунка следует, что для измерения диффузного СИ используется обычно некоторая затеняющая площадка или экран "защищающий" прибор от попадания на него прямого СИ. Очевидно, что эта же площадка в зависимости от ее размеров и расстояния до ПП также будет не "пропускать" и некоторую часть диффузного СИ. В особенности это касается случаев 2 и 3 на рисунке 2.1; дополнительно поясненных на рис.2.2. Из рис. 2.2 для случая 1 а) следует: при малом расстоянии экрана до ПП и его большой площади измерение  $R_\delta(t)$  малоэффективно. Для случая же 1 б) при малом экране и большом расстоянии до ПП вместе с  $R_\delta(t)$  будет измеряться и  $R_{np}(t)$ . Для случая 2 а) при большом экране возможно измерение только части  $R_\delta(t)$ , а для случая 2 б) с малым экраном возможно измерение и  $R_\delta(t)$  и  $R_{np}(t)$ . Иногда возможно измерение прихода суммарного СИ по разным частям солнечного спектра путем введения специальной избирательной ПП (синяя, красная, черная), т.е. измерение доли видимой части спектра, ультрафиолетового и инфракрасного излучения.

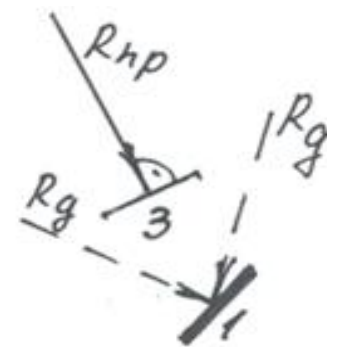
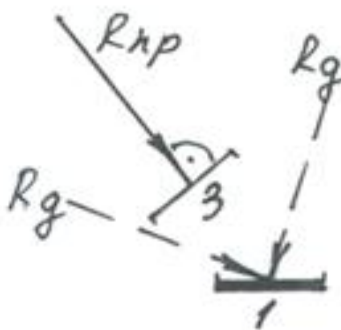
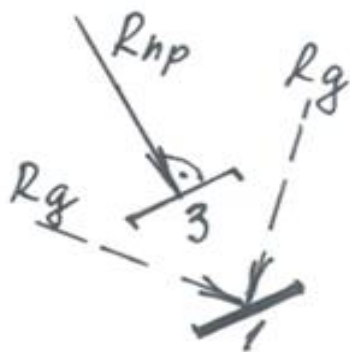
ПП перпендикулярна  
 $R_{np}$

Горизонтальная ПП

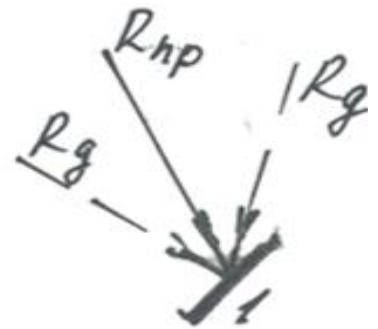
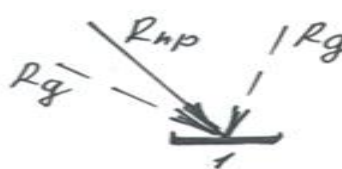
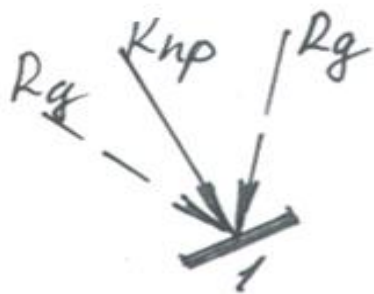
Наклоненная ПП



Измерение  $R_{np}$



Измерение  $R_0$



Измерение  $R_a$

Рисунок 2.1 Принципиальные схемы измерения:

1 – ПП (приемная площадка); 2 – защитный кожух; 3 – защитный экран

Значительно сложнее измерение состояния облачности атмосферы в рассматриваемой точке  $A (j_A^0, y_A^0)$ . Здесь используются либо методы обычного визуального наблюдения человеком и его субъективная оценка, либо наблюдения со спутников Земли. Погрешность оценки здесь составляет

до 20%. Аналогичного характера погрешность достигает и при измерении  $T_{cc}$  (до 20%).

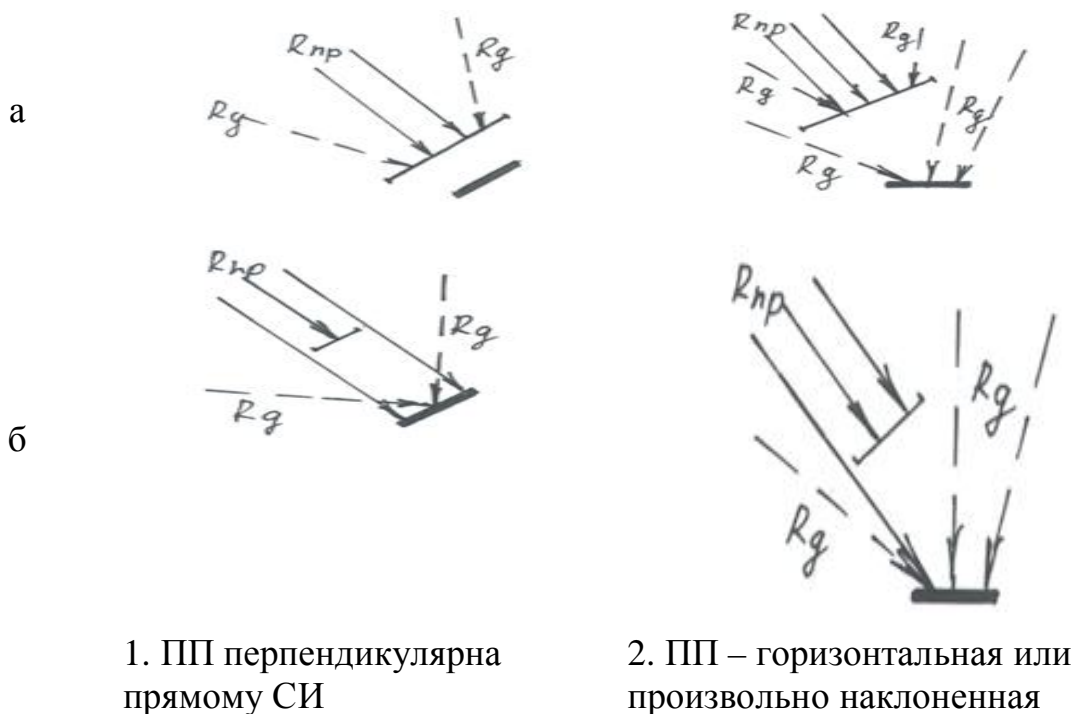


Рисунок 2.2 Особенности измерения  $R_d(t)$

На рис.2.3 приведены принципиальные технические схемы приборов для измерения различных составляющих СИ:  $R_a(t)$ ,  $R_{np}(t)$ ,  $R_d(t)$ .

Все перечисленные выше параметры СИ на Земле, а также  $R_{omp}(t)$ ,  $r(t)$ ,  $t^0(j)$  и другие параметры, необходимые для оценки состояния СИ в основном климатических расчетов сегодня измеряются в виде так называемых срочных наблюдений во времени в течение каждых суток на приземных и космических станциях измерений, входящих в состав Государственного комитета России по гидрометеорологии и контролю окружающей среды (Госкомитет). Хотя в последние годы во всем мире повышает значимость космических станций по наблюдению за окружающей средой, все же базовыми способами получения наиболее достоверной информации метеорологии, составной частью которой является актинометрия, остается разветвленная в каждой стране сеть наземных

станций. Очевидно, что указанная сеть должна быть организована на основе позиций системного подхода, где каждый наблюдательный пункт имеет определенное место в отношении его местоположения и объема наблюдений.

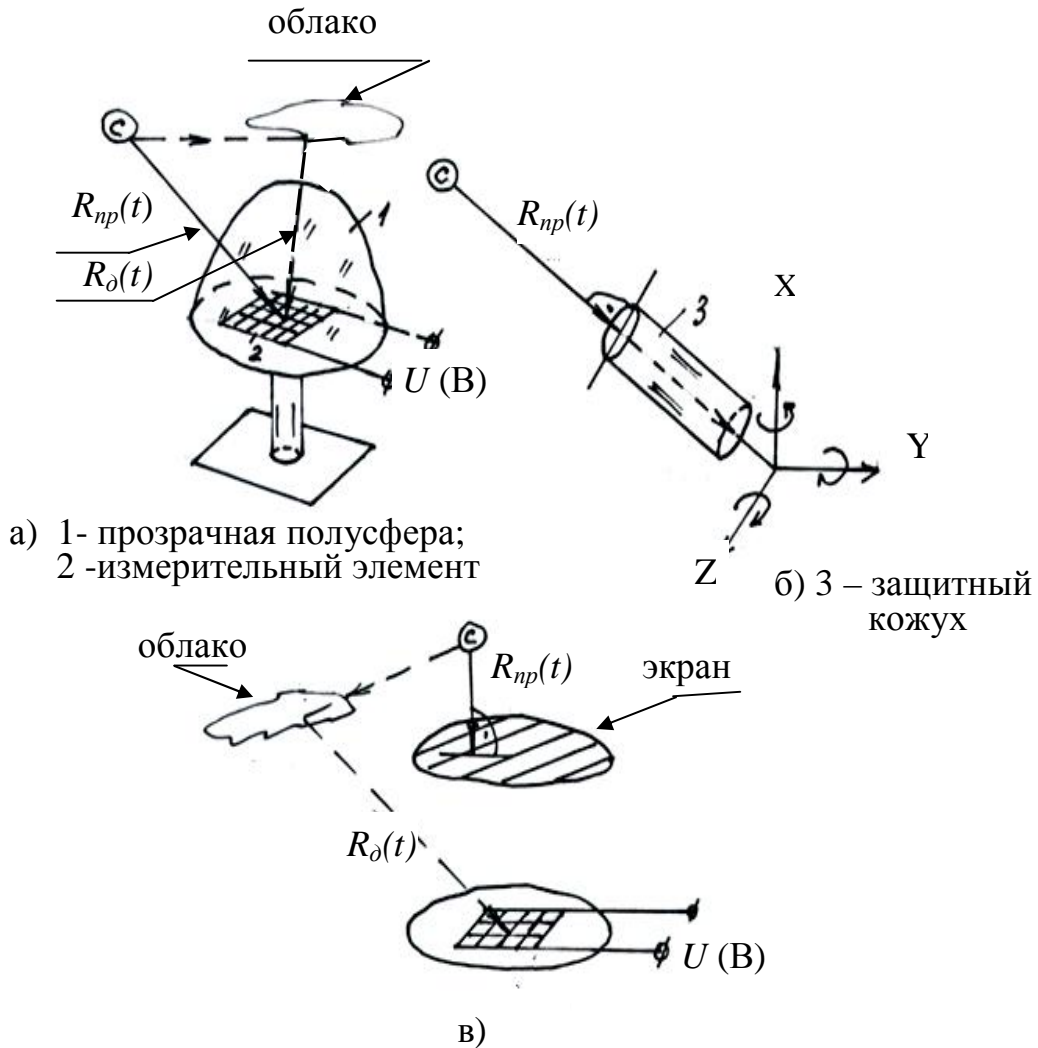


Рисунок 2.3 Принципиальные схемы приборов для измерения солнечного излучения: а) -  $R_{\delta}(t)$ , б) -  $R_{np}(t)$ , в) -  $R_{\delta}(t)$ .

С этой целью число и местоположение указанных станций должно быть оптимальным с точки зрения минимизации числа этих станций, обеспечивающих интерполяцию и экстраполяцию измеренных данных для любой точки  $A(j_A^0, y_A^0)$ , где планируется создание энергоустановок на основе НВИЭ. Точность указанной интерполяции или экстраполяции зависит от очень большого числа факторов. В том числе: от изменчивости измеряемого параметра от расстояния и других географических факторов; от



расстояния между станциями и т.д. Сегодня указанная сеть станций и методы проведения срочных наблюдений, в основном, отвечают требованиям климатологических расчетов.

Все рассматриваемые в метеорологии, так и называемые метеоэлементы, включая и актинометрические по степени их изменчивости по территории Земли можно условно разделить на две группы.

Первая группа включает в себя те метеоэлементы, которые достаточно хорошо экстраполируются на расстояние до 60-70 км от точки их измерения. Сюда включаются: температура воздуха и почва; скорость ветра; испарение; влажность воздуха; облачность; снежный покров; продолжительность солнечного сияния. Во-вторую группу входят метеоэлементы, которые сильно меняются по территории. Сюда включаются: осадки; атмосферные явления и т.д. Для этой группы метеоэлементов требуется более "густая" сеть станций наблюдения: на равнине до 25-30 км, а в горах – до 10-15 км и менее в зависимости от особенностей горного рельефа. Сказанное выше означает, что для России с площадью ее территории в 15 млн. км<sup>2</sup> для среднего расстояния между станциями в 50 км требуется наличие около 2000 подобных станций. Особенно это относится для станций, где ведутся наблюдения за СИ, поскольку параметры СИ могут существенно меняться по территории.

Измерение и наблюдение за основными метеорологическими факторами, включая и данные по СИ, ведется, в основном на следующих наземных стационарных станциях общего не специального назначения: гидромектеорологические обсерватории (ГМО); гидрометеорологические станции (ГМС); гидрометеопосты (ГМП). Кроме того, существуют и специальные метеорологические станции специального (закрытого общего пользования) назначения. Например, на аэродромах. Наконец, имеются и специальные актинометрические станции (АМС), которые ведут наблюдение и измерение только основных параметров СИ.

ГМО обычно размещаются в административных центрах областей, краев, округов и столицах автономных республик, а также на больших водохранилищах. ГМО реализуют изучение гидрометеорологических процессов и явлений в регионе своей деятельности, составляют климатологические прогнозы на разные периоды времени, обеспечивают гидрометеорологической информацией население и организации своего региона, руководят деятельностью ГМС, ГМП и АМС. В настоящее время ГМО ведут как непрерывное измерение основных гидрометеорологических параметров, так и реализуют в течение суток так называемые срочные наблюдения восемь раз в сутки через каждые три часа (10, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21). Обработанная за сутки информация передается в Главную Геофизическую обсерваторию (ГГО) им. А.И. Воейкова.

ГМС – в настоящее время проводят восемь срочных измерений (через три часа) всех основных гидрометеорологических параметров (включая и данные по СИ) в сутки (ранее было всего четыре срочных наблюдения за сутки). Обработанные данные передаются в ГГО им. А.И. Воейкова.

ГМП измеряют всего два раза в сутки только данные, характерные для конкретного региона, где расположен ГМП и передает эти данные без обработки в ГМС.

АМС – специализируются, как было сказано выше только на измерении данных по СИ. Здесь также как и на ГМС фиксируются восемь срочных наблюдений в течение суток через каждые три часа, а также при наличии соответствующей аппаратуры ведется практически непрерывная запись данных на ПЭВМ через каждую 1 мин. Однако обрабатываются и передаются на ГМС только суточные данные на основе срочных (восьми наблюдений).

Ниже приводится стандартный состав срочных основных и вспомогательных измерений по СИ на метеорологической обсерватории МГУ (г.Москва), обычный для стационарных станций Госкомгидромета России, а также ее особенности и методы дальнейшей обработки срочных

измерений по СИ. Для удобства представления результатов измерений, производимых в  $(\frac{\dot{I}\ddot{A}\epsilon}{i^2})$  и, как следствие этого, имеющих малую размерность, указанные измерения по СИ умножаются в отчетных документах на 100. В этом случае фактические значения энергии СИ, т.е.  $\mathcal{E}_{\text{факт}} (\frac{\dot{I}\ddot{A}\epsilon}{i^2})$  могут быть получены на основе расчетных значений  $\mathcal{E}_{\text{расч}}$  следующим образом

$$\mathcal{E}_{\text{факт}} = 0,01 \times \mathcal{E}_{\text{расч}} \quad (2.5)$$

В состав основных измерений включены: суммарное ( $\mathcal{E}_a$ ), рассеянное или диффузное ( $\mathcal{E}_d$ ), отраженное ( $\mathcal{E}_{\text{отр}}$ ) СИ, радиационный баланс подстилающей поверхности –  $B (\frac{\dot{I}\ddot{A}\epsilon}{i^2})$  за 1 час, 1 сутки, 1 месяц, 1 год, а также фактическая продолжительность солнечного сияния за 1 сутки –  $T_{\text{сс}}$  (ч). В качестве  $B$  принимается разница между поглощенным СИ земной поверхностью, т.е.  $\mathcal{E}_a \times (1-r)$  и эффективным излучением этой поверхности, т.е.  $E_g$  или

$$B = \mathcal{E}_a \times (1-r) - E_g = (\mathcal{E}_{\text{пр}} + \mathcal{E}_d - \mathcal{E}_{\text{отр}}) - (E_s - d \times E_a), \quad (2.6)$$

где  $E_s$  – собственное излучение поверхности земли (глубинное тепло Земли);  $d$ , о.е. – коэффициент поглощения длинноволновой части СИ (т.е. инфракрасного излучения) поверхности Земли;  $E_a$  – встречное излучение атмосферы.

Измеряются также и вспомогательные параметры СИ: энергия видимой части спектра ( $\lambda = 0,38, 0,71 \text{ мкм}$ ); энергия ультрафиолетовой части спектра ( $\lambda = 0,038, 0,38 \text{ мкм}$ ); энергия длинноволновой части спектра ( $\lambda = 0,71, 4,0 \text{ мкм}$ ).

Полученная в ГГО им. А.И. Воейкова информация по срочным наблюдениям за СИ обрабатывается и представляется в научно-техническом справочнике по климату, куда включаются следующие исходные данные по СИ по всем ГМС и АМС.

1. Солнечное сияние:  $T_{cc}$  (ч) за 1 месяц или 1 год. В том числе -  $T_{cc}^{факт}$ , ч – с учетом реального фактора затенности (мс, строения, пыль и т.д.); отношения  $T_{cc}^{факт}$  к  $T_{cc}^{теор}$  в процентах, где к  $T_{cc}^{теор}$ , ч рассчитывается по (1.) для каждой ГМС или АМС с координатами  $(j^0, y^0)$ ; а также продолжительность суток в часах без Солнца -  $T_{cc}^{б/с}$ , ч. Фиксация  $T_{cc}^{факт}$  и  $T_{cc}^{б/с}$  – по приборам.

## 2. СИ и радиационный баланс с подстилающей поверхности

На основе срочных наблюдений за СИ рассчитываются основные значения потока СИ за 1 сутки, 1 месяц и 1 год. Значение потока СИ за 1 сутки рассчитываются на основе данных по 8 срочным наблюдениям. То же значение потока СИ за 1 месяц определяется суммированием суточных значений потока СИ. Соответственно, за 1 год – суммированием месячных значений потока СИ. В этом случае для получения среднемесячного потока СИ за  $j$ -ый месяц года или за среднегодовые сутки производится по формулам:

$$\bar{Y}_{\tilde{n}\acute{o}\delta j}^{i\tilde{a}\tilde{n}} = \frac{Y_{i\tilde{a}\tilde{n}j}}{n_{\tilde{n}\acute{o}\delta j}}, \quad (2.7)$$

$$\bar{Y}_{\tilde{a}\tilde{i}\tilde{a}}^{\tilde{n}\acute{o}\delta} = \frac{Y_{\tilde{a}\tilde{i}\tilde{a}}}{365}. \quad (2.8)$$

Среднемесячное значение альбедо, т.е.

$$r_{i\tilde{a}\tilde{n}j}^- = \frac{1}{3}(r_{9^{00}} + r_{12^{00}} + r_{15^{00}}), \quad (2.9)$$

где  $r_{9^{00}}, r_{12^{00}}, r_{15^{00}}$  - среднемесячные значения альбедо поверхности (средневзвешенные), измеренные или зафиксированные в  $9^{00}, 12^{00}$  и  $15^{00}$  каждых суток  $j$ -го месяца. Среднегодовое значение альбедо поверхности, т.е.

$r_{\tilde{a}\tilde{i}\tilde{a}}^-$  определяется иначе:

$$r_{\tilde{a}\tilde{i}\tilde{a}}^- = \frac{Y_{\tilde{a}\tilde{i}\tilde{a}}^{i\delta\delta}}{Y_{\tilde{a}\tilde{i}\tilde{a}}^{\Sigma}} \cdot 100\%. \quad (2.10)$$

В состав основной информации по СИ для каждой рассматриваемой ГМС или АМС включается следующее:

По солнечной радиации и солнечному сиянию в составе "Научно-прикладного справочника по климату СССР (серия 3. Многолетние данные. – С.-Пб: Гидрометеиздат, 1992)" входят следующие обобщенные за весь период наблюдений по каждой ГМС или АМС данные необходимые для гелиоэнергетических расчетов:

1. Истинное (фактическое) время восхода и захода Солнца;
2. Суммы прямой солнечной радиации на нормальную к солнечному лучу ПП при ясном небе и интегральная прозрачность атмосферы (среднечасовые, среднемесячные и годовые данные);
3. Суммы прямой солнечной радиации на горизонтальную ПП при ясном небе (среднечасовые, среднемесячные и годовые данные);
4. Сумма суммарной солнечной радиации при ясном небе (среднечасовые, среднемесячные и годовые данные);
5. Суммы прямой солнечной радиации на горизонтальную ПП при средних условиях облачности (среднечасовые, среднемесячные и годовые данные);
6. Суммы рассеянной (диффузной) солнечной радиации на горизонтальную ПП при средних условиях облачности (среднечасовые, среднемесячные и годовые данные);
7. Суммы суммарной солнечной радиации на горизонтальную ПП при средних условиях облачности (среднечасовые, среднемесячные и годовые данные);
8. Среднее квадратичное отклонение и коэффициент асимметрии суточных сумм суммарной радиации
9. Среднее квадратичное отклонение месячных и годовых сумм радиации;
10. Характеристики продолжительности суточного хода солнечного сияния.

Кроме указанной серии 3 в состав указанного справочника входят еще три серии: серия 1 – Климатические ресурсы и ежегодные метеорологические и актинометрические данные; серия 2 – Данные за пятилетие; серия 4 – Климатические ресурсы экономических районов бывшего СССР. Предыдущий Справочник вышел в 1964-1969 гг. Характеристики солнечной радиации получены за сравнительно короткие ряды за период 1960-1980 гг.

К сожалению, рассмотренная выше имеющаяся в открытой печати исходная информация по СИ бывшего СССР и современной России является в большинстве случаев единственной реально доступной информацией по СИ.

Однако даже и она имеет свои особенности и недостатки с точки зрения требований современных гелиоэнергетических расчетов. Воспользуемся для анализа рассматриваемой информации результатами последних полномасштабных исследований по СИ бывшего СССР, проведенных в начале в середине 80-х годов, а затем продолженных в середине 90-х годов прошлого столетия уже в России.

Плановое развитие актинометрических наблюдений в бывшем СССР относится к 1952 г, когда была определена структура и программа работ сети АМС, подготовлены соответствующие методические пособия. Наиболее интенсивно актинометрическая сеть в бывшем СССР развивалась в 1961÷1963 годах. На середину 90-х годов прошлого столетия в России было около 240 метеостанций, где производятся измерения прихода СИ на Землю (см. рис. 2.4). На 140 из них установлены актинометры, пиранометры и балансомеры, что позволяет измерять  $\dot{E}_a$ ,  $\dot{E}_{np}$ ,  $\dot{E}_d$ ,  $\dot{E}_{отр}$  и радиационный баланс путем непрерывной регистрации или срочными наблюдениями через 3 ч восемь раз в сутки.

В 90-е годы прошлого столетия расширена сеть метеостанций, измеряющих СИ; на 100 метеостанциях установлены интеграторы типа Х-603 для регистрации суточного прихода СИ на Землю.

Из рис.2.4 со всей очевидностью следует, что АМС размещены весьма неравномерно по территории бывшего СССР. Особенно это касается районов с децентрализованным электроснабжением, где АМС катастрофически мало.

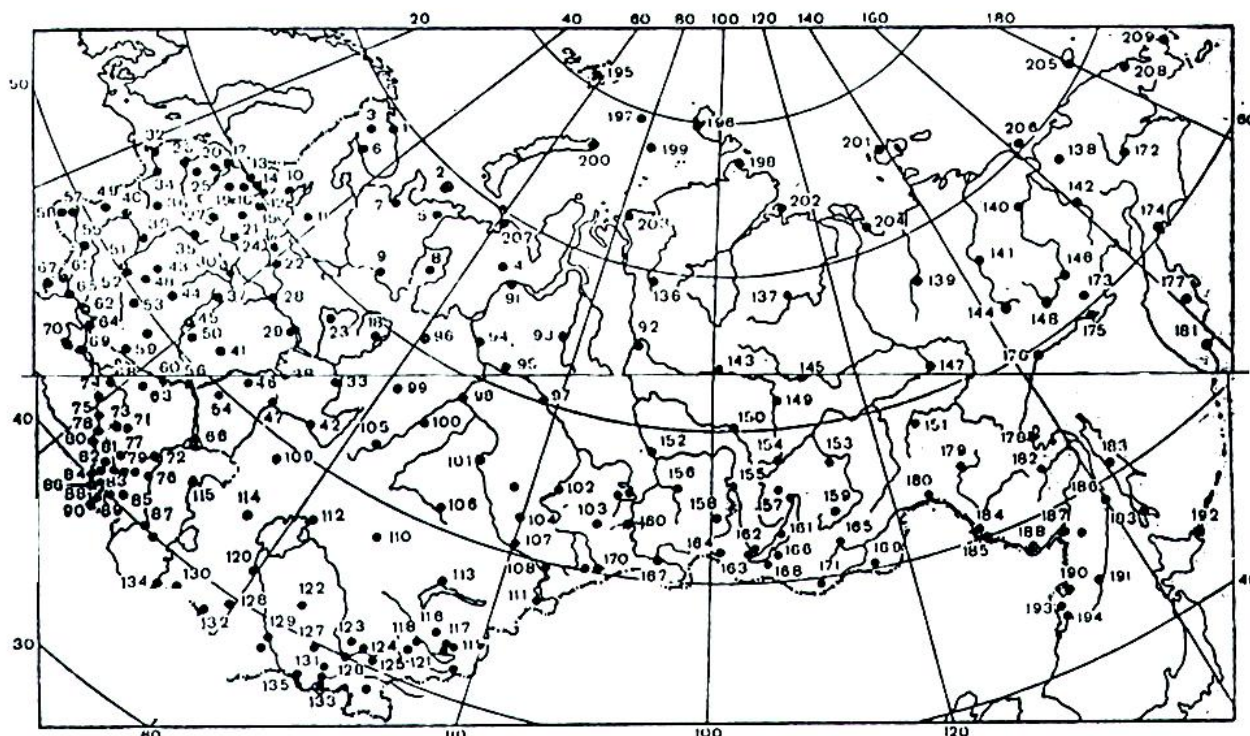


Рисунок 2.4 Основные актинометрические станции бывшего СССР

В целом же, с учетом сказанного выше о требуемом числе АМС для адекватного представления по СИ, число АМС в бывшем СССР и современной России примерно на порядок меньше требуемого. При этом качество получаемой информации по СИ с точки зрения величины расчетного интервала  $Dt$  было очень различным и мало пригодным для всех гелиоэнергетических расчетов.

Особенно это касается расчетов параметров и режимов СЭУ, работающих на локальную сеть или автономного потребителя, что наиболее характерно для современной России (см. таблицу 2.1).

Следует отметить, что подавляющее число АМС давала информацию либо среднемесячных, либо в лучшем случае на основе срочных наблюдений среднесуточную. Часовые данные по СИ имелись на очень ограниченном числе АМС, расположенных в Средней Азии или Казахстане.

Таблица 2.1 Величина расчетного интервала, число АМС и число лет наблюдений за СИ на уровне 1984 г в бывшем СССР

$Dt$	Число АМС	$T_{набл}$ , ГОДЫ
1 месяц	200	15÷50
1 сутки	100	15÷42
1 час	11	11÷18

Ряды наблюдений за среднемесячными значениями СИ ограничивались периодом с начала регулярных наблюдений за СИ, т.е. с 50-х годов прошлого века, и базировались, в основном, на визуальные или специальные приборные измерения. Самопишущие приборы появились на АМС только в 1975 ÷1977 гг и по ним начали регистрироваться как суточные, так и часовые данные по СИ. Начало регулярных наблюдений за СИ по большинству АМС относилось к 1957-1958 г., т.е. Международному геофизическому году, а также к 1961-1962 г, когда АМС начали планомерно оснащаться самопишущими приборами в бывшем СССР, Только на 7 АМС (Даксон, Якутск, Верхнее Дуброво (Урал), Иркутск, Тбилиси, Карадаг (Крым), Ташкент) имелись достаточно длинные ряды наблюдений за суточными значениями СИ длиной от 35 до 42 лет. В указанном выше исследовании месячные и часовые значения потока СИ определялись для каждого месяца года, а суточные - за четыре средних месяца каждого сезона года (январь, апрель, июнь, октябрь).

Следует учитывать тот факт, что пространственно-временное изменение СИ на Земле может быть классифицировано как детерминировано-стохастический процесс. С одной стороны, какие



закономерные явления – суточные, годовые и многолетние циклы солнечной активности, которые определяются обращением Земли вокруг Солнца и собственной оси, а также межпланетными факторами. С другой стороны – случайные изменения СИ, из-за стохастической природы процессов в атмосфере (циркуляция потоков, облачность, аэрозоли, пыль и т.д.). Все это требует использования при изучении СИ на Земле не только детерминированных, но и вероятностных подходов. Особое значение здесь приобретают средневзвешенные значения (или математические ожидания) тех или иных показателей СИ. Особенно это полезно для ведения расчетов по системным СЭУ, но также важно и для других случаев использования СЭУ в разделах, связанных с финансово-экономическими расчетами по СЭУ. Естественно, что здесь особое значение приобретает точность полученных оценок и требующаяся для расчетов длина рядов наблюдений за СИ. В связи со сказанным в таблице 2.2 приведены характерные ошибки в процентах для разных временных расчетных интервалов по основным составляющим СИ в бывшем СССР (приборные, микропогодные и микроклиматические различия).

Из данных таблицы 2.2 следует, что с увеличением расчетного периода значение погрешности по всем составляющим СИ существенно уменьшается. Например, для  $\mathcal{E}_{np}$  при переходе от  $Dt = 1$  сутки  $Dt=1$  мес и далее 1 год погрешность снизилась с 40% до 12 % и далее до 3 %. Из сказанного следует, что, очевидно, при переходе к  $Dt = 1$  час ошибки в оценке потока СИ будут еще большими. Наибольшие ошибки в таб 2.2. Характерны для  $\mathcal{E}_{np}$ , которая наиболее необходима для всех видов гелиоэнергетических расчетов. Следует заметить, что все данные, рассмотренные выше, относятся только к горизонтальным ПП.

Погрешности  $\mathcal{E}_{мес}$  :

Для наиболее представительных среднемесячных значений потока СИ по имеющимся рядам наблюдений были определены аналитически их ошибки в зависимости от длины ряда наблюдений, т.е.  $m_x$

$$m_x = S_{\delta} / \sqrt{n-1} \quad (2.11)$$

где  $S_{\delta}$  - среднеквадратичное отклонение СИ за  $Dt=1$  мес или 1 год;  $n$  – число лет.

Таблица 2.2 Характерные ошибки в расчетах потока СИ за  $Dt=1$  сутки, 1 месяц и 1 году по 4-м сезонам года и год в целом

Составляющие СИ	I	IV	VII	X	Год в целом
	<i>Dt=1 мес и 1 год</i>				
$\mathcal{E}_{\dot{a}}$	8	4	3	5	1,5÷2
$\mathcal{E}_{np}$	12	-	5	-	3
$\mathcal{E}_{\delta}$	6	-	3	-	2
	<i>Dt=1 сутки</i>				
$\mathcal{E}_{\dot{a}}$	15	9	8	12	-
$\mathcal{E}_{np}$	40	20	15	30	-
$\mathcal{E}_{\delta}$	20	11	9	11	-

В целом для бывшего СССР имеем следующие основные ошибки в  $\mathcal{E}_{\dot{a}_{мес}}$ ,  $\mathcal{E}_{\dot{a}_{год}}$ ,  $\mathcal{E}_{np_{мес}}$  и  $\mathcal{E}_{np_{год}}$ , представленные в таблице 2.3. Из таблицы 2.3 следует, что погрешности в расчетах  $\mathcal{E}_{np}$  существенно превосходят погрешности в расчетах  $\mathcal{E}_{\dot{a}}$  как для месячного, так и годового расчетного периода.

Таблица 2.3 Основные ошибки в расчете  $\mathcal{E}_{мес}$  и  $\mathcal{E}_{год}$  для суммарного и прямого СИ

СИ	$\mathcal{E}_{\dot{a}_{мес}}$		$\mathcal{E}_{\dot{a}_{год}}$	$\mathcal{E}_{np_{мес}}$		$\mathcal{E}_{np_{год}}$
	холодный период	теплый период		холодный период	теплый период	
$d_{\mathcal{E}}$ , %	3÷7	2÷5	1÷2	5÷20	4÷10	2÷5

В качестве иллюстрации в таблице 2.4 приведены данные по ошибкам в процентах для расчета СИ за  $Dt=1$  мес и 1 год в зависимости от длины

периода наблюдений. Там же даются два вида ошибок: основная ошибка и ошибка при доверительной вероятности 0,9 с учетом распределения Стьюдента. Последняя ошибка ( $m_x$ ) определяется по формуле:

$$m_x = \frac{t_b \cdot S_{\delta}}{\sqrt{n-1}}, \quad (2.12)$$

где  $t_b$  квантиль распределения Стьюдента.

Таблица 2.4 Основные ошибки и ошибки при доверительной вероятности 0,9 для расчетов потока СИ за  $Dt=1$  мес или 1 год в зависимости от длины периода наблюдений

АМС	ошибка	I		IV		VII		X		год	
		Число лет наблюдений									
		15	30	15	30	15	30	15	30	15	30
г.Якутск	а	3,3	2,3	1,5	1,3	2,4	1,6	2,3	1,8	1,2	0,8
	б	5,8	3,9	2,7	2,2	4,0	2,7	4,0	3,0	2,2	1,3
ГГО им. А.И.Воейкова	а	5,5	3,9	4,9	2,7	3,7	2,1	4,9	3,5	1,0	0,9
	б	9,6	6,6	8,5	4,5	6,5	3,6	8,5	5,9	1,7	1,5
Верхнее Дуброво	а	2,9	1,5	2,1	1,6	3,7	2,1	4,0	2,9	0,9	0,8
	б	5,0	2,5	3,6	2,8	6,5	3,6	7,0	4,9	1,6	1,3
Иркутск	а	2,3	1,5	2,6	1,5	1,8	1,6	2,6	1,8	0,7	0,7
	б	4,1	2,0	4,5	2,6	3,2	2,7	4,5	3,1	1,2	1,3
Карадаг	а	5,1	3,2	4,1	2,4	1,4	0,8	2,1	1,4	0,8	0,5
	б	9,0	5,5	7,1	4,0	2,5	1,4	3,6	2,4	1,4	0,8
Тбилиси	а	4,0	2,4	4,1	2,7	2,2	1,6	4,0	2,6	1,5	1,0
	б	7,0	4,1	7,2	4,5	3,8	2,7	7,0	4,4	2,6	1,7
Ташкент	а	3,2	2,1	3,6	2,5	1,5	1,0	2,7	1,6	0,9	0,8
	б	5,6	3,5	6,3	4,2	2,6	1,7	4,7	2,7	1,5	1,3

Примечание: а – основная ошибка; б- ошибка при доверительной вероятности 0,9.

С помощью (2.11) и (2.12) можно определить требуемое число лет наблюдений ( $n$ ) за СИ при заданной точности гелиоэнергетических расчетов, определяемой видом рассматриваемой задачи. Если принять во внимание

погрешности исходных рядов в таблице 2.2, то при доверительной вероятности 0,9 необходимая длина ряда наблюдений за СИ будет равна 30 годам, а при вероятности 0,68 – не более 15 лет.

Все только что рассмотренное выше по погрешностям и  $n^{\text{треб}}$  относилось к месячному потоку СИ, что пригодно для расчетов параметров и режимов системных СЭУ.

Для СЭУ, работающих на локальную сеть или на автономного потребителя, требуются данные по СИ за  $Dt$  не более 1 суток. Переход от  $\mathcal{E}_{\text{мес}}$  к  $\mathcal{E}_{\text{сут}}$  затрудняется в целом следующим обстоятельством. Если между смежными значениями потоков СИ за  $j$ -ый и  $j+1$  месяцы корреляционная связь очень мала, то суточные значения потоков СИ за смежные сутки имеют весьма тесную корреляционную связь. В связи с этим увеличиваются и значения ошибок в расчете  $\mathcal{E}_{\text{сут}}$  по сравнению с указанным в таблице 2.4. для учета взаимосвязи  $\mathcal{E}_{\text{сут}i}$  и  $\mathcal{E}_{\text{сут}(i+1)}$  (т.е. представление их в виде простой цепи Маркова) в выражение для расчета  $m_x$  вводится дополнительный множитель, в котором учитывается  $r_i$  (о.е.) – коэффициент корреляции между смежными значениями  $\mathcal{E}_{\text{сут}i}$  и  $\mathcal{E}_{\text{сут}(i+1)}$ , т.е.

$$m_x = \frac{s_x}{\sqrt{n-1}} \cdot \sqrt{\frac{1+r_i}{1-r_i}} = \frac{s_x}{\sqrt{n-1}} \cdot k_r. \quad (2.13)$$

Наиболее часто встречающееся значение  $r_i$  для АМС бывшего СССР равно  $0,25 \div 0,45$ . Соответственно  $k_r = 1,29 \div 1,62$ . В качестве подтверждения сказанного в таблице 2.5 приведены погрешности в процентах  $\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\dot{a}}$  для разных регионов бывшего СССР.

Расчеты по рядам наблюдений за СИ для определения погрешности в  $\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\dot{a}}$  показали, что для 35 ÷ 40 летних рядов ошибка не превышает (1 ÷ 3)% при доверительной вероятности в 0,9 и учете взаимосвязи  $\mathcal{E}_{\text{сут}i}$  и  $\mathcal{E}_{\text{сут}(i+1)}$ . Для 10-летних рядов погрешность не превышает 10%, что не выходит за пределы точности исходных рядов, приведенных в табл.2.2.

Это означает, что даже 10-летние ряды  $\mathcal{E}_{сут}^{\dot{a}}$  дают надежные результаты по средним значениям  $\mathcal{E}_{сут}^{\dot{a}}$  для климатологических расчетов. Ряды наблюдений за СИ при  $Dt=1$  час необходимы для расчетов параметров и режимов СЭУ, работающих на локальную сеть и, особенно, - на автономного потребителя. Очевидно, что  $\mathcal{E}_{час}^{\dot{a}}$  и  $\mathcal{E}_{час+1}^{\dot{a}}$  имеют еще большую корреляционную связь между собой, чем суточные значения потока СИ. Поправочный коэффициент  $k_r$  в (2.13) в связи с этим возрастает до 1,7, как следствие этого возрастают и погрешности расчетов. В частности для расчетов, выполненных по бывшим среднеазиатским республикам СССР было выявлено, что ошибка в  $\mathcal{E}_{час}^{\dot{a}}$  и  $\mathcal{E}_{час}^{\circ}$  для времени полудня при доверительной вероятности в 0,9 и учете корреляционной связи  $\mathcal{E}_{час}^{\dot{a}}$  и  $\mathcal{E}_{час+1}^{\dot{a}}$  составила: летом – 3%, другие сезоны года – (4÷5)%. Соответственно, для  $\mathcal{E}_{час}^{np}$ : (5÷6)% и (8÷10)%. Для исходного ряда в 10 лет ошибки в  $\mathcal{E}_{час}^{\dot{a}}$  увеличились до (6÷8)%, а  $\mathcal{E}_{час}^{np}$  - до 15%.

Для других часовых интервалов внутри  $T_{cc}$  каждых суток погрешности в расчетах потока СИ увеличиваются по сравнению с полуденным часом. Однако и здесь ряд наблюдений за СИ в 10 лет может считаться вполне надежным для климатологических расчетов.

В целом для климатологических целей наиболее предпочтительным является для оценки общего состояния прихода СИ за разные  $Dt$  (1 час; 1 сутки; 1 месяц; 1 год) представление данных по потоку СИ в виде иллюстраций разных значений прихода СИ на горизонтальную ПП, т.е.  $\mathcal{E}_{час}^{\dot{a}}(\mathbf{j}^0, \mathbf{y}^0) = const$ ,  $\mathcal{E}_{час}^{\circ}(\mathbf{j}^0, \mathbf{y}^0) = const$ ,  $\mathcal{E}_{\circ}(\mathbf{j}^0, \mathbf{y}^0) = const$ . То же самое касается и изолиний  $T_{cc}^{факт}(\mathbf{j}^0, \mathbf{y}^0) = const$  для разных  $Dt$  (1 час; 1 сутки; 1 месяц; 1 год). Подобная информация вполне пригодна и для предварительных этапов проектирования параметров и режимов СЭУ, когда ставится цель оценки в целом масштабов прихода СИ в рассматриваемой точке  $A(\mathbf{j}^0, \mathbf{y}^0)$ .

Таблица 2.5 Погрешности (%) в определении  $\mathcal{E}_{\text{сут}}^a$  с учетом использования простой цепи Маркова при доверительной вероятности 0,9 для бывшего СССР

Регионы	I	IV	VII	X
Европейская часть бывшего СССР				
$j^0 \geq 60^0$	7-10	5-6	4-6	7-10
$50^0 < j^0 < 60^0$	5-7	4-6	3-5	6-9
$j^0 \leq 50^0$	4-7	3-6	2-4	2-7
Западная Сибирь и Средняя Азия				
$j^0 \geq 60^0$	6-8	3-4	3-5	6-9
$50^0 < j^0 < 60^0$	4-5	3-4	3-4	5-7
$j^0 \leq 50^0$	3-7	3-7	1-3	3-5
Восточная Сибирь				
$j^0 \geq 60^0$	5-8	2-4	4-7	5-10
$50^0 < j^0 < 60^0$	3-6	3-5	3-5	4-7
Дальний Восток				
$j^0 \geq 60^0$	5-7	3-5	4-7	8-10
$50^0 < j^0 < 60^0$	4-5	3-5	5-6	5-6
$j^0 \leq 50^0$	3-5	4-6	4-7	4-7

В качестве примера на рис.2.5÷2.10 представлены в графическом виде изолинии  $\mathcal{E}_a^2 (Dt=1 \text{ год})=const$ ,  $\mathcal{E}_a^2 (Dt=\text{январь, июль})=const$ ,  $T_{cc}^{\text{факт}}(Dt=1 \text{ год})=const$  и  $T_{cc}^{\text{факт}} (Dt= \text{январь, июль})=const$ .

Наличие подобных топограмм, построенных для разных временных периодов (например, за (50 - 60)-е годы XX века и за (80 - 90)-е годы того же века) может дать весьма представительную информацию для климатологических расчетов с точки зрения динамики изменения интенсивности и потока прихода СИ на Землю. Последнее имеет огромное значение и для чисто энергетических расчетов по проектированию и обоснованию режимов СЭУ разного назначения.

В частности, информация, представленная на рис.2.5÷2.10 позволяет сделать следующие общие выводы.

Для России годовой приход солнечной энергии на  $1 \text{ м}^2$  горизонтальной ПП находится в пределах от 800 до  $1400 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$  (минимум – для  $j^0$  около

70<sup>0</sup> сев. широты (полуостров Таймыр); максимум в районе г.Владивостока). В среднем около 1000 кВт·ч/м<sup>2</sup> по всей территории страны, что существенно меньше максимальных значений прихода СИ на Земле (2200 кВт·ч/м<sup>2</sup>) и соответствует среднеевропейским странам, где широко используется СИ в целях энергетики. Например, Германия, находящаяся на широтах от 47,5 до 55,00 сев. широты, т.е. примерно на широтах от г.Ростов-на-Дону до г.Москвы.

Для региона Восточной Сибири и Восточного побережья озера Байкал следует выделить аномальную зону с повышенным значением годового прихода СИ. В январе месячная норма прихода СИ снижается до 5 ÷45 кВт·ч/м<sup>2</sup>, а в июне достигает 150 ÷200 кВт·ч/м<sup>2</sup> для широт, указанных выше.

Продолжительность солнечного сияния за год на горизонтальной ПП находится в пределах от                    до                    ч или в среднем около    ч. В январе  $T_{cc}^{факт}$  снижается, а в июне составляет    ч.

Накопленная на сегодня информация по СИ на территории России позволяет:

- выполнить климатические обобщения для изучения основных закономерностей радиационного климата России и пространственно-временной структуры радиационных характеристик;
- оценить природный или валовой потенциал солнечной энергетики в России.

Обобщенные значения  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\Gamma}$ ,  $\mathcal{E}_{пр}^{\Gamma}$ , а также коэффициента прозрачности атмосферы  $K_0$ , как отношения  $\mathcal{E}_{пр}^{\Gamma}$  к  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\Gamma}$  приведены ниже в таблице 2.6 для Европейской и Азиатской части России (ЕЧР и АЧР).

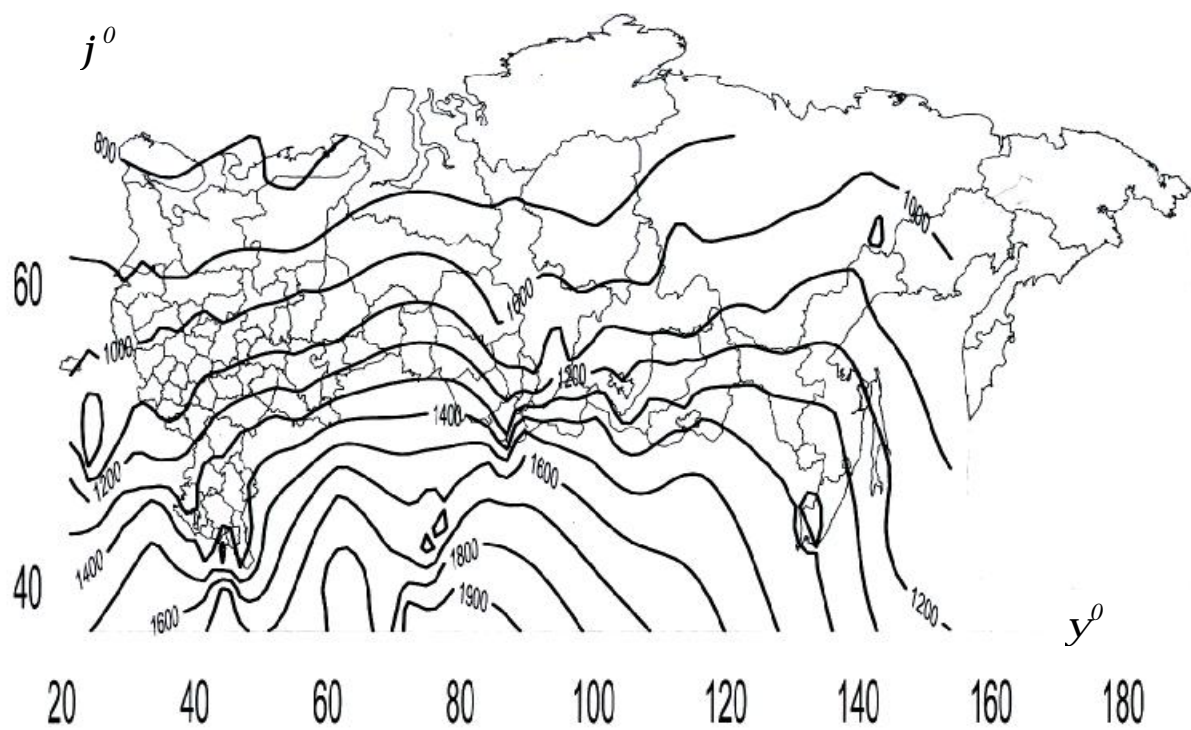


Рисунок 2.5 Среднегоголетние годовые значения  $\mathcal{E}_{\Sigma}^Г$  для РФ

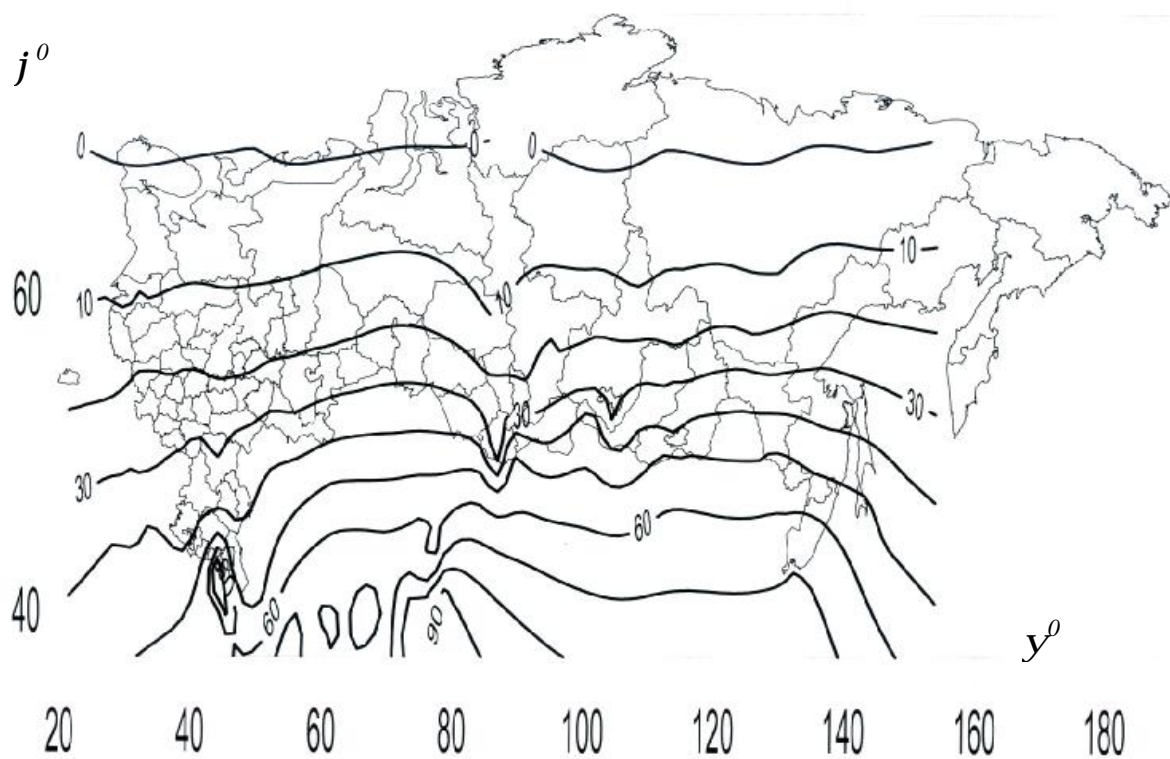


Рисунок 2.6 Среднегоголетние значения для января  $\mathcal{E}_a^2$  для РФ



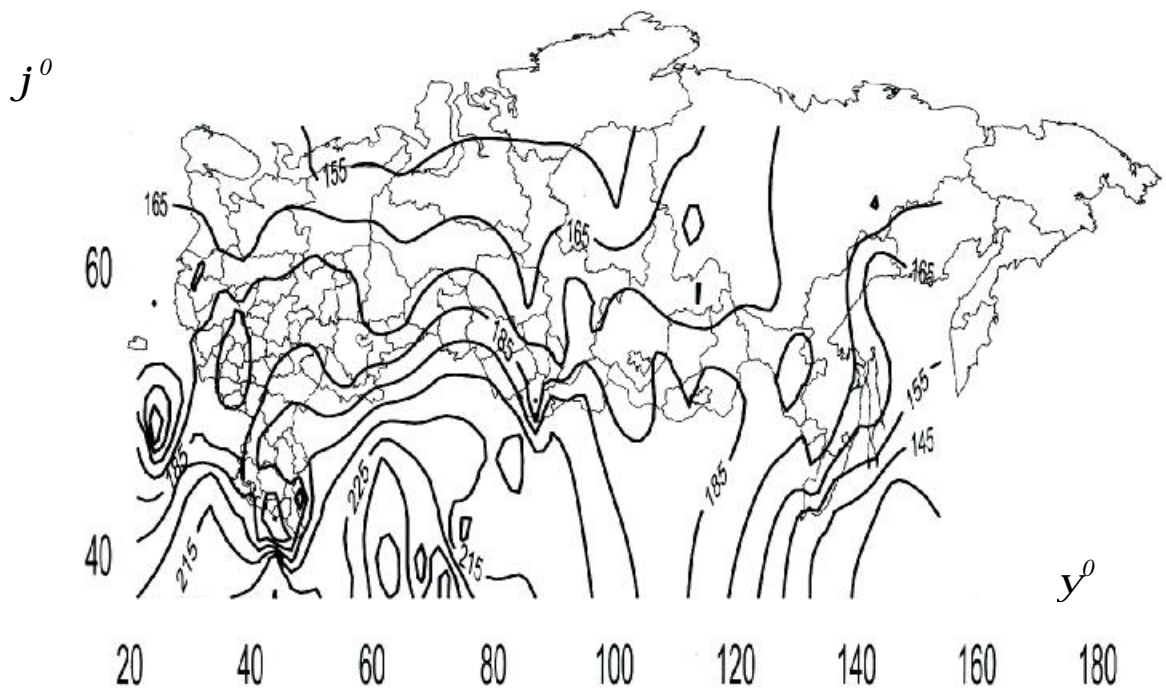


Рисунок 2.7 Среднегодовое значение для июня  $\mathcal{E}_a^2$  для РФ

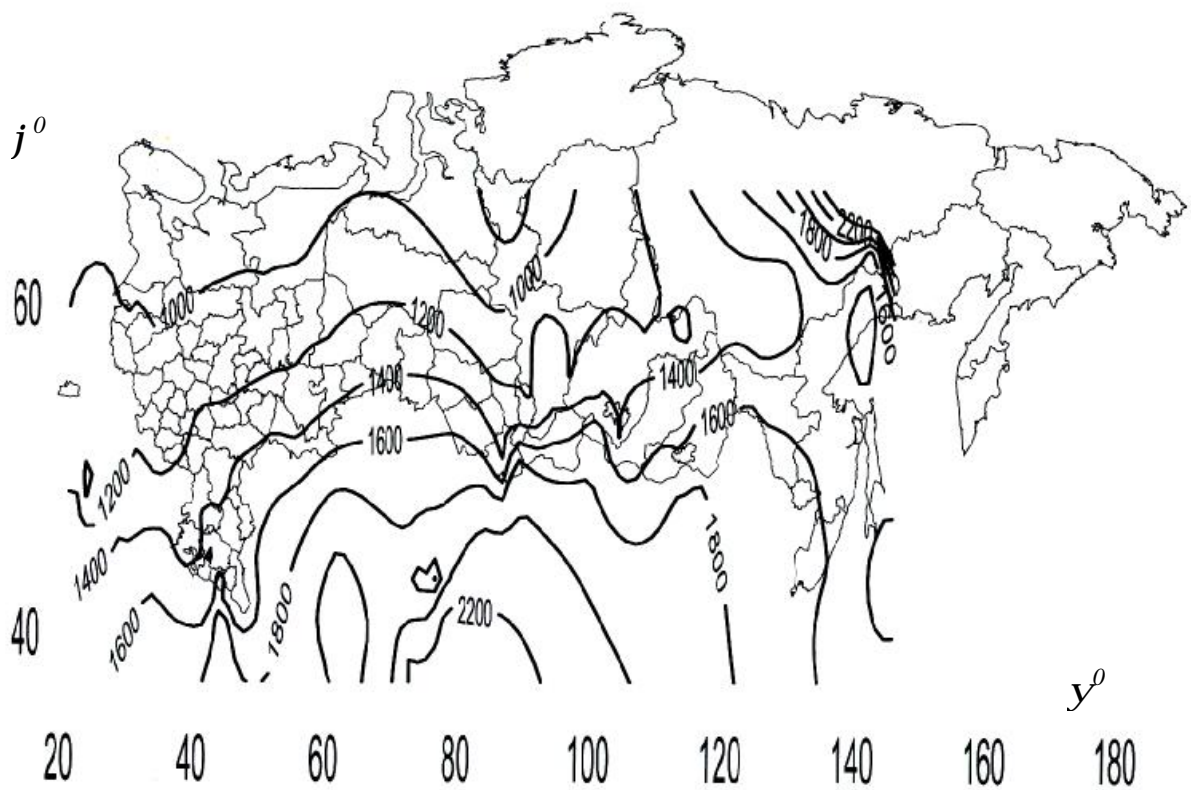


Рисунок 2.8 Среднегодовое годовые значения  $\mathcal{E}_a^2$  при  $b^0 = j^0$  для РФ

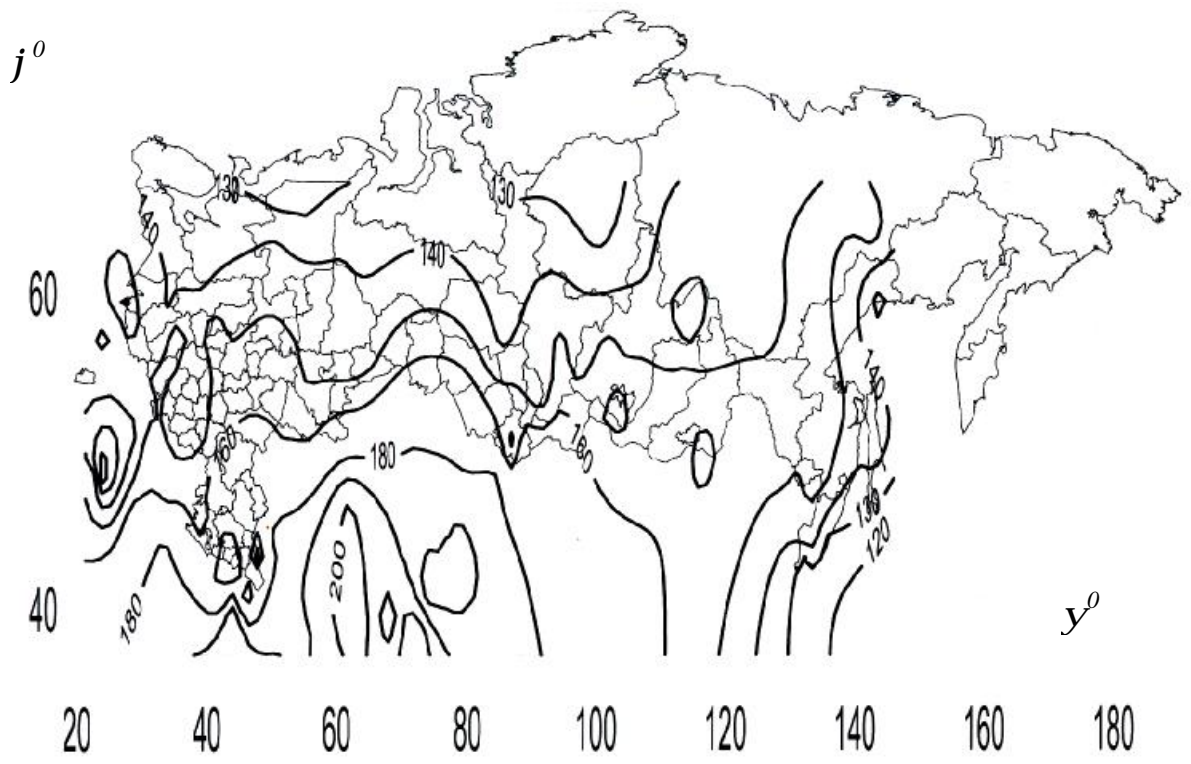


Рисунок 2.9 Среднеголетние значения для января  $\mathcal{E}_a^s$  при  $b^0=j^0$  для РФ

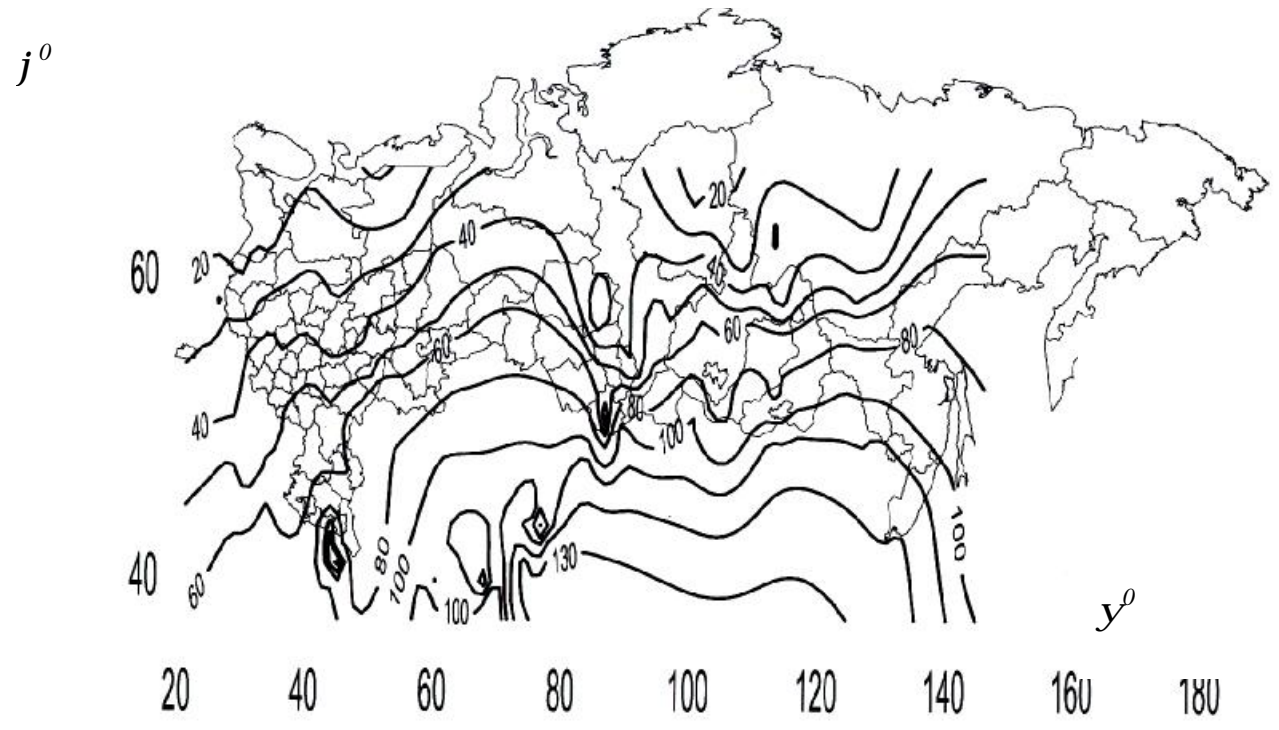


Рисунок 2.10 Среднеголетние значения для июня  $\mathcal{E}_a^s$  при  $b^0=j^0$  для РФ

Таблица 2.6 Обобщенные значения  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\Gamma}(\frac{\hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \hat{\div}}{\hat{i}^2 \cdot \hat{a}\hat{i}\hat{a}})$  ;  $\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\Gamma}(\frac{\hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \hat{\div}}{\hat{i}^2 \cdot \hat{a}\hat{i}\hat{a}})$ ;  $K_0$ , о.е.

для территории России

Параметр	$\phi^0$ , сев. шир.	ЕЧР	АЧР
$\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\Gamma}, \frac{\hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \hat{\div}}{\hat{i}^2 \cdot \hat{a}\hat{i}\hat{a}}$	$45^0$	1583,3	1694
	$60^0$	1194,4	1250
$\mathcal{E}_{\hat{a}}^{\Gamma}, \frac{\hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \hat{\div}}{\hat{i}^2 \cdot \hat{a}\hat{i}\hat{a}}$	$45^0$	1888,8	1944,4
	$60^0$	1500	1555,5
$K_0$ , о.е.	$45^0$	0,838	0,871
	$60^0$	0,796	0,803

Практически для всей территории России наиболее характерными является значительная доля диффузного СИ, что обусловлено облачностью, которая помимо этого существенно влияет и на другие характеристики СИ в нашей стране. В частности для территории средних широт России приход СИ до полудня выше, чем после полудня из-за роста облачности, турбулентности и запыленности воздуха. В то же время для Северных территорий и Дальнего Востока наблюдается обратное соотношение из-за наличия там слоистой облачности утром. Как следствие – затруднения в использовании синусоидальных закон изменения  $R_{\Sigma}(t)$  в течение суток из-за несимметричности  $R_{\Sigma}(t)$  по отношению к полудню.

Весьма характерны и сезонные особенности прихода СИ по территории России из-за учета ее географических особенностей. Проследим за этими особенностями по среднемесячному приходу СИ на горизонтальную ПП, т.е.

$$\mathcal{E}_{\text{мес}}^{\Gamma}(\frac{\hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \hat{\div}}{\hat{i}^2 \cdot \hat{a}\hat{i}\hat{a}}).$$

Зима:  $\mathcal{E}_{\text{мес}}^{\Gamma}$  примерно по линейному закону уменьшается с ростом широты местности, которая для зимы является основным определяющим

фактором;  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\Gamma}$  для Севера составляет  $4,16 \div 5,55 \frac{\hat{e}A\dot{\delta} \cdot \div}{i^2}$ , а для Юга -  $44,4 \div 66,6$

$\frac{\hat{e}A\dot{\delta} \cdot \div}{i^2}$  (т.е. по широте меняется в  $10 \div 12$  раз);  $\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\Gamma}$  для Севера составляет

$2,78 \div 4,16 \frac{\hat{e}A\dot{\delta} \cdot \div}{i^2}$ , а для Юга -  $16,6 \div 33,3 \frac{\hat{e}A\dot{\delta} \cdot \div}{i^2}$  (т.е. по широте меняется в  $6 \div 8$

раз); доля  $\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\Gamma}$  в  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\Gamma}$  составляет: для Севера -  $60 \div 70\%$ ; для Юга -  $30 \div 50\%$ .

Весна: здесь основным влияющим фактором является не широта местности, а облачность или циркуляция атмосферы. Для ЕЧР кроме Крайнего Юга и Юго-Восточных районов и Севера Западной Сибири приход СИ минимален и составляет в среднем: по  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\Gamma}$  – около  $111 \frac{\hat{e}A\dot{\delta} \cdot \div}{i^2}$ ; по  $\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\Gamma}$  – около  $55,5 \div 66,6 \frac{\hat{e}A\dot{\delta} \cdot \div}{i^2}$ ;  $\mathcal{E}_{\text{д}}^{\Gamma}$  в этот период – минимальна. Для Северо-Востока Азиатской части России (Чукотка, Колыма) наблюдается максимум прихода СИ за месяц: по  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\Gamma}$  около  $133,3 \div 144,4 \frac{\hat{e}A\dot{\delta} \cdot \div}{i^2}$ ; по  $\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\Gamma}$  – около  $77,8 \frac{\hat{e}A\dot{\delta} \cdot \div}{i^2}$ . Более того, в этот период приход СИ на Чукотке и Колыме примерно равен приходу СИ в Крыму и на Кавказе. Диффузная радиация на ЕЧР – минимальна по всей территории страны из-за малой облачности. Соответственно, увеличена в этих регионах доля прямого СИ.

Лето: для середины лета – июля месяца приход СИ в ЕЧР меньше, чем в азиатской из-за высокой прозрачности атмосферы в последней (см. табл. 2.7).

Таблица 2.7 Приход СИ в июле месяце в России

Регион	$\mathcal{E}_{\text{д}}^{\Gamma}, \frac{\hat{e}A\dot{\delta} \cdot \div}{i^2}$	$\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\Gamma}, \frac{\hat{e}A\dot{\delta} \cdot \div}{i^2}$
ЕЧР	111,1 ÷ 122,2	83,3 ÷ 88,8
АЧР	133,3 ÷ 144,4	88,8 ÷ 100,0

Осень: для середины осени-октября месяца приход СИ также как и зимой уменьшается почти по линейному закону при росте  $\phi^0$ , но изменения  $\mathcal{E}_{np}^2$  значительно более резки, чем для зимы. В частности, приход  $\mathcal{E}_{np}^2$  на Севере меньше, чем на Юге в 10 ÷ 15 раз.

Колебания годового прихода СИ по территории России характеризуются следующими значениями коэффициента вариации  $C_v$ : (3 ÷ 8)% по  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\text{год}}$  и (5 ÷ 17)% по  $\mathcal{E}_{np}^{\text{год}}$ . При этом, чем меньше расчетные периоды времени, тем больше диапазон изменения прихода СИ. Так, если для  $\mathcal{E}_{\dot{a}}^{\text{год}}$  диапазон его изменения соответствует (10 ÷ 20) %, то для  $\mathcal{E}_{\dot{a}}^{\text{сут}}$  - (80 ÷ 90) %. Относительные отклонения в  $\mathcal{E}_{\dot{a}}^{\text{мес}}$  относятся к аналогичным значениям за сутки -  $\mathcal{E}_{\dot{a}}^{\text{сут}}$ , как 1/(3 ÷ 4). Аналогичные отклонения часовых значений  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\text{час}}$  к отклонениям  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\text{сут}}$  равны 1,0 около полудня и (1,5 ÷ 2,0) утром и вечером.

В целом, можно выделить следующие определяющие показатели, по которым можно оценить ориентировочно перспективность солнечной энергетики в России:  $\mathcal{E}_{\dot{a}}^2$  (1 год);  $\mathcal{E}_{np}^2$  (1 год);  $T$  (1 год с  $R^{\geq 600} \text{ Вт/м}^2$ );  $C_v(\mathcal{E}_{\dot{a}}^2$  (1 год));  $(R_{np}^{\text{факт}}/R_{np}^{\text{теор}})$ . Можно ориентировочно выделить 9 регионов, где все перечисленные выше показатели примерно постоянны и не учитывая прочие технические, экономические и социально-экологические факторы.

Самые перспективные: Северный Кавказ и район Владивостока:  $\mathcal{E}_{\dot{a}}^2 = (1444 \div 1666) \frac{\dot{a} \cdot \ddot{a}}{\dot{a}^2 \cdot \ddot{a}}$ ;  $\mathcal{E}_{np}^{\text{сут}} = (63 \div 65)\%$  от  $\mathcal{E}_{\dot{a}}^{\text{сут}}$  летом и (70 ÷ 80)% от  $\mathcal{E}_{\dot{a}}^{\text{сут}}$  до полудня;  $C_s < 0$ ; время с  $R^{\geq 600} \text{ Вт/м}^2$  - (20-35 %) от  $T$  года;  $C_v = (2 \div 4)\%$  по  $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\Gamma}$ .

Перспективные: Юг Западной Сибири и Юг Восточной Сибири.

Малоперспективны: Восточная часть побережья Дальнего Востока (Охотское море); весь Северо-Восток Сибири и центр ЕЧР; регион от Урала до Якутии; весь Север ЕЧР.

### 2.3 Кадастр солнечной энергии и его особенности

Под кадастром солнечной энергии понимаются систематизированные данные по СИ в точке  $A (j_A^0, y_A^0)$  или для территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ), необходимые для оценки потенциальных ресурсов солнечной энергии, проектирования параметров и режимов СЭУ и оценки их финансово-экономической эффективности. Указанная информация должна отражать особенности пространственно-временной динамики поступления СИ и метеорологические факторы, оказывающие влияние на СИ. На основе этих данных могут быть разработаны специальные математические модели, наилучшим образом отражающие особенности рассматриваемых временных рядов – изменения СИ во времени с учетом основных влияющих факторов. Корректное прогнозирование изменения СИ на обозримую перспективу имеет большое значение для обоснования перспектив развития солнечной энергетики в той или иной стране.

Реализация подобных трендов возможно только при наличии устойчивых климатических условий, как в рассматриваемом регионе Земли, так и для всей Земли в целом. Последние же два десятилетия XX века и первые годы XXI века показали, что влияние человеческой деятельности на окружающую среду становится все более и более заметным. В частности, для СИ отмечается систематическое снижение уровня прямой радиации и повышения значения диффузной радиации и относительном сохранении суммарного СИ. Тем самым существенно затрудняется процесс корректного использования данных прошлых наблюдений за СИ для прогнозирования изменения СИ в будущем. Иначе говоря, рассматриваемый сегодня процесс изменения СИ во времени уже не полностью отвечает требованиям эргодичности и стационарности рассматриваемых временных рядов по СИ.

В то же время основные числовые вероятностные характеристики стохастических процессов и сегодня реально могут быть полезными для гелиоэнергетических расчетов разного назначения. В том числе,

математическое ожидание, среднеквадратичное отклонение,  $C_V$ ,  $C_S$ , функции обеспеченности или распределения и т.д.

Обычно принято включать в солнечный кадастр следующие характеристики:

- среднемесячное и среднегодовое количество общей облачности;
- вероятность ясного и пасмурного неба;
- коэффициенты устойчивости ясной погоды;
- среднемесячная и среднегодовая продолжительность солнечного сияния;
- среднечасовой приход основных составляющих СИ на горизонтальную ПП для условий средней облачности и т.д.

Наиболее точные систематические исследования солнечного кадастра были выполнены на территории бывшего СССР в Грузии в конце 80-х годов прошлого века. Объясняется это следующими объективными причинами. Во-первых, высокими значениями СИ по сравнению с другими территориями бывшего СССР. Во-вторых, наличием достаточного количества АМС в Грузии. Так в Тбилиси систематические наблюдения за прямым СИ велись с 1926 г, а за суммарным и диффузным СИ – с 1937 г. В середине 50-ых годов XX века в Грузии были открыты еще шесть актинометрических станций (Сухуми, Крестовый перевал, Цхакая-Торса, Телави, Анасули, Цалка). Таким образом, к началу 90-х годов прошлого века ряды систематических наблюдений за СИ в Грузии составили: в Тбилиси – по прямому СИ – более 50 лет, по суммарному и диффузному СИ – более 40 лет, по остальным АМС – около 30 лет. На основании имеющихся достаточно длительных рядов наблюдений по основным характеристикам СИ ( $\mathcal{E}_\Sigma$ ,  $\mathcal{E}_{np}$ ,  $\mathcal{E}_d$ ,  $\mathcal{E}_{omp}$ ,  $T_{cc}$  и т.д.) были рассчитаны четыре основных момента распределения: математическое ожидание,  $C_V$ ,  $C_S$  и  $\sigma$ . Рассчитаны были также и кривые распределения основных характеристик СИ, т.е.  $\mathcal{E}_\Sigma(p)$ ,  $\mathcal{E}_{np}(p)$ ,  $\mathcal{E}_d(p)$ ,  $\mathcal{E}_{omp}(p)$ ,  $T_{cc}(p)$   $\Delta t = 1$  сутки, 1 месяц и 1 год. Указанные кривые распределения далее были обработаны по всем месяцам года и на их основе построены весьма

показательные характеристики: вероятности появления значения исследуемого параметра больше заданного его частного значения; вероятность появления исследуемого параметра больше некоторого значения в каждом месяце года; вероятность числа дней в каждом месяце года со значениями потока СИ больше заданного значения. В качестве примера сказанного выше на рис.2.11-2.14 представлены указанные выше обобщенные вероятностные характеристики для ряда АМС Грузии.

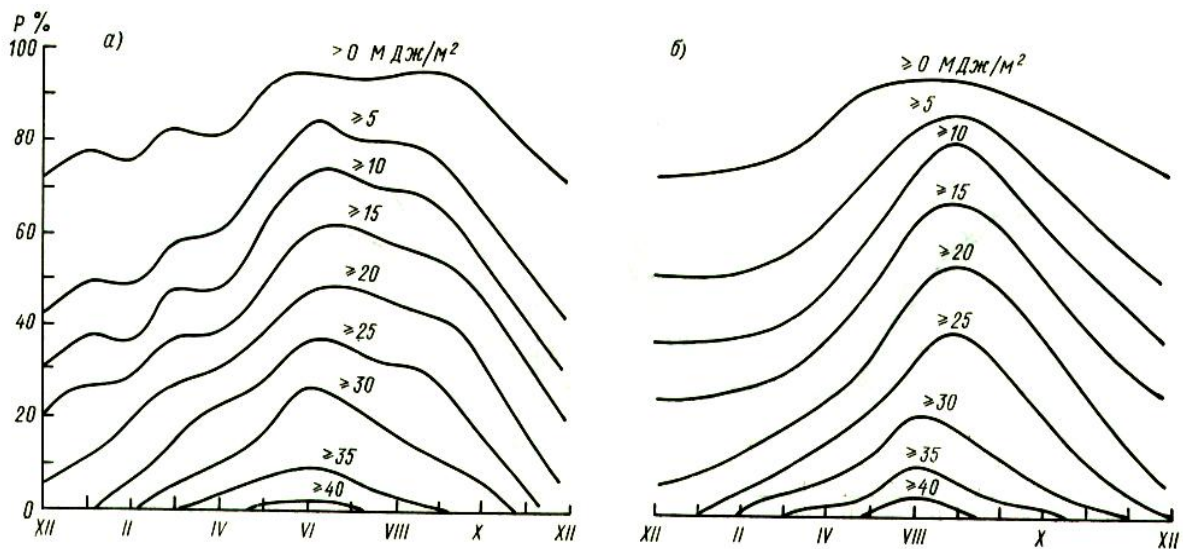


Рисунок 2.11 Вероятность суточных сумм прямой радиации на перпендикулярную поверхность а) Сухуми, б) Телави

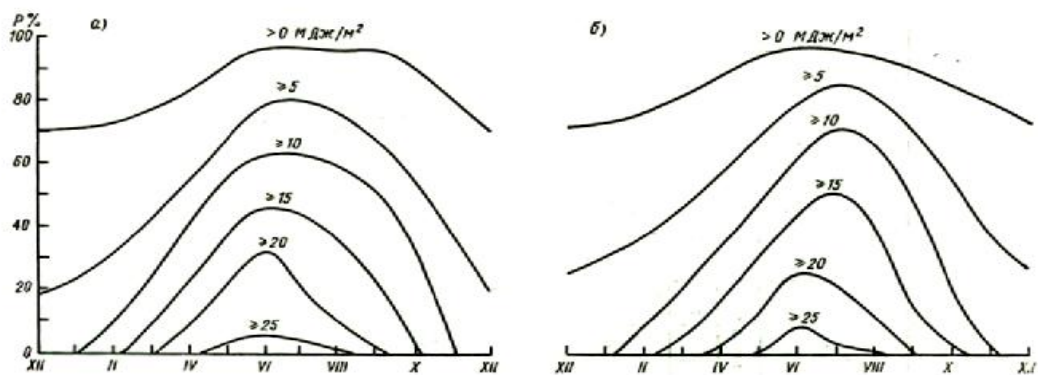
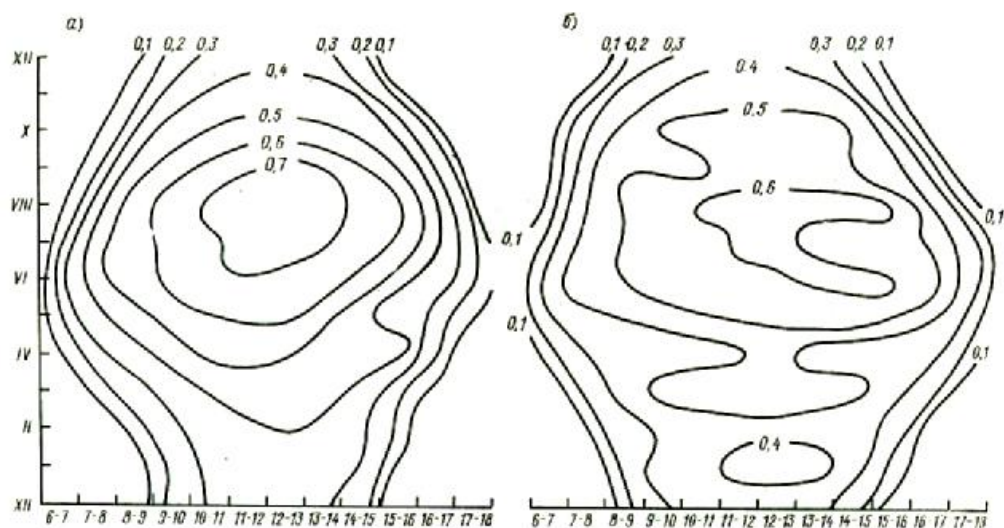




Рисунок 2.12 Вероятность суточных сумм прямой радиации на горизонтальную поверхность а) Сухуми, б) Телави

Рисунок 2.13 Вероятность числа дней за месяц при  $S \geq 1,5$  МДж а) Тбилиси, б) Сухуми



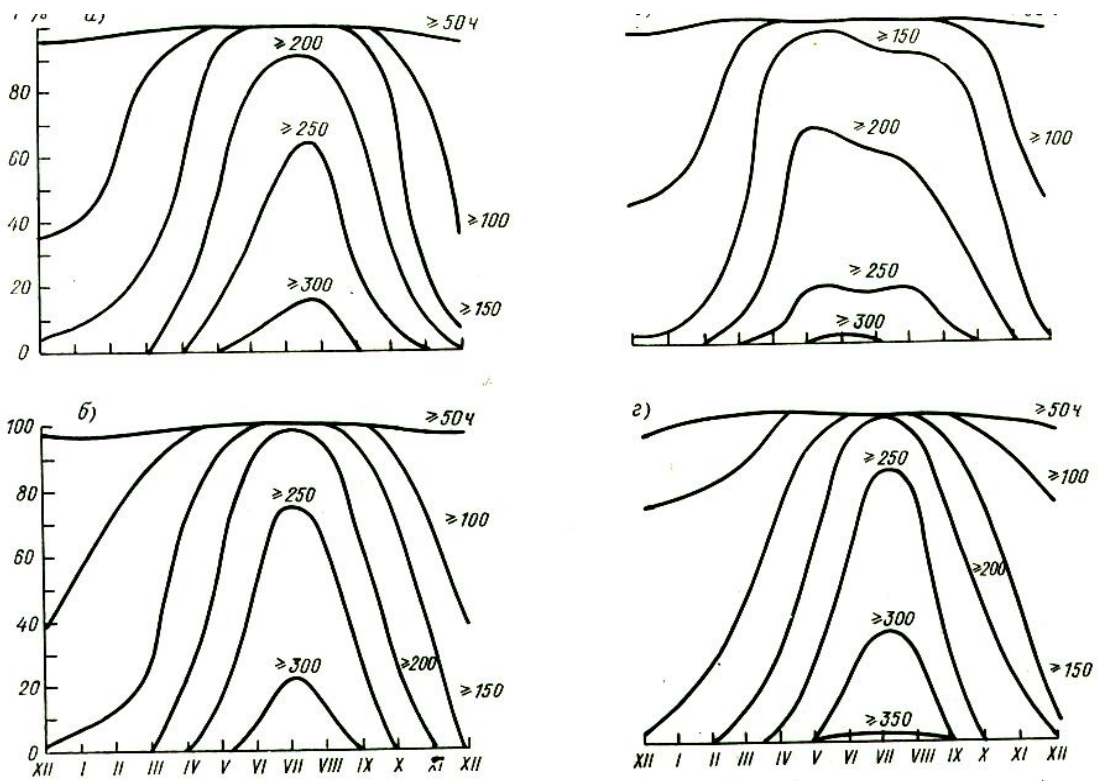


Рисунок 2.14 Вероятность месячных сумм продолжительности солнечного сияния а) Сухуми, б) Тбилиси, в) Бахмаро, г) Телави

На основе обработки указанных выше рядов наблюдений за СИ на 7 АМС были определены также значения  $C_V$  и  $C_S$  для  $\Delta t = 1$  сутки, 1 месяц и 1 год. В качестве примера на рис.2.15 представлены значения  $C_V$  для месячных значений суммарной, прямой и диффузной солнечной радиации. Из него следует, что наибольшей изменчивостью (15÷30) % обладает прямое СИ и меньшей изменчивостью (10÷20) % - суммарное и диффузное СИ. Годовые значения  $C_V$  существенно меньше (5÷10) %. Для суточного прихода СИ значения  $C_V$  существенно больше (см. рис.2.16). Для зимы  $C_V = (100 \div 110) \%$ ; для лета - (50÷60) %. График изменения  $C_S$  и эксцесса  $E$  в течение года показаны на рис.2.17. Из них следует, что для  $C_S$  периода с ноября по апрель близок к нулю (т.е. распределение  $\mathcal{E}_{\text{сут}}$  – симметрично). Для мая – октября  $C_S < 0$  с абсолютным максимумом значений  $C_S$  (-1.2) в июле-августе.

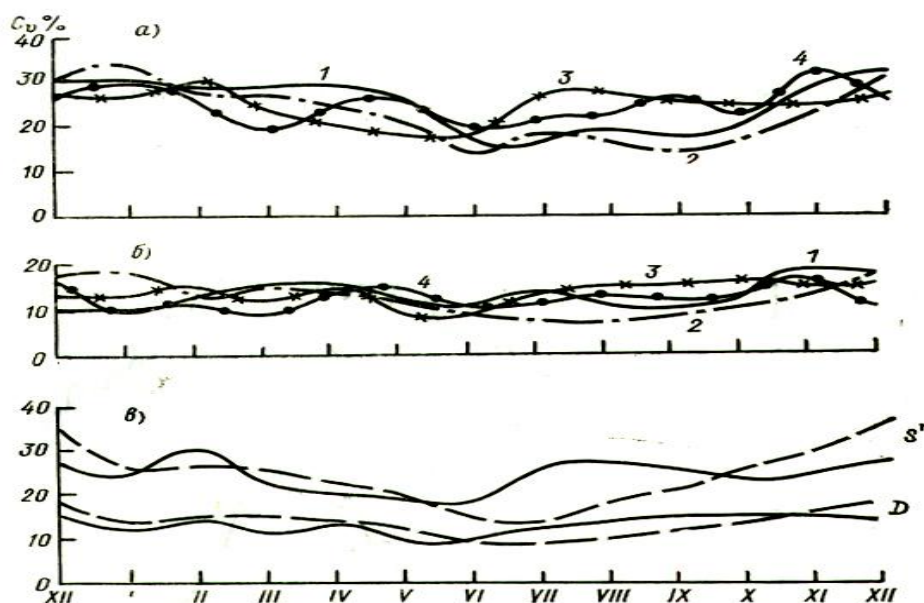


Рисунок 2.15 Годовой ход коэффициента вариации  $C_V$  месячных сумм радиации: а) прямая радиация для станций: 1 – Телави, 2- Сухуми, 3 –Анасеули, 4 – Цалка; б) суммарная радиация для тех же станций; в) прямая и рассеянная радиация для Тбилиси (штриховая линия) и Анасеули (сплошная линия).

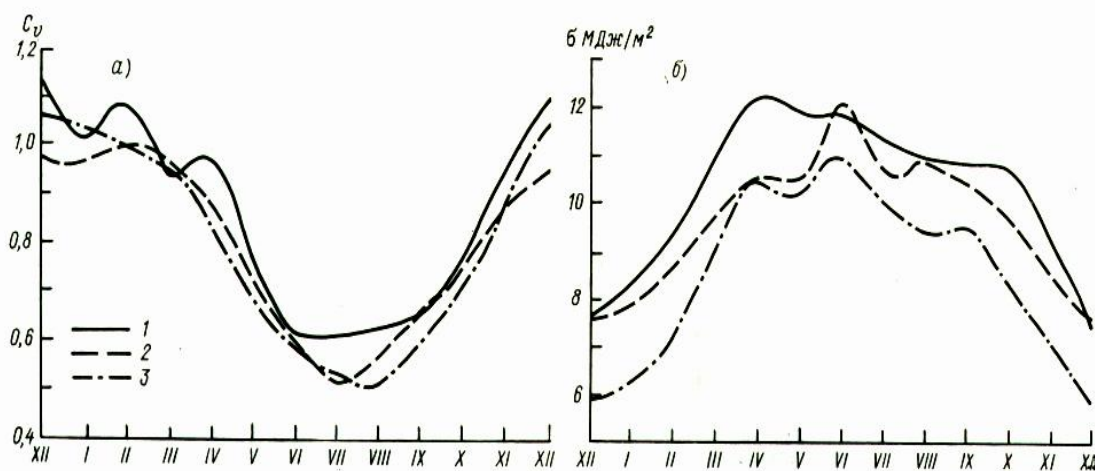


Рисунок 2.16 Годовой ход а) коэффициента вариации  $C_V$  и б) среднего квадратического отклонения  $S$  суточных сумм прямой радиации на перпендикулярную поверхность : 1 – Сухуми, 2 – Тбилиси, 3 – Телави

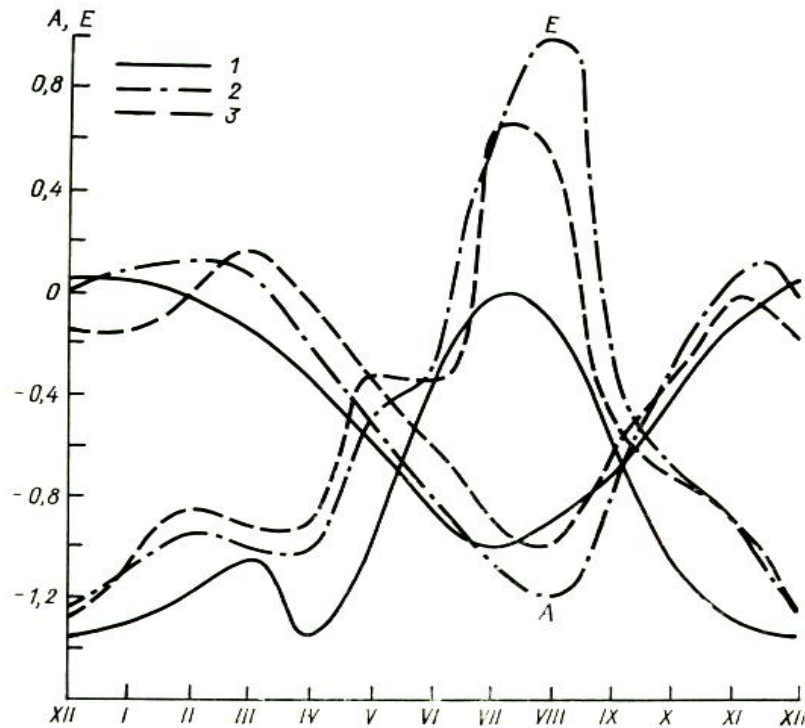


Рисунок 2.17 Годовой ход коэффициентов асимметрии и эксцесса суточных сумм суммарной радиации: 1 –Тбилиси, 2 – Сухуми, 3 - Телави

Весьма компактной формой представления всего диапазона колебаний месячных сумм  $T_{cc}^{мес}$  может служить номограмма, представленная на рис.2.18. Она позволяет по среднеголетним данным по месячным суммам  $T_{cc}^{мес}$  определять возможные предельные значения этих сумм, в том числе и суммы  $T_{cc}^{мес}$  за любой месяц различной обеспеченности с ошибкой не более 10%.

Выполненные расчеты показали, что значение  $T_{cc}^{год}$  смежных лет практически можно представлять в виде независимых случайных событий. Тоже самое касается и более длительных взаимосвязей  $T_{cc}^{год}$  (сдвиги на 1.2 и более лет).

Для ряда наблюдений в 30-40 лет расчет  $T_{cc}^{мес}$  возможен с точностью до  $4 \div 8$  ч при среднем стандартном отклонении с ошибкой  $2 \div 5$  ч. Увеличение длины ряда до 70-80 лет ведет к уменьшению абсолютной ошибки почти в два раза.

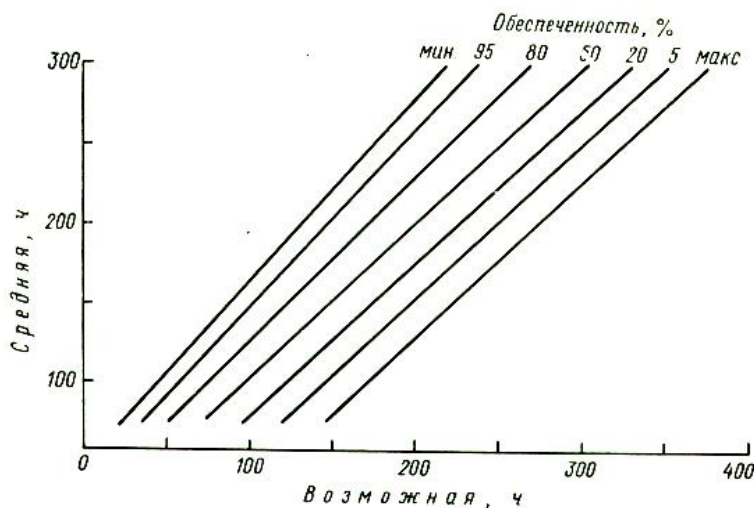


Рисунок 2.18 Номограмма для расчета возможной продолжительности солнечного сияния за месяц различной обеспеченности

Дневная продолжительность солнечного сияния  $T_{cc}^{сум}$  имеет свои четкие границы: не менее нуля и не более  $T_{cc}^0$ , определяемой по (1.16) с учетом высоты над уровнем моря и закрытостью горизонта для АМС.

Колебания  $T_{cc}^{сум}$  значительно выше чем для  $T_{cc}^{ме}$  и  $T_{cc}^{год}$ . Сказанное подтверждают данные, представленные на рис.2.19. Из них следует, что диапазон изменения  $C_V$  в течение года весьма значителен от 0,4 в июле до 1,0 в декабре (или  $\pm(2,5 \div 4,5)$  ч в сутки). В целом для зимних условий  $C_V$  колеблются от 0,8 до 1,0, а летом от 0,4 до 0,6.

Стандартные ошибки средних значений  $T_{cc}^{сум}$  и  $\sigma$  для выборки в 15 лет с учетом внутри рядной связности и находятся в пределах 0,2÷0,3 ч. Это означает, что относительные ошибки расчета средних значений находятся в пределах (6÷7)% в другие сезоны года.

Коэффициенты асимметрии ( $C_S$ ) показывают, что распределение  $T_{cc}^{сум}$  слабо асимметричны.

На основе графиков изменения  $T_{cc}^{сут}$  в течение года можно рассчитать и продолжительность солнечного сияния разной обеспеченности (см. рис.2.20).

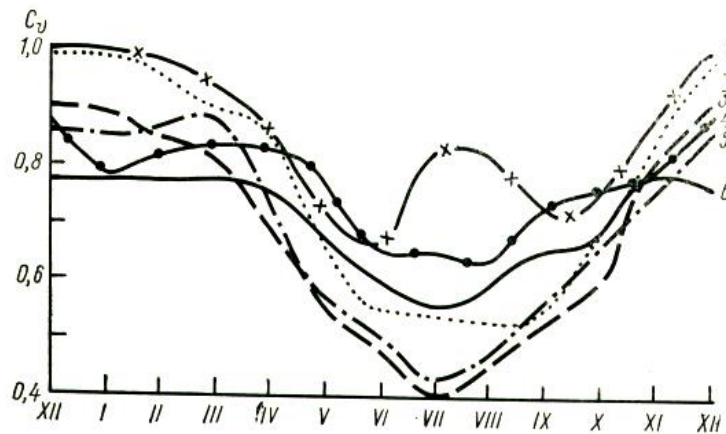


Рисунок 2.19 Годовой ход коэффициента вариации  $C_v$  суточной продолжительности солнечного сияния: 1 – Анасеули, 2 – Сухуми, 3 – Тбилиси, 4 – Крестовый перевал, 5 – Телави, 6 - Цалка

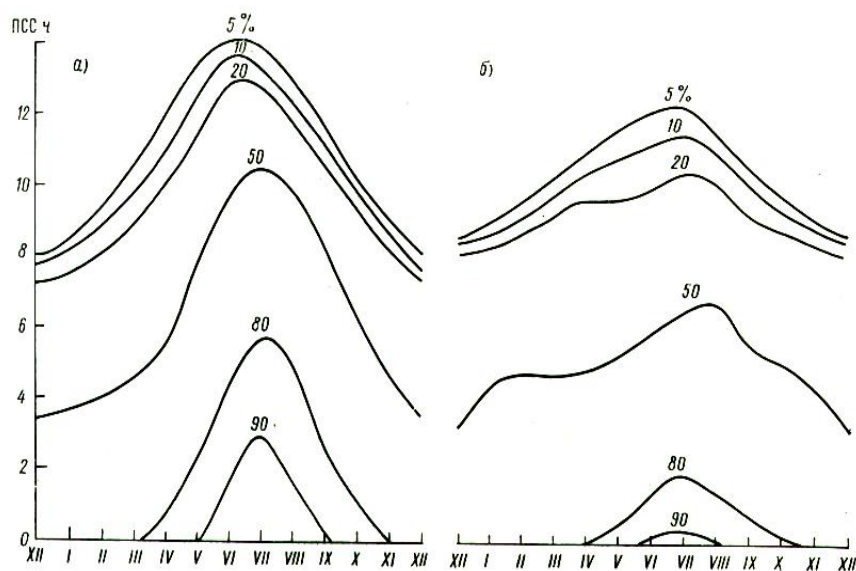


Рисунок 2.20 Годовой ход суточных сумм продолжительности солнечного сияния различной обеспеченности: а) Телави, б) Крестовый перевал

Основная особенность СИ на Земле – его цикличность, обусловленная чередованием времен года, дня и ночи, как закономерных факторов, так и наличием случайных составляющих: колебания продолжительности солнечного сияния, интенсивности СИ, спектрального состава СИ из-за стохастического характера процессов образования облачности, структуры атмосферы и ее оптического состояния. Все сказанное выше ведет к необходимости учета этих факторов при обосновании параметров и режимов СЭУ и, в особенности, для тех из них, которые работают в локальной сети или на автономного потребителя. В связи с этим в составе кадастра солнечной энергии должна быть информация по распределению во времени планируемых периодов работы СЭУ, а также распределению перерывов в работе из-за ослабления или полного отсутствия СИ. Последние могут объясняться недостаточной интенсивностью СИ в утренние и вечерние часы (мала высота Солнца над горизонтом), так и затенением Солнца облаками или сильного увеличения мутности атмосферы (аэрозоли, пыль, пары). При этом последовательность чередования суток с непрерывным СИ и без него в каждом месяце года может быть различной. Практически это означает необходимость наличия в кадастре солнечной энергии для каждого месяца года информации о продолжительности непрерывного солнечного сияния и перерывов между указанными периодами.

В связи с этим весьма полезным будет и наличие в кадастре солнечной энергии информации об отношении продолжительности солнечного сияния, которое реально можно использовать на СЭУ, к теоретически возможной продолжительности солнечного сияния при безоблачном (ясном) небе, определяемым по (1.16).

После расчета общей длительности и периодов непрерывного солнечного сияния за каждый месяц или сезон года и год в целом можно определить и закономерности распределения рабочих периодов СЭУ и ее простоев. Знание подобных закономерностей особенно необходимо при проектировании энергетических комплексов на базе СЭУ с системой

аккумуляции энергии. Длительность непрерывного отсутствия солнечного сияния в этом случае будет во многом определять и длительность требуемого цикла аккумуляции избыточной энергии СЭУ.

При решении различных реальных задач в области проектирования и эксплуатации СЭУ недостаточно знать лишь осредненные суммарные значения СИ, так как они не учитывают случайные вариации поступления СИ во времени. Среднегодовые данные по СИ для условий России, приводимые сегодня во многих изданиях, являются необходимой, но недостаточной энергетической характеристикой СИ. Наибольший интерес для энергетических расчетов представляют закономерности изменения СИ как внутри года помесечно, так и, особенно, повторяемость суточных значений СИ. Последнее особенно важно для расчетов параметров и режимов СЭС, работающих в большой энергосистеме. Для СЭС, работающей в локальной энергосистеме, подобная информация потребуется для обоснования параметров системы аккумуляции энергии и цикличности работы аккумуляторов.

Для небольших по территории стран, возможно получение одной, редко – двух, обобщающих статистических характеристик суточного прихода СИ. Для условий России и бывшего СССР с ее огромными территориями, отличающимися друг от друга по географическим и климатическим показателям, потребовалась разработка гораздо большего числа указанных характеристик для разных регионов страны.

Проведенный отечественными исследователями анализ позволил выделить некоторые типовые виды статистических характеристик суточного прихода СИ ( $\mathcal{E}_a^{sym}$ ). Было отмечено, что для условий бывшего СССР и России в целом можно отметить, что распределение  $\mathcal{E}_a^{sym}$  только в отдельные месяцы года близко к нормальному. Совместный анализ таких статистических характеристик, как коэффициентов асимметрии ( $C_s$ ) и эксцесса ( $E$ ) по регионам показал, что разные их сочетания четко группируются по указанным регионам и в их пределах остаются достаточно стабильными. Это



практически указывает на то, что данный регион обладает достаточно однородными условиями по приходу  $\mathcal{E}_a^{cym}$  и для него характерен определенный тип распределения.

В результате были выделены шесть (с вариациями - восемь) типовых регионов, представленных ниже на рис.2.21-2.24 для четырех характерных месяцев года, а также типовые гистограммы  $\mathcal{E}_a^{cym}$  (см. рис.2.25). Последние представлены не в абсолютных, а в приведенных величинах по следующим соображениям. Из-за огромных территорий страны значения  $\mathcal{E}_a^{cym}$  очень сильно отличаются друг от друга (см. выше гл.2).

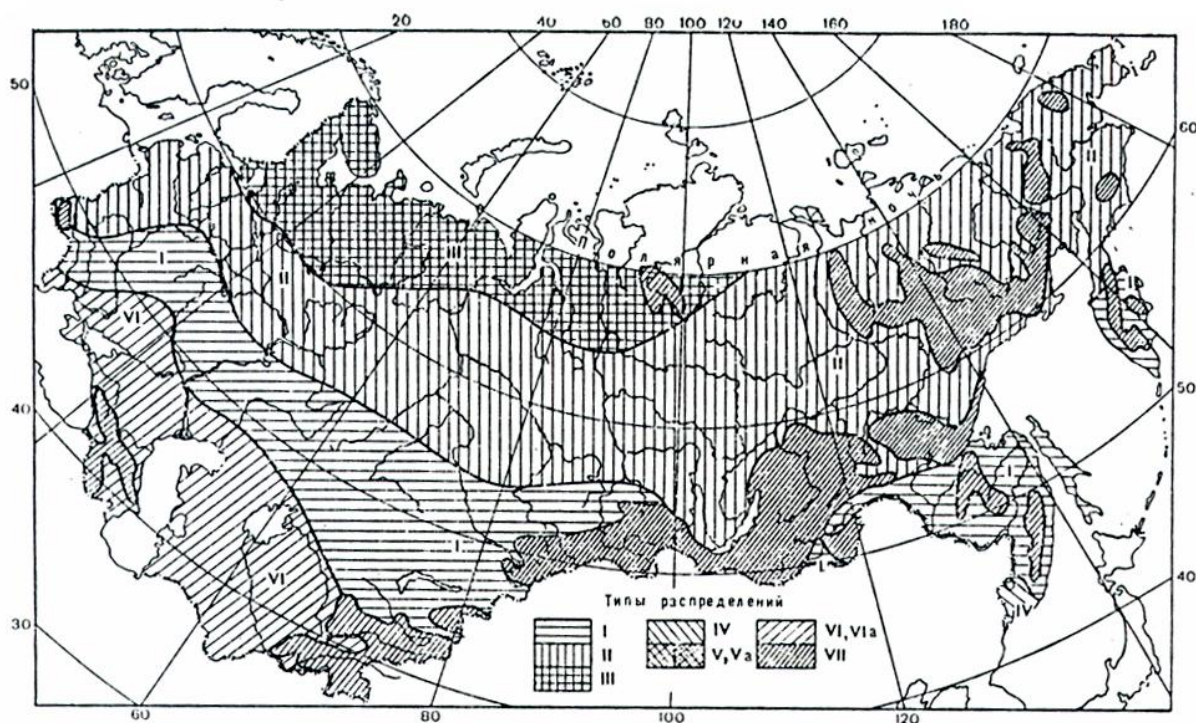


Рисунок 2.21 Районирование территории бывшего СССР по типам распределений суточных сумм суммарной радиации. Январь



Рисунок 2.22 Районирование территории бывшего СССР по типам распределений суточных сумм суммарной радиации. Апрель

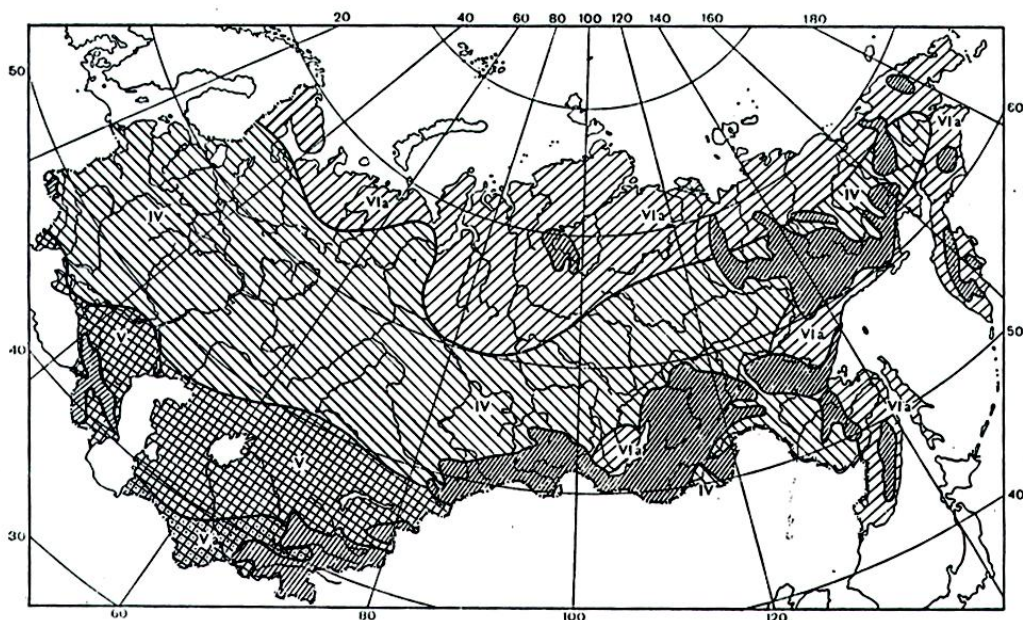


Рисунок 2.23 Районирование территории бывшего СССР по типам распределений суточных сумм суммарной радиации. Июль

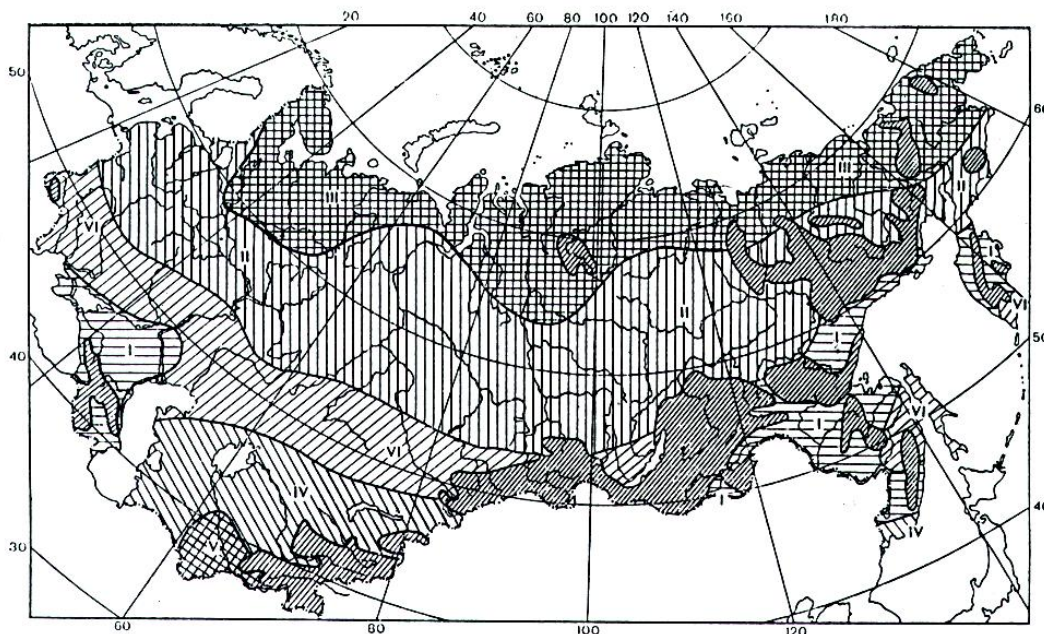


Рисунок 2.24 Районирование территории бывшего СССР по типам распределений суточных сумм суммарной радиации. Октябрь

Вследствие этого типовые гистограммы на рис. 2.5 представлены в отклонениях от среднего, нормированных на среднее квадратичное отклонение, что делает их сопоставимыми друг с другом и облегчает расчет их аналитической модели. Представленные на рис. 2.5 типовые гистограммы характеризуются следующими показателями  $C_s$  и  $E$  и видом распределения (см. табл.2.8).

Под влиянием астрономических и погодных факторов, характерных для разных сезонов года для огромной территории бывшего СССР и России, тип распределения  $\mathcal{E}_a^{cym}$  может существенно меняться во времени для одной и той же территории. Иными словами происходит переход одного типа распределения  $\mathcal{E}_a^{cym}$  в другой, что и показано на рис.2.21-2.24.

Например, для условий г.Москвы характерны следующие типы распределений  $\mathcal{E}_a^{cym}$ : январь -2-й, апрель – 6-й; июль -4-й; октябрь – 2-й.

Представляя временные ряды СИ как случайных величин, далее можно найти и аналитическое описание закона их распределения. Наличие последнего позволит решать такие важные задачи, как интерполяция и

экстраполяция распределений в условиях малых рядов, прогнозировать значение СИ на некоторый период времени на перспективу. Знание закона распределения  $\mathcal{E}_a^{СИ}$  позволит получать некоторые важнейшие энергетические характеристики СЭУ.

Таблица 2.8 Типовые гистограммы суточных значений суммарного СИ для условий бывшего СССР и России

N	Название	$C_s$ , о.е.	E, о.е.	Аналитическая модель
1	Нормальное (Гауссово) распределение	$ C_s  < 0,4$	$ E  < 0,8$ рис.2.25 а)	Нормальное распределение или Шарье тип А
2	Положительно-асимметричное, почти нормальной крутизны	$ C_s  \geq 0,4$	$ E  < 0,8$ рис.2.25 б)	Пирсон I тип
3	Положительно-асимметричное, островершинное	$ C_s  \geq 0,4$	$ E  \geq 0,8$ рис.2.25 в)	Пирсон III тип
4	Отрицательно-асимметричное, почти нормальной крутизны	$ C_s  \leq 0,4$	$ E  < 0,8$ рис.2.25 г)	Пирсон I тип
5	Отрицательно-асимметричное, островершинное	$ C_s  \leq 0,4$	$ E  \geq 0,8$ рис.2.25 д)	Пирсон III тип
5а	Отрицательно-асимметричное, островершинное	$ C_s  \leq 0,4$	$ E  > 5,0$ рис.2.25 е)	Пирсон III тип
6	Бимодальное плосковершинное	$ C_s  \leq 0,4$	$ E  \leq -0,8$ рис.2.25 ж)	Нет приемных моделей
6а	Симметричное плосковершинное	$ C_s  \leq 0,4$	$ E  \leq -0,8$ рис.2.25 з)	Нет приемных моделей

В частности, известно, что производительность любой СЭУ зависит от прихода СИ и является его функцией. С другой стороны, режим поступления СИ определяется функцией распределения фактических значений СИ. Отсюда зная закон распределения повторяемости разных значений СИ, можно определить число часов расположения установленной мощности СЭУ, работающей на большую энергосистему.

Для представленных на рис.2.25 распределений были рассмотрены различные типовые виды аналитических моделей с использованием критерия Колмогорова.

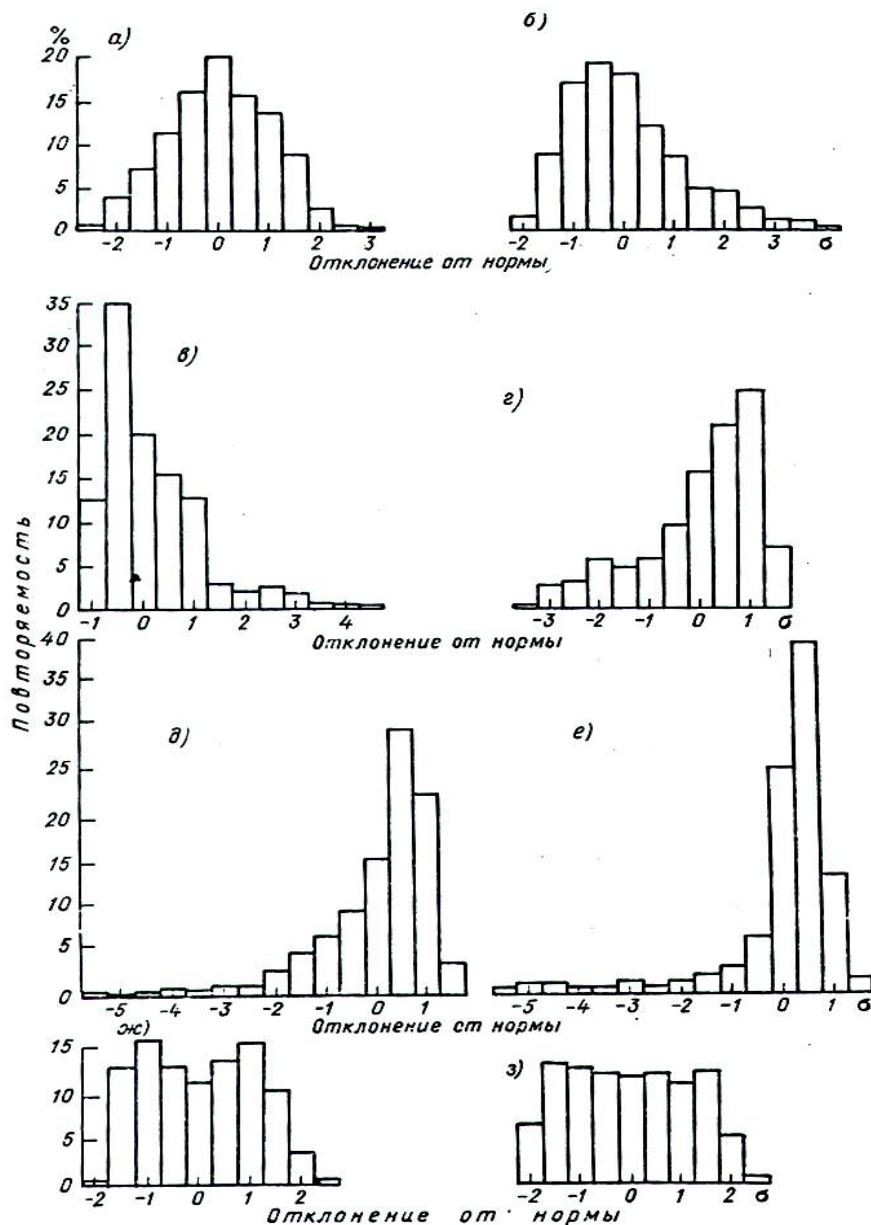


Рисунок 2.25 Типовые гистограммы суточных сумм суммарной радиации: а — Семипалатинск, январь, тип I,  $Q=4.7$  МДж/м<sup>2</sup>,  $\sigma=1.7$  МДж/м<sup>2</sup>,  $A=0.0$ ,  $E=-0.5$ ; б — Якутск, октябрь, тип II,  $Q=4.5$  МДж/м<sup>2</sup>,  $\sigma=1.9$  МДж/м<sup>2</sup>,  $A=0.8$ ,  $E=0.2$ ; в — Архангельск, январь, тип III,  $Q=0.5$  МДж/м<sup>2</sup>,  $\sigma=0.3$  МДж/м<sup>2</sup>,  $A=1.6$ ,  $E=3.1$ ; г — Аральское Море, апрель, тип IV,  $Q=20.6$  МДж/м<sup>2</sup>,  $\sigma=5.9$  МДж/м<sup>2</sup>,  $A=-1.0$ ,  $E=0.2$ ; д — Аральское Море, июль, тип V,  $Q=36.5$  МДж/м<sup>2</sup>,  $\sigma=4.8$  МДж/м<sup>2</sup>,  $A=-1.7$ ,  $E=3.2$ ; е — Самарканд, июль, тип Va,  $Q=28.3$  МДж/м<sup>2</sup>,  $\sigma=4.1$  МДж/м<sup>2</sup>,  $A=-2.3$ ,  $E=8.0$ ; ж — о. Артема, январь, тип VI,  $Q=5.8$  МДж/м<sup>2</sup>,  $\sigma=3.0$  МДж/м<sup>2</sup>,  $A=0.1$ ,  $E=-1.2$ ; з — Южно-Сахалинск, июль, тип VIa,  $Q=16.6$  МДж/м<sup>2</sup>,  $\sigma=8.0$  МДж/м<sup>2</sup>,  $A=0.0$ ,  $E=-1.2$

В том числе: теоретическая нормальная (гауссовая) кривая; распределение Шарье типа А; кривые Пирсона I и II типа. Примеры сопоставления эмпирических и аналитических распределений представлены на рис.2.26.

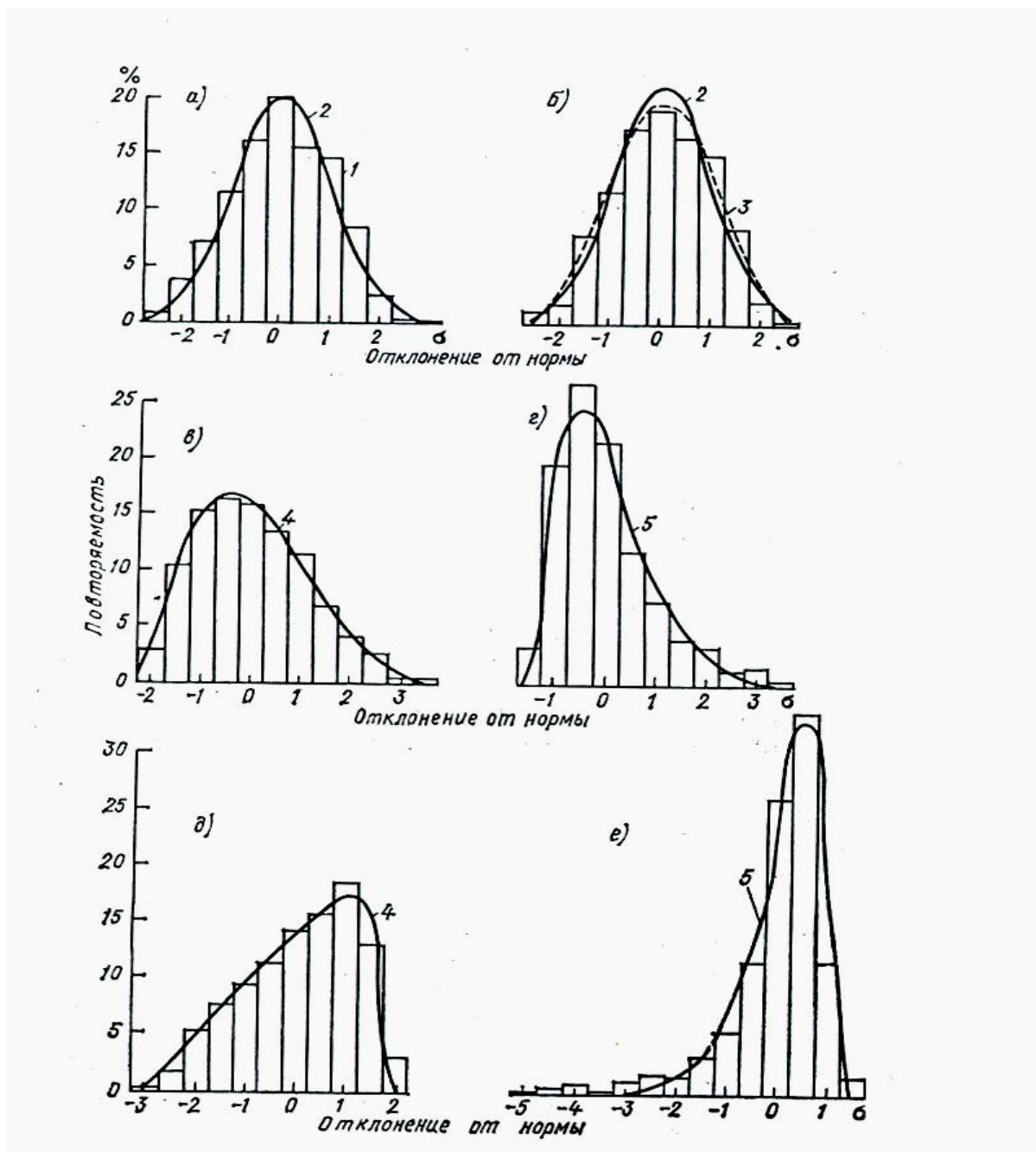


Рисунок 2.26 Выравнивание эмпирических распределений суточных сумм суммарной радиации: а — Семипалатинск, январь; б — Салехард, апрель; в — Куйбышев, январь; г — Туруханск, октябрь; д — Каунас, июль; е — Ташкент, июль; 1 — статистическое распределение; 2 — теоретическое (нормальное); 3 — распределение Шарлье типа А; 4 — Пирсона I типа; 5 — Пирсона III типа

## 2.4 Контрольные вопросы по второй главе

1. Цели и задачи гелиоэнергетических расчетов
2. Особенности гелиоэнергетических расчетов для заданной точки  $A(j_A^0, y^0)$  и территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ).
3. Три основных варианта функционирования СЭУ и их особенности.
4. Особенности использования СЭУ в составе большой ОЭС.
5. Особенности использования СЭУ в составе локальной энергосистемы.
6. Особенности работы СЭУ на автономного потребителя.
7. Основные приборы для измерения СИ на Земле и их особенности.
8. Принципиальные схемы приборов для измерения СИ.
9. Система измерения и наблюдения за метеорологическими факторами в России
10. Стандартный состав срочных измерений СИ в России и его особенности
11. Стандартный состав измерений по СИ в «Научно-прикладном справочнике по климату СССР»
12. История развития актинометрических наблюдений в бывшем СССР.
13. Особенности информационного обеспечения ГЭР в бывшем СССР и России.
14. Основные ошибки в расчетах  $\mathcal{E}_{мес}$  и  $\mathcal{E}_{год}$  для суммарного и прямого СИ.
15. Влияние длительности ряда наблюдений за СИ на точность ГЭР.
16. Особенности прихода СИ по территории России.
17. Сезонные особенности прихода СИ по территории России
18. Степень перспективности регионов России по ресурсам СИ.
19. Понятие кадастра солнечной энергии.
20. Вероятностные характеристики СИ в России и их особенности.
21. Районирование территории бывшего СССР по типам распределения суточных сумм СИ.
22. Типовые гистограммы суточных значений суммарного СИ для территории бывшего СССР и России.

### 3 МЕТОДЫ РАСЧЕТА РЕСУРСОВ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

3.1 Методы расчета валовых ресурсов в точке  $A (j^{\circ}, y^{\circ})$  и для заданной территории  $S$  ( $\text{км}^2$ ) для горизонтальной приёмной площадки при наличии полной информации

Практически все разработанные сегодня в мире методы расчета ресурсов СР на поверхности земли базируются на следующий методический прием. Учитывая, что большинство актинометрических станций в мире измеряет, как правило, приход солнечной радиации на неподвижную горизонтальную приемную площадку, то именно величина прихода СР на горизонтальную площадку и принимается в качестве количественной меры оценки ресурсов СР как в точке  $A (j^{\circ}, y^{\circ})$  так и для заданной территории  $S$  ( $\text{км}^2$ ). Далее полученные данные для горизонтальной ПП пересчитываются по эмпирическим формулам, предлагаемым разными авторами на произвольно ориентированную ПП с тем или иным по уровню детализации учетом различных факторов, влияющих на приход СР. В связи с этим особое значение приобретают методы расчета прихода СР на горизонтальную ПП, которые и определяют собой сегодня валовые ресурсы (потенциал) солнечной энергии на земле.

Под валовым потенциалом солнечной энергии (СЭ) или солнечного излучения (СИ) в заданной точке земной поверхности  $A (j^{\circ}, y^{\circ})$  обычно понимается среднегодовое значение СЭ, поступающей на горизонтальную приемную площадку (ПП) площадью в  $1 \text{ м}^2$  за период равный одному календарному году –  $\mathcal{E}_{\text{вал}}^{\Gamma} \left( \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}} \right)$ . Учитывая переменный характер поступления СЭ по годам, для получения достаточно достоверного значения  $\mathcal{E}_{\text{вал}}^{\Gamma}$  требуется иметь информацию о приходе СЭ на



горизонтальную площадку за достаточно длительный период времени  $T$  (годы) больший, чем известный 11- летний солнечный цикл (цикл Вольфа).

В этом случае, если имеются данные о непрерывном во времени приходе суммарной солнечной радиации (СР) на горизонтальную ПП-  $R_{\Sigma}^{\Gamma}(t)$  за длительный период времени  $T$  (годы) значение  $\mathcal{E}_{вал}^{\Gamma}$  можно рассчитать по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{вал}^{\Gamma} = \frac{\sum_{k=1}^d \mathcal{E}_{валk}^{\Gamma}}{d}, \quad (3.1)$$

где  $d$  – число расчетных лет;  $\mathcal{E}_{валk}^{\Gamma}$  – приход СР на горизонтальную площадку за  $k$ -й год, рассчитываемый по формуле:

$$\mathcal{E}_{валk}^{\Gamma} = \int_0^{T_{год}} R_{\Sigma}^{\Gamma}(t) dt. \quad (3.2)$$

Пусть далее требуется рассчитать валовые ресурсы СЭ для заданной территории  $S$  (км<sup>2</sup>) при наличии данных о непрерывном во времени приходе СР на горизонтальную ПП в необходимом числе расчетных точек  $A_j(j^{\circ}, y^{\circ})$ ,  $j=1, \dots, m$  равномерно распределенных по территории  $S$  в предположении возможности линейной или другой формы интерполяции значений СР между заданными точками  $A_j(j^{\circ}, y^{\circ})$ . В этом случае вся территория  $S$  (км<sup>2</sup>) предварительно разделяется на  $\mathbf{I}$  представительных зон, в каждой из которых можно рассчитать среднеголетний приход СР на территорию  $l$ -й зоны площадью  $S_l$  (км<sup>2</sup>) –  $\mathcal{E}_{валl}^{\Gamma} \left( \frac{\kappa B m \cdot \mu}{200} \right)$  при использовании известных законов интерполяции принятых исходных данных в расчетных точках  $A_j(j^{\circ}, y^{\circ})$  –  $R_{\Sigma_j}^{\Gamma}(t)$ . Например, если рассматривается единичная  $l$ -я зона прямоугольного сечения площадью  $S_l$  (км<sup>2</sup>) с 4-мя исходными точками в ее узлах, где заданы значения  $R_{\Sigma_1}^{\Gamma}(t)$ ,  $R_{\Sigma_2}^{\Gamma}(t)$ ,  $R_{\Sigma_3}^{\Gamma}(t)$  и  $R_{\Sigma_4}^{\Gamma}(t)$  при линейном законе интерполяции значений  $R_{\Sigma}^{\Gamma}(t)$

между ними, величина  $\mathcal{E}_{вал}^{\Gamma} \left( \frac{\kappa B m \cdot \text{ч}}{\text{год}} \right)$  может быть получена по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{вал}^{\Gamma} (S_l) = S_l \cdot 10^6 \cdot \int_0^{T_{год}} \bar{R}_{\Sigma l}^{\Gamma} (t) dt, \quad (3.3)$$

где  $S_l$  ( $\text{км}^2$ ), а  $\bar{R}_{\Sigma l}^{\Gamma} (t)$  определяется как средневзвешенная величина для  $l$ -й зоны при линейной интерполяции между заданными 4-мя значениями  $R_{\Sigma}^{\Gamma} (t)$  в узлах  $l$ -й зоны, т.е.

$$\bar{R}_{\Sigma l}^{\Gamma} (t) = 0,25 \cdot (R_{\Sigma 1}^{\Gamma} (t) + R_{\Sigma 2}^{\Gamma} (t) + R_{\Sigma 3}^{\Gamma} (t) + R_{\Sigma 4}^{\Gamma} (t)). \quad (3.4)$$

Тогда валовые ресурсы СЭ для территории  $S$  ( $\text{км}^2$ ) –  $\mathcal{E}_{вал}^{\Gamma} (S)$  состоящей из  $r$  расчетных зон  $S_l$ , ( $l=1, \dots, r$ ) могут быть найдены по формуле:

$$\mathcal{E}_{вал}^{\Gamma} (S) = \sum_{l=1}^r \mathcal{E}_{вал}^{\Gamma} (S_l), \quad (3.5)$$

где  $\mathcal{E}_{вал}^{\Gamma} (S)$  – приход СР на горизонтальную территорию земной поверхности площадью  $S$  ( $\text{км}^2$ ) за период времени равный одному году. В зависимости от величины  $S$  значение  $\mathcal{E}_{вал}^{\Gamma} (S)$  может измеряться в кВт·ч, МВт·ч, ГВт·ч или ТВт·ч.

Для решения поставленной задачи можно воспользоваться и современными программными средствами, которые позволяют находить интегральные значения исследуемого параметра по любой сложной по своей конфигурации территории  $S$  ( $\text{км}^2$ ). Например, системой "Surfer-8". Указанная система обладает очень широкими возможностями, которые в рассматриваемом случае реализуются следующим образом.

Для территории  $S$  ( $\text{км}^2$ ) задаются все известные данные по СР в ряде точек  $A$  ( $j^{\circ}, y^{\circ}$ ) (например  $\bar{R}_{\Sigma}^{\Gamma}$  ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ )), находящихся на заданной территории  $s$  ( $\text{км}^2$ ) или на небольшом удалении от ее границ. Система

"Surfer-8" по заданным значениям  $\bar{R}_{\Sigma}^{\Gamma}$  в каждой точке  $A(j^{\circ}, y^{\circ})$  рассчитывает топограмму изолиний постоянных значений  $\bar{R}_{\Sigma}^{\Gamma}$  с заданной пользователем дискретностью. Далее, на основе полученных изолиний  $\bar{R}_{\Sigma i}^{\Gamma} = \text{const}$  по всей территории  $S$  (км<sup>2</sup>), система "Surfer-8" интегрирует значения  $\bar{R}_{\Sigma}^{\Gamma}$  (Вт/м<sup>2</sup>), тем самым определяя для нее значения валовых ресурсов СИ.

Следует отметить, что непрерывная форма задания  $R_{\Sigma}^{\Gamma}$  в функции времени  $t$ , т.е.  $R_{\Sigma}^{\Gamma}(t)$  в настоящее время может быть реализована достаточно в редких случаях на территории России. Более часто можно получить информацию об  $R_{\Sigma}^{\Gamma}(t)$  в виде среднеинтервальных ее значений за заданные расчетные интервалы времени –  $Dt$  (час, сутки, месяц, год), т.е.  $\bar{R}_{\Sigma}^{\Gamma}(Dt)$ .

В этом случае расчет  $\mathcal{E}_{валк}^{\Gamma}$  для точки  $A(j^{\circ}, y^{\circ})$  и  $\mathcal{E}_{вал}^{\Gamma}(S_l)$  может быть произведен по следующим формулам:

$$\mathcal{E}_{валк}^{\Gamma} = \sum_{i=1}^n \bar{R}_{\Sigma i}^{\Gamma}(\Delta t_i) \cdot \Delta t_i \quad (3.6)$$

$$\mathcal{E}_{вал}^{\Gamma}(S_l) = S_l \cdot 10^6 \cdot \sum_{i=1}^n \bar{R}_{\Sigma i}^{\Gamma}(\Delta t_i) \cdot \Delta t_i, \quad (3.7)$$

$$\text{где } \bar{R}_{\Sigma i}^{\Gamma} = 0,25 \cdot (\bar{R}_{\Sigma 1}^{\Gamma} + \bar{R}_{\Sigma 2}^{\Gamma} + \bar{R}_{\Sigma 3}^{\Gamma} + \bar{R}_{\Sigma 4}^{\Gamma}), \quad (3.8)$$

при условии, что календарный год –  $T_{год}$  (час) разбит на  $n$  расчетных интервалов длительностью  $Dt_i$  каждый, т.е.

$$T_{год} = \sum_{i=1}^n \Delta t_i \quad (3.9)$$

В качестве расчетных интервалов здесь обычно используются  $Dt_i$ , равные 1 суткам или 1 месяцу. Подобная информация сегодня может быть получена с определенной степенью точности по нескольким общеизвестным базам данных по СР на земле в целом (база NASA) или

бывшего СССР (база данных кафедры нетрадиционных и возобновляемых источников энергии МЭИ (ТУ)). Последняя из упомянутых база данных в отличие от базы данных NASA, которая обобщает среднемноголетние данные по всему миру в целом за 8 лет, (с 1984 г по 1992 г) получена на основе обработки фактических многолетних данных по 166 расчетным точкам (актинометрические станции) за длительный период времени (несколько десятков лет) в Научно-прикладном справочнике по климату бывшего СССР (см. выше гл. 2). Тем самым в указанной базе данных содержится более достоверная информация по 166 расчетным точкам бывшего СССР, чем в соответствующих точках по базе данных NASA.

Следует также отметить, что в базе данных МЭИ (ТУ) в отличие от базы данных NASA содержится информация не только о среднесуточных и среднемесячных данных о СР по территории бывшего СССР, но также и среднечасовые данные по СР для характерных дней каждого месяца года (см. выше гл.2).

3.2 Методы расчета валовых ресурсов в точке  $A (j^{\circ}, y^{\circ})$  и для заданной территории  $S$  ( $\text{км}^2$ ) для горизонтальной приемной площадки при ограниченном составе исходной информации для среднесуточных или месячных расчетных интервалов

Как было сказано выше в гл.2, солнечные энергетические установки могут эффективно использоваться сегодня в системах энергоснабжения по трем основным сценариям: работа в большой энергосистеме, работа в локальной энергосистеме и работа на локального или автономного потребителя. В зависимости от принятого сценария использования СЭ возникают дополнительные сложности в расчетах, включая и необходимость наличия разного рода исходной информации о приходе СР так и необходимость решения проблемы получения достаточно достоверной информации в расчетных точках, в которых полностью

отсутствуют любые данные фактических наблюдений о приходе СР. Последний случай весьма характерен для условий современной России, для которой более 2/3 ее территории с населением 8-10 млн человек не подключены к системе централизованного энергоснабжения при наличии в этих регионах достаточно значительных ресурсов СЭ, которые успешно можно использовать для энергоснабжения автономных потребителей.

В этом случае для всей территории бывшего СССР для расчета  $\overline{\mathcal{E}}_{вал}^{\Gamma}$  и  $\overline{\mathcal{E}}_{вал}^{\Gamma}(S)$  можно воспользоваться известной формулой Ангстрема, которая предполагает наличие некоторых среднесуточных или среднемесячных данных по СР как в точке А ( $j^{\circ}, y^{\circ}$ ), так и для территории  $S$  (км<sup>2</sup>):

$$\overline{\mathcal{E}}_{факт}^{\Gamma}(\Delta t) = \overline{\mathcal{E}}_я^{\Gamma}(\Delta t) \cdot \left( a + b \cdot \frac{\overline{T_{cc}^{факт}}}{\overline{T_{cc}^o}} \right), \quad (3.10)$$

где  $\overline{\mathcal{E}}_{факт}^{\Gamma}(Dt)$  - (кВт\*ч/м<sup>2</sup>) или (кВт\*ч) для территории  $S$  (км<sup>2</sup>), соответствует среднегодовому значению прихода СР на горизонтальную площадку за  $Dt$  равный 1 суткам или 1 месяцу;  $\overline{\mathcal{E}}_я^{\Gamma}(Dt)$  - (кВт\*ч/м<sup>2</sup>) или (кВт\*ч) для территории  $S$  (км<sup>2</sup>) – приход СР за  $Dt$ , равный 1 суткам или 1 месяцу на горизонтальную площадку на поверхности земли при абсолютно прозрачном и ясном небе, когда  $\overline{\mathcal{E}}_S^{\Gamma}(Dt) \equiv \overline{\mathcal{E}}_{np}^{\Gamma}(Dt)$  и рассчитывается по формуле:

$$\overline{\mathcal{E}}_я^{\Gamma}(\Delta t) = \overline{R}_{np}^{\Gamma}(\Delta t) \cdot \cos q(\Delta t) \cdot \Delta t, \quad (3.11)$$

где  $\overline{R}_{np}^{\Gamma}(Dt)$  (Вт/м<sup>2</sup>) - среднеинтервальная мощность прямого СИ на нормально ориентированную к СИ приемную площадку, которая может быть определена по формуле:

$$\overline{R}_{np}^{\Gamma}(\Delta t) = \overline{R}_{np}^{\Gamma}(AM1) \cdot \left( \frac{\overline{R}_{np}^{\Gamma}(AM1)}{R_o} \right)^{(AMm-1)} = 1000 \cdot \left( \frac{1000}{1360} \right)^{(AMm-1)}, \quad (3.12)$$

где  $R_{np}^{\Gamma}(AMI)$  ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) - стандартная среднеинтервальная мощность СИ в южных широтах Земли на уровне моря при абсолютно прозрачной атмосфере для горизонтальной ПП на поверхности Земли (равно  $1000 \text{ Вт}/\text{м}^2$ );  $R_0$  ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) =  $1360 \text{ Вт}/\text{м}^2$  – солнечная постоянная или приход СИ на нормальную к СИ ПП площадью  $1 \text{ м}^2$  в космосе на границе атмосферы Земли;  $AMm$  (о.е.) – атмосферная масса  $m$  или оптическая масса атмосферы, рассчитываемая по формуле:

$$m(\Delta t) = \frac{2}{\sqrt{\cos^2 q(\Delta t) + \frac{2 \cdot L_a}{r_3} + \cos q(\Delta t)}} \cong \frac{2}{\sqrt{\cos^2 q(\Delta t) + 0,06 + \cos q(\Delta t)}}, \quad (3.13)$$

где  $m(Dt)$  - среднеинтервальная атмосферная масса атмосферы за интервал  $Dt$  (о.е.);  $q(Dt)$  (град.) – среднеинтервальный угол падения Солнца за интервал  $Dt$ ;  $L_a$  (км) – толщина слоя атмосферы в рассматриваемой точке  $A$  ( $j^\circ, y^\circ$ );  $r_3$  (км) – расчетный радиус Земли в точке  $A$  ( $j^\circ, y^\circ$ ).

При этом значение  $\cos q(Dt)$  в (3.11) рассчитывается следующим образом:

$$\cos q^\circ(\Delta t) = \sin d^\circ(\Delta t) \cdot \sin j^\circ + \cos d^\circ(\Delta t) \cdot \cos j^\circ \cdot \frac{\sin w_\zeta}{w_\zeta}, \quad (3.14)$$

где  $\cos q(Dt)$  (град.) – среднеинтервальный угол падения Солнца за интервал  $Dt$ ;  $d^\circ = d^\circ(Dt)$  – склонение Солнца за интервал  $Dt$ , которое обычно определяется по формуле Купера:

$$d^\circ(\Delta t) = d_i \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (284 + n)\right), \quad (3.15)$$

где  $d_0 = 23^\circ 27' = 23,45^\circ$ ;  $n$  (о.е.) – порядковый номер дня года, отсчитываемый с 1 января. Тем самым принимается, что значение  $d^\circ(Dt) = d^\circ(n)$ , т.е. склонение Солнца считается постоянным для каждого  $n$ -го дня года, а 284 – константа, равная числу дней года, начиная с 21.03 и до 31.12;

$w_3$ (град) – часовой угол захода Солнца на горизонтальной площадке, определяемый из соотношения:

$$\cos w_3(\Delta t) = \cos\left(\frac{P \cdot t_3}{12}\right) = -tgj^\circ \cdot tgd^\circ(\Delta t), \quad (3.16)$$

где  $t_3$ (час) – моменты восхода-захода Солнца, определяемые условием:  $q \equiv \pm 90^\circ$  и, следовательно,

$$w_\zeta = \arccos(-tgj^\circ \cdot tgd^\circ(\Delta t)), \quad (3.17)$$

Эмпирические константы "a" и "b" в (3.10) рассчитаны для 144 трапеций всей территории бывшего СССР размером, как правило, ( $5^\circ \times 5^\circ$ ) и принимаются постоянными внутри каждой трапеции, т.е.  $a = a(j^\circ, y^\circ)$  и  $b = b(j^\circ, y^\circ)$  при условии что  $a + b \equiv 1$ . При этом "a" характеризует собой пропущенную облаками долю СР на Земле, а "b" - задержанную облаками долю солнечной радиации на Земле на горизонтальной площадке. В отличие от США, где константы "a" и "b" – постоянны в течение всего года, для огромной территории бывшего СССР с резко изменяющимися географическими и климатическими условиями константы "a" и "b" задаются для четырех характерных для каждого сезона года месяцев (1, 4, 7, 10) при линейной интерполяции их значений между характерными месяцами. Рассчитанные эмпирические константы по территории бывшего СССР представлены в виде карт, опубликованы в Метеорологическом ежемесячнике и представлены на рис. 3.1-3.4. Указанные в нем трапеции ( $5^\circ$  по широте) расположены южнее  $70^\circ$  северной широты. В качестве примера в таблице 3.1 приведены предельные значения "a" для бывшего СССР и значения "a" для г. Москвы.

В метеорологическом ежемесячнике приводятся также данные по фактической продолжительности солнечного сияния в заданные характерные сутки каждого расчетного месяца –  $T_{cc}^{факт}$ (час). При этом

ошибка экстраполяции данных по  $T_{cc}^{факт}$ (час) по указанным выше трапециям (характерное расстояние – 200 км) составляет до 5% в летний период и до 10% в зимний период.

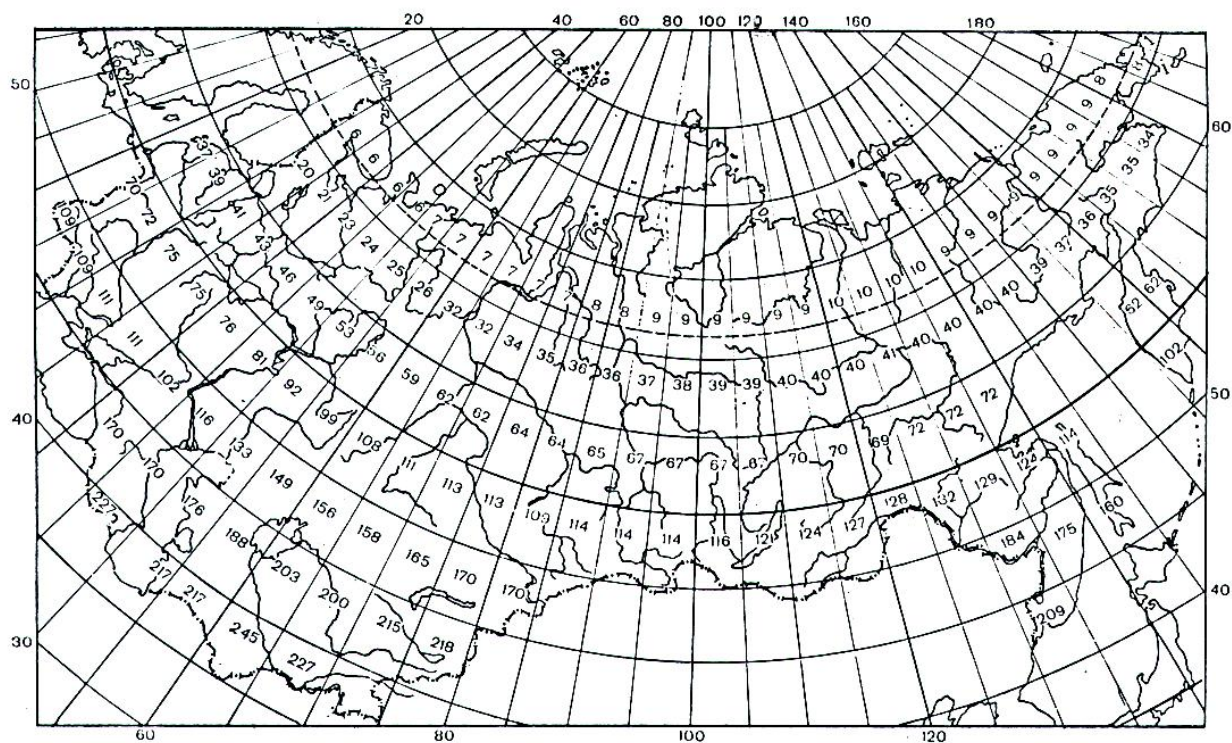


Рисунок 3.1 Средняя многолетняя месячная сумма суммарной солнечной радиации по площади 5-градусных трапеций (МДж/м<sup>2</sup>). Январь



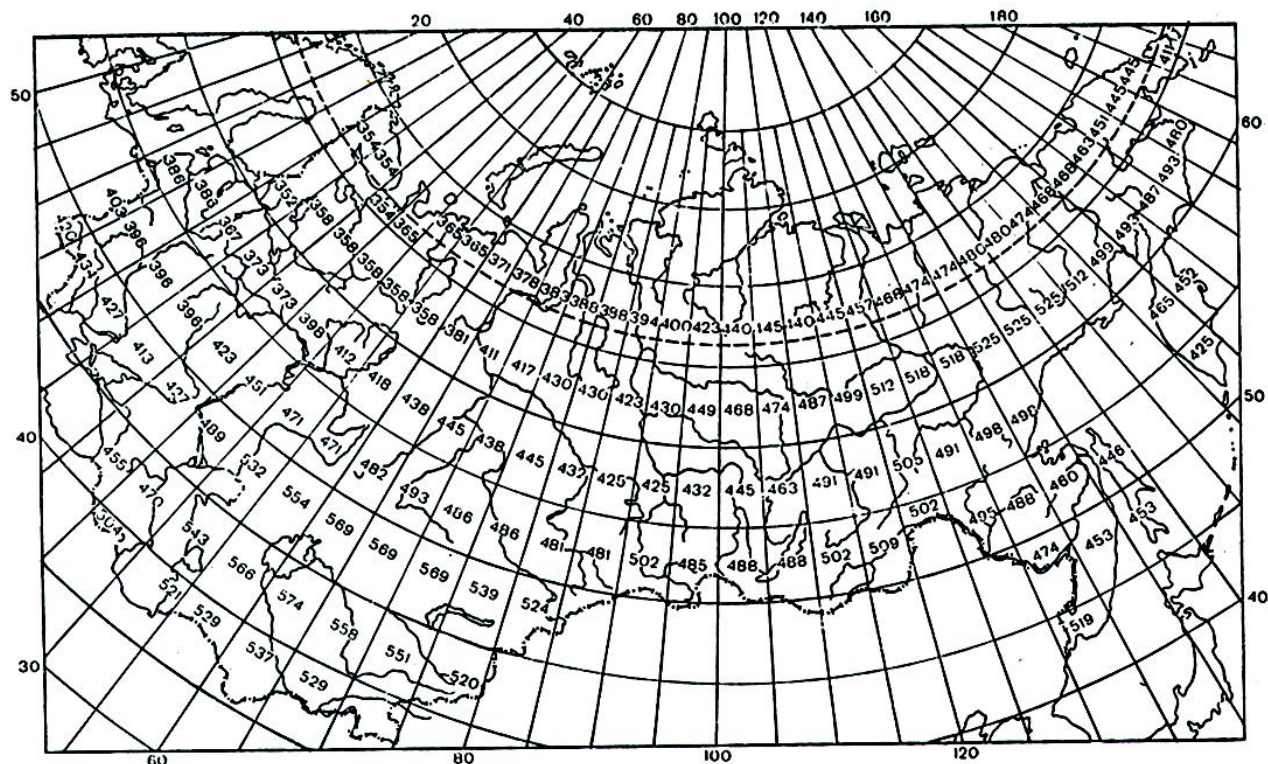


Рисунок 3.2 Средняя многолетняя месячная сумма суммарной солнечной радиации по площади 5-градусных трапеций (МДж/м<sup>2</sup>). Апрель

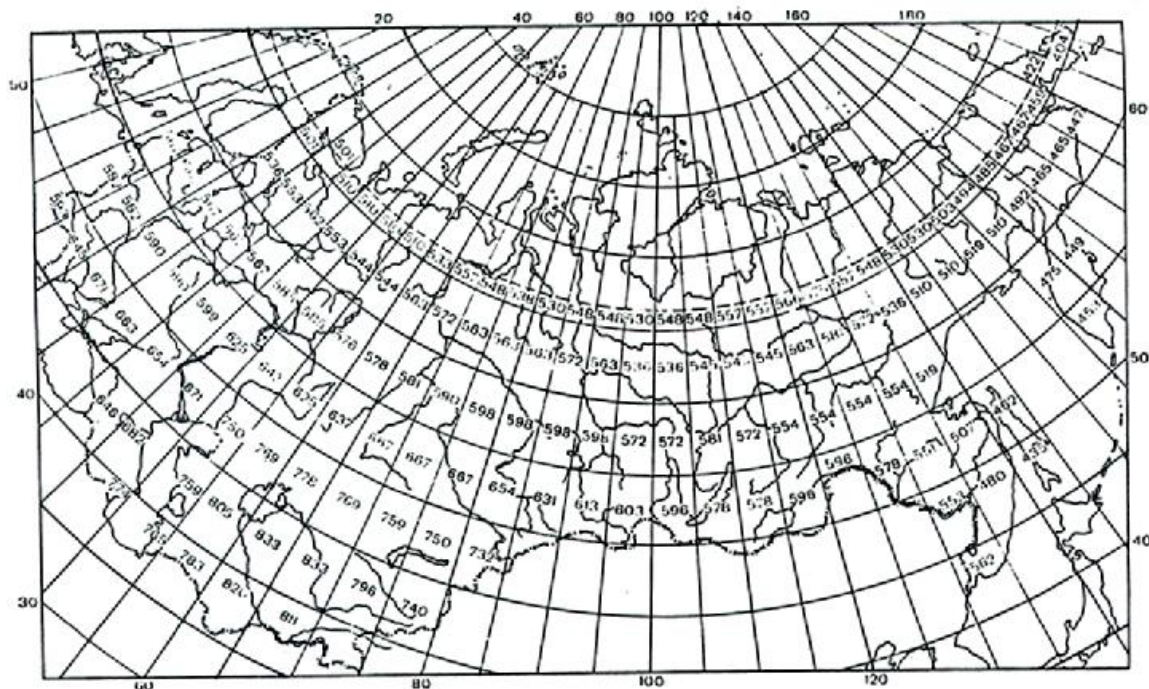


Рисунок 3.3 Средняя многолетняя месячная сумма суммарной солнечной радиации по площади 5-градусных трапеций (МДж/м<sup>2</sup>). Июль

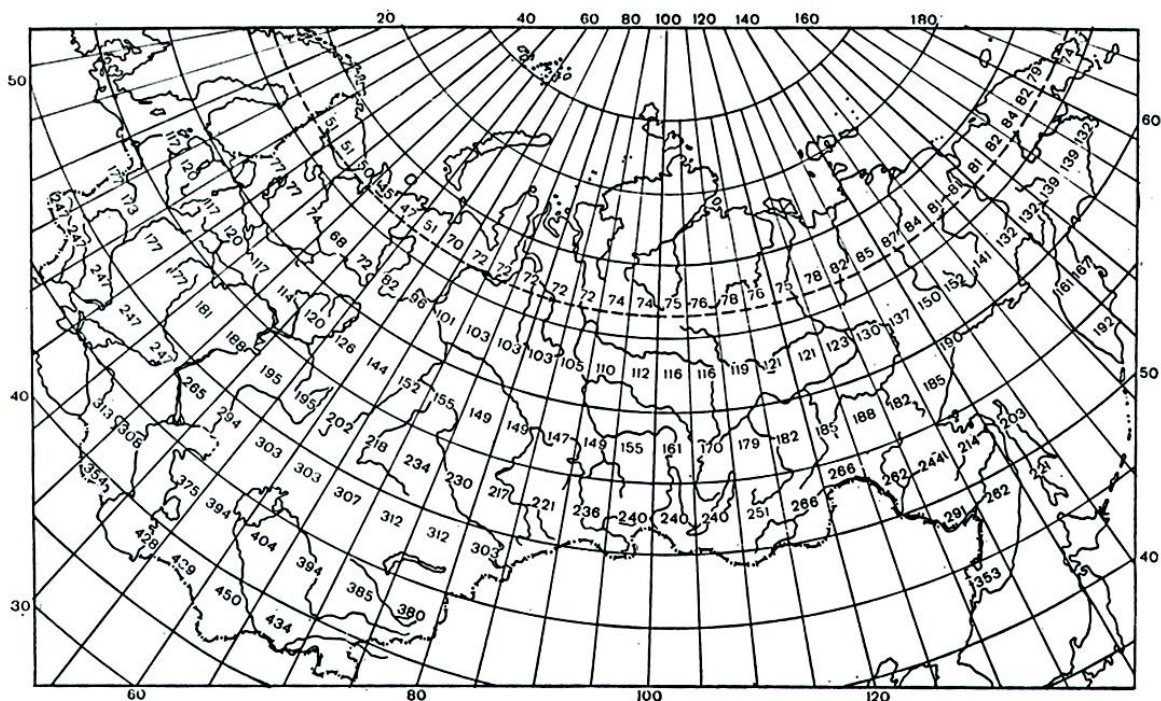


Рисунок 3.4 Средняя многолетняя месячная сумма суммарной солнечной радиации по площади 5-градусных трапеций (МДж/м<sup>2</sup>). Октябрь

Таблица 3.1 Предельные значения  $a$ (о.е.) для бывшего СССР и г. Москвы

Месяц	1	4	7	10
$a^{min}$ (о.е.)	Прибалтика	Средняя Азия	Карелия	о. Сахалин
	0,30	0,25	0,26	0,18
$a^{max}$ (о.е.)	п/о Таймыр	Чукотка	Казахстан	г. Хабаровск
	0,79	0,58	0,41	0,46
г. Москва	0,37	0,29	0,28	0,25

Наконец, приведенные в (3.10) значения  $T_{cc}^o$ (час) соответствует теоретической продолжительности солнечного сияния или нахождения середины солнечного диска над горизонтом при абсолютно прозрачном небе, определяемого по формуле (1.16).

К недостаткам формулы Ангстрема следует отнести следующие:

1. Неопределенность расчета  $\mathcal{E}_y^{\Gamma}(Dt)$ , из-за сложности учета изменений атмосферы в понятии «ясного дня».
2. Неопределенность расчета  $T_{cc}^{факт}$  (час) для рассматриваемой трапеции, поскольку здесь многое зависит от способов измерения фактической продолжительности солнечного сияния (визуально или по приборам), характеристики местности и других условий.

В связи со сказанным выше одновременно с формулой Ангстрема в мировой практике принято использовать и ее модернизированный вариант – формулу Пейджа:

$$\bar{\mathcal{E}}_{факт}^{\Gamma}(\Delta t) = \bar{\mathcal{E}}_o^{\Gamma}(\Delta t) \cdot \left( a' + b' \cdot \frac{\bar{T}_{cc}^{факт}}{\bar{T}_{cc}^o} \right) \quad (3.18)$$

В (3.18) в отличие от формулы Ангстрема должны быть введены "новые" (модернизированные) значения констант  $a'$  и  $b'$  для каждой расчетной по территории региона трапеции. Кроме того вместо  $\mathcal{E}_y^{\Gamma}(Dt)$  здесь используется значение прихода СР на горизонтальную ПП в космосе на границе атмосферы Земли –  $\mathcal{E}_o^{\Gamma}(n_i)$  (кВт·ч/м<sup>2</sup>·сутки), которое может быть найдено по формуле (1.21).

С учетом всего сказанного выше можно определить валовые ресурсы СИ как в заданной точке  $A(j^{\circ}, y^{\circ})$ , так и для территории площадью  $S$  (км<sup>2</sup>) следующим образом.

Если точка  $A(j^{\circ}, y^{\circ})$  находится внутри какой-то из 144 трапеций на территории бывшего СССР, то для нее определяется по формуле Ангстрема значения  $\mathcal{E}_{факт}^{\Gamma} \left( \frac{\hat{e} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \hat{\div}}{\hat{i}^2 \cdot \hat{n} \hat{o} \hat{\delta} \hat{e} \hat{e}} \right)$  для характерных суток

четырёх месяцев года, а также для всех остальных месяцев года с использованием линейной интерполяции между смежными во времени года значениями констант "a". Полученные значения  $\mathcal{E}_{факт}^{\Gamma} \left( \frac{\hat{e} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \hat{\div}}{\hat{i}^2 \cdot \hat{n} \hat{o} \hat{\delta} \hat{e} \hat{e}} \right)$  для

каждого месяца года умножаются на число суток в каждом месяце и суммируются между собой, определяя валовые ресурсы СИ в точке  $A(j^\circ, y^\circ)$ .

Если точка  $A(j^\circ, y^\circ)$  находится вне территории бывшего СССР, то аналогичный расчет может быть проведен с помощью международной базы данных NASA по прилагающимся к ней инструкциям.

Если рассматриваемая территория площадью  $S$  (км<sup>2</sup>) располагается внутри одной из 144 расчетных трапеций на территории бывшего СССР, то для нее находится значение валовых ресурсов СИ по алгоритму, изложенному выше для точки  $A(j^\circ, y^\circ)$  и полученное значение умножается на площадь  $S$  в м<sup>2</sup>.

Если же указанная территория площадью  $S$  (км<sup>2</sup>) находится в двух или более расчетных трапециях на территории бывшего СССР, то выделяются частные площади указанной территории, приходящиеся на каждую расчетную трапецию и для них производятся расчеты аналогичные представленным выше. Далее, полученные результаты по каждой расчетной трапеции суммируются между собой, определяя искомое значение валовых ресурсов СИ для территории  $S$  (км<sup>2</sup>).

При использовании международной базы данных NASA расчет валовых ресурсов для территории  $S$  (км<sup>2</sup>) несколько усложняется не меняя своих принципиальных положений, изложенных выше в данном параграфе, а также п. 3.1.

3.3 Методы расчета валовых ресурсов в точке  $A(j^\circ, y^\circ)$  и для заданной территории  $S$  (км<sup>2</sup>) для наклоненной к югу приемной площадки для среднесуточных или среднемесячных расчетных интервалов

В предыдущих главах было сказано, что суммарная СР –  $R_S(t)$ , приходящая на любую приемную площадку в точке  $A(j^\circ, y^\circ)$  включает в себя три основных составляющих:  $R_{np}(t)$  – прямая СР;  $R_\delta(t)$  – диффузная

или рассеянная атмосферой  $CP$ ;  $R_{omp}(t)$  – отраженная от поверхности, на которой расположена ПП, солнечная радиация.

Известно также, что общий приход  $CP$  на поверхность Земли существенно меняется как по своей величине, так и по продолжительности в течение разных суток года. Тем самым существенно меняется и высота Солнца над горизонтом. Одновременно в течение года в целом и даже внутри любых суток года меняются и погодные условия в рассматриваемой точке  $A(j^\circ, y^\circ)$ . Тем самым – существенно меняется доля составляющих  $R_S(t)$ , которая приходит на любую рассматриваемую приемную площадку СИ.

Действительно, для  $R_{np}(t)$  наиболее эффективным является нормальное расположение ПП к  $R_{np}(t)$  в любой момент времени. В то же время для максимизации прихода  $R_\delta(t)$  наиболее эффективно горизонтальное постоянное положение ПП. Для условий России именно эти две составляющие  $R_S(t)$ , т.е.  $R_{np}(t)$  и  $R_\delta(t)$  определяют основной приход  $CP$  на ПП. Для других регионов Земли, например, Антарктиды, или Северного полюса, именно отраженная от поверхности льда или снега доля  $R_S(t)$ , т.е.  $R_{omp}(t)$  может иметь наибольшее значение.

В качестве примера в таблице 3.2 приведены опытные данные для юго-западных штатов США ( $j^\circ = 35^\circ$  с.ш.) по влиянию на приход  $R_S(t)$  на произвольно-ориентированную ПП при условии малой доли  $R_\delta(t)$  в течение года.

Из таблицы 3.2 следует возможность значительного повышения прихода  $CP$  за счет организации ее оптимальной ориентации на Солнце. Однако подобные системы слежения до последнего времени были весьма дороги и практически не применялись из-за этого на практике. Наиболее распространенным в мировой практике случаем является постоянное во времени всего года (или каждого месяца в отдельности) расположение ПП (солнечных фотоэлектрических или коллекторных установок) относительно Солнца.

Таблица 3.2 Влияние ориентации приемной площадки на Солнце на величину годового прихода СР (случай, когда  $\mathcal{E}_S^{zod} = \mathcal{E}_{np}^{zod}$ )

Ориентация ПП	% к $\mathcal{E}_{zod}^I$
$b^\circ = 0$ – горизонтальная ПП	100
$b^\circ = 35^\circ, \gamma = 0$ – наклоненная строго к югу на угол $35^\circ$ ПП	115,9
Непрерывное во времени слежение за солнцем по меридиональной оси ПП, ориентированной строго на юг	139,1
Непрерывное во времени слежение за солнцем по горизонтальной оси ПП, ориентированной строго на юг	152,4
Непрерывное слежение за солнцем по двум осям ПП	154,3

Для территорий Земли, близких к экватору ( $-30^\circ$  ю.ш.  $\leq j^\circ \leq +30^\circ$  с.ш.) основной составляющей СР во времени, как правило, является  $R_{np}(t)$ . В этом случае валовой приход СИ на произвольно наклоненную ПП  $\mathcal{E}_{zod}^b$  будет определяться выражением:

$$\mathcal{E}_{zod}^b = \int_0^{T_{zod}} R_{np}(t) \cdot \cos q(t) dt, \quad (3.19)$$

где  $R_{np}(t)$  – прямая составляющая СР для абсолютно ясного неба;  $\cos q^\circ$  (град.) – косинус угла падения Солнца на произвольно-ориентированную к Солнцу площадку, определенный в общем случае по формулам (1.5) или (1.6) (отличаются друг от друга только формой записи).

Из (1.5) следует, что для получения максимума  $\mathcal{E}_{zod}^b$  (см. (3.19)) необходимо расположение ПП под углом  $b^\circ$  строго к югу, тогда  $\gamma^\circ \equiv 0$ , т.е. в этом случае вместо (1.5) и (1.6) получаем более простое выражение при условии, что  $\gamma^\circ \equiv 0$  и  $b^\circ > 0$ :

$$\cos q = \sin(j^\circ - b^\circ) \cdot \sin d^\circ + \cos(j^\circ - b^\circ) \cdot \cos d^\circ \cdot \cos w^\circ. \quad (3.20)$$

Тогда для оптимальной в течение года ориентации ПП на Солнце (при условии, что  $\gamma^\circ \equiv 0$ ) следует реализовать условие:

$$\cos q(t) \Rightarrow \max . \quad (3.21)$$

или

$$\frac{\partial \cos q(t)}{\partial b} = 0 . \quad (3.22)$$

Решение задачи (3.21) широко известно в научной литературе и соответствует условию, когда постоянный в течение года угол наклона ПП при  $\gamma^\circ \equiv 0$ , т.е.  $\tilde{b}$  будет равен широте местности, т.е.

$$\tilde{b}(t) = j^\circ = \text{const} . \quad (3.23)$$

Напомним, что подобное условие расположения ПП справедливо, когда  $\mathcal{E}_S^{\text{zod}} \approx \mathcal{E}_{np}^{\text{zod}}$ . В ряде источников приводится и другой вид записи (3.23) с учетом диффузной радиации, т.е.:

$$\tilde{b}(t) = (0,9 \div 1,1) \cdot j^\circ = \text{const} . \quad (3.24)$$

В тех же случаях, когда диффузная радиация занимает существенную долю в  $\mathcal{E}_S^{\text{zod}}$  (наиболее характерный случай для России), в настоящее время предложены несколько эмпирических формул по пересчету прихода СР с горизонтальной ПП (т.е.  $\mathcal{E}_S^f$ ) на наклоненную к солнцу ПП (т.е.  $\mathcal{E}_S^b$ ). К настоящему времени в мировой практике наибольшее распространение получила так называемая формула С.А. Клейна (как обобщение метода Люи Джоадана), которая позволяет пересчитывать приход среднесуточной (среднемесячной) СР с горизонтальной ПП (т.е.  $\mathcal{E}_S^f$ ) на наклоненную к югу ПП (т.е.  $\mathcal{E}_S^b$ ) при азимуте приемной площадки  $\gamma^\circ$  не более  $\pm 45^\circ$  в любой точке  $A(j^\circ, y^\circ)$ .

В соответствие с методом С.А. Клейна  $\mathcal{E}_S^b(Dt)$ , где  $Dt$  равны или 1 суткам или 1 месяцу, можно рассчитать по формуле:

$$\mathcal{E}_{\Sigma}^b(\Delta t) = \mathcal{E}_{\Sigma}^r(\Delta t) \cdot K_{\Sigma}^b, \quad (3.25)$$

где  $K_S^b$ , о.е. – эмпирический коэффициент С.А. Клейна, зависящий от многих факторов, т.е.:

$$K_{\Sigma}^b = K_{\Sigma}^b(\text{месяц} - \text{года}, j^{\circ}, b^{\circ}, K_o, r, d^{\circ}, w^{\circ}) = \frac{\mathcal{E}_{\Sigma}^b(\Delta t)}{\mathcal{E}_{\Sigma}^r(\Delta t)}. \quad (3.26)$$

при допущении об изотропности, т.е. равномерном распределении диффузной СР по небосводу.

В (3.26) коэффициент  $K_S^b$  можно рассчитать по формуле:

$$K_{\Sigma}^b = (1 - K_{\Sigma}^r) \cdot K_{np} + K_{\Sigma}^r \cdot \left( \frac{1 + \cos b}{2} \right) + r \cdot \left( \frac{1 - \cos b}{2} \right) \quad (3.27)$$

где 
$$K_{\Sigma}^{\bar{A}} = \frac{\dot{Y}_{\bar{A}}^{\bar{A}}(\Delta t)}{\dot{Y}_{\Sigma}^{\bar{A}}(\Delta t)}, \quad (3.28)$$

а  $K_{np}$  находится по следующей формуле С.А. Клейна:

$$\hat{E}_{\bar{i}\bar{o}} = \frac{\cos(j - b) \cdot \cos d \cdot \sin w_{\zeta}^b + \frac{P}{180} \cdot w_{\zeta}^b \cdot \sin(j - b) \cdot \sin d}{\cos j \cdot \cos d \cdot \sin w_{\zeta}^{\bar{a}} + \frac{P}{180} \cdot w_{\zeta}^{\bar{a}} \cdot \sin j \cdot \sin d}, \quad (3.29)$$

где  $w_3^r$  и  $w_3^b$  – часовые углы захода (восхода) Солнца на горизонтальной и наклонной ПП, соответственно, определяемые по формулам:

$$w_3^r = \arccos(-tgj \cdot tgd), \quad (3.30)$$

$$w_3^b = \min \{w_3^r; \arccos(-tg(j - b) \cdot tgd)\}. \quad (3.31)$$

В (3.38) входят также следующие параметры СР:  $K_o$  (о.е.) – коэффициент прозрачности атмосферы определяемый для среднесуточного или среднемесячного интервала времени по формуле:



$$K_o(\Delta t) = \frac{\mathcal{E}_\Sigma^r(\Delta t)}{\mathcal{E}_\Sigma^g(\Delta t)}, \quad (3.32)$$

а  $r$  (о.е.) – альbedo отражающей поверхности, на которой находится ПП в точке  $A(j^\circ, y^\circ)$ , определяемое соотношением:

$$r(o.e.) = \frac{R_{omp}}{R_{прих}}, \quad (3.33)$$

где  $R_{omp}$  (Вт/м<sup>2</sup>) – отраженная от поверхности СР;  $R_{прих}$  (Вт/м<sup>2</sup>) – приходящая на поверхность СР. тем самым  $r$  (о.е.) характеризует собой долю суммарной СР, отраженной данной поверхностью.

В рассматриваемом методе С.А. Клейна было предложено рассчитывать  $K_d^r$  (см. 3.28) по следующей эмпирической формуле, наиболее соответствующей условиям, когда доля диффузной радиации в  $\mathcal{E}_S^r$  относительно невелика:

$$K_d^r = \frac{\mathcal{E}_d^r(\Delta t)}{\mathcal{E}_\Sigma^r(\Delta t)} = 1,39 - 4,03 \cdot K_o + 5,53 \cdot K_o^2 - 3,11 \cdot K_o^3. \quad (3.34)$$

В качестве примера в таблицах 3.3 и 3.4 приведены данные по альbedo разных поверхностей, а также изменение  $r$  в течение года для г. Москвы (среднемесячные значения).

В настоящее время в России метод С.А. Клейна широко используется в различных энергетических расчетах. Однако опыт применения указанного метода в условиях России позволил выявить и ряд существенных недостатков предлагаемого метода. В особенности это касается учета диффузной радиации (т.е. (3.28) и (3.34)), которая составляет очень значительную долю в  $\mathcal{E}_S^r(Dt)$  в условиях России и, особенно, в зимний и осенний период, когда доля  $\mathcal{E}_d^r$  по отношению к  $\mathcal{E}_S^r$  иногда превышает 85-90%. В качестве иллюстрации сказанного в таблице

3.5 приведены данные по солнечной радиации в г. Москве для обсерватории МГУ (Воробьевы горы).

Таблица 3.4 Изменение альбедо в течение года для г. Москвы ( $\bar{r}_{год} = 0,27$ )

$t$ , мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$r$ , о.е.	0,71	0,72	0,58	0,2	0,2	0,21	0,21	0,21	0,21	0,26	0,38	0,59

Таблица 3.3 Альбедо разных поверхностей

№	Вид поверхности	$r$ , о.е.
1	Свежий снег	0,80
2	Сухой асфальт	0,70
3	Сухая штукатурка	0,33 - 0,50
4	Лежалый снег	0,46
5	Сухая растительность	0,33
6	Сухой бетон	0,35
7	Сухая почва	0,32
8	Почва после дождя	0,16
9	Растительность после дождя	0,15
10	Вода при $b \geq 40^\circ$	0,05
11	Вода при $b < 40^\circ$	0,05 - 1,0

Исходя из данных таблицы 3.5, можно со всей очевидностью сделать вывод о том, что для центра ЕЧР, не пригодны условия расположения ПП по отношению к солнцу по (3.24) или (3.23). Для зимних месяцев ПП должна располагаться практически горизонтально ( $b^\circ \rightarrow 0$ ), а для летних месяцев наклонно к горизонту с углом  $b^\circ < j^\circ$ , из-за большой доли  $\mathcal{E}_d^r(Dt)$ . В целом же можно сделать вывод о том, что оптимальный угол  $b^\circ$  для ПП в ЕЧР должен быть существенно меньше  $j^\circ$  в рассматриваемой точке  $A(j^\circ, y^\circ)$ .

Таблица 3.5 Данные по солнечной радиации в Москве (МГУ) для горизонтальной площадки по месяцам года.

Показатель	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
Суммарная ( $\mathcal{E}_a$ ) солнечная радиация, $\frac{\mathcal{E}_a \cdot \Delta t}{i^2 \cdot \text{январь}}$	15,48	35,63	81,89	117,17	157,59	168,32	164,24	121,48	76,29	39,14	25,21	11,42	1014,9
Прямая солнечная радиация ( $\mathcal{E}_{пр}$ ), $\frac{\mathcal{E}_{пр} \cdot \Delta t}{i^2 \cdot \text{январь}}$	1,75	9,09	15,95	25,63	80,95	83,62	81,64	54,29	28,55	10,83	5,82	1,74	399,9
Диффузная солнечная радиация ( $\mathcal{E}_д$ ), $\frac{\mathcal{E}_д \cdot \Delta t}{i^2 \cdot \text{январь}}$	13,73	26,54	65,94	91,54	76,64	84,70	82,59	67,19	47,74	28,3	20,39	9,67	615,01
Отражённая солнечная радиация, $\frac{\mathcal{E}_o \cdot \Delta t}{i^2 \cdot \text{январь}}$	10,98	25,65	47,51	23,43	31,52	35,36	34,49	25,51	16,01	10,17	9,95	6,72	277,35
$\mathcal{E}_a$ в % к ГODOVOЙ	1,5	3,5	8,0	12,6	15,5	16,6	16,2	12,0	7,5	3,9	2,6	1,1	100
$\mathcal{E}_{пр}$ в % к $\mathcal{E}_a$	11,3	25,5	19,5	21,9	51,4	49,7	43,7	44,7	37,4	27,7	22,3	15,2	39,4

Продолжение таблицы 3.5

$E_d$ в % к $E_a$	88,7	74,5	20,5	78,1	48,6	50,3	50,3	55,3	62,6	72,6	77,7	84,8	60,6
Альbedo поверхности, о.е.	0,71	0,72	0,58	0,20	0,20	0,21	0,21	0,21	0,21	0,26	0,38	0,59	0,27
$T_{cc}$ , ч	25	62	143	185	247	277	290	233	148	77	44	22	1753
Число дней без Солнца	21	13	8	6	2	2	1	2	3	10	16	22	106

Детальные расчеты, проведенные на кафедре НВИЭ МЭИ (ТУ) показали на значительные погрешности в расчете  $\mathcal{E}_d^{\Gamma}(Dt)$  по (3.34). Так для Европейской части России (ЕЧР) средняя относительная ошибка в расчете  $\mathcal{E}_d^{\Gamma}(Dt)$  находилась в пределах от 8% до 34% при максимальном пределе – до 65%. В целом, как и следовало, ожидать формулы С.А. Клейна давали заниженное с фактом значение  $\mathcal{E}_d^{\Gamma}(Dt)$ .

В связи со сказанным, а также выявленной закономерностью «занижения»  $\mathcal{E}_d^{\Gamma}(Dt)$ , получаемое по методу С.А. Клейна по сравнению с фактическими данными по ЕЧР, был предложен вначале простой метод коррекции данных по  $\mathcal{E}_d^{\Gamma}(Dt)$ , полученных по (3.34):

Для всей ЕЧР:  $43^{\circ}$  с.ш.  $\leq j^{\circ} \leq 65^{\circ}$  с.ш:

$$K_d^{\Gamma}(ЕЧР) = K_d^{\Gamma}(no\ 3.46) + 0,123. \quad (3.35)$$

Для центра ЕЧР:  $50^{\circ}$  с.ш.  $\leq j^{\circ} \leq 60^{\circ}$  с.ш:

$$K_d^{\Gamma}(ЕЧР) = K_d^{\Gamma}(no\ 3.46) + 0,136. \quad (3.36)$$

Точность расчетов при этом повысилась, однако погрешность продолжала оставаться ощутимой: средняя ошибка стала укладываться в интервал от +9% до -14%.

Далее была разработана более точная формула для расчета  $\mathcal{E}_d^{\Gamma}(Dt)$  для центра ЕЧР (по широте от  $j^{\circ}$  – от г. Белгорода до г. Санкт-Петербурга):

$$K_d^{\Gamma}(t) = 0,2 \cdot K_d^*(t) + 0,8 \cdot K_d(K_0(t)), \quad (3.37)$$

$$\text{где} \quad K_d^*(t) = j \cdot 0,018 \cdot (0,8756 - 0,1296 \cdot t + 0,0104 \cdot t^2), \quad (3.38)$$

где  $t = 1, 2, \dots, 12$  – порядковый номер месяца года, а  $K_0(K_0(t))$  находится так:

$$K_d(K_o(t)) = \begin{cases} t = 12, 1, 2, 3 \\ -0,0583 + 7,4917 \times K_o(t) - 20,042 K_o^2(t) + 15,256 K_o^3(t); \\ t = 4, 5, 6 \dots 11 \\ 1,7439 - 7,172 \times K_o(t) + 16,323 \times K_o^2(t) - 14,112 \times K_o^3(t). \end{cases} \quad (3.39)$$

При этом средняя абсолютная погрешность в расчетах  $\mathcal{E}_o^2$  была снижена практически до нуля при среднеквадратической ошибке не превышающей 6%.

Проведенные расчеты на кафедре НВИЭ МЭИ (ТУ) по оптимизации угла наклона ПП по отношению к Солнцу по методу С.А. Клейна и его модификации для условий ЕЧР показали следующее. За счет оптимизации угла наклона  $b^\circ$ , постоянного в течение года ( $b_{год}^\circ$ ), можно получить дополнительную прибавку к  $\mathcal{E}_S^I$  в размере от 6 до 21%. Дополнительная оптимизация угла  $b^\circ$  для каждого месяца ( $b_{мес}^\circ$ ) позволила еще дополнительно получить 10÷25% прибавки к  $\mathcal{E}_S^I$ . При этом соотношение  $b_{год}^\circ$  и  $j^\circ$  для условий ЕЧР, как правило, не превышают 0,6 - 0,7. В отличие от рекомендаций по (3.23) и (3.24). наибольший положительный энергетический эффект при этом был получен в особо дефицитные для России зимние месяцы года, когда повышение валового прихода СР на наклоненную ПП по отношению к горизонтальной достигало 100 % и более полученные с учетом всего сказанного выше, данные о приходе СР на наклоненную к югу ПП при ее азимуте не больше  $\pm 15^\circ$  могут быть использованы в качестве исходных данных для расчета валовых ресурсов СР как в точке  $A(j^\circ, y^\circ)$ , так и для территории  $S$  (км<sup>2</sup>) по методам и алгоритмам, описанным выше в данной главе при учете среднесуточных или среднемесячных исходных данных для расчета  $\mathcal{E}_{вал}^{год}(b^\circ \neq 0)$ .

### 3.4 Методика расчета среднечасового прихода солнечного излучения на произвольно-ориентированную приемную площадку

Рассмотренные выше в п. 3.2 и 3.3 случаи расчета прихода СИ на заданную ПП в точке  $A (j^\circ, y^\circ)$  и для территории  $S$  (км<sup>2</sup>), в основном, предназначены для использования СЭУ в больших энергосистемах и частично - для крупных локальных энергосистем. Для обоснования параметров и режимов СЭУ, работающих в небольших локальных энергосистемах (установленная мощность до нескольких МВт или сотен кВт) или на автономного потребителя (установленная мощность, как правило, не более 100 - 200 кВт), необходимы данные о непрерывном графике изменения СИ во времени (для особо ответственных потребителей) или что наиболее распространено в электроэнергетических расчетах – среднечасовые данные о приходе СИ на заданную ПП.

Для этих случаев требуется разработка специальной методики расчета среднечасового прихода СИ на произвольно-ориентированную ПП, отличающуюся от рассмотренной выше в §3.3 (метод С.А. Клейна). При этом для увеличения значения прихода СИ на ПП последняя должна иметь непрерывную ориентацию на Солнце путем изменения угла ее наклона к горизонту ( $b^0$ ), а также азимута ПП -  $\gamma^0$ . В этом случае поток суммарного СИ, приходящего на произвольно-наклоненную ПП за заданный расчетный интервал времени  $\Delta t$  (1 час) определится по формуле:

$$\mathcal{E}_{\Sigma_i}^{bg}(\Delta t) = \mathcal{E}_{np_i}^{bg}(\Delta t) + \mathcal{E}_{D_i}^{bg}(\Delta t) + \mathcal{E}_{omp_i}^{bg}(\Delta t), \quad (3.40)$$

где  $\mathcal{E}_{\Sigma_i}^{bg}(\Delta t) = \bar{R}_{np_i} \cdot \Delta t$ ;  $\mathcal{E}_{D_i}^{bg}(\Delta t) = \bar{R}_{D_i} \cdot \Delta t$ ;  $\mathcal{E}_{omp_i}^{bg}(\Delta t) = \bar{R}_{omp_i} \cdot \Delta t$ .

Значения всех составляющих в (3.40), как и в ранее описанных методах, можно получить на основе пересчета аналогичных составляющих прихода СИ на горизонтальную ПП. Введем допущение о том, что для любой рассматриваемой точки  $A (j^\circ, y^\circ)$  в качестве расчетного времени  $t$  будет браться истинное солнечное время без учета часовых поясов,

учитывая то обстоятельство, что подобное допущение принято и для всех справочников по климату и специальных баз данных, рассмотренных выше в гл. 2. Учет же местного времени следует производить уже на уровне непосредственных расчетов по балансу мощности потребителя во времени.

Рассмотрим отдельно последовательность расчета всех составляющих (3.40).

Прямое СИ для  $\Delta t = 1$  час можно рассчитать по формуле:

$$\mathcal{E}_{np_i}^{bg} = (\mathcal{E}_{\Sigma_i}^r - \mathcal{E}_{\Delta_i}^r) \cdot K_{np}, \quad (3.41)$$

где  $K_{np}$  - коэффициент, определяемый из соотношения:

$$K_{np} = \frac{\int_0^{T_{bg}} R_{np}^{bg}(t) dt}{\int_0^{T_r} R_{np}^r(t) dt}; \quad (3.42)$$

где  $R_{np}^{bg}$  и  $R_{np}^r$  (Вт/м<sup>2</sup>) – соответственно, мощность потока прямого СИ на произвольно-ориентированную по углам  $b^0$  и  $g^0$  ПП и на горизонтальную ПП;  $T_{bg}$  и  $T_r$  (ч) – расчетные периоды времени для произвольно-ориентированной и горизонтальной ПП (равны 1ч в полные световые часы дня и менее одного часа в периоды восхода и заката солнца; для последних случаев они – разные, так как для произвольно-ориентированной и горизонтальной ПП Солнце восходит и заходит в разные периоды времени);  $t$  – текущее время суток. Значение  $K_{np}$  в (3.42) является функцией многих переменных. В частности, величина прихода прямого СИ зависит от угла падения прямого СИ на ПП (т.е.  $q^0$ ) и может быть найдена для горизонтальной и произвольно-ориентированной ПП по формулам:

$$R_{ПП}^{bg}(t) = R_{ПП}(t) \cdot \cos J^{bg}(t), \quad (3.43)$$

$$R_{ПП}^r(t) = R_{ПП}(t) \cdot \cos J^r(t), \quad (3.44)$$

где  $R_{ПП}(t)$  – мощность прихода прямого солнечного излучения на приемную площадку, перпендикулярную прямому СИ при оптической



массе атмосферы  $m$ ;  $q^{by}$  и  $q^z$  - углы падения прямого СИ на произвольно-ориентированную и горизонтальную ПП, соответственно.

С учетом сказанного в гл. 1 определим косинусы угла падения прямого СИ на произвольно-ориентированную и горизонтальные ПП по следующим формулам:

$$\cos J^{bg} = A + B \cdot \cos w^0 + C \cdot \sin w^0, \quad (3.45)$$

$$\cos J^{\tilde{A}} = \sin j^0 \cdot \sin d^0 + \cos j^0 \cdot \cos w^0 \cdot \cos d^0, \quad (3.46)$$

где  $A = (\sin j^0 \cdot \cos b^0 - \cos j^0 \cdot \sin b^0 \cdot \cos g^0) \cdot \sin d^0,$

$$B = (\cos j^0 \cdot \cos b^0 + \sin j^0 \cdot \sin b^0 \cdot \cos g^0) \cdot \cos d^0,$$

$$C = \sin b^0 \cdot \sin g^0 \cdot \cos d^0.$$

Значение  $\delta^0$  в (3.45) и (3.46) определяется по (1.10), а  $w^0$  с учетом сделанных выше допущений можно найти по формуле:

$$w^0(t) = 15\%_4 \cdot (t - t_{\text{полд}}), \quad (3.47)$$

где  $t, \text{ч}$  – рассматриваемый момент времени в сутках;  $t_{\text{полд}}$ , ч – истинный полдень по солнечному времени в рассматриваемой точке  $A(j^0, y^0)$ , т.е.  $t_{\text{полд}} \equiv 12\text{ч}$ .

С учетом (3.45) и (3.46) выражение (3.42) примет следующий вид:

$$\hat{E}_{ID} = \frac{\int_{T^{\tilde{A}}}^{T^{bg}} (R_{ID}^0(t) \cdot \cos J^{bg}(t)) dt}{\int_{T^{\tilde{A}}}^{T^{bg}} (R_{ID}^0(t) \cdot \cos J^{\tilde{A}}(t)) dt} = \frac{\int_{T^{\tilde{A}}}^{T^{bg}} \cos J^{bg}(t) dt}{\int_{T^{\tilde{A}}}^{T^{bg}} \cos J^{\tilde{A}}(t) dt}. \quad (3.48)$$

Произведём в (3.48) замену переменных, учитывая то, что  $q^0(t)$  зависит от  $w^0$ , который в свою очередь, линейно зависит от  $t$ , т.е.

$$t = \frac{w^0}{15\%_4} + t_{\text{полд}}, \quad (3.49)$$

$$dt = d\left(\frac{w^0}{15\%_4} + t_{\text{полд}}\right) = dw^0. \quad (3.50)$$

Подставляя (3.49) и (3.50) в (3.48), получаем:

$$\hat{E}_{iD} = \frac{\int_{\Omega^{\beta^2}} \cos J^{bg} dW}{\int_{\Omega^{\beta^1}} \cos J^{\beta^1} dW}, \quad (3.51)$$

где  $J^{\beta^2}$  и  $J^{\beta^1}$ , соответственно, расчетная продолжительность солнечного сияния в градусах для произвольно-ориентированной и горизонтальной ПП (для полных часовых расчетных интервалов равно  $15^\circ$ , а для периодов восхода–захода солнце – менее  $15^\circ$ ).

Подставляя (3.45) в (3.46) в (3.51) и интегрируя его получаем:

$$\begin{aligned} \hat{E}_{iD} &= \frac{\int_{\Omega^{\beta^2}} (A + B \cdot \cos w^0 + C \cdot \sin w^0) dw}{\int_{\Omega^{\beta^1}} (\sin j^0 \cdot \sin d^0 + \cos j^0 \cdot \cos w^0 \cdot \cos d^0) dw} = \\ &= \frac{\left( \frac{P}{180^0} \cdot w^0 \cdot A + B \cdot \sin w^0 - C \cdot \cos w^0 \right)_{w_1^{bg}}^{w_2^{bg}}}{\left( \frac{P}{180^0} \cdot w^0 \cdot \sin j^0 \cdot \sin d^0 + \cos j^0 \cdot \sin w^0 \cdot \cos d^0 \right)_{w_1^{\beta^1}}^{w_2^{\beta^1}}} \end{aligned}, \quad (3.52)$$

где  $\omega_1^{\beta^1}$ ,  $\omega_1^{\beta^2}$  и  $\omega_2^{\beta^1}$ ,  $\omega_2^{\beta^2}$  – значения часового угла Солнца на начало и конец расчетного интервала времени, соответственно для произвольно-ориентированной и горизонтальной ПП. Так как первая составляющая числителя и знаменателя после интегрирования будет иметь размерность, выраженную в градусах ( $w^0$ ), а все прочие составляющие – безразмерны, то для приведения первой составляющей к безразмерным величинам (радианам) введен коэффициент пересчета градусов в радианы.

Подставляя в (3.52) пределы интегрирования получаем, что часовых расчетных интервалов времени  $K_{PP}$  будет определяться по следующей формуле:

$$K_{PP} = \frac{(\sin w_2^{bg} - \sin w_1^{bg}) \cdot B + \frac{P}{180^0} \cdot (w_2^{bg} - w_1^{bg}) \cdot A - (\cos w_2^{bg} - \cos w_1^{bg}) \cdot C}{(\sin w_2^{\beta^1} - \sin w_1^{\beta^1}) \cdot \cos j^0 \cdot \cos d^0 + \frac{P}{180^0} \cdot (w_2^{\beta^1} - w_1^{\beta^1}) \cdot \sin j^0 \cdot \sin d^0}. \quad (3.53)$$

Очевидно, что для реализации (3.53) для восхода-захода Солнца, необходимо знать часовые углы восхода-захода Солнца для произвольно-ориентированной и горизонтальной ПП. Также очевидно, что продолжительность солнечного сияния для указанных ПП будет разной в силу наличия или отсутствия наклона ПП (см. рис. 3.5). Рассчитаем часовые углы восхода-захода Солнца для горизонтальной и произвольно-ориентированных ПП.

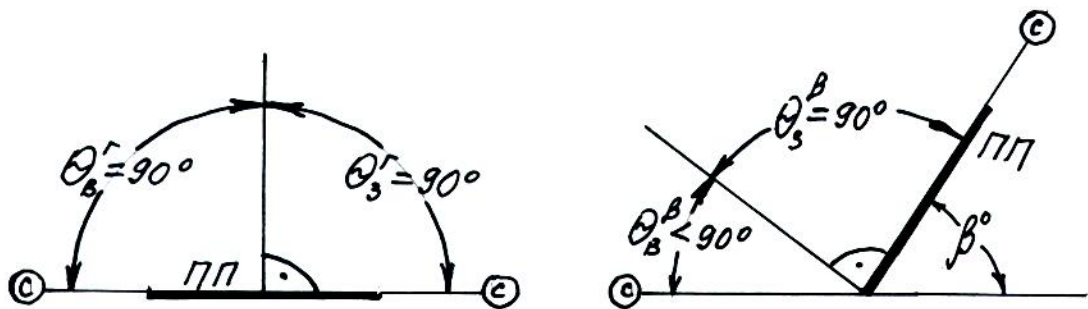


Рисунок 3.5 Углы падения Солнца для восхода-захода для а) горизонтальной и б) наклоненной к югу приемной площадки под углом  $\beta^0$ .

Часовые углы восхода-захода Солнца горизонтальной ПП можно рассчитать, приравняв к нулю (3.46), что соответствует  $J^\Gamma = 90^0$ , т.е.  $\cos J^\Gamma \equiv 0$ .

Из этого следует, что  $\omega_3^\Gamma, \omega_6^\Gamma$  определяется соотношениями:

$$w_A^{\tilde{A}} = -\arccos(-tgj^0 \cdot tgd^0), \quad (3.54)$$

$$w_3^\Gamma = +\arccos(-tgj \cdot tgd), \quad (3.55)$$

где  $\omega_6^\Gamma < 0$  и  $\omega_3^\Gamma > 0$  исходя из условия (3.47). Соответствующим образом приравнявая нулю (3.45) и представляя  $\sin \omega$  и  $\cos \omega$  в виде:

$$\sin w = \frac{2 \cdot \operatorname{tg} \frac{W}{2}}{1 + \operatorname{tg}^2 \frac{W}{2}} \quad \text{и} \quad \cos w = \frac{1 - \operatorname{tg}^2 \frac{W}{2}}{1 + \operatorname{tg}^2 \frac{W}{2}}, \quad (3.56)$$

а также заменяя переменную в (3.45) для удобства расчетов:

$$x = \operatorname{tg} \frac{W}{2}, \quad (3.57)$$

получаем вместо (3.45) следующее выражение:

$$A + B \cdot \frac{1 - x^2}{1 + x^2} + C \cdot \frac{2 \cdot x}{1 + x^2} = 0. \quad (3.58)$$

Преобразуем (3.58) в обычное биквадратное уравнение вида:

$$(A - B) \cdot x^2 + 2 \cdot C \cdot x + (A + B) = 0. \quad (3.59)$$

Находим корни (3.59):

$$x_{1,2} = \frac{-2 \cdot C \pm \sqrt{4 \cdot C^2 - 4 \cdot (A - B) \cdot (A + B)}}{2 \cdot (A - B)}. \quad (3.60)$$

Производя обратную замену переменных в (3.60) получаем, что  $\omega_6$  и  $\omega_3$  будут равны:

$$w_B = 2 \cdot \operatorname{arctg} \left( \frac{-C + \sqrt{C^2 - A^2 + B^2}}{A - B} \right), \quad (3.61)$$

$$w_3 = 2 \cdot \operatorname{arctg} \left( \frac{-C - \sqrt{C^2 - A^2 + B^2}}{A - B} \right). \quad (3.62)$$

Поскольку восход Солнца во времени суток на произвольно-ориентированной ПП не может произойти раньше, чем для горизонтальной ПП из-за ограничения прямой видимости по горизонту, то  $\omega_B^{\beta\gamma}$ ,  $\omega_3^{\beta\gamma}$  необходимо определять по следующим формулам (с учетом рис.3.5):

$$w_B^{bg} = \max \left[ w_B^{\Gamma}; 2 \cdot \operatorname{arctg} \left( \frac{-C + \sqrt{C^2 - A^2 + B^2}}{A - B} \right) \right], \quad (3.63)$$

$$w_3^{bg} = \min \left[ w_3^{\Gamma}; 2 \cdot \arctg \left( \frac{-C - \sqrt{C^2 - A^2 + B^2}}{A - B} \right) \right]. \quad (3.64)$$

С учетом сказанного выше для начального ( $t_1$ ) и конечного ( $t_2$ ) момента времени в рассматриваемом расчетном интервале времени, равном одному часу, начальные и конечные значения годовых углов Солнца для горизонтальной и произвольно-ориентированных ПП ( $\omega_1^{\beta\gamma}$ ,  $\omega_1^{\Gamma}$ ,  $\omega_2^{\beta\gamma}$ ,  $\omega_2^{\Gamma}$ ) можно найти по следующим формулам:

$$w_1^{\Gamma} = \min \left( w_3^{\Gamma}; \max \left( w_B^{\Gamma}; (15^0 (t_1 - 12)) \right) \right), \quad (3.65)$$

$$w_2^{\Gamma} = \min \left( w_3^{\Gamma}; \max \left( w_B^{\Gamma}; (15^0 (t_2 - 12)) \right) \right), \quad (3.66)$$

$$w_1^{bg} = \min \left( w_3^{bg}; \max \left( w_B^{bg}; (15^0 (t_1 - 12)) \right) \right), \quad (3.67)$$

$$w_2^{bg} = \min \left( w_3^{bg}; \max \left( w_B^{bg}; (15^0 (t_2 - 12)) \right) \right). \quad (3.68)$$

Выражение (3.53) для  $K_{np}$  соответствует часовым расчетным интервалам времени и пригодно для других, более длительных расчетных интервалов времени. В частности, для суточного интервала времени и азимута ПП равного 0 формула (3.53) преобразуется полностью в формулу С.А. Клейна (см. (3.29)), поскольку при  $\gamma^0 = 0$  часовые углы восхода-захода Солнца равны между собой, но противоположны по знаку. Тем самым (3.53) является более универсальным выражением для расчета  $K_{np}$  для разных расчетных интервалов времени.

Пересчет  $\mathcal{E}_\delta^{\Gamma}$  на  $\mathcal{E}_\delta^{\beta}$  обычно производится при допущении о том, что диффузная радиация равномерно распределена по небосводу, т.е. она изотропна, что и показано на рис. 3.6. На этом рисунке показано, что небосвод представляет собой правильную полусферу, по которой в каждой ее точке имеется частное ее значение диффузной радиации, т.е.  $d\mathcal{E}_\delta$ .

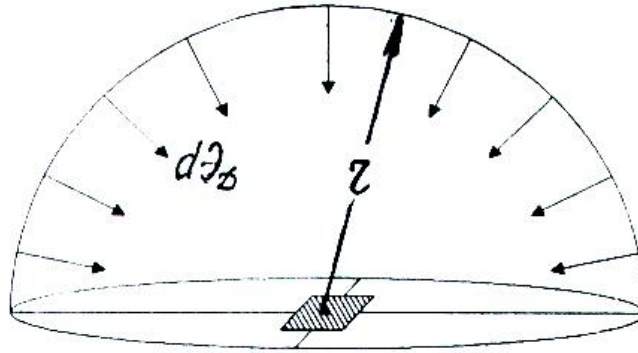


Рисунок 3.6 Равномерное распределение  $\mathcal{E}_D$  по небосводу

В этом случае  $\mathcal{E}_D^{\Gamma}$  можно найти по формуле:

$$\mathcal{E}_D^{\Gamma} = S_{\text{полу.сферы}} \cdot d\mathcal{E}_\delta = 2 \cdot p \cdot r^2 \cdot d\mathcal{E}_\delta, \quad (3.69)$$

где  $r$  – радиус полусферы на рис. 3.6.

Очевидно, что для  $b^0 = 0^0$  азимут приемной площадки не играет никакой роли при расчете  $\mathcal{E}_\delta^{\Gamma}$ . Для случая ПП с  $b^0 > 0^0$  уменьшается площадь полусферы, с которой поступает диффузная радиация на наклоненную ПП (см. рис. 3.7), т.е. имеет место  $S_{\text{сфер.двууг.}}$  – площадь сферического двуугольника, с которого диффузная радиация поступает на наклоненную под углом  $\beta^0$  ПП, где

$$S_{\text{сфер.двууг.}} = 2 \cdot a \cdot r^2, \quad (3.70)$$

где  $a$  – внутренний угол двуугольника в радианах, т.е.

$$a = (180^0 - b^0) \frac{p}{180^0}. \quad (3.71)$$

Подставляя (3.71) в (3.70) определяем  $\mathcal{E}_D^{\beta\gamma}$  по формуле:

$$\mathcal{E}_D^{\beta\gamma} = S_{\text{сфер.двууг.}} \cdot d\mathcal{E}_D = 2 \cdot (180^0 - b^0) \cdot \frac{p}{180^0} \cdot r^2 \cdot d\mathcal{E}_\delta. \quad (3.72)$$

Выразив  $d\mathcal{E}_\delta$  из (3.69) и подставив в (3.72), получаем для любого расчетного интервала времени:

$$\mathcal{E}_D^{\beta\gamma} = 2 \cdot (180^0 - b^0) \cdot \frac{p}{180} \cdot r^2 \cdot \frac{\mathcal{E}_D^{\Gamma}}{2 \cdot p \cdot r^2} = \mathcal{E}_D^{\Gamma} \cdot \left( \frac{180^0 - b^0}{180^0} \right). \quad (3.73)$$

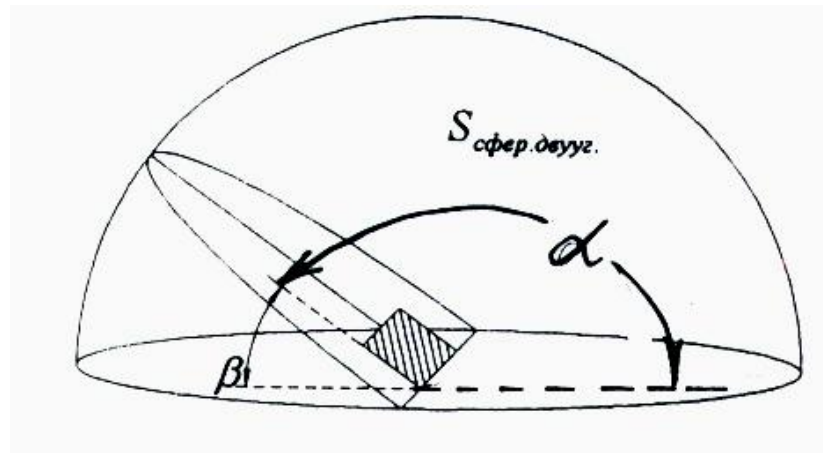


Рисунок 3.7 К расчету  $\mathcal{E}_\delta^{\beta g}$

Для расчета отраженной солнечной радиации, приходящей на произвольно-ориентированную ПП предварительно принимаются дополнительные допущения: будем считать, что отраженная солнечная радиация равномерно излучается всей поверхностью Земли при одинаковом ее значении во всех направлениях. В этом случае, если ПП горизонтально расположена над поверхностью Земли и ориентирована приемной поверхностью строго вниз на Землю, то приход отраженной солнечной радиации на нее можно найти по формуле (см. рис.3.8):

$$\mathcal{E}_{\text{отр}}^r = \mathcal{E}_\Sigma^r \cdot r, \quad (3.74)$$

где  $\rho$ , о.е. – альbedo поверхности.

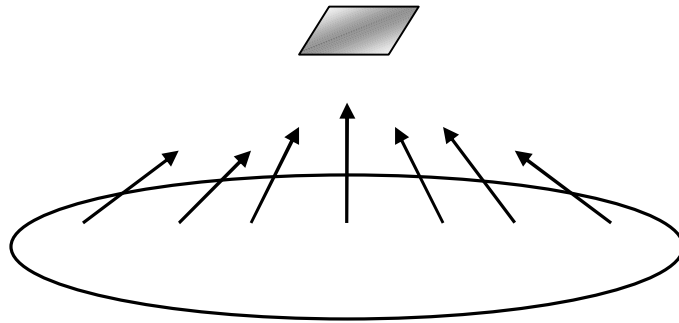


Рисунок 3.8 Распределение отраженной СР

С учетом приятных дополнительных допущений становится очевидным, что азимут ПП не может влиять на  $\mathcal{E}_{отр}^{\beta}$  (равномерное распределение отраженной солнечной радиации всей поверхности Земли). В этом случае максимальная величина прихода отраженной солнечной радиации на ПП будет соответствовать расположению ПП вертикально к поверхности Земли (максимальная площадь сбора  $\mathcal{E}_{отр}^{\beta}$ ). На эту ПП будет приходиться половина всей отраженной солнечной радиации с заданной территории Земли, т.е. (см. рис.3.9):

$$\mathcal{E}_{отр}^b = 0,5 \cdot \mathcal{E}_{\Sigma}^r \cdot r. \quad (3.75)$$

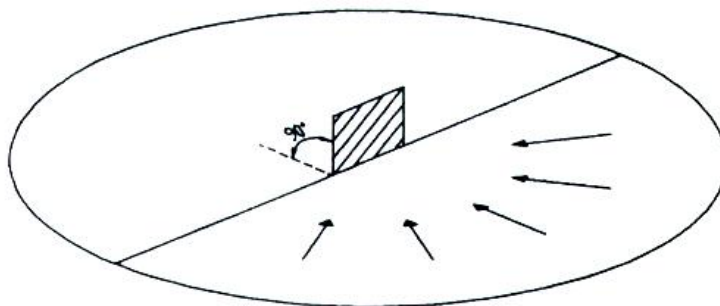


Рисунок 3.9 Максимальный приход отраженной СР на приемную площадку, находящуюся на Земле



При уменьшении угла наклона ПП к горизонту (т.е.  $b^0 < 90^0$ ) будет соответственно уменьшаться и эффективная или расчетная площадь сбора отраженной от Земли солнечной радиации (см. рис.3.10).

Из рис.3.10 следует, что для ПП с углом  $b^0 > 0$  и площадью  $S_1$  расчетная площадь сбора отраженной радиации будет равна  $S_2 < S_1$ , где  $S_2$  – площадь ПП, расположенной под углом  $b^0 = 90^0$  к горизонту и определяемой по формуле:

$$S_2 = S_1 \cdot \sin b^0. \quad (3.76)$$

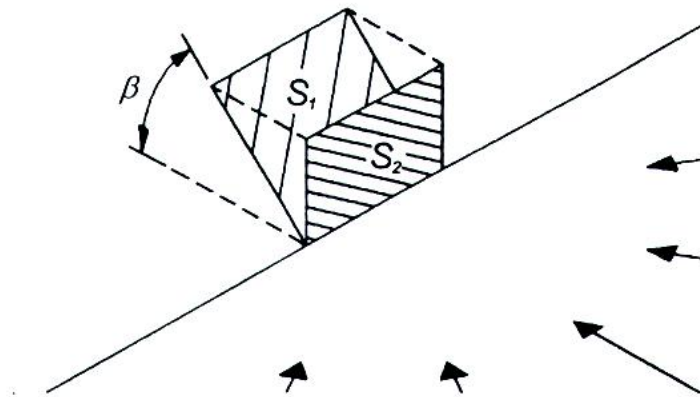


Рисунок 3.10 К расчету  $\mathcal{E}_{omp}^{bg}$

Из сказанного следует, что отраженная солнечная радиация, приходящаяся на произвольно-ориентированную ПП ( $\mathcal{E}_{omp}^{bg}$ ) можно определить по формуле:

$$\mathcal{E}_{omp}^{bg} = 0,5 \cdot \mathcal{E}_{\Sigma}^r \cdot r \cdot \sin b. \quad (3.77)$$

На основе всего сказанного выше, суммарная солнечная радиация, приходящаяся на произвольно-ориентированную ПП ( $\mathcal{E}_{\Sigma}^{bg}$ ) для любого расчетного интервала времени может быть найдена по формуле:

$$\mathcal{E}_{\Sigma}^{bg} = (\mathcal{E}_{\Sigma}^r - \mathcal{E}_{\Delta}^r) \cdot K_{PP} + \mathcal{E}_{\Delta}^r \cdot \left( \frac{180^{\circ} - b^0}{180^{\circ}} \right) + 0,5 \cdot \mathcal{E}_{\Sigma}^r \cdot r \cdot \sin b. \quad (3.78)$$

Полученное выражение несколько отличается от формулы, предложенной Лю и Джорданом в 1962г. (Liu V.Y.H.; Jordan R.C.) и модифицированной в 1976г. С.А. Клейном (Klein S.A.), который экспериментальными расчетами и сопоставлением с фактическими данными показал, что методика Лю и Джордана, разработанная для ПП, наклоненных строго к югу (т.е.  $g^0 = 0^0$ ), возможна к применению и для наклоненных к югу ПП при  $g^0 \leq \pm 45^{\circ}$ .

Действительно, экспериментальные данные, полученные С.А. Клейном для условий США г. Мэдисон ( $\varphi^{\circ} = 43^{\circ}$  сев. широты), регион Великих Озер, где прямое СИ играет преобладающую роль в суммарном СИ, показали, что по отношению к случаю, когда азимут ПП равен нулю, изменение  $g^0$  на  $\pm 15^{\circ}$  ведет к уменьшению  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\beta}$  ( $T = 1$  год) по сравнению к случаю  $g^0 \equiv 0^0$  на 2%. Увеличение  $\gamma^0$  до  $\pm 40^{\circ}$  для декабря–января уменьшает  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\beta}$  на 25%, а для июня–июля – всего на 5%. Что же касается условий России, то здесь, очевидно, требуется разработка специальных методических приемов, учитывающих значительную долю диффузий СИ в течение года. На основе (3.25) и (3.27) формула, предложенная Лю и Джорданом выглядит так (при  $\beta^0 > 0$ ,  $\gamma^0 \equiv 0$ ):

$$\mathcal{E}_{\Sigma}^b = (\mathcal{E}_{\Sigma}^r - \mathcal{E}_{\Delta}^r) \cdot K_{PP} + \mathcal{E}_{\Delta}^r \cdot 0,5 \cdot (1 + \cos b^0) + 0,5 \cdot \mathcal{E}_{\Sigma}^r \cdot r \cdot (1 - \cos b^0). \quad (3.79)$$

На рис.3.11 представлены результаты расчетов по сопоставлению коэффициентов при  $\mathcal{E}_{\Delta}^{\varepsilon}$  и  $\mathcal{E}_{\Sigma}^{\varepsilon}$  в (3.78) и (3.79).

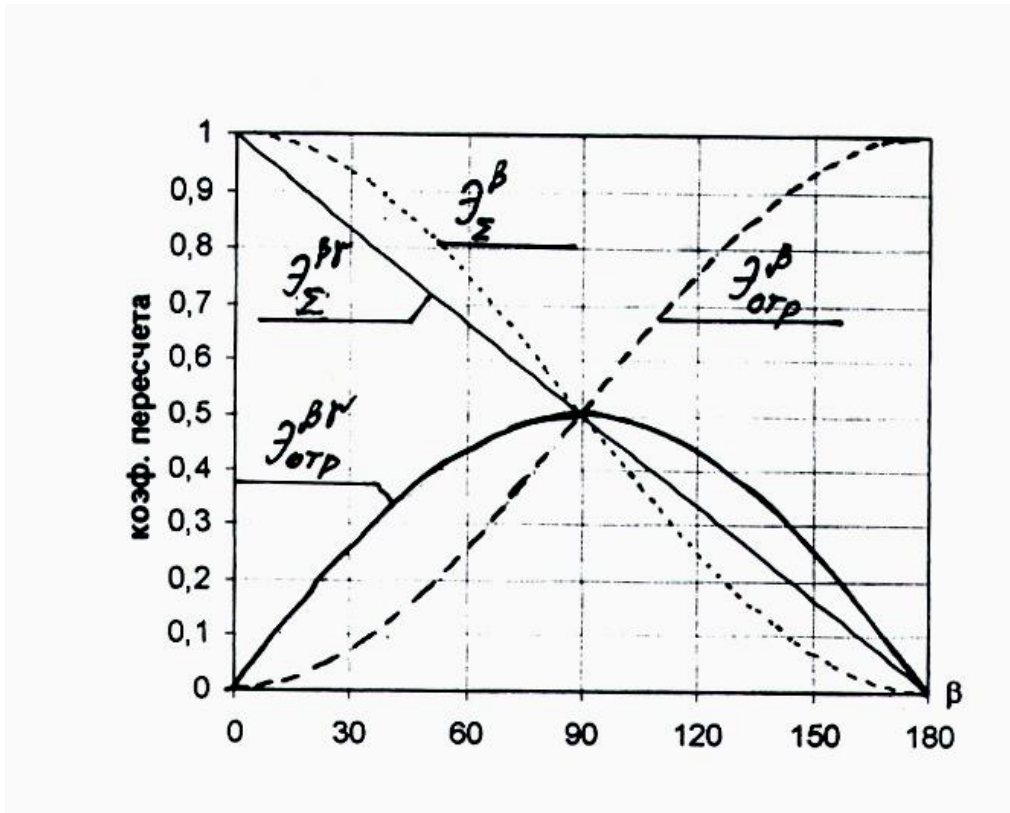


Рисунок 3.11 Сопоставление коэффициентов пересчета  $\mathcal{E}_D$  и  $\mathcal{E}_{отр}$  по формулам (3.78) и (3.79)

Из данных, представленных на рис.3.11 следует, что если для  $\mathcal{E}_D^{\beta\gamma}$  и  $\mathcal{E}_D^{\Sigma}$  расхождение значений коэффициентов пересчета не превышает  $\pm 10\%$ , то для отраженной радиации для  $0^{\circ} \leq b^0 \leq 90^{\circ}$  указанное расхождение не превышает 20%, а для  $b^0 > 90^{\circ}$  расхождение может достигать 100% (для  $b^0 = 180^{\circ}$ ). Представленные результаты расчетов позволяют сделать вывод о большей предпочтительности теоретически обоснованной формулы (3.78) для условий России.

### 3.5 Оптимизация ориентации приемной площадки, следящей за Солнцем по углу ее наклона и азимуту

Рассматривается задача максимизации прихода прямого СИ на ПП в течение любых календарных суток года ( $n_i$ ) при непрерывном времени  $t$  ( $0 \leq t \leq T_{cc}(n_i)$ ). Очевидно, что подобная задача реализуется при условии,

когда ПП постоянно ориентирована на Солнце, что соответствует условию (см. рис.3.12)

$$J_z^0 \equiv b^0 = 90^0 - a^0. \quad (3.80)$$

Известно, что высоту Солнца ( $a^0$ ) можно определить в любой момент времени суток по формуле:

$$\sin a^0(t) = \sin j^0 \cdot \sin d^0(n_i) + \cos j^0 \cdot \cos w^0(t) \cdot \cos d^0(n_i). \quad (3.81)$$

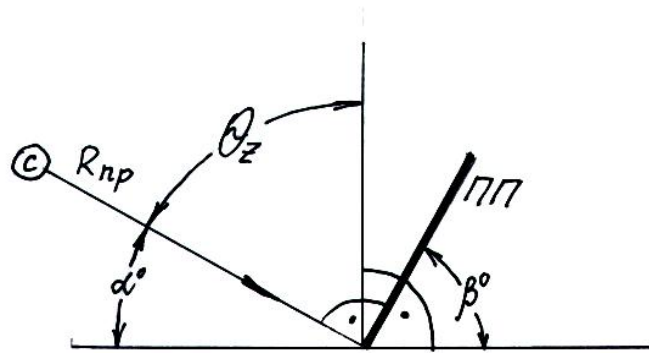


Рисунок 3.12 Оптимальная ориентация приемной площадки к прямому СИ

С учетом (3.80) и (3.81) значения  $a^0(t, n_i)$  можно найти по формуле:

$$\sin a^0(t, n_i) = \sin(90^0 - b^0(t, n_i)) = \cos b^0(t, n_i). \quad (3.82)$$

И, следовательно:

$$b(t, n_i) = \arccos(\sin j^0 \cdot \sin d^0(n_i) + \cos j^0 \cdot \cos d^0(n_i) \cdot \cos w^0(t, n_i)). \quad (3.83)$$

Для поиска  $g^0 = g^0(t, n_i)$  преобразуем (3.45) в виде функции  $\cos J^0$  от  $\gamma^0$  следующим образом:

$$\cos J^0 = K + M \cdot \cos g^0 + N \cdot \sin g^0, \quad (3.84)$$

где:  $K = \sin j^0 \cdot \cos b^0 \cdot \sin d^0 + \cos j^0 \cdot \cos b^0 \cdot \cos d^0 \cdot \cos w^0$ ;

$M = \sin j^0 \cdot \sin b^0 \cdot \cos d^0 \cdot \cos w^0 - \cos j^0 \cdot \sin b^0 \cdot \sin d^0$ ;

$N = \sin b^0 \cdot \cos d^0 \cdot \sin w^0$ .

Для максимизации прихода прямого СИ на ПП необходимо, чтобы угол падения Солнца  $J^0$  был равен  $90^\circ$ , т.е.

$$K + M \cdot \cos g^0 + N \cdot \sin g^0 \equiv 1 \quad (3.85)$$

Введем в (3.85) тригонометрические преобразования, аналогичные (3.56) и (3.57) при  $x = \operatorname{tg}(\gamma/2)$  и получим следующее уравнение:

$$K + M \cdot \frac{1-x^2}{1+x^2} + N \cdot \frac{2 \cdot x}{1+x^2} - 1 = 0 \quad (3.86)$$

или, преобразовав (3.86) в квадратное уравнение, получим:

$$(K - M - 1) \cdot x^2 + 2 \cdot N \cdot x + (K + M - 1) = 0. \quad (3.87)$$

Корнями (3.87) являются два значения  $x$ :

$$x_{1,2} = \frac{-2 \cdot N \pm \sqrt{4 \cdot N^2 - 4 \cdot (K - M - 1) \cdot (K + M - 1)}}{2 \cdot (K - M - 1)}. \quad (3.88)$$

Учитывая, что подкоренное выражение тождественно равно нулю, получаем:

$$x = \frac{-N}{(K - M - 1)}. \quad (3.89)$$

Или раскрывая  $N$ ,  $K$  и  $M$ :

$$x = \frac{-\sin b \cdot \cos d \cdot \sin w}{\sin j \cdot \cos b \cdot \sin d + \cos j \cdot \cos b \cdot \cos d \cdot \cos w - \sin j \cdot \sin b \cdot \cos d \cdot \cos w - \cos j \cdot \sin b \cdot \sin d - 1}. \quad (3.90)$$

Произведя обратную замену переменных получаем, что

$$g^0(t, n_i) = 2 \cdot \operatorname{arctg} \left( \frac{\cos d^0(n_i) \cdot \sin w^0(t) \cdot \sin b^0(t, n_i)}{1 - \cos(j^0 + b^0(t, n_i)) \cdot \cos d^0(n_i) \cdot \cos w^0(t) - \sin(j^0 + b^0(t, n_i)) \cdot \sin d^0(n_i)} \right). \quad (3.91)$$

На основе расчетов  $b^0(t, n_i)$  и  $g^0(t, n_i)$  можно реализовать эффективную следящую систему по оптимизации ориентации ПП на Солнце с целью максимизации прихода прямого СИ во времени любых суток.

К сожалению, для максимизации прихода суммарного СИ на произвольно-ориентированную ПП не существует строгих аналитических методов расчета системы управления ориентаций ПП, аналогичных рассмотренным выше для прямого СИ. В то же время, как это будет показано ниже при анализе особенностей ресурсов СИ в России, для средних широт нашей страны, как правило, характерна высокая доля диффузной радиации (до 80-90% от суммарного СИ в зимние месяцы года, наиболее дефицитные по потреблению энергии). Учет особенностей СИ в России не всегда позволяет полностью использовать мировой опыт гелиоэнергетических расчетов, поскольку этот опыт, в основном, ориентирован на случай, когда в суммарном СИ превалирует доля прямого СИ (например, США).

3.6 Методические подходы к расчету технико-экологических и эколого-экономических ресурсов в точке  $A(j^\circ, y^\circ)$  и для территории  $S$  ( $\text{км}^2$ )

В области возобновляемых источников энергии (ВИЭ) обычно принято под техническим потенциалом ресурсов того или иного вида ВИЭ ( $\mathcal{E}_{техн}$ ) в точке  $A(j^\circ, y^\circ)$  понимать следующее значение:

$$\dot{Y}_{\text{о\ddot{a}d\ddot{i}}} = \dot{Y}_{\text{а\ddot{a}e}} - \Delta\dot{Y}_{\text{о\ddot{a}d\ddot{i}}}, \quad (3.92)$$

где  $\mathcal{E}_{вал}$  ( $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2\cdot\text{год}$ ) – валовые ресурсы ВИЭ, т.е. энергетический потенциал ВИЭ за один календарный год;  $\Delta\mathcal{E}_{техн}$  ( $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2\cdot\text{год}$ ) – неизбежные потери валового потенциала ВИЭ в технологическом цикле преобразования энергии на той или иной энергоустановке на базе ВИЭ, а также неизбежные потери энергии при её транспортировке к потребителям. При этом, естественно, должны учитываться и дополнительные технические, социальные и экологические ограничения как в рассматриваемой точке  $A(j^\circ, y^\circ)$ , так и для территории  $S$  ( $\text{км}^2$ ).

Действительно, если для русловой гидроэнергетики в  $\Delta \mathcal{E}_{\text{техн}}$  в рассматриваемом створе водотока включаются неизбежные технологические потери расхода и стока воды, напора, мощности и энергии за расчетный – средний по водности год, то для солнечной энергетики в точке  $A (j^{\circ}, y^{\circ})$  необходимо учитывать только технологические потери  $\Delta \dot{Y}_{\text{ддд}}$ , а для территории  $S$  (км<sup>2</sup>) – социальные и экологические ограничения по возможности использования допустимый по социально-экологическим требованиям части территории  $S$  (км<sup>2</sup>). В том числе по размещению сельхозугодий, жилых массивов, промышленности, транспорта и т.д., то есть необходимо учитывать и нормальные условия существования населения на рассматриваемой территории. Необходимо также учитывать и то обстоятельство, что на допустимую часть используемой площади территории  $S$  (км<sup>2</sup>) будут влиять и возможности не только локального (в точке  $A (j^{\circ}, y^{\circ})$ ), но и глобального изменения нормальных условий существования флоры и фауны на рассматриваемой территории  $S$  (км<sup>2</sup>) в случае установки на ней многочисленных приемников СЭ. Вследствие последнего могут резко измениться все климатические показатели на территории  $S$  (км<sup>2</sup>).

Наконец, необходимо учитывать рассмотренные выше три направления использования СЭУ: работа в большой энергосистеме; работа в локальной энергосистеме; работа на автономного или изолированного потребителя. Очевидно, что для первых двух случаев СЭУ будут реализованы в виде СЭС большой или значительной мощности, что потребует отчуждения для целей энергетики значительных территорий ввидуц рассеянности СИ на Земле. Для этих случаев требуется оценка технического потенциала СИ не только в точке  $A (j^{\circ}, y^{\circ})$ , т.е. для заданного типа единичной СЭУ, но и для территории  $S$  (км<sup>2</sup>), где планируется сооружение СЭС. Для отдельной СЭУ также очевидна необходимость расчета технического потенциала в точке  $A (j^{\circ}, y^{\circ})$  за

исключением башенных СЭУ, которые по своему технологическому циклу предполагают необходимость отчуждения в целях энергетики значительных территорий.

Таким образом, если понятие технического потенциала СЭ в точке  $A(j^{\circ}, y^{\circ}) = \mathcal{E}_{техн}^A(\frac{\hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \div}{i^2 \cdot \tilde{a}\hat{i}\tilde{a}})$ , как удельной характеристики вполне достаточно, то для технического потенциала СЭ на территории  $S$  (км<sup>2</sup>) более правильно было бы говорить о технико-экологическом потенциале, в котором должны учитываться разного рода социально-экологические ограничения в данном регионе. Последние, очевидно, и будут определять собой допустимую часть территории  $S$  (км<sup>2</sup>), на которой допустимо установка приемников СИ по социально-экологическим требованиям, т.е.  $F_{\text{дон}}^{\text{СЭ}}$  (км<sup>2</sup>), где  $F_{\text{дон}}^{\text{СЭ}} < S$  (км<sup>2</sup>) и может быть рассчитана по формуле:

$$F_{\text{дон}}^{\text{СЭ}} = K_{\text{дон}}^{\text{СЭ}} \cdot S \quad (\text{км}^2), \quad (3.93)$$

где  $K_{\text{дон}}^{\text{СЭ}}$ ,  $0 \leq K_{\text{дон}}^{\text{СЭ}} \leq 1$  – допустимая по социально-экологическим требованиям часть территории  $S$  (км<sup>2</sup>) для установки приемников СИ.

С учетом всего сказанного выше удельный технический потенциал СИ, реализуемый на конкретном виде СЭУ в точке  $A(j^{\circ}, y^{\circ})$  при его полном использовании автономным потребителем можно определить по общей формуле следующего вида

$$\dot{Y}_{\hat{\delta}\hat{\delta}\hat{i}}^{\hat{A}} = \dot{Y}_{\hat{\delta}\hat{\delta}\hat{i}}^{\hat{A}\hat{\delta}\hat{a}} \cdot F_{\text{ПП}} \quad , \quad (3.94)$$

где  $\dot{Y}_{\hat{\delta}\hat{\delta}\hat{i}}^{\hat{A}}$ ,  $\frac{\hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \div}{i^2 \cdot \tilde{a}\hat{i}\tilde{a}}$ ,  $F_{\text{ПП}}$ , м<sup>2</sup> – общая площадь ПП, а  $\dot{Y}_{\hat{\delta}\hat{\delta}\hat{i}}^{\hat{A}\hat{\delta}\hat{a}}$ ,  $\frac{\hat{e}\hat{A}\hat{\delta} \cdot \div}{i^2 \cdot \tilde{a}\hat{i}\tilde{a}}$  определяется по формуле

$$\dot{Y}_{\hat{\delta}\hat{\delta}\hat{i}}^{\hat{A}\hat{\delta}\hat{a}} = \sum_{i=1}^{8760} \bar{R}_{\Sigma i}^b \cdot \Delta t_i \cdot K_{\Sigma} \quad , \quad (3.95)$$



где  $\overline{R}_{\Sigma i}^b$ , Вт/м<sup>2</sup> – интенсивность потока СИ на 1 м<sup>2</sup> произвольно-ориентированной ПП общей площадью  $F_{ПП}$  (м<sup>2</sup>);  $\Delta t_i=1$  ч;  $K_{\Sigma}$ , о.е. – общий технико-энергетический коэффициент, характеризующий собой энергетические свойства рассматриваемой СЭУ. В нем учитываются все указанные характеристики по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = \prod_{j=1}^m K_j . \quad (3.96)$$

Например, коэффициент заполнения фотоэлектрического модуля ПП, КПД отдельных элементов указанного модуля, коэффициент учета влияния температуры окружающей среды на КПД фотоэлектрического модуля, коэффициент запыленности модуля и т.д.

Все указанные коэффициенты или энергетические характеристики разных видов СЭУ будут рассмотрены ниже в главах 4 и 5.

Определение технического потенциала солнечной энергии для территории  $S$  (км<sup>2</sup>), т.е.  $\mathcal{E}_{техн}(S)$  должно учитывать социально-экологические ограничения по  $F_{дон}^{СЭ}$  (см. выше и (3.93)). Очевидно, что и в этом случае можно воспользоваться методами расчета, которые использованы выше для расчетов валового потенциала СЭ для территории  $S$  (км<sup>2</sup>). Практически это означает, что по всей территории  $S$  (км<sup>2</sup>) выделяются зоны, в которых могут быть рассчитаны значения  $\mathcal{E}_{техн}^A(F_{ПП})$  в (кВт·ч/год) для  $F_{ПП}$  в (м<sup>2</sup>).

Далее вся территория  $S$  (км<sup>2</sup>) разделяется на ряд зон, площадью  $S_i$  (км<sup>2</sup>) каждая при условии, что

$$S(\text{км}^2) = \sum_{i=1}^n S_i(\text{км}^2) . \quad (3.97)$$

Для каждой  $i$ -й зоны, т.е.  $S_i$  (км<sup>2</sup>) рассчитываются допустимые части каждой зоны (т.е.  $S_i^{don}$  (км<sup>2</sup>)) по социально-экологическим требованиям, т.е.

$$S_i^{don} (\text{км}^2) = K_{don}^{CЭ} \cdot S_i. \quad (3.98)$$

Для каждой допустимой зоны рассчитываются средневзвешенные значения удельного технического потенциала СЭ, т.е.  $\mathcal{E}_{техн}^A \left( \frac{\hat{e} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \dot{\div}}{i^2 \cdot \tilde{a} \tilde{i} \tilde{a}} \right)$  и далее определяется значения технического потенциала СЭ для всей территории  $S$  (км<sup>2</sup>) по формуле:

$$\mathcal{E}_{техн}(S) = \sum_{i=1}^n \bar{\mathcal{E}}_{техн}^A \cdot S_i^{don} \cdot 10^6, \quad (3.99)$$

где  $S_i^{don}$  (км<sup>2</sup>),  $\mathcal{E}_{техн}^A \left( \frac{\hat{e} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \dot{\div}}{i^2 \cdot \tilde{a} \tilde{i} \tilde{a}} \right)$ , а  $\mathcal{E}_{техн}(S) \left( \frac{\hat{e} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \dot{\div}}{\tilde{a} \tilde{i} \tilde{a}} \right)$ .

Для городов и жилых поселков разного уровня в качестве  $S_i^{don}$  (км<sup>2</sup>) может быть, например, принята площадь крыш всех построек (жилые дома, промпредприятия и т.д.). В "Концепции развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России", разработанной в Минтопэнерго РФ в 1994 г. было предварительно принято, что  $\mathcal{E}_{техн}^{CЭ} \left( \frac{\hat{e} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \dot{\div}}{\tilde{a} \tilde{i} \tilde{a}} \right)$  составляет 0,1 % от  $\mathcal{E}_{вал}^{CЭ} \left( \frac{\hat{e} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \dot{\div}}{\tilde{a} \tilde{i} \tilde{a}} \right)$  для всей территории России и её регионов, т.е.  $K_{don}^{CЭ} = 0,001$ .

В современных условиях указанное значение  $K_{don}^{CЭ}$  может быть увеличено. В особенности это касается мало населенных удаленных и трудно доступных регионов России.

В качестве экономического потенциала СЭ в точке  $A(j^\circ, y^\circ)$  и для территории  $S$  (км<sup>2</sup>) обычно принимается та часть  $\mathcal{E}_{техн}^A$  или  $\mathcal{E}_{техн}(S)$ , использование которой экономически целесообразно в современных

условиях по сравнению с другими альтернативными источниками энергии, которые могут быть использованы в рассматриваемых сопоставимых условиях. При этом, естественно должны учитываться особенности экономической, социальной и экологической ситуации в каждом регионе и России в целом. Расчет финансово-экономической эффективности должен производиться с учетом всех основных четырех его показателей.

### 3.7 Контрольные вопросы по третьей главе

1. Понятие валового потенциала СИ в точке  $A (j_A^0, y^0)$  и территории  $S$  ( $m^2$  или  $km^2$ ).
2. Особенности расчета валового потенциала СИ для территории  $S$  ( $km^2$ ).
3. Метод Ангстрема для расчета валовых ресурсов СИ и его особенности.
4. Влияние ориентации приемной площадки на величину годового прихода СИ.
5. Оптимизация ориентации приемной площадки на Солнце.
6. Метод С.А.Клейна и его особенности.
7. Модернизация метода С.А.Клейна для условий России.
8. Методы расчета среднечасового прихода СИ на наклонную приемную площадку.
9. Особенности пересчета прямого СИ с горизонтальной приемной площадки на наклонную.
10. Особенности расчета диффузного СИ для наклонной приемной площадки.
11. Особенности расчета отраженного СИ для наклонной приемной площадки.
12. Особенности расчета технико-экологического потенциала СИ.
13. Особенности расчета эколого-экономического потенциала СИ.
14. Влияние типов СЭУ на величину технико-экологического потенциала СИ.

## **4 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ НА ЗЕМЛЕ И ИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**

### **4.1 Классификация СЭУ и их особенности**

Солнечная энергия весьма универсальная с точки зрения возможностей ее использования человеком для своих нужд. СИ может быть относительно легко преобразовано в тепловую, механическую и электрическую энергию, а также использована в химических и биологических процессах. СЭУ работают в системах отопления и охлаждения жилых, общественных и промышленных зданий, в технологических процессах протекающих при любых температурах (от очень низких до ультравысоких). Сами технологические процессы преобразования и использования СИ по своей технологической сложности могут быть очень разными. Сами СЭУ могут быть по своим габаритам также различными: от микроминиатюрных источников питания микрокалькуляторов и ручных часов до огромных технических конструкций в башенных СЭС высотой 100 м и весом в сотни тонн.

В зависимости от технологических схем СЭУ могут существенно отличаться друг от друга - от простейших нагревательных плоских поверхностей до сложнейших систем управления для слежения за Солнцем с целью получения максимального прихода СИ на ПП.

СЭУ используются в процессах сушки различных материалов и сельхозпродуктов, для получения горячей воды, для опреснения морской воды, для получения пресной воды и т.д. СИ является необходимым условием для реализации процессов фотосинтеза и развития и роста растений, благодаря СИ происходят на Земле различные фотохимические процессы.

Существует множество различных технологических схем преобразования СИ в электрическую на основе широко известных в технике

тепловых циклов (например, циклы Ренкина или Карно), теплоэлектрических и термоэмиссионных процессов. В последние года наиболее интенсивно развивается во всем мире СФЭУ, базирующиеся на огромные успехи мировой техники в области создания высокоэффективных фотоэлектрических преобразователей. Учитывая рассеянный характер СИ на Земле весьма эффективны и различные системы концентрации СИ с целью повышения и экономических энергетических показателей СЭУ разного назначения. К СЭУ наземным и космическим, естественно, помимо чисто энергетических требований, предъявляются и различные требования, учитывающие характерные особенности, например, связанные с доставкой СЭУ в космос и т.д. и т.п.

В связи со сказанным выше первоочередное значение приобретает задача четкой классификации СЭУ с целью поиска путей дальнейшего повышения их эффективности сегодня и в перспективе. Рассмотрим наиболее характерные сегодня общие классификационные признаки современных и перспективных типов и видов СЭУ. В каждом из этих общих признаков, естественно существуют и присущие им частные особенности использования СЭУ.

1. По виду преобразования и использования СИ в другие виды энергии: в тепловую, механическую, электрическую, используется в химических и биологических процессах. При использовании СЭУ в электроэнергетике и теплоэнергетике они могут делиться на три категории, определяемые видом их использования для определенных потребителей энергии: СЭУ, предназначенные для работы в большой ОЭС или просто ЭЭС; СЭУ, работающие на локальную сеть; СЭУ, предназначенные для энергообеспечения автономного потребителя с разной категорией по надежности энергоснабжения. В зависимости от этого существенно меняются требования к информационному обеспечению гелиоэнергетических расчетов к самой системе энергоснабжения, включающей в себя СЭУ или СЭС. Кроме того, в зависимости от категории

использования СЭУ могут появиться требования об обязательном сочетании СЭУ с системой аккумуляции энергии любого эффективного вида или с другими видами энергоустановок на базе ВИЭ. Например, это касается работы СЭУ на автономного потребителя, в том числе и повышенной категории надежности, что потребует наличия не только суточного, но и, иногда, более длительного цикла аккумуляции энергии. В системных же больших СЭС подобные требования обычно отсутствуют, если при этом не появляется необходимость поддержания в рабочем состоянии всего вспомогательного хозяйства СЭ и в периоды отсутствия СИ и связи с энергосистемой. Здесь, помимо обычных систем аккумуляции энергии могут быть использованы и традиционные энергоустановки на органическом топливе.

2. По месту размещения на Земле: наземные и космические. Системы защиты СЭУ у них будут принципиально разные: в космосе – защита ПП от жесткого космического излучения, разрушающего сами ПП; на земле – охлаждение СЭУ, защита от пыли и вандализма в том числе. Для космических СЭУ, работающих в безвоздушном пространстве при отсутствии невесомости проблема самой конструкции СЭУ становится менее значимой с весовыми показателями СЭУ. Наиболее проблематична здесь задача передачи накопленного СИ на Земле без нанесения заметного вреда человеку и окружающей среде в целом. В частности, требование минимального воздействия на очень хрупкий, но очень важный для человечества в целом, озоновый защитный слой Земли. Для наземных СЭУ характерны, очевидно, принципиально другие технические проблемы солнечной энергетики. Например, учет цикличности СИ во времени суток и сезонов года, что можно практически полностью исключить в космических СЭУ, выведенных на специальные геоцентрические орбиты. Учет цикличности, а также заметного случайного характера процесса СИ на поверхности Земли может потребовать обязательного сочетания СЭУ с

системой аккумуляции энергии в зависимости от категории использования СЭУ (см. п.1).

3. По стационарности: переносные, передвижные и стационарные СЭУ. Отличаются друг от друга как по массо-габаритным характеристикам, так и по сложности конструктивного исполнения. Существенно отличаются друг от друга по надежностным характеристикам.

4. По виду ориентации на солнце: С постоянной (неизменной) ориентацией на поверхности земли и с системой слежения за Солнцем с целью максимизации прихода СИ на ПП. К постоянно-ориентированным на Солнце СЭУ относятся, как правило, энергоустановки бытового назначения, размещенные на крышах строений, на земле с ориентацией на Юг под постоянным углом к горизонту и на специальных стационарных конструкциях-каркасах для размещения СЭУ. В ряде случаев для небольших простых СЭУ возможно изменение угла наклона ПП в каждом месяце года, что достаточно просто может быть реализовано конструктивно.

Система непрерывного во времени слежения за Солнцем с целью максимизации прихода СИ может быть реализована несколькими путями. Например, как это было сказано выше в гл.3 за счет изменения  $\beta^0(t)$  и  $\gamma^0(t)$ . Кроме того система слежения за Солнцем может быть реализована при  $\gamma^0(t)=const$  для наклоненной к Югу ПП как за счет изменения ее  $\beta^0(t)$  (т.е. переменная ориентация ПП по горизонтальной или широтной оси), так и за счет поворота наклоненной к югу ПП вдоль ее продольной или меридианной оси.

5. По технической сложности СЭУ: простые или простейшие и сложные по техническому циклу и исполнению. К простым СЭУ можно отнести: нагреватели воды различной конструкции; подогреватели воздуха; сушилки продуктов сельского хозяйства; отопительные системы; опреснители воды; теплицы; солнечные кухонные печи или нагреватели, холодильные и водоподъемные установки и т.д. и т.п. Конструктивное изготовление подобных простых СЭУ, предназначенных для бытового

потребления, весьма несложно даже в домашних условиях и, в связи с этим, ведет к большому их многообразию. Их основные энергетические особенности будут рассмотрены только в кратком изложении ниже в п.4.2, поскольку основное внимание в данном издании уделяется сложным промышленным СЭУ, изготавливаемых серийно или в массовом порядке. В том числе: башенные СЭС; солнечные пруды; СЭУ с парабола - цилиндрическими концентраторами; солнечные коллекторы; концентраторы СИ и, наконец, наиболее перспективные сегодня системы прямого преобразования СИ в электричество - СФЭУ. Последние, в связи со сказанным, будут рассмотрены в отдельной главе (см. гл.5). Также будут рассмотрены и некоторые другие перспективные сегодня системы прямого преобразования СИ в электричество. Например, термоэлектронные и термоэлектрические генераторы.

Первые опыты использования солнечной энергии в технике относятся к XVII веку. В частности, в 1600 г. во Франции был создан первый солнечный двигатель, работавший на нагретом воздухе и использовавшийся для перекачки воды. В конце XVII в. ведущий французский химик А. Лавуазье создал первую солнечную печь, в которой достигалась температура в 1650 °С и нагревались образцы исследуемых материалов в вакууме и защитной атмосфере, а также были изучены свойства углерода и платины. В 1866 г. француз А. Мушо построил в Алжире несколько крупных солнечных концентраторов и использовал их для дистилляции воды и приводов насосов. На всемирной выставке в Париже в 1878 г. А. Мушо продемонстрировал солнечную печь для приготовления пищи, в которой 0,5 кг мяса можно было сварить за 20 минут. В 1833 г. в США Дж. Эриксон построил солнечный воздушный двигатель с параболоцилиндрическим концентратором размером 4,8\* 3,3 м. Первый плоский коллектор солнечной энергии был построен французом Ш.А. Тельером. Он имел площадь 20 м<sup>2</sup> и использовался в тепловом двигателе, работавшем на аммиаке. В 1885г. была предложена



схема солнечной установки с плоским коллектором для подачи воды, причем он был смонтирован на крыше пристройки к дому.

Первая крупномасштабная установка для дистилляции воды была построена в Чили в 1871 г. американским инженером Ч. Уилсоном. Она эксплуатировалась в течение 30 лет, поставляя питьевую воду для рудника.

В 1890 г. профессор В.К. Цераский в Москве осуществил процесс плавления металлов солнечной энергией, сфокусированной параболическим зеркалом, в фокусе которого температура превышала 3000°С.

На башенных СЭС сегодня зеркала (гелиостаты) отражают СИ на теплоприемник, установленный на высокой башне. Этот принцип англичанин Уильям Адаме использовал для своей энергетической установки в Бомбее еще в 1878 году. Прототип мощной гелиостанции с параболическими отражателями, подобной той, что используется сегодня в калифорнийской пустыне Мохаве и вырабатывает пар для турбин, также был разработан в конце прошлого века - американцем Джоном Эрикссоном. Впервые их начал широко применять американский предприниматель Фрэнк Шуман. Его установки на окраине Каира качали на поля воду Нила. К сожалению, эта действовавшая солнечная силовая установка мощностью в 40 киловатт была разрушена в первую мировую войну. Все сказанное выше говорит о том, что по своей сути многие популярные сегодня технические схемы СЭУ уходят корнями в прошлое.

## 4.2 Солнечные энергетические установки коммунально-бытового назначения

### 4.2.1 Солнечные водонагревательные установки

Могут быть переносными, передвижными и стационарными. Представляют собой некоторый открытый или закрытый резервуар с водой, поглощающий СИ, за счет чего вода нагревается и используется для тех или иных нужд человека. Наиболее распространены плоские приемники СИ, так как они позволяют эффективно использовать все составляющие СИ на Земле

(прямое, диффузное и отраженное СИ). Самые простые нагреватели воды включают в себя весь объем воды, которую требуется нагревать (см. рис. 4.1 а, б, в, г, д). Более сложные нагреватели предназначены для нагревания за определенное время только некоторого объема воды, которая затем может накапливаться в специальном резервуаре, что повышает эффективность работы подобной СЭУ в целом (см. ниже п.4.5). На рис. 4.1 а) показан самый простейший нагреватель воды в виде открытого резервуара на поверхности Земли, например, пластиковый бассейн с водой на садовом участке. Часть воды здесь испаряется, что требуется восполнять. Значительная часть накопленного тепла уходит в Землю.

На рис. 4.1 б) показан открытый резервуар с водой, поднятый на некоторую высоту и, тем самым, изолированный от непосредственного контакта с Землей, что существенно уменьшает неизбежное для случая на рис. 4.1 а) тепловые потери. Например, обычная бочка с водой на крыше душевой кабины на садовом участке. Аналогичный эффект можно получить и при использовании изолирующего материала.

На рис. 4.1 в) показан закрытый плоский резервуар с водой с черной резиновой или пластиковой поглощающей поверхностью. Здесь нет потерь воды на испарение. За счет черной поверхности поглощается значительно большая часть СИ по сравнению с обычной водой, где коэффициент поглощения тепла намного ниже. Если рассмотренный на рис.4.1 в) резервуар изолировать от Земли (стеклоткань, пенополистирол, древесная стружка и т.д.) или поднять над Землей даже на небольшую высоту (душевая кабина на садовом участке) то это позволяет почти в два раза уменьшить неизбежные тепловые потери (см. рис.4.1 г).

Представленные на рис.4.1 в) и г) схемы простейших нагревателей воды предполагают их расположение как открытое для ветрового воздействия, что может существенно повысить тепловые потери, особенно, в ветреную погоду.

В связи с этим размещение подобных нагревателей в некоторой закрытой конструкции со светопропускающей поверхностью (см. рис. 4.1 д) позволяет значительно уменьшить указанные выше ветровые потери тепла. Наличие простой стеклянной крышки почти в четыре раза повышает сопротивление теплопотерям между нагретой водой и окружающей средой.

По сути дела принцип работы нагревателя, представленного на рис.4.1 д) основан на эффект закрытого "черного ящика", нагреваемого СИ. Аналог его – закрытый салон легкового автомобиля без кондиционера летом, нагреваемого через стекла СИ. В целом в подобных простейших нагревателях воды удастся достигать температуры до  $40^0 \div 50^0$  С, что вполне комфортно для бытовых условий и достижимо за весьма небольшой промежуток времени. В частности для варианта нагревателя, представленного на рис. 4.1 г) реализовать следующий реальный вариант для садового участка.

На крыше душевой кабины располагается прямоугольный черный резиновый резервуар емкостью 100 л (1м x 1м x 1м) с толщиной стенок 5 мм (сделан из резиновой автомобильной камеры). Летний день с температурой воздуха  $20^0$ С при  $R_{\Sigma}=750$  Вт/м<sup>2</sup> и скорости ветра 5 м/с.

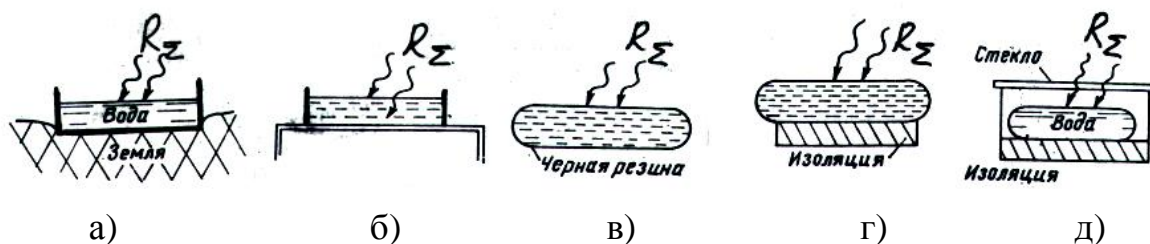


Рисунок 4.1 Солнечные водонагревательные установки коммунально-бытового назначения: а) открытый резервуар на поверхности Земли; б) открытый резервуар поднятый над Землей; в) черный резервуар на крыше здания; г) черный резервуар изолированный от контакта с Землей или крышей; д) черный резервуар в контейнере со стеклянной крышкой

В этом случае примерно за 4 ч вода в резервуаре может нагреться более чем до 30° С, что очень комфортно для бытовых условий.

#### 4.2.2 Солнечные коллекторы и их энергетические характеристики

Обобщением простейших нагревателей воды являются так называемые солнечные коллекторы (СК), которые, в принципе, пригодны не только для нагрева воды, но и воздуха или другого теплоносителя. В настоящее время в мире наибольшее распространение получили в низкотемпературных СЭУ плоские СК. Эти СК отличаются от рассмотренных в п.4.2 простейших водонагревателей типа представленного на рис.4.1 тем, что в них нагревается сразу не весь объем жидкости, а только часть его. Далее эта часть жидкости накапливается в отдельном резервуаре, что позволяет существенно повысить эффективность работы подобной СЭУ. На рис.4.2 представлен общий вид обычного низкотемпературного коробчатого плоского СК общего назначения, а на рис. 4.3 поперечный разрез по подобному СК.

Конструктивно СК состоит из следующих основных элементов: корпус СК, теплоизоляция, теплопоглощающие материалы и трубы (каналы) для теплоносителя, называемые в целом абсорбером. И, наконец светопрозрачного покрытия. Для повышения эффективности работы СК он может оснащаться концентраторами СИ, как это показано на рис.4.3.г.

Получение низкотемпературного тепла можно осуществить с помощью плоских СК, работающих на принципе тепличного эффекта. Физическая суть этого эффекта заключается в том, что солнечное излучение, падающее на поверхность СК, покрытого прозрачным для солнечных лучей материалом, практически без потерь проникает внутрь СК и, попадая на теплоприемник, нагревает его, а процесс рассеивания тепловой энергии теплоприемника минимизирован. Так как основная интенсивность солнечного излучения в наземных условиях находится в спектральном интервале 0,4 мкм -1,8 мкм, то в качестве прозрачного верхнего слоя используется обычное стекло,

имеющее коэффициент пропускания в этом спектральном диапазоне до 95%. Расположенный в нижней части СК теплоприемник представляет собой абсорбирующее покрытие с коэффициентом поглощения солнечного излучения до 90%. Поглощая прямое солнечное излучение, это абсорбирующее покрытие даже без верхнего стекла может нагреваться в зависимости от мощности падающего излучения до  $(50-80)^{\circ}$  С. Нагретое до таких температур тело излучает тепловую энергию, основная мощность которого находится в инфракрасном диапазоне.

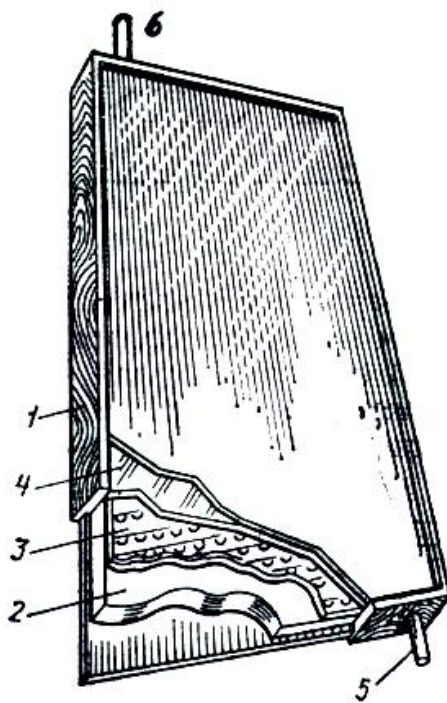


Рисунок 4.2 Общий вид плоского коллектора солнечной энергии:  
1 – корпус; 2 – теплоизоляция; 3 – лучепоглощающая поверхность;  
4 – двухслойное остекление; 5 – патрубок для подвода теплоносителя;  
6 – патрубок для отвода нагретого теплоносителя.

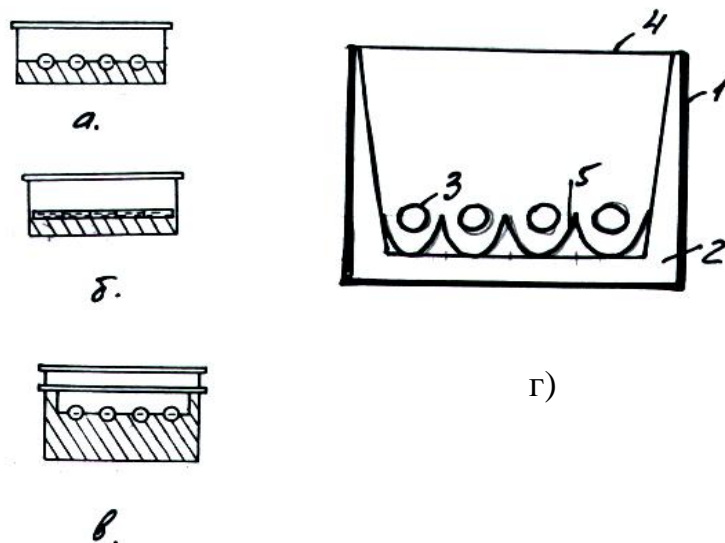


Рисунок 4.3 Солнечные плоские коллекторы: а) адсорбер - трубки в металлическом листе; б) адсорбер – прямоугольные каналы; в) СК с двойным остеклением; г) СК с концентраторами СИ; 1 – корпус СК; 2 – теплоизоляция; 3 – теплопроводящие трубки; 4 – защитное остекление; 5 – концентраторы СИ.

Для спектрального диапазона, соответствующего инфракрасному излучению, стекло обладает низким коэффициентом пропускания и приводит к тепличному эффекту, заключающемуся в накоплении энергии под стеклом и увеличении температуры теплоприемника до  $160^{\circ}\text{C}$ , если преобразованная энергия не выводится из СК. В рабочем режиме накопленное тепло расходуется на нагрев воздуха или воды, которые циркулируют через СК. В средней полосе Европы в летний период производительность таких СК может достигать 50-60 литров воды, нагретой до  $60^{\circ}\text{C}$  -  $70^{\circ}\text{C}$  с каждого квадратного метра в день. К.п.д. солнечного коллектора составляет порядка 70% и зависит от температуры окружающей среды, плотности потока солнечной энергии и температуры, до которой необходимо нагревать воду в коллекторе. С уменьшением температуры, до которой необходимо нагреть воду, циркулирующую через коллектор, к.п.д. коллектора увеличивается.

Однако стандартная температура нагреваемой воды составляет 50° С. Для СК основной технической характеристикой является объем воды или воздуха, нагретых до заданной температуры в течение светового дня квадратным метром коллектора. Этот параметр зависит от времени года и географического положения места, в котором устанавливаются коллекторы. Эффективность солнечного коллектора может быть увеличена примерно на 20% при использовании на теплоприемной поверхности селективно поглощающих покрытий, которые обладают свойством хорошо поглощать видимую часть солнечного спектра и практически не излучать в инфракрасной области спектра.

При заданной величине СИ (прямого, диффузного и отраженного для плоского СК) эффективность процесса преобразования СИ в тепло будет зависеть от произведения четырех КПД всех основных элементов СК. Иными словами общий коэффициент полезного использования СИ в СК, т.е.  $h_{СК}^{СИ}$  будет равен

$$h_{СК}^{СИ} = h_{СПП} \times h_{ТМ} \times h_{ТИ} \times h_{К} \quad (4.1)$$

где  $h_{СПП}$ , % - коэффициент пропускания СИ через свето-прозрачное покрытие;  $h_{ТМ}$ , % - КПД теплопоглощающего материала абсорбера;  $h_{ТИ}$ , % - КПД теплоизоляции и  $h_{К}$ , % - КПД корпуса СК. Наиболее характерные материалы четырех составляющих плоского СК приведены ниже в таблице 4.1.

На рис.4.4 представлена схема и конструктивное исполнение одноконтурного СК для нагрева воды с естественной ее циркуляцией или схема пассивного теплоснабжения. В нижнюю часть бака-аккумулятора здесь подводится холодная вода (ХВ), а из его верхней части к потребителям отводится нагретая вода (НВ). В СК под воздействием СИ вода из нижней части бака поступает с температурой  $T_1$ , а выходит из СК с температурой  $T_2 > T_1$ .

Таблица 4.1 Характеристики полезного использования СИ в составляющих СК в %

Свето-прозрачное покрытие	$\eta_{СПП}$	Теплоглощающий материал	$\eta_{ТМ}$	Тепло-изоляция	$\eta_{ТИ}$	Корпус СК	$\eta_{К}$
специальное силиконовое стекло	68	медь и ее сплавы	54	пенополуретан	61	алюминий и его сплавы	77
пленочные материалы с повышенным светопропусканием	20	медные трубки с алюминиевыми ребрами	17	стекловата	39	листовая сталь с антикоррозийным покрытием	23
пластик	12	алюминий и его сплавы	12	-	-	-	-
-	-	нержавеющая сталь	12	-	-	-	-
-	-	пластик	3	-	-	-	-

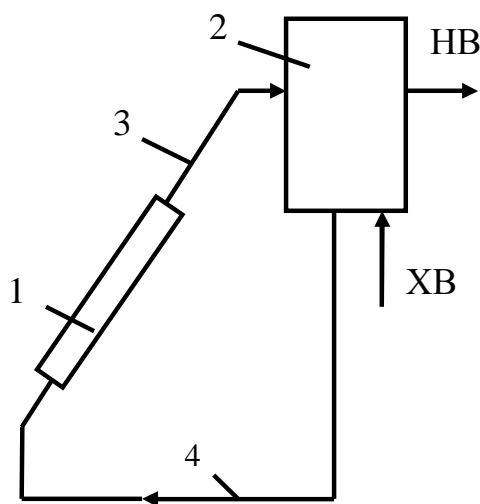


Рисунок 4.4 Структурная схема с СК с естественной циркуляцией воды: 1 – СК; 2 – бак-накопитель нагретой воды (НВ); 3 – отводящая труба; 4 – подводящая труба холодной воды (ХВ).



Вследствие этого в системе возникает разность давлений ( $\Delta p$ , в Па), которая вызывает естественную циркуляцию воды в СЭУ, т.е.

$$\Delta p = g \cdot H \cdot (r_1 - r_2), \quad (4.2)$$

где  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;  $H = \tilde{N}_1 - \tilde{N}_2$  (м) – разность высотных отметок на входе нагретой воды в бак-аккумулятор и на входе холодной воды в низ СК;  $r_1$  и  $r_2$ , соответственно, плотность холодной воды внизу бака-аккумулятора ( $T_1$ ) и на входе нагретой воды в бак-аккумулятор ( $T_2$ ). Чем больше разность  $T_1$  и  $T_2$  и больше  $H$ , тем интенсивность естественной циркуляции воды в СЭУ выше.

Кроме того, обязательным условием эффективной работы подобной СЭУ является условие, чтобы отметка верхней части СК ( $\tilde{N}_2$ ) была бы не выше дна бака ( $\tilde{N}_0$ ).

Подобное условие имеет важное значение не только для обеспечения нормальной циркуляции воды в период наличия СИ в дневное время, но и в периоды его отсутствия для предотвращения обратной циркуляции воды в СЭУ.

Подобные установки весьма просты в изготовлении и эксплуатации и широко распространены во всем мире и, особенно, в странах с теплым климатом. В условиях же холодного климата в СК целесообразно использовать не одноконтурную, а двухконтурную схему. В ней в качестве основного теплоносителя, нагреваемого в СК может служить любая незамерзающая химически неактивная жидкость (смесь воды с этиленом или пропиленом, глизантин (смесь воды с глицерином) и другие). Пример подобной СЭУ представлен на рис.4.5, где внутри бака –аккумулятора помещен теплообменник.

Дополнительным преимуществом двухконтурной схемы является и отделение пресной горячей воды, используют в быту или для хозяйственно-бытовых нужд от незамерзающего теплоносителя в СК, содержащего иногда и токсические вещества.

В целом же следует отметить, что подобные СЭУ, как правило, предназначены для использования маломощных или автономных потребителей (отдельные дома, коттеджи, хозяйственные объекты сельского хозяйства, фермы, скотные дворы и т.д.).

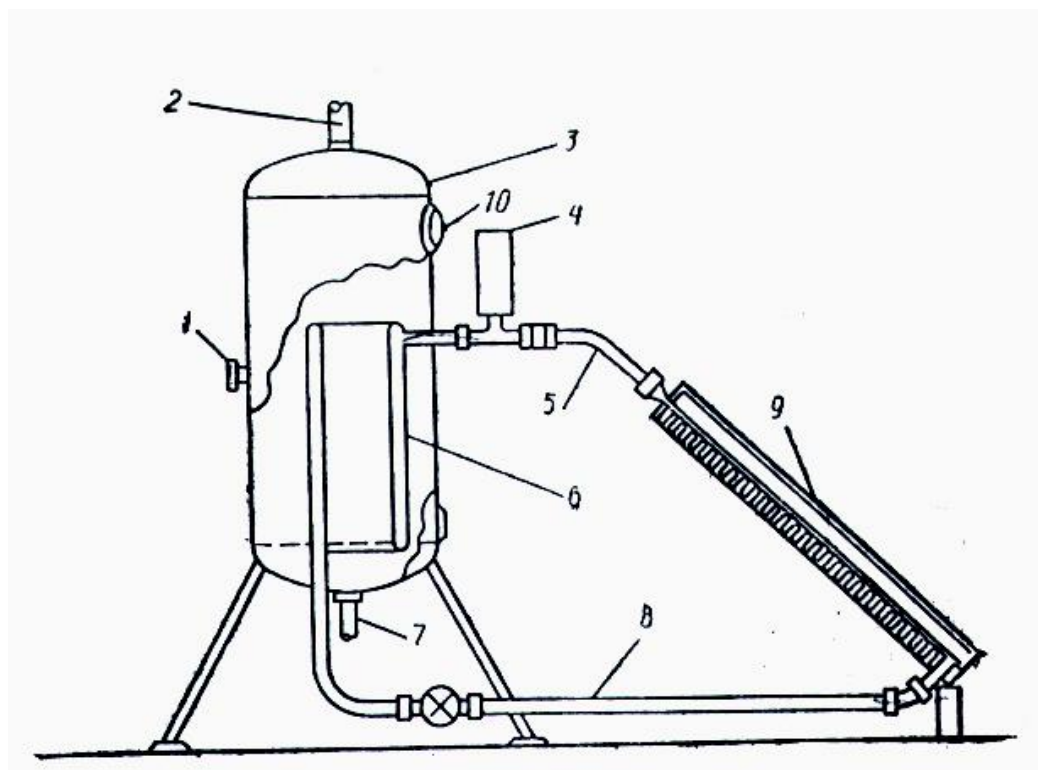


Рисунок 4.5 Вариант конструкции солнечного нагревателя воды с естественной циркуляцией: 1 –термостат; 2 – горячая вода; 3 – бак горячей воды; 4 – расширительный бак; 5 –горячий теплоноситель; 6 – теплообменник; 7 – подвод холодной воды; 8 – обратная труба; 9 –коллектор; 10 – электронагреватель

Для системы горячего водоснабжения крупных потребителей более эффективно использовать СЭУ на базе СК с принудительной (насосной) циркуляцией воды или активные водонагреватели.

Их основное отличие от пассивных заключается в наличии в них насоса для принудительной подачи холодной воды в СК и далее в бак-аккумулятор.

На рис.4.6 и 4.7 представлены структурные схемы активной схемы горячего водоснабжения одноконтурные и двухконтурные. Естественно, что

конструктивно эти установки гораздо более сложны, чем пассивные системы горячего водоснабжения.

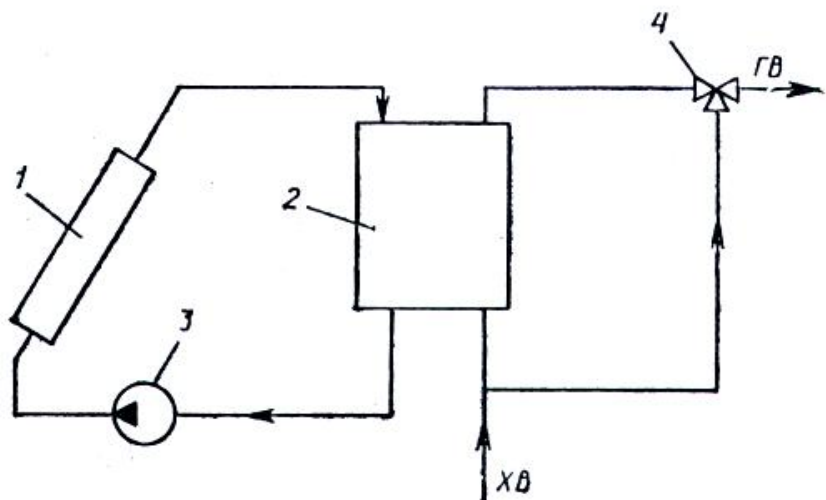


Рисунок 4.6 Солнечная водонагревательная установка с принудительной циркуляцией: 1 – солнечный коллектор; 2 бак-аккумулятор; 3 – насос; 4 – клапан; ХВ и ГВ – холодная и горячая вода

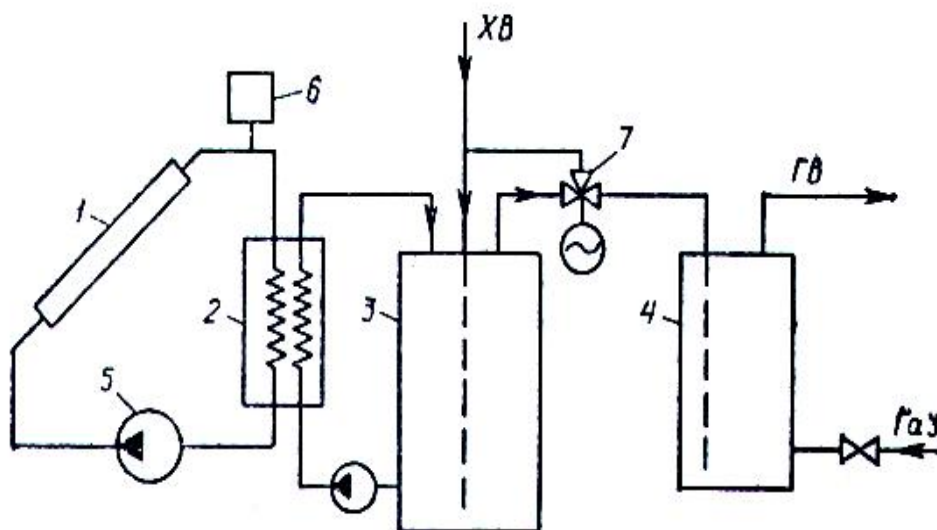


Рисунок 4.7 Двухконтурная схема водонагревательной установки: 1 – солнечный коллектор; 2 – теплообменник; 3 – аккумулятор горячей воды; 4 – дублер (газовый котел); 5 – насос; 6 – расширительный бак; 7 – автоматический смесительный клапан ; ХВ и ГВ – холодная и горячая вода

Для повышения эффективности подобных систем холодная вода подается насосом на вход СК из нижней части бака, а нагретая вода поступает в верхнюю часть бака. Отбор воды для потребителя также осуществляется из верхней части бака. При этом, чем ниже общая средняя температура воды в баке, тем выше КПД СК и его теплопроизводительность.

Однако, получаемая в подобных системах не высокая температура воды не всегда удовлетворяет требующиеся запросы потребителей из-за необходимости реализации высокого КПД и теплопроизводительности СК в целом.

В этом случае, базируясь на мировой опыт, в соответствие с которым СК целесообразно покрывать не более 80% всей потребности в горячей воде, в подобные СЭУ обычно включается система дополнительного подогрева воды (ДПВ). Например, электроподогрев или топливный котел.

В соответствие со сказанным выше на рис. 4.8 представлены активные схемы СЭУ с горячим водоснабжением и включением в них ДПВ: схема а) – ДПВ находится в верхней части бака, схема б) – ДПВ выполнен за пределом бака и подключен последовательно с ним в системе горячего водоснабжения.

Схема а) достаточно проста в конструктивном исполнении. Однако, вследствие повышения средней температуры в баке снижается эффективность работы СК в целом. Схема б) в этом случае наиболее предпочтительна. Основными энергетическими показателями эффективности технологического цикла обычного плоского коллектора является КПД его теплового цикла, определяемой по формуле для СК с площадью  $S_{СК}$  (м<sup>2</sup>):

$$h_{СК} = \frac{N_{СЭ}^{полез}}{N_{\Sigma}^{вх} \cdot S_{СК}}, \quad (4.3)$$

где  $N_{СЭ}^{полез}$ , Вт – полезная теплопроизводительность СК;  $N_{\Sigma}^{вх}$ , Вт/м<sup>2</sup> – мощность СИ, поступающего на ПП в виде СК, произвольно-

ориентированного в пространстве. Полезная тепловая мощность СК ( $N_{CE}^{i\ddot{e}a\dot{c}i}$ ) может быть найдена по формуле:

$$N_{CE}^{i\ddot{e}a\dot{c}i} = N_{\Sigma}^{\hat{N}\hat{E}} \cdot a \cdot t - DN_{CK} \cdot (T_{CK} - T_{OC}), \quad (4.4)$$

где  $N_{\Sigma}^{\hat{N}\hat{E}}$ , Вт/м<sup>2</sup> – мощность СИ, поступающего на СК;  $t$ , о.е. – пропускная способность светопропускающей панели СК (см. выше);  $a$ , о.е. – поглощающая способность абсорбера СК (см. выше);  $DN_{CK}$  – коэффициент тепловых потерь в СК,  $T_{CK}$  и  $T_{OC}$ , °К – средняя температура теплоносителя в СК и окружающей среды, соответственно.

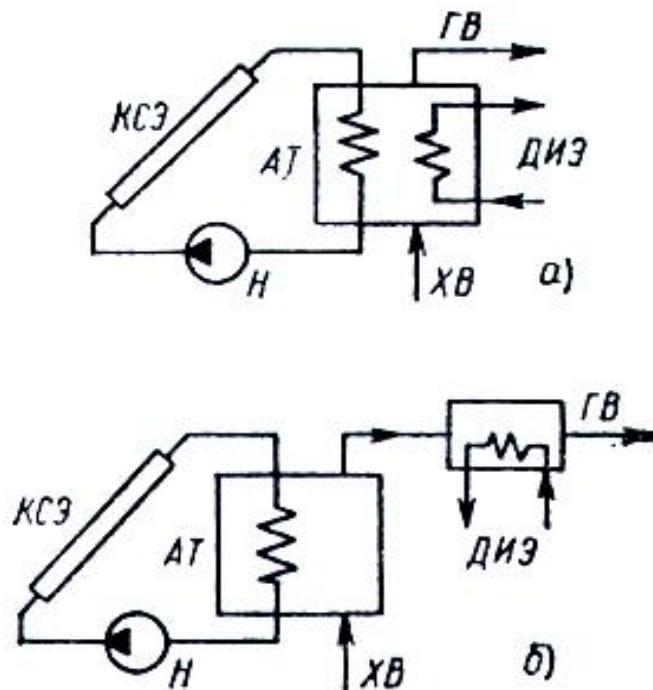


Рисунок 4.8 Схемы подвода теплоты от дополнительного источника энергии

Величину  $N_{CE}^{i\ddot{e}a\dot{c}i}$  можно найти и по следующей формуле:

$$N_{C\hat{E}}^{\dot{i}\dot{e}\dot{a}\dot{c}\dot{i}} = m \times C_p \times (T_2 - T_1), \quad (4.5)$$

где  $m$ , кг/с – массовый расход теплоносителя в СК;  $C_p$  (Вт·ж/кг·°С) – удельная теплоемкость теплоносителя;  $T_2$  и  $T_1$ , °К- температура теплоносителя на выходе и на входе СК.

Подставив (4.4) в (4.3) получаем

$$h_{СК} = K_{II} \times t \times a - \Delta N_{\dot{N}\dot{E}} \cdot \frac{\overline{\dot{O}_{N\dot{E}}} - \overline{\dot{O}_{I\dot{N}}}}{N_{\Sigma}^{\dot{C}\dot{E}} \cdot S_{\dot{N}\dot{E}}} = h_o - \Delta N_{\dot{N}\dot{E}} f_{СК}(\overline{T_{\dot{N}\dot{E}}}, \overline{\dot{O}_{i\dot{n}}}, N_{\Sigma}^{\dot{N}\dot{E}}, S_{C\hat{E}}), \quad (4.6)$$

где  $h_o$ , о.е. – эффективный оптический КПД СК. Из (4.6) следует, что чем выше  $N_{\Sigma}^{\dot{N}\dot{E}}(t)$ , тем выше  $h_{СК}$ . Это означает также, что в течение суток  $h_{СК}$  будет меняться в зависимости от  $N_{\Sigma}^{\dot{N}\dot{E}}(t)$ . Из анализа (4.6) и (4.5) следует также, что КПД СК зависит от  $T_{oc}(t)$ . От конструктивных особенностей СК и используемых в нем материалов, массового расхода теплоносителя в СК и его температура.

При изменении  $N_{\Sigma}^{\dot{N}\dot{E}}$  с 300 до 1000 Вт/м<sup>2</sup>  $h_{СК}$  увеличивается с 32% до 59%. При увеличении  $T_{oc}$  с 10 до 30°С  $h_{СК}$  также увеличивается при снижении температуры теплоносителя на входе СК.

КПД СК существенно зависит от материала абсорбера. С увеличением коэффициента теплопроводности материала, из которого изготовлен абсорбер, растет и КПД СК. Так, для толщины материала в 1 мм из меди, алюминия, стали и пластика с коэффициентом теплопроводности в 390, 205, 45 и 0,6 Вт/м<sup>2</sup>·°С, КПД СК уменьшается и составляет 52, 50, 48 и 22%, соответственно.

Для повышения КПД СК используются специальные селективные покрытия теплопоглощающих поверхностей. Например, тонкие пленки на металлической основе, поглощающие дневной свет и пропускающие инфракрасное (тепловое) СИ: из черного никеля, черного хрома, нанесенные на поверхности из никеля, цинка, олова и меди.

Тем же целям служит и использование вакуумированных трубчатых СК, что позволяет значительно снизить или почти исключить неизбежные потери тепла в СК.

С учетом (4.6) энергетическую характеристику СК можно выразить так:

$$h_{СК} = h_{СК}(x_1, DT, DN_{СК}, S_{СК}) = h_o(x_1) - DN_{СК}(x_1) f(DT, N_{\Sigma}^{\dot{N}E}, S_{СК}) \quad (4.7)$$

где  $x_1$  – обобщенный вектор, описывающий конструктивные особенности СК, а  $DT = T_{СК} - T_{oc}$ . Действительно, конструкция СК существенно влияет на его КПД. Так введение остекления (одно- или двухслойного) снижает общие потери тепла в СК, но и увеличивает потери СИ на входе на абсорбер, т.е. снижает  $h_o$  и  $DN_{СК}$ . (см. табл.4.2).

Таблица 4.2 Влияние конструкции СК на его энергетические показатели

№	Конструкция СК	$h_o$	$DN_{СК}$
1	Обычный плоский СК без остекления	0,95	15
2	Обычный плоский СК с однослойным остеклением	0,85	7
3	Обычный плоский СК с двухслойным остеклением	0,75	5
4	СК с селективным покрытием для теплопоглощающей поверхности и однослойным остеклением	0,8	3,5
5	Вакуумированный стеклянный трубчатый СК	0,75	2,0

В графическом виде зависимости  $h_{СК}(x_1, DT, DN_{СК}, S_{СК})$  представлены на рис.4.9 для  $S_{СК} = 1 \text{ м}^2$  и конструкций СК, описанных в таблице 4.2. Там же в графическом виде показана последовательность расчета КПД СК равного 50% при обычной  $DT = 40^\circ$  (для горячего водоснабжения) при  $N_{\Sigma}^{\dot{N}E} = 500$

$Вт/м^2$  для селективного плоского СК с однослойным остеклением. Из рис. 4.9 также следует, что для  $DT=40^0$  увеличение  $N_{\Sigma}^{\tilde{N}\tilde{E}}$  до  $1000 \text{ Вт/м}^2$  (например, за счет наличия концентраторов СИ) увеличивает КПД рассмотренного СК примерно на 5%.

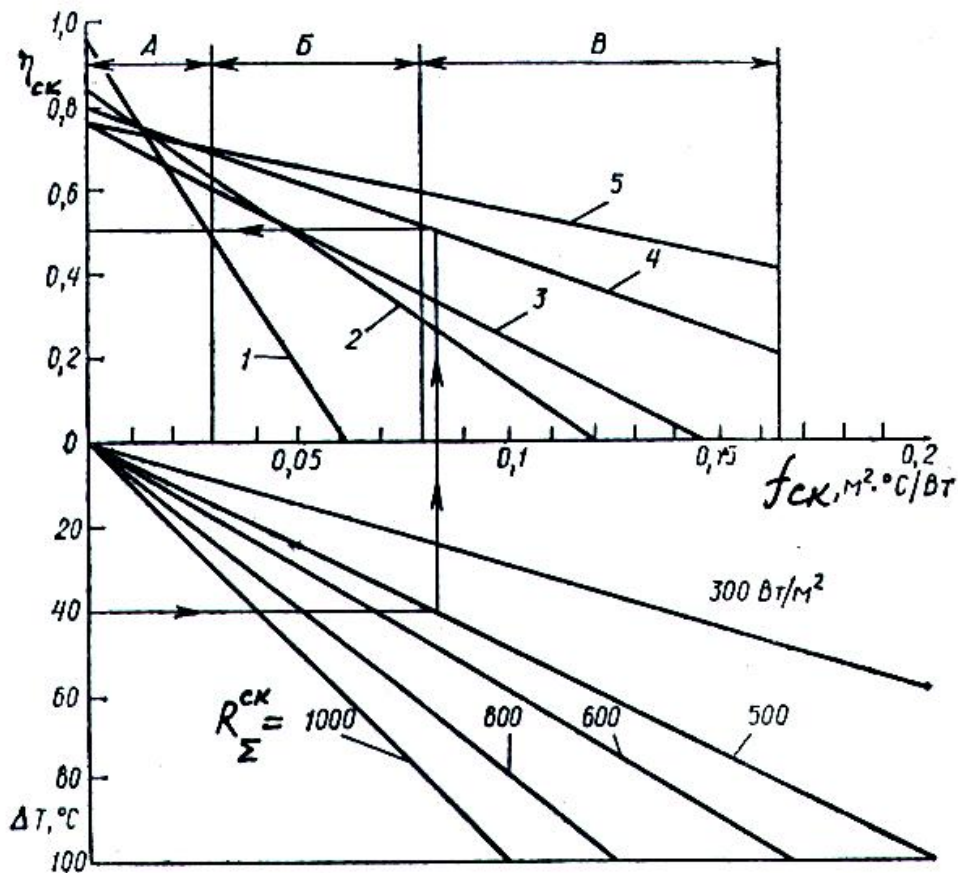


Рисунок 4.9 Энергетические характеристики солнечных коллекторов: 1 – коллектор без остекления; 2 – коллектор с однослойным остеклением; 4 – селективный плоский коллектор с однослойным остеклением; 5 – стеклянный трубчатый вакуумированный коллектор

Из рис.4.9 следует, что в зависимости от  $f_{СК}$  в  $(\frac{i^{2.0} \tilde{N}}{\hat{A}\hat{\delta}})$  эффективность СК по значению  $h_{СК}$  существенно меняется. При малых значениях  $f_{СК}$  (до  $0,013 \frac{i^{2.0} \tilde{N}}{\hat{A}\hat{\delta}}$ ) максимальный КПД имеет обычный плоский СК без



остекления, обеспечивающий небольшой перепад температур ( $DT \approx 15^{\circ}C$ ). В диапазоне  $f_{СК}$  до  $0,045 \frac{i^{2.0} \tilde{N}}{\hat{A}\delta}$  плоский СК с однослойным остеклением более эффективен, чем с двойным остеклением. Для  $f_{СК}$  более  $0,025 \frac{i^{2.0} \tilde{N}}{\hat{A}\delta}$  наибольшие преимущества имеет вакуумированный стеклянный трубчатый СК. Для летних условий с высокой наружной температурой и большими значениями  $R_{\hat{a}}(t)$  наиболее перспективны для обогрева бассейнов плоские СК без остекления. На рис. 4.9 также показаны перспективные зоны использования плоских СК: зона А ( $f_{СК} \approx 0,03 \frac{i^{2.0} \tilde{N}}{\hat{A}\delta}$ ) – обогрев плавательных бассейнов; зона Б ( $0,03 \frac{i^{2.0} \tilde{N}}{\hat{A}\delta} < f_{СК} \approx 0,08 \frac{i^{2.0} \tilde{N}}{\hat{A}\delta}$ ) – пригодна для горячего водоснабжения; зона В ( $f_{СК} \approx 0,08 \frac{i^{2.0} \tilde{N}}{\hat{A}\delta}$ ) – эффективна для отопления.

Из (4.6) следует, что  $h_{СК}$  сильно зависит от прихода СИ в течение суток и года в целом. Особенно заметна эта зависимость в течение суток с учетом синусоидального закона изменения мощности СИ во времени. Эффективность СК также сильно снижается в холодное время года.

Для сопоставительного анализа энергетических характеристик СК, представленных в табл.4.2, на рис. 4.10 и 4.11 представлены предельные значения  $N_{\Sigma}^{\tilde{N}\hat{E}}$  и  $DT$  при которых  $h_{СК} \approx 0$ , а также значения  $N_{\Sigma}^{\tilde{N}\hat{E}}$  и  $DT$  пяти типов СК при  $h_{СК} = 50\% = const$ . Эти же характеристики в табличном виде представлены ниже в таблицах 4.3 и 4.4, соответственно.

Обычно для горячего водоснабжения требуется  $DT = (20 \div 50)^{\circ}C$ , что и показано на рис.4.10 и 4.11. Из них следует, что для средних условий России с  $N_{\hat{a}}^{СК} \leq (300 \div 500) \text{ Вт/м}^2$  наиболее предпочтительны 4 и 5-ы тип СК и, частично, 2-й и 3-й. На весьма узкий диапазон применения 1-го типа СК указывают и данные рис.4.10.

Таблица 4.3 Предельные значения  $N_{\dot{a}}^{СК}$  и  $DT$ , соответствующие  $h_{СК}^{00\%}$  для пяти типов СК из таблицы 4.2

№	$N_{\dot{a}}^{СК}, \text{Вт/м}^2$				
	200	400	600	800	1000
1	12,7	25,3	38,0	50,7	63,3
2	24,3	48,6	72,9	97,1	121,4
3	30	60	90	120	150
4	45,7	91,4	137,14	182,8	228,5
5	75	150	225	300	375

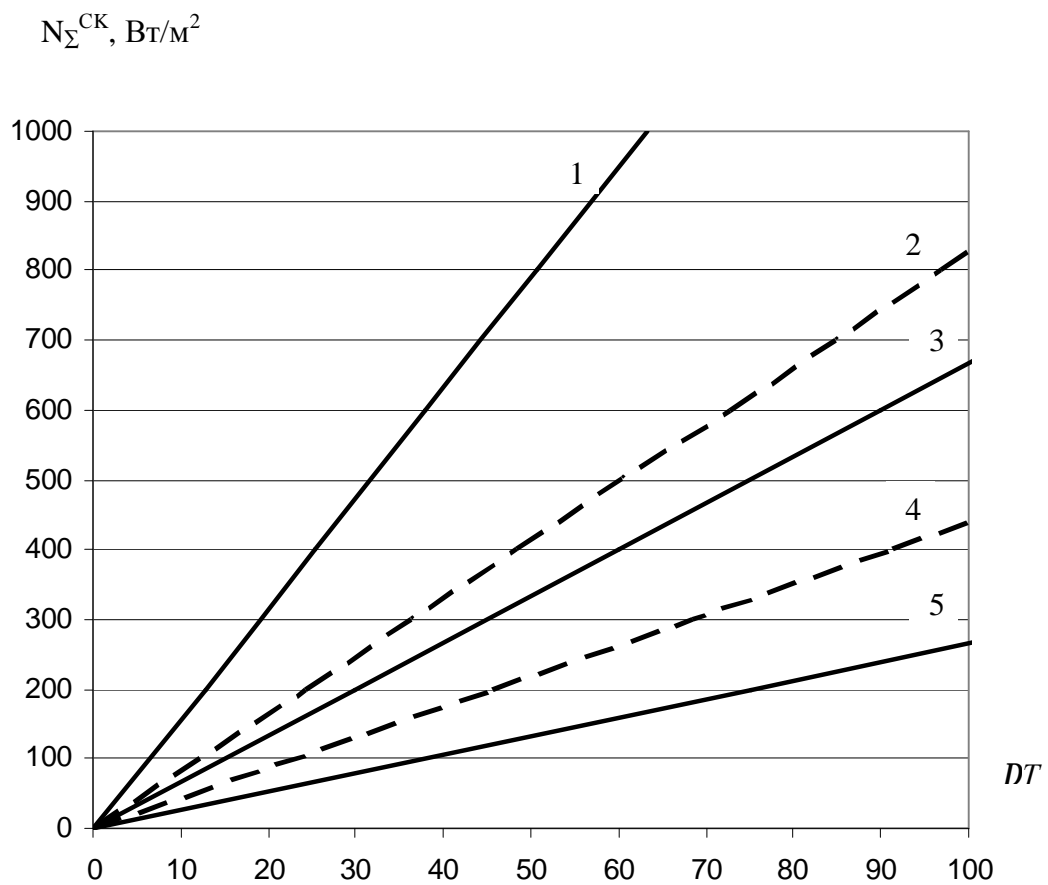


Рисунок 4.10

Таблица 4.4 Предельные значения  $N_a^{СК}$  и  $DT$ , соответствующие  $h_{СК}^{050\%}$  для пяти типов СК из таблицы 4.2

№	$N_a^{СК}, \text{Вт/м}^2$				
	200	400	600	800	1000
1	6	12	18	24	30
2	10	20	30	40	50
3	10	20	30	40	50
4	17,1	34,2	51,4	68,6	85,7
5	25	50	75	100	125

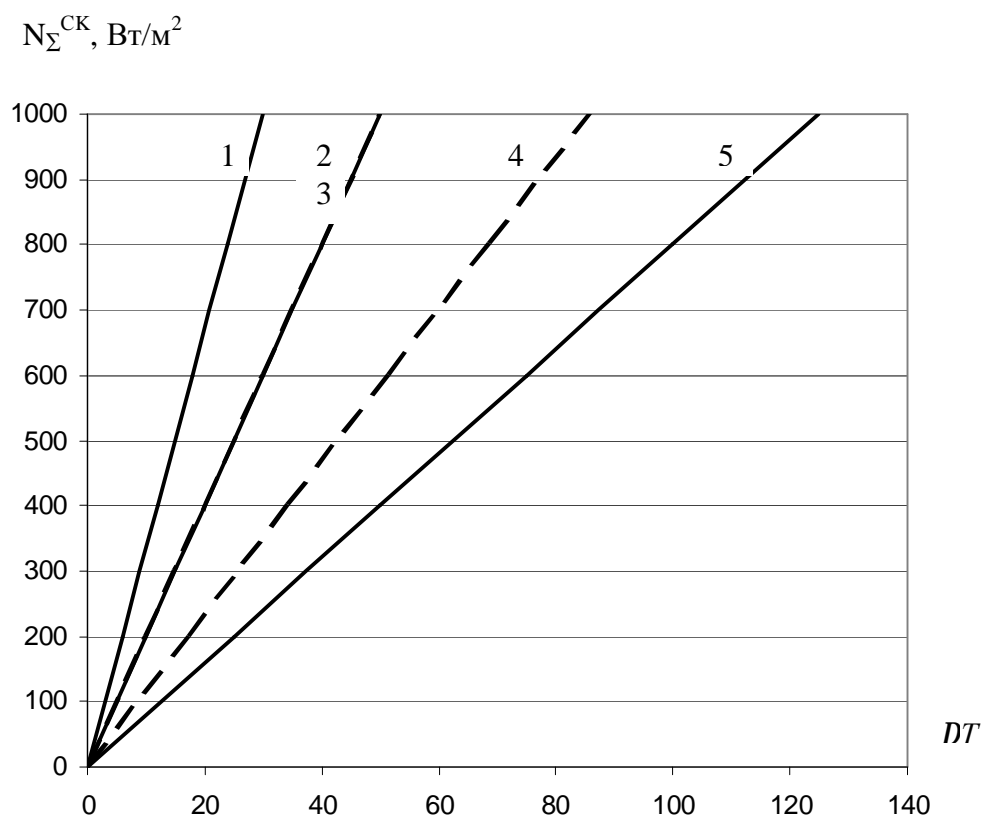


Рисунок 4.11

#### 4.2.2 Солнечные воздушные или водяные отопительные системы зданий и сооружений

Различают две основные воздушные или водяные системы солнечных отопительных систем (СВОС) зданий и сооружений: пассивные и активные. В пассивных СВОС теплота от СИ аккумулируется самими конструкциями зданий и сооружений, а движение воздуха как теплоносителя осуществляется за счет его конвекций без применения принудительной вентиляции воздуха. В активных же СВОС зданий и сооружений помимо усложнения самой конструкции СВОС появляются насосы или вентиляторы для принудительной подачи теплоносителя - воздуха во внутренние помещения зданий и сооружений и систему автоматического контроля и управления всей СВОС. Для наилучшего использования преимуществ двух основных ПСВОС возможна и реализация энергетического комплекса, включающего в себя элементы общих систем.

При этом, естественно, что эффективно подобная СВОС может работать только в специально спроектированных зданиях и сооружениях, имеющих минимум тепловых потерь, а также использующих и высокоэкономические бытовые энергопотребляющие приборы и устройства. Например, высокоэкономичные осветительные приборы с малым потреблением электроэнергии. В противном случае эффективность подобных СВОС будет невелика. Указанное деление СВОС на пассивные и активные весьма условно, так как и в пассивных СВОС могут применяться вентиляторы для принудительной циркуляции воздуха. Эти термины (пассивные и активные СВОС) более характеризуют то, что энергия СИ в пассивных СВОС аккумулируется непосредственно в теплых помещениях, а в активных энергия СИ преобразуется в тепло вне отапливаемых помещений в солнечных коллекторах.

Системы воздушного или водяного отопления обеспечивают температуры, соответственно, до  $30^{\circ}\text{C}$  и  $(30\div 90)^{\circ}\text{C}$ . В целом же,

низкотемпературные системы с аккумуляторами тепла обычно работают в диапазоне от  $30^{\circ}$  до  $100^{\circ}$  С.

Пассивные СВОС (ПВОС) имеют простую технологическую конструкцию, но могут обеспечить до 60 % всей отопительной нагрузки потребителя. Можно выделить два основных типа ПВОС. Системы с прямым (открытым) использованием СИ, поступающего через остекленные поверхности внутрь сооружения, конструкции которого являются непосредственными приемниками СИ и аккумуляторами теплоты. Эти системы наиболее просты, но имеют сильную зависимость теплового режима от прихода СИ во времени (см. рис. 4.12 а).

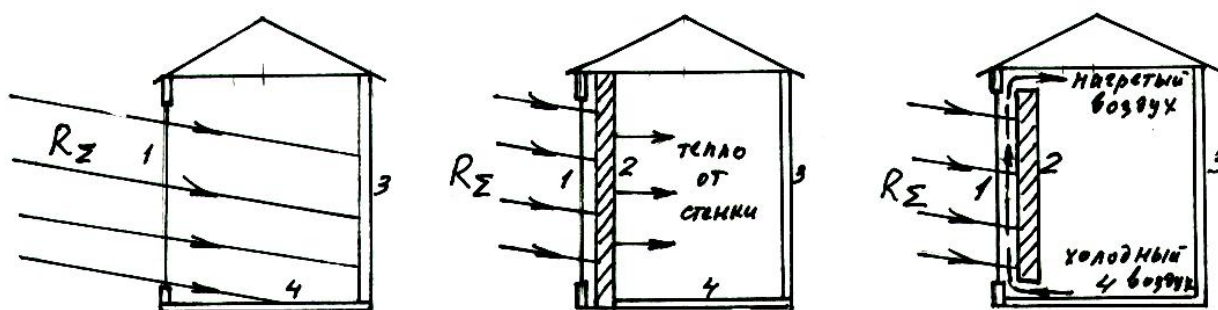


Рисунок 4.12 Пассивные системы отопления зданий: а – с прямым улавливанием СИ через стекла; б – стенка А.Е.Моргана без циркуляции воздуха; в – стенка Тромбла – Митчелла с циркуляцией воздуха; 1 – оконные стекла; 2 – массивные стенки – теплоаккумуляторы; 3 – обычные стены помещений; 4 – половые перекрытия

В закрытых ПСВОС поток СИ нагревает ту или иную конструкцию служащую одновременно мощным аккумулятором теплоты, которая накапливается в них в периоды значительных величин прихода СИ и затем постепенно расходуется во времени, обеспечивая требуемый уровень обогрева сооружения. Например, ПСВОС, предложенная в 1961 г. А.Е.Морганом: днем СИ нагревает массивную стену сооружения, а в

периоды отсутствия СИ аккумулированное тепло нагревает воздух во внутренних помещениях (см. рис. 4.12 б). Значительно более эффективными оказались предложения в виде теплонакопительной стены Tromble-Michel с тепловой циркуляцией воздуха вокруг этой стены, в том числе и принудительной (см. рис. 4.12 в). Для лучшего использования дневного СИ в ПСВОС эффективно использование различных специальных аккумуляторов тепла с разным циклом времени цикла аккумуляции (вплоть до сезонного перераспределения СИ во времени).

Используемые в ПСВОС аккумуляторы по виду физико-химических процессов, протекающих в них можно разделить на следующие три вида:

1. Аккумуляторы емкостного типа, использующие естественную теплоемкость материала-аккумулятора без изменения его физического или агрегатного состояния: вода, природный камень (гравий, галька, водные растворы солей и т.д.). Этот способ наиболее прост технологически и наиболее распространен в ПСВОС. Для водонагревательных энергоустановок и жидкостных систем отопления лучшие показатели имеет вода, а для воздушных отопительных систем – галька, гравий и т.д. Однако последние требуют значительно большего объема и площади по сравнению с водяным аккумулятором (соответственно, в 3 1,6 раза).

Количество теплоты  $\mathcal{E}_{АКИ}$  (кДж), которое можно аккумулировать в подобных системах можно найти по формуле

$$\mathcal{E}_{АКИ} = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1), \quad (4.8)$$

где  $m$ , кг – масса теплового аккумулятора;  $C_p, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$  – удельная изобарная теплоемкость вещества-аккумулятора,  $T_2$  и  $T_1, ^\circ\text{C}$  – среднее значение конечной и начальной температуры аккумулятора. Примеры значений  $C_p$  в порядке их убывания: вода –  $4,19 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$ ; древесина –  $1,55$

$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}}$ ; железобетон –  $1,08 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}}$ ; бетон –  $1,04 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}}$ ; галька –  $0,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}}$ ;  
природный камень, кирпич, сухой песок и сухая земля –  $0,83 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ \text{С}}$ .

2. Аккумуляторы на основе использования фазового перехода вещества (жидкое – твердое), в которых используется теплота плавления (твердения) вещества. Например, парафин, лед, гидраты солей неорганических кислот и т.д.

3. Аккумуляторы энергии, основанные на выделении –поглощении тепла при обратимых химических и фотохимических реакциях.

В качестве примера на рис.4.13 представлен разрез по солнечному дому с прямым улавливанием СИ, конвективным контуром для нагрева воздуха и аккумуляцией теплоты в слое природных камней.

ПСВОС весьма просты в эксплуатации. Однако, учитывая сильную зависимость их эффективности от изменения СИ во времени, в них должны присутствовать некоторые простые устройства для регулирования поступления СИ в сооружение во времени. Например, летом – введение большого козырька крыши. Для летних условий наличие обычных регулирующих заслонок в системах циркуляции воздуха и т.д.

ПСВОС эффективны, как это было сказано ранее только при реализации сооружений с соблюдением в них условий по максимальному использованию СИ и энергосбережению.

В том числе: ориентация двускатной крыши и теплопоглощающих стен по широте (вдоль оси восток-запад); 50-70% всех окон необходимо расположить на южной стене при их двухслойном исполнении (все прочие – трехслойные); строительные конструкции должны иметь современную теплоизоляцию и минимум потерь за счет наружного воздуха; жилые комнаты должны быть с южной стороны здания, все прочие – с северной; должны существовать определенная простая система регуляции поступления СИ в здание (навесы, козырьки, заслонки воздушные и т.д.) и т.д. КПД подобной ПСВОС равна 25-30% для средних условий России. Для Юга- 60%.

Для ПСВОС Tromble-Michel с водяной системой аккумуляции тепла СИ КПД достигает 35%. Если же с южной стороны здания разместить солярий или теплицу, то ПСВОС подобного здания достигает 60-75%, но с одновременным уменьшением количества тепла, поступающего непосредственно в жилые помещения (10-30 % тепла СИ, поступающего на теплицу или солярий).

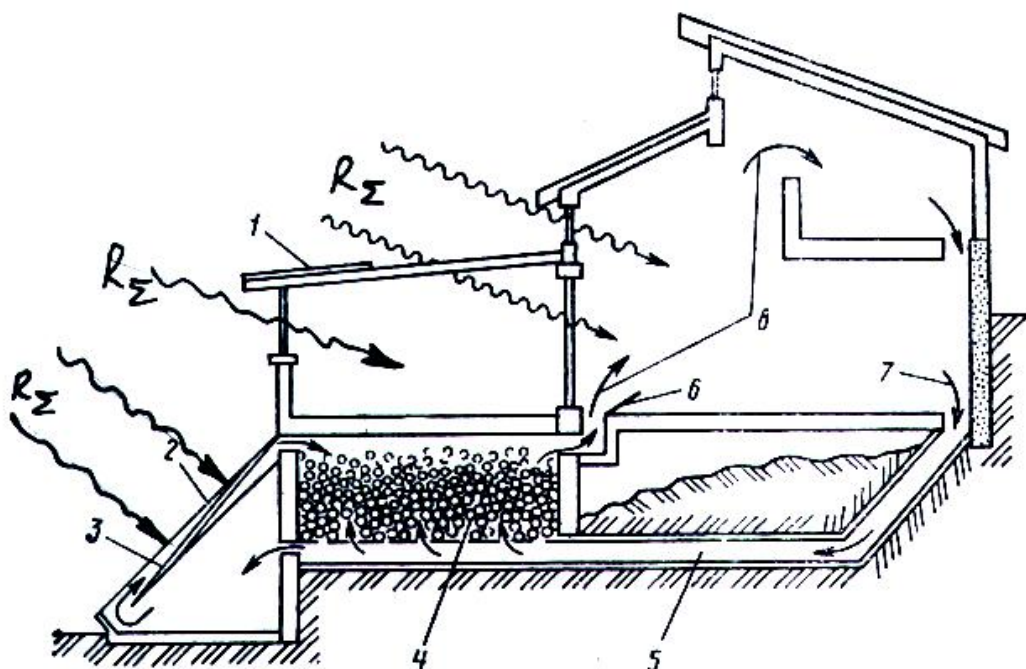


Рисунок 4.13 Солнечный дом с прямым улавливанием солнечной энергии конвективным контуром для нагрева воздуха и аккумуляцией теплоты в слое камней: 1 – солнцезащитное устройство; 2 – воздушный коллектор; 3 – черный металлический лист; 4 – камни; 5 - возврат воздуха; 6 – регулирование потока воздуха; 7 – свежий воздух; 8 – теплый воздух

Активные СВОС (АСВОС), как было сказано выше, значительно сложнее ПСВОС по своему технологическому циклу. АСВОС могут быть реализованы на основе воздушного или водяного (жидкостного) теплоносителя. В качестве жидкостного теплоносителя используются: вода; 40-50% водный раствор пропилен- или этиленгликоля, органические



теплоносители и т.д. При этом, естественно, возникает проблема защиты подобной АСВОС от замерзания зимой и коррозии, что полностью отсутствует в воздушных системах, которые, однако, менее эффективны, чем жидкостные.

Принципиальные технологические схемы АСВОС представлены на рис.4.14. Стоимость АСВОС существенно выше, чем ПСВОС. Для эффективной реализации АСВОС должны выполняться при сооружении здания требования к его конструкции, аналогичные изложенные выше для ПСВОС.

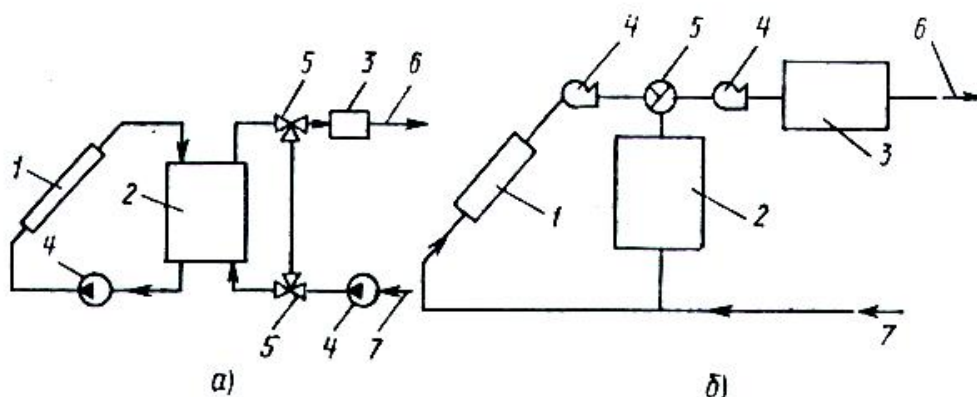


Рисунок 4.14 Принципиальные схемы водяной (а) и воздушной (б) активных схем солнечного отопления: 1 – коллектор солнечной энергии; 2 – аккумулятор теплоты; 3 – дополнительный источник энергии; 4 – насос (вентилятор); 5 – регулирующий клапан; 6 – подача нагретого теплоносителя; 7 – возврат охлажденного теплоносителя

### 4.3 Башенные СЭС и их энергетические особенности

Идея, заложенная в основу технологического цикла башенной СЭС (БСЭС) была предложена более 370 лет назад. Практическая реализация БСЭС начато в 1965 г, и в 80-е годы XX века этот тип СЭУ получил наибольшее развитие в мире ввиду его значительных преимуществ перед другими типами СЭУ в то время (см. табл.4.6)

В основе БСЭС лежит широко известный термодинамический цикл обычно ТЭС, где вместо парового котла, нагреваемого за счет сжигания

органического топлива (газ, нефть, уголь, торф и т.д.) используется аналогичный котел с разными жидкими или парообразными теплоносителями, нагреваемыми за счет тепла СИ (см. рис.4.15 а и б).

Таблица 4.6 БСЭС, построенные в конце XX века в мире

БСЭС	Место расположения	Страна	Пуск в эксплуатацию	N (МВт) электрическая	Теплоноситель
SSPS	Алькерия	Испания	1981 г	0,5	жидкий натрий
EURELIOS	Сицилия	Италия	1981 г	1,0	водяной пар
SUNSHINE	Nio Town	Япония	1981 г	1,0	-
CESA-1	Алькерия	Испания	1983 г	1,0	-
THEMIS	Targasonne	Франция	1982 г	2-2,5	расплав солей
Solar One	Барстоу	США	1982 г	10	водяной пар
Solar Two	-	-	1999 г	10	жидкий натрий
СЭС-5	Крым	СССР	1986 г	5,0	водяной пар

Приемник СИ (котел) размещается высоко над Землей на башне (отсюда и название СЭУ – башенные), на который концентрируется СИ с помощью множества автоматически управляемых зеркальных отражателей (гелиостатов). Иными словами реализуется очень старинная идея Архимеда, жителя г.Сиракузы, с помощью которой был сожжен вражеский флот в порту г.Сиракузы. СИ концентрируется на теплопоглощающей поверхности котла, где образуется пар – теплоноситель, который далее поступает напрямую в паровую турбину или в теплообменники. На одном валу с паровой турбиной размещается ротор генератора, вырабатывающего электрический ток заданного напряжения и частоты.

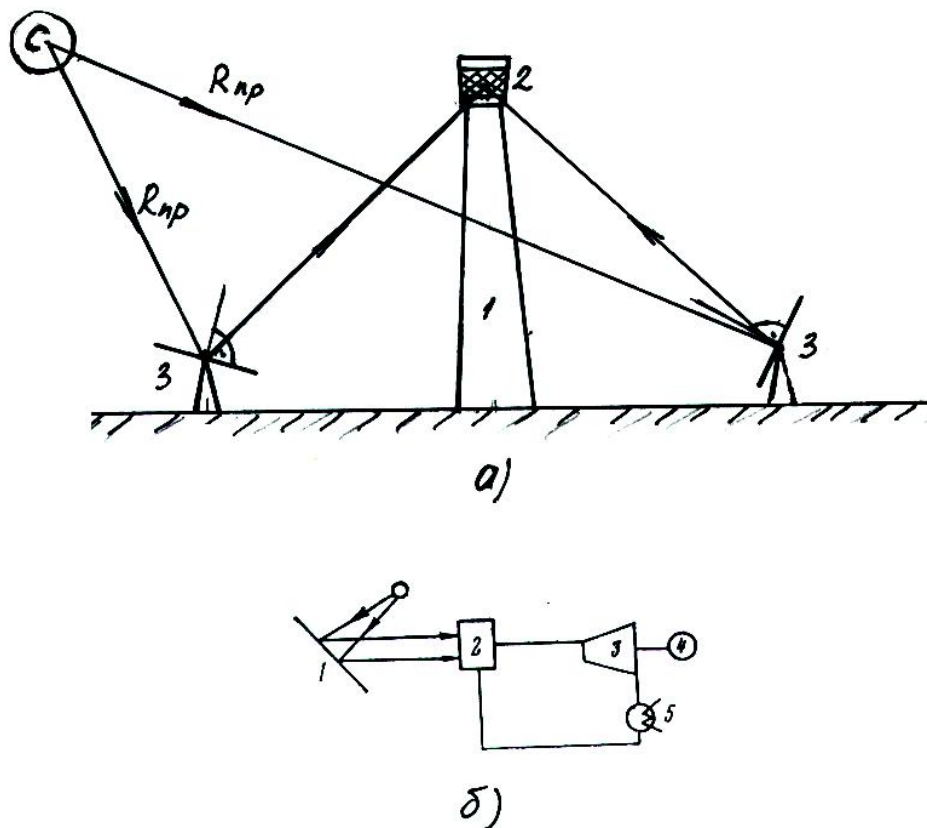


Рисунок 4.15 а) Основные сооружения БСЭС: 1 – башня, 2 – котел-теплоприемник СИ, 3 – гелиостаты; б) Принципиальная схема преобразования солнечной энергии в электрическую: 1 – гелиостаты, 2 – котел, 3 – турбина, 4 – генератор, 5 – конденсатор

Мощность БСЭС во многом определяется высотой башни с котлом – приемником СИ, где собирается солнечная энергия от многочисленных гелиостатов. В этом случае высокая башня исключает эффект взаимного затенения гелиостатов. Для мощности БСЭС в  $50 \div 100$  МВт требуется башня высотой  $200 \div 300$  м с используемой площадью полей гелиостатов в  $2 \div 3$  км<sup>2</sup> (около  $15 \div 25$  тысяч). Для БСЭС мощностью  $150 \div 200$  МВт требуется башня высотой  $350 \div 400$  м, что затруднено реализовать на практике. В связи с этим реальная мощность построенных БСЭС ограничена  $5,0 \div 10,0$  МВт с высотой башни  $70 \div 100$  м. Для БСЭС характерно наличие требования о больших затратах земельной площади для установки многочисленных гелиостатов, требующих индивидуальной АСУ каждым из них во времени для

возможности постоянной концентрации отраженного от гелиостата солнечного луча на котел-теплоприемник на башне.

На острове Сицилия (Италия) с 1981 г работает БСЭС EURELIOS мощностью 1 МВт с башней в 50 м. В теплоприемнике вырабатывается водяной пар с температурой 600<sup>0</sup> С, который напрямую используется в традиционной паровой турбине. Также с 1981 г в Алькерии на юге Испании работает БСЭС мощностью 0,5 МВт, где первичным теплоносителем в башне является жидкий натрий, который через теплообменник передает свое тепло водяному пару и далее традиционной паровой турбине. Натриевый теплоноситель одновременно является здесь и аккумулятором тепла во времени.

С учетом циклического и случайного характера СИ подобные СЭС могут быть только источником дублирующей мощности в энергосистеме и предназначаются для экономии дефицитного органического топлива. Для повышения эффективности работы подобных СЭС в их технологическую схему могут включаться различные накопители энергии, с помощью которых можно перераспределять во времени солнечную энергию, поступающую только во время солнечного сияния в светлое время суток. Для иллюстрации сказанного на рис.4.16 а) и б) представлены две наиболее разработанные БСЭС с аккумуляторами теплоты.

В схеме рис. 4.16 а) аккумулятор тепла напрямую последовательно включен в общую технологическую цепочку преобразования СИ в БСЭС. В схемк же рис 4.16 б) в тепловой аккумулятор отводится только часть нагретого в башне СЭС рабочего тела.

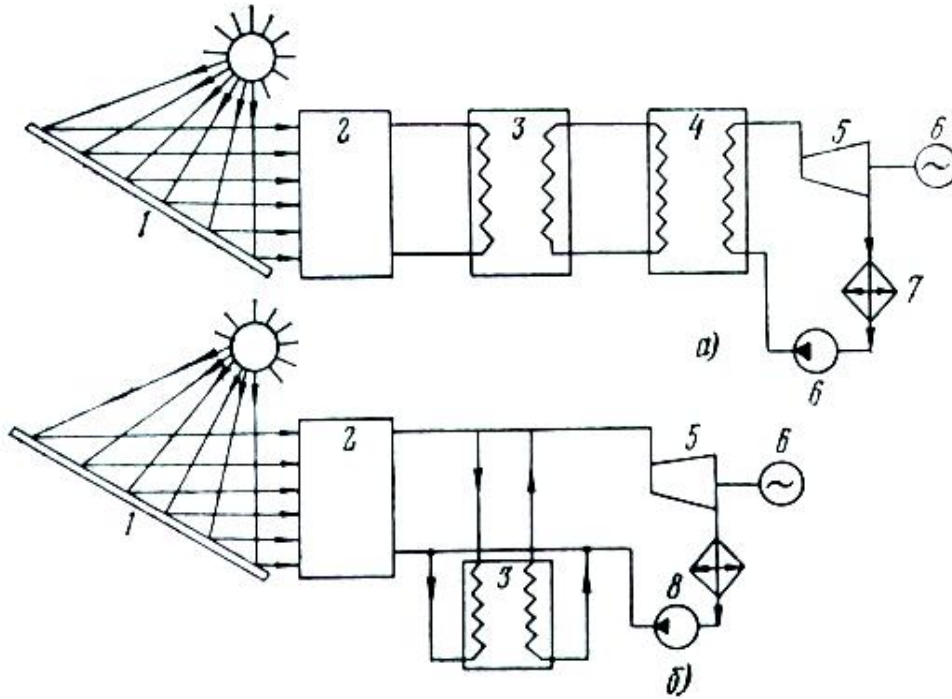


Рисунок 4.16 Упрощенная технологическая схема башенной солнечной электростанции с аккумулятором: 1 – гелиостаты, 2 – приемник (котел), 3 – тепловой аккумулятор, 4 – теплообменник, 5 – паровая турбина, 6 – генератор, 7 – конденсатор, 8 – насос

Полезная тепловая мощность БСЭС  $N_{БСЭС}$  может быть найдена по формуле

$$N_{БСЭС}(t) = R_{\dot{a}}(t) \times F_{Г} \times r_{Г} \times \cos \theta \times K_{зат} \times K_{бл} \times K_{ТП} \times K_{зан} \times r_{к} , \quad (4.9)$$

где  $N_{БСЭС}(t)$ , кВт;  $R_{\dot{a}}(t)$  – приход СИ на 1 м<sup>2</sup> гелиостата в (кВт/м<sup>2</sup>);  $F_{Г}$ , м<sup>2</sup> – площадь гелиостатов;  $\times r_{Г}$ , о.е. – отражательная способность гелиостатов (0,75);  $\cos \theta = 0,75 \div 0,8$  – реальный угол падения СИ на гелиостаты;  $K_{зат}$ , о.е. – коэффициент затенения гелиостатов;  $K_{бл}$ , о.е. – коэффициент блокировки гелиостатов (обычно  $K_{зат} \times K_{бл} = 1$ );  $K_{ТП} = 0,85$  – коэффициент тепловых потерь;  $K_{зан} = 0,95$ , о.е. – коэффициент запыления;  $r_{к} = 0,93 \div 0,95$  о.е. – коэффициент поглощения СИ теплоприемником котла.

Формулу (4.9) можно переписать так, объединяя все виды потерь энергии в  $h_{BCЭС}^{терм}$

$$N_{BCЭС}(t) = R_{\dot{a}}(t) \times F_{Г} \times h_{BCЭС}^{терм}, \quad (4.10)$$

где  $h_{BCЭС}^{терм}$ , о.е. – общий термодинамический КПД БСЭС.

В 1985 г. на Керченском полуострове в п. Щелкино Крымской области бывшего СССР была введена в эксплуатацию первая опытная БСЭС- «СЭС-5» электрической мощностью 5 МВт. Солнечная энергия концентрировалась на центральный приемник в виде открытого цилиндра на башне высотой 89 м и служащего парогенератором. Поверхность нагрева котла – 154 м<sup>2</sup>, что позволяло вырабатывать 28 т в час насыщенного пара с давлением 4 МПа и  $t^0=250^0$  С. Плотность теплового потока СИ – 130 кВт/ м<sup>2</sup>, реализуемого с помощью 1600 плоских зеркальных квадратных гелиостатов площадью 25,5 м<sup>2</sup> каждый, имеющих коэффициент отражения 0,71. Плановое число часов работы этой БСЭС – 1920 ч/год. Отношение общей площади гелиостатов к поверхности котла составило 211. На СЭС-5 планировалось иметь также пароводяной аккумулятор тепла емкостью 500 м<sup>3</sup>.

#### 4.4 Солнечные пруды и их энергетические особенности

В основе принципа действия СЭУ с солнечными прудами или просто солнечных прудов лежит природный эффект, открытый в начале XX века венгерским физиком Кирсинским и заключающийся в следующем. Если в замкнутый водоем или пруд налить несколько слоев жидкости с разной концентрацией солей (концентрация солей минимальная – в верхних слоях, максимальная – в нижних), то при освещении этого пруда СИ нижние слои будут нагреваться значительно до более высокой температуры, чем верхние. В зависимости от конструктивных особенностей солнечного пруда и состава раствора солей, в нижних слоях солнечного пруда можно получить горячую жидкость с температурой 60-90<sup>0</sup> С и даже выше.

Тем самым в солнечном пруде по вертикали образуется значительный температурный градиент, энергетическое использование которого уже давно

хорошо отработано человечеством в обычных теплоэлектростанциях (см. рис. 4.17). Горячая жидкость из нижних слоев насосом подается в теплообменник и используется далее для испарения рабочего энергетического тела с низкой температурой кипения (аммиак, пропан, фреон и т.д.).

Образующийся в теплообменнике пар – приводит в движение паровую турбину, сидящую на одном валу с турбогенератором. Отработанный пар далее охлаждается в конденсаторе за счет использования жидкости с поверхностных слоев солнечного пруда с относительно более низкими температурами, чем нижние слои.

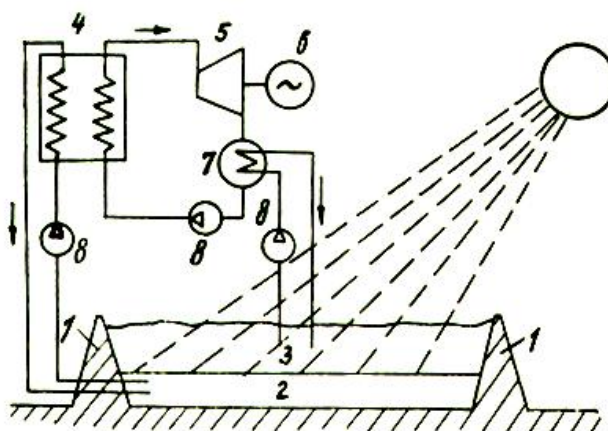


Рисунок 4.17 Солнечная электростанция с прудом:

- 1- дамбы; 2 – горячая вода с высокой концентрацией соли;
- 3 – охлажденная вода; 4 – теплообменник; 5 – турбина; 6 – генератор;
- 7 – конденсатор; 8 - насосы

Растворы солей в разных слоях жидкости в солнечном пруде должны быть подобраны так, чтобы избежать естественной конвекции. Сегодня даже существуют растворы, плотность которых может даже возрастать при их нагревании, что делает работу солнечных прудов весьма стабильными. Послойное заполнение солнечного пруда представляет собой достаточно

длительную процедуру. Ввиду наличия в солнечном пруде весьма агрессивной соленой среды, возникает проблема защиты окружающей среды от попадания в нее (в почву) вредных веществ (проблема изоляции солнечного пруда от поверхностных слоев почвы). Требуется также наличие источника жидкости для восполнения испарения ее из верхних слоев и защита последних от загрязнения.

В то же время подобные СЭУ имеют и неоспоримые достоинства. Например, по сравнению с БСЭС они требуют меньших затрат конструкционных материалов на единицу используемой площади. Благодаря наличию значительного объема нагретой воды солнечные пруды могут служить аккумуляторами теплоты с разным циклом аккумуляции. Накопленное при этом тепло можно использовать не только для получения электроэнергии, но и для теплоснабжения зданий и сооружений. В частности, солнечный пруд общей глубиной в два метра способен обеспечить непрерывную работу СЭУ на срок до одной недели даже при полном отсутствии СИ при наличии соответствующем объема жидкости в солнечном пруде. При увеличении объема солнечного пруда можно получить цикл тепловой аккумуляции вплоть до сезонного регулирования. Например, интенсивное накопление избытков СИ летом, аккумулируется и хранение полученного тепла до холодных сезонов года с целью использования его для отопления зданий и сооружений.

Исследованиями эффективности солнечных прудов занимаются во многих странах мира: Индия, Италия, Израиль, США, Япония и т.д. Интенсивные исследования солнечных прудов начаты в Израиле еще в 60-х годах XX века. С 1979 г здесь на берегу Мертвого моря в Эйн-Бореке работает солнечный пруд площадью 7400 м<sup>2</sup> электрической мощностью 150 кВт при стоимости 1 кВт.ч в 10 центов, что вполне сопоставимо с экономическими показателями традиционных электростанций.



## 4.5 Нетрадиционные технологии прямого преобразования солнечной энергии в электрическую

### 4.5.1 Термоэлектронные (термоионные) генераторы (ТЭГ)

В основу работы термоэлектронного (термоионного) генератора или ТЭГ положен физический эффект, обнаруженный в 1883 г Эдисоном и названный им термоэлектронной или термоионной эмиссией. Суть его поясняет рис. 4.18.

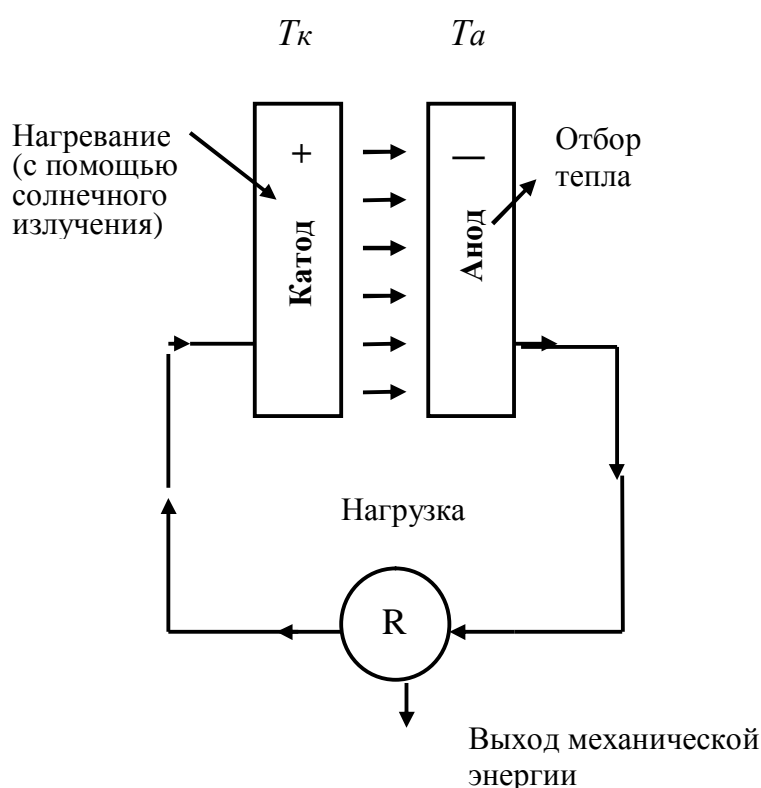


Рисунок 4.18 Термоионный генератор

Пусть рядом друг с другом находятся два металлических элемента, один из которых называется катодом, а другой – анодом. При прямом нагревании катода, например за счет СИ, до значительно высокой температуры ( $500^0$ - $2500^0$  К) часть электронов катода получает энергию, при которой они могут покинуть поверхность катода и попасть на близко расположенную металлическую поверхность – анод (т.е. эмитировать катод) при условии, что оба указанных электрода соединены внешней токопроводящей цепью. Если

последней не будет, то рост избыточного отрицательного заряда электронов на поверхности анода будет препятствовать движению к нему эмитируемых электронов. Соединив анод и катод в ТЭК токопроводящей цепью с полезной нагрузкой можно заставить совершать на нагрузке ту или иную работу за счет прохождения через нее электрического тока. Для иллюстрации сказанного в таблице 4.6 приведена плотность тока в ТЭК при различных температурах нагрева катода от СИ.

КПД подобной СЭУ сегодня не превышает 10-15 % по следующим причинам. Для нормальной работы ТЭГ требуются значительные температуры нагрева катода (см. табл. 4.6). При этом, естественно, возникают неизбежные тепловые потери, с одной стороны. С другой стороны, нагреваться будет и анод, который также начнет эмитировать электроны, тем самым уменьшая электрический ток во внешней цепи на нагрузке. Для избежания этого требуются значительные затраты энергии ТЭГ на его охлаждение.

Таблица 4.6 Плотность тока в  $A/m^2$  для ТЭГ из разных материалов

Материал ТЭГ	Температура, $^{\circ}K$				
	500	1000	1500	2000	2500
Вольфрам (W) без цезиевого покрытия	-	-	0.1	25	$6,5 \cdot 10^3$
Вольфрам с цезиевым покрытием (CsW)	-	100	$6,5 \cdot 10^6$	$4 \cdot 10^7$	-
Окись серебра с цезием	25	$10^7$	-	-	-

#### 4.5.2 Термопары или термоэлектрический генератор (ТЭЛГ)

В основу принципа действия ТЭЛГ положено физическое явление, открытое Вольта в последнем десятилетии XVIII века – возникновении контактной разности потенциалов при соприкосновении двух разнородных проводников.

Одной из фундаментальных работ в этой области физики, положившей начало исследованиям в области термоэлектричества, явилась статья немецкого ученого Зеебека "К вопросу о магнитной поляризации некоторых металлов и руд, возникающий в условиях разности температур", опубликованной в докладах Прусской академии наук в 1822 г.

Суть физического явления, наблюдавшегося Зеебеком в процессе его опытов и вошедшего далее в физику под термином "эффект Зеебека" заключалась в следующем. Если взять два спаи из двух разнородных металлических материалов и обеспечить им разный температурный режим и соединить между собой эти спаи токопроводящей цепью, то магнитная стрелка около этой цепи будет поворачиваться на некоторый угол, пропорциональный электрическому току, который возникает в такой цепи, т.е вести себя так, как в присутствии некоторого магнитного поля.

Указанные выше спаи в ТЭЛГ обычно принято соединять последовательно из-за малой величины разности потенциалов на каждую пару проводников на единицу разности температур. Обычно указанная реальная разность температур в 500 °К обеспечивает в ТЭЛГ выходное напряжение не более 0,2 В.

Для иллюстрации сказанного в таблице 4.7 приведены значения разности потенциалов или ЭДС пары спаев различных материалов (металлы и полупроводники) или термоэлектрические ряды Юсти (1948 г) и Мейснера (1955 г.), являющиеся и сегодня основой для расчетов ТЭЛГ.

Полезная мощность в ТЭЛГ (N) может быть найдена по формуле:

$$N=S \cdot (T_1-T_2) \cdot I - I^2 \cdot R , \quad (4.11)$$

где  $S$  – коэффициент Зеебека ( $\text{мкВ}/^\circ\text{К}$ ),  $(T_1-T_2)$  – разность температур двух спаев,  $I$ , А – электрический ток в цепи,  $R$ , Ом – общее сопротивление элементов, зависящее от удельного сопротивления материалов, размеров и формы спаев. В целом правая часть (4.11) включает в себя две составляющих – подведенная мощность к ТЭЛГ, т.е.  $S \cdot (T_1-T_2) \cdot I$  и неизбежные потери в цепи с сопротивлением  $R$ , Ом и током  $I$ , А.

Для заданных параметров ТЭЛГ его КПД зависит только от величины тока  $I$ . Было установлено в экспериментах, что с уменьшением тока КПД вначале растет, а затем падает. Максимальное же значение КПД ТЭЛГ зависит от так называемой добротности используемого проводника. Для металлов добротность мала, поэтому для изготовления ТЭЛГ обычно используют легированные полупроводники (см. табл.4.7), для которых добротность при определенных температурах не превышает 0,0005 на  $1^\circ\text{К}$ .

Таблица 4.7 Термоэлектрические ряды – величины термо-ЭДС в  $\text{мкВ}/^\circ\text{К}$  для разных материалов спаев

Ряд Юсти (1948 г)		Ряд Мейснера (1955 г)			
Металлы		Металлы		Полупроводники	
Материал	$\text{мкВ}/^\circ\text{К}$	Материал	$\text{мкВ}/^\circ\text{К}$	Материал	$\text{мкВ}/^\circ\text{К}$
Bi	80	Bi	70	MnS	770
Co	21	Mi	18	ZnO	714
Ni	20	Co	18,5	CuO	696
K	14	K	12	Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	500
Pd	8	Pd	6	FeS <sub>2</sub>	430
Na	7	Pb	0,1	MoS	200
Pt	5	Sn	0,1	CuO	139
Hg	5	Rh	2,5	CdO	41
C	3,5	Zn	2,9	CuS	7
Al	1,5	Mo	5,9	FeS	26
Rh	1	Fe	16	CdO	30
Zn	1,5	Sb	35	NiO	240
Ag	1,5	Te	400	Mn <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	385
An	1,5	Se	1000	Cu <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	474
Cu	2	-	-	CuO	1120
W	2,5	-	-	-	-
Fe	12,5	-	-	-	-

Sb	42	-	-	-	-
Si	44	-	-	-	-
Te	49	-	-	-	-

Даже в этом случае при температуре нагревателя от СИ в 1000 °К охладителя - в 300 °К общей КПД ТЭЛГ не превышает 7%. Получение подобных высоких температур от СИ реально возможно только за счет использования концентраторов СИ. В настоящее время продолжаются интенсивные поиски новых материалов для ТЭЛГ с целью повышения его КПД. В частности, при повышении его добротности в 10 раз с 0,0005 до 0,005 на 1 °К в диапазоне температур от 300 до 1000 °К КПД ТЭЛГ может увеличиться с 7% до 31%, что уже позволяет судить о перспективности подобных СЭУ.

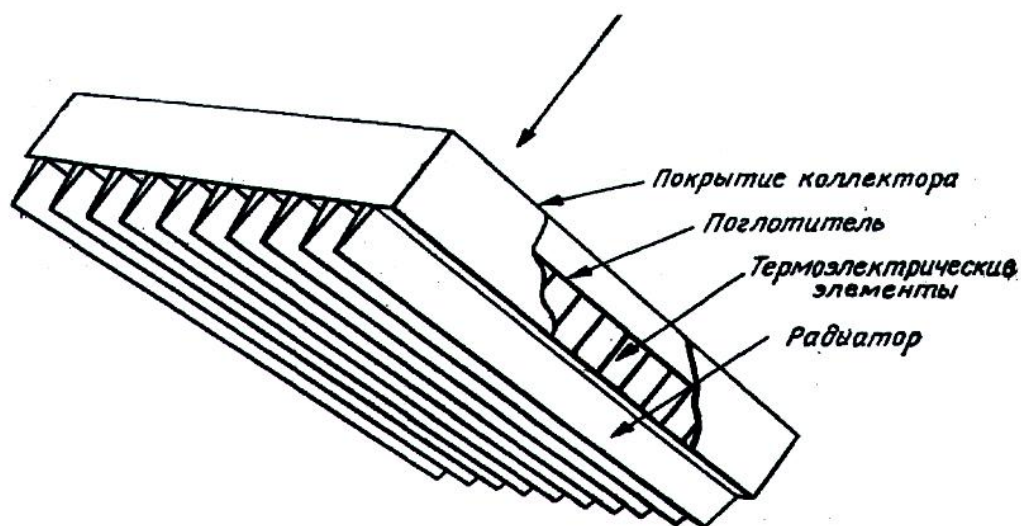


Рисунок 4.19 Термоэлектрический генератор с плоским коллектором

Повышение добротности проводника в ТЭЛГ могут повысить и эффективность комбинированных систем с разными СЭУ. Например, широко распространенного плоского СК и ТЭЛГ (см. рис.4.19). Максимальная температура при этом ниже, но для достаточно узкого диапазона температур

можно подобрать такую пару термоэлектрических генераторов, которые обеспечат достаточно высокую добротность. Так при температуре в 400 °К и добротности в 0,002 на 1 °К общий КПД такой системы составит около 3,5%. Однако, если учесть, что получение подобной температуры в СК не связано с применением сложных концентраторов и следящих устройств за СИ, то подобная комбинированная СЭУ становится вполне приемлемой, в особенности для систем энергоснабжения (тепло- и электроэнергия) автономных потребителей.

#### 4.5.3 Химические СЭС

Химические СЭС, т.е. СЭС, работающие на основе улавливания и накопления фотосинтеза растений. Пока эффективность этого раздела солнечной энергетики невелика. Ежегодно в мире около 160 млрд. тонн сухой органической массы сжигается для получения энергии. Для повышения КПД этого процесса нужно увеличивать площадь специальных посевов для получения от них энергии. Подобные опыты имеют место в США. Кукуруза (однолетка) как энергетическое топливо сегодня почти равна стоимости ископаемого топлива. Специальный многолетний хвойный лес с плотностью посадки 6000 деревьев на 1 акр=0,4 га можно сводить на топливо 1 раз в 12 лет. Стоимость его почти в 2 раза выше, чем у кукурузы. Однако многолетние посадки имеют и преимущества перед однолетними. "Урожай" с них можно собирать в течение всего года в соответствии с энергетическими потребностями. При этом не возникает проблем с хранением сезонного урожая однолетних культур. Исследуются и посадки быстрорастущих лиственных деревьев, которые после их вырубki снова дают новые поросли от корней и не требуют ежегодных посадок.

В качестве эксперимента на заброшенных пахотных землях в Центральной Пенсильвании (США) выращиваются быстро растущие тополя с плотностью посадок в 3700 деревьев на 1 акр. Подобные "энергетические" посадки дают возможность получать от них энергию значительно дешевле нефти и немного дешевле угля.

При этом КПД такого производства равно 0,6%. В целом, для получения 400 МВт нужны 30000 акров площадей или 12000 га (т.е. 120 км<sup>2</sup>) посадок деревьев, что вполне приемлемо по современным условиям.

#### 4.6 Концентраторы солнечного излучения и их энергетические особенности

Как было сказано выше, солнечная энергия на Земле характеризуется рассеянностью по площади, что требует значительных площадей для получения необходимой мощности СЭС. С другой стороны, как было сказано, в параграфе 4.5 ряд технологий в солнечной энергетике требует получения от СИ в СЭУ достаточно высоких температур (до 500 – 2000 °С и выше). То же самое можно отметить даже в простейших СЭУ. Например, в солнечных печах или солнечных плавильных установках. Наконец, как еще будет сказано ниже в главе 5, касающейся энергетических особенностей СФЭУ, эффективность подобных СЭУ существенно зависит от интенсивности СИ, приходящегося на приемную площадку с фотоэлементами.

Решение указанных выше проблем в некоторой мере может быть реализовано за счет применения различных концентраторов СИ.

В качестве примера на рис. 4.20 представлены некоторые возможные типы коллекторов СИ, используемые сегодня в солнечной энергетике.

На рис.4.20 представлена расчетная схема концентрации СИ с помощью простой прозрачной двояковыпуклой линзы площадью  $F_1$ .

С помощью этой линзы поток СИ с площади  $F_1$  концентрируется на приемнике СИ площадью  $F_2 < F_1$ . В этом случае коэффициент концентрации СИ или  $K_k$  будет равен:

$$K_k = F_2 / F_1. \quad (4.12)$$

Для круглых линз площадью  $F_1$  и круглых приемников площадью  $F_2$  коэффициент  $K_k$  будет равен отношению квадратов радиусов, т.е.

$$K_k = (r_1/r_2)^2. \quad (4.13)$$

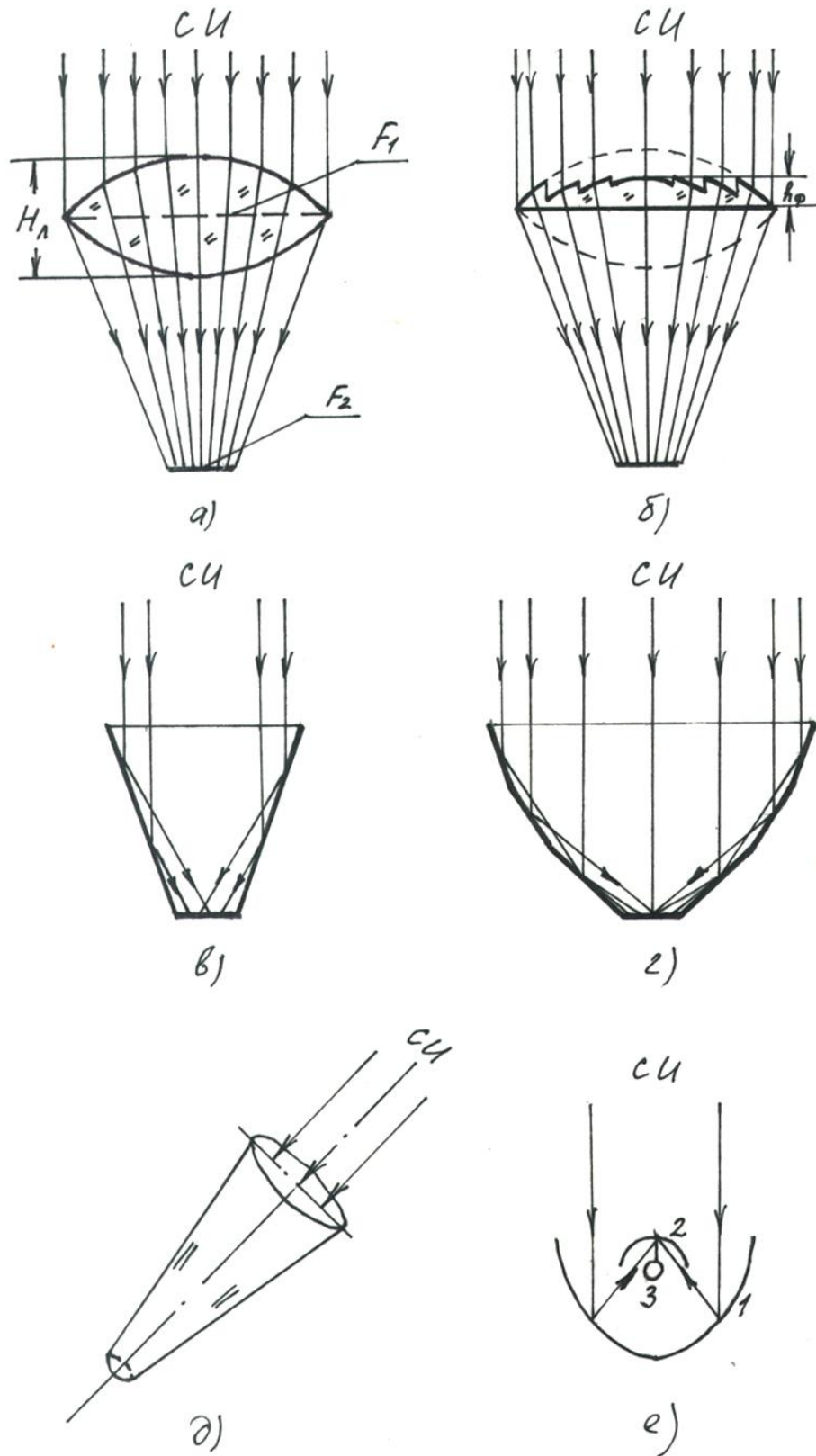


Рисунок 4.20 Концентраторы СИ



Для получения больших значений  $K_k$  требуются линзы значительной толщины, что технологически трудно реализуемо на практике при их массовом использовании. Эту проблему сегодня успешно решают так называемые плоские линзы Френеля (см. рис.4.20 б), которые представляют собой набор концентрических поверхностей, каждая из которых параллельна аналогичной поверхности толстой простой линзы, при существенно меньшей толщине. При этом материалом линз Френеля с успехом могут служить и легкие полимерные дешевые материалы.

На рис. 4.20 в) и г) показаны так называемые одно- или многосекционные отражательные плоские поверхности СИ, называемые Фоклинами. Эти концентраторы СИ относительно дешевы и просты в изготовлении.

На рис. 4.20 д) представлены конусообразные концентраторы СИ, для которых требуется постоянная ориентация их на Солнце.

Наконец, на рис. 4.20 е) представлены так называемые параболические или параболо-цилиндрические концентраторы СИ, которые сегодня достаточно широко используются в мире для получения высоких температур применяемого в них нагреваемого рабочего тела (например, жидкий кремний с температурой не более 400 °С). В таких концентраторах СИ отражается от параболического концентратора 1 и попадает на цилиндрический концентратор 2, а от него - на поглотитель тепла с рабочим телом -3. Большим преимуществом подобных концентраторов являются относительно малые значения отношения площади отражателя к площади приемника СИ (не более 4-6). В то же время для БСЭС это соответствие находится в пределах сотен и даже тысяч единиц, что означает потребность в гораздо больших площадях Земли для получения требующихся мощностей.

СЭС на основе параболо-цилиндрических концентраторов получили сегодня достаточное распространение в мире. Максимальная по мощности СЭС подобного типа (190 МВт) построена в США в Калифорнии компанией

"Luis-Ingeneering. Рабочее тело здесь жидкий кремний с  $t=400$  °С. Второй пароводяной контур – насыщенный пар, нагретый до  $540$  °С. Подобными СЭС занимаются сегодня Индия, Израиль, Саудовская Аравия и другие.

#### 4.7 Космические солнечные электростанции и их энергетические особенности

Отмеченное выше непостоянство солнечной радиации и сравнительно небольшая ее интенсивность, приходящаяся на единицу земной поверхности, приводят к тому, что строительство наземных СЭС требует затраты больших площадей для размещения на ней поля гелиостатов (или пруда), аккумулятора и других сооружений.

В связи с этим высказываются многочисленные идеи использовать для СЭС спутники. Суть этих идей заключается в том, что спутник особой конструкции запускается на геостационарную (геосинхронную) орбиту (примерно  $35$  тыс. км), где он вращается синхронно с планетой и как бы висит над определенной точкой земной поверхности. В этих условиях спутник более  $99\%$  времени будет освещаться солнцем и при этом плотность потока энергии составляет  $1,4$  кВт/м<sup>2</sup>, т. е. в  $5—7$  раз больше, чем в среднем на поверхности Земли. Сконцентрированная на спутнике солнечная энергия после преобразования в электрическую через специальную антенну узким пучком в микроволновом диапазоне электромагнитного излучения с частотой  $2,4—2,5$  ГГц (длина волны  $10-12$  см) без каких-либо атмосферных помех передается на Землю. На Земле излучение принимается на соответствующую антенну, и после преобразования в переменный ток промышленной частоты поступает в энергосистему или непосредственно потребителям. В этом суть космической солнечной электростанции (КСЭС).

Процесс преобразования солнечной энергии в электрическую может быть при этом осуществлен двумя основными путями. Первый из них основан на использовании любых полупроводниковых фотоэлектрических преобразователей. Однако в известных проектах КСЭС предполагается

использовать лишь два типа фотопреобразователей — на основе кремния и арсенида галлия. Каждый из них имеет свои достоинства и недостатки. Расчеты показывают, что, используя, такие преобразователи для создания КСЭС мощностью 500 МВт, общая масса в обоих случаях составит примерно 8000 т, а вместе с несущими каркасами, концентраторами, проводниками и другой аппаратурой более 12 000 т. И если этот показатель для КСЭС с обоими типами преобразователей одинаков, то следует отметить, что кремниевые преобразователи пока еще очень дороги, так как монокристаллы высокой чистоты выращивать чрезвычайно трудно, а галлиевые преобразователи хотя и имеют более высокие значения КПД и ряд других более высоких качеств, чем кремниевые, однако существенным препятствием на пути их применения является ограниченность запасов галлия, сложность и высокая стоимость его добычи и переработки. Расчетный срок службы таких КСЭС определяется в 30—35 лет.

Второй способ преобразования для КСЭС солнечной энергии в электрическую принципиально может быть осуществлен на основе любых известных преобразователей тепловой энергии—машинных (газо- и паротурбинных), прямых (термоэмиссионных, термоэлектрических, МГД) и ряда других устройств. Однако наибольшее распространение в разработанных проектах нашли системы на базе газо- и паротурбинных преобразователей замкнутого типа, работающих по циклам Брайтона и Ренкина.

Основными достоинствами этих преобразователей являются значительно более высокий, чем у фотопреобразователей КПД (до 40% против 14—16%), хорошо освоенная технология производства мощных турбин и генераторов, наличие развитой промышленной базы и ряд других технических и экономических качеств.

Сопоставляя газотурбинные и паротурбинные преобразователи, отметим, что первые имеют более низкий КПД, чем вторые. Поэтому для получения одинакового КПД газотурбинные преобразователи должны иметь

большой перепад температур в цикле Брайтона и соответственно большие размеры тепловыделяющей поверхности холодильника—излучателя. Важным преимуществом газотурбинных преобразователей являются однофазность рабочих тел (инертные газы), отсутствие агрессивности их к конструкционным материалам, легкость запуска и регулирования. Все это привело к тому, что пока использование в проектах КСЭС газотурбинных преобразователей находит большое распространение.

В этом случае процесс преобразования солнечной энергии в электрическую будет сводиться к следующему. Так же, как и в обычных СЭС башенного типа, концентраторы (обычно в форме параболоида вращения) собирают солнечный свет и после многократного его усиления направляют на теплоприемник. В качестве рабочего тела используется какой-либо инертный газ (например аргон), который, будучи нагретым до 1000—1300 К, поступает в турбину и вращает ее вал вместе с ротором генератора. Отработавший в турбине газ охлаждается в рекуператоре и радиаторе и компрессором, расположенным на одном валу с турбиной, вновь подается в теплообменник. Общий КПД всей установки составляет при этом примерно 18%. Известен проект такой КСЭС, состоящий из 16 блоков турбогенераторов мощностью 500 МВт каждый. Удельная масса, т. е. масса, приходящаяся на 1 кВт установленной мощности, в этой схеме составляет 2 кг/кВт, что по крайней мере вдвое меньше, чем у современных солнечных батарей.

Однако преобразование солнечной энергии в электрическую с использованием космической ТЭС имеет ряд существенных недостатков. Во-первых, наличие вращающихся узлов и деталей снижает эксплуатационную надежность установки, что в условиях космоса имеет большое значение. Этот недостаток, правда, можно избежать, если вместо вращающихся турбин использовать МГД-генераторы. Низкие температуры космоса упрощают при этом применение сверхпроводящих обмоток магнитов, а почти абсолютный вакуум облегчает задачу герметизации. Во-

вторых, изготовление огромного концентратора, имеющего форму параболоида вращения, в условиях космоса представляет большие трудности.

Какой из указанных двух методов преобразования солнечной энергии в электрическую является предпочтительнее, сейчас сказать нельзя. Необходимо дальнейшее совершенствование того и другого, в частности, совершенствование технологии производства батарей и их конструкций.

Принципиально можно избежать стадию превращения солнечной энергии в электрическую. В этом случае прибегают к прямому преобразованию солнечной энергии в энергию монохроматического излучения (излучение одной определенной частоты) с последующей аналогичной передачей ее на Землю. Однако этот способ пока еще слабо проработан в проектной практике в конструктивно-технологическом отношении.

Особой проблемой является передача выработанной в космосе электроэнергии на Землю. Достоинством передачи энергии СВЧ-излучением является освоенность элементной базы, а также практически отсутствие потери при прохождении микроволнового излучения через атмосферу.

Для того чтобы выработанную в космосе электроэнергию преобразовать в СВЧ-излучение, предлагается использовать либо усилители со скрещенными полями — амплитроны, либо устройства на линейных пучках — клистроны, а, может быть, удастся использовать электронные приборы, непосредственно преобразующие солнечное излучение в СВЧ-мощность. При этом относительно большая длина волны СВЧ-излучения (10—12 см) влечет за собой и большую расходимость пучка, что потребует создания наземных антенн (их называют ректеннами) с большой площадью.

Расчеты показывают, что для передачи мощности 5000 МВт передающая антенна должна иметь диаметр около 1 км. Размеры ректенны зависят от места ее размещения (широты), и на экваторе это будет круг диаметром до 12 км. Ректенна должна не только принимать СВЧ-излучение, но и с помощью миллиона диодных элементов преобразовывать его в

постоянный ток, который в свою очередь при надобности преобразовывается обычным способом в переменный. Площадь ректенны достигает при этом 250—270 км<sup>2</sup>. Изъятие ее из активного пользования может быть в определенных случаях недопустимым. Во избежание этого предлагается решетку антенны несколько приподнять над поверхностью, что позволит проникать солнечному свету и осадкам при сохранении ее поглощающей способности.

Несколько лет тому назад в зарубежной печати было высказано предложение использовать для передачи энергии лазерный луч. В этом случае приемопередающие устройства будут иметь диаметр всего несколько десятков метров. Однако в использовании этого метода имеется один существенный недостаток. Дело в том, что диапазоны частот, в которых работают мощные лазеры с высоким КПД, не совпадают с теми, которые позволяют обеспечить эффективное обратное преобразование световой энергии в электрическую, что значительно снижает эффективность такого рода КЭС. Кроме того, интенсивность лазерного излучения в значительной мере зависит от состояния атмосферы (например, чем сильнее облачность, тем сильнее ослабляется лазерное излучение).

Что касается экономической целесообразности сооружения КЭС, то высказываются предположения, что она может быть обеспечена лишь в том случае, когда будет приобретен определенный опыт в их строительстве и когда современная цена 1 кВт·ч электроэнергии будет значительно выше (по исследованиям в США не менее, чем в 2 раза).

Много неясностей имеется в экологических вопросах. Высказываются, например, опасения о возможности изменения скорости движения) от воздействия на них СВЧ-пучка. В случае, если это произойдет, то не только изменятся условия прохождения самого пучка, но и изменятся условия распространения радиоволн, что приведет к возникновению помех в радиосвязи.

СВЧ-излучение, особенно его высокочастотная составляющая, довольно сильно поглощаются молекулами воды и кислорода и может вызвать локальный нагрев воздуха.

Кажется бесспорным, что СВЧ-излучение не будет представлять никакой опасности для пассажиров воздушного транспорта, поскольку корпус летательных аппаратов служит надежной защитой от воздействия СВЧ. Однако СВЧ-излучение будет, несомненно, оказывать влияние на работу электронной аппаратуры (бортовые ЭВМ, навигационное оборудование и т. п.), что может привести к весьма нежелательным последствиям.

Что касается воздействия СВЧ-излучения на незащищенные живые организмы, попавшие в зону его воздействия, то здесь специалисты утверждают, что такая опасность может быть, особенно для организмов, попавших в центральную часть пучка. Однако конкретные формы опасности и степень ее проявления еще нуждаются в дальнейших исследованиях.

Итак, создание КСЭС — задача сложная, охватывающая многие области науки и техники, экономические и социально-политические аспекты общества, требующая международного сотрудничества. Но вместе с тем освоение космоса в энергетических целях — задача весьма перспективная.

Американские специалисты считают, что для условий США разработка, сооружение и эксплуатация КСЭС окупятся, если к 2014 г. будут функционировать не менее 60 электростанций мощностью 5000 МВт каждая.

#### 4.8 Контрольные вопросы по четвертой главе

1. Классификация СЭУ по виду преобразования и использования СИ.
2. Классификация СЭУ по месту размещения на Земле.
3. Классификация СЭУ по стационарности и виду ориентации на Солнце.
4. Классификация СЭУ по технической сложности.
5. Краткая история технического использования СИ в мире.
6. Солнечные водонагревательные установки и их энергетические характеристики.

7. Солнечные коллекторы и их энергетические характеристики.
8. Структурные схемы СК с пассивной и активной системой циркуляции рабочей жидкости.
9. КПД СК и его особенности.
10. Энергетические характеристики СК и их особенности.
11. Предельные значения  $N_{\Sigma}^{СК}$  и  $DT$  для  $h_{СК} = 0\%$  и  $50\%$ .
12. Солнечные воздушные и водяные отопительные системы зданий и сооружений и их особенности.
13. Пассивные системы солнечных отопительных систем (ПСВОС).
14. Активные системы солнечных отопительных систем (АСВОС).
15. Башенные СЭС и их энергетические особенности.
16. Методы расчета полезной тепловой мощности БСЭС.
17. Солнечные пруды и их энергетические особенности.
18. Термоэлектронные генераторы.
19. Термоэлектрические генераторы.
20. Химические СЭС.
21. Концентраторы СИ и их особенности.
22. Космические СЭС и их энергетические особенности.
23. Методы передачи энергии из космоса на Землю.



## 5 СОЛНЕЧНЫЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И ИХ ТЕХНИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

### 5.1 Физические основы солнечной фотоэнергетики

В СФЭУ используется явление фотоэффект, заключающийся в возможности прямого преобразования СИ в электричество в некоторых материалах, называемых полупроводниками, открытыми в 1887 г Герцем и детально исследованными в 1888 г Столетовым.

Суть фотоэффекта заключается в том, что фотоны света, как основа СИ, могут выбивать электроны или с поверхности тел (внешний фотоэффект) или только из кристаллической решетки внутри полупроводника (внутренний фотоэффект), а также в возникновении под действием СИ, падающего на границе пары металл-полупроводник некоторой ЭДС, вызывающей появление или изменение тока во внешней цепи, соединяющей указанную пару (фотоэффект, запирающего слоя или вентильный фотоэффект).

Устройства, основанные на внешнем и внутреннем фотоэффекте здесь не рассматриваются, ввиду их аналогичности с термоэлектронными генераторами, рассмотренными выше.

Здесь же рассматриваются наиболее распространенные сегодня в мире и перспективные устройства на полупроводниковых переходах называемых фотоэлементами или солнечными элементами (СЭ). В СЭ под действием падающего СИ происходит пространственное перераспределение зарядов и возникает ЭДС. Сегодня подавляющее большинство СЭ представляют собой кремниевые полупроводниковые диоды впервые созданные в 1954 г.

Принципиальная схема и устройство СЭ показано на рис.5.1.

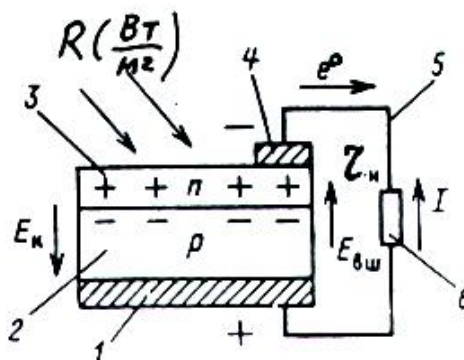


Рисунок 5.1 Принципиальная схема фотоэлемента

На металлический электрод 1 наносится на тыльную сторону кристаллической кремниевой основы. Эта основа легирована путем диффузии или ионной бомбардировки в своей нижней части примесными (акцепторными) атомами бора или алюминия, а в верхней, более тонкой части – донорными атомами фосфора или мышьяка. В результате этого легирования образуется слой 2-полупроводников  $p$ -типа с основными носителями зарядов положительного типа или дырками, а также тонкий слой 3-полупроводник  $n$ -типа с основными носителями зарядов отрицательного знака или свободными электронами. На лицевую сторону кристалла-кремния наносится лицевой контакт или электрод 4. К электродам 1 и 4 припаивается проводники 5, образующие внешнюю цепь с нагрузкой  $R$  или другими СЭ.

При попадании СИ на СЭ в слоях 2 и 3 происходит пространственное появление неосновных носителей зарядов, со знаками, противоположными основным носителям в  $n$ - и  $p$ -областях (соответственно со знаком "+" и "-" на рис.5.1). Под влиянием полученного электростатического притяжения свободные основные носители зарядов обоих знаков диффундируют через границу соприкосновения областей 2 и 3 и образуют вблизи нее  $p$ - $n$  гетеропереход с напряженностью электрического поля  $E_k$  (на рис.5.1), с контактной

разностью потенциалов  $U_k = S \times E_k$  (где  $S$  – ширина пограничного слоя) и потенциальным энергетическим барьером  $\mathcal{E}_k = e \times U_k$  для основных носителей, имеющих заряд электрона  $e$ . Напряженность наведенного электрического поля  $E_k$  препятствует диффузии электронов за пределы пограничного слоя шириной  $S$ . Соответственно, контактная разность потенциалов  $U_k$  может быть найдена по формуле:

$$U_k = \frac{k \cdot T}{e^0} \ln\left(\frac{P_p}{P_n}\right) = \frac{k \cdot T}{e^0} \ln\left(\frac{n_n}{n_p}\right), \quad (5.1)$$

где  $k$  – постоянная Больцмана;  $k = (1,380622 \pm 0,000044) \times 10^{-23}$  Дж/°К;  $e^0 = 1,6021892 \times 10^{-19}$  Кулонов – заряд электрона;  $P_p$  и  $P_n$  – концентрация дырок или  $n_p$  и  $n_n$  – электронов в р- и n- областях с индексами р и n, соответственно. При этом n-область приобретает отрицательный, а область р – положительный заряд. Это эквивалентно приложению к р-п переходу внешнего электрического поля с напряженностью  $E_{вн}$ , встречного с  $E_k$ . Поле напряженностью  $E_{вн}$  является запирающим для неосновных и движущимся для основных носителей зарядов. Динамическое равновесие потока носителей через р-п переход ведет к установлению на электродах 1 и 4 разности потенциалов или  $I_0$ , т.е. ЭДС холостого хода СЭ. Это явление в принципе может происходить и при отсутствии попадания СИ на СЭ. Если же СЭ облучается потоком фотонов или СИ, то фотоны сталкиваются со связанными (валентными) электронами кристалла, имеющим некоторые энергетические уровни  $\mathcal{E}_y$ . Если энергия фотонов, попадающих на СЭ больше, чем  $\mathcal{E}_y$ , то электрон кристалла покидает свой уровень и образует "дырку" в кристалле; р-п переход разделяет пары электрон-дырка и  $I_0$  увеличивается. При этом энергия фотона  $\mathcal{E}_\phi$  по квантовой теории определяется по формуле

$$\mathcal{E}_\phi = h \times \nu \quad (5.2)$$

где  $g$ ,  $c^{-1}$  – частота данной волны СИ,  $h$  – постоянная Планка – одна из основных физики. Она отражает специфику закономерностей в микромире и играет фундаментальную роль в квантовой механике; величина  $h$  равна  $(6,626176 \pm 0,000044) \times 10^{-34}$  Дж·с.

Если энергия фотонов меньше  $\mathcal{E}_y$ , то наличие СИ приводит только к нагреву СЭ. Кроме того, для каждого полупроводника существует и предельная энергия фотонов, когда дальнейшее увеличение  $\mathcal{E}_\phi$  не может более привести к росту отдачи СЭ. В этом случае избыточная энергия фотонов, превышающая так называемую полосу поглощения, также используется лишь на нагрев СЭ. Указанная полоса поглощения СЭ зависит от основного материала СЭ, количества и толщины слоев полупроводника, их расположения по отношению к падающему СИ, лигирующих материалов и т.д.

В качестве примера на рис.5.2 представлена зависимость максимальной ожидаемой эффективности в процентах однослойных СЭ из разных материалов (Ge- германий; Si – кремний; GaAs – арсенид галлия; CdTe – кадмий-телур; CdS – кадмий-селен), а также ее зависимость от температуры. Из рис. 5.2 следует, что при повышении температуры эффективность любого СЭ снижается. При этом из наиболее распространенных сегодня материалов СЭ наилучшие термические характеристики имеет арсенид галлия (см. ниже в этой главе). На этом же рисунке показаны и предельные значения  $\mathcal{E}_\phi$ , т.е. запрещенной зоны для разных материалов полупроводников.

Если далее во внешнюю цепь СЭ включить некоторую нагрузку с сопротивлением  $r_n$ , то по этой цепи пойдет ток  $I$ , направление которого встречно движению электронов. Дырки же перемещаются только в самом полупроводнике.

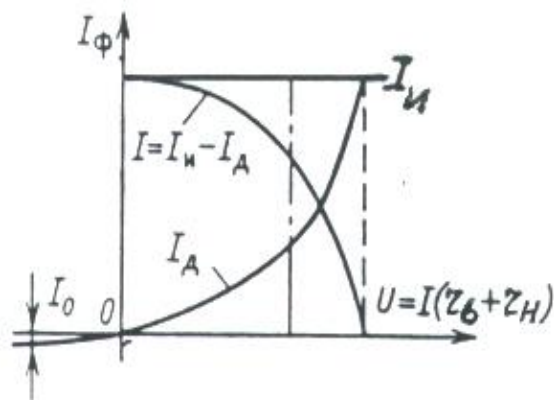


Рисунок 5.2 Исходные характеристики СЭ:  $I_n(U)$  – источники тока;  $I_d(U)$  – диода; ВАХ СЭ -  $I(U)$  при  $R=const$

Чем больше мощность СИ, тем больше ток во внешней цепи. Однако его величина не может быть больше некоторого предельного тока СЭ, который определяется тем, что все валентные электроны переведены в свободное состояние. В целом зависимость тока СЭ ( $I$ ) от его напряжения ( $U$ ) при заданной величине мощности СИ, т.е.  $R$  ( $\text{Вт/м}^2$ ), называется вольтамперной характеристикой СЭ. Типовая ВАХ представлена на рис.5.3. Для нее можно выделить две характерные точки – точка холостого хода (ХХ) ( $r_n \text{ @ } \infty; U_n = U_n^{max} = U_{xx}; I=0$ ) и точка короткого замыкания (КЗ), когда  $r_n \text{ @ } 0; I = I^{max} = U_{кз}; U_n=0$ . Очевидно, что полезная мощность СЭ будет равна произведению  $U_n$  на  $I$ , т.е.  $N_{сэ} = U_n \times I$  и в точках ХХ и КЗ она равна нулю, достигая максимума при некоторых промежуточных значениях  $U_n$  и  $I$ . Чем в большем диапазоне сохраняется постоянным значение  $I(U_n)$ , тем выше качество СЭ. В частности на рис.5.3 даны ВАХ двух СЭ. При этом качество 1-го СЭ намного выше, чем у 2-ого при одних и тех же значениях  $I$  и  $U_{xx}$  при  $R$  ( $\text{Вт/м}^2$ )= $const$ . Для возможности сопоставления ВАХ разных СЭ все технические характеристики СЭ приводятся при следующих стандартных или типовых значениях основных влияющих факторов:

$R=1000 \text{ Вт/м}^2$ ;  $t^0\text{C}=\pm 25^0\text{C}$ ; оптическая масса атмосферы, определяющая диапазон пропускаемых волн солнечного спектра -1.5, т.е AM1.5.

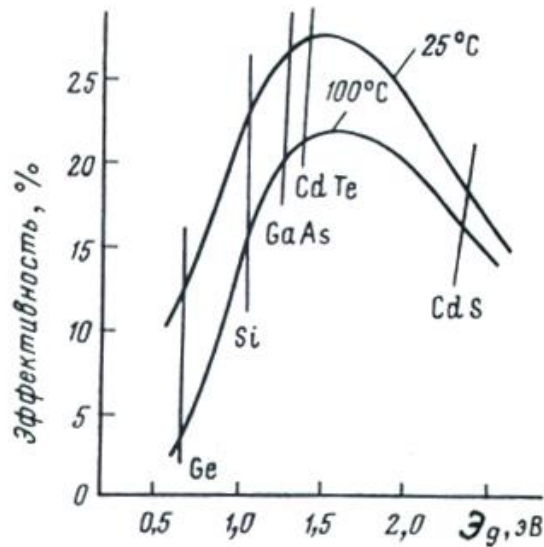


Рисунок 5.3 Эффективность СЭ в зависимости от  $t^0\text{C}$  и материала СЭ

## 5.2 Энергетические характеристики СФЭУ

Для анализа особенностей энергетических характеристик СЭ представим его в виде некоторой электрической схемы замещения (см. рис.5.4), где СЭ представлен условно в виде некоторого источника тока  $I_w$ , параллельно включенного ему диода  $2$  и внутреннего сопротивления СЭ –  $r_b$  (Ом), включенного последовательно с нагрузкой –  $r_n$  (Ом).

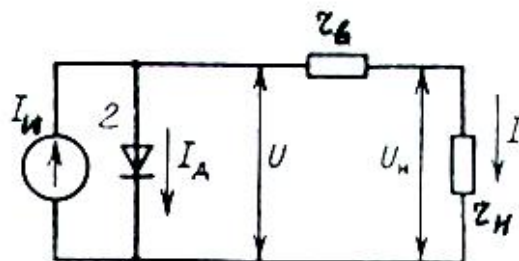


Рисунок 5.4 Электрическая схема замещения СЭ

Источник тока под воздействием СИ образует ток  $I_n$ , равный сумме двух токов:  $I_\delta$  – ток диода или обратный ток и  $I_n$  – ток нагрузки. Доказано, что в целом ток  $I$  можно найти в зависимости  $U$  и некоторых констант по формуле:

$$I = I_n - I_\delta = I_n - I_o (\exp(\frac{a \cdot U}{A}) - 1), \quad (5.3)$$

где ток  $I_n, A$  - определяется током КЗ СЭ при  $R (Bm/m^2) = const$ , т.е.  $I_n = I_\phi$  – фототок СЭ;  $I_o, A$  – ток насыщения равный наибольшему значению обратного тока СЭ (для кремния  $I_o \approx 10^{-7} A/m^2$ );  $A \approx I$  (обычно от 1-3) – безразмерный электрический коэффициент, определяемый технологическими особенностями СЭ (чем "хуже" ВАХ, тем выше значения  $A$ ); параметр  $a$  определяется по формуле:

$$a = \frac{e^0}{k \cdot T^0}, \quad (5.4)$$

где  $e^0$  – заряд электрона;  $k$  – постоянная Больцмана;  $T^0$  – температура в градусах Кельвина ( $T^0 K = 273^0 + t^0 C$ ).

С учетом рис. 5.4 можно определить  $U_n, B$  по формуле:

$$U_i = U - I \cdot r_a = \frac{A}{a} \ln(\frac{I_\delta - I}{I_o} + 1) - I \cdot r_a, \quad (5.5)$$

а также  $N_{CЭ}, Вт$ :

$$N_{CЭ} = U_n(I) \times I. \quad (5.6)$$

Из (5.3) и (5.5) следует, что в целом энергетические характеристики СЭ в неявном виде можно представить в виде некоторой многомерной зависимости  $F_{CЭ} = F_{CЭ}(U_n, I, R, T^0, \text{материал и конструкция СЭ, например, монокристаллические, поликристаллические, аморфные, одно- и многослойные; с горизонтальными и вертикальными слоями СЭ и т.д.})$ .

В качестве примера вида основных энергетических характеристик СЭ на рис.5.5 представлены следующие характеристики в зависимости от

$R$  (Вт/м<sup>2</sup>): холостого хода, т.е.  $U_0=U_0(R)$  при  $I^0=0$  и  $T^0K=const$ ; нагрузочная, т.е.  $U_n=U_n(R)$  при  $I=const$ ; короткого замыкания, т.е.  $I_{\phi}^{y\delta}=I_{\phi}^{y\delta}(R)$  при  $r_n=0$ , где  $I_{\phi}^{y\delta}=I_{\phi}^{y\delta}(R)$ , где  $S_{CЭ}$ , см<sup>2</sup> – площадь СЭ; "вход-выход", т.е.  $I^{y\delta}=I^{y\delta}(R)$ , где  $I^{y\delta}=I/S_{CЭ}$  при  $r_n=const$  для некоторого реально заданного по своим показателям СЭ.

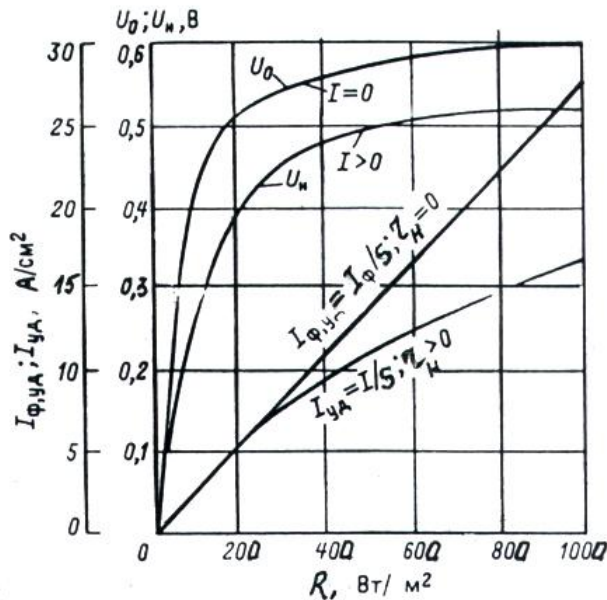


Рисунок 5.5 Характеристики фотоэлемента: холостого хода  $U_0=U_0(R)$  при  $I=0$ ,  $T=const$ , нагрузочная  $U_n=U_n(R)$  при  $I=const$ ; аналог характеристики КЗ  $I_{\phi,y\delta}=f(R)$  при  $r_n=0$ ; аналог характеристики  $I=I(R)$  "вход-выход"  $I_{y\delta}=I_{y\delta}(R)$  при  $r_n=0$

Анализ характеристик, представленных на рис.5.5 показывает следующее.

Характеристика холостого хода СЭ или зависимость  $U_0(R)$  при  $I^0=0$  и  $T^0K=const$ : так как здесь  $I=0$ , то это означает, что в (5.5)  $U^0=U_0$  будет равно

$$U = U_0 \cong \frac{A}{\alpha} \cdot \ln\left(\frac{I_{\delta}}{I_0}\right), \quad (5.7)$$



Так как  $\frac{I_{\phi}}{I_0} \geq 1$ . При этом  $U_0(R)$  изменяется по логарифмической зависимости при условии, что  $I_{\phi}^{y\phi}(R)$  явно линейная характеристика (т.е. характеристика КЗ – линейна в зависимости от  $R$  (Вт/м<sup>2</sup>)).

Нагрузочная характеристика или  $U_n(R)$  при  $I=const$  и  $I>0$  также имеет вид логарифмической зависимости, как и  $U_0(R)$ .

Характеристика «вход – выход», т.е.  $I(R)$  или  $I^{y\phi}(R)$  при  $r_n=const$  – нелинейная в рабочем диапазоне  $R$  (Вт/м<sup>2</sup>).

На рис.5.6 представлена так называемая регулировочная характеристика СЭ при  $R=R(I)$  при  $I_{дон}<I_{\phi}$  в  $U_n=const$ . Изменение мощности СИ можно реализовать путем изменения угла наклона приемной площадки ( $b^0=varia$ ), т.е. изменения угла падения Солнца  $\theta^0(b)^0=varia/$

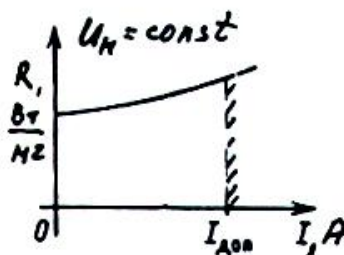


Рисунок 5.6 Регулировочная характеристика фотоэлемента  $R=R(I)$ , снимаемая при  $I_{дон}<I_{\phi}$

Поскольку СЭ по своим размерам обычно весьма невелики, что ведет к тому, что их полезная мощность также невелика. Наиболее характерны сегодня для СЭ следующие значения  $U$  и  $I$ : порядка 0,5 В и 0,02А/см<sup>2</sup> или порядка 1,5 А для СЭ в целом или 0,75 Вт. Для получения больших мощностей принято соединять СЭ последовательно друг с другом для образования солнечных модулей (СМ). Обычно при последовательном соединении 33 СЭ получают стандартный СМ со следующими средними

показателями:  $U_n=15$  В;  $I=1,5$  А и  $N_{CM}=22,5$  Вт. Например СМ типа «САТУРН БС-25/25» имеет следующие габаритные размеры: длина 0,79 м; ширина – 0,41 м; толщина – 55 мм при массе 6 кг. Он обеспечивает пиковую мощность 25 Вт (4,16 Вт/кг) или 77,18 Вт/м<sup>2</sup> при  $U_{xx}=20,2$  В и  $I_{K3}=1,91$  А при 72 СЭ в виде псевдоквадратов 60х60 мм.

По своей форме СЭ могут быть либо прямоугольными, либо близкими к кругу (псевдоквадраты и псевдокруги).

Для получения еще большей мощности обычно три СМ соединяются параллельно друг другу в так называемые батареи СЭ мощностью 40-60 Вт каждая. При этом получают следующие удельные показатели СФЭУ: удельная мощность – 0,1÷0,3 кВт/м<sup>2</sup>; удельная масса – 20÷60 кг/м<sup>2</sup>. Таким образом, для обычных кремниевых однослойных СЭ для получения 1 кВт пиковой мощности требуется 4÷5 м<sup>2</sup> при стандартных значениях СИ.

Площадь СЭ и СМ зависит от материала СЭ и СМ, а также технического уровня фирм – производителей. В среднем площадь СЭ обычно находится в пределах 1,0÷100,0 см<sup>2</sup> при  $U_{oc}$  (В) – от 0,5 до 1,0 В. Площадь же СМ может колебаться от 800 до 6700 см<sup>2</sup> при  $U_{oc}$  (В) – от 5 до 95 В.

На основании исходных характеристик СЭ, представленных на рисунках 5.2, 5.5 и 5.6, а также зависимостей (5.3) и (5.5). На рисунках 5.7 и 5.8 представлены ВАХ СФЭУ в зависимости от  $R$  и  $t^0C$ . Из них следует, что  $I$  линейно зависит от  $R$ . Влияние же  $t^0C$  на ВАХ имеет несколько более сложный характер (см. ниже).

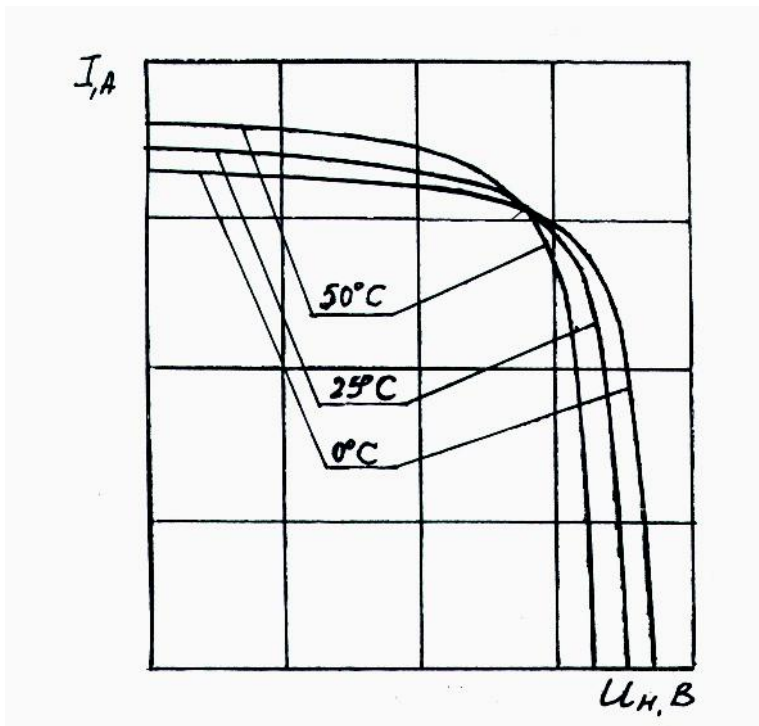


Рисунок 5.7 ВАХ солнечного модуля при разных значениях  $t^{\circ}C$

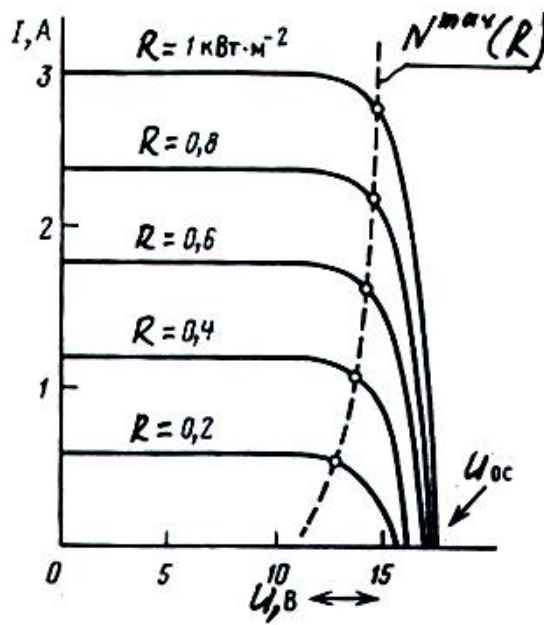


Рисунок 5.8 ВАХ солнечного модуля из 33 СЭ при разных значениях  $R$

На рис. 5.8 пунктирной линией показана линия пиковой или максимальной мощности СФЭУ для каждого значения  $R$  ( $\text{Вт/м}^2$ ). Координаты этих точек соответствуют условию  $N_{\text{СЭ}} = U_n(I) \cdot I \Rightarrow \text{max}$  и соответствует следующим необходимым условиям экстремума (5.6)

$$\frac{dU_n}{dI} = -\frac{U_n}{I}. \quad (5.8)$$

Практически это означает следующее (см. рис.5.9). Треугольник  $abc$ , построенный на ВАХ в точке максимума  $N_{\text{СЭ}}$  и состоящий из луча  $ob$ , проведенного из начала координат в точку  $b$ , и касательной  $ab$  к ВАХ в точке  $b$  и горизонтальной линии  $ac$  должен быть равнобедренным. Как показывает опыт расчетов точка максимума  $N_{\text{СЭ}}(I)$  обычно близка к  $I_{\text{КЗ}}$ .

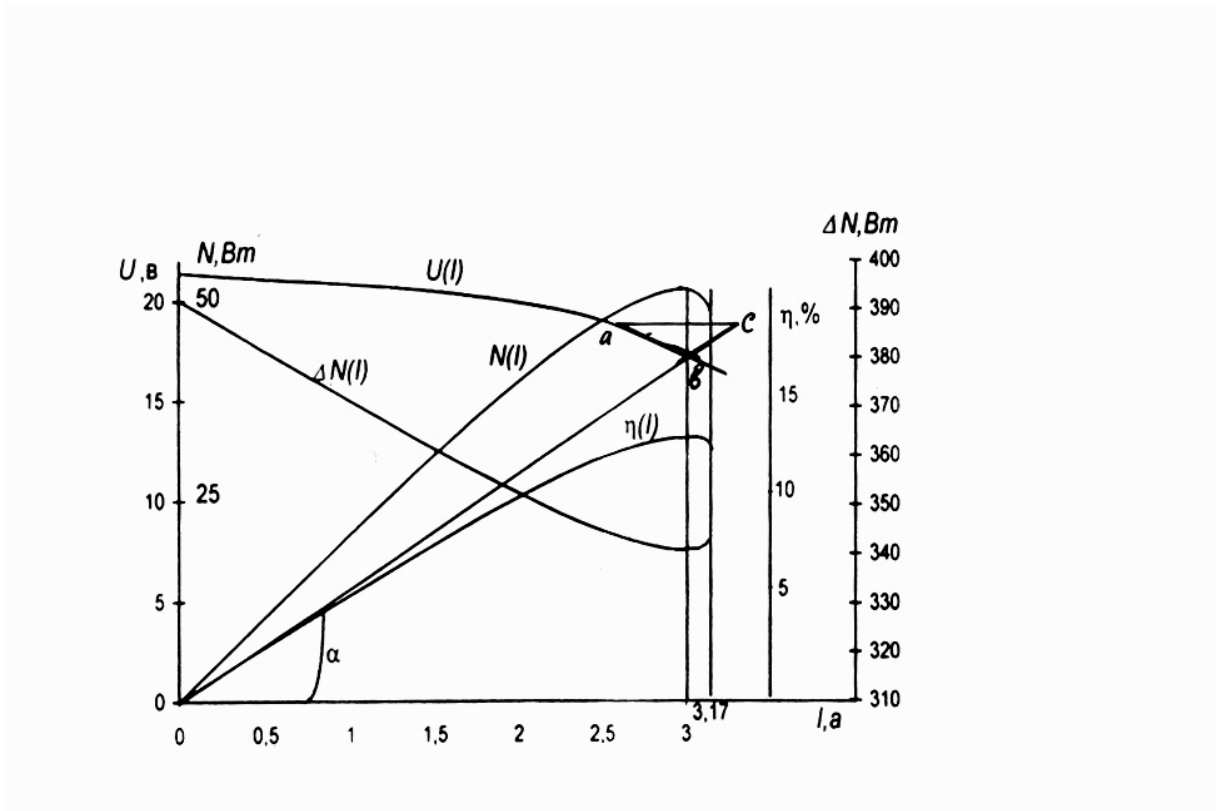


Рисунок 5.9 Основные энергетические характеристики солнечного модуля

На рисунке 5.9 также показаны и другие энергетические характеристики СФЭУ: рабочая или зависимость КПД( $h$ ) от  $I$  ; потери

мощности или  $DN(I)$ . Из анализа представленных зависимостей следует, что точки на ВАХ с максимумом  $N_{СЭ}(I)$  соответствуют и максимуму  $h(I)$  и минимуму  $DN(I)$  при учете следующего.

КПД СФЭУ определяется по формуле:

$$h(I) = \frac{N_{СЭ}(I)}{N^{нод}(R)} = \frac{N^{нод}(R) - \Delta N(I)}{N^{нод}(R)}, \quad (5.9)$$

где  $N^{нод}(R)$  определяется по формуле

$$N^{нод}(R) = R \cdot S \cdot k_{зан} \cdot K_{проп}, \quad (5.10)$$

где  $R$ , Вт/м<sup>2</sup> – мощность СИ, приходящая на плоскую приемную площадку СФЭУ общей площадью  $S$  (м<sup>2</sup>) и имеющей защитный слой с коэффициентом пропускания  $K_{проп}$ , о.е.;  $k_{зан}$ , о.е. – коэффициент заполнения СЭ принимаемый обычно равным 0,98-0,99 для прямоугольных СЭ и менее 0,9 для круглых СЭ.

Обычно, в диапазоне  $I$  от 0 до  $0,8 \cdot I_{КЗ}$  близки к линейным. Еще более близки к линейным зависимости  $DN(N)$ ,  $h(N)$ ,  $I(N)$  (см. рис.5.10).

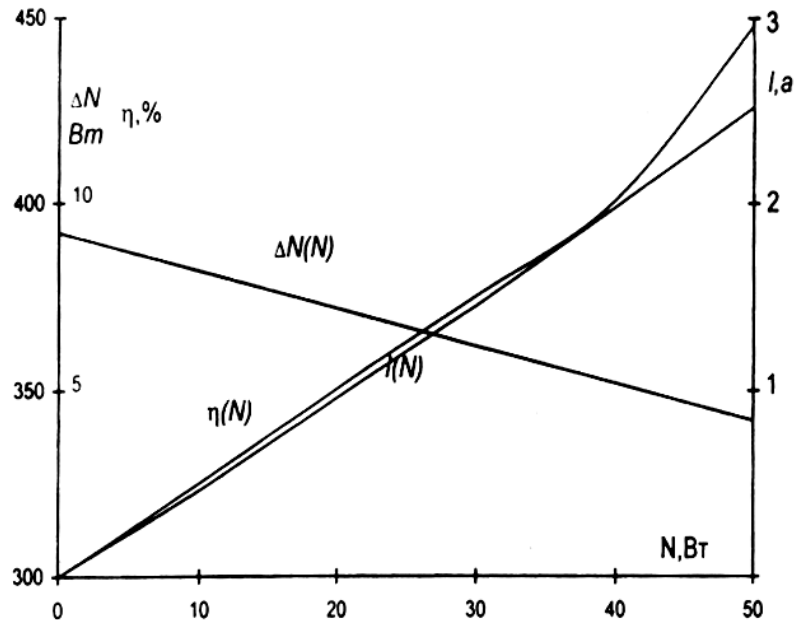


Рисунок 5.10 Основные энергетические характеристики солнечного модуля

Одним из основных определяющих характеристик СФЭУ является максимальное значение их КПД.

КПД СФЭУ существенно меняется во времени за счет совершенствования технологии СЭ (в сторону его повышения), а также в зависимости от материала СЭ и его многослойности. Обычные поликристаллические однослойные кремниевые СЭ обеспечивают КПД в 10-20%. Монокристаллические: двухслойные – 30%; трехслойные – 35-40%. Аморфные – до 10%. Однослойные СЭ из арсенида галлия обеспечивают КПД в 30-40%. Последний вид СЭ сегодня наиболее перспективен. Для получения арсенида галлия сегодня можно использовать и имеющиеся в мире запасы боевого отравляющего вещества - люизит (около 40000 тонн). Из этого количества люизита при его мирной технологии переработки можно получить около 1000 т арсенида галлия, что достаточно для получения СФЭУ общей мощностью около 500000 МВт.

На КПД СЭУ существенно влияет ряд технологических факторов: наличие концентраторов СИ и каскадности (многослойности) СЭ. В частности, для однослойных СЭ без концентраторов можно получить КПД до 25-26 (в пределе до 31%). При коэффициенте концентрации ( $K_k$ ) СИ равном 1000 КПД СЭ можно повысить до 31-32 (в пределе 37%). Если для однослойного экспериментального СЭ максимальный КПД сегодня достигает 37%, то для двухслойного – 50%; трехслойного – 50%; четырехслойного – 72 % (при  $K_k=1000$ ).

Представленные на рис.5.9 и 5.10 энергетические характеристики СФЭУ соответствуют стандартным условиям по  $R$ ,  $t^0C$  и  $AMm$ , представленными выше, где  $t^0C$  соответствует температуре СЭ. Пересчет электрических параметров СЭ на температуру, отличную от стандартной ( $\pm 25$  °C) производится по эмпирическим формулам, предлагаемым разными производителями СЭ.

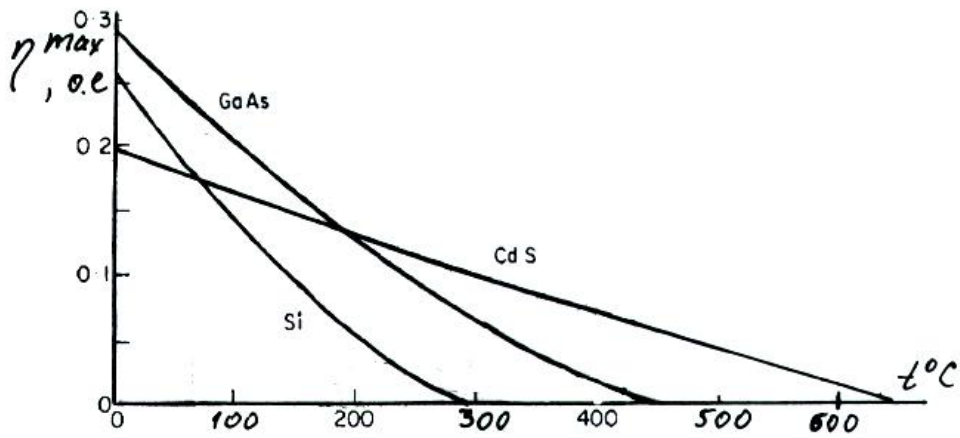


Рисунок 5.11 Изменение  $\eta^{max}$  солнечных модулей из разных материалов при изменении  $t^{\circ}C$ .

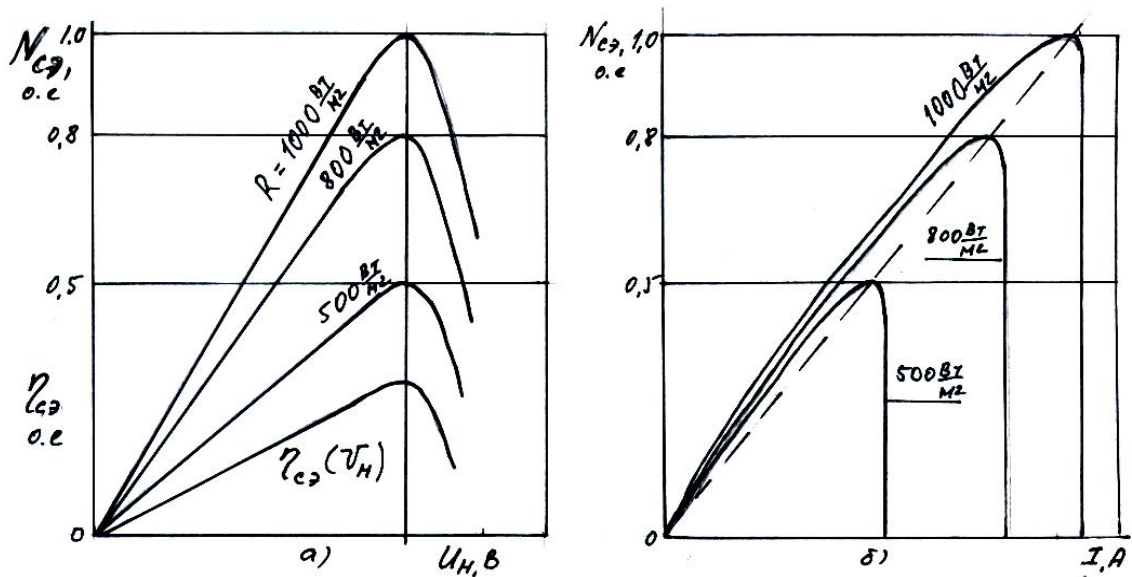


Рисунок 5.12 Энергетические характеристики СЭ: а)  $N_{CЭ}(U_H, R)$  и  $\eta_{CЭ}(U_H)$ ; б)  $N_{CЭ}(U_H, R)$

В частности для СЭ типа «Сатурн» предлагается следующая формула пересчета  $I_{КЗ}$ ,  $U_{ХХ}$ ,  $N_{CЭ}^{max}$  на температуру отличную от  $+25^{\circ}C$ :

$$X(t) = X(25) \times (1 + K_x \cdot (t^{\circ} - 25^{\circ})), \quad (5.11)$$

где  $X(t)$  и  $X(25)$  – электрический параметр СЭ (т.е.  $I_{K3}$ ,  $U_{XX}$ ,  $N_{CЭ}^{max}$ ) при заданной температуре  $t=25$  °C и при  $t=25$  °C, соответственно;  $K_x$  – температурный коэффициент для  $I$ ,  $U$  и  $N$ , т.е А/град, В/град и Вт/град. Из (5.11) следует, что при увеличении  $t$  °C все энергетические характеристики СЭ, как правило, ухудшаются.. Особенно это характерно для кремниевых СЭ, которые резко снижают свой КПД при росте  $t$  °C. Так для СМ типа SPP1.1 (Германия) имеем следующую зависимость (с точностью до 0,6%):

$$\eta_{\tilde{N}i}(t^0) \cong \eta_{\tilde{N}i}(0^0) - 0.06 \cdot t^0 C . \quad (5.12)$$

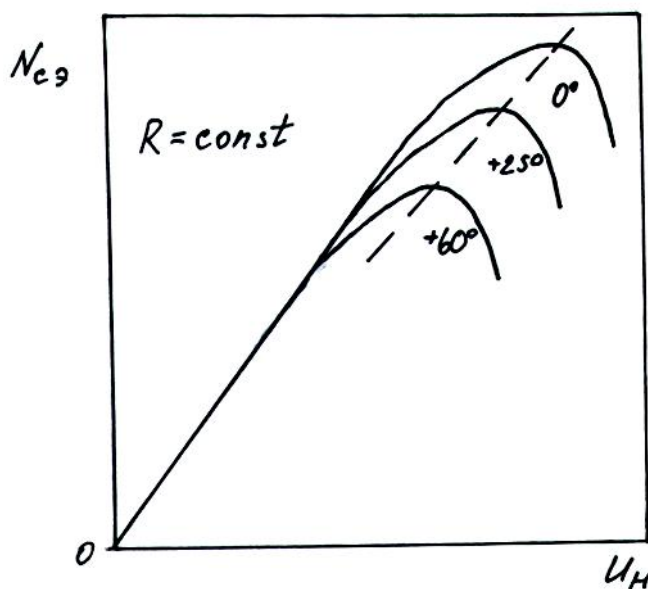


Рисунок 5.13 Энергетические характеристики СЭ:  $N_{CЭ}(t^0, R)$  при  $R=const$

Если при 0°С КПД СМ 17,2%, то для 60°С снижается до 13,6%. Фактические же значения  $t^0$  СМ могут достигать и больших значений, что требует больших затрат на систему охлаждения СМ. Считается, что на 1 кВт мощности СФЭУ требуется затрат охлаждающего рабочего тела примерно в два раза больше, чем на обычных ТЭС. Считается, что



предельными температурами кремниевых СЭ можно считать 250-270 °С. Арсенид галлия (GaAs) допускает гораздо большие температуры (до 400-450 °С) при больших значениях КПД, что и для кремниевых (см.рис.5.11). Для иллюстрации качественного характера влияния мощностные зависимости СЭ от  $R=varia$  при  $t^{\circ}C=const$  на рис. 5.11 а показаны зависимости  $N_{СЭ}(U_n, R)$  и  $h_{СЭ}(U_n, R)$ , а на рис.5.11.б -  $N_{СЭ}(I_n, R)$ . Из них следует, что максимальная мощность СЭ для  $N_{СЭ}(U_n, R)$  растет пропорционально  $R$  при одном и том же значении  $U_n$ . Зависимость  $h_{СЭ}(U_n, R) \propto h_{СЭ}(U_n)$ , т.е. она не зависит от  $R$ .

Зависимость  $N^{max}(I, R)$  – близка к линейной. Например, для СЭ типа SPP1.1 (Германия) (см. выше) можно с точностью до 1-2% считать, что

$$N^{max}(R) = N^{max}(1000) R/1000, \quad (5.13)$$

где  $N^{max}(1000)$  – пиковая мощность СМ при  $R=1000 \text{ Вт/м}^2$ ;  $N^{max}(R)$  – пиковая мощность СМ при  $R \neq 1000 \text{ Вт/м}^2$ .

В качестве иллюстрации всего сказанного выше в таблице 5.1 представлены данные по оценке влияния температуры на рабочие энергетические параметры СМ типа SPP1.1.

Таблица 5.1 Влияние температуры на рабочие энергетические характеристики СМ типа SPP1.1

Энергетический параметр	$t^{\circ}C$		
	$0^{\circ}$	$+25^{\circ}$	$+60^{\circ}$
$U_{xx}$ , В	22,4	20,5	17,8
$I_{кз}$ , А	2,93	2,98	3,05
Ток в точке с максимальной мощностью, А	2,71	2,76	2,83
Ток в точке с максимальной мощностью, А	50,8	45,0	37,8

Для иллюстрации влияния  $t^0C$  на энергетические характеристики СМ на рис.5.12 представлены зависимости  $N_{CM}(U_H, t^0C)$  при  $R=const$ . Из них следует, что максимальная мощность СМ –  $N_{CM}^{max}(t^0C)$  практически линейно уменьшается при росте  $t^0C$  от  $0^0$  до  $60^0$  С. При этом характеристики  $N_{CM}(U_H, t^0C)$  практически линейны и совпадают между собой практически во всем диапазоне изменения  $U_H$  (от 0 до примерно 90% от  $U_H$ , совпадающей с  $N_{CM}^{max}$ ).

На основании характеристики  $N_{CM}(U_H, R)$  и  $N_{CM}(U_H, t^0C)$  можно построить так называемые эксплуатационные характеристики СМ вида  $N_{CM} = N_{CM}(t^0C, U_H, R)$  (см. рис.5.13). На рис.5.13 показаны также и изолинии максимальных мощностей  $N_{CM}^{max}(t^0C, U_H)$  при  $R=const$ . Из рисунка следует, что наклон этих линий уменьшается при росте  $R$ .

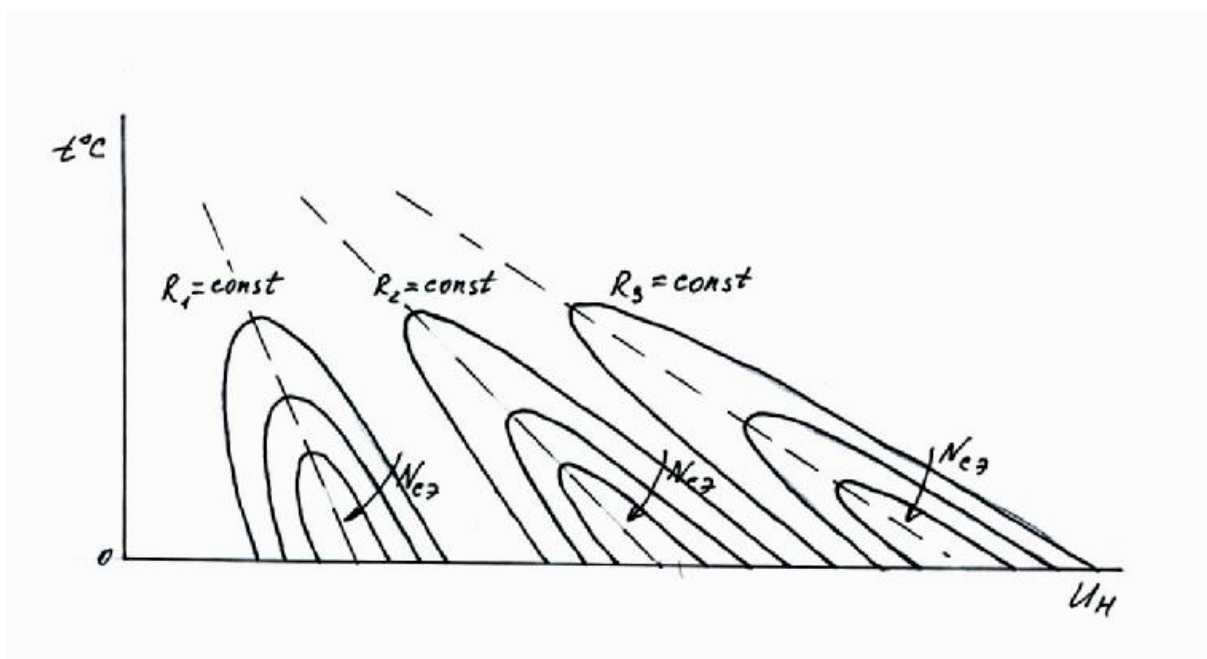


Рисунок 5.14 Эксплуатационная характеристика СЭ:  $N_{CЭ}(t^0, U_H, R)$  при  $R_1 < R_2 < R_3$ ; пунктиром показаны линии  $N_{CM}^{max}(t^0, U_H)$  при  $R_i = const$

Использование эксплуатационных характеристик СМ может быть перспективным при построении эффективных систем управления СМ с целью получения максимальной полезной мощности СМ в зависимости от  $t^0C$ ,  $U_H$  и  $R$ .

## Контрольные вопросы по пятой главе

1. Принципиальная схема фотоэлемента и ее энергетические особенности.
2. Электрическая схема замещения солнечного элемента.
3. Эффективность солнечного элемента в зависимости от его материала и температуры.
4. Основные характеристики фотоэлемента.
5. Вольт-амперные характеристики солнечных элементов и их особенности.
6. Основные энергетические характеристики солнечного модуля и их особенности.
7. Влияние  $t^0$  C на КПД солнечных модулей.
8. Влияние  $t^0$  C и  $R$  (Вт/м<sup>2</sup>) на энергетические характеристики солнечных элементов.
9. Эксплуатационная характеристика солнечного элемента.

## **6 СОЦИАЛЬНО-ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

### **6.1 Социально-экологические характеристики солнечной энергетики**

По сравнению с другими видами энергетики солнечная энергетика в целом является одним из наиболее чистых в экологическом отношении видов энергии. Однако избежать полностью вредного воздействия солнечной энергетики на человека и окружающую среду практически не удастся, если учесть всю технологическую цепочку от получения требующихся материалов до производства электроэнергии.

Наиболее характерны в этом аспекте СФЭУ, эксплуатация которых наносит минимальный вред окружающей среде. В то же время производство полупроводниковых материалов является весьма экологически и социально опасным. В связи с этим в ряде стран мира (например, в США) существуют весьма жесткие требования к производству полупроводников для СФЭУ, а также к хранению, транспортировке и ликвидации вредных веществ от производства СФЭУ, ограничения контактов персонала с этими веществами, разработка планов действия в случае аварийных или нештатных технологических ситуаций, а также программы ликвидации отходов производства, отработавших свой срок или забракованных СФЭУ.

Наиболее опасны в этом отношении кадмий (Cd), а также Ga, As и Te. Сегодня наиболее изучено вредное воздействие кадмия на здоровье человека и даже введены запреты на использование в бытовых условиях его соединений (например, на микробатарейки и аккумуляторы на его основе). Длительное выжигание паров кадмия могут вести к легочным или бронхиальным заболеваниям и даже летальному исходу. Постоянное воздействие малых доз кадмия ведет к его накоплению в почках и их заболеванию. При этом также наблюдаются заболевания легких, размягчение и деформация костного состава скелета.

Весьма токсичны и некоторые соединения селена. Например  $\text{Se}$ ,  $\text{SeO}_2$  – отрицательно влияют на органы дыхания. Испытания отработавших свой срок или отбракованных СМ на основе  $\text{CuInSe}_2$  и  $\text{Cu}_2\text{Te}$  показали, что если первые из них удовлетворяют требованиям американского Агентства по защите окружающей среды, то вторые – нет, так как уровень кадмия в них оказался в 8-10 раз больше допустимых норм. Как следствие этого – выработавшие свой ресурс СМ на основе  $\text{CdTe}$  возможно будут теперь классифицироваться как потенциальные ядовитые отходы и по возможности возвращаться к их изготовителям (аналог проблем отработавших с ТВЭЛ-ами на АЭС).

Иными словами фактическая наибольшая социально-экологическая опасность для СФЭУ связана, в основном, с производством некоторых СФЭУ, в ходе которого происходит переработка значительного количества вредных веществ для здоровья человека и окружающей среды. Подобное производство, очевидно, должно быть полностью автоматизированным и размещаться на значительном удалении от населенных пунктов. Должны быть приняты и специальные меры защиты самого производства. Что же касается эксплуатации СФЭУ, то она практически безопасна.

Для иллюстрации сказанного о вредности самого производства СЭ в таблице 6.1 представлены пять основных этапов получения высоко чистого поликристаллического кремния. На рис.6.1 представлены также возможные способы превращения ископаемого кремния в монокристаллические или крупно зернистые поликристаллические листы кремния для СЭ в непрерывном технологическом процессе очистки.

Перспективным считается также и применение химического взаимодействия кремния с четырехфтористым кремнием. При этом реализуется извлечение кремния из расплава, его очистка и химическое осаждение из паровой фазы в течение одной стадии технологического процесса.

Современные методы получения пластин и листов кремния весьма многочисленны. Основные усилия здесь направлены на оптимизацию путей создания поликристаллического и монокристаллического кремния, обладающего наиболее высоким КПД.

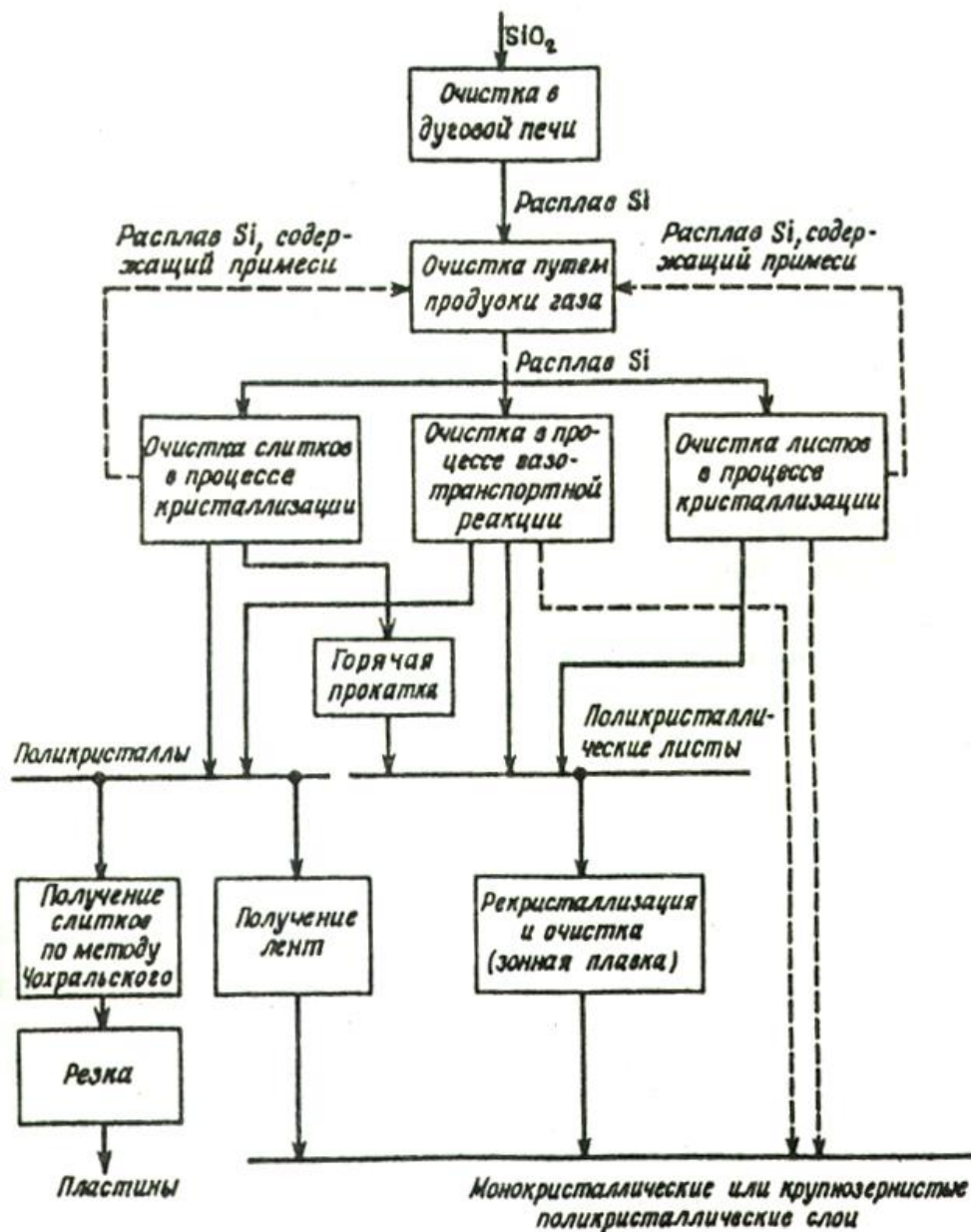


Рисунок 6.1 Возможная последовательность технологических операций очистки кремния, предназначенного для изготовления солнечных элементов

Таблица 6.1 Пять основных этапов технологического процесса получения высокочистого поликристаллического кремния из ископаемого кремнезема  $\text{SiO}_2$

№ этапа	Исходный материал этапа	Технологический процесс	Результирующий материал этапа
1	Кремнезем $\text{SiO}_2$	Восстановление кремния в дуговой печи путем коксования	Ферросилициум со степенью чистоты около 98%
2	Ферросилициум	Пulьверизация, взаимодействие с соляной кислотой	Хлорсилан
3	Хлорсилан	Частичная перегонка	Обычный $\text{SiHCl}_3$
4	Обычный $\text{SiHCl}_3$	Частичная перегонка	Высокочистый $\text{SiHCl}_3$
5	Высокочистый $\text{SiHCl}_3$	Восстановление кремния в процессе пирометического разложения в присутствии $\text{H}_2$	Высокочистый кремний для СЭ с содержанием примесей менее $10^{-9}$

Стандартный технологический процесс, позволяющий получать монокристаллический СЭ диаметром до 7,6 см или элементы псевдопрямоугольной формы размерами до 2,0x8,0 см основан на выращивании кристаллов методом Чохральского с последующей резкой пластин с помощью алмазных лент и их шлифовкой абразивным порошком, что является весьма вредным для здоровья человека (кремниевая пыль, кадмиевые и арсенидные соединения).

Таким образом для солнечной фотоэнергетики наиболее вредным для человека и окружающей среды является технологический процесс получения СЭ, их хранения и утилизации. Для повышения экономичности это производство должно быть крупномасштабным, что требует больших капитальных и материальных затрат. Необходимо также учитывать и работы по разведыванию и добыче кремнезема, а также неизбежное изъятие земель из хозяйственного производства при этом.

Среди других аспектов отрицательного влияния солнечной энергетики на социально-экологические условия в стране следует отметить следующее.

СЭС достаточно землеемки из-за весьма рассеянного характера поступления СИ на Землю. Для сравнения с другими типами энергетических установок в таблице 2 приведены экспертные оценки их землеемкости. Из нее следует, что получение 1 МВт на БСЭС требуется 1,1 га земли, на СФЭУ – от 1,0 до 1,6 га, а на солнечных прудах – до 8 га, что весьма ощутимо для обжитых регионов любой страны.

Таблица 6.2 Землеемкость разных типов энергетических установок (га/МВт)

Тип	БИО-энергетика	ГЭС	ВЭС	Солнечный пруд	ГеоТЭС	АЭС	СФЭУ	ТЭС без топл. базы	БСЭС
га/МВт	20	10	10	8	1,9	0,65-2,0	1-1,6	1,17	1,1

Сами СЭС заметно материалоемки (металл, стекло, бетон и т.д.).

При эксплуатации солнечных прудов велика опасность загрязнения почвы и подземных вод химически активными растворами солей.

При эксплуатации БСЭС, а также СФЭС происходит заметное изменение климатических условий в данном месте. В том числе: изменение почвенных условий, растительности, циркуляции воздуха и т.д. из-за затенения поверхности, с одной стороны, и нагрева воздуха, с другой. Из-за последнего меняется тепловой баланс влажности воздуха, направление и величина ветров. Для СЭС с концентраторами СИ велика опасность перегрева и возгорания самих систем получения энергии от СИ.

Применение низкокипящих жидкостей и их неизбежные утечки в СЭС могут привести к загрязнению почвы по земной и даже питьевой воде в регионе. Особо опасны жидкости, содержащие нитриты и хроматы, которые являются весьма токсичными веществами.

Низкий коэффициент преобразования СИ в электроэнергию ведет к появлению проблем, связанных с охлаждением конденсата. При этом тепловые выбросы в атмосферу на СЭС более чем в два раза превышает аналогичный сброс от ТЭС.



Для учета отрицательного влияния различных типов энергоустановок на окружающую среду в настоящее время предложено несколько различных методик и подходов.

В качестве примера в таблице 6.3, представлены значения так называемого штрафного экологического балла для различных видов используемого источника энергии, который дает возможность некоторого безразмерного количественного учета их отрицательного влияния на окружающую среду.

Таблица 6.3 Штрафной экологический балл для различных видов используемого источника электроэнергии

Топливо / технология	Штрафной экологический балл
Бурый уголь	1735
Нефтяное топливо	1398
Каменный уголь	1356
Ядерное топливо	672
Солнечные фотоэлектрические элементы*	461
Природный газ	267
Ветер	65
Малые ГЭС	5

Примечание. Расчет проводился с учетом всех технологических операций

Эти баллы были рассчитаны с учетом следующих факторов воздействия на окружающую среду: глобальное потепление, истощение озонового слоя, закисление почвы, эвтрофикация (снижение содержания кислорода в воде), загрязнение тяжелыми металлами, эмиссия канцерогенных веществ, формирование зимнего смога, летнего смога, наработка промышленных отходов, радиоактивных отходов, выбросы радиоактивности, а также истощение источников энергии. Чем большее количество баллов получал каждый способ производства электричества, тем большее вредное воздействие на окружающую среду он оказывает.

В таблице 6.4 приведены значения некоторых ключевых для окружающей среды эмиссий, рассчитанных по полному циклу производства

электричества, для разных источников энергии, используемых для получения электроэнергии на разных типах электростанций.

Таблица 6.4 Эмиссии различных электростанций (ЭС) по полному циклу производства электроэнергии (г/кВт ч)

Выбросы	Большие ГЭС	Малые ГЭС	Солнечные Фотоэлектростанции	Солнечные тепловые станции	Ветроэлектростанции	Геотермальные станции	ЭС на угле	ЭС на природном газе (комбинированный цикл)
CO <sub>2</sub>	9	3.6-11.6	98-167	26-38	14.9	79	1026	402
SO <sub>2</sub>	0.03	0.009-0.024	0.20-0.34	0.13-0.27	0.02-0.09	0.02	1.2	0.2
NO <sub>x</sub>	0.07	0.003-0.006	0.18-0.30	0.06-0.13	0.02-0.06	0.28	1.8	0.3

Из приведенных в таблицах 6.3 и 6.4 данных следует, что СФЭУ, а также солнечные тепловые станции обладают заметными преимуществами по сравнению с традиционными типами электростанций, использующими невозобновляемые источники энергии.

Все сказанное выше относится к наземным СЭС. Однако и перемещение СЭС в космос не избавляет солнечную энергетику от решения связанных с ней социально-экологических проблем, связанных со сложностью передачи энергии с космических СЭС на Землю. Например с помощью СВЧ – излучения (2,4-2,5 ГГц или длина волны 10-12 см) или лазерного луча в оптическом диапазоне.

Экспертные оценки показывают, что для передачи 5000 МВт на Землю с космической СЭС с помощью СВЧ-излучения потребуются антенна – излучатель с диаметром до 1 км; ректенна на Земле диаметром до 12 км (на экваторе). В целом же, с учетом всего технологического цикла преобразования постоянного тока в переменный на Земле потребуются занять площадь до 2509-270 км<sup>2</sup>.

Передача по СВЧ-лучу больших мощностей может привести к изменению распределения заряженных частиц ионосферы. Как следствие – изменятся условия распространения радиоволн и помех в радиосвязи и телесвязи.

СВЧ-пучок и особенно его высокочастотная составляющая сильно поглощается молекулами воды и кислорода, что ведет к локальному нагреву атмосферы в месте прохождения СВЧ-пучка.

СВЧ-излучение будет оказывать негативное влияние на работу бортового электронного оборудования летательных аппаратов (сбои в работе).

СВЧ-излучение и лазеры естественно, будут отрицательно влиять и озоновый слой Земли.

Пути получения СВЧ-излучения на КСЭС: усилители со скрещенными полями или амплитроны; клистроны – устройства на линейных пучках; прямое преобразование СИ в СВЧ –излучение.

По сравнению с СВЧ-излучением лазерный луч требует значительно меньших по площади антенн и ректенн. Однако мощные лазеры с большим КПД не совпадают по несущей частоте с теми частотами, которые позволяют эффективно преобразовать СИ в электроэнергию. На пропускную способность лазера в атмосфере существенно влияют облачность и аэрозоли.

Негативное влияние космических СЭС (КСЭС) на здоровье людей и окружающую среду в целом связано с решением следующих трех проблем:

- строительство КСЭС, включая их производство на Земле и технологические работы в космосе;
- транспорт грузов в космос;
- передача энергии на Землю с помощью СВЧ-излучения или лазеров.

Перечисленные проблемы, имеющие место при развитии космической солнечной энергетики влияют на все процессы на Земле, на нижнюю часть атмосферы (топосферу), на верхние слои атмосферы, на ионосферу и магнитосферу Земли.

Возможные негативные воздействия СВЧ-излучение на человека и окружающую среду пока еще не полностью идентифицированы из-за ограниченных размеров развития космической солнечной энергетики.

Однако перечень этих воздействий уже сегодня может быть представлен следующим образом:

- длительное воздействие СВЧ-излучения малой плотности на биосферу;
- действие космической радиации на здоровье людей;
- воздействие продуктов сгорания ракетных топлив и мощного СВЧ-излучения на верхние слои атмосферы;
- влияние нагрева и другие возмущения ионосферы от продуктов сгорания и СВЧ-излучения;
- помехи от СВЧ-излучения на земном и космическом радиотехнических системах.

Поскольку космическая солнечная энергетика еще более, чем земная, материалоемкая и внеграницна по территории, то развитие ее связано с необходимостью решения принципиально новых тяжелых проблем социально-политического и правового характера.

В том числе:

- значительные объемы использования исходного сырья на Земле; например, для получения 10 ГВт мощности на КСЭС потребуется использовать один миллион тонн алюминия или 13% от всех его запасов в США или 0,08% мировых запасов; расход кремния для этого – 15000-30000 т.; затраты энергии на создание КСЭС в 10 гВт на Земле – около 300 ТВт·ч; для небольшой КФСЭС в 500 МВт требуется переместить в космос около 8000 т солнечных батарей при общей массе КФСЭС в 12000 т;
- значительные закупки сырья, новых материалов, новых ракетных топлив и т.д.;
- большие площади отчуждения под космодромы и ректенны на Земле с большой запретной территорией для нормального проживания человека

около них; например, для передачи 10 ГВт на Землю по СВЧ-излучению на Земле нужна ректенна диаметром 8 км и диаметром 16 км запретной территории для самолетов, птиц и т.д.;

- большая шумовая нагрузка при частых запусках ракет;
- новые международные соглашения об использовании геостационарных КСЭС;
- возможности по избежанию военного использования КСЭС или террористических актов и т.д.

Однако, как это и было сказано выше, в целом отрицательное влияние технических устройств солнечной энергетики на человека и окружающую среду намного меньше, чем у других видов энергетики и, особенно, традиционных АЭС, ТЭС и ГЭС.

## 6.2 Экономические показатели солнечной энергетики

При обосновании параметров СЭС (главным образом, ее установленной мощности) по методу сравнительной экономической эффективности необходимо, прежде всего решить вопросы о замещении или дублировании энергии других станций в энергосистеме и обеспечении принципов энергетической и экологической сопоставимости сравниваемых объектов.

Для того чтобы смягчить неравномерность поступления солнечного излучения, в технологическую схему СЭС добавляют аккумулятор (обычно тепловой), создавая, таким образом, единый энергетический комплекс. В этом случае в часы солнечного сияния тепловая энергия запасается в аккумуляторе, а в часы отсутствия радиации передается рабочему телу, поступающему в турбину. При этом СЭС может рассматриваться в качестве надежного источника энергоснабжения при работе не только в составе энергосистемы, но и изолированно. При отсутствии аккумулятора параллельно с СЭС требуется установка резервного источника энергии или

совместная ее работа с другими станциями энергосистемы, использующими системный резерв мощности.

Однако прежде чем сравнивать различные энергетические технологии по экономическим и другим параметрам, необходимо определить их действительную стоимость, поскольку действовавшие в России цены на топливо и энергию в последние 70 лет не отражали реальные затраты на их производство.

Только при объективном ценообразовании будут действовать экономические стимулы, направленные на энергосбережение и создание новых технологий и энергетике.

Каждый год в мире потребляется столько нефти, сколько ее образуется в природных условиях за 2 млн. лет. Гигантские темпы потребления невозобновляемых энергоресурсов по относительно низкой цене, которая не отражает реальные совокупные затраты общества, по существу означают жизнь в займы, кредиты у будущих поколений, которым не будет доступна энергия по такой низкой цене. Это лишь одна из составляющих затрат, которые общество платит за энергию, но которые не отражаются в рыночной цене.

Другая составляющая стоимости энергии, которая распределяется на все общество и не включается в тарифы на энергию, связана с загрязнением окружающей среды энергетическими установками.

Российские и зарубежные оценки прямых социальных затрат, связанных с вредным воздействием электростанций, включая болезни и снижение продолжительности жизни людей, оплату медицинского обслуживания, потери на производстве, снижение урожая, восстановление лесов и ремонт зданий в результате загрязнения воздуха, воды и почвы, дают около 75% мировых цен на топливо и энергию. По существу, эти затраты всего общества - экологический налог, который платят граждане за несовершенство энергетических установок, и этот налог должен быть включен в стоимость энергии для формирования государственного фонда

энергосбережения и создания новых экологически чистых технологий в энергетике.

Если учесть эти скрытые сейчас затраты в тарифах на энергию, то большинство новых технологий возобновляемой энергетики становятся конкурентоспособными с существующими. Одновременно появится источник финансирования новых проектов по экологически чистой энергетике. Именно такой «экологический» налог в размере от ] 0 до 30% стоимости нефти введен в Швеции, Финляндии, Нидерландах и других странах Европы.

Экономические законы и опыт развития мировой экономики показывают, что рациональная структура использования природных ресурсов в долгосрочной перспективе стремится к структуре имеющихся их запасов на Земле.

Поскольку кремний занимает в земной коре по массе второе место после кислорода, можно предположить, что от первобытных людей с примитивными кремниевыми орудиями труда человечество через тысячи лет переходит к периоду, в котором в качестве конструкционных материалов будут использованы керамика, стекло, силикатные и композиционные материалы на основе кремния, а в качестве глобального источника энергии - кремниевые солнечные электростанции. Проблемы суточного и сезонного аккумулирования, возможно, будут решены с помощью солнечно-водородной энергетики, а также широтного расположения солнечных электростанций и новых энергосберегающих систем передачи энергии между ними. Учитывая, что 1 кг кремния в солнечном элементе вырабатывает за 30 лет 15 МВт·ч электроэнергии уже при существующей в настоящее время технологии его изготовления, легко подсчитать нефтяной эквивалент кремния. Прямой подсчет электроэнергии 15 МВт·ч с учетом теплоты сгорания нефти 43,7 МДж/кг дает 1.25 т нефти на 1 кг кремния. Если принять КПД ТЭС, работающей на мазуте, равным 33%, то 1 кг кремния по вырабатываемой электроэнергии эквивалентен примерно 3.75 т нефти.

Одними из наиболее важных и представительных показателей экономической эффективности любых типов энергоустановок в мире являются значения  $k_N^{y0}$  (\$/кВт) и  $k_Э^{y0}$  (\$/кВт·ч), т.е. удельные капиталовложения в 1 кВт установленной мощности и цена электроэнергии, производимой на рассматриваемой энергоустановке. Изменение этих показателей или динамика их во времени с 1980 по 2000 г. в мире в целом показана в таблице 6.5

Таблица 6.5 Цена электроэнергии, долл.США/кВт·ч, удельные капитальные вложения, долл.США/кВт, традиционных и нетрадиционных электростанций за рубежом

Наименование электростанции	1980 г.	1990 г.	2000 г.
Ветроэлектростанции	$\frac{0,25}{3000}$	$\frac{0,07}{1500-2000}$	$> \frac{0,04}{1000}$
Солнечные тепловые электростанции	$\frac{0,24}{15000}$	$\frac{0,08-0,12}{3000}$	$\frac{0,05}{2500}$
Солнечные фотоэлектрические станции	$\frac{1,5}{50000}$	$\frac{0,35}{20000}$	$\frac{0,06-0,12}{3000-5000}$
Малые гидроэлектростанции	$\frac{-}{2500}$	$\frac{-}{3000}$	$\frac{-}{3500}$
Геотермальные электростанции	$\frac{0,025-0,07}{1500-2000}$	$\frac{-}{2300}$	$\frac{-}{2500}$
Тепловые электростанции	$\frac{0,03-0,04}{600-900}$	$\frac{0,04-0,05}{1100}$	$\frac{0,06}{1500}$
В том числе на мазуте	$\frac{0,06}{600-800}$	$\frac{0,06}{850}$	$\frac{0,07}{1000}$
Крупные гидростанции	$\frac{0,02}{1200}$	$\frac{0,04}{1500-1800}$	$\frac{-}{2000}$
Атомные электростанции	$\frac{0,03-0,05}{1500}$	$\frac{0,04-0,13}{2000}$	$\frac{0,07-0,15}{2250}$

Из представленных в таблице 6.5 данных со всей очевидностью следует, что все виды солнечных энергоустановок и, особенно, СФЭУ имеют



устойчивую тенденцию к постоянному улучшению значений  $k_N^{y0}$  и  $k_Э^{y0}$  во времени, что является следствием учета объективных факторов в солнечной энергетике мира. В частности, из-за совершенствования технологий и роста масштабов производства СЭ в мире, значения  $k_N^{y0}$  и  $k_Э^{y0}$  снизились в десятки раз к 2000 г. по сравнению с уровнем 1980 г. В то же время, указанные показатели на традиционных типах электростанций значительно возросли и имеют устойчивую тенденцию к своему росту в силу целого ряда объективных и общеизвестных факторов, действующих сегодня в мире.

На рис. 6.2 представлен также прогноз ЕРТА/Greenpeace дальнейшего снижения  $k_N^{y0}$  (\$/Вт) для СФЭУ на период до 2020 г. Из приведенных там данных со всей очевидностью следует, что солнечная энергетика становится уже и сегодня все более и более конкурентоспособной в топливно-энергетическом комплексе мира в целом и каждой страны в отдельности

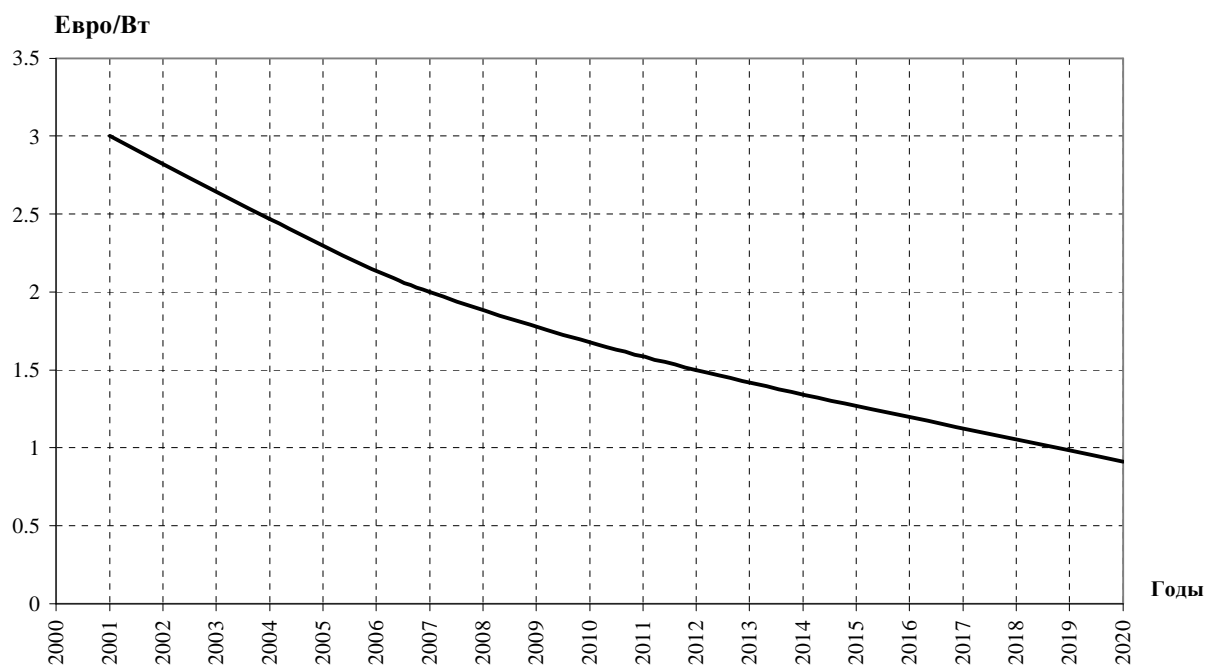


Рисунок 6.2 Прогноз снижения капложений в солнечные модули на период до 2020 г. (EPIA/Greenpeace)

Аналогичные прогнозы по стоимости и объему производства солнечных модулей в мире даются и в других источниках (см. таблицы 6.6 и 6.7). С учетом более высокой экологической безопасности таких электростанций, огромных запасов возобновляемой солнечной энергии и 40-летнего опыта развития технологии СЭ, все более очевидно, что фотоэлектрические солнечные станции будут играть стратегическую роль в мировой энергетике будущего.

Таблица 6.6 Структура стоимости и объема производства солнечных модулей в мире в настоящее время и в перспективе

	Структура стоимости производства, долл. США
<b>Современный уровень</b>	
1. Производство кремниевых пластин	1,5-1,7
2. Производство СЭ	1,3-1,5
3. Изготовление СМ	1,5-1,7
4. Стоимость производства модулей	4,3-4,9
<b>Ближайшая задача</b>	
1. Производство кремниевых пластин	0,8-1,0
2. Производство СЭ	0,4-0,5
3. Изготовление СМ	0,6-0,7
4. Стоимость производства модулей	2,0
<b>Долгосрочная перспектива</b>	
1. Производство кремниевых пластин	0,25-0,3
2. Производство СЭ	0,3
3. Изготовление СМ	0,4-0,45
4. Стоимость производства модулей	1,0

Таблица 6.7 Техничко-экономические характеристики кремниевых солнечных элементов

Материал СЭ	1995 год		2000 год		2010 год (прогноз)	
	КПД, %	Цена, долл.	КПД, %	Цена, долл.	КПД, %	Цена, долл.
Монокристаллический кремний	15	2,40	18	2,00	22	1,5
Поликристаллический кремний	14	2,25	16	1,95	20	1,45
Аморфный кремний	7-9	2,00	10	1,20	14	0,75

На основе анализа стоимости производства СЭ, проведенного по различным технологиям, спроса на СЭ и СМ была сформулирована задача поэтапного снижения стоимости производства до 2 дол. США/Вт (ближайшая задача) и 1 дол. США/Вт (перспективная задача). Это приведет к снижению стоимости электроэнергии, соответственно до 0,12 долл./кВт·ч и 0,6 долл./кВт·ч.

При цене производства 2 долл. США/Вт мировая потребность составит 100 ГВт в расчете по 100 Вт на одного человека из 1 млрд. населения, живущего без электричества. Предполагается, что мощность 100 Вт покрывает потребности в электроэнергии на освещение, питание телевизора, небольшого холодильника и водяного насоса населения развивающихся стран и удаленных сельскохозяйственных районов России. При сроке наполнения рынка 20 лет ежегодная потребность составит 5 ГВт.

Себестоимость 1,0 долл. США/Вт может быть достигнута при массовом применении солнечных установок, включенных в электросеть. Если принять долю электроэнергии, произведенной путем преобразования солнечного излучения за 10% общего объема электроэнергии, производимой в мире, то рынок солнечной энергетики составит 50 ГВт·ч в год. В техническом отношении не существует ограничений в использовании такого количества солнечной энергии, однако, для этого необходимо решить ряд научных, технологических и экономических проблем.

Снижение стоимости солнечной электроэнергии возможно либо при совершенствовании техники полупроводниковых материалов, либо с помощью концентраторов излучения. В основном, это касается СФЭУ на базе кремния, так как кристаллический кремний занимает сегодня доминирующее положение в производстве СЭ. Считая, что 1 кг кремния в СЭ при однократной интенсивности солнечного излучения может произвести 300 МВт·ч электроэнергии за 30 лет, можно легко определить эквивалентное количество нефти. Для производства 300 МВт·ч электроэнергии при теплотворной способности потребуется 25 т нефти с теплотворной способностью 43,7 МДж/кг, а с учетом того, что КПД теплоэлектростанции составляет примерно 33%, количество нефти, эквивалентное 1 кг кремния возрастает до 75 т.

В сравнении с ядерной энергией, 1 т природного урана в генераторе открытого цикла производит 35 ГВт·ч, в то время как одна тонна кремния (наиболее распространенного материала для изготовления СЭ) в установке с концентратором за 30 лет срока службы сможет выработать 92 ГВт·ч. В этой связи кремний часто называют "нефтью 21-го столетия", имея в виду высокую прибыльность нефтяной отрасли.

Основным препятствием на пути к снижению стоимости СЭ является высокая стоимость кремния солнечного качества (70-20 дол л./кг], поэтому задача первостепенной важности состоит в разработке новых технологий производства кремния.

Содержание кремния в земной коре составляет 29,5% ( $8 \cdot 10^{18}$ ), что превышает запасы алюминия в 3,35 раз (табл.6.8). Цена кремния степени очистки 99,99 % равна "стоимости урана, используемого в реакторах атомных электростанций, хотя содержание кремния в земной коре в 100 000 раз превышает содержание урана.

Мировой запас урана оценивается в 2 763 000 т. Производственный цикл уранового топлива, включая производство гексафторида урана, гораздо более сложен и опасен по сравнению с хлор-силановым методом

производства полупроводникового кремния. С учетом того, что уран в земной коре находится в рассеянном состоянии и содержится в несоизмеримо меньших концентрациях, чем кремний, непонятно, почему эти материалы имеют примерно одинаковую стоимость. "Этот "парадокс" можно объяснить только тем, что на развитие технологии производства уранового топлива были инвестированы в мире миллиарды долларов.

Таблица 6.8 Материалы для солнечных энергетических систем

Материал	Массовое содержание в земной коре, %	Мировое производство, млн. т/год	Цена, долл. США/кг
Кислород	47	-	-
Кремний (металлургический)	29,5	0,72	1,3
Кремний (полупроводниковый)	-	0,007	40-100
Алюминий	8,8	20	1,3
Железо (сталь)	4,65	480	0,25-0,3
Титан		0,63	0,25-,85
Никель	0,01	9	7,3
Медь	0,0047	0,7	1,3-2,0
Свинец	0,0016	7	0,3-0,5
Олово	0,00025	0,18	5,8-6,0
Кварц	12	-	0,2-2,0

Эти средства отпускались, главным образом, на военные программы. Видимо, только поэтому объем мирового производства урана в несколько раз превышает объем производства полупроводникового кремния (табл.6.9).

Хлор-силановый технологический цикл производства полупроводникового кремния за 35 лет со дня его разработки практически не претерпел значительных изменений и страдает всеми недостатками химических технологий 50-х годов: высокое энергопотребление, низкий выход кремния, высокий уровень экологической опасности (табл.6.10). В настоящее время для производства "солнечного" кремния, как правило,

используется все та же традиционная технология полупроводникового кремния, применяемого в электронной промышленности.

Основное сырье для производства кремния - оксид кремния в виде кварцевого песка образует 12% массы литосферы. Русские кварциты являются самыми чистыми в мире; их залежи достаточны, чтобы обеспечить сырьем солнечные фотоэлектрические станции мощностью более 1000 ГВт.

Высокие энергетические затраты и низкий выход кремния (от 6 до 10%) при химическом способе очистки обусловлены высокой энергией связи Si-O (64 кДж/моль). В настоящее время три новые технологии производства солнечного кремния ждут своей окончательной доработки и коммерческого освоения.

Таблица 6.9 Сравнение характеристик базовых материалов для атомных и солнечных электростанций

Характеристика	Уран	Кремний
Содержание в земной коре, %	0,0003	29,5
Мировые запасы, тыс. т	2763	> 25 млн.
Годовой выпуск, тыс. т	45	1000 (металлургический) 7 (приборный)
Цена, долл. США/кг	40-60	2 (металлургический) 40-100 (приборный)
Энергетический эквивалент за 30 лет, МВт-ч/кг	3000	3000 (аморфный пленочный) 300 (кристаллический)
Срок службы электростанции, лет	30	50-100

Таблица 6.10 Сравнение характеристик технологии получения кремния для солнечной энергетики

Характеристика	Традиционная технология	Новая технология
Процесс очистки	Химический	Физический
Энергопотребление, кВт*ч/кг	250	15-30
Выход кремния, %	6-10	80-95
Стоимость кремния, долл. США/кг	40-100	5-15
Экологическая характеристика	Опасная	Чистая

В России сегодня разработана новая технология получения энергетического кремния, основанная на больших запасах российского кварца высокой чистоты.

Предлагаемый метод производства кремния основан на реакции его восстановления из природного кварца высокой чистоты с помощью углерода по специальной технологии, обеспечивающей достаточную чистоту конечного продукта.

Россия располагает несколькими богатыми месторождениями высокочистого кварца и графита. Анализ показывает, что эти материалы можно использовать без предварительной химической очистки.

Предлагается производить восстановление кремния из природного кварца в новых дуговых печах с помощью углерода: в виде сажи (вариант 1) или из природного газа (вариант 2). Замкнутые, реакционные камеры должны обеспечить высокую экологичность производства и снижение потребления электроэнергии на единицу массы произведенной продукции в 10 раз. Снижение трудозатрат и повышение выхода кремния до 80% позволит снизить солнечного кремния до 25 долларов США за 1 кг. Было разработано оборудование и получены образцы кремния солнечного качества, что подтверждает практическую осуществимость данной технологии.

Запуск производства технологии производства солнечного кремния в объеме 40 т в год потребует капиталовложений в размере 3 млн. долларов США.

Изделия и сопутствующие продукты производства:

- Кремниевое сырье (чистота 99,999%) для выращивания слитков.
- Слитки поликристаллического кремния солнечного качества р-типа с удельным сопротивлением 0,2-0,4 Ом.
- Диоксид кремния высокой чистоты для оптических приборов (оптическое стекло, оптическое волокно).

- Углерод с чистотой 99,99% в виде сажи или в гранулах для производства полиграфической краски, для использования в электрохимической и резиновой промышленности.

Основные преимущества предлагаемой технологии:

- низкая себестоимость солнечного кремния \*в 2-3 раза ниже, чем при обычном производстве);
- снижение потребления электроэнергии (в несколько раз);
- использование патентно-чистых технологий;
- экологическая безопасность технологических процессов.

Сегодня в мире существуют и другие перспективные технологии получения энергетического кремния. В частности технология высокочистого кремниевого сырья для производства СЭ без применения хлорных соединений. В качестве исходного материала используется технический кремний степени очистки 96-98%.

Производство кремниевого сырья для производства СЭ осуществляется по следующей технологической схеме:

- очистка размельченного (размер частиц 20-60 мкм) металлургического кремния с помощью щелочного раствора;
- приготовление однородной смеси кремниевой пыли с катализатором;
- получение и выделение триэтилсилана в результате реакции со спиртом;
- получение моносилана;
- адсорбционная очистка моносилана с помощью твердых сорбентов;
- получение кремниевого сырья путем пиролиза моносилана.

Каждая фаза процесса должна быть опробована в условиях экспериментального производства. Процесс получения моносилана отличается исключительной избирательностью синтеза моносилана и предотвращает образование летучих компонентов с нежелательными



примесями в кремнии, что значительно упрощает очистку моносилана.

Процесс очистки кремния связан с применением замкнутого цикла обработки, предусматривающего регенерацию использованных кислот.

Все процессы требуют доступных материалов, производимых промышленностью в массовом масштабе: металлургического кремния и спирта.

Основным достоинством данной технологии является использование недорогих исходных материалов, исключение из производственного цикла вредных хлорных соединений, производство недорогого кремниевого сырья высокого качества. Таким образом удастся снизить степень зависимости технологии ФЭП от производства кремния марок, используемых в электронной промышленности.

Весьма перспективным является и технология производства энергетического кремния из рисовой лузги, ежегодные запасы которой очень велики в странах, занимающихся производством риса.

В этой технологии исходным сырьем служит рисовая лузга. В данном случае производственный процесс включает в себя следующие стадии:

- химическая обработка лузги для отделения органических примесей и производство пищевых и медицинских продуктов (ванилин, ксилит и т. п.);
- быстрый гидролиз рисовой лузги в контролируемых условиях для получения смеси аморфного диоксида кремния и углерода;
- подготовка шихты (гранулирование);
- карботермическое восстановление кремния в дуговой печи.

Данная технология позволяет решить задачу утилизации отходов производства риса. Кроме того, загрязнение окружающей среды при синтезе моносилана во много раз меньше по сравнению со стандартной технологией, использующей соединения хлора.

В мире ежегодно остаются неиспользованными десятки миллионов тонн рисовой лузги, которая может служить практически неограниченным

источником сырья для производства солнечного кремния. При этом плазменные технологии обеспечивают десятикратное снижение энергетических затрат по сравнению с хлор-силановым производственным циклом.

Необходимость и перспективность развития солнечной энергетики в разных странах мира подтверждается сегодня и различными стимулирующими правовыми и экономическими актами и законами, принятыми в них. Широко известны в мире законодательные акты, принятые в разных странах мира для поддержки развития энергетики на базе возобновляемых источников энергии в 80-90-е годы XX века (Дания, Индия, Япония, Германия, США и т.д.). Все они способствовали интенсификации использования ВИЭ в мире в целом. В начале XXI века в разных странах мира и, особенно, в странах Европейского Союза (ЕС) особое внимание государства было обращено и на развитие солнечной энергетики. В качестве примера ниже приведены различные законодательные акты, принятые в некоторых странах ЕС и способствующих развитию СФЭУ и СК в энергетике.

Германия (см. таблицу 6.11): 01.08.2004 принят закон, по которому установлены очень льготные тарифы на покупку электроэнергии от СФЭУ на период 20 лет с учетом в них 5% инфляции в год.

Таблица 6.11 Системные тарифы на электроэнергию, получаемую от СФЭУ в Германии в  $\frac{\text{евроцент}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$  и  $\frac{\text{цент}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ , принятые в августе 2004 г и действующие на период в 20 лет с учетом 5% уровня инфляции

Вид СФЭУ	СФЭУ на любых свободных поверхностях	СФЭУ на крышах при $N < 30$ кВт	СФЭУ на крышах при $30 \leq N < 100$ кВт	СФЭУ на крышах при $N \geq 100$ кВт	СФЭУ на фасадах при $N < 30$ кВт	СФЭУ на фасадах при $30 \leq N < 100$ кВт	СФЭУ на фасадах при $N \geq 100$ кВт
$\frac{\text{евроцент}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$	45,7	57,4	54,6	54,0	62,4	59,6	59,0

$\frac{\text{цент}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	61,2	76,9	73,2	72,4	83,6	79,9	79,1
-------------------------------------------------	------	------	------	------	------	------	------

\* 1 € ≈ 1,34 \$ на апрель 2007 г.

Италия. Закон от 15.07.2005 г о новой системе покупных цен на электроэнергию. Для привлечения инвесторов 26.07.2004 г был опубликован новый закон, в котором предельная суммарная мощность СФЭУ в стране увеличилась до 500 МВт (включая 360 МВт СФЭУ до 50 кВт и 140 МВт для СФЭУ от 50 до 1000 кВт). С другой стороны правительство ограничило ежегодный ввод СФЭУ 85 МВт (60 МВт для СФЭУ до 50 кВт и 25 МВт для СФЭУ от 50 до 1000 кВт). Установлены следующие цены на электроэнергию от СФЭУ мощностью от 1 до 1000 кВт: от 45,5 до 49  $\frac{\text{евроцент}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$  (61÷65,7  $\frac{\text{цент}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ ) для разных по мощности СФЭУ. Для СФЭУ на фасадах зданий полная цена увеличивается на 10 %. Закон действует в течение 20 лет с учетом 5% годовой инфляции, начиная с 2007 г (см. таблицу 6.12).

Таблица 6.12 Системные тарифы на электроэнергию, получаемую от СФЭУ в Италии в  $\frac{\text{евроцент}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$  и  $\frac{\text{цент}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ , принятые в июле 2004 г и действующие на период в 20 лет с учетом 5% уровня инфляции

Мощность СФЭУ	СФЭУ до 20 кВт	СФЭУ от 20 до 50 кВт	СФЭУ свыше 50 кВт
$\frac{\text{евроцент}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	45,5	46,0	49,0
$\frac{\text{цент}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	61,0	61,6	65,7

Испания: Королевский Указ от марта 2004 г №436/2004 . Он действует на период в 25 лет и гарантирует полупику электроэнергии от СФЭУ; за пределами 25 лет Указанный тариф может быть модифицирован при достижении СФЭУ в стране общей мощности в 150 МВт. При этом максимальная предельная установленная мощность СФЭУ увеличена с 5 кВт

до 100 кВт. Цена на электроэнергию от СФЭУ в отличие от Германии не фиксирована и меняется во времени в зависимости от конкретной ситуации (в 2005 г она была равна  $42,1 \frac{\text{евроцент}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$  ( $56,4 \frac{\text{цент}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$ )).

Аналогичные законодательные акты были также и в других 25 странах ЕС. Как следствие этого в 2004-2005 годы в странах ЕС наблюдается интенсивный рост мощностей СФЭУ и СК (более 30 % в год).

Для иллюстрации сказанного в таблице 6.13 представлены данные по солнечной фотоэнергетике 25 стран ЕС: ввод новых мощностей в 2004 и 2005 годах; суммарная установленная мощность СФЭУ на 01.01.2006 г и удельная мощность СФЭУ на 1 чел в Вт. Из приведенных в таблице 6.13 следует, что наибольший прирост мощностей СФЭУ наблюдается в тех странах ЕС, где приняты наиболее льготные условия для развития СФЭУ. При этом, в отличие от России, наибольшие капиталовложения в большинстве стран ЕС направляются на сетевые или системные СФЭС (свыше 98% в 2004-2005 гг и свыше 94 % по состоянию на 01.01.2006 г).

В таблице 6.14 приведены данные по росту производства мощностей СФЭС в мире в период с 1993 по 2005 гг. и прогноз его роста к 2010 г. (рост более чем в 3,5 раза к уровню 2005 года). В таблице 6.15 приведены данные по производству в МВт/год солнечных модулей в мире в 2005 году. Из них следует, что лидирующее положение здесь продолжает занимать Япония (48,2% от общего объема производства солнечных модулей в мире).

В таблице 6.16 приведены данные по основным производителям солнечных модулей в мире в 2004-2005 гг. Здесь также лидируют японские фирмы.

Таблица 6.13 Солнечная фотоэнергетика в 25 странах ЕС: ввод мощностей в 2004-2005 гг. общая мощность на 01.01.2006 г. и удельная мощность СФЭС на 1 человека

Страна	Ввод СФЭС в 2004 г., МВт		Ввод СФЭС в 2005 г., МВт			СФЭС на 01.01.2006		
	сетев.ые	автон.ые	сетев.ые	автон.ые	сетев.ые	автон.ые	сетев.ые	автон.ые
Германия	500	3	503	600	3	603	1508	29
Испания	9,241	1,348	10,589	18,7	1,5	20,2	42,5	15,2
Франция	4,18	1,05	5,23	5,8	0,567	6,367	13,8	18,867
Италия	4,2	0,8	5	4,5	0,5	5,0	2,3	13
Англия	2,197	0,064	2,261	2,4	0,1	2,5	9,786	0,878
Австрия	1,833	0,514	2,347	1,73	0,52	2,25	18,223	3,207
Голландия	5,54	0,12	5,66	2,0	0,1	2,1	46,3	4,9
Греция	0,15	1,151	1,3	0,156	0,745	0,9	1,412	4,032
Португалия	0,103	0,528	0,631	0,1	0,5	0,6	0,6	2,7
Бельгия	0,336	0,0	0,336	0,502	0,0	0,502	1,712	0,053
Дания	0,36	0,085	0,445	0,3	0,05	0,35	2,335	0,305
Швеция	0,0	0,285	0,285	0,06	0,25	0,31	0,254	3,922
Финляндия	0,03	0,27	0,3	0,03	0,27	0,3	0,223	3,779
Кипр	0,105	0,05	0,155	0,235	0,045	0,28	0,49	0,135
Ирландия	0,0	0,02	0,02	0,0	0,2	0,2	0	0,3
Словения	0,005	0,028	0,033	0,112	0,004	0,116	0,118	0,098
Чехия	0,069	0,017	0,086	0,111	0,003	0,114	0,38	0,15
Польша	0,022	0,105	0,127	0,016	0,067	0,083	0,085	0,232
Люксембург	8,03	0,0	8,03	0,066	0,0	0,066	23,266	0
Венгрия	0,03	0,008	0,038	0,03	0,008	0,038	0,085	0,091
Мальта	0	0	0	0,009	0	0,009	0,015	0
Эстония	0	0	0	0	0,001	0,001	0	0,003
Латвия	0	0	0	0	0,001	0,001	0	0,005
Словакия	0	0	0	0	0	0	0	0,06
Литва	0	0	0	0	0	0	0	0,017
Всего	536,431	9,443	545,873	636,857	8,43	645,287	1692,584	100,934
%	98,27	1,73	100	98,69	1,31	100	94,39	5,61

Таблица 6.14 Рост производства мощностей СФЭС в мире с 1993 по 2005 гг. и прогноз на 2010 г (МВт)

Год	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	200	2001	2002	2003	2004	2005	2010
МВт	69,09	69,44	77,6	88,6	125,8	154,9	199,9	288,5	401,4	557,8	759	1195	1727	6000

Таблица 6.15 Производство солнечных модулей в мире в 2005 г (МВт)

Страна	Япония	Европа	Китай и Тайвань	США	Прочие страны
%	48,2	26,2	11,6	8,9	5,2
МВт	833	452	200	153	89

Эффективность (КПД) солнечных коллекторов для большинства действующих сегодня установок находится в пределах 40-50%. Из этого следует, что на 30<sup>0</sup> северной широты можно получить от солнечных коллекторов 3-5 ГДж тепла при 60-70 °С с 1м<sup>2</sup> солнечного коллектора. Это означает, что стоимость этого тепла при сроке службы солнечных коллекторов в 30 лет составит здесь от 3 до 4 долларов США за 1 ГДж, что делает солнечные коллекторы экономически привлекательными для потребителей. Для более высоких широт иногда выгоднее могут оказаться солнечные коллекторы, используемые в теплое время года с целью нагрева воды.

Сказанное подтверждается данными, приведенными в таблице 6.17 по уровню развития солнечных коллекторов в 25 странах ЕС. Из них следует, что наибольший прирост площадей солнечных коллекторов в ЕС происходит за счет обычных плоских солнечных коллекторов (около 89% в 2004-2005 гг.). Оставшуюся долю прироста солнечных коллекторов в ЕС примерно равномерно делят между собой незастекленные и вакуумные солнечные коллекторы.

В таблице 6.18 приведены данные по прогнозу темпов роста и доли различных технологий ВИЭ в мире на период до 2040 г. Из них следует, что

солнечная энергетика в целом будет развиваться очень интенсивно в этот период времени.

Таблица 6.16 Основные производители солнечных модулей в мире в 2004-2005 гг.

Компания	2004 г.	2005 г.	Рост в %	Доля на рынке, %
	МВт	МВт		
Sharp	324	428	32,1	24,8
Q-Cells	75	160	113,3	9,3
Kyocera	105	142	35,2	8,2
Sanyo	65	125	92,3	7,2
Mitsubishi	75	100	33,3	5,8
Schott Solar	63	95	50,8	5,5
BP Solar	85	90	5,9	5,2
Suntech	28	80	185,7	4,6
Mootech	35	60	71,4	3,5
Shell Solar	72	59	18,1	3,4
Isofoton	53	53	0,0	3,1
Deutsche Cell	28	38	35,7	2,2
Otherindustrials	187	297	58,8	17,2
Всего	1195	1727	44,5	100

Таблица 6.17 Солнечные коллекторы в Европейском Союзе 25 стран: прирост площадей (м<sup>2</sup>) и эквивалентной энергии (МВт\*ч) в 2004 и 2005 гг.; общая эквивалентная энергия в МВт\*ч и площадь солнечных коллекторов (м<sup>2</sup>) на 01.01.2006 г

Страна	2004 г.					2005 г.					01.01.2006 г.	
	Плоские СК	Незастекленные СК	Вакуумные СК	S <sub>Σ</sub> , м <sup>2</sup>	Э <sub>Σ</sub> , МВт*ч	Плоские СК	Незастекленные СК	Вакуумные СК	S <sub>Σ</sub> , м <sup>2</sup>	Э <sub>Σ</sub> , МВт*ч	S <sub>Σ</sub> , м <sup>2</sup>	Э <sub>Σ</sub> , МВт*ч
Германия	675000	30000	75000	780000	546,0	855000	30000	95000	980000	686	7109000	4976,3
Австрия	180000	8900	2594	191494	134,0	232020	6070	1450	239540	167,7	2598785	1819,1
Греция	215000	-	-	215000	150,5	220500	-	-	220500	154,4	3047200	2133,0
Франция	106147	6000	-	112147	78,5	153459	6000	4930	164389	115,7	913868	639,7
Испания	79200	4500	6300	90000	63,0	101434	-	5451	106885	74,8	547036	382,9
Италия	55000	-	-	55000	38,5	69000	-	3000	72000	50,4	529711	370,8
Кипр	30000	-	-	30000	21,0	50000	-	-	50000	35,0	500200	350,1
Голландия	26304	32000	-	58304	40,8	18800	20600	-	39400	27,6	536229	375,4
Швеция	17498	8677	2560	28735	20,1	17120	12470	5500	35090	24,6	257864	180,5
Англия	12000	1000	10000	23000	16,1	18000	-	10000	28000	19,6	201160	140,8
Польша	26427	270	2200	28897	20,2	23485	120	4048	27653	19,4	122240	85,8
Бельгия	14700	-	-	14700	10,3	20234	7300	-	27534	19,3	79549	55,7
Дания	19000	-	1000	20000	14,0	21000	-	250	21250	14,9	347520	243,3
Чехия	8100	-	400	8500	6,0	13200	3230	2350	18780	13,7	68780	48,1
Португалия	10000	-	-	10000	7,0	15500	-	500	16000	11,2	125200	87,6
Словакия	5500	-	-	5500	3,9	6510	-	910	7420	5,2	64170	44,9
Словения	3000	-	300	3300	2,3	4500	-	300	4800	3,4	106300	74,4
Мальта	4083	-	132	4215	3,0	4000	-	-	4000	2,8	19360	13,6
Ирландия	1194	-	800	1994	1,4	3500	-	-	3500	2,5	11096	7,8



Финляндия	1500	-	-	1500	1,1	2000	-	-	2000	1,4	14250	10,0
Люксембург	1700	-	-	1700	1,2	1900	-	-	1900	1,3	13400	9,4
Венгрия	2500	300	200	3000	2,1	1000	-	-	1000	0,7	49000	34,3
Латвия	500	-	-	500	0,4	1000	-	-	1000	0,7	2650	1,9
Литва	500	-	-	500	0,4	500	-	-	500	0,4	2150	1,5
Эстония	250	-	-	250	0,2	250	-	-	250	0,2	820	0,6
Итого	1495103	91647	101486	1688236	1181,8	1853912	85790	133689	2073391	1451,4	17267538	12087,3
%	88,5	5,5	6,0	100	-	89,4	4,1	6,5	100	-	-	-

Таблица 6.18. Прогноз темпов роста и доли различных технологий ВИЭ в мире.

Технологии	1996-2001	2001-2010	2010-2020	2020-2030	2030-2040
Энергопотребление в мире (млрд. т.н.э.)	10038,3	11752	13553	15547	17690
Биоэнергетика	1080	1291	1653	2221	2843
	2	2,2	3,1	3,3	2,8
Крупные и средние ГЭС	222,7	255	281	296	308
	2	2	1	1	0
Малые ГЭС	9,5	16	34	62	91
	6	8	10	8	6
Ветроэнергетика	4,7	35	167	395	584
	33	28	20	7	2
Солнечные фотоэнергетические установки	0,2	1	15	110	445
	25	28	30	25	13
Солнечное теплоснабжение	4,1	11	41	127	274
	10	16	16	14	7
Солнечные электростанции	0,1	0,4	2	9	29
	2	16	22	18	15
Геотермальная энергетика	43,2	73	131	194	261
	6	8	8	6	4
Приливные и волновые электростанции	0,05	0,1	0,4	2	9
	-	8	15	22	21
Всего ВИЭ в мире	1364,5	1682,5	2324,4	3416	4844
	13,6	14,3	17,1	22,0	27,4
Всего ВИЭ в ЕС (%)	13,6	16,6	23,6	34,7	47,7

#### Контрольные вопросы по шестой главе

1. СФЭУ и их влияние на окружающую среду.
2. Влияние материалов СФЭУ на здоровье человека.
3. Отрицательное влияние производства СФЭУ на здоровье человека и окружающую среду.
4. Землеемкость разных типов энергетических установок.
5. Штрафной экологический балл.

6. Эмиссии CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> разных типов энергоустановок.
7. Проблемы передачи электроэнергии из космоса на Землю.
8. Экологические проблемы космической солнечной энергетики.
9. Экономические проблемы солнечной энергетики.
10. Политические и экономические акты по стимулированию развития солнечной энергетики в мире и в России.
11. Основные тенденции изменения экономических показателей солнечной энергетики во времени.
12. Законы по стимулированию развития солнечной энергетики в странах Европейского Союза.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев В.М., Грилихес В.А., Румянцев В.А. Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения. Л. –Наука, 1989.
2. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность. (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики). –М.: МГФ "Знание", 2001.
3. Бекман У.А., Клейн С.А., Даффи Д.А. Расчет систем солнечного теплоснабжения. –М.:Энергоиздат, 1982.
4. Более чем достаточно? Оптимистический взгляд на будущее энергетики/ Под. ред. Р.Кларка. Пер. с англ., - М.: Энергоатомиздат, 1984.
5. Бурдаков В.П. Электроэнергия из космоса. -М.: Энергоатомиздат, 1991.
6. Валов М.И., Казаджан Б.И. Использование солнечной энергии в системах теплоснабжения: Монография, -М.: Изд-во МЭИ. 1991.
7. Васильев Ю.С., Хрисанов НИ. Экология использования возобновляющихся энергоисточников. - М.: Изд-во Ленинград. ун-та. 1991.
8. Г.Г.Сванидзе, В.П. Гагуа, Э.В.Сухашвили.Возобновляемые энергоресурсы Грузии. Гелио- ветро- и гидроэнергетические ресурсы. -Л. Гидрометеиздат, 1987.
9. Грилихес В.А., Орлов П.П., Попов Л.Б. Солнечная энергия и космические полеты, -М., 1984 г.
10. Даффи Д.А., Бекман У.А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии. –М.: МИР, 1977.
11. Дэвинс Д. Энергия. Пер. с англ. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
12. Заколей С.И. Солнечная энергия в строительстве. –М.: Стройиздат, 1979.
13. Ион Д. Мировые энергетические ресурсы, пер. с англ. под ред. А. С.Астахова.-М.: Недра, 1984

14. Кондратьев К.Я., Пивоварова З.И., Федорова М.П. Радиационный режим наклонных поверхностей. –М.: Гидрометеиздат, 1978.
15. Кондратьев К.Я. Актинометрия, –М.: Гидрометеиздат, 1965.
16. Концепция развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетике в энергетическом балансе России. –М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 1994.
17. Методическое пособие по курсовому и дипломному проектированию по специальностям "Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии" и „Гидроэлектроэнергетика“. Техничко-экономические характеристики солнечной энергетике на основе фотоэлектрических энергоустановок (справочные материалы) / В.И.Виссарионов, В.В.Бояркин, Г.В.Дерюгина, В.А.Кузнецова, Н.К.Малинин; Под. ред. В.И.Виссарионова. -М.: Издательство МЭИ, 1997.
18. Мировая энергетика: прогноз развития до 2020 г./Пер. с англ. Под ред. Ю.Н.Старшинова. -М.: Энергия, 1980.
19. Никитин Д.П., Новиков Ю.В. Окружающая среда и человек.: Учеб. пособие для студентов вузов. - М.: Высш. школа. 1980.
20. Новая энергетическая политика России. Под общей редакцией Ю.К.Шафраника, –М.: Энергоатомиздат, 1995.
21. Оборудование нетрадиционной и малой энергетике". Справочник-каталог Второе издание. - М.: АО "Новые и возобновляемые источники энергии", 2000г.
22. Обрезков В.И. Возобновляемые нетрадиционные источники электроэнергии -М.: Моск. энерг. ин-т, 1987.
23. Основы экологии. В.И.Кормилицын. / Под. ред. Л.А.Рихтера. -М.: Из-во МЭИ, 1993.
24. Пивоварова З.И. Радиационные характеристики климата СССР, -М.: Гидрометеиздат, 1977.

25. Пивоварова З.И., Стадник В.В. Климатические характеристики солнечной радиации как источника энергии на территории СССР. – М.: Гидрометеиздат, 1988.
26. Пособие для вузов. - В 2-х кн. Кн.2/ А.И. Бертинов, Д.А. Бут, С.Р. Мизорин и др.; Под. ред. БЛ. Алшевского. - 2-е изд. перераб. и дни. - М.. Энергоатомиздат. 1993
27. Преобразование солнечной энергии./Под. ред. Н.Н. Семенова и А.Е. Шилова. - М Наука, 1985.
28. Расчет ресурсов солнечной энергетики/ В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, С.В. Кривенкова, В.А. Кузнецова, Н.К. Малинин. Под ред. В.И. Виссарионова. –М.: Изд-во МЭИ, 1998 г.
29. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России/ Коллектив авторов – СПб.: Наука. 2002.
30. Салиева Р.Б. Разработка гелиотехнического кадастра. "Гелиотехника". №6, 1976 г, с.21-27.
31. Сивков С.И. Методы расчета характеристик солнечной радиации. –Л.: Гидрометеиздат, 1968.
32. Специальные электрические машины. Источники и преобразователи энергии: Учеб. пособие для вузов. – В 2-х кн. Кн.2/ А.И. Бертинов, Д.А. Бут, С.Р. Мизорин и др.:
33. Современные проблемы полупроводниковой фотоэнергетики: Пер. с англ. / Фонаш С, Ротворф А., Казмирски Л. и др.; Под. ред. Т. Коутска, Дж. Микини. - М.: Мир, 1988 г
34. Твайдел Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. - М.: Энергоатомиздат. 1990.
35. Тельдеш Ю., Лесны Ю. Мир ищет энергию: пер. со словац./пер. Аркина М.Я.; Под ред. Ю.А. Мазитова; Преджи, Н.С. Лидоренко. - М.: Мир. 1981.
36. Удел С. Солнечная энергия и другие альтернативные источники энергии. –М.: МИР, 1980.

37. Фаренбрух А., Бьюб Р. Солнечные элементы. Теория и эксперимент.-М.: Энергоатомиздат. 1987.
38. Харченко Н.В. Индивидуальные солнечные установки. - М.: Энергоатомиздат, 1991.
39. Энергетика сегодня и завтра / В.И.Баланчавадзе, А.И.Барановский, В.Л.Блинкин и др.; Под. ред. Л.Ф.Дьякова. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
40. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Под ред. В.И.Виссарионова. –М.: ООО фирма "ВИЭН", 2004.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1 РАСЧЕТ РЕСУРСОВ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

П1.1 Расчет склонения солнца -  $d$ , часового угла солнца -  $w$  и продолжительности солнечного сияния в течение суток  $T_c$  в точке  $A$  с координатами ( $j^0_{с.ш.}, y^0_{в.д.}$ ) в рассматриваемые сутки года

Исходные данные: Рассматривается точка  $A$  с координатами  $j^0_{с.ш.}$  и  $y^0_{в.д.}$ . Известен номер суток с начала года -  $n$ , о.е. Заданы границы часового пояса в которой находится точка  $A$  по долготе ( $y^{0min}$ ,  $y^0$ ,  $y^{0max}$ ) при  $j^0_{с.ш.}=const$ , где  $y^0$  - долгота, по которой зональное (поясное) и декретное время совпадают.

Расчет производится по следующим формулам. Склонение Солнца  $d$  в данные сутки  $n$  определяется по формуле Купера:

$$d = d_0 \times \sin(360 \times (284 + n) / 365), \quad (\text{П1.1})$$

где  $d_0 = +23^{\circ}27' = 23,45^{\circ}$  для северного полушария, а  $n$  - номер суток с начала года.

Часовой угол солнца  $w$  в точке  $A$  ( $j^0_{с.ш.}$  и  $y^0_{в.д.}$ ) в рассматриваемый момент местного времени суток  $t$  определяется по формуле:

$$w^0 = 15^{\circ} / 4 \times (t - t_{cc}) + (y^0 - y^0_{зонал}), \quad (\text{П1.2})$$

где  $t$ , ч - фактическое местное декретное время;  $t_{cc}$ , ч - декретный полдень данного часового пояса («летнее» и «зимнее» время), совпадающий со средней долготой данной зоны;  $y^0$  - фактическая долгота точки  $A$ .

Продолжительность солнечного дня в данные сутки в точке  $A$  -  $T_c$  рассчитывается по формуле:

$$T_c = 2 / 15 \times (\arccos[-\operatorname{tg} j^0 \times \operatorname{tg} d^0]). \quad (\text{П1.3})$$



### Пример расчета

Заданы три точки с координатами: точка  $A$  ( $j^0 = 56^0$  с.ш. и  $y^0 = y^0_{зона} = 37,5^0$  в.д.); точка  $B$  ( $j^0 = 56^0$  с.ш. и  $y^0 = 30,0^0$  в.д.) и точка  $C$  ( $j^0 = 56^0$  с.ш. и  $y^0 = 45,0^0$  в.д.) для солнечного полудня 15 января для часовой зоны с дескретным временем:

$$t_{cc, ч} (y^0_{зона}) = \begin{cases} 14 \text{ ч для } 1.04 \text{ } \leq n \leq 1.10, \\ 13 \text{ ч для остального времени года.} \end{cases} \quad (\text{П1.4})$$

Тогда: номер суток  $n=15$

$$d = 23,5^0 \times \sin(360 \times (284 + 15) / 365) = 23,5^0 \times \sin 294,9^0 = \\ = 23,5^0 \times (-0,907) = -21,31^0.$$

$$T_c = 2/15 \times \arccos[-\text{tg} 56^0 \times \text{tg}(-21,31^0)] = \\ = 2/15 \times \arccos[(-1,482) \times (-0,390)] = 2/15 \times 54,67^0 = 7,29 \text{ ч.}$$

$$\text{В точке } A \quad w^0 = 15^0/4 \times (13 \text{ ч} - 13 \text{ ч}) + (37,5^0 - 37,5^0) = 0^0.$$

$$\text{В точке } B \quad w^0 = 15^0/4 \times (13 \text{ ч} - 13 \text{ ч}) + (30,0^0 - 37,5^0) = -7,5^0.$$

$$\text{В точке } C \quad w^0 = 15^0/4 \times (13 \text{ ч} - 13 \text{ ч}) + (45^0 - 37,5^0) = +7,5^0.$$

Если бы рассматривался момент времени  $t_1=10$  ч утра и  $t_2=15$  ч для местного времени, то для указанных точек  $A$ ,  $B$  и  $C$  получили бы значения  $w^0$  равные:  $-45^0$ ;  $-52,5^0$ ;  $-37,5^0$  и  $+45^0$ ;  $+37,5^0$ ;  $+52,5^0$  соответственно.

П1.2 Расчет изменения мощности потока солнечной радиации (СР) в течении суток в точке  $A$   $R_h(t)$  ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) и потока СР за данные сутки -  $\mathcal{E}_h(t)$  в ( $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$ ) и ( $\frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$ ) на горизонтальную площадку

Допущения и условия: Прозрачное (ясное) небо; известна дата (номер дня в течение года -  $n$ ); известна широта и долгота точки  $A$  -  $j$

и  $u$ , град; известно максимальное значение  $R_h^{max}$  (Вт/м<sup>2</sup>) в течение суток, соответствующее нахождению солнца в рассматриваемые сутки в наиболее высокой точке (местный полдень); изменение СР в сутках происходит по синусоиде.

Расчетные соотношения:

$$R_h(t) = R_h^{max} \times \sin\left(\frac{P \cdot t'}{T_c}\right) = R_h^{max} \times \sin I, \quad (\text{П1.5})$$

где  $I$  - в радианах;  $0 \leq I \leq 3,14$ ;  $t'$ , ч - время после восхода солнца  $0 \leq t' \leq T_c$ ; определяется с учетом принятой модели изменения СР в сутках (см. рис. П.1.1). На рис. П.1.1 :  $dt$ , ч - сдвиг во времени точки с  $R_h^{max}$  с учетом декретного и "летнего" - "зимнего" времени по отношению к солнечному полудню;  $t_{cc}$ , ч - местное время точки с  $R_h^{max}$  в данные сутки; точка  $a$  - координата начала отсчета  $t$ , ч ( $t_a = t_{cc} - 0,5 \times T_c$ );  $T_c$ , ч - продолжительность солнечного дня в данные сутки, определяемое по (П1.3).

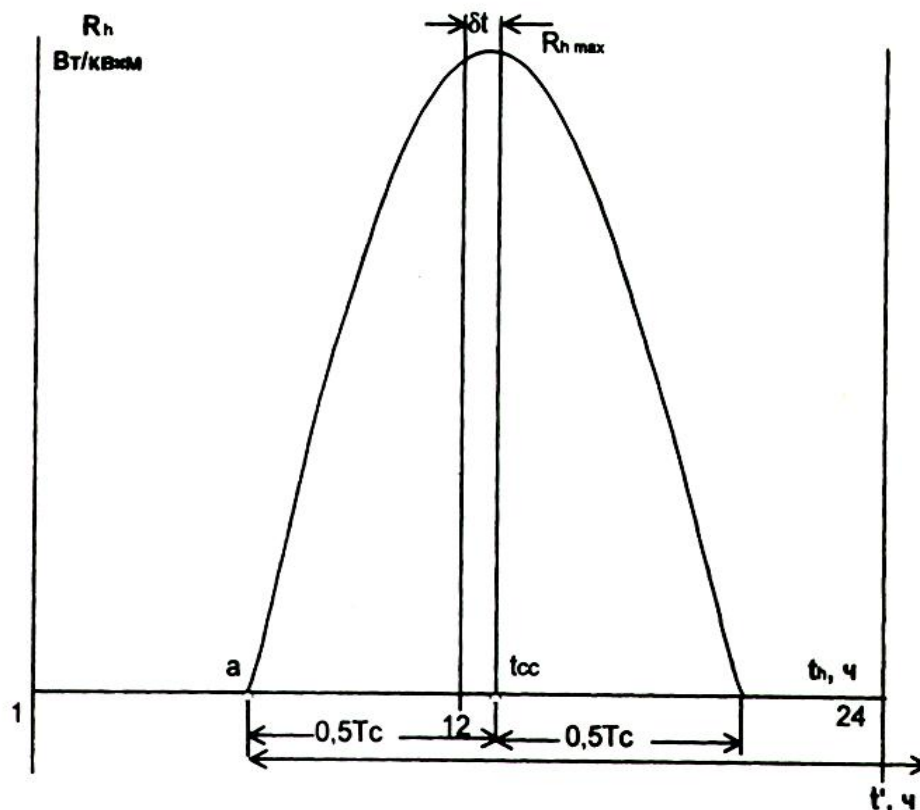


Рисунок П1.1 Модель изменения СР в течение суток

Наличие зависимости  $R_h(t)$  в течении суток позволяет определить и значение потока СР за данные сутки двумя путями: численным интегрированием  $R_h(t)$  по  $t$  или аналитически по формуле

$$\mathcal{E}_h = \int_{T_{\text{сут}}} \dot{R}_h(t) dt \approx \int_{T_{\text{сут}}} \dot{R}_h^{\text{max}} \times \sin(p \times t / T_c) dt \approx (2T_c / p) \times R_h^{\text{max}} \times 10^{-3}. \quad (\text{П1.6})$$

Для расчета  $\mathcal{E}_h$  в  $\frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2}$  необходимо (П1.6) преобразовать к виду:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_h = \int_{T_{\text{сут}}} \dot{R}_h(t) dt &\approx 3,57 \times 10^{-3} \int_{T_{\text{сут}}} \dot{R}_h^{\text{max}} \times \sin(p \times t / T_c) dt \approx \\ &\approx 2 T_c / p R_h^{\text{max}} \times 3,57 \times 10^{-3}. \end{aligned} \quad (\text{П1.7})$$

В (П1.6) и (П1.7)  $R_h$  и  $R_h^{max}$  в (Вт/м<sup>2</sup>);  $T_c$  в (ч);  $\mathcal{E}_h$  в  $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$  и  $\frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$ .

### Пример расчета

Точка  $A$  с  $j = 56^0$  с.ш.;  $t_{cc} = 13$  ч;  $R_h^{max} = 200$  Вт/м<sup>2</sup>; текущая дата - 15.01, т.е.  $n = 15$ .

Тогда

$$d = +23,45^0 \times \sin(360 \times (284 + 15) / 365) = +23,45^0 \times \sin 294,9 = -21,26^0,$$

$$T_c = 2/15 \times \arccos(-\text{tg} 56^0 \times \text{tg}(-21,31^0)) = 2/15 \times \arccos 0,578 = 7,35 \text{ ч.}$$

- для  $t_{cc} = 13$  ч и  $T_c = 7,29$  ч. получаем, что координата точки  $A$  соответствует 9,36 ч. утра (13 ч. - 3,64 ч. = 9,36 ч.)

Тогда координаты  $t^c$  будут соответственно равны значениям, приведенным в табл. П1.1.

Значения  $I$  в (П1.5) определяются в радианах, при  $0 \leq I_{рад} \leq 3,14$  или, соответственно  $0 \leq I_{град} \leq 180^0$ . Для представления  $I_{град}$  в (П1.5) необходимо формулу (П1.5) представить следующим образом:

$$R_h = R_h^{max} \times \sin \left( \frac{180^0 \cdot t'}{T_c} \right). \quad (\text{П1.8})$$

Тогда для  $t^c = 1$  ч. и 2 ч. получаем:

$$R_{h=1} = 200 \times \sin(180^0 \times 1/7,29) = 200 \times \sin 24,69^0 = \\ = 200 \times 0,417 = 83,54 \text{ Вт/м}^2;$$

$$R_{h=2} = 200 \times \sin(180^0 \times 2/7,29) = 200 \times \sin 49,38^0 = \\ = 200 \times 0,759 = 151,81 \text{ Вт/м}^2.$$

Результаты расчета приведены в табл. П1.1.

Рассчитаем по (П1.6) и (П1.7) значения  $\mathcal{E}_h$ :

$$\mathcal{E}_h \left( \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}} \right) = 2 \times 7,29 / p \times 200 \times 10^{-3} = 0,928 \left( \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}} \right);$$

$$\mathcal{E}_h \left( \frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}} \right) = (2 \times 7,29 / p) \times 3,57 \times 200 \times 10^{-3} = 3,31 \left( \frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}} \right).$$

Таблица П11 Расчет  $R_h$  в течении суток с  $t_a = 9,36$  ч;  
 $R_h^{max} = 200 \text{ Вт/м}^2$  соответствует 13 ч.

Время местное $t_{zp}$ , ч	$t$ , ч	$t_{a\acute{o}c}$ , ч с учетом $t$ , ч	$R_h$ , Вт/м <sup>2</sup>
1	0	1	0
2	0	2	0
3	0	3	0
4	0	4	0
5	0	5	0
6	0	6	0
7	0	7	0
8	0	8	0
9	0	9,36	0
10	1	10,36	83,54
11	2	11,36	151,81
12	3	12,36	192,32
13	4	13,36	197,66
14	5	14,36	166,86
15	6	15,36	105,54
16	7	16,36	24,93
17	7,29	16,65	0
18	0	18	0
19	0	19	0
20	0	20	0
21	0	21	0
22	0	22	0
23	0	23	0
24	0	24	0

Численное интегрирование  $R_h(t)$  за данные сутки дало следующие результаты (использована формула трапеций в предположении, что для  $t_{a\acute{o}c} = 9,36$  ч и  $16,65$  ч. -  $R_h \circ 0$ , а для  $t_{a\acute{o}c} = 13$  ч -  $R_h \circ 200 \text{ Вт/м}^2$ ).

Для  $Dt_i = 1$  ч. получаем, что  $\mathcal{E}_h$  будет равно:

$$\mathcal{E}_h\left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{сутки}}\right) = \sum_{i=1}^7 (R_{hi} \times 1 \text{ ч}) = 0,923\left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{сутки}}\right).$$

Ошибка в расчетах при использовании (П1.6) составила всего 0,54 %, что вполне допустимо (допустимая величина ошибки по опыту расчетов не должна превышать 5%).

П1.3 Расчет изменения максимальной суточной прямой солнечной радиации (СР) -  $R_2^{max}$  (Вт/м<sup>2</sup>) в течение года и потока СР за год -  $\mathcal{E}_{год}^2\left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{год}}\right)$  на горизонтальную площадку

Допущения и условия: Прозрачное (ясное) небо; считается, что  $R_h^{max}(t)$  в течение года меняются по синусоидальному закону, достигая максимума в день летнего солнечного стояния 21.06 и минимума в день зимнего солнечного стояния каждого года - 21.12; расчет  $\mathcal{E}_{hi}$   $\left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{сутки}}\right)$  производится по аналитическим зависимостям (П1.6) и (П1.7); принимается, что  $\mathcal{E}_{hi}(t)$  между смежными месяцами изменяется по линейному закону между значениями  $\mathcal{E}_{hi}$  и  $\mathcal{E}_{hi+1}$  (где  $i$  и  $i+1$  - номера двух смежных месяцев года), соответствующих середине каждого месяца (см. рис.П1.2); считается заданной величина максимума плотности СР ( $R^{max}$ ) за год, соответствующая 21.06 каждого месяца; первый день года имеет номер  $n$ , равный 1; считается, что для периода года с 1.04 по 31.10 действует декретное и “летнее” время, когда максимум суточной СР соответствует 14 ч; а для остального периода - 13 ч. (для условий России). В табл.П1.2 приведены номера всех 12 расчетных дней года.

Расчет годового значения СИ в данной точке производится по расчетной модели, представленной на рис.П1.3.

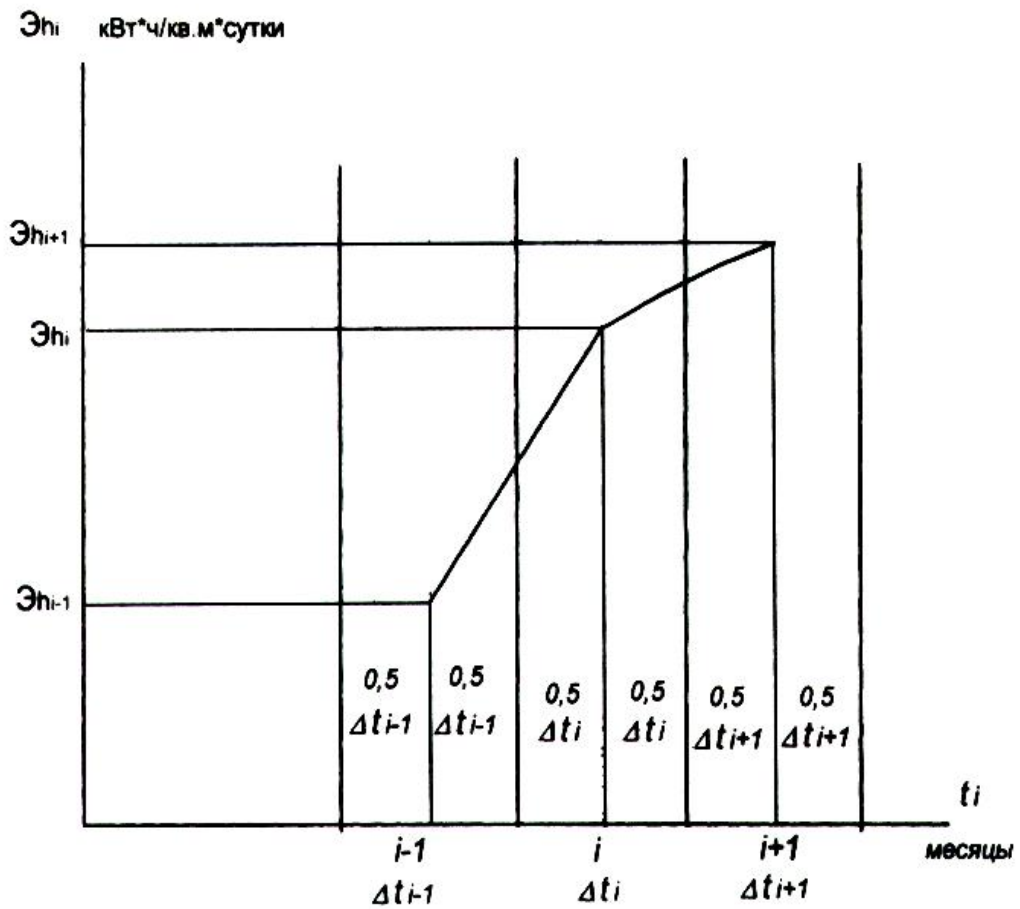


Рисунок П1.2 Модель изменения  $\mathcal{E}_h(t)$  в течение трех смежных месяцев года

Таблица П1.2 Номера дней года, соответствующие середине каждого месяца

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
дней в месяце	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
средний день месяца	15.1	14.2	15.3	15.4	15.5	15.6	15.7	15.8	15.9	15.1	15.11	15.12
номер среднего дня, $n$	15	45	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
$dt_i$ , дни	15	30	29	31	30	31	30	31	31	30	31	30

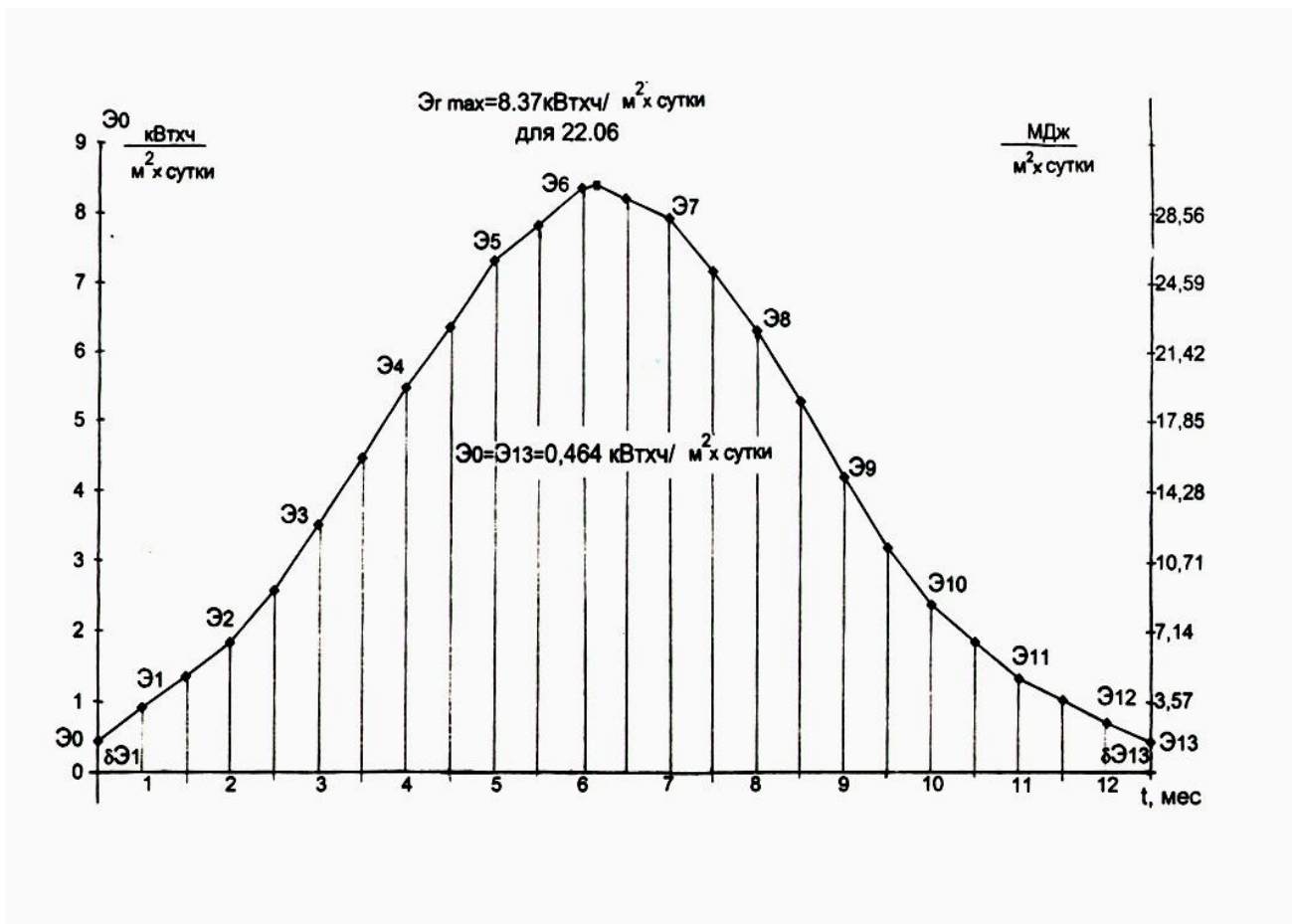


Рисунок П1.3 Расчетная модель для определения  $\mathcal{E}_{год}$  в точке А

Основные расчетные соотношения:

$$\mathcal{E}_{год}^2 \left( \frac{кВт\cdot ч}{м^2 \cdot год} \right) = \int_{T_{год}} R^2(t) \times 10^{-3} dt, \quad (П1.9)$$

где  $R^2(t)$ , (Вт/м<sup>2</sup>), определяется по следующей формуле, учитывающей заданное значение  $R^{max}$ , (Вт/м<sup>2</sup>) для 21.06 для  $J=0$  и текущее в течение года значение угла падения солнца  $J(t)$ :

$$R^2(t) = R^{max} \times \cos J(t), \quad (П1.10)$$

где  $\cos J(t)$ , град. определяется по формуле, учитывающей горизонтальное расположение площадки, т.е.



$$\cos J(t) = \sin j \times \sin d(t) + \cos j \times \cos w \times \cos d(t), \quad (\text{П1.11})$$

где  $j$ , град. - северная широта точки  $A$ ;  $d$ , град. - склонение, определяемое по (П1.1) в зависимости от номера года  $n(t)$  (см. табл.П1.2).

Для расчета  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  по (П1.9) следует брать в качестве расчетных интервалов  $Dt=1$  ч., что весьма увеличивает объем расчетов (общее число расчетных интервалов равно 8760 ч.).

Для инженерных расчетов можно пользоваться следующим упрощенным численным методом расчета  $\mathcal{E}_{\text{год}}$ : определяются значения расчетных средних дней каждого месяца (см.табл.П1.2); по (П1.10) определяются значения  $R_h^{\text{max}}_i$  для каждого  $i$ -го месяца для средних дней с номером  $n_i$  ( $i=1, \dots, 12$ ):

$$R_h^{\text{max}}_i = R^{\text{max}} \times \cos J(n_i). \quad (\text{П1.12})$$

При этом для расчета  $\cos J(n_i)$  используется выражение (П1.11) и (П1.1) для данных табл.П1.2 по  $n_i$ .

Определяются значения  $\mathcal{E}_{hi} \left( \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}} \right)$  для средних дней месяца (см. рис. П1.3) по формулам (П1.6) или (П1.7). Таким образом находится график  $\mathcal{E}_h(t)$  в течение года и далее значение  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  по формуле трапеций, т.е. (см. рис. П1.3)

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \sum_{i=1}^{11} (\mathcal{E}_{hi} + \mathcal{E}_{hi+1}) \times dt_{i+1} + d\mathcal{E}_1 + d\mathcal{E}_{12}, \quad (\text{П1.13})$$

где  $\mathcal{E}_{hi}$  и  $\mathcal{E}_{hi+1}$  в  $\left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{сутки}}\right)$  - значения потока СР за первые 15 дней января и последние 16 дней декабря в предположении линейного закона изменения СР в данных интервалах между  $\mathcal{E}_0$ ,  $\mathcal{E}_1$  и  $\mathcal{E}_2$ , а также  $\mathcal{E}_{11}$ ,  $\mathcal{E}_{12}$  и  $\mathcal{E}_{13}$ , т.е.

$$d\mathcal{E}_1 = 0,5 \times (\mathcal{E}_0 - \mathcal{E}_1) \times 15, \quad (\text{П1.14})$$

$$d\mathcal{E}_{13} = 0,5 \times (\mathcal{E}_{12} + \mathcal{E}_{13}) \times 16. \quad (\text{П1.15})$$

### Пример расчета

Для точки А с  $j = 56^0$  с.ш. с долготой  $y^0$  и  $R^{\text{max}} = 900 \text{ Вт/м}^2$  расчет проводится в следующей последовательности:

- определяются номера характерных средних суток каждого месяца года -  $n_i$  (см.табл.П1.2 и табл.П1.3);
- по найденным значениям  $n_i$  определяются значения склонения  $d_i$  для указанных суток по формуле (П1.1) (см.табл.П3.1);
- по формуле (П1.10) определяются значения  $\cos J(n_i)$  и по формуле (П1.12) -  $R_h^{\text{max}} i$ ;
- по формуле (П1.3) рассчитывается  $T_c$ , ч и далее по (П1.6) и (П1.7) -  $\mathcal{E}_{hi}$ ;
- по формулам (П1.13)-(П1.15) рассчитываются значения  $\mathcal{E}_{\text{год}}^2$ .

В том числе:

$$d\mathcal{E}_1 = 0,5 \times (0,464 + 0,918) \times 15 = 10,36 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2};$$

$$d\mathcal{E}_{13} = 0,5 \times (0,464 + 0,71) \times 16 = 9,39 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2}.$$

Далее по (П1.13) получаем  $\mathcal{E}_{год}^2$ .

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{год}^2 &= 30 \times (0,918 + 1,826) \times 0,5 + 29 \times (1,826 + 3,39) \times 0,5 + \\ &+ 31 \times (3,39 + 5,47) \times 0,5 + 30 \times (5,47 + 7,32) \times 0,5 + 31 \times (7,32 + 8,35) \times 0,5 + \\ &30 \times (8,35 + 7,92) \times 0,5 + 31 \times (7,92 + 6,31) \times 0,5 + 31 \times (6,31 + 4,21) \times 0,5 + \\ &30 \times (4,21 + 2,38) \times 0,5 + 31 \times (2,38 + 1,15) \times 0,5 + 30 \times (1,15 + 0,71) \times 0,5 + 10,36 + \\ &+ 939 = 41,16 + 75,63 + 137,33 + 191,85 + 242,8 + 244 + 220,5 + 163 = \\ &= 98,8 + 54,7 + 27,9 + 10,36 + 9,39 = 1517,42 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}} = 5417,18 \frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}} \end{aligned}$$

Общая продолжительность солнечного сияния за каждый месяц  $T_{cc}^{мес}$  и  $T_{cc}^{год}$  в целом на основании данных табл.П1.3 и модели  $T_{cc}(t)$  на рис.П1.4 представлены в табл.П1.4.

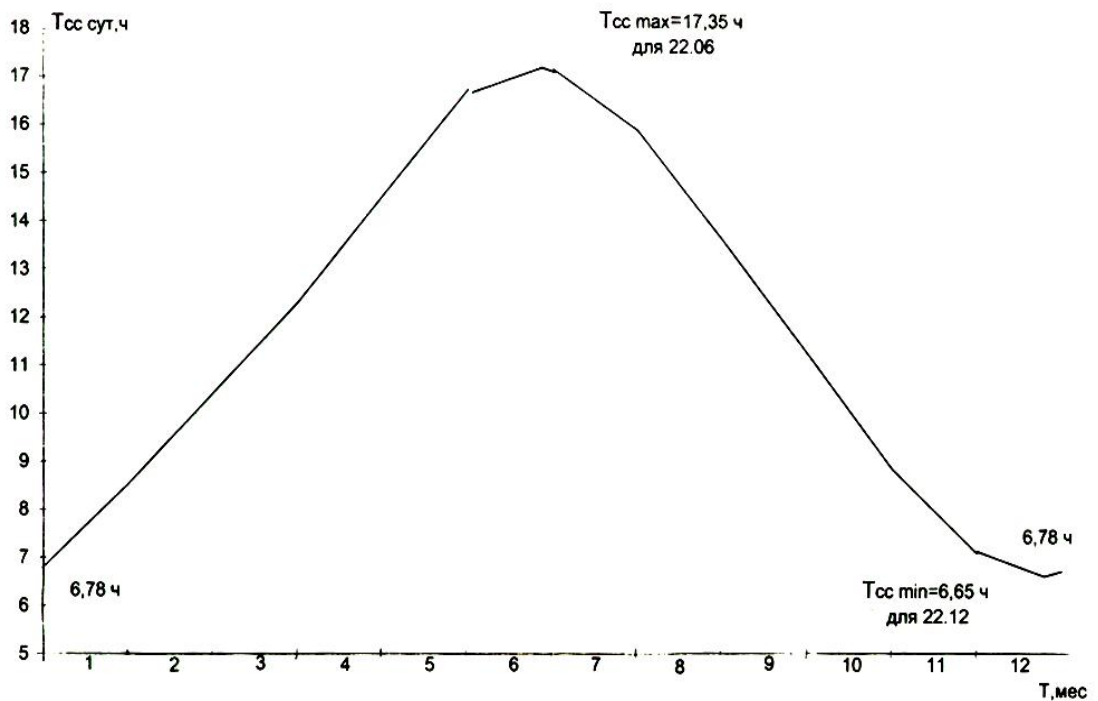


Рисунок П1.4 Продолжительность солнечного сияния  $T_{cc}^{сут}$

Таблица П1.3 Расчет  $\mathcal{E}_{год} \left( \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}} \right)$  и  $\left( \frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}} \right)$  для горизонтальной площадки в точке А при  $R^{max} = 900 \text{ Вт/м}^2$

Месяц	Номер расчетного дня, n	$\delta^0$ , град.	$\sin\delta$ , о.е.	$\cos\delta$ , о.е.	$\cos\vartheta$ , о.е.	$R_h^{max}$ , Вт/м <sup>2</sup>	$\text{tg}\delta$ , о.е.	$T_c$ , ч	$\mathcal{E}_h$ , $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$	$\mathcal{E}_h$ , $\frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$
I	15	-21,31	-0,363	0,932	0,220	198,0	-0,390	7,29	0,918	3,28
II	45	-13,65	-0,236	0,971	0,347	312,4	-0,243	9,18	1,826	6,52
III	74	-2,82	-0,049	0,999	0,517	466,1	-0,049	11,44	3,39	12,12
IV	105	9,43	0,164	0,986	0,687	618,4	0,166	13,89	5,47	17,89
V	135	18,83	0,323	0,946	0,796	716,8	0,341	16,05	7,32	26,16
VI	166	23,36	0,396	0,918	0,841	757,2	0,432	17,31	8,35	29,80
VII	196	21,56	0,367	0,930	0,824	741,6	0,395	16,78	7,92	28,29
VIII	227	13,81	0,239	0,971	0,740	666,8	0,246	14,85	6,31	22,51
IX	258	2,22	0,039	0,999	0,590	531,7	0,039	12,44	4,21	15,04
X	288	-9,61	-0,167	0,986	0,412	371,5	-0,169	10,07	2,38	8,51
XI	319	-19,19	-0,329	0,944	0,255	229,5	-0,348	7,86	1,15	4,10
XII	349	-23,38	-0,397	0,918	0,184	165,6	-0,432	6,69	0,71	2,52

$$\sin 56^0 = 0,829; \cos 56^0 = 0,559; \text{tg } 56^0 = 1,482.$$

$$\text{Для 22.6: } n=173; d = +235^0; \sin d = 0,399; \cos d = 0,917; \cos J = \sin 56^0 \times \sin 23,5^0 + \cos 56^0 \times \cos 23,5^0 = 0,8425; R_h = 758,3 \text{ Вт/м}^2; \text{tg } j = 1,482; \text{tg } d = 0,435; T_c = 17,35 \text{ ч}; \mathcal{E}_h = 8,37 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}; \mathcal{E}_h = 29,98 \frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}.$$

При расчетах  $T_{cc}^{cym}$ , ч были определены значения  $T_{cc}^{cym}$  для 1.01 ( $n=1$ ) и 31.12 ( $n=365$ ), а также максимальных  $T_{cc}^{max}$  и минимальные  $T_{cc}^{min}$  значения солнечного сияния для 22.06 и 22.12, соответственно:

- для  $n=1$  и  $n=365$   $T_{cc}=6,78$  ч.;
- для  $n=173$  (22.06)  $T_{cc}^{max}=17,35$  ч.;
- для  $n=356$  (22.12)  $T_{cc}^{min}=6,65$  ч.

Далее с использованием метода трапеций найдены значения продолжительности солнечного сияния за каждый месяц и год в целом (см. табл. П1.4).

Таблица П1.4 Продолжительность солнечного сияния за месяц и год в целом.

Месяц	1	2	3	4	5	6	7
Дата	1.01	1.02	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07
	31.01	28.02	31.03	30.04	31.05	22.06 30.06	31.07
$n$	1	32	60	91	121	152	182
	31	59	90	120	151	173 181	212
$T_{cc}^{cym}$ , ч	6,78	8,27	10,33	12,79	15,10	16,93	17,24
	8,14	10,25	112,71	15,03	16,89	17,35 17,26	15,89
$T_{cc}^{мес}$ , ч	231,26	259,28	357,12	417,3	495,84	257,1 259,57	513,5
Месяц	8	9	10	11	12	Год	
Дата	1.08	1.09	1.10	1.11	1.12		
	31.08	30.09	31.10	30.11	22.12 31.12		
$n$	213	244	274	305	335		
	243	273	304	334	356 365		
$T_{cc}^{сут}$ , ч	15,82	13,54	11,16	8,78	7,05		
	13,62	11,24	8,85	7,09	6,65 6,78		
$T_{cc}^{мес}$ , ч	456,32	371,7	310,15	238,05	102,75 107,44	4377,41	

На основании данных табл.П1.4 получено  $T_{cc}^{год}=4377,41$  ч.

П1.4 Расчет месячного и годового потока суммарной СР на горизонтальную площадку по формуле Ангстрема

Основные расчетные соотношения, допущения и условия:

Рассматривается задача расчета валового потенциала СР в точке  $A$  для горизонтальной площадки с заданными координатами по широте ( $j^0$ ) и долготе ( $y^0$ ). Считаются известными: значения теоретически максимальной и фактической продолжительности солнечного сияния за каждый  $j$ -ый месяц года ( $SS_{oj}$  и  $SS_j$ , час) в зависимости от широты местности ( $j^0$ ), т.е. рассматриваются условия прозрачного (ясного) неба и условия реального состояния атмосферы в точке  $A$ .

Значения  $SS_{oj}$ , как правило, могут быть рассчитаны путем суммирования  $T_c$ , ч за каждый день  $j$ -ого месяца или взяты из климатических справочников.  $SS_j$ , час - измеряется приборами гелиографами, содержится в климатических справочниках для метеостанций, ведущих актинометрические наблюдения. Предполагается, что указанные данные рассматриваемой метеостанции пригодны для различных территорий в радиусе от 50 до 150 км от нее.

Считаются заданными месячные значения потока солнечной радиации (СР) на горизонтальную площадку -  $\mathcal{E}_{oj}^{\circ}$  ( $\frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot месяц}$ ) для прозрачного (ясного) неба. Обычно эти данные также можно получить в климатических справочниках в зависимости от широты местности для четырех характерных месяцев года (январь, апрель, июль, октябрь). Значения  $\mathcal{E}_{oj}^{\circ}$  для других месяцев года могут быть получены методом линейной интерполяции. При отсутствии

указанной справочной информации значения  $\mathcal{E}_{oj}^2$  можно рассчитать по методу, изложенному в параграфе П1.3 данного пособия.

В этом случае для условий России и СНГ месячный поток суммарной СР на горизонтальную площадку  $\mathcal{E}_{aj}^2$  можно рассчитать по формуле Ангстрема:

$$\mathcal{E}_{aj}^2 = \mathcal{E}_{oj}^2 \times (a_j + b_j \times (SS_j/SS_{oj})), \quad (\text{П1.16})$$

где  $a_j = a_j(j^0, y^0)$  - эмпирический коэффициент, характеризующий долю суммарной СР, пропущенной облаками при условии сплошной облачности;  $b_j = \{1 - a_j(j^0, y^0)\}$  - эмпирический коэффициент, характеризующий долю суммарной СР, задержанной облаками. Значения  $a_j(j^0, y^0)$  - рассчитаны практически для всей территории России и СНГ и представлены в графическом виде на рис.3.1 - 3.4 для января, апреля, июля и октября в виде констант для территорий, ограниченных 5-градусными трапециями по  $j^0$  и  $y^0$ . Для известных значений  $\mathcal{E}_{aj}^2, j=1, \dots, 12$  валовой потенциал СР, приходящейся на 1 и 2 горизонтальной площадке -  $\mathcal{E}_{вал}^2$  можно рассчитать по формулам:

$$\mathcal{E}_{вал}^2 \left( \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}} \right) = \sum_{j=1}^{12} \mathcal{E}_{aj}^2, \quad (\text{П1.17})$$

$$\mathcal{E}_{вал}^2 \left( \frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}} \right) = 3,57 \times \sum_{j=1}^{12} \mathcal{E}_{aj}^2. \quad (\text{П1.18})$$

#### Пример расчета

Задана расчетная точка  $A$  с координатами:  $j^0=57,5^0$  северной широты;  $y^0=43^0$  восточной долготы; 170 м над уровнем моря.

Известны табличные значения:

-  $SS_{oj}$ , час/месяц для трех значений  $j^0=52,5^0$ ;  $57,5^0$  и  $62,5^0$  северной широты (см. табл.П1.5);

- $\mathcal{E}_0 \left( \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{месяц}} \right)$  (для четырех характерных месяцев года для трех значений  $j^0 = 52,5^0; 57,5^0$  и  $62,5^0$  северной широты (см. табл. П1.6);
- координаты семи ближайших к точке  $A$  метеорологических станций актинометрических наблюдений ( $j^0_j, Y^0_j$ , высота над уровнем моря) (см. табл. П1.7);

Таблица П1.5 Теоретическая максимальная продолжительность солнечного сияния за месяц для трех значений северной

Северная широта, град.	Теоретическая максимальная продолжительность солнечного сияния за месяц (SS <sub>0</sub> , час в формуле Ангстрема)												Год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
52,5	254	285	365	415	485	499	507	454	380	328	262	239	4468
57,5	228	273	366	429	514	537	537	474	386	322	241	208	4515
62,5	202	261	367	443	543	575	567	494	392	316	220	177	4557

Таблица П1.6 Месячные значения суммарной солнечной радиации при безоблачном небе  $\mathcal{E}_0 \left( \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2} \right)$  в формуле Ангстрема

Северная широта, град.	Месяц			
	I	IV	VII	X
52,5	32,2	216,16	293,16	96,04
57,5	26,88	180,0	244,44	80,08
62,5	21,56	143,92	176,4	64,12

Таблица П1.7 Координаты семи метеорологических станций актинометрических наблюдений

N	1	2	3	4	5	6	7
Северная широта, град.	62	55	59	58	51	54	52
Восточная долгота, град.	39	37	43	47	36	42	46
Высота над уровнем моря, м	139	167	177	99	1665	170	162

- продолжительности фактического солнечного сияния для семи метеорологических станций, указанных в табл. П1.7, т.е.  $SS_{0j}$ , час/месяц (см. табл. П1.8);



- известны значения  $a(j^0, y^0)$  в формуле Ангстрема для территории России и СССР (см. рис.3.1- 3.4) для четырех характерных месяцев года.

Таблица П1.8 Продолжительность фактического солнечного сияния для семи метеостанций актинометрических наблюдений

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
1	29	66	123	171	249	286	263	236	131	57	32	15	1658
2	31	63	132	180	267	281	283	232	147	81	36	24	1757
3	26	62	142	187	237	277	264	203	143	66	42	23	1672
4	28	63	117	168	236	271	266	229	127	58	32	15	1610
5	41	72	136	179	231	282	288	226	166	84	56	23	1784
6	37	61	135	187	24	275	274	227	149	76	36	26	1732
7	35	76	132	189	251	307	295	242	150	73	46	24	1817

Порядок расчета:

1. Для принятых исходных данных рассматриваются значения  $a_j$  для четырех характерных месяцев в диапазоне  $j^0$  от  $45^0$  до  $65^0$  северной широты и  $y^0$  от  $35^0$  до  $50^0$  восточной долготы (см. табл.П1.9, рис.3.1-3.2)

2. Определяются:

– значения  $a_0$  для точки  $A$  по табл.П1.9 - 0,40 (январь), 0,29 (апрель), 0,26 (июль), 0,25 (октябрь);

– значения  $SS_{0j}$  ( $j^0=57,5^0$  северной широты) по табл.П1.5 (см.табл.П1.10);

– значения  $\mathcal{E}_{0j}$  ( $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{месяц}}$ ) для  $j^0=57,5^0$  северной широты по табл.П1.6 - 26,88 (январь), 180,04 (апрель), 244,44 (июль), 80,08 (октябрь).

3. Используя метод линейной интерполяции получаем значения  $a_{0j}$  и  $\mathcal{E}_{0j}$  для всех месяцев года (см.табл.П1.11).

4. С учетом местоположения точки  $A$  ( $j^0=57,5^0$  северной широты,  $y^0=43^0$  восточной долготы, 170 м над уровнем моря) выбираем по данным табл.П1.7 метеорологическую станцию, расположенную наиболее близко к точке  $A$  - третья метеостанция в табл.П1.7 с координатами -  $j^0=59,0^0$  северной широты,  $\psi^0=43^0$  восточной долготы, 177 м над уровнем моря. Расстояние указанной станции от точки  $A$  ( $1,5^0$  северной широты) находится в пределах допустимого выше радиуса (от 50 до 150 км) так как для рассматриваемой широты  $57,5^0$  один градус примерно соответствует 70-80 км поверхности Земли.

Таблица П1.9 Значения коэффициента  $a$ , характеризующие долю солнечной радиации, пропущенной облаками (участок России, расположенный между  $45^0$  и  $65^0$  северной широты и  $35^0$  и  $50^0$  восточной долготы)

#### Январь

$65^0$	0,38	0,40	0,43
$60^0$	0,37	0,40	0,43
$55^0$	0,38	0,38	0,39
$50^0$	0,33	0,34	0,38
$45^0$			
$35^0$	$40^0$	$45^0$	$50^0$

#### Апрель

$65^0$	0,31	0,32	0,32
$60^0$	0,29	0,29	0,30
$55^0$	0,28	0,29	0,30
$50^0$	0,28	0,28	0,29
$45^0$			
$35^0$	$40^0$	$45^0$	$50^0$

#### Июль

$65^0$	0,26	0,26	0,26
$60^0$	0,28	0,26	0,26
$55^0$	0,29	0,27	0,27
$50^0$	0,32	0,32	0,31
$45^0$			
$35^0$	$40^0$	$45^0$	$50^0$

#### Октябрь

$65^0$	0,20	0,20	0,20
$60^0$	0,25	0,25	0,25
$55^0$	0,25	0,25	0,25
$50^0$	0,27	0,27	0,27
$45^0$			
$35^0$	$40^0$	$45^0$	$50^0$

Таблица П1.10 Значения  $SS_o$  для  $j^0=57,5^0$  северной широты

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
$SS_o, ч$	22	27	36	42	51	53	47	38	32	24	24	20	451
	8	3	6	9	4	7	4	6	2	1	1	8	5

5. По данным табл.П1.8 выбираем данные по  $SS_j$  для третьей метеостанции и заносим все исходные данные в итоговую табл.П1.12 и выполняем расчет  $\mathcal{E}_{aj}^2$  по формуле Ангстрема.

Из данных табл.П1.12 следует, что валовой потенциал солнечной энергии для горизонтальной площадки равен  $914,6 \frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot год}$  и  $3265,12 \frac{МДж}{м^2 \cdot год}$  при колебаниях месячного потока СР от  $12,6 \frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot месяц}$  ( $0,406 \frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot сутки}$ ) в январе до  $152,6 \frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot месяц}$  ( $4,92 \frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot сутки}$ ) в июле.

По полученным данным можно рассчитать  $R_{hj}^{max}$  в течение рассматриваемых средних суток каждого  $j$ -го месяца и далее распределение СР в течение суток -  $R_h(t)$  с использованием следующих формул

$$R_{hj}^{max} = 0,5 \times ((\mathcal{E}_{hj} \times p) / T_c) \times 10^3 \quad (Вт/м^2), \quad (П1.19)$$

$$R_{hj}^{max} = 0,5 \times ((\mathcal{E}_{hj} \times p) / (T_c \times 3,57)) \times 10^3 \quad (МДж/м^2), \quad (П1.20)$$

Использование (П1.19) и (П1.20) для расчета  $R_{hj}^{max}$  (Вт/м<sup>2</sup>) и  $R_h(t)$  возможно и при использовании справочных данных по ресурсам СР на территории России - СССР в зависимости от широты и региона -  $R_j$  (Вт/м<sup>2</sup>) - среднемесячные значения

мощности потока  $CP$ , которые позволяют определить  $\mathcal{E}_{hj}$  по следующей формуле

Таблица П1.11 Значения  $a_0$  и  $\mathcal{E}_0$  для  $j^0=57,5^0$  северной широты

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
$a_0$ , о.е.	0,40	0,37	0,33	0,29	0,28	0,27	0,26	0,25	0,25	0,25	0,3	0,35	-
$\mathcal{E}_0$ , $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2}$	26,8	78,0	130	180	202,6	223	244,4	190	135	80,1	62	44,8	1596,2

Таблица П1.12 Расчет валового потенциала солнечной энергии для горизонтальной площадки  $\mathcal{E}_{\text{вал}}$  ( $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2}$ ) в точке А

Параметр	Месяц												Год
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
$a_0$ , о.е.	0,40	0,364	0,327	0,29	0,28	0,27	0,26	0,256	0,253	0,25	0,30	0,35	-
$b_0$ , о.е.	0,60	0,636	0,673	0,71	0,72	0,73	0,74	0,743	0,747	0,75	0,70	0,65	-
$SS_0$ , ч	228	273	366	429	514	537	537	474	386	322	241	208	4115
$SS$ , ч	26	62	142	187	237	277	264	203	143	66	42	23	1672
$\mathcal{E}_0$ , $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2}$	26,9	78,0	130,0	180	202	223	244,4	190	135,0	80,1	62,0	44,8	1596,2
$\mathcal{E}_{\text{вал}}^{\text{гориз}}$ , $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2}$	12,6	39,6	76,4	107,8	123,4	144,3	152,6	109,1	71,6	32,2	26,2	18,8	914,6

$$\mathcal{E}_{hj} = R_j \times dt_j \times 10^{-3} \quad , \quad (\text{П1.21})$$

где  $R_j = R_j(j^0, \text{ региона})$  в  $(\text{Вт}/\text{м}^2)$ ,  $dt_j$  - продолжительность  $j$ -го месяца в  $(\text{час}/\text{мес})$ ,  $\mathcal{E}_{hj}$  в  $(\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{месяц}})$ .

П1.5 Расчет диффузной составляющей СР -  $\mathcal{E}_a^2$  по заданному значению суммарной радиации  $\mathcal{E}_a^2$  на горизонтальную площадку в точке  $A$

Исходные данные: Задана точка  $A$  с координатами  $j^0 = 50,0^0$  северной широты;  $y^0 = 37,5^0$  восточной долготы, для которой известны значения  $\mathcal{E}_{aj}^2$ ,  $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$  или  $(\frac{\text{Мдж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}})$  по месяцам года (см. табл.П1.13); известны значения  $\mathcal{E}_o^2$  - потока суточной СР на горизонтальную площадку за пределами земной атмосферы (см. табл.П1.13).

Значения  $\mathcal{E}_{oj}^2(j^0, n)$  рассчитываются по следующей формуле

$$\mathcal{E}_{oj}^2 = 24/p \times e_{oj} \times Dt_j \{ [1 + 0,033 \times \cos((360+n)/365)] \times \\ \times [\cos j \times \cos d \times \sin w_3' + ((2p \times w_3')/360) \times \sin j \times \sin d] \}, \quad (\text{П1.22})$$

где  $e_{oj}$  - солнечная постоянная, обычно принимается постоянной в течение года и равная  $1,360 \text{ кВт}/\text{м}^2$ ;  $Dt_j$ , ч - продолжительность  $j$ -го месяца;  $w_3'$  - часовой угол восхода (захода) солнца, определяемый по формуле  $w_3' = \arccos(-\text{tg} j \times \text{tg} d)$ ;  $n, \text{о.е.}$  - номер дня года, характерного для  $j$ -го месяца;  $d$ , град. - склонение солнца, рассчитываемое по (1);  $\phi$ , град. - широта местности в точке  $A$ .

Рассчитанные по (П1.22) значения прихода СР представлены в табличном виде (см.табл. П.1.13 и П.1.14).

Последовательность расчета:

Для табличных значений  $\mathcal{E}_{\dot{a}j}^2$  и  $\mathcal{E}_{oj}^2$  (см. табл.П1.13) рассчитываются значения показателя облачности (коэффициента прозрачности) атмосферы  $K_{oj}$  по формуле

$$K_{oj} = \mathcal{E}_{\dot{a}j}^2 / \mathcal{E}_{oj}^2, \quad (\text{П1.23})$$

и далее определяется соотношение  $\mathcal{E}_{\dot{o}j}^2$  и  $\mathcal{E}_{\dot{a}j}^2$ , т.е.  $K_{\dot{o}j}$  по формуле

$$K_{\dot{o}j} = \mathcal{E}_{\dot{o}j}^2 / \mathcal{E}_{\dot{a}j}^2 = 1,39 - 4,03 \cdot K_{oj} + 5,53 \cdot K_{oj}^2 - 3,11 \cdot K_{oj}^3. \quad (\text{П1.24})$$

По известным значениям  $K_{\dot{o}j}$  и  $\mathcal{E}_{\dot{a}j}^2$  определяются искомые значения  $\mathcal{E}_{\dot{o}j}^2$

$$\mathcal{E}_{\dot{o}j}^2 = K_{\dot{o}j} \cdot \mathcal{E}_{\dot{a}j}^2. \quad (\text{П1.25})$$

Все результаты расчетов представлены в табл.П1.15.

П1.6 Расчет среднемесячного угла падения прямого, диффузного и отраженного от земли солнечного излучения

Для ориентированных на юг поверхностей среднемесячный угол падения прямого солнечного излучения  $J_{npj}$  может быть принят равным углу падения в момент времени в диапазоне  $Dt = \pm 2,5$  ч относительно местного солнечного полудня в сутки, соответствующего середине месяца. При этом  $J_{npj} = J_{npj}(j^0 - b^0)$ , где  $j^0$  - широта местности,  $b^0$  - угол наклона площадки.

Определение  $J_{npj}(j^0 - b^0)$  можно производить по данным приведенным на рис.П1.5.

Например, для точки  $A$   $j^0 = 55^0$  северной широты и площадке, наклоненной на  $b^0 = 35^0$  строго на юг ( т.е.  $(j^0 - b^0) = +20^0$ ) для января и июля месяца имеем  $J_{npj1} = 68,8^0$  и  $J_{npj7} = 36,1^0$ .

Таблица П1.13 Среднемесячный дневной приход солнечной радиации на горизонтальную площадку за пределами атмосферы в  $(\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}})$  для характерных суток каждого месяца (n) для j = 0 - 90 с.ш.

месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
j												
0	10.01	10.35	10.47	10.17	9.61	9.26	9.38	9.87	10.29	10.33	10.09	9.86
5	9.46	9.99	10.37	10.36	10.03	9.77	9.85	10.16	10.31	10.05	9.60	9.25
10	8.84	9.56	10.19	10.48	10.38	10.22	10.25	10.37	10.24	9.69	9.07	8.59
15	8.17	9.05	9.94	10.52	10.65	10.61	10.59	10.51	10.10	9.27	8.46	7.88
20	7.44	8.49	9.61	10.48	10.86	10.93	10.85	10.58	9.88	8.88	7.79	7.12
25	6.68	7.86	9.20	10.36	10.99	11.18	11.05	10.57	9.59	8.23	7.09	6.32
30	5.88	7.18	8.83	10.17	11.06	11.37	11.18	10.48	9.23	7.61	6.33	5.50
35	5.05	6.44	8.19	9.91	11.05	11.48	11.24	10.34	8.79	6.94	5.54	4.66
40	4.20	5.67	7.58	9.57	10.97	11.54	11.24	10.09	8.29	6.23	4.72	3.80
45	3.35	4.87	6.92	9.16	10.83	11.54	11.17	9.80	7.72	5.47	3.89	2.95
50	2.51	4.04	6.21	8.69	10.63	11.49	11.06	9.44	7.10	4.67	3.05	2.12
55	1.69	3.19	5.45	8.17	10.39	11.41	10.90	9.03	6.42	3.85	2.22	1.34
60	0.94	2.35	4.65	7.59	10.12	11.33	10.74	8.58	5.69	3.01	1.42	0.64
65	0.31	1.53	3.82	6.97	9.86	11.33	10.61	8.09	4.93	2.17	0.69	0.10
70	-	0.76	2.95	6.34	9.71	-	-	7.62	4.13	1.34	0.12	-
75	-	0.14	2.07	5.71	-	-	-	7.25	3.29	0.58	-	-
80	-	-	1.19	5.24	-	-	-	-	2.45	0.01	-	-
85	-	-	0.33	-	-	-	-	-	1.61	-	-	-
90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Таблица П1.14 Среднемесячный дневной приход солнечной радиации на горизонтальную площадку за пределами

атмосферы в  $(\frac{\dot{I}_{\text{Аэ}}}{i^2 \cdot \text{подоёе}})$  для характерных суток каждого месяца (n) для  $\varphi = 0 - 90$  с.ш.

месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
□												
0	35.74	36.97	37.39	36.31	34.32	33.06	33.48	35.23	36.74	36.86	36.04	35.18
5	33.76	35.67	37.04	36.99	35.80	34.89	35.15	36.25	36.79	35.87	34.32	33.02
10	31.55	34.12	36.39	37.41	37.05	36.49	36.59	37.02	36.57	34.62	32.37	30.66
15	29.15	32.32	35.48	37.55	38.04	37.87	37.79	37.53	36.06	33.11	30.20	28.12
20	26.57	30.29	34.29	37.42	38.77	39.01	38.75	37.76	35.28	31.36	27.84	25.42
25	23.84	28.05	32.85	37.00	39.25	39.92	39.46	37.72	34.24	29.37	25.29	22.58
30	20.98	25.62	31.16	36.32	39.47	40.57	39.92	37.42	32.94	27.18	22.61	19.64
35	18.02	23.02	29.22	35.36	39.44	40.99	40.14	36.86	31.38	24.79	19.78	16.62
40	15.01	20.26	27.07	34.16	39.16	41.19	40.12	36.04	29.59	22.23	16.87	13.57
45	11.97	17.39	24.71	32.71	39.66	41.19	39.89	34.99	27.58	19.52	13.87	10.54
50	8.96	14.43	22.17	31.04	37.95	41.02	39.48	33.71	25.35	16.68	10.89	7.58
55	6.06	11.42	19.46	29.16	37.09	40.74	38.93	32.24	22.93	13.74	7.93	4.77
60	3.37	8.40	16.59	27.09	36.12	40.46	38.33	30.61	20.34	10.75	5.08	2.27
65	1.10	5.46	13.62	24.89	35.20	40.46	37.88	28.89	17.60	7.74	2.48	0.36
70	-	2.71	10.55	22.62	34.66	-	-	27.20	14.73	4.79	0.44	-
75	-	0.48	7.40	20.39	-	-	-	25.88	11.77	2.05	-	-
80	-	-	4.24	18.71	-	-	-	-	8.73	0.05	-	-
85	-	-	1.18	-	-	-	-	-	5.75	-	-	-
90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица П1.15 Суточные значения потока СР, поступающей на горизонтальную площадку в точке А

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\mathcal{E}_{\text{а}}^{\text{з}}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$	0,50	1,01	2,21	3,92	5,54	6,44	6,50	5,74	4,34	2,63	1,20	0,50
$\mathcal{E}_{\text{о}}^{\text{г}}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$	2,51	4,04	6,21	8,69	10,6	11,5	11,1	9,44	7,1	4,67	3,05	2,12
$K_{\text{о}j}, \text{о.е.}$	0,19	0,25	0,35	0,45	0,54	0,56	0,59	0,61	0,61	0,56	0,39	0,24
$K_{\text{о}j}^2, \text{о.е.}$	0,04	0,06	0,13	0,20	0,29	0,31	0,34	0,37	0,37	0,32	0,15	0,06
$K_{\text{о}j}^3, \text{о.е.}$	0,007	0,015	0,045	0,091	0,156	0,176	0,192	0,224	0,228	0,178	0,06	0,013
$K_{\text{д}j}, \text{о.е.}$	0,82	0,68	0,52	0,42	0,32	0,32	0,34	0,28	0,28	0,33	0,47	0,7
$\mathcal{E}_{\text{д}j}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$	0,41	0,69	1,15	1,63	1,80	2,08	2,21	1,61	1,21	0,86	0,57	0,35

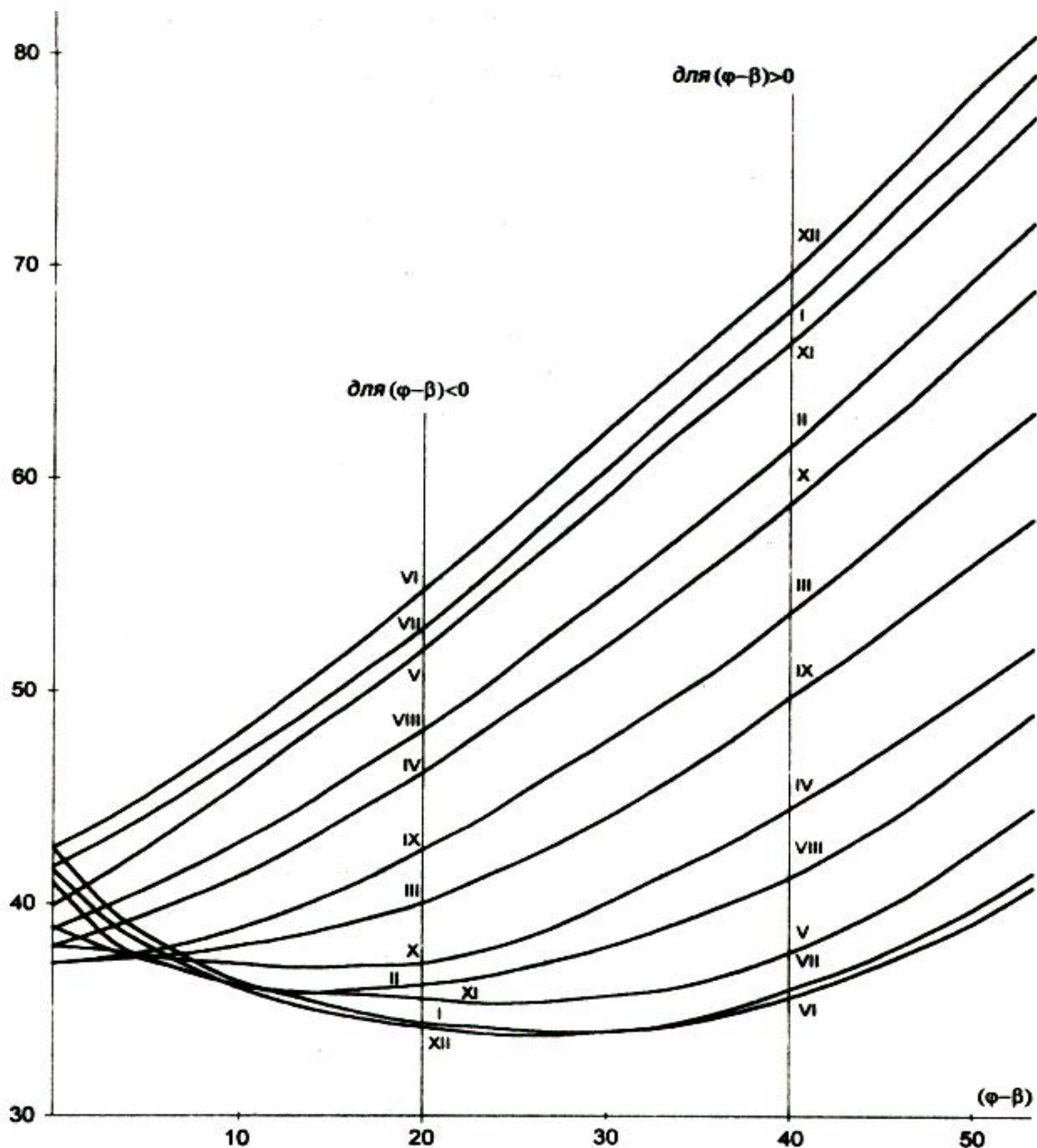


Рисунок П1.5 Зависимость среднего угла падения прямого излучения от разности  $(j^0 - b^0)$  (среднемесячные данные)

Так для равномерно распределенного (изотропного) по небосводу излучения средний угол падения на горизонтальную площадку равен  $60^0$ .

Для наклоненной к югу площадке средний угол падения диффузного излучения будет меньше  $60^{\circ}$ , а отраженного от земли излучения - больше  $60^{\circ}$ .

Обычно и здесь для расчетов можно принимать углы падения в  $60^{\circ}$ , что несколько занижает значения  $R_{dj}$  и  $R_{oj}$ .

П1.7 Расчет среднемесячного потока солнечной радиации на наклонную площадку -  $\mathcal{E}_{bj}$  по методу Лю и Джордана

Исходные данные: Задана точка  $A$  с  $j^{\circ}=43^{\circ}$  северной широты, в которой установлена наклонная площадка-приемник солнечного излучения. Площадка наклонена к горизонту под углами  $b^{\circ}$ , равными  $58^{\circ}$  (январь) и  $28^{\circ}$  (июль) и ориентирована строго на юг по меридиану в точке  $A$ . Для средних суток января и июля месяца известны значения суточного прихода суммарной  $CP$  на горизонтальную площадку в точке  $A$  ( $\mathcal{E}^{\circ}$ ) -  $1,79 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{сутки}}$  и  $6,51 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{сутки}}$ , соответственно.

Заданы в точке  $A$  значения показателя облачности  $K_0$  для января (0,49) и июля (0,58), а также альбедо  $r$  (о.е.) - отражательная поверхность Земли (0,7 для января и 0,2 для июля).

Требуется рассчитать значения  $\mathcal{E}_b$  ( $\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{сутки}}$ ) для средних суток января и июля месяца в точке  $A$ .

Последовательность расчетов по методу Лю и Джордана:

Метод предназначен для расчета суточного прихода  $CP$  на наклонную площадку, ориентированную в юго-восточном, южном и юго-западном направлении.

При азимуте  $g=\pm 15^{\circ}$  среднегодовой приход  $CP$  на наклонную площадку уменьшается на 2 % по сравнению со случаем, когда  $g=0^{\circ}$ .

При  $g = \pm 40^\circ$  наибольшее отклонение (-25%) наблюдается в январе-декабре и наименьшее (-5%) наблюдается в июне-июле.

Предполагается, что диффузная радиация состоит из прямой ( $\mathcal{E}_{np}$ ), диффузной ( $\mathcal{E}_d$ ) и отраженной ( $\mathcal{E}_{omp}$ ) составляющих и расчет  $\mathcal{E}_b$  производится по формуле:

$$\mathcal{E}_b = K_{\dot{a}} \times \mathcal{E}_z = \mathcal{E}_{npb} + \mathcal{E}_{db} + \mathcal{E}_{ompb}, \quad (\text{П1.26})$$

где  $\mathcal{E}_b$  - приход суммарной радиации на наклонную с углом  $b$  площадку;  $K_{\dot{a}}$  - отношение среднемесячных дневных приходов суммарной радиации на наклонную и горизонтальные поверхности, рассчитываемое по формуле

$$K_{\dot{a}} = [(1 - \mathcal{E}_d^{\circ} / \mathcal{E}_z) \times K_{np}] + [\mathcal{E}_d^{\circ} / \mathcal{E}_z \times (1 + \cos b) / 2] + [r \times (1 - \cos b) / 2], \quad (\text{П1.27})$$

где  $r$  - отражательная способность Земли (альбедо), изменяющаяся от 0,2 до 0,7 в зависимости от продолжительности снежного покрова.

В (П1.27) отношение  $(\mathcal{E}_d^{\circ} / \mathcal{E}_z) = K_d$  может быть найдено по (П1.24) для заданных значений  $K_0$  для каждого месяца года. Значения  $K_{np}$ , равное отношению среднемесячных приходов прямой СР на наклонную и горизонтальные площадки определяются по формуле Клейка

$$K_{np} = \frac{\cos(j-b) \cdot \cos d \cdot \sin w_s^{\circ} + p/180 \cdot w_s^{\circ} \cdot \sin(j-b) \cdot \sin d}{\cos j \cdot \cos d \cdot \sin w_s + p/180 \cdot w_s^{\circ} \cdot \sin j \cdot \sin d}, \quad (\text{П1.28})$$

где  $w_s$ , град - часовой угол захода солнца на горизонтальной площадке, равный

$$w_s = \arccos(-\operatorname{tg} j \cdot \operatorname{tg} d), \quad (\text{П1.29})$$

$w_s^{\circ}$ , град - часовой угол захода солнца на наклонной площадке:

$$w_s^{\circ} = \min[w_s; \arccos(-\operatorname{tg}(j-b) \times \operatorname{tg} d)], \quad (\text{П1.30})$$

$d$ , град. - склонение Солнца:

$$d = 23,45 \cdot \sin[360 \cdot (284+n)/365], \quad (\text{П1.31})$$

где  $n$ , о.е. - порядковый номер дня года (начиная с  $n=1$ , соответствующего 1 января каждого года).

Расчеты для января месяца для средних суток, соответствующих 15.01 или  $n=15$ , дают следующие результаты.

Склонение  $d$  по (П1.31) будет равно (для 15.01)

$$d=24,45^0 \times \sin[360 \times (284+15)/365]=24,45^0 \times (-0,907)=-22,17^0$$

Соответственно

$$\begin{aligned} \cos j &= \cos 43^0 = 0,73; & \sin j &= \sin 43^0 = 0,682; & \cos(j^0 - b^0) &= \cos(43^0 - 58^0) = \\ &= 0,966; & \sin(j^0 - b^0) &= \sin(43^0 - 58^0) = -0,259; & \cos b^0 &= \cos 58^0 = 0,53; \\ \cos d^0 &= \cos(-22,17^0) = 0,926; & \sin d^0 &= \sin(-22,17^0) = -0,377. \end{aligned}$$

По (П1.29) и (П1.30) рассчитаем значения  $w_s$  и  $w_s^c$

$$w_s = \arccos\{-\operatorname{tg} 43^0 \times \operatorname{tg}(-22,17^0)\} = \arccos 0,379 = 67,68^0; \quad \sin 67,68^0 = 0,925;$$

$$w_s^c = \min [67,68^0; \arccos (-(-0,267) \times (-0,407))] = \min [67,68^0;$$

$$\arccos(-0,109)] = \min [67,68^0; 96,26^0] = 67,68^0.$$

В этом случае значение  $K_{np}$  по (П1.28) будет равно

$$K_{np} = \frac{\cos(430-580) \times \cos(-22,170) \times \sin 67,680 + p/180 \times 67,68 \times \sin(430-580) \times \sin(-22,170)}{\cos 430 \times \cos(-22,170) \times \sin 67,680 + p/180 \times 67,680 \times \sin 430 \times \sin(-22,170)} =$$

$$= \frac{0,966 \times 0,926 \times 0,925 + p/180 \times 67,68 \times (-0,259) \times (-0,377)}{0,731 \times 0,926 \times 0,925 + p/180 \times 67,68 \times 0,682 \times (-0,377)} = \frac{0,827 + 0,115}{0,626 - 0,303} = 2,91$$

Для заданного  $K_o=0,49$  находим по (П1.24)  $K_o=0,38$  и подставляя в (П1.26) все полученные расчетные данные определяем

$K_{\dot{a}}$

$$\begin{aligned} K_{\dot{a}} &= (1-0,38) \times 2,91 + 0,38 \times (1+0,53)/2 + 0,7 \times (1-0,53)/2 = \\ &= 1,804 + 0,29 + 0,164 = 2,25. \end{aligned}$$

В этом случае  $\mathcal{E}_b$  для января будет равна

$$\mathcal{E}_b = K_{\dot{a}} \times \mathcal{E}_z = 2,25 \times 1,79 = 4,04 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}.$$

Соответственно, для середины июля месяца при  $b=28^0$  получаем  $K_{np}=1,12$ ;  $r=0,2$ ;  $K_0=0,31$ ;  $\cos b=0,882$ ;  $K_a=1,075$ ;  $\mathcal{E}_b=6,99$   
 $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$ .

П1.8 Расчет оптимального угла установки приемника СР в течении года для заданных пяти возможных его положений:  $b^0 = 0^0$ ;  $28^0$ ;  $43^0$ ;  $58^0$  и  $90^0$  с.ш. в точке А

Исходные данные: Широта местности  $43^0$  северной широты;  $r=0,2$ ;  $\mathcal{E}_a(t)$  и  $K_0(t)$  взяты из справочника метеоданных (см.табл.П1.16).

Значения  $\mathcal{E}_a(t)$  и  $K_0(t)$  соответствуют середине каждого месяца и считаются постоянными в течение каждого месяца.

В табл. П1.17-П1.21 приведены данные по расчету среднемесячного дневного и годового прихода солнечной радиации на площадку, ориентированную строго в южном направлении под углом  $b= 0^0$ ;  $28^0$ ;  $43^0$ ;  $58^0$  и  $90^0$  по методу Лю и Джордана.

В табл.П1.22 и П1.23 приведены сводные данные по всем рассмотренным выше случаям ориентации площадки ( $b= 0^0$ ;  $28^0$ ;  $43^0$ ;  $58^0$  и  $90^0$ ), а также случай с оптимальной ориентацией площадки. При этом оптимальный угол установки площадки выбирается по максимальному значению  $\mathcal{E}_b (b^0)$  для каждого месяца года. Эти значения указаны в правой колонке табл.П1.22 и П1.23. Указанная оптимальная помесечная ориентация площадки показана выделенными прямоугольниками (или штриховкой) в табл.П1.22 и П1.23. При этом в табл. П1.22 приведены данные по среднесуточной дневной радиации в каждом месяце и их сумме за год в  $\frac{\text{мДж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$ , а в табл. П.22 - месячный приход солнечной радиации в  $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$ , а

также годовой приход радиации. В табл.П1.24 приведены общие данные по годовому приходу радиации для всех ранее рассмотренных случаев.



Таблица П1.16 Значения  $\mathcal{E}_z(t)$  и  $K_0(t)$  для  $j=43^\circ$  северной широты (метеоданные)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\mathcal{E}_z, \frac{Мдж}{м^2 \cdot сутки}$	6,41	9,22	13,99	16,53	19,82	23,07	23,24	19,76	16,4	11,28	6,31	5,63
$K_0, \text{о.е.}$	0,49	0,50	0,54	0,49	0,51	0,56	0,58	0,56	0,58	0,55	0,44	0,48
$Dt, \text{сутки}$	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31

Таблица П1.17 Среднемесячный дневной и месячный приход солнечной радиации на горизонтальную площадку ( $b^0=0$ )с ориентацией на юг и  $r=0,2$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\mathcal{E}_z, \frac{Мдж}{м^2 \cdot сутки}$	6,41	9,22	13,99	16,53	19,82	23,07	23,24	19,76	16,4	11,28	6,31	5,63
$\mathcal{E}_z, \frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot сутки}$	1,79	2,58	3,91	4,62	5,54	6,45	6,50	5,53	4,59	3,15	1,77	1,57
$\mathcal{E}_z, \frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot месяц}$	55,63	72,28	121,4	138,8	172,0	193,8	201,72	171,5	137,7	97,9	53,0	48,9
$R, \text{Вт/м}^2$	74,6	107,5	162,9	192,5	230,8	268,7	270,8	230,4	191,2	131,2	73,7	65,4

Таблица П1.18 Среднемесячный дневной и месячный приход солнечной радиации на наклонную площадку ( $b^0=28^0$ ) с ориентацией на юг и  $r=0,2$ ; ( $j^0-b^0=+15^0$ ).

$t$	$\frac{\mathcal{E}_z}{\text{Мдж}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$K_o$ , о.е.	$\mathcal{E}_d/\mathcal{E}_z$	$1-\mathcal{E}_d/\mathcal{E}_z$	$K_{np}$ $j-b=-15^0$	$(1-\mathcal{E}_d/\mathcal{E}_z) \cdot K_{np}$	$(\mathcal{E}_d/\mathcal{E}_z) \cdot (1+\cos b)/2$	$K_a$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{Мдж}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{сутки}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{месяц}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$R$ , $\text{Вт}/\text{м}^2$
I	6,41	0,49	0,38	0,62	1,92	1,19	0,357	1,557	9,98	2,79	86,49	116,2
II	9,22	0,50	0,37	0,63	1,57	0,98	0,348	1,338	12,34	3,45	96,6	143,7
III	13,99	0,54	0,34	0,66	1,34	0,86	0,320	1,19	16,65	4,66	144,4	194,2
IV	16,53	0,49	0,38	0,62	1,10	0,68	0,357	1,047	17,31	4,85	145,5	202,1
V	19,82	0,51	0,37	0,63	1,04	0,65	0,348	0,998	19,78	5,54	171,7	230,8
VI	23,07	0,56	0,33	0,67	1,00	0,67	0,310	0,99	22,83	6,39	191,7	266,2
VII	23,24	0,58	0,31	0,69	1,00	0,69	0,292	0,982	22,82	6,39	191,7	266,2
VIII	19,76	0,56	0,33	0,67	1,06	0,71	0,310	1,02	20,15	5,64	174,8	235,0
IX	16,40	0,58	0,31	0,69	1,22	0,84	0,292	1,13	18,53	5,19	155,7	216,2
X	11,28	0,55	0,34	0,66	1,46	0,96	0,320	1,28	14,44	4,04	125,2	168,3
XI	6,31	0,44	0,43	0,57	1,77	1,01	0,404	1,424	8,98	2,51	75,3	104,58
XII	5,63	0,48	0,39	0,61	2,00	1,22	0,367	1,597	8,99	2,51	75,3	104,58

Таблица П1.19 Среднемесячный дневной и месячный приход солнечной радиации на наклонную площадку ( $b^0=43^0$ ) с ориентацией на юг и  $r=0,2$ ; ( $j^0-b^0=0^0$ ).

$t$	$\frac{\mathcal{E}_2}{\text{Мдж}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$K_o$ , о.е.	$\mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2$	$1 - \mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2$	$K_{np}$ $j - b = -15^0$	$(1 - \mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2) \cdot K_{np}$	$\frac{(\mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2) \cdot (1 + \cos b)}{2}$	$K_a$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{Мдж}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{месяц}}$	$R$ , $\text{Вт}/\text{м}^2$
I	6,41	0,49	0,38	0,62	2,50	1,55	0,328	1,905	12,221	3,42	105,98	142,5
II	9,22	0,50	0,37	0,63	1,96	1,235	0,320	1,582	14,586	4,08	114,35	170,0
III	13,99	0,54	0,34	0,66	1,50	0,99	0,294	1,311	18,34	5,13	159,2	213,7
IV	16,53	0,49	0,38	0,62	1,166	0,723	0,328	1,078	17,82	4,98	149,69	207,5
V	19,82	0,51	0,37	0,63	0,958	0,603	0,320	0,950	18,82	5,27	163,35	219,6
VI	23,07	0,56	0,33	0,67	0,875	0,586	0,285	0,898	20,72	5,80	174,05	241,7
VII	23,24	0,58	0,31	0,69	0,875	0,604	0,268	0,899	20,89	5,85	181,32	243,8
VIII	19,76	0,56	0,33	0,67	1,083	0,726	0,285	1,038	20,51	5,74	178,03	239,2
IX	16,40	0,58	0,31	0,69	1,302	0,898	0,268	1,193	19,56	5,47	164,30	227,9
X	11,28	0,55	0,34	0,66	1,776	1,172	0,294	1,493	16,84	4,71	146,17	196,2
XI	6,31	0,44	0,43	0,57	2,373	1,353	0,372	1,752	11,05	3,09	92,8	128,70
XII	5,63	0,48	0,39	0,61	2,77	1,690	0,337	2,054	11,56	3,23	100,1	134,60

Таблица П1.20 Среднемесячный дневной и месячный приход солнечной радиации на наклонную площадку ( $b^0=58^0$ ) с ориентацией на юг и  $r=0,2$ ;  $(j^0-b^0)=-15^0$ .

$t$	$\frac{\mathcal{E}_2}{\text{Мдж}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$K_o$ , о.е.	$\mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2$	$1 - \mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2$	$K_{np}$ $j - b = -15^0$	$(1 - \mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2) \cdot K_{np}$	$(\mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2) \cdot (1 + \cos b)/2$	$K_a$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{Мдж}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2 \cdot \text{месяц}}$	$R$ , $\text{Вт}/\text{м}^2$
I	6,41	0,49	0,38	0,62	2,77	1,72	0,29	2,06	13,20	3,69	114,6	153,7
II	9,22	0,50	0,37	0,63	2,03	1,28	0,28	1,61	14,84	4,15	116,3	172,9
III	13,99	0,54	0,34	0,66	1,41	0,93	0,26	1,24	17,35	4,86	150,6	202,5
IV	16,53	0,49	0,38	0,62	0,95	0,69	0,29	0,93	15,37	4,30	129,1	179,2
V	19,82	0,51	0,37	0,63	0,70	0,44	0,28	0,77	15,26	4,27	128,2	177,9
VI	23,07	0,56	0,33	0,67	0,61	0,41	0,25	0,71	16,38	4,58	137,6	190,8
VII	23,24	0,58	0,31	0,69	0,62	0,43	0,24	0,72	16,73	4,68	145,2	195,0
VIII	19,76	0,56	0,33	0,67	0,84	0,56	0,25	0,86	16,99	4,75	147,5	197,9
IX	16,40	0,58	0,31	0,69	1,20	0,83	0,24	1,12	18,37	5,14	154,3	214,2
X	11,28	0,55	0,34	0,66	1,82	1,20	0,26	1,51	17,03	4,76	147,8	198,3
XI	6,31	0,44	0,43	0,57	2,54	1,45	0,33	1,83	11,55	3,23	97,0	134,6
XII	5,63	0,48	0,39	0,61	3,03	1,85	0,30	2,21	12,44	3,48	107,9	145,0

Таблица П1.21 Среднемесячный дневной и месячный приход солнечной радиации на вертикальную площадку ( $b^0=90^0$ ) ориентацией на юг и  $r=0,2$ ;  $(j^0-b^0)=47^0$ .

$t$	$\frac{\mathcal{E}_2}{\text{Мдж}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$K_o$ о.е.	$\mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2$	$1 - \mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2$	$K_{np}$ $j - b = -15^0$	$(1 - \mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2) \cdot K_{np}$	$(\mathcal{E}_d/\mathcal{E}_2) \cdot (1 + \cos b)/2$	$K_a$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{Мдж}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2}$	$\frac{\mathcal{E}_b}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot \frac{\text{сутки}}{\text{м}^2 \cdot \text{месяц}}$	$R$ , $\text{Вт}/\text{м}^2$
I	6,41	0,49	0,38	0,62	2,70	1,674	0,19	1,874	12,01	3,36	104,1	140,0
II	9,22	0,50	0,37	0,63	1,84	1,159	0,185	1,354	12,48	3,49	97,8	145,4
III	13,99	0,54	0,34	0,66	1,12	0,739	0,17	0,919	12,86	3,60	111,6	150,0
IV	16,53	0,49	0,38	0,62	0,57	0,353	0,19	0,553	9,14	2,56	76,8	106,7
V	19,82	0,51	0,37	0,63	0,307	0,193	0,185	0,388	7,69	2,15	66,7	89,6
VI	23,07	0,56	0,33	0,67	0,23	0,154	0,165	0,329	7,59	2,12	63,7	88,3
VII	23,24	0,58	0,31	0,69	0,23	0,158	0,155	0,323	7,51	2,10	65, 2	87,5
VIII	19,76	0,56	0,33	0,67	0,438	0,293	0,165	0,468	9,25	2,59	80,3	107,9
IX	16,40	0,58	0,31	0,69	0,88	0,607	0,155	0,772	12,66	3,54	106,3	147,5
X	11,28	0,55	0,34	0,66	1,568	1,035	0,17	1,215	13,71	3,83	119,0	159,6
XI	6,31	0,44	0,43	0,57	2,45	1,396	0,213	1,619	10,22	2,86	85,8	119,2
XII	5,63	0,48	0,39	0,61	3,015	1,839	0,195	2,044	11,51	3,22	99,9	134,2

Таблица П1.22 Сводная таблица по выбору оптимальной ориентации площадки в течение года

$t$	$\mathcal{E}_j, \frac{\text{мДж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$					$b, \text{град.}$	$\mathcal{E}, \frac{\text{мДж}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$
	$b=0^\circ$	$b=28^\circ$	$b=43^\circ$	$b=58^\circ$	$b=90^\circ$		
	6,41	9,98	12,21	13,20	12,01	58	13,20
II	9,22	12,34	14,58	14,84	12,48	58	14,84
III	13,99	16,65	18,34	17,35	12,86	43	18,34
IV	16,53	17,31	17,82	15,37	9,17	43	17,82
V	19,82	19,78	18,82	15,26	7,69	28	19,78
VI	23,07	23,53	20,72	16,38	7,59	28	23,53
VII	23,24	22,82	20,89	16,73	7,51	0	23,24
VIII	19,76	20,15	20,51	16,99	9,25	43	20,51
IX	16,40	18,53	19,56	18,37	12,66	43	19,56
X	11,28	14,44	16,84	17,03	13,71	58	17,03
XI	6,31	8,98	11,05	11,55	10,22	58	11,55
XII	5,63	8,99	11,56	12,44	11,51	58	12,44
Сум ма	171,66	193,50	202,9	185,5	126,66	-	211,84
Год	5221	5885	6171	5641	3852	-	6443
$dH,$ %	-18,9	-8,6	-4,2	-12,20	-40,2	-	-

Таблица П1.23 Сводная таблица по выбору оптимальной ориентации площадки в течение года (месячный и годовой приход солнечной радиации в  $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{сутки}}$  с учетом длительности каждого месяца)

$t$	$\mathcal{E}_j, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{месяц}}$					$b, \text{град.}$	$\mathcal{E}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{месяц}}$
	$b=0^\circ$	$b=28^\circ$	$b=43^\circ$	$b=58^\circ$	$b=90^\circ$		
I	55,6	86,49	105,98	114,6	104,1	58	114,6
II	72,2	96,6	114,35	116,3	97,8	58	116,3
III	121,4	144,4	159,2	150,6	111,6	43	159,2
IV	138,8	145,5	149,69	129,1	76,8	43	149,7
V	172,0	171,7	163,35	128,2	66,7	28	171,7
VI	193,8	191,7	174,05	137,6	63,7	28	191,7
VII	201,7	191,7	181,32	145,2	65,2	0	201,7
VIII	171,5	174,8	178,03	147,5	80,3	43	178,0
IX	137,7	155,7	164,3	154,3	106,3	43	164,3
X	97,9	125,2	146,17	147,8	119,0	58	147,8
XI	53,0	75,3	92,8	97,90	85,8	58	97,0
XII	48,9	75,3	100,1	107,90	99,9	58	107,9
Год	1464,6	1634,4	1729,3	1576,1	1077,2	-	1799,9

$d\mathcal{E}, \%$	-18,63	-9,2	-3,9	-12,4	-40,1	-	-
--------------------	--------	------	------	-------	-------	---	---

Таблица П1.24 Сводная таблица результатов расчетов (см. табл. П1.22 и П1.23).

Ориентация площадки	$b=0^0$	$b=28^0$	$b=43^0$	$b=58^0$	$b=90^0$	$b=opt$
Таблица П1.20 $\mathcal{E}_e, \frac{мДж}{м^2 \cdot год}$	171,66	193,50	202,9	185,5	126,66	211,84
$\mathcal{E}_e, \frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot год}$	1461,8	1647,9	1727,9	1579,8	1078,8	1804,01
Таблица П1.21 $\mathcal{E}_e, \frac{кВт \cdot ч}{м^2 \cdot год}$	1464,6	1634,4	1729,3	1576,1	1077,2	1799,9
$R, Вт/м^2$	167,19	186,57	197,41	179,9	122,9	205,46
$ d\mathcal{E} , \%$ табл.П1.20 и П1.21	0,20	0,80	0,11	0,19	0,09	0,27

В табл.П1.23 рассчитана также разница между годовыми значениями прихода СР на площадку с  $b(t)=const$  и  $b(t)=opt$ , т.е.  $d\mathcal{E}$  в %

$$d\mathcal{E} = (\mathcal{E}_{год}(b(t)=const) - \mathcal{E}_{год}') / \mathcal{E}_{год}' \cdot 100\%. \quad (П1.32)$$

Из полученных данных следует, что наименьшая разница в годовых приходах СР между  $\mathcal{E}_{год}(b(t)=const)$  и  $\mathcal{E}_{год}'$  соответствует случаю, когда  $b^0 \circ j^0 = 43^0$  (всего 3,9%).

Основные потери прихода солнечной радиации для  $b^0=j^0$  по сравнению с  $b(t)=var$  имеют место в I, II, V, VI, VII, X, XI и XII месяцах при значительной добавке в III, IV, VIII, IX, которая полностью компенсирует потери в указанные выше месяцы (см. табл.П1.22 и П1.23).

Далее в табл.П1.24 произведено сопоставление двух методов расчета, рассмотренных в табл.П1.22 и П1.23.

В табл.П1.22 годовая сумма прихода СР рассчитана без учета длительности каждого месяца, т.е. в виде суммы всех среднесуточных значений прихода СР умноженных на длительность среднестатистического месяца в 30,416 сут.

В табл.П1.23 учтена фактическая длительность каждого месяца.

В табл. П1.24 показана относительная погрешность расчетов указанными двумя методами или ( $/d\Delta/$ , %), максимальное значение которого составило всего 0,27% для  $b=opt$ . Таким образом, учет фактической длительности месяцев года не дает в рассмотренных случаях ощутимого энергетического эффекта и находится в пределах точности расчетов.

В этой же таблице рассчитаны и среднегодовые значения мощности потока СР -  $R$  (Вт/м<sup>2</sup>).

П1.9 Расчет угла падения солнечного излучения ( $J$ ) для заданной ориентации приемника в точке  $A$ .

Исходные данные: Задана площадка с приемником СР в точке  $A$  с координатами с  $j^0=56,0^0$  северной широты;  $y^0=35^0$  восточной долготы.

Требуется рассчитать угол падения солнечного излучения  $J$  для 11 часов утра 1-го февраля для следующих вариантов ориентации площадки: горизонтальная площадка -  $b^0 = 0^0$ ; наклонная площадка с  $b^0 \circ j^0 = 56^0$  северной широты и строгой ориентацией на юг; произвольно расположенная площадка - ориентирована на  $20^0$  восточного направления (азимут  $g=-20^0$ ) и наклонена к югу на  $b^0=40^0$ .

Предполагается, что в точке  $A$  действует декретное время с учетом “зимнего” и “летнего” времени: солнечный полдень



приходится на 13 часов местного времени в период с 1.11 по 1.04 и на 14 часов в остальное время года. Поясное время совпадает с долготой  $y^0 = 30^0$  восточной долготы.

Последовательность расчетов:

С учетом того, что 1 февраля соответствует 32-му дню года ( $n=32$ ) получаем, что

$$d = 23,5^0 \times \sin[360 \times (284 + 32) / 365] = -17,5^0.$$

Соответственно, часовой угол солнца -  $w$  будет равен

$$w = 15^0 / \text{ч}(t_m - t_{cc}) + (j^0 - y^0) = 15^0 / \text{ч}(11 \text{ ч} - 13 \text{ ч}) + (35^0 - 30^0) = -25^0.$$

Для 1-го случая с  $b^0 = 0^0$  значение  $J$  может быть найдено по формуле

$$J = \arccos[\sin j \times \sin d + \cos j \times \cos w \times \cos d], \quad (\text{П1.33})$$

где  $\sin j = \sin 56^0 = 0,829$ ;  $\sin d = \sin(-17,5^0) = -0,3$ ;  $\cos j = \cos 56^0 = 0,559$ ;  $\cos w = \cos(-25^0) = 0,906$ ;  $\cos d = \cos(-17,5^0) = 0,953$ .

Соответственно, получаем, что

$$J = \arccos(0,829 \times (-0,3) + 0,559 \times 0,906 \times 0,953) = 76,47^0.$$

Для 2-го случая с  $b^0 = 56^0$  значение  $J$  может быть найдено по формуле

$$\begin{aligned} J &= \arccos[\cos w \times \cos d] = \arccos[\cos(-25^0) \times \cos(-17,5^0)] = \\ &= \arccos(0,906 \times 0,953) = 30,26^0. \end{aligned}$$

(П1.34)

Наконец для 3-го случая

$$J = \arccos\{(A-B) \times \sin d + [C \times \sin w + (D+E) \times \cos w] \times \cos d\}, \quad (\text{П1.35})$$

где  $A = \sin j \times \cos b = \sin 56^0 \times \cos 40^0 = 0,635$ ;

$$B = \cos j \times \sin b \times \cos g = \cos 56^0 \times \sin 40^0 \times \cos(-20^0) = 0,338$$

$$C = \sin b \times \sin g = \sin 40^0 \times \sin(-20^0) = -0,220$$

$$D = \cos j \times \cos b = \cos 56^0 \times \cos 40^0 = 0,428$$

$$E = \sin j \times \sin b \times \cos g = \sin 56^{\circ} \times \sin 40^{\circ} \times \cos(-20^{\circ}) = 0,5.$$

Тогда

$$J = \arccos\{(0,635 - 0,338) \times \sin(-17,5^{\circ}) + [-0,220 \times \sin(-25^{\circ}) + (0,428 + 0,5) \times \cos(-25^{\circ})] \times \cos(-17,5^{\circ})\} = 36,3^{\circ}.$$

П1.10 Расчет основных энергетических характеристик солнечной фотоэлектрической установки с заданными техническими параметрами и вольт-амперной характеристикой

Исходные данные: Задан солнечный модуль со следующими показателями: 36 квадратичных элементов из монокристаллического кремния расположены на прямоугольном основании с размерами (426,5мм X 965,5 мм) и коэффициентом заполнения  $K_{зан}=0,953$ . Элементы закрыты специальным стеклом с коэффициентом пропускания 92%. Задана в табличном виде вольт-амперная характеристика солнечного модуля (СМ) для АМ 1,5;  $e_0=1000$  Вт/м<sup>2</sup>;  $t^0=+25^{\circ}$ С с учетом потерь мощности в СМ.

Таблица П1.25 Вольт-амперная характеристика СМ для АМ 1,5;  $C_0=1000$  Вт/м<sup>2</sup>;  $t^0=\pm 25^{\circ}$ С при  $I_{ном}=3,17$  А и  $U_{ном}=15,0$  В.

$I, A$	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,17
$U, B$	21,4	21,07	20,8	20,44	19,85	18,95	17,1	15-0

Требуется рассчитать основные энергетические характеристики СМ:  $h(N)$  и  $h(I)$ - рабочие характеристики СМ;  $DN(I)$  и  $DN(N)$  - характеристики потерь мощности в СМ;  $N(I)$  - нагрузочную характеристику СМ, а также найти максимум полезной мощности СМ -  $N^{max}$ .

Основные расчетные формулы:

$$N=U \times I, \quad (П1.36)$$

$$h=N(I)/N^{mod}(I), \quad (П1.37)$$

$$DN=N^{mod}-N, \quad (П1.38)$$

$$N^{mod} = e_0 \times F_{см}. \quad (П1.39)$$

где  $U(B)$ ,  $I(B)$ ,  $N(B)$ ,  $e_0 = 1000 \text{ Вт/м}^2$  и  $F_{см}(\text{м}^2)$ , рассчитываемая по формуле

$$F_{см} = F_{общ} \times K_{зан}, \quad (П1.40)$$

где  $F_{общ}$  - общая площадь основания СМ с фотоэлементами, заданной формы.

Для рассматриваемого СМ имеем

$$F_{см} = (0,462 \times 0,9655) \times 0,953 = 0,392 \text{ м}^2 \text{ и}$$

$$N^{mod} = 1000 \times 0,392 = 392 \text{ Вт} = const.$$

Расчет по (П1.36)-(П1.39) производится для  $I$  в диапазоне от 0 до 3,17 А в табличной форме (см.табл.П1.26). Результаты представлены на рис.П1.6 и рис.П1.7.

Таблица П1.26 Расчет основных энергетических характеристик солнечного модуля для  $N^{mod} = 392 \text{ Вт}$

$I, \text{ А}$	0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,17	3,17
$U, \text{ В}$	21,4	21,07	20,8	20,4	19,85	18,95	17,1	15,0	0
$N, \text{ Вт}$	0	10,5	20,8	30,6	39,7	47,37	51,3	47,55	0
$DN, \text{ Вт}$	392	381,4	371,2	361,3	352,3	344,6	340,7	344,4	392
$h, \%$	0	2,7	5,3	7,8	10,12	12,08	13,08	12,13	0

На характеристиках СМ, представленных на рис.П1.6 в зависимости от переменного  $I$  можно выделить две особые точки: 1-

холостой ход, когда  $I=0$  и  $U=U_{xx}$ ;  $h=0$ ;  $N=0$ ;  $DN=N^{mod}$ ; 2-точка максимума  $N(I)$ . В точке 2 достигают своего экстремума и зависимости  $DN(I)$  и  $h(I)$ . Причем, в точке 2 необходимое условие экстремума  $N(I)$  записывается так:

$$\frac{dU/dI}{U/I} = \dots$$

(П1.41)

В графическом виде (П1.41) представляется следующим образом. Треугольник  $abc$ , построенный в точке  $A$  и состоящий из луча  $ob$ , проведенного из начала координат и касательной  $ac$  к зависимости  $U(I)$  должен быть равнобедренным, т.е.  $\angle a < \angle b$ .

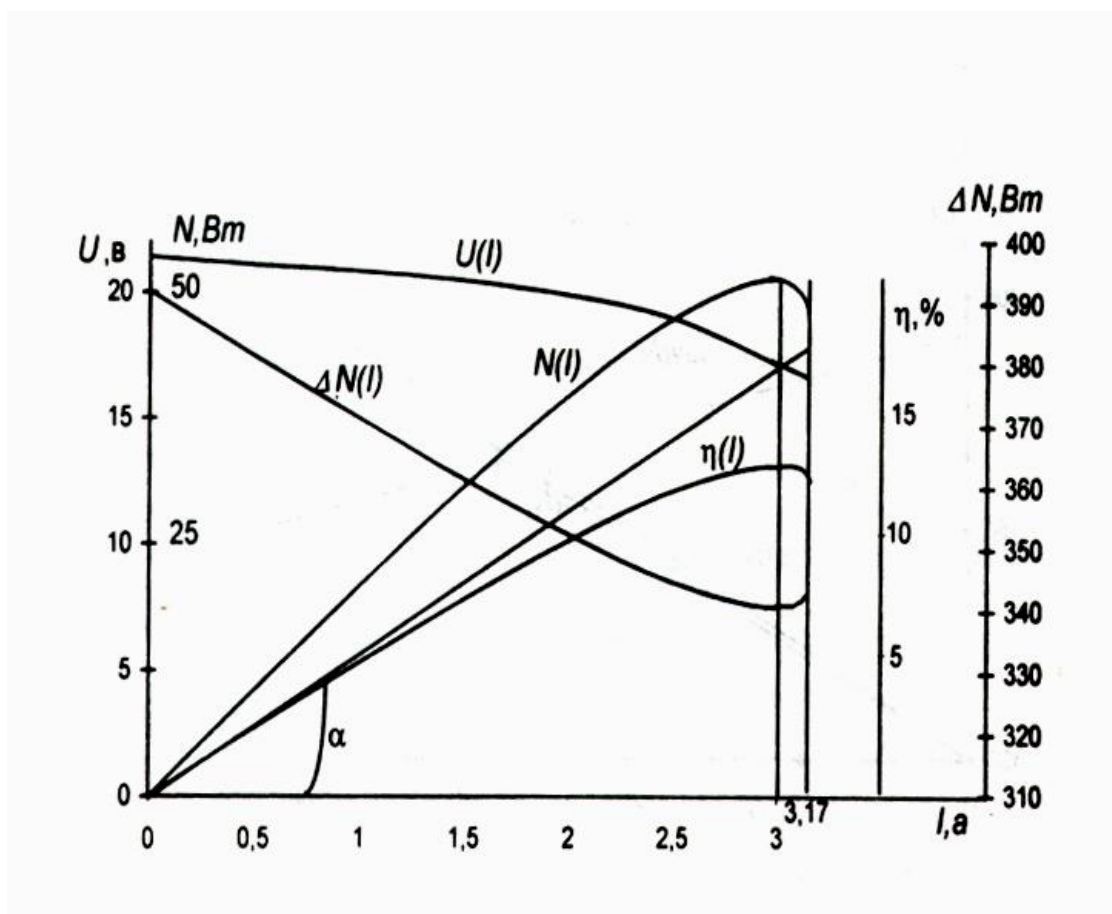


Рисунок П1.6 Основные энергетические характеристики солнечного модуля

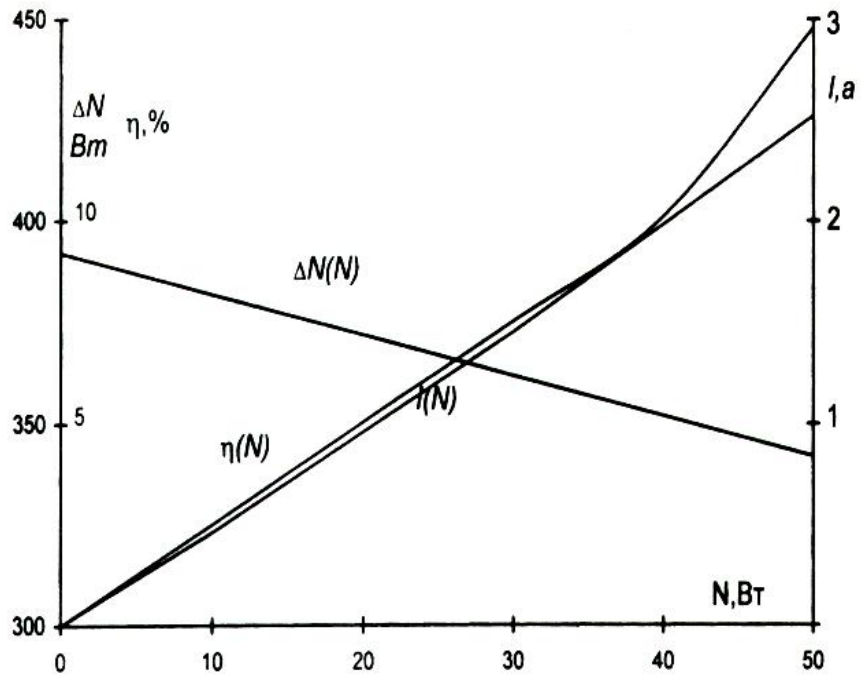


Рисунок П1.7 Основные энергетические характеристики солнечного модуля

Характеристики  $h(I)$ ,  $DN(I)$ ,  $DN(I)$  в диапазоне  $I$  от 0 до  $0,8 \times I^{max}$  близки к линейным.

Весьма представлены рассмотренные характеристики в зависимости от  $N$  (см.рис.П1.7). Здесь зависимости  $h(N)$ ,  $DN(N)$ -линейны, а  $I(N)$  - близка к линейной в диапазоне  $N$  от 0 до  $0,8 \times N^{max}$ .

### П1.11 Расчет технического потенциала солнечной фотоэнергетики без использования концентраторов

Рассматривается задача расчета технического потенциала солнечной энергетики  $\mathcal{E}^{техн}$  в (кВтж/месяц) для  $j$ -го месяца года при условии использования СР с помощью солнечного модуля, установленного под углом  $b^0$  с азимутом  $g$  в данный  $j$ -й месяц. Считается известной величина валового удельного прихода СР на рассматриваемую площадку -  $\mathcal{E}^{вал}$  (кВтж/м<sup>2</sup>·месяц) с площадью

солнечного модуля -  $F_{см}$  (м<sup>2</sup>) и их количеством -  $m$ . Известны все технические характеристики солнечного модуля.

Полезная выработка  $m$  солнечных модулей общей площадью  $F=F_{см} \times m$  за  $j$ -й месяц  $\mathcal{E}_j^{mexh}$  в (кВт·ч/м<sup>2</sup>·месяц) определяется по формуле

$$\mathcal{E}_j^{mexh} = \mathcal{E}_j^{вал} \times F_{см} \times m \times t \times h_{смo} \times K_{зан} \times K_t \times h_{DN} \times h_{DЭ} , \quad (П1.42)$$

где  $t$ , о.е. - коэффициент светопропускания защитного покрытия СМ. С учетом поглощения стекла можно принимать  $t=0,8-0,92$ ;

-  $h_{смo}$  , о.е. - номинальное КПД солнечного модуля для расчетных условий. В качестве указанных обычно принимается АМ 1,5;  $e_0=1000$  Вт/м<sup>2</sup>;  $t^0=+25^0-27^0$ С. Для кремниевых однослойных солнечных элементов принимаем: монокристаллических -  $h_{смo}=10-15\%$ ; поликристаллических -  $h_{смo}=8-12\%$ ; на основе аморфного кремния -  $h_{смo}=6-8\%$ . Для элементов на основе арсенида галлия -  $h_{смo}=27\%$ .

-  $K_{зан}$  , о.е. - коэффициент заполнения солнечными элементами всей площади СМ. Для круглых элементов  $K_{зан}=0,85$ ; для квадратных и прямоугольных от 0,95 до 0,99.

-  $K_t$  , о.е. - коэффициент, учитывающий влияние температуры СМ на его КПД и рассчитываемый по формуле для заданной  $t^0$ .

$$K_t = 1 - a \times (T - T_o) ,$$

(П1.43)

где  $a$ , о.е. - градиент изменения КПД солнечного модуля от температуры. Для кремниевых солнечных элементов можно принимать  $a$  равным

$$a = h_{смo} / 20^0 ,$$

(П1.44)

где  $h_{смo}$  - КПД солнечного модуля для расчетных условий.

Для СМ на основе арсенида галлия можно принимать

$$a = h_{cm0}/350^0; B (43) T=273^0+t^0, a T_o=273+ t_p^0.$$

-  $h_{DN}$ , о.е. - определяет собой потери мощности при последовательном соединении СМ. Обычно  $h_{DN} = 0,95-0,99$ .

-  $h_{DЭ}$ , о.е. - определяет собой потери энергии СМ при передаче ее потребителю (потери в инверторе, зарядном устройстве, кабеле и т.д.). Обычно можно принимать  $h_{DЭ}=0,9$ .

### Расчетный пример

Рассматривается точка  $A$  с координатами  $j^0=43,0^0$  северной широты;  $y^0=30^0$  восточной долготы, в которой установлен один солнечный модуль с параметрами, указанными в П1.10 с постоянным в течение года  $b^0=j^0=const$ . Считаются известными значения  $\mathcal{E}_{bj}^{вал}$ ,  $j=1, \dots, 12 \left( \frac{\hat{e} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \div}{i^2 \cdot i \hat{a} \hat{n} \hat{y} \hat{o}} \right)$ .

Требуется рассчитать технический потенциал рассматриваемого СМ для июля месяца при  $\mathcal{E}_b^{вал}=181,32 \left( \frac{\hat{e} \hat{A} \hat{\delta} \cdot \div}{i^2 \cdot i \hat{a} \hat{n} \hat{y} \hat{o}} \right)$  и среднемесячной температуре июля месяца  $t^0=+23^0$ .

### Основные допущения:

- считается, что при расчетах среднемесячных показателей СМ температура окружающей среды равна температуре СМ, т.е.  $+23^0$ ;

-  $h_{сэо}$  соответствует среднемесячному КПД солнечного модуля  $h_{см}$  и в данном расчете принимается равным его максимальному значению, т.е. 13,08 %. В реальных условиях следует учитывать изменения КПД от нагрузки потребителя за период  $Dt$ , т.е.

$$(П1.45) \quad h_{см} = \frac{\mathcal{E}/\mathcal{E}^{нод}}{Dt} = \frac{\partial N(t)dt/N^{нод}(t)}{Dt} .$$

На основе данных П1.10 принимаем:  $i=0,92$ ;  $K_{зан}=0,953$ ;  
 $a=h_{c\sigma}/120=13,08/120=0,109$  1/град и  $h_{DЭ}=0,9$ ;

$$K_t = 1 - 0,109 \times ((273^0 + 23^0 C) - (273^0 + 25^0 C)) = 1,218; h_{DN} = 0,97;$$

$$F = 0,4117 \text{ м}^2.$$

В этом случае для июля месяца  $\mathcal{E}^{max} = 181,32 \times 0,4117 \times 0,953 \times$   
 $0,92 \times 0,1308 \times 1,218 \times 0,97 \times 0,90 = 9,07 \left( \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}} \right)$ .

Таким образом получено, что только 12,15% валового потенциала СР используется полезно в данном СМ при приведении всех расчетов на 1 м<sup>2</sup> полезной площади СМ.



## **ПРИЛОЖЕНИЕ 2**

Таблица П2.1 Обобщенные технико-экономические данные по солнечным фотоэлектрическим модулям и батареям

Марка	Производитель	ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ				Назначение	ФИЗ. ПАРАМЕТРЫ				Стоимость, \$
		Пиковая (номин.) мощность, Вт	Напряжение холост. хода, В	Ток при максимальной мощности, А	Напряжение при максимальной мощности, В		Габариты, мм	Вес, кг	Удельн. мощность, Вт/кг	Удельн. стоимость, \$/Вт	
ФСМ 50-13	4	0,4	4,2	0,11	3,8	6	105x43x6	0,032	12,5	20,0	8
УБС 3/6/9-0,7	3	0,75	4-12.	0,24-0,08	3-6-9.	3	185x75x23	0,2	3,8	13,3	10
ТСМ-0,7	3	0,75	5,8	0,11-0,12	4,8	3	135x65x10	0,16	4,7	16,0	12
MSM 2,4-300	2	1	4,4	-	-	2	187x97x12	0,18	5,6	9,8	9,8
MSM 3,6-200	2	1	6,6	-	-	2	187x97x13	0,18	5,6	10,7	10,7
MSM 4,8-150	2	1	8,8	-	-	2	187x97x14	0,18	5,6	11,0	11
ТСМ-1	3	1,1	5,8	0,2	4,8	3	125x100x20	0,16	6,9	31,8	35
ФСМ 2-3	4	2	4,5	0,625	3,5	6	250x20x3	0,18	11,1	8,4	16,7
MSM 6-400	2	3,6	10	0,4	8,5	2	360x130x8	0,35	10,3	-	Договорная
MSW-5 (12).	5	5	21,4	0,29	17	1	303x206x38	1	5,0	-	Договорная
MSW-5 (6).	5	5	10,7	0,59	8,5	1	303x206x38	1	5,0	-	Договорная
MSM 12-400	2	8	22	0,4	19	2	790x130x8	0,7	11,4	-	Договорная
PSM 0-8	2	8	21	0,45	17,5	2	536x252x46	2,2	3,6	6,9	55
БС-10	1	10	21,6	0,61	16,5	1	335*335*28	1,5	6,7	-	Договорная
PSM 0-10	2	10	21	0,55	17,5	2	536x252x47	2,2	4,5	6,1	61
ТСМ-10	3	10	21,0	0,6	17	3	425x230x27	1,3	7,7	5,3	53
MSW-10 (12).	5	10	21,4	0,59	17	1	385x290x38	1,8	5,6	-	Договорная
ФСМ-10	6	10	21,3	0,59	17	5	390x290x28	1,3	7,7	-	Договорная
ФСМ-12	6	12	21,3	0,71	17	5	405x290x28	1,4	8,6	-	Договорная
MSW-12 (12).	5	12	21,6	0,71	17	1	352x352x38	1,8	6,7	-	Договорная
MSW-12 (6).	5	12	10,8	1,41	8,5	1	352x352x38	1,8	6,7	-	Договорная
PSM 0-12	2	12	21	0,65	17,5	2	536x252x48	2,2	5,5	6,3	75
ТСМ-13	3	13	21,0	0,77	17	3	496x236x27	2,1	6,2	4,8	63
PSM 0-14	2	14	21	0,75	17,5	2	506x402x46	3,2	4,4	4,7	66
ФСМ-15	6	15	21,3	0,9	17	5	435x375x28	1,9	7,9	-	Договорная
PSM 0-16	2	16	21	0,9	17,5	2	506x402x47	3,2	5,0	4,7	75
PSM 1-17	2	17	21	0,95	17,5	2	536x462x46	3,8	4,5	5,1	86

Продолжение табл. П2.1

Марка	Производитель	ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ				Назначение	ФИЗ. ПАРАМЕТРЫ				Стоимость, \$	
		Пиковая (номин.) мощность, Вт	Напряжение холост. хода, В	Ток при максимальной мощности, А	Напряжение при максимальной мощности, В		Габариты, мм	Вес, кг	Удельн. мощность, Вт/кг	Удельн. стоимость, \$/Вт		
MSW-36/19	Т	3	18	21	1,06	17	3	618x526x39	4,5	4,0	-	Договорная
MSW-18	(12).	3	18	21,6	1,06	17	3	415x415x38	26	0,7	-	Договорная
MSW-18	(6).	3	18	10,8	2,12	8,5	1	415x415x38	2,6	6,9	-	Договорная
PSM 0-19		5	19	21	1,05	17,5	2	506x402x48	3,2	5,9	4,9	94
ФСМ-20		2	20	21,3	1,2	17	5	500x405x28	2,8	7,1	-	Договорная
MSW-20	(12).	3	20	21,4	1,18	17	1	492x400x38	2,8	7,1	-	Договорная
MSW-20	(6).	3	20	10,7	2,354	8,5	1	585x334x38	2,9	6,9	-	Договорная
PSM 1-20		5	20	21	1,1	17,5	2	536x462x47	3,8	5,3	4,9	98
MSM 12-1200		5	20	20	1,2	17	2	540x440x8	1,9	10,5	-	Договорная
ТСМ-20		6	20	21,0	1,2	17	3	496x450x27	4	5,0	4,8	96
БС-20		4	20	21,6	1,2	16,5	1	675*335*28	2,8	7,1	-	Договорная
ФСМ 20-12	4.	2	20	21	1,2	17	6	530x485x15	4,3	4,7	8,0	160
PSM 1-23		5	23	21	1,3	17,5	2	536x462x48	3,8	6,1	5,5	127
MSW-24	(12).	3	24	21,6	1,41	17	1	674x345x38	3,4	7,1	-	Договорная
MSW-24	(6).	3	24	10,8	2,82	8,5	1	674x345x38	3,4	7,1	-	Договорная
MSW-50/26	Т	3	25	21	1,47	17	1	985x450x39	7	3,6	-	Договорная
ФСМ-25		2	25	21,3	1,48	17	5	555x380x28	3	8,3	-	Договорная
ФСМ-25		2	25	21,3	1,48	17	5	515x450x28	2,8	8,9	-	Договорная
ТСМ-25		6	25	21,0	1,5	17	3	496x450x27	4	6,3	4,5	113
MSW-55/28	Т	3	27	21	1,59	17	1	985x450x39	7	3,9	-	Договорная
ФСМ 30-12		7	27-33	17	1,8-1,9	17,5-19,2	4	960x400x28	4,8	5,6-6,9	4,0-3,2	107
PSM 1-28		5	28	21	1,55	17,5	2	1006x402x46	5,8	4,8	3,8	106
БС-30		4	30	21,6	1,54	19,5	1	997*335*28	4,2	7,1	-	Договорная
ФСМ-30		2	30	21,3	1,8	17	5	815x378x38	4	7,5	-	Договорная
PSM 1-32		5	32	21	1,8	17,5	2	1006x402x47	5,8	5,5	3,9	125
ФСМ 40-12		7	33-41		1,9-2,1	17,5-19,2	4	960x460x28	4,5	7,3-9,1	3,2-2,6	107
ФСМ-35		2	35	21	2,16	>16,5	5	812x408x38	4,5	7,8	-	Договорная
MSW-36	(12).	3	36	21,4	2,12	17	1	618x526x38	4,5	8,0	-	Договорная
MSW-36/18	Л	2	36	21,4	2,12	17	1	618x526x38	4,5	8,0	-	Договорная

Продолжение табл. П2.1

Марка	Производитель	ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ				Назначение	ФИЗ. ПАРАМЕТРЫ				Стоимость, \$
		Пиковая (номин.) мощность, Вт	Напряжение холост. хода, В	Ток при максимальной мощности, А	Напряжение при максимальной мощности, В		Габариты, мм	Вес, кг	Удельн. мощность, Вт/кг	Удельн. стоимость, \$/Вт	
PSM 1-37		37	21	2,1	17,5	2	1006x402x48	5,8	6,4	4,4	164
MSW-75/39	Т	38	21	2,24	17	1	1147x534x39	9	4,2	-	Договорная
PSM 2-40		40	21	2,05	17,5	2	1006x462x46	6,5	6,2	4,4	175
TCM-40		40	21,0	2,4	17	3	960x450x27	5,6	7,1	3,9	157
MSW-80/41	Т	40	21	2,35	17	1	1306x666x39	9	4,4	-	Договорная
ФЭМК 40-12		40		2,2-2,5	17,5-19,2	4	1300x750x730	10	4,0	3,8	150
ФСМ-40		40	21,3	2,4	17	5	980x410x38	5	8,0	-	Договорная
PSM 2-41		41	21	2,3	17,5	2	1006x602x46	8,3	4,9	4,0	164
PSM 2-45		45	21	2,45	17,5	2	1006x462x47	6,5	6,9	4,6	206
MSW-90/46	Т	45	21,0/42,0	2,65/1,32	17/35	1	1306x666x39	10	4,5	-	Договорная
ФСМ-45		45	21,3	2,65	17	5	987x452x38	5,7	7,9	-	Договорная
TCM-50		50	21,0	2,95	17	3	960x450x27	5,7	8,8	3,7	187
PSM 2-50		50	21	2,8	17,5	2	1006x462x48	6,5	7,7	4,6	228
PSM 2-50		50	21	2,7	17,5	2	1006x602x47	8,3	6,0	3,8	192
MSW-100/51	Т	50	21,0/42,0	2,94/1,47	17/37	1	1306x666x39	10	5,0		Договорная
ФСМ 0,4-3		50	21	2,6	17	6	985x485x15	8,5	5,9	8,0	400
MSW-50/25	Л	50	21,6	2,94	17	1	985x450x38	7	7,1	-	Договорная
MSW-50 (12).		50	21,6	2,94	17	1	985x450x38	7	7,1	-	Договорная
ФСМ-50		50	21,3	2,9	17,4	1	987x452x38	5,7	8,8	-	Договорная
PSM 2-55		55		3,15	17,5	2	1006x602x48	8,3	6,6	4,5	250
MSW-55/27	Л	55	21,6	3,24	17	1	985x450x38	7	7,9	-	Договорная
MSW-55 (12).		55	21,6	3,24	17	1	985x450x38	7	7,9	-	Договорная
ФСМ-55		55	21,3	3,15	17,5	5	987x452x38	5,7	9,6	-	Договорная
MSW-110/56	Т	55	21,0/42,0	3,24/1,62	17/39	1	1306x666x39	10	5,5	-	Договорная
ФСМ-60		60	20,5	3,6	>16,5	5	1255x472x38	8	7,5	-	Договорная
ФСМ-65		65	20,5	3,94	>16,5	5	1255x472x38	8	8,1	-	Договорная
ФСМ-70		70	20,5	4,2	>16,5	5	1255x472x38	8	8,8	-	Договорная
ФСМ-75		75	21,8	4,26	17,6	5	1350x475x38	8,5	8,8	-	Договорная
MSW-75/38	Л	75	21,6	4,41	17	3	1147x534x38	9	8,3	-	Договорная

Продолжение табл. П2.1

Марка	Производитель	ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ				Назначение	ФИЗ. ПАРАМЕТРЫ				Стоимость, \$
		Пиковая (номин.) мощность, Вт	Напряжение холост. хода, В	Ток при максимальной мощности, А	Напряжение при максимальной мощности, В		Габариты, мм	Вес, кг	Удельн. мощность, Вт/кг	Удельн. стоимость, \$/Вт	
MSW-75 (12).	3	75	21,6	4,41	17	3	1174x534x38	9	8,3	-	Договорная
PSM 3-80	5	80	21 (pc);42 (sc)	4,1 (pc) 2,05 (sc)	17,5 (pc); 35,0 (sc)	2	1006x882x46	15	5,3	4,3	340
MSW-80/40 л	3	80	21,6	4,71	17	3	1306x666x38	9	8,9	-	Договорная
MSW-80 (12).	3	80	21,6	4,71	17	3	1174x534x38	9	8,9	-	Договорная
MSW-90/45 л	3	90	21,4/42,8	5,29/2,65	17/34	3	1306x666x38	10	9,0	-	Договорная
PSM 3-90	5	90	21 (pc);42 (sc)	4,9 (pc) 2,45 (sc)	17,5 (pc); 35,0 (sc)	2	1006x882x47	15	6,0	4,5	405
PSM 3-100	5	100	21 (pc);42 (sc)	5,6 (pc) 2,8 (sc)	17,5 (pc); 35,0 (sc)	2	1006x882x48	15	6,7	4,5	450
MSW-100/50 л	3	100	21,6/43,2	5,88/2,94	17/36	3	1306x666x38	10	10,0	-	Договорная
MSW-100 (12/24).	3	100	21,6/43,2	5,88/2,94	17/34	3	1306x666x38	10	10,0	-	Договорная
ФСМ 100-12	2	100	21,5	5,71	17,5	5	990x905x40	9,8	10,2	-	Договорная
ФСМ 100-24	2	100	42,6	2,86	>35	5	990x905x40	9,8	10,2	-	Договорная
ФЭМК 100-12	7	100		2,2-2,5	17,5-19,2	4	2500x700x350	27	3,7	2,7	270
MSW-110/55 л	3	110	21,6/43,2	6,47/3,24	17/38	3	1306x666x38	10	11,0	-	Договорная
MSW-110 (12/24).	3	110	21,6/43,2	6,47/3,24	17/34	3	1306x666x38	10	11,0	-	Договорная
ФСМ 130В-12	2	130	20,5	7,88	>16,5	5	1255x940x40	15	8,7	-	Договорная
ФСМ 130В-24	2	130	41	3,94	>33	5	1255x940x40	15	8,7	-	Договорная
ФСМ 150-12	2	150	21,8	8,33	18	5	1350x945x40	17	8,8	-	Договорная
ФСМ 150-24	2	150	43,6	4,26	35,2	5	1350x945x40	17	8,8	-	Договорная

Производители:

1. ФГУП НПО "Машиностроение" (г.Реутов)
2. ООО " Научно-производственный центр завода "Красное знамя" (г. Рязань)
3. ООО " Фирма "Солнечный ветер" (г. Краснодар)
4. Правдинский опытный завод источников тока "ПОЗИТ" (Московская обл., п. Правдинский)
5. ОАО "Рязанский завод металлокерамических приборов" (г. Рязань)
6. ЗАО "Телеком-СТВ" (г. Зеленоград)
7. ВНИИ электрификации Сельского Хозяйства (ГНУ ВИЭСХ) (г.Москва)
8. ООО НПФ "Санэнеджи", ООО "СОВЛАКС", НПП "Квант" (г. Москва)
9. ФГУП "НИИ Полупроводниковых приборов" (г. Томск)

Назначение:

1. Для электропитания электронной бытовой и производственно-технической аппаратуры малой мощности, а также для зарядки аккумуляторов.
2. В качестве основного или вспомогательного источника энергии в составе фотоэлектрической системы для питания:
  - объектов, удаленных от ЛЭП,
  - объектов с перебоями электроснабжением,
  - радиоаппаратуры, радио- и телекоммуникаций,
  - аккумуляторных батарей,
  - внутреннего и уличного освещения,
  - систем водоснабжения и опреснения,
  - заправочных станций.
3. Предназначены для выработки постоянного электрического тока под воздействием прямого света и могут быть использованы, как независимые источники питания электро и радиоаппаратуры, подзарядные устройства для аккумуляторов различных видов техники, независимые устройства питания систем охраны и сигнализации вдали от источников электропитания.
4. Для электропитания электронной бытовой и производственно-технической аппаратуры малой мощности, комплектации СФЭС.
5. Автономное питание аппаратуры различного применения.
6. Питание аппаратуры малой мощности.

Обобщенные технико-экономические данные по солнечным установкам

Тип солнечной установки (СЭУ)	Производитель	Пиковая (номин.) мощность, Вт	Кол-во модулей в СЭУ	Номин. напряжение, В / род тока	Тип солнечной батареи	Энергоемкость АБ, Вт*ч (А*ч)	Срок эксплуатации, лет	Цена, \$ (включая НДС)	Уд.цена, \$/Вт
ФЭС-10-12	5	10	1	12/DC	PSM0-8	18	>10	171	17,1
					PSM0-10			177	17,7
					PSM0-12			191	19,1
ФЭС-16-12	5	16	1	12/ DC	RSM0-14	27	>10	185	11,56
ФЭС-20-12	5	20	1	12/DC	RSM0-16			194	12,1
					RSM0-19			213	13,3
ФЭС-32-12	5	32	1	12/DC	PSM1-17	27	>10	205	10,25
					PSM1-20			217	10,85
					PSM1-23			246	12,3
ФЭС-45-12	5	45	1	12/DC	RSM1-28	42	>10	255	7,9
					RSM1-32			274	8,6
					RSM1-37			313	9,8
ФЭС-50-12	5	50	1	12/DC	PSM2-35	70	>10	350	7,8
					PSM2-40			379	8,4
					PSM2-45			410	9,1
					PSM2-50			432	9,6
ФЭС-50-12	5	50	1	12/DC	RSM2-41	70	>10	368	7,36
					RSM2-50			396	7,92
					RSM2-55			454	9,08
СЭУ-50	2	50	-	-	-	55	>10	Договорная	-
ЭПС-50-1	8	50	6	12,5±2/DC	БСА-11/1-7,5-Р	7,2	>10	428,4	8,56
ЭПС-50-2	8	50	4	12,5±2/DC	БСА-11/2-15-Р	7,2	>10	544,8	10,89
ЭПС-50-3	8	50	2	12,5±2/DC	БСА-11/4-30-Р	7,2	>10	693,6	13,87
Портативная система солнечного автономного электропитания	7	60	1	12 или 9/DC	-	7,2	-	130	2,5
СЭУ-80	1	80	2	12/24 / DC	-	660	20	890	11,12
СЭУ-100	2	100	-	-	-	110	>10	Договорная	-
ЭПС-100-1	8	100	7	12,5±2/DC	БСА-11/2-15-Р	7,2х2	>10	725,88	7,25
ЭПС-100-2	8	100	4	12,5±2/DC	БСА-11/4-30-Р	7,2х2	>10	898,38	8,98
ЭМС-120	8	120	-	12,5±2/DC	-	40	>10	-	-
ЭМС-140	8	140	-	12,5±2/DC	-	70	>10	1939,2	13,85
ФЭС-150-12	5	150	4	12/DC	-	190	>10	-	-

Окончание табл.

Тип солнечной установки (СЭУ)	Производитель	Пиковая (номин.) мощность, Вт	Кол-во модулей в СЭУ	Номин. напряжение, В / род тока	Тип солнечной батареи	Энергоемкость АБ, Вт*ч (А*ч)	Срок эксплуатации, лет	Цена, \$ (включая НДС)	Уд.цена, \$/Вт
СЭУ-160	1	160	4	12/24 /DC	-	1320	20	1550	9,68
СЭУ-240	1	240	6	24/DC /220/AC	-	2640	20	2850	11,8
СЭУ-250	2	250	-	-	-	220	>10	Договорная	-
ФЭС-300-24	5	300	8	12/DC	-	190	>10	-	-
СЭУ-320	1	320	8	24/ DC /220/AC	-	3960	20	3730	11,6
ФЭС-500-220	5	500	10	24/DC	-	190	>10	-	-
СЭУ-500	2	500	-	-	-	550	>10	Договорная	-
СЭУ-500Т	2	500	-	-	-	550	>10	Договорная	-
СЭУ-560	1	560	14	48/ DC /220/AC	-	5280	20	5300	9,47
СЭУ-1000	2	1000	-	-	-	1100	>10	Договорная	-
СЭУ-1000Т	2	1000	-	-	-	1100	>10	Договорная	-
СЭУ-1120	1	1120	28	48/DC /220/AC	-	10800	20	10026	8,9
СЭУ-1500	2	1500	-	-	-	1400	>10	Договорная	-
СЭУ-2000	2	2000	-	-	-	2200	>10	Договорная	-

**Производители:**

1. ФГУП НПО "Машиностроение" (г.Реутов)
2. ООО " Научно-производственный центр завода "Красное знамя" (г. Рязань)
5. ОАО "Рязанский завод металлокерамических приборов" (г. Рязань)
7. ВНИИ электрификации Сельского Хозяйства (ГНУ ВИЭСХ) (г.Москва)
8. ООО НПФ "Санэнеджи", ООО "СОВЛАКС", НПП "Квант" (г. Москва)

**Обозначения в типе солнечных энергоустановок**

СЭУ – солнечные энергетические установки

ФЭС – фотоэлектрическая система

ЭПС – передвижные солнечные электростанции

ЭМС – мобильные солнечные электростанции