



ОЦЕНКА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИНТЕГРИРОВАННОГО СОЛНЕЧНОГО КОМБИНИРОВАННОГО ЦИКЛА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

А.Э. Эльмохлави, В.Ф. Очков, Б.И. Казанджан

Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, Россия

ochkov@twi.mpei.ac.ru

Резюме: В статье приводятся результаты исследования модели интегрированного солнечного комбинированного цикла (ИСКЦ), состоящего из парогазовой установки (ПГУ) с трехконтурным котлом-утилизатором (КУ) и поля параболических солнечных коллекторов. Цель работы состояла в изучении и оценке производительности цикла при условии ввода солнечного тепла в КУ парового цикла. Термодинамическая модель предлагаемой установки ИСКЦ была разработана авторами и реализована в среде Mathcad для анализа производительности цикла в разное время года. Было установлено, что солнечная энергия может генерировать пар, который можно использовать для увеличения выходной мощности парового цикла с 182 до 237 МВт. Вместе с уменьшением расхода топлива данная технология может обеспечить ежегодное сокращение выбросов углекислого газа на 75 000 т.

Ключевые слова: концентрированная солнечная энергия, солнечная тепловая энергия, комбинированный цикл, интегрированный солнечный комбинированный цикл, солнечная доля, производительность.

DOI:10.30724/1998-9903-2019-21-1-2-43-54.

Для цитирования: Эльмохлави А.Э., Очков В.Ф., Казанджан Б.И. Оценка производительности и энергоэффективности интегрированного солнечного комбинированного цикла электростанции // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2019. Т. 21. № 1-2. С. 43-54. DOI:10.30724/1998-9903-2019-21-1-2-43-54.

EVALUATION OF THE PERFORMANCE AND ENERGY EFFICIENCY OF INTEGRATED SOLAR COMBINED CYCLE POWER PLANT

A. E. Elmohlawy, V.F. Ochkov, B.I. Kazandzhan

National Research University "MPEI", Moscow, Russia

ochkov@twi.mpei.ac.ru

Abstract: An integrated solar combined cycle (ISCC) composed of a triple-pressure natural gas combined cycle and parabolic trough collector solar field is investigated in this paper. The purpose is to study and evaluate the performance of the cycle when the solar heat injected into the heat recovery steam generator of the steam cycle. Thus, a thermodynamic model of the proposed ISCC plant has been developed in Mathcad environment to simulate and analyze the cycle performance at different seasons of the year. It has been found that the solar energy can

generate steam that can be used to increase the power output of the steam cycle from 182 MWe to 237 MWe with an increase of 30% from reference value. This can achieve an annual reduction in CO₂ emission of 75000 tons/year.

Keywords: *concentrated solar power, solar thermal power, combined cycle, integrated solar combined cycle, solar energy, solar share, performance.*

For citation: *A.E. Elmohlawy, V.F. Ochkov, B.I. Kazandzhan. Evaluation of the performance and energy efficiency of integrated solar combined cycle power plant. Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS 2019. vol. 21. № 1-2. pp.43-54. DOI:10.30724/1998-9903-2019-21-1-2-43-54.*

1. Введение

Рост цен на топливо (газ, мазут), необходимость обеспечения энергетической безопасности вследствие сокращения запасов ископаемого топлива и увеличение количества загрязняющих веществ, выделяющихся при его сжигании, приводят к необходимости использовать альтернативные (возобновляемые) источники энергии: солнечную, геотермальную и гидравлическую, энергию ветра, биомассу.

Энергоэффективность заключается в сокращении использования энергии без снижения уровня жизни, качества продукции и рентабельности. Она может уменьшить использование ископаемого топлива, а возобновляемая энергия – заменить ископаемое топливо [1]. Согласно [2] использование возобновляемых источников энергии может значительно сократить выбросы CO₂ к 2050 году более чем на 90%.

При этом наиболее перспективным и доступным решением является постепенная замена существующих энергетических систем, использующих ископаемое топливо, на солнечную энергию. Согласно [3], солнечная энергия достаточна для удовлетворения энергетических потребностей мира.

Существуют два основных подхода к производству солнечной электроэнергии. Один из них – фотогальванический процесс, т.е. прямое преобразование энергии. Другой подход заключается в том, чтобы преобразовать энергию солнечного света в тепловую, затем с помощью термодинамического энергетического цикла преобразовать ее в механическую и далее – в электрическую [4]. Подавляющее количество электроэнергии в мире производится путем преобразования тепловой энергии, получение большей части которой основано на цикле Ренкина и, в меньшей степени, брайтонском цикле. Оба они применимы к конверсии солнечной тепловой энергии, причем цикл Ренкина является самым популярным. Обычно в качестве рабочей жидкости в цикле Ренкина используется вода. Однако для низкотемпературных систем получения солнечной энергии (от 70 до примерно 300 °C) используются органические жидкости, и в этом случае цикл обычно называют органическим циклом Ренкина (ОЦР). При работе цикла Ренкина на сверхкритических параметрах его называют сверхкритическим циклом Ренкина (СЦР). Большой потенциал показал цикл Стирлинга, и в настоящее время на его основе разрабатываются солнечные тепловые энергетические системы. В последнее время разрабатываются различные модификации этих циклов в целях повышения эффективности преобразования солнечной энергии в тепловую.

В солнечных тепловых электростанциях концентрационные коллекторы используются для получения высокотемпературного теплоносителя. Оптические системы только концентрируют прямое солнечное излучение и должны отслеживать солнце для достижения достаточной концентрации. Эта технология особенно используется на больших центральных заводах вокруг солнечного пояса Земли. Солнечный свет концентрируется зеркалами, которые связывают свет с теплообменником, передающим поглощенную энергию теплоносителю. В настоящее время существуют схемы, в которых теплоноситель (например, водяной пар) непосредственно используется в схеме

электростанции либо во вторичном контуре, работающем, например, на термическом масле.

С 1980 г. были построены и эксплуатируются несколько крупномасштабных солнечных тепловых электростанций (СТЭ) мощностью до 80 МВт. Прогнозируется, что эти СТЭ будут играть значительную роль в удовлетворении мировой потребности в электроэнергии, которая быстро растет как в развитых, так и в развивающихся странах.

Первоначально завод ИСКЦ был предложен *Luz Solar International* с начала 1990-х годов. По сравнению с существующими заводами, использующими цикл Ренкина, электростанция ИСКЦ предлагает три основных преимущества [5]. Во-первых, солнечная энергия может быть преобразована в электрическую с более высокой эффективностью. Во-вторых, возрастающая удельная стоимость электроэнергии, вырабатываемой более крупной паровой турбиной интегрированной установки, меньше, чем в установке на солнечной энергии. В-третьих, эффективность интегрированной установки не связана с ежедневным запуском и отключением паровой турбины. Снижение производства электроэнергии летом не происходит в ИСКЦ, поскольку по мере увеличения температуры окружающей среды солнечное поле поглощает больше энергии. При этом происходит стабильное производство энергии в течение года. ИСКЦ может работать в следующих режимах: встроенный солнечный комбинированный режим в солнечные часы; обычный режим комбинированного цикла в несолнечные часы; работа газовой турбины в то время, когда паровая турбина не работает [6].

Существуют различные конфигурации ИСКЦ: линейный Френеля (*Linear Fresnel*), мощная башня (*Power Tower*) и параболический коллектор корыта (ПКК) с прямым генератором пара и ПКК с теплоносителем (ПКК-ТН) [7, 8], а также тогда, когда пар поступает в котел-утилизатор (КУ) парогазовой установки (ПГУ) или непосредственно в паровую турбину [9].

Использование параболического коллектора корыта электростанции является наиболее проверенной технологией. Девять параболических солнечных электрогенерирующих систем (*SEGS*) в Калифорнии, США, демонстрируют способность этой технологии быть надежным, возобновляемым энергетическим ресурсом. Эта система работает на крупномасштабных тепловых солнечных электростанциях общей мощностью 345 МВт [10].

Основываясь на предыдущих обсуждениях и технологическом процессе электростанции ИСКЦ, настоящее исследование проводится для разработки математической модели и анализа работы предпроектной электростанции ИСКЦ на базе ПККс в городе Асуан (Египет). Целью исследования является анализ поведения ПГУ при переработке солнечной энергии. Предварительная оценка систем ИСКЦ была проведена путем оценки солнечного теплового вклада в производство пара. В связи с этим были разработаны имитационные модели *Mathcad* с использованием доступного программного обеспечения (*Mathcad, Excel, thermo-flex*) для анализа термодинамических характеристик установки и формулирования некоторых условий проектирования. Расчеты были основаны на вкладе солнечной энергии и энергии газовой турбины в тепловой КПД установки.

2. Описание конфигураций ИСКЦ

Завод ИСКЦ в основном состоит из трех блоков: солнечного поля, газовой турбины комбинированного цикла (ПГУ) и котла-утилизатора (КУ). Солнечное поле используется для нагрева минерального масла либо синтетического теплоносителя. Тепловая энергия масла используется для выработки пара, который применяется в обычной электростанции, работающей по циклу Ренкина. Поле солнца состоит из рядов концентрационных коллекторов количеством M . Эти коллекторы представляют собой цилиндрический тип ПКК, каждый из которых имеет площадь апертуры A_p . Каждая строка содержит ряд коллекторов, соединенных последовательно, в которых рабочая жидкость равномерно распределена (рис. 1). В качестве рабочей жидкости в ПКК системы

используется масло *Therminol VP1*. Технические параметры солнечного поля приведены в табл. 1.

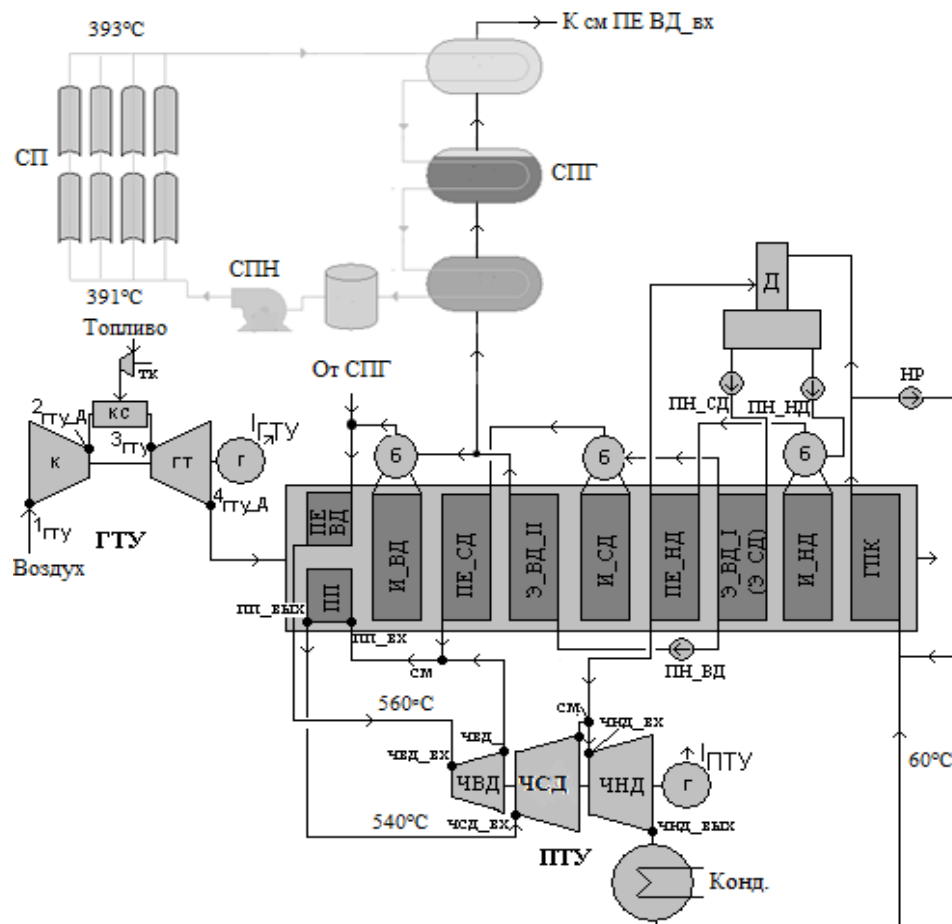


Рис. 1. Принципиальная схема ИСКЦ

Таблица 1

Технические параметры солнечного поля

Характеристики солнечного коллектора	Символ	Значение
Оптический КПД, %		80
Коэффициент концентрации, %	C_r	82
Параметры апертуры:		
ширина, м	W	5.76
длина, м	L	99
площадь, м ²	A_{ap}	545
Параметры солнечного поля:		
температура окружающего воздуха, °C	T_m	25
местоположение широты, град.	φ	24
высота, м	A	300
скорость ветра, м/с	V	5
Параметры рефлектора:	PTCs	LS-3

Продолжение таблицы 1

количество коллекторов в каждой строке	M	6
количество строк	N	48
площадь солнечного поля, m^2	A_{sf}	164229
Массовый расход теплоносителя, кг/с	m_f	444
Температура теплоносителя на входе, $^{\circ}C$	T_{fi}	291
Температура теплоносителя на выходе, $^{\circ}C$	T_{fo}	378

Блок ПГУ состоит из газотурбинного и паротурбинного агрегатов. Газотурбинный агрегат состоит из компрессора и камеры сгорания. Продукты сгорания расширяются адиабатически в турбине, а часть произведенной работы используется для привода компрессора. Фактические процессы горения и сжатия рассчитываются с использованием программы водяного пара рго. Блок паровой турбины работает на обычной электростанции по циклу Ренкина.

3. Имитационная модель и стратегия работы

На электростанции с комбинированным циклом горячие газы, выходящие из газовой турбины, используются для выработки пара для паровой турбины. Это достигается путем пропускания газа через КУ. В установках ИСКЦ дополнительная тепловая энергия от солнечного парогенератора вводится в КУ обычной установки с комбинированным циклом. Солнечное поле производит перегретый пар, который подается в КУ, что позволяет увеличить тепловой КПД парового цикла в ПГУ.

Чтобы оценить влияние интеграции между технологиями КСЭ и ПГУ, система ИСКЦ, принятая в данном исследовании, сконфигурирована на основе эталонного ПГУ. Первым этапом анализа была оценка возможности программного обеспечения *Mathcad* эталонной установки с комбинированным циклом [11]. Технические данные ПГУ в номинальных условиях приведены в табл. 2. Затем рассматривается интеграция между комбинированным циклом и солнечным полем. В установленное время ИСКЦ работает как ПГУ. Симуляционная модель для ИСКЦ и ПККс была разработана в *Mathcad* [5]. Она основана на массовых и энергетических балансах, применяемых к каждому компоненту электростанции. Эта модель позволяет моделировать силовую установку при разных условиях проектирования и эксплуатации.

Таблица 2

Технические данные ПГУ в номинальных условиях

Температура окружающей среды, $^{\circ}C$	15
Давление окружающей среды, бар	1,013
Повышение давления в компрессоре	16
Расход, кг/с:	
воздуха	735
топлива	17,157
Температура, $^{\circ}C$:	
на входе в турбину	1300
на выходе из турбины	650
Мощность газовой турбины, МВт	320.91
Изоэнтروпический КПД, %:	
компрессора	88.2
газовой турбины	88.4
КПД камеры сгорания, %	99.7
Низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг	50.056
Изоэнтропический КПД паровой турбины, %	90
КПД насоса, %	82

Продолжение таблицы 2

Мощность паровой турбины, МВт	182.14
КПД электрогенератора ГТУ, %	99.9
Механический КПД ГТУ, %	99.9
КПД ПГУ (справочный), %	58.8
Мощность ПГУ (справочная), МВт	503
Давление пара на входе ЧВД, бар	127,5
Давление пара на выходе из ПП, бар	32,4
Давление пара на входе ЧНД, бар	1,2
Температура пара на входе ЧВД, °С	560
Температура пара на выходе из ПП, °С	540
Температура конденсата на входе в ГПК, °С	60

4. Энергия и производительность ИСКЦ

Важнейшими факторами для исследования ИСКЦ являются производство электроэнергии и эффективность. Производство электроэнергии в ПГУ лучше всего определять путем расчета суммы энергии, производимой газовой турбиной N_{GT} и паровой турбиной N_{ST} :

$$N_{net} = N_{GT} + N_{ST}. \quad (1)$$

Тепловой КПД эталонного ПГУ в данном исследовании рассчитывается как отношение энергии, производимой генераторами газовой и паровой турбин N_{net} , к тепловой энергии Q_f :

$$\eta_{th} = \frac{N_{net}}{Q_f} = \frac{N_{net}}{m_f \cdot LHV}. \quad (2)$$

Сумма электрической энергии генератора газовой турбины N_{GT} и паровой турбины в режиме ИСКЦ N_{ST-sol} рассчитывается по выражению

$$N_{net-sol} = N_{GT} + N_{ST-sol}. \quad (3)$$

Тепловой КПД ИСКЦ рассчитывается как отношение производимой энергии к тепловой, вырабатываемой с использованием топлива и солнечного поля $Q_{sol,th}$:

$$\eta_{ISCC} = \frac{N_{net-sol}}{Q_f + Q_{sol,th}} = \frac{N_{net}}{m_f \cdot LHV + Q_{sol,th}}, \quad (4)$$

где LHV – низшая теплота сгорания топлива; $Q_{sol,th}$ – тепло, поглощаемое водой/паром (рассчитывается по [12]).

Однако тепловой КПД не является лучшим параметром для оценки производительности электростанций ИСКЦ, поскольку он уменьшается по мере увеличения вклада Солнца [13]. Топливо, сэкономленное благодаря солнечному вкладу, может быть оценено с использованием отношения HR :

$$HR = \frac{Q_f}{N_{net-sol}} = \frac{N_{net}}{m_f \cdot LHV}. \quad (5)$$

Прежде, чем провести какой-либо анализ эффективности, следует обратить внимание на тот факт, что солнечный вклад в ИСКЦ позволяет увеличить энергию, вырабатываемую «эталонным» комбинированным циклом с ископаемым топливом. Поэтому необходимо оценить долю электрической энергии от солнечного источника для сравнения эффективности преобразования солнечной энергии в ИСКЦ. Рассчитываются два инкрементных коэффициента конверсии солнечной энергии в электрическую в рамках ИСКЦ:

$$\eta_{inc.,sol.,rad} = \frac{N_{net-sol} - N_{net-sol}}{Q_{sol,inc}} = \frac{\Delta N_{st-sol}}{DNI \cdot A_{sf}}, \quad (6)$$

$$\eta_{inc.,sol.,th} = \frac{N_{net-sol} - N_{net-sol}}{Q_{sol,th}} = \frac{\Delta N_{st-sol}}{Q_{sol,th}}, \quad (7)$$

где $Q_{sol,inc}$ – солнечное излучение; $Q_{sol,th}$ – полезное собранное солнечное тепло; ΔN_{st-sol} – увеличение выходной мощности цикла на установке ИСКЦ по сравнению с установкой ПГУ (нетто-солнечное электричество; DNI – прямое нормальное облучение, Вт/м²).

Кроме того, рассматривается солнечная фракция, которая определяется как отношение выработки электроэнергии с учетом солнечного тепла к общей выработке электроэнергии ИСКЦ:

$$SF = \frac{\Delta N_{st-sol}}{N_{net-sol}}. \quad (8)$$

Наконец, эффективность солнечного поля можно сравнить с использованием его теплового КПД:

$$\eta_{sol_field} = \frac{Q_{sol,th}}{DNI \cdot A_{sf}}. \quad (9)$$

5. Результаты моделирования ИСКЦ

Поскольку на режим эксплуатации электростанции ИСКЦ значительное влияние оказывают погодные условия, например температура окружающей среды и солнечная радиация, оценка производительности системы производится на почасовой основе. Чтобы упростить процесс расчета и подчеркнуть влияние солнечной радиации на производительность системы, температура окружающей среды устанавливается равной 25 °С и остается постоянной при моделировании с постоянной скоростью ветра 5 м/с. Анализ проводится на основе одного выбранного участка (г. Асуан, Египет) с умеренным солнечным облучением. Почасовые значения прямого нормального облучения в этом месте вычисляются с использованием уравнения, доступного в открытых литературных источниках [3, 4, 12, 15].

Силовая система ИСКЦ работает как обычная газовая турбина комбинированного цикла, когда солнечная энергия недоступна (вечерняя и облачная погода) или значение DNI ниже, чем у проектной точки. При наличии солнечной энергии на производительность системы ИСКЦ влияет эффективность теплового входа от солнечного поля.

На рис. 2–4 показаны результаты работы станции ИСКЦ в течение трех дней: со слабой солнечной радиацией (14 декабря), умеренно солнечной радиацией (16 марта), относительно высокой солнечной радиацией (11 июня). Из представленных рисунков следует, что система ИСКЦ может работать с солнечным теплом в течение примерно 12 ч 11 июня, и только около 8 ч 26 декабря и 10 ч 16 марта. Летом солнечная радиация выше, поэтому более эффективная солнечная энергия может быть собрана для нагрева теплоносителя. Это приводит к существенному увеличению выходной мощности системы. Зимой эффективное солнечное излучение низкое, поэтому может быть собрано меньше солнечного тепла, что приведет к существенному снижению выходной мощности сети. Следует отметить, что дополнительная солнечная энергия увеличивает мощность паровой турбины в системе ИСКЦ в сравнении с обычной традиционной системой ПГУ. Как видно на рисунках, от восхода до заката количество электрической энергии изменяется в зависимости от интенсивности солнечного излучения. Инкрементальная

солнечная термоэлектрическая эффективность, полученная в течение выбранных дней, колеблется в диапазоне 39,8 – 49,3 %.

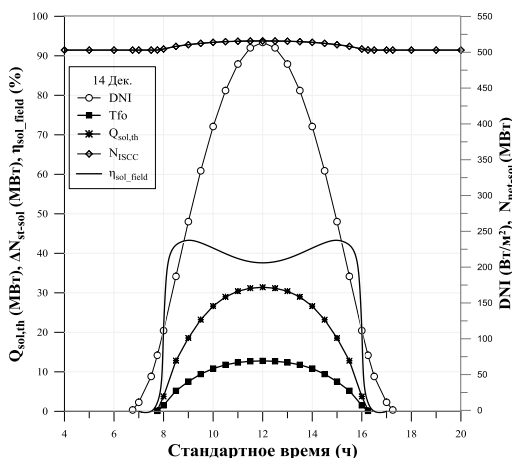


Рис. 2. Производительность ИСКЦ 14 декабря

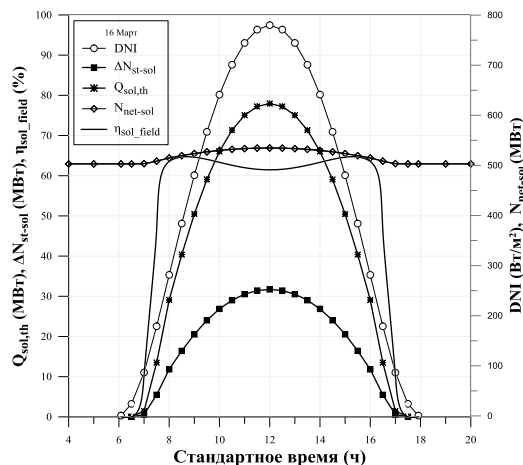


Рис. 3. Производительность ИСКЦ 16 марта

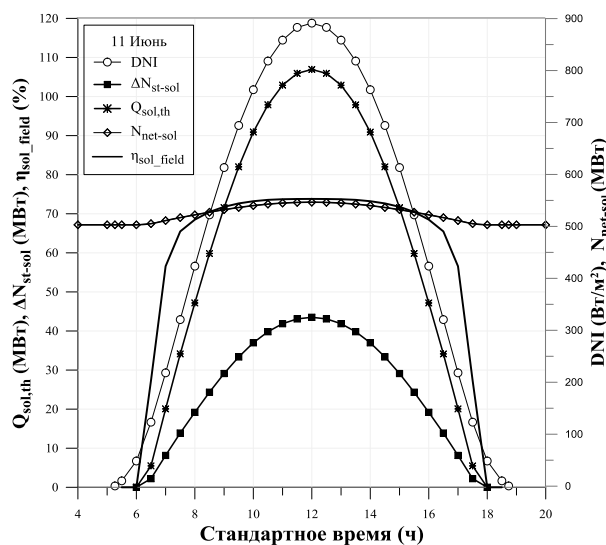


Рис. 4. Производительность ИСКЦ 11 июня

На рис.5 показано часовое распределение солнечной фракции в течение выбранных дней, которое изменяется от восхода до заката в соответствии с флуктуацией солнечной радиации. Чистая электрическая солнечная фракция, как видно на рисунке, выше в полдень и летом. Она достигает предела 9,5 % в летние дни и 2,975 % – в зимние.

На рис. 6 показана инкрементная эффективность солнечного излучения для ИСКЦ в определенные дни. Она достигает 29,73 % летом и 17,5 % в зимние месяцы.

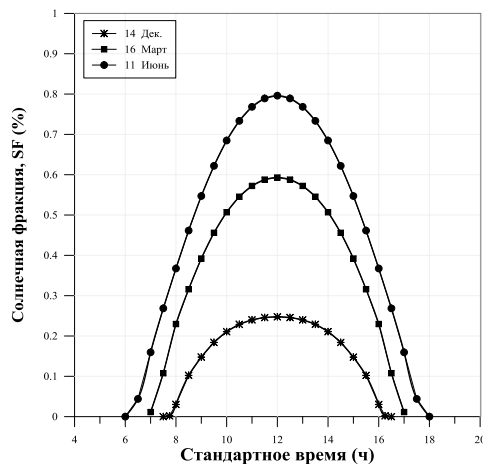


Рис. 5. Солнечная фракция в течение трех выбранных дней

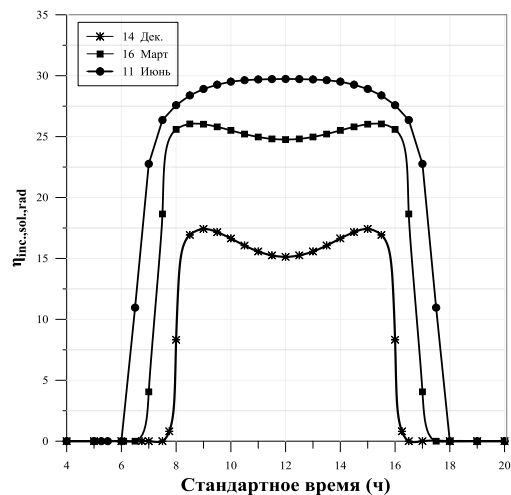


Рис. 6. Инкрементная эффективность солнечного излучения для ИСКЦ в течение трех выбранных дней

6. Результаты моделирования годовой производительности

Необходимо знать годовые результаты деятельности ИСКЦ для оценки реальных преимуществ системы. Моделирование за один год было проведено для оценки годовой производительности. В статье предполагается, что солнечное поле работает по 11 часов в день полезного солнечного света в течение всего года. Среднемесячная собранная солнечная тепловая энергия и среднесуточная собранная солнечная тепловая энергия представлены на рис. 7. Максимальная солнечная тепловая энергия, собранная солнечным полем, составляет 809,591 МВт·ч/день в июне, минимальная – 232,3823 МВт·ч/день в декабре.

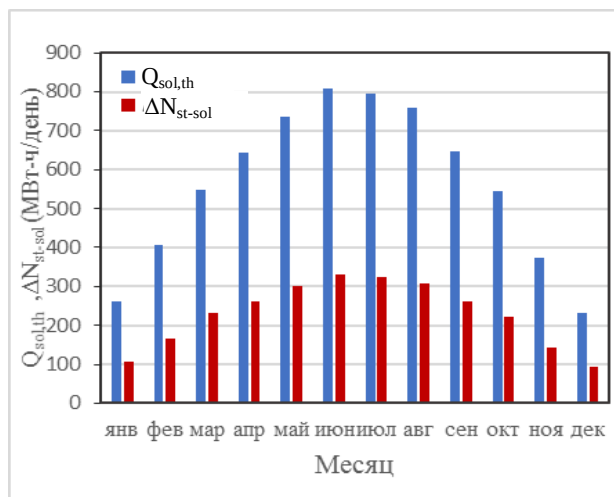


Рис. 7. Среднемесячная чистая генерируемая солнечная энергия и собранная солнечная тепловая энергия

На рис. 8 показано ежемесячное сокращение количества выбросов CO_2 ΔG_{CO_2} для электростанции ИСКЦ с ежемесячной солнечной долей солнечной электроэнергии. Минимальное сокращение количества выбросов CO_2 в декабре составляет 61,1 т/сут,

максимальное – 199,8 т/сут в июне. Ежегодная экономия эмиссии CO_2 составляет приблизительно 75 586,6 т по сравнению с эталонным ПГУ. Наибольшая доля солнечной энергии приходится на июнь (приблизительно 329,3599 МВт·ч /день), наименьшая – в декабре (приблизительно 94,45354 МВт·ч/день). Годовая доля солнечной энергии составляет около 83,77 ГВт·ч.

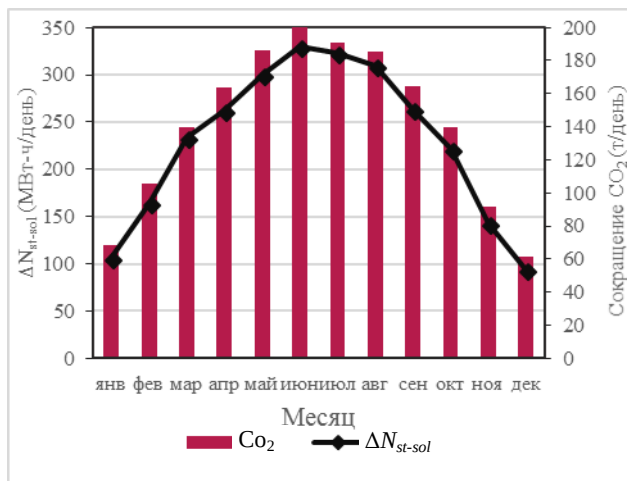


Рис. 8. Среднемесячная ΔN_{st-sol} и сокращение CO_2 по ИСКЦ

7. Выводы

Интегрированный солнечный комбинированный цикл предлагается с использованием технологии ПКК. Система ИСКЦ была термодинамически изучена в климатических условиях Египта. Генерируется часть пара высокого давления парогенератора рекуперации тепла параллельно соответствующему испарителю. ИСКЦ также сравнивается с базовой конфигурацией ПГУ. Сравнения производятся с точки зрения ежегодного производства энергии.

Модель была разработана и интегрирована для оценки поведения ИСКЦ в любых рабочих условиях с использованием программного обеспечения *Mathcad* и *water steam pro*. Показатели были рассчитаны для сайта Южного Египта в соответствии со стратегией солнечной диспетчеризации.

Чистая годовая солнечная тепловая энергия может быть произведена солнечным полем в количестве 205,84 ГВт·ч. Интеграция солнечной тепловой энергии приводит к среднему увеличению чистой выходной энергии системы на 83,77 ГВт·ч/год и сокращению количества выбросов CO_2 примерно на 75586,6 т с использованием одного и того же оборудования эталонного комбинированного цикла на природном газе.

Коэффициент чистой солнечной энергии может достигать 9,5% в летние дни, чистая эффективность использования солнечной энергии составляет 39,8–49,3% в год.

Литература

1. Yunus A. Çengel, Michael A. Boles, thermodynamics an Engineering Approach. Eighth Edition.
2. Global Energy Transformation. International Renewable Energy Agency (IRENA).http://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf.
3. Duffie J.A, Beckman A. Solar Engineering of Thermal, 2nd Edition. 1991, John Wiley & Sons Inc.
4. Goswami D. Yogi. Principles of Solar Engineering, third edition. Taylor & Francis Group LLC-Books. 2015. № 978-1-4665-6379-7 (eBook - PDF). <http://www.copyright.com>.

5. Solar Thermal Electricity. Global Outlook, 2016.
6. Behar O., Kellaf A., Mohamedi K. Instantaneous performance of the first Integrated Solar Combined Cycle System in Algeria. Energy Procedia. 2011. № 6. P. 185–193.
7. Assessment of different configurations for combined parabolic-trough (PT) solar power and desalination plants in arid regions / P. Palenzuela, G. Zaragoza, D. Alarcón-Padilla, E. Guillén, M. Ibarra, J. Blanco // Energy. 2011. № 36. P. 4950–4958. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.05.039>.
8. Comparison of different solar plants based on parabolic trough technology / A. Giotri, M. Binotti, M. Astolfi, P. Silva, E. Macchi, G. Manzolini // Solar Energy. 2012. № 86. P. 1208–1221. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2012.01.014>.
9. Technical feasibility assessment of integrated solar combined cycle power plants in Ciudad Real (Spain) and Las Vegas (USA) / F.A. Torres, E.S. Ortega, A.S. Garcia, F.J.M. de-Pison-Ascacibar // XVI Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos, Valencia, 11–13 de julio de 2012.
10. J. Dersch, M. Geyer, U. Herrmann, S.A. Jones, B. Kelly, R. Kistner, W. Ortmanns, R. Pitz-Paal, H. Price, Trough integration into power plants – a study on the performance of integrated solar combined cycle systems, Energy 2004, № 29. P. 947–959. [http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442\(03\)00199-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442(03)00199-3).
11. Ochkov V., Orlov K., Voloshchuk V. / Editor Rogalev N, Thermal Engineering Studies with Excel, Mathcad and Internet Springer, 2016.
12. Elmohlawy A.E., Ochkov V.F., Kazandzhan B.I. Modeling and Performance Prediction of Solar Parabolic Trough Collector for Hybrid Thermal Power Generation plant under Different Weather Conditions. AIP Conference Proceedings vol. 2047, 020002 (2018). <https://doi.org/10.1063/1.5081635>
13. Rovira A. et al. Analysis and comparison of Integrated Solar Combined Cycles using parabolic troughs and linear Fresnel reflectors as concentrating systems // Applied Energy. 2016. № 162. P. 990–1000.
14. Elmohlawy A.E., Ochkov V.F., Kazandzhan B.I. Study and analysis the performance of two integrated solar combined cycle // Energy Procedia. January 2019. V. 156. P.79–84. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.096>
15. Tiwari G.N., Arvind Tiwari, Shyam. Energy Systems in Electrical Engineering. Handbook of Solar Energy Theory. Analysis and Applications. <http://www.springer.com/series/13509>.

Авторы публикации

Аишаф Эльсайед Абделалим Мостафа Эльмохлави- аспирант Национального Исследовательского Университета Московского энергетического института (МЭИ).

Валерий Федорович Очков –д-р. техн. наук, профессор, кафедры - Теоретических основ теплотехники (ТОТ) Национального Исследовательского Университета Московского энергетического института (МЭИ).

Борис Иванович Казанджан- д-р. техн. наук, профессор, кафедры - Теоретических основ теплотехники (ТОТ) Национального Исследовательского Университета Московского энергетического института (МЭИ).

References

1. Yunus A. Çengel, Michael A. Boles, thermodynamics an Engineering Approach. Eighth Edition.
2. Global Energy Transformation. International Renewable Energy Agency (IRENA).http://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf.
3. Duffie J.A, Beckman A. Solar Engineering of Thermal, 2nd Edition. 1991, John Wiley & Sons Inc.

4. Goswami D. Yogi. Principles of Solar Engineering, third edition. Taylor & Francis Group Llc-Books. 2015. № 978-1-4665-6379-7 (eBook - PDF). <http://www.copyright.com>.
5. Solar Thermal Electricity. Global Outlook, 2016.
6. Behar O., Kellaf A., Mohamedi K. Instantaneous performance of the first Integrated Solar Combined Cycle System in Algeria // Energy Procedia. 2011. № 6. P. 185–193.
7. Assessment of different configurations for combined parabolic-trough (PT) solar power and desalination plants in arid regions / P. Palenzuela, G. Zaragoza, D. Alarcón-Padilla, E. Guillén, M. Ibarra, J. Blanco // Energy. 2011. № 36. P. 4950–4958. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.05.039>.
8. Comparison of different solar plants based on parabolic trough technology / A. Giostri, M. Binotti, M. Astolfi, P. Silva, E. Macchi, G. Manzolini // Solar Energy. 2012. № 86. P. 1208–1221. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2012.01.014>.
9. Technical feasibility assessment of integrated solar combined cycle power plants in Ciudad Real (Spain) and Las Vegas (USA) / F.A. Torres, E.S. Ortega, A.S. Garcia, F.J.M. de-Pison-Ascacibar // XVI Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos, Valencia, 11–13 de julio de 2012.
10. J. Dersch, M. Geyer, U. Herrmann, S.A. Jones, B. Kelly, R. Kistner, W. Ortmanns, R. Pitz-Paál, H. Price, Trough integration into power plants – a study on the performance of integrated solar combined cycle systems, Energy 2004, № 29. P. 947–959. [http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442\(03\)00199-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0360-5442(03)00199-3).
11. Ochkov V., Orlov K., Voloshchuk V. / Editor Rogalev N, Thermal Engineering Studies with Excel, Mathcad and Internet Springer, 2016.
12. Elmohlawy A.E., Ochkov V.F., Kazandzhan B.I. Modeling and Performance Prediction of Solar Parabolic Trough Collector for Hybrid Thermal Power Generation plant under Different Weather Conditions. AIP Conference Proceedings vol. 2047, 020002 (2018). <https://doi.org/10.1063/1.5081635>
13. Rovira A. et al. Analysis and comparison of Integrated Solar Combined Cycles using parabolic troughs and linear Fresnel reflectors as concentrating systems // Applied Energy. 2016. № 162. P. 990–1000.
14. Elmohlawy A.E., Ochkov V.F., Kazandzhan B.I. Study and analysis the performance of two integrated solar combined cycle // Energy Procedia. January 2019. V. 156. P.79–84. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.096>
15. Tiwari G.N., Arvind Tiwari, Shyam. Energy Systems in Electrical Engineering. Handbook of Solar Energy Theory. Analysis and Applications. <http://www.springer.com/series/13509>.

Authors of the publication

Ashraf Elsayed Abdelaleem Mostafa Elmohlawy- National Research University "MPEI", Moscow, Russia.

Valery F. Ochkov - National Research University "MPEI", Moscow, Russia.

Boris I. Kazandzhan - National Research University "MPEI", Moscow, Russia

Поступила в редакцию

10 июня 2018 г.