

УДК – 620.92.001.2

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ  
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ  
ЭНЕРГИИ В РЕГИОНАЛЬНОЙ  
ЭНЕРГЕТИКЕ РЕСПУБЛИКИ СОЮЗА  
МЬЯНМА**

Малинин Николай Константинович  
д.т.н, профессор, [nikcon.malinin@yandex.ru](mailto:nikcon.malinin@yandex.ru)

Пугачев Роман Викторович  
к.т.н, доцент, [windyroman@mail.ru](mailto:windyroman@mail.ru)

Чан Ньен Аунг Тан  
аспирант, [channyeinaungthan83@gmail.com](mailto:channyeinaungthan83@gmail.com)  
*Национальный исследовательский университет  
“Московский энергетический институт”,  
Москва, Россия*

В работе рассматриваются перспективы использования энергетических комплексов (ЭК) на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) для электроснабжения автономных потребителей (АП) в разных регионах Мьянмы. В связи с этим проводится районирование территории Мьянмы по ресурсам ВИЭ, разрабатываются методы определения оптимальных параметров и режимов работы ЭК на базе ВИЭ и анализируется экономическая эффективность указанных ЭК в региональной энергетике Мьянмы

Ключевые слова: ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ВЕТРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА, МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

UDC – 620.92.001.2

**STUDY OF THE EFFECTIVENESS OF  
COMPLEX USE OF RENEWABLE ENERGY  
SOURCES IN THE REGIONAL POWER  
SECTOR OF THE REPUBLIC OF THE UNION  
OF MYANMAR**

Malinin Nicholas Konstantinovich  
Dr.Sci.Tech., professor, [nikcon.malinin@yandex.ru](mailto:nikcon.malinin@yandex.ru)

Pugachev Roman Victorovich  
Cand.Tech.Sci., associate professor,  
[windyroman@mail.ru](mailto:windyroman@mail.ru)

Chan Nyein Aung Than  
postgraduate student,  
[channyeinaungthan83@gmail.com](mailto:channyeinaungthan83@gmail.com)  
*National Research University “Moscow Power  
Engineering Institute”, Moscow, Russia*

This article aims to study the prospects of energy complexes on the basis of renewable energy sources to supply electricity to the stand-alone consumers in different regions of Myanmar. In order to do that territory of Myanmar is divided into some regions according to their amount of renewable energy sources, methods for determining the optimum parameters and operation of energy complex on the basis of renewable energy sources are developed and the cost-effectiveness of those energy complexes in the regional power sector of Myanmar is analyzed

Keywords: ENERGY COMPLEXES ON THE BASIS OF RENEWABLE ENERGY SOURCES, SOLAR ENERGY, WIND ENERGY, SMALL HYDROPOWER

Объединенная энергосистема (ОЭС) Мьянмы покрывает всего 23% территории страны. Централизованным снабжением электроэнергией обеспечено только 30% населения Мьянмы (в основном городского населения) [1]. В состав системы распределенной энергетики страны входят автономные сельские потребители малой мощности (до 10 кВт) и локальные энергосистемы мощностью в несколько сотен киловатт. Это огромное количество потребителей во всех горных регионах и западных прибрежных регионах Мьянмы, электроснабжение которых

осуществляется сегодня, в основном, от бензиновых (маломощных) и дизельных энергоустановок (иногда мощностью сотни киловатт). Они потребляют большие объёмы дефицитного и постоянно дорожающего ископаемого невозобновляемого топлива.

В Мьянме находится около 64346 сельских населенных пунктов. Среди них только 7% подключено к ОЭС. Даже в городах, где есть связь с ОЭС, обеспечение электроэнергией – не круглосуточное (7 – 8 часов в сутки) в сухой сезон, который продолжается с ноября до марта, когда не может быть использована полностью установленная мощность гидроэлектростанций (ГЭС). В мокрый сезон все населенные пункты, у которых есть связь с ОЭС, круглосуточно обеспечены электроэнергией благодаря тому, что можно полностью использовать мощности ГЭС страны.

В настоящее время правительство старается сократить дефицит выработки электроэнергии в стране. Для этого строятся новые газотурбинные электростанции и традиционные ГЭС. Однако эти меры пригодны для улучшения электроснабжения только тех населенных пунктов, где есть связь с ОЭС. Для большинства же сельских жителей Мьянмы, составляющих более 70% населения страны и не подключенных к ОЭС, использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) остаётся в настоящее время одним из лучших решений для исключения использования дорогих бензиновых и дизельных генераторов, так как у Мьянмы имеется высокий потенциал ресурсов разных видов ВИЭ [1, 2, 3, 11].

В настоящее время солнечная и ветровая энергетика (СЭ и ВЭ), а также малая гидроэнергетика (МГЭ) являются наиболее распространёнными видами ВИЭ, используемыми для обеспечения электроэнергией автономных потребителей (АП) в развивающихся странах мира с большой долей сельского населения, что весьма характерно для

Мьянмы. По современным данным валовые ресурсы солнечной и ветровой энергии Мьянмы соответственно составляют 1,15 млн.ТВт.ч и 1,82 тыс.ТВт.ч ( на высоте 10 м над уровнем моря) в год [2, 3, 11]. Ресурсы солнечной и ветровой энергии Мьянмы достаточно велики, но в тоже время они существенно различаются по регионам.

В центральной части территории Мьянмы скорости ветра относительно не велики и составляют 1,2 - 2,5 м/с на высоте 10 м. Однако в некоторых местах западного побережья страны среднемноголетние скорости ветра достигают 5,5 м/с на высоте 10 м. Как показывает мировой опыт развития ветроэнергетики, эти скорости ветра пригодны для эффективного использования как для энергообеспечения АП, так и для строительства системных ветроэлектростанций (ВЭС) [3]. Однако из-за географических трудностей, электроснабжение указанных районов от ОЭС не целесообразно с экономической точки зрения. Из-за этого электроснабжение этих регионов реализуется сегодня только за счет бензиновых или дизельных энергоустановок (БЭУ или ДЭУ). В связи с этим ветровая энергия может являться эффективным способом для энергообеспечения многочисленных АП этих регионов. На рис. 1 показаны среднемноголетние скорости ветра на высоте 10 м по всей территории Мьянмы [3].

Солнечная радиация (СР) зависит, главным образом, от широты местности, т.е., на экваторе она принимает наибольшую величину, убывающую к полюсам. Мьянма находится недалеко от экватора, в связи с чем страна располагает огромными ресурсами СЭ. Суточный приход СР на горизонтальную приёмную площадку (ПП) колеблется от 3,5 до 6 кВт.ч/м<sup>2</sup> в зависимости от широты местности и времени года. Уровни СР демонстрируют также сезонные колебания. Например, на широте 21 градусов приход СР составляет в марте 6 кВт.ч/м<sup>2</sup> в день, а в августе – 4,13 кВт.ч/ м<sup>2</sup> в день. Кроме самого северного горного региона

использование СЭ для обеспечения электроэнергии АП может считаться весьма перспективным [2, 11]. Центральный же обширный регион Мьянмы, где находится наибольшая часть АП является самым лучшим местом для использования СЭ. На рис. 2 показан суточный приход СР на горизонтальную ПП по всей территории Мьянмы [2].

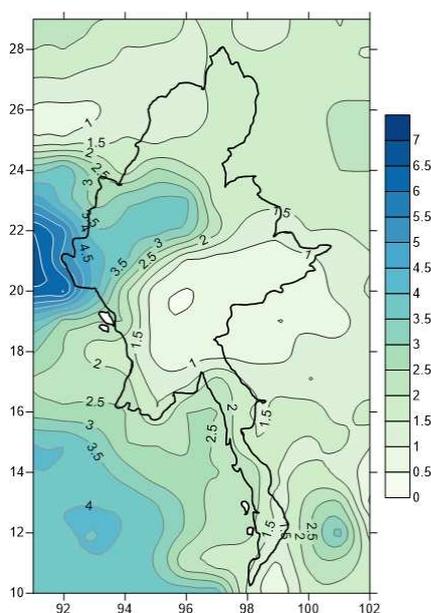


Рисунок 1 – Среднегоголетние скорости ветра на высоте 10 м по территории Мьянмы

По существующим предварительным оценкам Министерства электроэнергии величина гидроэнергетического потенциала Мьянмы составляет 108 000 МВт [1]. Несмотря на высокий потенциал, гидроэнергоресурсы Мьянмы сегодня используются только на 3%. Гидроэнергетические ресурсы неравномерно распределены по всей территории страны. В северных и восточных горных регионах Мьянмы, а также в горных регионах штата Чин находится значительное количество рек и их энергетический потенциал очень велик [1]. Однако в центральных равнинных регионах страны гидроэнергетические ресурсы не очень велики. Речной сток Мьянмы испытывает также сезонные колебания. На большей части страны около 75% годового стока обычно приходится на период май - сентябрь.

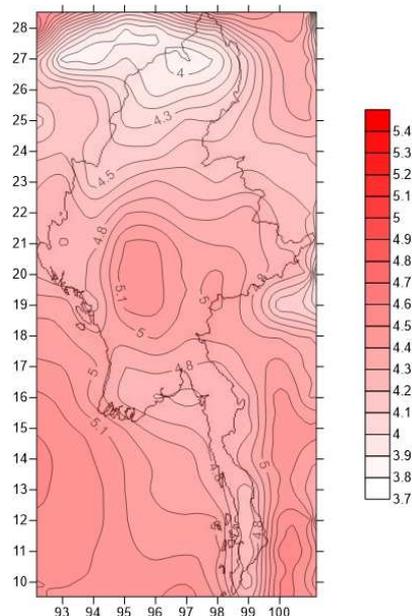


Рисунок 2 – Суточный приход СР на горизонтальную приёмную площадку по территории Мьянмы

Доля выработки электроэнергии страны на традиционных ГЭС составляет около 70%. В Мьянме сегодня, в основном, развивается только традиционная гидроэнергетика. Энергия, вырабатываемая крупными ГЭС, наиболее целесообразна для электроснабжения больших промышленных предприятий, городов и крупных населенных пунктов. Снабжение электроэнергией многочисленных сельскохозяйственных поселков, находящихся на большом расстоянии от ОЭС с помощью крупных ГЭС путем прокладки ЛЭП становится неэффективным из-за малой плотности населения. Однако электроснабжение рассредоточенных вдоль малых рек многочисленных поселков можно эффективно осуществлять с помощью малых ГЭС (МГЭС).

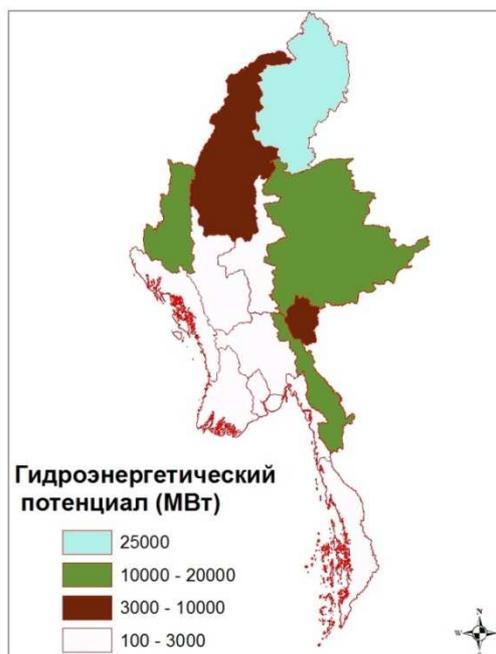


Рисунок 3 – Распределение гидроэнергетических ресурсов по территории Мьянмы

Мировой опыт освоения ресурсов ВИЭ показывает, что использование только одного вида ВИЭ в системах электроснабжения АП не всегда позволяет обеспечить его надежное и бесперебойное электроснабжение из-за физических особенностей самих ВИЭ [4, 5]. В связи с этим обеспечение электроэнергией многочисленных автономных сельских потребителей Мьянмы наиболее рационально организовать путем совместного использования СЭ, ВЭ, МГЭ и традиционных энергоустановок в виде так называемых энергокомплексов (ЭК).

Каждый регион Мьянмы обладает своим каким-то особым присущим ему видом ВИЭ. В связи с этим возникает необходимость разработки энергокомплексов для каждого региона страны. Для того, чтобы найти экономически перспективное место совместного использования СЭ, ВЭ и МГЭ в работе было проведено районирование территории Мьянмы по их ресурсам. Было установлено, что только в горных регионах штата Чин (на рис. 4. штат Чин помечен коричневым цветом) можно использовать

высокоэкономичный энергокомплекс на основе солнечных фотоэлектрических установок (СФЭУ), ветроэлектрических установок (ВЭУ) и малой ГЭС (МГЭС). В северных и восточных горных районах наиболее целесообразным следует считать применение ЭК на основе МГЭС и СФЭУ, а в западном побережье – ЭК на базе СФЭУ и ВЭУ. В остальных регионах можно использовать только ЭК на основе СФЭУ и традиционных энергоустановок.

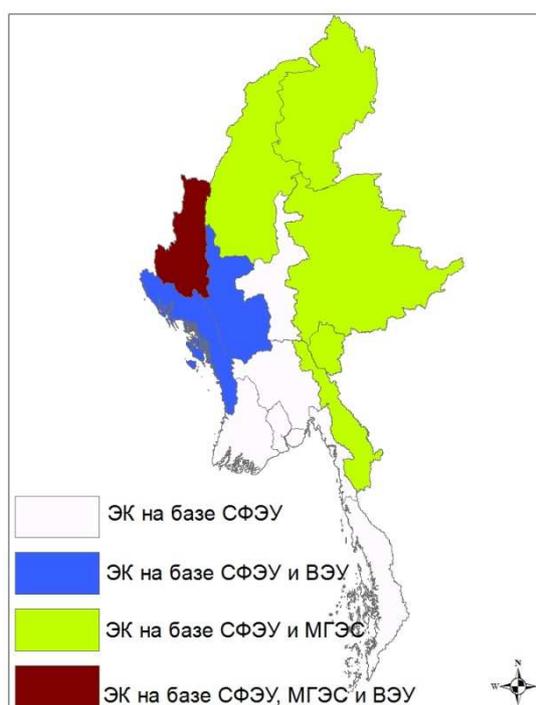


Рисунок 4 – Результаты типизации территории Мьянмы по регионам, благоприятным для использования энергокомплексов на базе ВИЭ

Для эффективного использования ресурсов ВИЭ и бесперебойного электроснабжения потребителей необходимо оптимизировать энергетические параметры и режимы работы ЭК. Так как у большинства видов ВИЭ гарантированная мощность малых энергоустановок, работающих в указанных ЭК, равна нулю, то в этом случае для обеспечения бесперебойного электроснабжения необходимо применять также ДЭУ с мощностью, необходимой для покрытия максимума графика нагрузки и различные типы аккумуляторов или аккумуляторных батарей

(АБ) в ЭК. Таким образом, в ЭК часть выработки электроэнергии автономный потребитель получает от ДЭУ, так как не во все периоды времени мощности установок на основе ВИЭ достаточно для покрытия графика нагрузки потребителя. Рассматриваемая в работе модель ЭК состоит из деривационных МГЭС, работающих “по-водотоку”, СФЭУ, ВЭУ, АБ и ДЭУ (12). Были разработаны также методы расчёта оптимальных энергетических параметров и режимов ЭК при покрытии заданного графика нагрузки автономного сельского потребителя. Баланс мощности ЭК рассчитывался с учётом величины прихода СР на приёмную площадку, притока воды к створу МГЭС и скорости ветра в рассматриваемом месте.

В качестве критерия оптимальности при выборе и обосновании оптимальных параметров и режимов работы ЭК принят минимум суммарных дисконтированных затрат с учетом ряда основных влияющих факторов (температура окружающей среды, уровень инфляции в стране, рост стоимости дизельного топлива, уменьшение стоимости оборудования ВИЭ во времени, уменьшение стоимости вспомогательных оборудования указанных ЭК во времени и т.д.).

С учётом сказанного выше математическая постановка задачи выглядит следующим образом. Требуется найти оптимальные параметры и режимы работы ЭК на основе использования разных возобновляемых источников энергии в целях обеспечения минимума приведенных затрат за рассматриваемый расчетный период времени ( $T - 20$  лет) [12].

$$Z_{\Sigma}^{\text{дис}}(T) = \sum_{t=0}^T (Z_{\text{МГЭС}}^{\text{пр}}(t) + Z_{\text{СФЭУ}}^{\text{пр}}(t) + Z_{\text{ВЭУ}}^{\text{пр}}(t) + Z_{\text{АБ}}^{\text{пр}}(t) + Z_{\text{ДЭУ}}^{\text{пр}}(t) + Z_{\text{Конвер}}^{\text{пр}} + Z_{\text{Контр}}^{\text{пр}}) (1 + E)^{-t} \rightarrow \min, \quad (1)$$

где  $Z_{\text{МГЭС}}^{\text{пр}}$ ,  $Z_{\text{СФЭУ}}^{\text{пр}}$ ,  $Z_{\text{ВЭУ}}^{\text{пр}}$ ,  $Z_{\text{АБ}}^{\text{пр}}$  и  $Z_{\text{ДЭУ}}^{\text{пр}}$  – приведенные затраты по МГЭС, СФЭУ, ВЭУ, АБ и ДЭУ соответственно;  $E$  – норма дисконтирования;  $t$  – номер шага расчёта, год (0,1, 2, 3...  $T$ );  $T - 20$  лет;  $Z_{\Sigma}^{\text{дис}}(T) =$  суммарные

дисконтированные затраты ЭК за расчётные период  $T$  с учетом следующих условий и ограничений :

$$P_{\Pi}(i) = N_{\text{МГЭС}}(i) + N_{\text{СФЭУ}}(i) + N_{\text{ВЭУ}}(i) + N_{\text{АБ\_разряд}}(i) + N_{\text{ДЭУ}}(i) - N_{\text{АБ\_заряд}}(i); \quad (2)$$

где  $P_{\Pi}(i)$  – мощность потребителя в расчетный  $i$ -ый час, кВт;  $N_{\text{МГЭС}}(i)$ ,  $N_{\text{СФЭУ}}(i)$ ,  $N_{\text{ВЭУ}}(i)$ ,  $N_{\text{АБ}}(i)$ ,  $N_{\text{ДЭУ}}(i)$  – мощности МГЭС, СФЭУ, ВЭУ, АБ и ДЭУ в расчетный  $i$ -ый час, кВт;  $i=1,2,\dots,8760$ ;

$$N_{\text{МГЭС}}(i) = 9.81 * H_{\text{МГЭС}}(i) * Q_{\text{МГЭС}}(i) * \eta_{\text{МГЭС}}, \quad (3)$$

где  $H_{\text{МГЭС}}(i)$  – напор в расчетный  $i$ -ый час, м;  $Q_{\text{МГЭС}}(i)$  – расход МГЭС в расчетный  $i$ -ый час, м<sup>3</sup>/с;  $\eta_{\text{МГЭС}}$  – КПД МГЭС, о.е;

$$N_{\text{СФЭУ}}(i) = \eta_{\text{м}}(i) * R_{\beta}(i) * A_{\text{м}}, \quad (4)$$

где  $\eta_{\text{м}}(i)$  – КПД солнечного модуля в расчетный  $i$ -ый час, о.е;  $R_{\beta}(i)$  – солнечная радиация, приходящаяся на оптимально ориентированную к солнцу приёмную площадку - поверхность солнечного модуля (Вт/м<sup>2</sup>) в расчетный  $i$ -ый час;  $A_{\text{м}}$  – площадь солнечного модуля (м<sup>2</sup>);

$$\eta_{\text{м}}(i) = \frac{N_{\text{max}}}{R_{\text{станд}} * A_{\text{м}}} [1 - \beta(T_{\text{м}}(i) - T_{\text{ref}}) + \gamma \log R_{\beta}(i)], \quad (5)$$

где  $N_{\text{max}}$  - максимальная мощность модуля;  $R_{\text{станд}}$  - 1000 Вт/м<sup>2</sup>;  $\beta$  - коэффициент температура (0.0045 К<sup>-1</sup> для кристаллического кремния);  $T_{\text{ref}} = 25^{\circ}\text{C}$ ,  $T_{\text{м}}(i)$  – температура модуля в расчетный  $i$ -ый час;

$$T_{\text{м}}(i) = T_{\text{а}}(i) + \frac{T_{\text{НОСТ}} - 20}{R_{\text{ref}}} * R_{\beta}(i), \quad (6)$$

где  $T_{\text{а}}(i)$  – температура окружающей среды в расчетный  $i$ -ый час;  $T_{\text{НОСТ}}$  – нормальная эксплуатационная температура модуля ( 44<sup>o</sup>C ),  $R_{\text{ref}} = 800$  Вт/м<sup>2</sup>;

$$N_{\text{ВЭУ}}(i) = N_{\text{ВЭУ}}(V_{\text{Нб}}(i)), \quad (7)$$

где  $(V_{\text{Нб}}(i))$  – скорость ветра расчетный  $i$ -ый час на высоте башни ВЭУ;

$$N_{\text{АБ\_заряд}}(i) = \begin{cases} N_{\text{ВИЭ}}(i) - P_{\Pi}(i), & \text{при } N_{\text{ВИЭ}}(i) > P_{\Pi}(i) \\ 0, & \text{при или } N_{\text{ВИЭ}}(i) \leq P_{\Pi}(i) \text{ или } \mathcal{E}_{\text{АБ}}(i) \geq \mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{макс}}, \end{cases} \quad (8)$$

$$N_{\text{АБ}_{\text{разряд}}}(i) = \begin{cases} \frac{P_{\text{П}}(i)}{\eta_{\text{АБ}} \cdot \eta_{\text{инв}}}, & \text{при } N_{\text{ВИЭ}}(i) < P_{\text{П}}(i) \\ 0, & \text{при или } N_{\text{ВИЭ}}(i) \geq P_{\text{П}}(i) \text{ или } \mathcal{E}_{\text{АБ}}(i) \leq \mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{мин}}, \end{cases} \quad (9)$$

где  $N_{\text{ВИЭ}}(i)$  – мощности, получаемые от энергоустановок на основе ВИЭ в расчетный  $i$ -ый час;  $\mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{макс}}$  – максимальная ёмкость АБ (кВт.ч);  $\mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{мин}}$  – максимальная допустимая глубина разряда АБ принята равной 50%  $\mathcal{E}_{\text{АБ}}^{\text{макс}}$  (кВт.ч);

$$N_{\text{ДЭУ}}(i) = P_{\text{П}}(i) - N_{\text{ВИЭ}}(i) - N_{\text{АБ}_{\text{разряд}}}(i), \quad (10)$$

при этом  $N_{\text{ДЭУ}}^{\text{уст}} > P_{\text{П}}^{\text{макс}}$ ;

$$N_{\text{ДЭУ}}^{\text{мин}} \leq N_{\text{ДЭУ}}(i) \leq N_{\text{ДЭУ}}^{\text{уст}}, \quad (11)$$

здесь  $N_{\text{ДЭУ}}^{\text{мин}}$  – минимально допустимая нагрузка ДЭУ.

Для проведения сравнительного анализа вариантов рассматриваемого ЭК и определения оптимального решения, была разработана специальная программа, позволяющая сопоставлять результаты расчетов при изменении входных параметров. Исходную информацию при этом составляли следующие данные: суточное значение притока воды к створу МГЭС, почасовое значение прихода СР на поверхность солнечного модуля, скорости ветра на высоте башни ВЭУ и почасовое значение температуры окружающей среды за расчетный период в один год, технические и экономические показатели используемого вида и типа компонентов оборудования ЭК.

В качестве исходных данных по приходу СР, скорости ветра и температуре окружающей среды использованы данные из международных Специализированных Баз Данных (СБД) – NASA (surface meteorology and solar energy. A renewable energy resource website (release 6.0) ) и Meteonorm 6.0. В работах [2, 3, 11] было доказано, что для условий Мьянмы можно проводить расчёты по СЭ и ВЭ на основе использования указанных СБД.

В Мьянме имеется мало информации о гидрологических режимах малых и средних рек. В связи с этим для проведения гидрологических

расчётов для рек с отсутствующей гидрологической информацией в работе была использована геоинформационная система ArcGIS [6] в качестве основного программного средства. Исходными данными для её работы служат данные спутниковой съёмки рельефа территории [7] и данные об осадках, выпадающих на заданной территории [8] и существующие среднемноголетние данные по расходу воды для рек в Мьянме, полученных из Министерства сельского хозяйства и ирригации и Министерства электроэнергии Мьянмы [1, 9]. Использование ArcGIS позволяет определить среднемноголетний расход заданной реки и оценить диапазон возможных напоров малой ГЭС. Для учёта внутригодового изменения стока реки в среде MS Excel было разработано специальное программное обеспечение, позволяющее в автоматизированном режиме проводить пересчёт данных реки-аналога на рассматриваемую реку.

Для реализации рассмотренных в работе методов определения режимов работы и оптимизации параметров ЭК в качестве конкретных примеров были выбраны два характерных для горных районов Мьянмы поселка – Зирадан и Матупи. Поселок Зирадан расположен в северном горном регионе Путао, а Матупи - в горном регионе Минтат штата Чин. Количество домов в поселках Зирадан и Матупи составляет около 65 и 100 домов, соответственно. Среднее значение количества членов одной семьи для каждого дома составляет 5 чел.. Поселки Зирадан и Матупи находятся далеко от ОЭС Мьянмы. Электроснабжение потребителей данных поселков осуществляется с помощью собственных маломощных ДЭУ в большинстве домов. По результатам районирования территории страны по ресурсам СЭ, ВЭ и МГЭ было выявлено, что для электроснабжения потребителей поселка Зирадан наиболее целесообразным оказывается использование ЭК, состоящего из (МГЭС +СФЭУ+АБ+ДЭУ), а для поселка Матупи- ЭК на основе (МГЭС+СФЭУ+ВЭУ+АБ+ДЭУ).

Поселок Зирадан располагается на берегу реки Арвадан. Среднемноголетний расход реки Арвадан составляет  $44 \text{ м}^3/\text{с}$  в её устье. Общая её расчетная длина –  $37,5 \text{ км}$  от истока до места ее впадения в реку Мали. Среднегодовой приход СР на горизонтальную приёмную площадку (ПП) для указанного региона составляет  $4 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$  в день. Суточный приход СР колеблется от  $3,5$  до  $5,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$  в течение года. Учитывалась и такая особенность сезонного изменения стока реки и прихода СР в дождливый сезон (с июля до сентября), когда приход СР - минимален, сток рек наоборот- увеличивается. Поэтому параллельная работа МГЭС и СФЭС позволяет повысить общую гарантированную мощность такого ЭК.

Поселок Матупи располагается недалеко от малой реки Ванен. Среднемноголетний расход её составляет  $9,76 \text{ м}^3/\text{с}$  в устье. Она впадает в реку Лимро. Среднегодовое значение прихода СР на горизонтальную ПП данного региона составляет  $5,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$  в день. Суточный приход СР на горизонтальную ПП колеблется в течение года от  $3,82$  до  $6,21 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ . Среднегодовая скорость ветра в указанном регионе на высоте  $10 \text{ м}$  равна  $4,5 \text{ м}/\text{с}$ . В течении года преобладают скорости ветра, находящиеся в диапазоне от  $0,5 \text{ м}/\text{с}$  до  $20 \text{ м}/\text{с}$  на высоте  $10 \text{ м}$ . На высоте  $20 \text{ м}$  период, когда скорость ветра меньше скорости пуска ветрового агрегата ( $3 \text{ м}/\text{с}$ ), составляет  $24\%$  времени одного года. В дождливый сезон (с июня до сентября), когда приход СР уменьшается, а сток рек и скорости ветра наоборот увеличиваются.

При оптимизации ЭК рассматривалось два типа ВЭУ производства индийских фирм (установленной мощностью от  $5$  до  $50 \text{ кВт}$ ) (Saket energies PVT. LTD., Windcare India PVT. LTD.), различные гидроагрегаты для малой ГЭС производства фирмы Hunan Sunny Hydropower Equipment Corporation (КНР), солнечные фотоэлектрические преобразователи производства КНР. Результаты расчета оптимизации параметров и

режимов работы рассматриваемых ЭК представлены на рисунках 5 и 6 и в таблице 1.

Таблица 1 – Основные параметры ЭК для электроснабжение поселков  
Зирадан и Матупи

ЭК для энергоснабжения поселка		Зирадан	Матупи
Годовое потребление электроэнергии	кВт.ч	457320	666060
Максимальное значение потребляемой мощности	кВт	112.23	162.11
Установленная мощность МГЭС	кВт	60	68
Установленная мощность СФЭУ	кВт	55	74
Установленная мощность ВЭУ	кВт	-	15
Ёмкость АБ	кВт.ч	140	284
Установленная мощность ДЭУ	кВт	120	170
$V_{\text{топливо}}$ за год	л/год	3378	2085
годовая доля покрытия нагрузки за счет ВИЭ	%	98.5	99.1
годовая доля покрытия нагрузки за счет ДЭУ	%	1.5	0.9
Избыточная энергия ВИЭ ЭК	% всей выработки ВИЭ	24	17
Суммарные дисконтированные затраты за расчетный период	млн. дол.	0.646	0.873

Проведенные расчёты могут служить хорошими примерами для исследования возможности создания ЭК на основе ВИЭ. Энергоустановки на основе ВИЭ для электроснабжение поселков Зирадан и Матупи обеспечивают до 98,5% и 99,1% энергетических нужд потребителя, соответственно. Остальные 1,5% и 0,9% электроэнергии необходимо вырабатывать с помощью ДЭУ. В исследуемых регионах стоимость дизельного топлива составляет около 1 доллар за литр. Применяя вышеописанные схемы ЭК, использование дизельного топлива можно свести к минимуму. Однако, как показали исследования, полный отказ от его применения в настоящее время экономически не оправдан.

Проведенные расчеты показали, что наиболее эффективным с экономической точки зрения будет ЭК, состоящий из СФЭУ мощностью 55 кВт, МГЭС мощностью 60 кВт и объём АБ – 140 кВт.ч., для электроснабжение поселка Зирадан и ЭК, состоящий из СФЭУ мощностью 74 кВт, МГЭС мощностью 68 кВт, ВЭУ мощностью 15 кВт и объём АБ – 284 кВт.ч., для электроснабжение поселка Матупи.

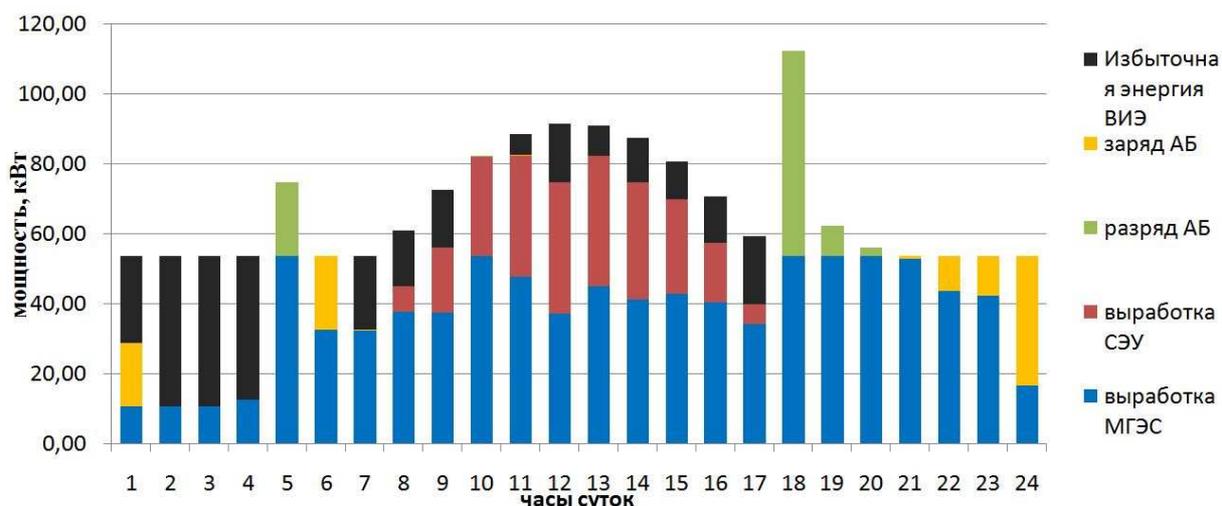


Рисунок 5 – Покрытие суточного графика нагрузки посёлка Зирадан в характерные сутки с помощью ЭК, состоящего из (МГЭС+СФЭУ+АБ+ДЭУ)

Далее были проведены исследования финансово-экономической эффективности использования ЭК на основе ВИЭ в горных районах Мьянмы. Сравнение различных инвестиционных проектов (вариантов проекта) и выбор лучшего из них производится с использованием следующих показателей [10]: чистый дисконтированный доход (ЧДД); внутренняя норма доходности (ВНД); срок окупаемости капитальных вложений ( $t_{ok}$ ).

Чистый дисконтированный доход при расчёте в текущих (базисных) ценах и при постоянной норме дисконта определяется по формуле [10]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t)(1 + E)^{-t} - \sum_{t=0}^T K_t(1 + E)^{-t}, \quad (12)$$

где  $R_t$  – результаты, достигаемые на t-м шаге расчёта (реализации проекта);  $Z_t$  – затраты, осуществляемые на t-м шаге расчёта;  $K_t$  – капитальные вложения на t-м шаге расчёта.

Если ЧДД инвестиционного проекта положителен, то проект является эффективным и может рассматриваться вопрос о его реализации. При этом - чем выше уровень ЧДД, тем эффективнее проект.

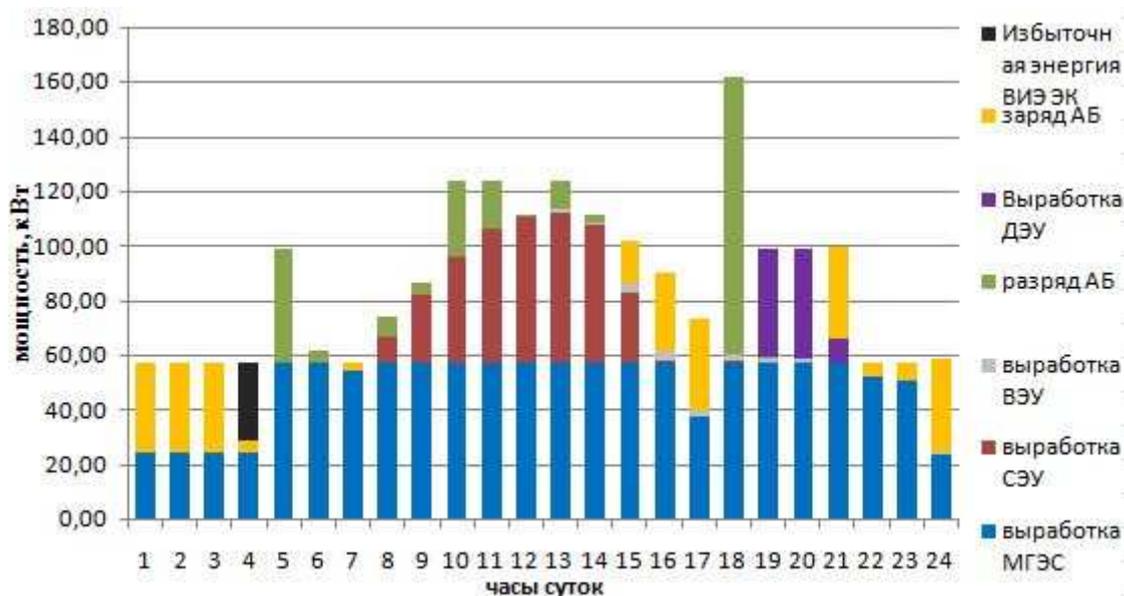


Рисунок 6 – Покрытие суточного графика нагрузки посёлка Матупи в характерные сутки с помощью ЭК, состоящего из (МГЭС+СФЭУ+ВЭУ+АБ+ДЭУ)

Второй показатель - срок окупаемости инвестиций ( $t_{ок}$ ) – определяется временным интервалом (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится положительным. Иными словами, это период (годы), в течение которого первоначальные капиталовложения по инвестиционному проекту покрываются суммарным эффектом от его осуществления. Он определяется из условия [10]:

$$\sum_{t=0}^{t_{ок}} (R_t - Z_t)(1 + E)^{-t} = \sum_{t=0}^{t_{ок}} K_t(1 + E)^{-t}, \quad (13)$$

где  $t_{ок}$  - срок окупаемости капитальных вложений, т.е. номер шага расчёта (год), за пределами которого интегральный эффект становится положительным.

Третий показатель – внутренняя норма доходности (ВНД) ( $E_{ВН}$ ). Внутренняя норма доходности соответствует такой норме дисконта, при которой чистый дисконтированный доход при реализации инвестиционного проекта равен нулю.

Численное значение ВНД ( $E_{ВН}$ ) определяется решением уравнения [10]:

$$\sum_{t=0}^T (R_t - Z_t)(1 + E_{ВН})^{-t} = \sum_{t=0}^T K_t(1 + E_{ВН})^{-t}, \quad (14)$$

где  $E_{ВН}$  – внутренняя норма доходности, отн. ед.

В качестве критерия оценки экономической эффективности инвестиций в проект также рассматривается дисконтированная себестоимость электроэнергии -  $S$ , которая определяется как тариф, при котором ЧДД=0 за расчетное время. В случае расчета электроснабжение только за счет ДЭУ определяется только себестоимость электроэнергии проекта; в случае расчета ЭК, содержащего в своем составе электроустановки на основе ВИЭ, определяется себестоимость электроэнергии (если она выше, чем для ДЭУ – определяется ЧДД, дисконтированный срок окупаемости и ВНД) [10].

Из анализа результатов выполненных расчетов можно сделать вывод о том, что себестоимость электроэнергии (ЭЭ) для электроснабжения поселков Зирадан и Матупи за счет только ДЭУ составляет 63 центов/кВт.ч, а себестоимость ЭЭ за счет ЭК на базе СФЭС и МГЭС для электроснабжение поселка Зирадан – 12,8 центов/кВт.ч. Себестоимость ЭЭ за счет ЭК на базе СФЭС, МГЭС и ВЭС для электроснабжения поселка Матупи – 11,9 центов/кВт.ч. Тем самым было доказано, что электроснабжение за счет использования ЭК на базе ВИЭ намного эффективнее, чем электроснабжение за счет ДЭУ. Далее были рассчитаны значения: ЧДД, ВНД и дисконтированный срок окупаемости для рассматриваемых ЭК.

ЧДД, дисконтированный срок окупаемости и ВНД меняются в зависимости от тарифа электроэнергии. Министерство электроэнергии

Мьянмы уже объявило, что с первого апреля 2014 года будет устанавливаться новый тарифный план на электроэнергию для потребителей, у которых есть связь с ОЭС [12]. По новому тарифному плану стоимость 1 кВт.ч составляет 5 центов для бытового потребления и для коммерческих и промышленных потребителей – от 7,5 центов до 15 центов в зависимости от объема потребляемой электроэнергии. Себестоимость 1 кВт.ч от ЭК на базе ВИЭ не конкурентна по сравнению с стоимостью 1 кВт.ч для бытового потребления от ОЭС. Однако как было сказано выше, в горных регионах Мьянмы, где нет связей с ОЭС, стоимость электроэнергии за 1 кВт.ч достигает 60 центов из-за того, что электроснабжение таких регионов осуществляется в основном от бензиновых (маломощных) и дизельных энергоустановок (иногда мощностью сотни киловатт). На основе полученных результатов исследования ЭК на базе ВИЭ может являться эффективным решением для электроснабжения автономных сельских потребителей Мьянмы. На рисунках 7 и 8 представлены зависимости ЧДД,  $t_{ок}$ , и ВНД ЭК на базе ВИЭ от тарифа на электроэнергию.

По результатам выполненных исследований можно сделать следующие выводы:

– Электроснабжение огромного количества автономных сельских потребителей во всех регионах Мьянмы осуществляется сегодня в основном от бензиновых (маломощных) и дизельных энергоустановок (иногда мощностью сотни киловатт). Эффективным способом для избежания использования дорогих бензиновых и дизельных генераторов является электроснабжение за счёт ЭК на базе ВИЭ, так как у Мьянмы имеется высокий потенциал ресурсов разных видов ВИЭ.

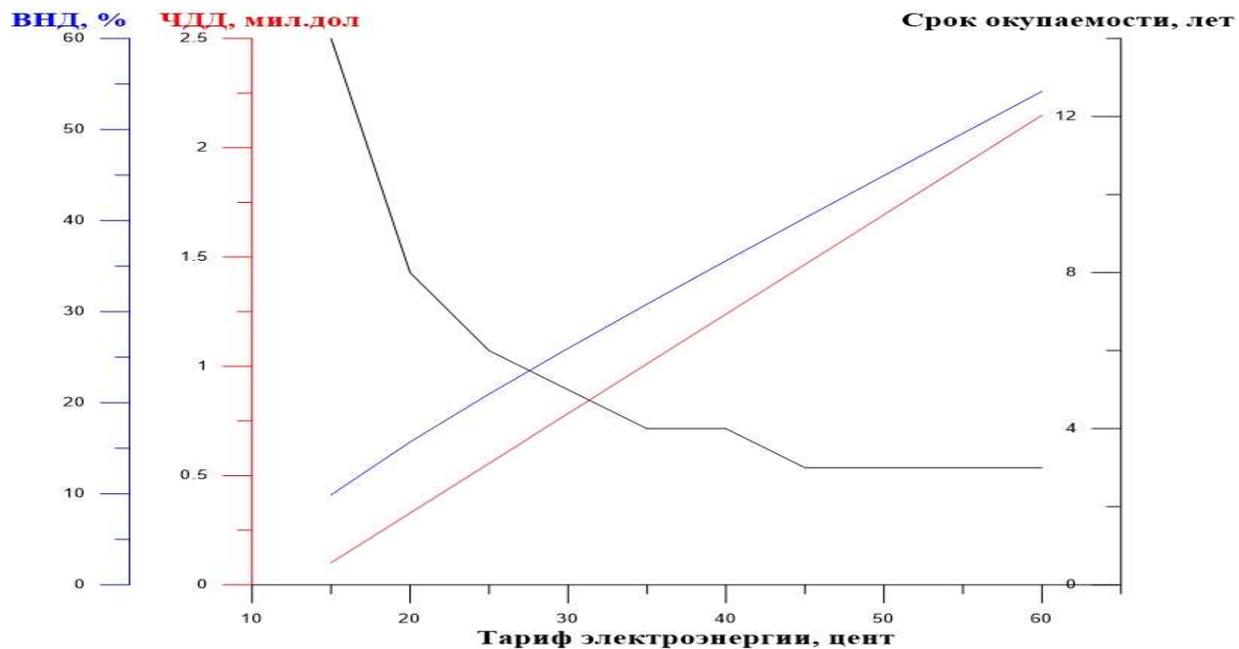


Рисунок 7 – Зависимости основных экономических показателей от тарифа электроэнергии для электроснабжение поселка Зирадан за счет ЭК на базе СФЭС и МГЭС

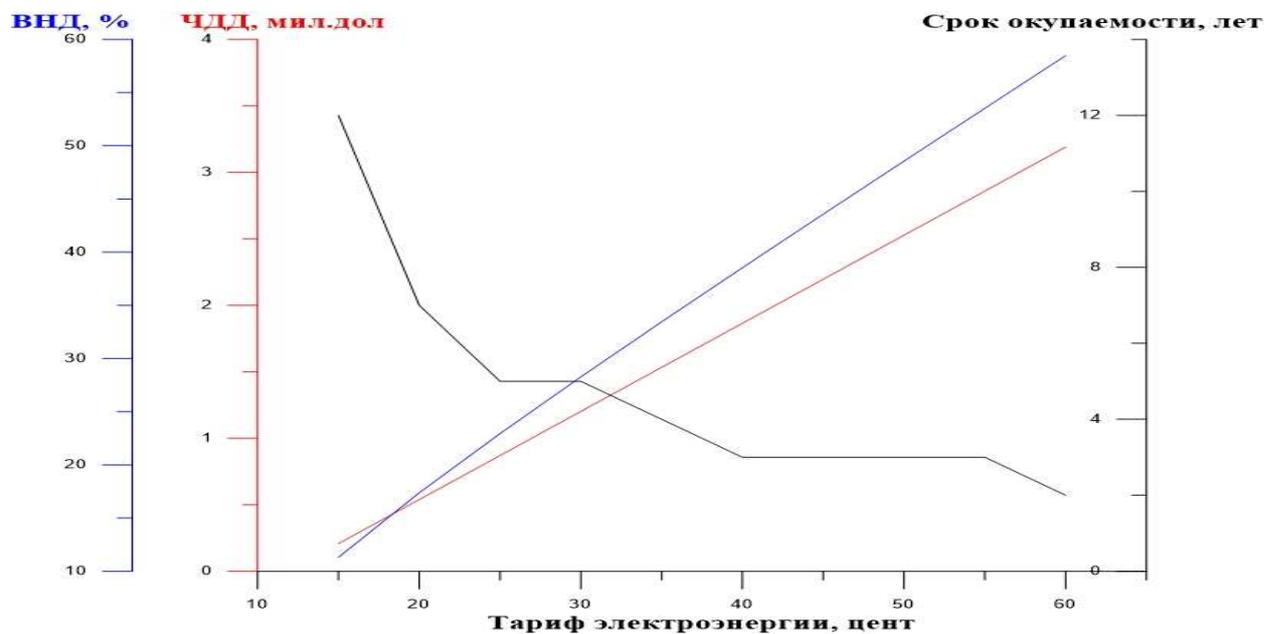


Рисунок 8 – Зависимости основных экономических показателей от тарифа электроэнергии для электроснабжение поселка Матупи за счет ЭК на базе СФЭС, МГЭС и ВЭС

- Выполнено районирование территории Мьянмы по заданному критерию оптимальности использования разных структурных схем ЭК на базе СФЭУ, ВЭУ и МГЭС.
- Разработаны методы определения оптимальных параметров и режимов работы ЭК на основе СФЭУ, ВЭУ, МГЭС, АБ и ДЭУ.
- Проведенные расчёты по определению оптимальных параметров и режимов работы ЭК на базе СФЭУ, ВЭУ, МГЭС, АБ и ДЭУ показали, что большую долю (до 99%) графиков нагрузки автономных сельских потребителей Мьянмы эффективно покрывать за счёт энергоустановок на основе ВИЭ. При этом объём АБ составляет не более 16% потребности электроэнергии потребителей за один день, а использование дизельного топлива можно свести к минимуму (до 1%), однако, полный отказ от его применения в настоящее время экономически не оправдан.
- Полученные результаты экономических расчётов показали, что при оптимальных выбранных значениях мощности энергоустановок ВИЭ и АБ себестоимость электроэнергии от ЭК (12,8 и 11,9 центов/ кВт.ч) в 5 раз меньше, чем себестоимость электроэнергии от ДЭУ (63 центов/ кВт.ч). Из рис. 7 и 8 следует, что при возможном диапазоне тарифа на электроэнергию - от 15 до 60 центов/кВт.ч срок окупаемости инвестиций указанных ЭК на базе ВИЭ снижается с 13 до 3 лет для пос.Зиридан, а с 12 до 2 лет для пос.Матупи. При этом ЧДД увеличивается с 0,1 до 2,15 млн.дол. для пос.Зиридан, а с 0,21 до 3,19 млн.дол. для пос.Матупи. Как было сказано выше, в указанных регионах Мьянмы, где находятся пос.Зиридан и пос. Матупи, стоимость электроэнергии за 1 кВт.ч достигает 60 центов из-за того, что электроснабжение таких регионов осуществляется в основном от дизельных энергоустановок. При тарифе электроэнергии в 20 центов за кВт.ч - ЧДД, срок окупаемости и ВНД ЭК для электроснабжение поселка Зиридан и Матупи составляют 0,33

млн.долл., 8 лет и 15,68 % и 0,54 млн. долл., 7 лет и 17,37 % соответственно. При таком тарифе на электроэнергию электроснабжение указанных поселков за счёт ЭК на базе ВИЭ будет очень выгодным не только со стороны инвесторов, но и со стороны потребителей.

### Литература

1. Tint Lwin Oo, Director, Department of hydropower planning. Over view and status of power sector in Myanmar. 13- February, 2013. The government of the Republic of the Union of Myanmar. Ministry of electric power. 41 p.
2. Виссарионов В.И., Ей Вин. Оптимизация параметров системы электроснабжение с использованием солнечной энергии для автономного потребителя в Мьянме // Вестник МЭИ. 2012. No 5. С. 42 – 49.
3. Виссарионов В.И., Зай Яр Мьинт Исследование целесообразности использования ветроэлектрической станции в Мьянме // Вестник МЭИ. 2013. No 1. С. 84-91.
4. John Twidell and Tony Weir. Renewable energy resources. Second edition. Taylor and Francis. London and New York, 2006. 601 p.
5. S. Chowdhury, S.P. Chowdhury and P. Crossley. Micro grids and Active Distribution Networks. Published by the Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom. © 2009 The Institution of Engineering and Technology. 297 p.
6. Bob Booth and Andy Mitchell. Getting started with ArcGis. Copyright 1999-2001 ESRI. All rights reserved. Printed in the United State of America. 253 p.
7. Shuttle radar topography mission (SRTM) 90m digital elevation data. Режим доступа: <http://srtm.csi.cgiar.org/> (дата обращения 15.09.2013).
8. Tropical rainfall measurement mission (TRMM). Режим доступа: <http://www.geog.ucsb.edu/~bodo/TRMM/#tif> (дата обращения 19.09.2013).
9. Khon Ra, director, hydrology branch, irrigation department. Water quality management at river basin in Myanmar. 21<sup>st</sup> September, 2011. The Republic of the Union of Myanmar. Ministry of agriculture and irrigation. 14 p.
10. Формина В.Н. Экономика электроэнергетики: Учебник. –М.: Ин-т управления в энергетике Гос.ун-та управления, ИПК госслужбы, 2005. – 392с.
11. Лин Аунг Тет, Малинин Н.К., Шестопалова Т.А. Исследование информационного обеспечения гелиоэнергетических расчетов и ресурсов солнечной энергии Мьянмы // Вестник МЭИ. 2014, No-1. 43-49 с.
12. New Light of Myanmar. Volume XXI. Number 337. Wednesday, 19 march, 2014. 16 с.

### Literatura

1. Tint Lwin Oo, Director, Department of hydropower planning. Over view and status of power sector in Myanmar. 13- February, 2013. The government of the Republic of the Union of Myanmar. Ministry of electric power. 41 p.
2. Vissarionov V.I., Ej Vin. Optimizacija parametrov sistemy jelektrosnabzhenie s ispol'zovaniem solnečnoj jenergii dlja avtonomnogo potrebitelja v M'janme // Vestnik MJEI. 2012. No 5. С. 42 – 49.

3. Vissarionov V.I., Zaj Jar M'int Issledovanie celesoobraznosti ispol'zovanija vetrojelektricheskoy stancii v M'janme // Vestnik MJeI. 2013. No 1. C. 84-91.
4. John Twidell and Tony Weir. Renewable energy resources. Second edition. Taylor and Francis. London and New York, 2006. 601 p.
5. S. Chowdhury, S.P. Chowdhury and P. Crossley. Micro grids and Active Distribution Networks. Published by the Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom. © 2009 The Institution of Engineering and Technology. 297 p.
6. Bob Booth and Andy Mitchell. Getting started with ArcGis. Copyright 1999-2001 ESRI. All rights reserved. Printed in the United State of America. 253 p.
7. Shuttle radar topography mission (SRTM) 90m digital elevation data. Rezhim dostupa: <http://srtm.csi.cgiar.org/> (data obrashhenija 15.09.2013).
8. Tropical rainfall measurement mission (TRMM). Rezhim dostupa: <http://www.geog.ucsb.edu/~bodo/TRMM/#tif> (data obrashhenija 19.09.2013).
9. Khon Ra, director, hydrology branch, irrigation department. Water quality management at river basin in Myanmar. 21st September, 2011. The Republic of the Union of Myanmar. Ministry of agriculture and irrigation. 14 p.
10. Formina V.N. Jekonomika jelektrojenergetiki: Uchebnik. –M.: In-t upravljenija v jenergetike Gos.un-ta upravljenija, IPK gosslužby, 2005. – 392s.
11. Lin Aung Tet, Malinin N.K., Shestopalova T.A. Issledovanie informacionnogo obespechenija geliojenergeticheskikh raschetov i resursov solnechnoj jenerгии M'janmy // Vestnik MJeI. 2014, No-1. 43-49 s.
12. New Light of Myanmar. Volume XXI. Number 337. Wednesday, 19 march, 2014. 16 c.