Mode of Operation of the Republic of Moldova Power System with Back-to-Back Installation at the Substation Vulcanesti

Postolaty V., Berzan V., Bykova Elena, Andronaty N.
Institute of Power Engineering of the Academy of Science of Moldova
Chisinau, Republic of Moldova

Abstract. The results of analysis of the operating mode of power system of the Republic Moldova when accomplishing the interconnection with the power system of Romania using the Back-to-Back (BtB) power unit at the transformer station Vulcanesti have been presented in the paper. Installation of BtB leads to the loading of overhead power line (OPL) 330kV Vulcanesti-Chisinau up to 571 MW with the change of the value and the direction of power flux in OPL from Chisinau toward Kuchurgan power station, the decrease of power flux entering the north of the country (OPL 330kV HPP Dnestrovsk - Balti) and in the OPL 330kV (Kotovsk- Kuchurgan power station). Essential changes of the active power flux occur at the buses of Kuchurgan power station toward Ukraine in comparison with the actual topology of power network (base regime). The change of the direction and of values of power flux through the unified power system has as a consequence the increase by 171MW (from 2961MW to 3132MW), as well as the increase by 7,1% of the losses of power in high voltage Moldovan network comparing with the base regime. It is pointed that the accomplishment of asynchronous interconnection with Romania has the impact at regional scale causing the change of power fluxes both in the power system of the Republic of Moldova and of Ukraine with Romania including the Kuchurgan power station. Assessment of financial aspects indicates to the trend of increasing of the project's cost of the interconnection with Romania, but in the case of investment return considering the increase of the cost for the service of transmission of power is expected the necessity to increase the tariff with nearly 154% in comparison with the value of 2015 year, considering zero value of bank and inflation rates during the 10 years of investment return, as well as the constant exchange rate of MDL to EURO during the 10 years investment return period.

***Keywords*:** interconnection, power system, distribution, power flux, active power losses, tariff.

Regimul sistemului electroenergetic al Republicii Moldova la punerea în funcţiune a BtB la Vulcăneşti

POSTOLATI V., BERZAN V., BÎCOVA E., ANDRONATI N.
Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei
Chişinău, Republica Moldova

Rezumat. În lucrare se prezintă rezultatele analizei regimului de funcţionare a sistemului electroenergetic al Republicii Moldova la realizarea interconexiunii cu sistemul electroenergetic al României cu utilizarea instalaţiei Back-to-Back (BtB) la staţia de transformare Vulcăneşti. Montarea BtB conduce la încărcarea LEA 330 kV Vulcăneşti-Chişinău până la 571 MW cu schimbarea valorii şi direcţiei fluxului de putere în LEA 330 kV de la Chişinău spre CERSM, micşorarea fluxului de putere intrat prin nordul ţării (LEA 330 kV CHE Dnestrovsk-Bălţi) şi în linia LEA 330 kV (Kotovsk-CERSM). Au loc schimbări esenţiale ale fluxului de putere activă de la barele CERSM spre Ucraina în comparare cu topologia existentă a reţelelor (regimul de bază). Schimbarea direcţiei de circulaţie şi a valorilor fluxurilor de putere prin reţelele sistemului electroenergetic unificat au ca urmare majorarea cu 171 MW (de la 2961 MW până la 3132 MW), precum şi creşterea cu 7,1% a pierderilor de putere în reţeaua de înaltă tensiune a sistemului electroenergetic moldovenesc în comparare cu regimul de bază. Se indică la faptul, că realizarea interconexiunii asincrone cu România are impact la nivel regional prin modificarea fluxurilor de putere atât în sistemul electroenergetic al Republicii Moldova, cât şi în cel ucrainean, românesc, precum şi al regimului de funcţionare a CERSM. Estimarea aspectelor financiare indică la tendinţa de creştere a costului proiectului de interconexiune cu România, iar în caz de rambursare a investiţiilor în baza sporirii tarifului de prestare a serviciului de transport a energiei electrice se constată necesitatea majorării acestui tarif cu cca. 154% în comparare cu valoarea lui pentru anul 2015, considerând că rata bancară, inflaţia pe parcursul a 10 ani de rambursare au valoarea zero, iar rata de schimb valutar a leului moldovenesc şi Euro este de asemenea constantă pe întreaga perioadă de 10 ani nominalizată pentru rambursare.

***Cuvinte-cheie*:** interconexiune, sistemul electroenergetic, repartiţie, flux de putere, pierderi de putere activă, tarif.

Режим энергосистемы Республики Молдова при включении вставки постоянного тока на подстанции Вулканешть

Постолатий В.М., Берзан В.П., Быкова Е.В., Андронати Н.Р.
Институт энергетики Академии наук Молдовы
Кишинев, Республика Молдова

Аннотация. В статье представлены результаты анализа режима работы энергосистемы Республики Молдова при реализации межсистемной связи с Румынией с применением вставки постоянного тока (ВПТ) на трансформаторной подстанции Вулкэнешть. Установка ВПТ в Вулкэнешть приводит к росту перетока по ЛЭП 330 кВ Вулканешты-Кишинев до 571 МВт при изменении величины и направления перетока через ЛЭП 330 кВ из Кишинева в сторону МГРЭС, переток с севера и востока уменьшается (ЛЭП 330 кВ Бельцы- Днестровская ГЭС и ЛЭП 330 кВ Котовск- МГРЭС). Небаланс перетоков между молдавской и украинской энергосистемами может составить 470 МВт. В объединенной энергосистеме возросли потери мощности на 171 МВт (с 2961 МВт до 3132 МВт), что составляет 5,77% и потери мощности в молдавской энергосистеме на 7,1% по сравнению с базовым режимом. Асинхронная связь с Румынией приводит к изменениям потоков мощности как в электроэнергетической системе Республики Молдова, так и в сетях украинской, румынской энергосистем и влияет на режим работы МГРЭС. Выполнена оценка возможного повышения тарифа на услуги по транспорту электроэнергии для обеспечения возврата инвестиции при условии нулевого банковского процента, нулевой инфляции и неизменности обменного курса лея по отношению к евро в течение 10 лет. Рост тарифа по отношению к 2015 года должен быть не ниже 154%.

Ключевые слова: межсистемная связь, вставка постоянного тока, переток мощности, потери активной мощности, тариф.

I. Введение

Развитие межсистемных связей энергосистемы Молдовы и Румынии рассматривается в качестве приоритетной задачи для молдавской энергосистемы [1-4]. В Энергетической стратегии Республики Молдова указано на сценарий, что присоединение к ENTSO-E может быть выполнено с использованием вставок постоянного тока (ВПТ), т.е. использовать асинхронный тип межсистемной связи, и и необходимо также строительство высоковольтных линий: ВЛ400 кВ Бэлць (РМ)-Сучава (Румыния); ВЛ 330/400 кВ Стрэшень-Унгень(РМ)-Яссы (Румыния); ВЛ400 кВ Исакча (Румыния)-Вулкэнешть (РМ) и в сторону Кишинэу ВЛ 330 кВ или ВЛ 400 кВ. В Энергетической стратегии РМ до 2020[1], а также в Энергетической стратегии до 2030 [2] предусматривается строительство трех вставок постоянного тока по 500 МВт каждая.

В настоящее время ВПТ в Вулканештах считается приоритетом (статус абсолютно необходимого объекта), межсистемная связь Бэлць-Сучава считается дополняющим проектом, который обеспечивает режим экспорт-импорт –транзит, как и межсистемная связь Стрэшены-Яссы, которая обеспечит выполнение не только прироста возможности обмена мощностью энергосистем, но и выполнение условия n-2.

В 2015 году между ГП “Молдэлектрика” (РМ) и Исследовательским и проектным институтом в области энергетики (ISPE - Institutul de Studii si Proiectari Energetice, Румыния) был подписан договор о разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) выполнения межсистемных связей молдавской и румынской энергосистем [5]. Согласно опубликованным данным ТЭО [6], установленная мощность ВПТ Вулкэнешть равна 2х300МВт, ВПТ Бэлць 400МВт и ВПТ Стрэшень 300МВт. В данном ТЭО рассмотрены и обоснованы технические решения, которые относятся к ВПТ Вулкэнешть и ВЛ Вулкэнешть-Кишинэу, в том числе приведены некоторые данные о статической устойчивости, уменьшении потерь мощности в энергосистеме при использовании ВЛ 400 кВ Вулкэнешть-Кишинэу, минимальные значения параметров в узле при коротких замыканиях. Эти данные указывают на то, что реализация асинхронной межсистемной связи молдавской и румынской энергосистем, даже в случае строительства одной из запланированных ВПТ, а именно ВПТ Вулкэнешть, приводит к изменениям в режиме работы молдавской энергосистемы. Поскольку молдавская энергосистема имеет хорошие связи с украинской, то эти ВПТ

могут влиять и на режим украинской энергосистемы, а также части молдавской энергосистемы, расположенной на территории Приднестровья. С этой точки зрения комплексное исследование возможных изменений в режиме работы взаимосвязанных энергосистем при укреплении межсистемных связей с Румынией, в том числе особенности изменения перетоков мощности в нашей энергосистеме при различной мощности ВПТ Вулкэнешть, представляются актуальной задачей.

II. Формулировка задачи исследования

Укрепление межсистемных связей молдавской и румынской энергосистем с сохранением синхронной связи молдавской и украинской энергосистем приведет к изменению распределения потоков мощности в сетях синхронно работающих энергосистем. Поскольку процесс формирования межсистемных связей с Румынией будет достаточно продолжительным во времени, необходимо согласование характера взаимоотношений как с украинской стороной, так и с МГРЭС. Для этого необходимо иметь наиболее полную картину особенностей работы взаимодействующих энергосистем (молдавской и украинской) при изменении топологии и направлений потоков мощности в электросети молдавской энергосистемы при включении в работу ВПТ со стороны румынской энергосистемы.

Поскольку первой будет построена ВПТ Вулкэнешть и ВЛ Вулкэнешть-Кишинэу, рассмотрим в данном исследовании в качестве частной задачи особенности перетоков мощности в энергосистемы Молдовы и приграничных участков высоковольтной сети целесообразно рассмотреть режимы в региональной энергосистеме при изменении топологии молдавской энергосистемы и мощности, инжектируемой в молдавскую энергосистему (импорт электроэнергии) из Румынии.

III. Основные межсистемные связи молдавской энергосистемы

На рис. 1 приведена схема межсистемных связей энергосистемы Молдовы с энергосистемами Украины и Румынии. Действующими в настоящее время являются ЛЭП 330 кВ и 110 кВ энергосистем Молдовы и Украины. Эти связи представлены 7-ю ВЛ 330 кВ и 14 ВЛ 110 кВ, а воздушные линии ВЛ400 кВ Вулкэнешть –Исакча и ВЛ 110 кВ (всего 4 линии) в сторону Румынии в настоящее время отключены.

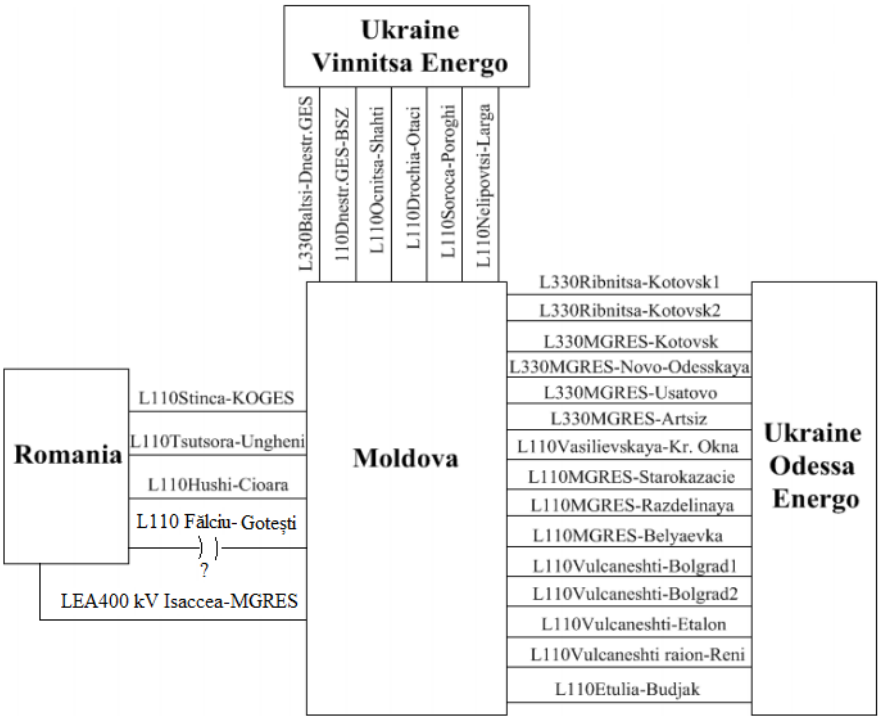


Рис.1.Электрические линии межсистемных связей энергосистемы Молдовы с энергосистемами Украины и Румынии.

Молдавская ГРЭС по ВЛ 400 кВ с трансформаторной подстанции Вулкэнешть питает потребителей как из Молдовы, так Украины. На эту линию работают 2 энергоблока по 200 МВт МГРЭС. С шин МГРЭС напряжением 330 кВ электрическая энергия поступает в энергосистему Молдовы и Украины.

Отметим такую особенность работы энергосистемы Молдовы как постоянный переток мощности из энергосистемы Украины (север и восток Молдовы) и отток с юга электроэнергии из молдавской энергосистемы в украинскую энергосистему.

4. АСИНХРОННАЯ СВЯЗЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ МОЛДОВЫ И РУМЫНИИ

Энергосистема Молдовы работает синхронно с энергосистемами стран СНГ, и режим ее работы зависит от режима объединенной энергосистемы. Укрепление функциональных связей молдавской энергосистемы (асинхронная связь) с энергосистемой Румынии при строительстве 3-х ВПТ мощностью 600, 400 и 300 МВт приведет к изменению существующих перетоков мощности в энергосистеме Молдовы. Оценить эти изменения можно на основе расчета базового (существующего на данный момент режима) и определения режимов при инжекции электрической мощности со стороны энергосистемы Румынии через ВПТ. Рассмотрим случай инжекции мощности в молдавскую энергосистему через ВПТ Вулкэнешть, когда сохранена электрическая связь ВПТ с МГРЭС, и в случае исключения этой связи, т.е. через цепь ВЛ 400 кВ Исакча-Вулкэнешть-ВПТ Вулкэнешть- ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу мощность инжектируются в энергосистему через трансформаторную подстанцию 330 кВ Кишинэу (Брэила).

Режим энергосистемы определим с учетом взаимовлияния на региональном уровне, для чего воспользуемся расчетной схемой, условно представленной на рис. 2.

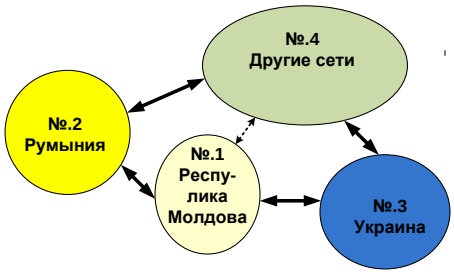


Рис.2. Условное графическое представление взаимосвязи различных частей расчетной объединенной энергосистемы.

Эквивалентная схема для расчета режима региональной объединенной энергосистемы включает 4 части: электроэнергетическая система Молдовы (обозначена через №1); Румынии (№ 2); Украины (№ 3); остальные электрические сети (№4). Расчетная схема включает 5100 узлов, 7800 ветвей и имеет источники с суммарной мощностью 122 ГВт. В случае энергосистемы Республики Молдова топология эквивалентной расчетной схемы соответствует состоянию на 2015 год и учитывает все источники генерации, в том числе и ВПТ Вулкэнешть, которая рассматривается как источник генерации узла Вулкэнешть.

4.1. Асинхронный режим работы энергосистем Молдовы и Румынии

В Энергетической стратегии Республики Молдова до 2030 года установленная мощность ВПТ в Вулкэнешть указана на уровне 500 МВ, которая будет передана в сторону Кишинэу по ВЛ 330 кВ. Расчетная схема энергосистемы Молдова составлена с учетом указанных особенностей, а сегмент схемы замещения при включении ВПТ Вулкэнешть приведена на рис. 3.

В схеме замещения ВПТ Вулкэнешть представлена как источник генерации активной мощности, одновременно полагая, что ВПТ имеет устройства компенсации реактивной мощности. Расчеты выполнялись при изменении мощности ВПТ в пределах 100-500 МВт с шагом изменения 100 МВт.

Было принято, что топология электрических сетей и режим генерации собственных источников (МГРЭС+ТЭЦ-2+ТЭЦ-1+ТЭЦ Норд и ГЭС Дубоссары+ГЭС Костешть) сохраняется как в базовом режиме. Отличие заключается в том, что добавлена ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу.

На рис. 3 представлен фрагмент расчетной схемы для зоны с узлом подключения ВПТ Вулкэнешть. Штриховые линии указывают на участки цепи, исключенные из схемы замещения при расчете параметров исследуемого режима сети.

Установленная мощность источников генерации в рассмотренной расчетной схеме увеличивается на заданное текущее значение мощности ВПТ.

В табл. 1 представлены результаты расчета стационарного режима в электроэнергетической системе Республики Молдова, как в части региональной объединенной энергосистемы. Представленые результаты относятся к базовому сценарию (ВПТ и ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу не включены в расчетную схему) и к режиму инжекции ВПТ в молдавскую энергосистему 500 МВт активной мощности и сохранении электрической связи подстанции Вулкэнешть с МГРЭС по ВЛ 400 кВ.

На рис.4 представлены потоки мощности в сетях 330 кВ молдавской энергосистемы для базового режима, режима совместной работы ВПТ Вулкэнешть- МГРЭС и ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу, а также для случая отключения ВЛ 400 кВ МГРЭС-Вулкэнешть от ВПТ на подстанции Вулкэнешть.

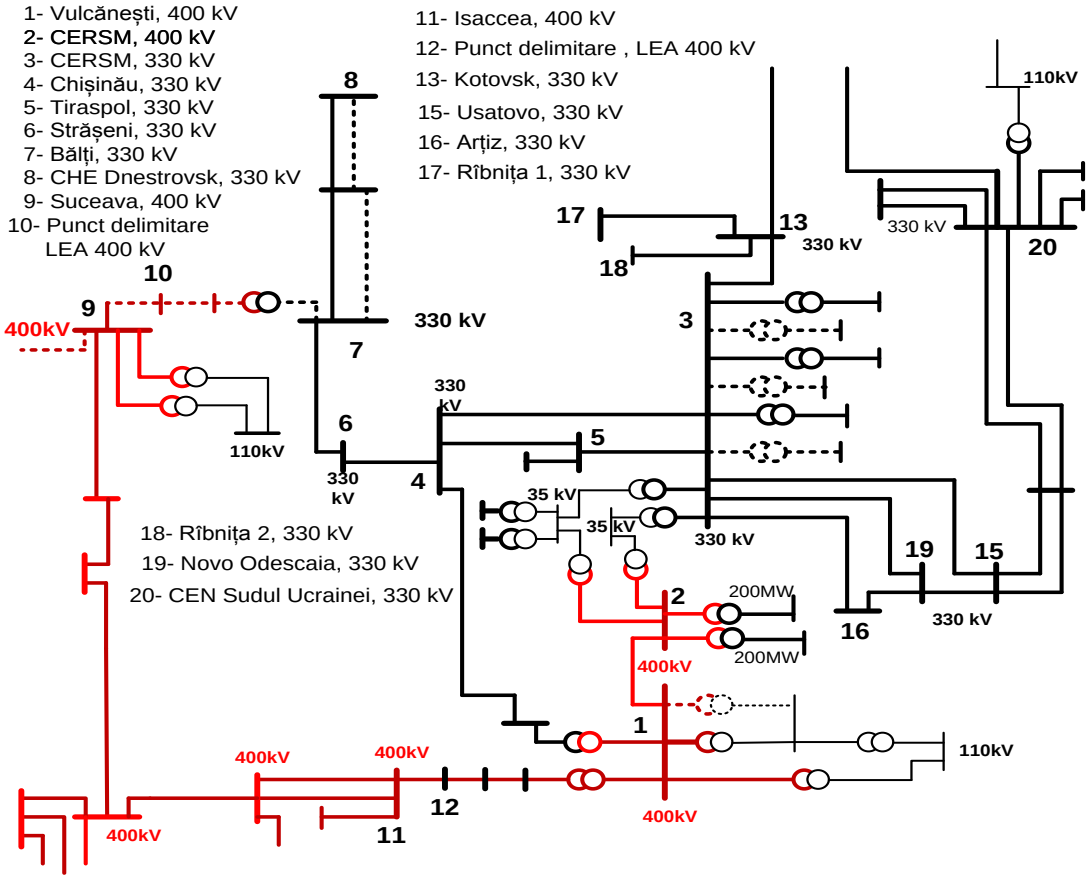


Рис. 3. Участок расчетной схемы замещения режима в энергосистеме Молдовы при добавлении в узел Вулкэнешть ВПТ и одноцепной ВЛ 330 кВ в сторону Кишинэу.

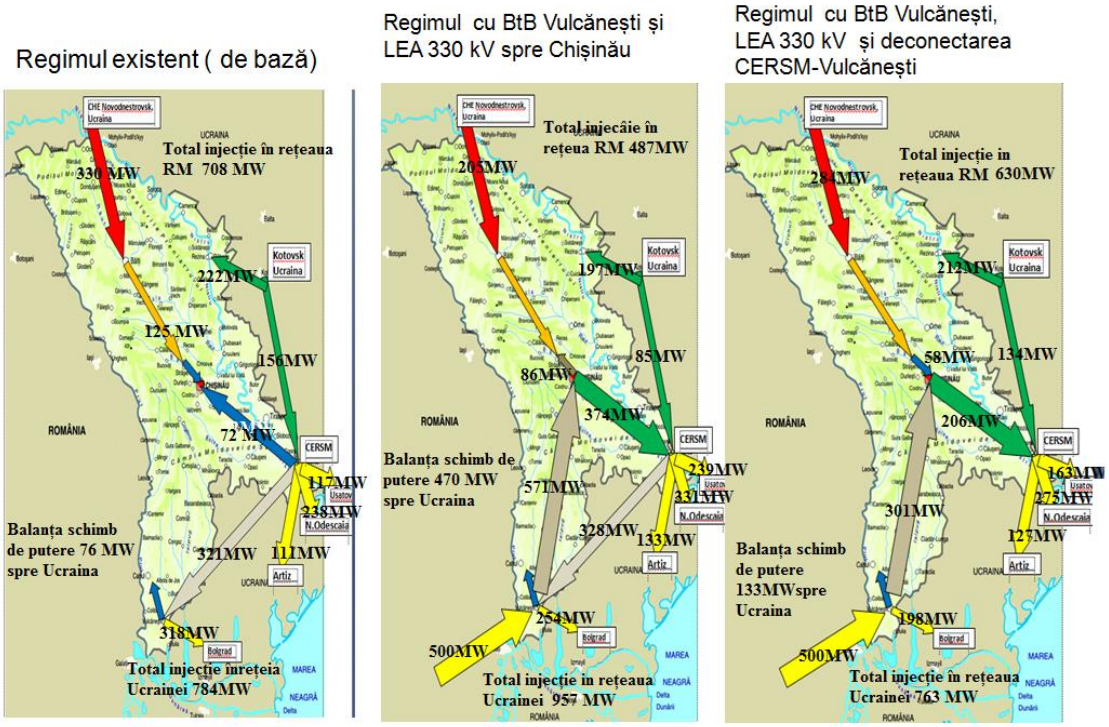


Рис.4. Направление потоков мощности для различных вариантов топологии сетей высокого напряжения 330/400 кВ энергосистемы Молдовы.

Таблица 1.

Изменение режима работы молдавской энергосистемы при установке в Вулкэнешть ВПТ мощностью 500 МВт

Характеристика топологии анализируемой цепи и исходные обобщенные данные	Без ВПТ		ВПТ на платформе в Вулкэнешть	
	Мощность, MVA, МВт, MVAr	Комментарии	Мощность, MVA, МВт, MVAr	Комментарии
Обобщенные данные по расчетной схеме				
Число узлов	5105		5108	
Число ветвей	7811		7816	
Число зон	4		4	
Молдова	Nr.1		Nr.1	
Румыния	Nr.2		Nr.2	
Украина	Nr.3		Nr.3	
Остальная часть сети	Nr.4		Nr.4	
Суммарная установленная мощность генерации ($P_{\Sigma G}$)	122052		122722	Плюс 500 МВт ВПТ Вулкэнешть
Суммрная нагрузка ($P_{\Sigma S}$)	118839		119939	
Переменные суммарные потери ($P_{\Sigma \mathrm{var}}$)	2961		3132	
Постоянные суммарные потери ($P_{\Sigma const.}$)	251		250.04	

Суммарная мощность генерации в Молдове (P_{MG})	1127		1627	ВПТ считается как собственная генерация
Суммарная мощность нагрузки в Молдове (P_{MG})	1151		1651	
Потери в ЭЭС Молдовы (D_M)	82.3		88.16	
Импорт (-) и экспорт (+) в Молдове $P_{\mathrm{Imp}/Exp}$	-107	Из Украины	-113	Из Украины
Потребленная мощность в Молдове ($P_{Mcons.}$)	1234		1651	
Характеристика потоков мощности в электрических линиях ЭЭС Молдовы				
ВЛ 330-1 МГРЭС-Кишинэу	35.1-j21.5	На Кишинэу	188-j21	На МГРЭС
ВЛ 330-2 МГРЭС-Кишинэу	37-j19.6	На Кишинэу	186-j31	На МГРЭС
ВЛ330 ГЭС Новоднестровск-Бэлць	330+j77,6	На Бэлць	205+j86	На Бэлць
ВЛ 330 Стрэшень- Кишинэу	125+j57.3	На Кишинэу	86+j80.5	На Стрэшень
ВЛ 330 МГРЭС-Усатово	117.3+j84	На Усатово	239+j65	На Усатово
ВЛ 330 МГРЭС-Новая Одесса	238+j124.4	На Н.Одесск.	331+j116	На Новую Одессу.
ВЛ 330 МГрЭС-Арциз	111+j33.2	На Арциз	133+j28	На Арциз
ВЛ Котовск-МГРЭС	156+j19.6	На МГрЭС	85+j42	На МГРЭС
ВЛ 330-1 Котовск-Рыбница	104.3+j13.2	На Рыбницу	78.2+j18.3	На Рыбницу
ВЛ 330-2 Котовск-Рыбница	118.9+j19.2	На Рыбницу	118.9+j19.1	На Рыбницу
ВЛ 400 МГРЭС-Вулкэнешть	321+j3.8	На Вулкэнешть	328.5+j36.3	На Вулкэнешть
ВЛ 400 Исакча- Вулкэнешть	0	Отключена	500+j0	На Вулкэнешть
ВЛ 330 Вулкэнешть - Кишинэу	0	Не построена	571-j18.4	На Кишинэу

Таблица 2.

Баланс обменной мощности по сетям 330/400кВ Молдова-Украина-Румыния

Направление потока обменной мощности	Молдова-Украина, МВт	Украина-Молдова, МВт	Небаланс по обменной мощности Молдова-Украина, МВт	Румыния-Молдова, МВт	Небаланс по обменной мощности Молдова-Румыния, МВт
Базовый сценарий	708	784	76	0	0
ВПТ +ВЛ330 кВ (Вулкэнешть-Кишинэу)+ВЛ400 кВ (МГРЭС- Вулкэнешть)	487	957	470	500	-500
ВПТ +ВЛ330 кВ (Вулкэнешть-Кишинэу)	630	763	133	500	-500

В базовом сценарии нагрузка в ВЛ 330 кВ МГРЭС-Кишинэу составляет около 15% от натуральной мощности и поток энергии направлен в сторону Кишинэу. Поток мощности в ВЛ 330 кВ ГЭС Новоднестровск (Украина)- Бэлць (Молдова) близок по значению к натуральной мощности этой одноцепной линии. По линии ВЛ 400 кВ МГРЭС-Вулканешть передается 321 МВт активной мощности в базовом режиме, которая распределяется по сетям 110 кВ с шин подстанции Вулкэнешть потребителям с юга Молдовы и Украины. В табл. 3 представлены данные о потреблении мощности от подстанции Вулкэнешть потребителями из Молдовы и Украины по ВЛ

110 кВ для базового режима и при изменении мощности ВПТ от 110 МВт до 500 МВ. При параллельной работе ВПТ и МГРЭС и регулировании мощности инжекции ВПТ в линии высокого напряжения наблюдается рост потока мощности в ВЛ 110 кВ, через которые питаются потребители юга Молдовы и Украины, но темп прироста значений этих потоков мощности в линиях 110 кВ ниже, чем прирост мощности инжекции в молдавскую энергосистему от ВПТ.

Таблица 3.

Потоки активной мощности по ВЛ 110 кВ в узле Вулкэнешть к потребителям из Молдовы и Украины

BtB, МВт	Украина, МВт	Молдова, МВт	Украина+Молдова, МВт
0	97	74	168
100	99	86	185
200	104	99	203
300	109	110	219
400	114	123	237
500	118	134	252

Анализ потокораспределения в сетях 330 кВ показывает, что от шин 330 кВ МГРЭС в сторону Украины (Усатово, Новая Одесса, Арциз) передается в базовом варианте около 466 МВт, а по ВЛ 330 кВ Котовск- МГрЭС, на шины 330 кВ МГрЭС, поступает 156 МВт. Переток по ВЛ 330 кВ по ВЛ 330 кВ Котовск-МГрЭС можно рассматривать в качества особенности режима для базового варианта функционирования молдавской энергосистемы параллельно с энергосистемой Украины.

По линиям ВЛ 330 кВ ГЭС Новоднестровск (Украина)- Бэлць (Молдова) и Котовск- Рыбница входящий суммарный поток мощности с севера и востока, а также с учетом перетока по ВЛ 330 кВ Котовск-МГРЭС ВЛ, получатся, что суммарный входной поток мощности из энергосистемы Украины в энергосистему Молдовы равен в базовом режиме 709 МВт. Активная мощность, передаваемая из Молдовы в Украину по югу в базовом режиме, составляет 466 МВт, а с учетом перетока от шин 110 кВ подстанции Вулкэнешть суммарное значение перетока в южном направлении из Молдовы в Украину составляет около 563 МВт, т.е. небаланс находится на уровне 10 МВт.

Установка ВПТ в Вулкэнешть приводит к изменению перетока активной мощности в сетях высокого напряжения.

Включение в рассечку ВЛ 400 кВ Исакча-Вулкэнешть ВПТ 500 МВт и подключение к этому узлу ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу имеет как сдедствие изменение перетока мощности между энергосистемами Молдовы, Украины и Румынии. В базовом сценарии при параллельной работе ВПТ 500 МВт и МГРЭС по ВЛ 400 кВ, от МГРЭС в сторону подстанции Вулкэнешть протекает 328 МВт активной мощности, что в сумме обеспечивает в этом узле приток в 828 МВт по стороне 400 кВ. По ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу в сторону Кишинэу передается 571 МВ, а 254 МВт распределяются потребителям Украины и Молдовы по сетям 110 кВ.

Существенным моментом следует считать и то, что произошло изменение не только значения потока мощности в ВЛ 330 кВ МГРЭС-Кишинэу до 374 МВт, но и его направление из узла нагрузки Кишинэу в сторону шин 330 кВ МГРЭС. Суммарное изменение потока мощности с учета изменения его направления в ВЛ 330 кВ МГРЭС- Кишинэу составило 446 МВт. При этом произошло уменьшение значения потока активной мощности по ВЛ330 кВ ГЭС-Новоднестровск –Бэлць с 330 МВт до 205 МВт. В этом режиме возрастет инжекция мощности с шин 330 кВ МГРЭС в сторону Украины (в сторону Усатово, Новая Одесса и Арциз) до значения 703 МВт, что почти в два раза превышает обменную мощность с этих шин по сравнению с базовым сценарием. Уменьшится мощность с 156 до 85 МВт в сторону МГРЭС по ВЛ 330 кВ Котовск – МГРЭС.

Включение в узел Вулкэнешть ВПТ приводит к существенному небалансу по

обменной мощности между энергосистемами Молдовы и Украины. Для рассмотренных сценариев этот небаланс составил: 76 МВт (базовый сценарий), 470 МВт (параллельная работа ВПТ и МГРЭС в узле Вулкэнешть) и 133 МВт при отключении ВПТ 500 МВт от ВЛ 400 кВ МГРЭС-Вулкэнешть.

Данные из табл. 3, которые относятся только к узлу Вулкэнешть, показывают на достаточно очевидное влияние ВПТ и на характер нагрузки ВЛ 110 кВ, которые питают электрической энергией потребителей юга Украины и Молдовы. Следовательно, оценка уровня небаланса по обменной активной мощности между энергосистемами Молдовы и Украины должна призводиться и с учетом перетока мощности по линиям связи с напряжением 110 кВ. Не учет перетоков по этим линиям может привести к ошибочным выводам о режиме работы молдавской энергосистемы.

Появление небаланса по обменной мощности между энергосистемами Молдовы и Украины может быть источником недоразумений в отсутствие контрактных обязательств сторон.

Изменение топологии молдавской энергосистемы при эксплуатации ВПТ500 МВт Вулкэнешть и ВЛ 330 кВ Вулкэнешть-Кишинэу имеет как следствие увеличение по расчетным данным потерь мощности в рассмотренной объединенной региональной энергосистеме с 2961 МВт (базовый сценарий) до 3132 МВт, следовательно, прирост потерь активной мощности на 171 МВт или на 5,77 %. Потери активной мощности (расчетные) при инжекции ВПТ Вулкэнешть 500 МВт в молдавскую энергосистему возрастают по сравнению с базовым сценарием на 5,86 МВт, т.е. на 7,1 %.

5. Финансовые аспекты и тенденции

Энергетическая стратегия Молдовы до 2030 [2] предполагает строительство трех ВПТ мощностью по 500 МВт общей стоимостью 210 миллионов евро. В Меморандуме, подписанном ГП „Молэлектрика” и SC „Трансэлектрика” (от 18.02.2011) по вопросу строительства ВЛ 400 кВ Бэлць-Сучава и распределительного устройства 400 кВ с автотрансформаторами 400/330 кВ, стоимость проекта без стоимости ВПТ оценена в 66.448 млн. евро. Доля затрат молдавской стороны оценена в 36.886 млн. евро. При рассмотрении тенденции, касающейся стоимости реализации межсистемных связей с энергосистемой Румынии, наблюдается увеличение этой стоимости. В Меморандуме, подписанном Правительствами Республики Молдова и Румынии (21.05.2015) [7], уточнены параметры стоимости составляющих проекта межсистемных асинхронных связей энергосистем: Исакча-Вулкэнешть-Кишинэу 140 ммлн. евро, Стрэшень- Яссы 257 ммлн. евро и Бэлць-Сучава 132 ммлн. евро. В сумме эти затраты оценены в 525 млн. евро.

В работе, представленной на Международной научной конференции [8], уточнены значения мощностей ВПТ: Вулкэнешть 600 МВт, Бэлць 400 МВт и Стрэшень 300 МВт. Эти значения определены из возможностей импорта электрической энергии из Румынии в Республику Молдова. Стоимость межсистемной связи Исакча-Вулкэнешть-Кишинэу оценена на уровне и 193-194 млн. евро на сентябрь 2016 г. (из неофициального источника). Первоначальная удельная стоимость реализации проекта была оценена на уровне 140 тыс. евро на МВт передаваемой мощности (2007), а к 2015 году эта оценочная стоимость возросла до (525 М€/1500) =0,35 М€/МВт, причем для межсистемной связи Исакча-Вулкэнешть-Кишинэу удельная стоимость составляет 0,28 М€/МВт, Стрэшень-Яссы (257/500) =0,514 М€/МВт и Яссы-Стрэшень (132/500) =0.264 М€/МВт. С учетом увеличения роста мощности ВПТ Вулкэнешть до 600 МВт и перевода ли 400 кВ значение удельной стоимости этого проекта оценивается на уровне (194 М€/600МВт) =0,323 М€/МВт. В последней версии проекта межсистемной связи стоимость ВЛ 400 кВ Вулкэнешть – Кишинэу оценена на уровне 20 М€, и при ее длине порядка 150 км получаем удельный показатель порядка 133 тыс. €/км, или по текущему валютному курсу 1,09 (13.11.2016), удельная стоимость ВЛ 400 кВ составит около 145 тыс.$/км. Отметим и тот факт, что в перспективе предполагается строительство второй цепи ВЛ 400 кВ Вулкэнешть-Кишинэу–Стрэшень, и, возможно и до Бэлць. В случае строительства двуцепной ВЛ 400 кВ удельная стоимость возрастет почти в 2 раза и составит порядка 290 тыс.$/км.

Наблюдаемая тенденция роста стоимости проекта реализации межсистемной связи Молдова – Румыния позволяет предположить,

что в зависимости от срока реализации стоимость по сравнению с оценочной на конец 2016 года возрастет. Если обратимся только к связи Исакча-Вулкэнешть-Кишинэу, исходя из того, что стоимость этой части проекта ежегодно росла на 18 тыс.€/год (стоимость одного МВт мощность межсистемной связи на уровне 2007 года составляла 0,14 М€/МВт, в 2015 году -0,28 М€/МВт и на конец 2016 года - 0,323 М€/МВт), то можно предполагать рост конечной стоимости в зависимости от сроков строительства этой межсистемной связи.

По результатам ТЭО, выполненного по заявке ГП „Moldelectrica” [7], запланированный срок реализации этой межсистемной связи оценен в 5,5-6 лет. Отсюда следует, что при сохранении отмеченного прироста стоимости на уровне предыдущих 10 лет эффективная оценочная стоимость реализации проекта по сравнению с концом 2016 года возрастет на (6 лет*18 тыс.€/год*МВт) =0,11 М€/МВт на каждый МВт установленной мощности, а при установленной мощности 600 МВт общая стоимость проекта через 6 лет увеличится до 260 М€.

Эти оценочные данные наводят на мысль о необходимости комплексного подхода к рассмотрению эффективности данного проекта с учетом его экономической составляющей и степени влияния на уровень экономической и энергетической безопасности страны.

Для ВПТ Бэлць (132 М€) и ВПТ Стрэшень (257 М€) получаем удельные инвестиционные затраты на 1 МВт установленной мощности соответственно: (132/400) =0,33 М€/МВт и (257/300) =0,857М€/МВт. Поскольку и стоимость проекта межсистемной связи Бэлць-Сучава к середине 2015 года практически удвоилась [7], то с учетом тенденции для межсистемной связи Исакча-Вулкэнешть-Кишинэу эта тенденция, очевидно, сохранится и для межсистемной связи Стрэшень-Яссы изменяясь ежегодно почни на 18 тысяч евро в год для одного МВт установленной мощности.

Исходя из тенденции роста стоимости реализации проекта во времени и больших сумм инвестиций представляются обоснованными любые предложения, которые бы позволили уменьшить объем необходимых инвестиций, и повысить таким образом привлекательность данного проекта при привлечении необходимых финансовых ресурсов. В этом плане представляется интересным сопоставить традиционные решения, в том числе применяемые при строительстве линий электропередачи и новые технические решения, которые обеспечивают не только желаемые передаваемые мощности, но и снижение затрат на строительство одного километра ВЛ.

На рис.5 приведены характеристики ВЛ 220 кВ различного конструктивного исполнения по значению передаваемой мощности, а в табл. 4 и на рис. 6 - данные о расчетной экономии от использования линий типа УСВЛ разного класса напряжений 110-750 кВ по сравнению с двумя ЛЭП одноцепного исполнения.

Рис.5. Значение натуральной мощности ВЛ220 кВ различного конструктивного исполнения.

Из приведенных расчетных данных следует, что применение компактных двухцепных ВЛ 400 кВ может обеспечить снижение инвестиций на уровне 60 тыс.€/км (всего для двухцепной ВЛ около 9 млн. евро), а в случае реализации проекта с применением УСВЛ 400 кВ это снижение может составит около 120 тыс.€/км (следовательно, около 18 млн. евро).

Утверждение проекта строительства участка Вулкэнешть-Кишинэу на основе управляемой ЛЭП типа УСВЛ 330 кВ может обеспечить существенное снижение затрат на строительство этой линии при обеспечении параметров передачи мощности, характерных для линии с напряжением 400 кВ.

Поскольку линии высокого напряжения находятся в ведении электрокомпаний,

которые занимаются транспортом электроэнергии, в данном случае ГП „Moldelectrica”, в предположении, что данная компания будет основным заказчиком этих структурных изменений в национальной электроэнергетической системе, можно оценить требуемый прирост тарифа на оказание услуг по ее транспорту для возврата инвестиций, например, в течение 10 лет.

Таблица 4.

Удельная экономия затрат компактных двухцепных ВЛ и УСВЛ по сравнению с двумя одноцепными ВЛ обычного типа с регулируемыми ИРМ или УПК из условия передачи одинаковой мощности

Uном,кВ	110	220	330	500	750
Снижение удельных инвестиций компактных ВЛ по сравнению с ВЛ традиционного исполнения, тыс.$/км	0,9	12,0	24,5	76,0	132,0
Снижение удельных инвестиций УСВЛ по сравнению с компактными ВЛ с двумя цепями, тыс.$/км	1,8	25,0	49,0	151,0	264,0

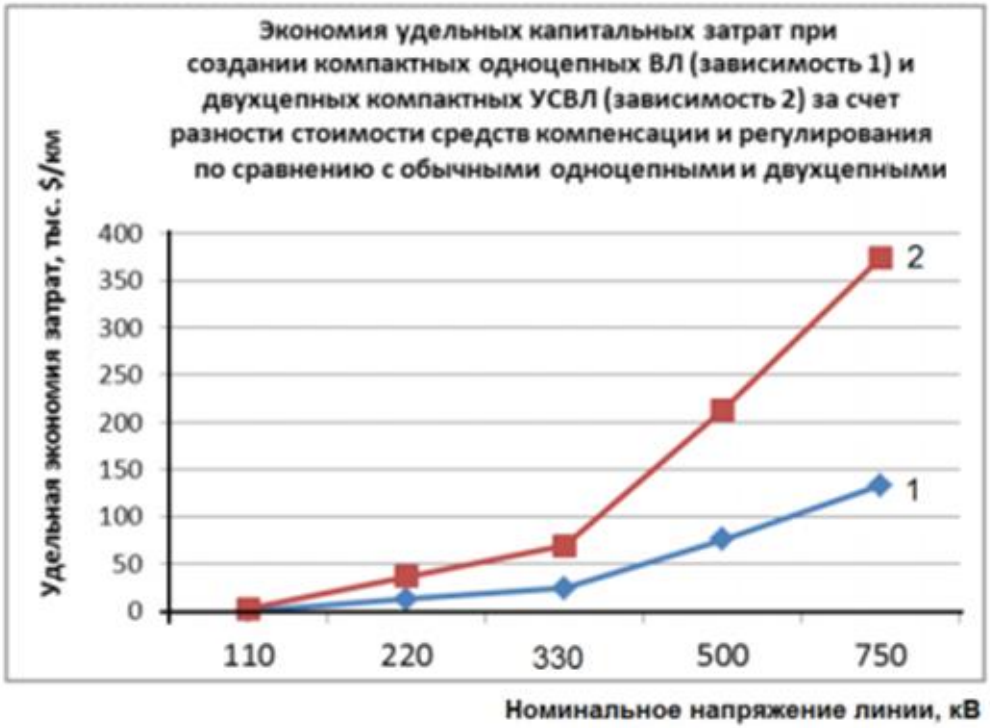


Рис.6.Экономия удельных капитальных затрат при строительстве компактных ВЛ 110-750 кВ.

В настоящее время НАРЭ установило тариф для услуг по транспорту электроэнергии на уровне 14,5 банов/кВтч. При расчетном времени работы ВПТ 4000 часов в году, эта ВПТ может передать в национальную энергосистему около 2,4 млрд. кВтч, и в денежном выражении компания по транспорту электроэнергии может получить в течение года за оказанные услуги около 348 млн. молдавских леев. Примем, что обменный курс евро и молдавского лея равен 22 леям за один евро и сохранится на этом уровне достаточно длительное время. При этих условиях электрокомпания получит ежегодно за свои услуги (348 млн. MD/22) =15,8 M€, т.е. если все вырученные деньги направить на возврат кредита в 194 M€, который был бы беспроцентным, потребуется более 12 лет. Для того, чтобы вложиться в 10 лет, тариф на транспорт электроэнергии необходимо увеличить до 17,4 банов/кВтч при условии, что весе эти деньги пойдут на возврат беспроцентного кредита. Полагая, что поставщик услуг по транспорту сохранит

существующий уровень сборов для оказываемых услуг, то, с учетом сказанного, тариф на транспорт электроэнергии от ВПТ Вулкэнешть необходимо увеличить до значения 31,9 банов/кВтч, что в итоге скажется на росте тарифа для конечного потребителя.

Если сохранить данный подход рассуждений, то можно оценить снизу (самый благоприятный случай) требуемое повышение тарифа на транспорт электроэнергии для возврата инвестиций (оцененных на уровне 2015 года) при нулевой ставке банковского кредита и нулевой инфляции в течение 10 лет после пуска в эксплуатацию и расчетном времени работы ВПТ в течение 4000 тыс. часов в году при номинальной мощности. При этом, не учитываем потери при транспорте электрической энергии. Учет этих потерь удлинит срок возврата инвестиций, а при фиксированном сроке возврата инвестиций необходимо увеличить тариф за услуги по транспорту энергии больше указанного.

Из табл. 5 следует, что для возврата инвестиций в течение 10 лет при нулевой инфляции и сохранении финансовых показателей поставщика услуг на уровне 2015 года, на весь период возврата инвестиций необходимо повысить тариф на услуги транспорта электроэнергии в энергосистеме страны до 36,9 банов/кВтч, т.е. на 154% по сравнению с тарифом 2015 года.

Таблица 5.

Ожидаемое усредненное значение тарифа на транспорт энергии при реализации планируемых мер по строительству ВПТ

	ВПТ Стрэшень-Яссы	ВПТ Бэлць-Сучава	ВПТ Вулкэнешть - Кишинэу
Стоимость, М€ (2015 г.)	257,0	132,0	140,0
Импорт электроэнергии, млн. кВтч	1200	1600	2400
Стоимость услуг транспорта, млн. лей (при 14,5 банов/кВтч)	174,0	232,0	348,0
Стоимость услуг транспорта, М€(1€=22лея)	7,91	10,54	15,8
Срок возврата инвестиций, лет (14,5 банов/кВтч)	32,5	12,57	8,88
Требуемое повышение тарифа на услуги для возврата в течение 10 лет, банов/кВтч	47,12	18,18	12,85
Конечный тариф для каждой ВПТ, банов/кВтч	61.62	32,68	27.35
Средневзвешан-ная доля тарифа ВПТ в общем тарифе, банов/кВтч	14,22	10.06	12,62
Усредненный тариф для транспорта по энергосистеме, банов/кВтч	36,9		

Приведенные оценочные значения стоимостных показателей (для немыслимо льготных условий) показывают сложность реализации указанного проекта и с точки зрения его финансового обеспечения и с точки зрения возврата привлеченных со стороны финансовых средств.

ВЫВОДЫ

1. Реализация межсистемной асинхронной связи молдавской и румынской энергосистем при строительстве ВПТ приводит к существенному изменению перетоков активной мощности в молдавской и украинской энергоситемах.
2. Возникает небаланс энергосистемы Молдовы по перетокам с севера республики по ВЛ 330 кВ и в сторону Украины с юга. Величина этого небаланса по перетоку составляет порядка 133 МВт при отключении ВЛ 400 кВ МГРЭС-Вулкэнешть и порядка 470 МВт при параллельной работе ВПТ в Вулкэнешть и МГРЭС и при сохранении их связи по ВЛ 400 кВ МГРЭС-Вулкэнешть.
3. В следствие возникших перетоков мощности по внутренним сетям высокого напряжения (от Вулкэнешть в сторону Кишинэу и от Кишинэу в сторону шин 330 кВ МГРЭС) наблюдается увеличение потерь активной мощноси в молдавской энергосистеме на 7,1% по сравнению с базовым вариантом. Рост суммарных потерь мощности в рассмотренной

объединенной энергосистеме равен 171 МВт (2961 МВт до 3132 МВт), что составляет 5,77%.

4. Строительство ВПТ требует существенных инвестиций, возврат которых приведет к необходимости увеличения тарифа на услуги по транспорту электрической энергии. Оценка снизу при условии, что ставка банковского кредита и инфляция нулевые в течение 10 лет, а обменный курс национальной валюты не меняется в данном интервале времени, указывает на необходимость увеличения тарифа на услуги по транспорту электроэнергии на 154% по сравнению с действующим тарифом 14,5 банов/кВтч. В действительности, этот тариф за счет банковского процента и инфляции возрастет в значительной большей мере, чем оценено при принятых условиях, что приведет к увеличению и тарифа для конечного потребителя.
5. В качестве реальной меры по снижению тарифа на транспортные услуги можно указать на возможность применения компактных и управляемых ЛЭП с самокомпенсацией, которые при той же передаваемой мощности имеют значительно более низкую удельную стоимость по сравнению с ЛЭП традиционной конструкции.
6. Применение компактных двухцепных ВЛ 400 кВ может обеспечить снижение инвестиции на уровне 60 тыс.€/км (всего для двухцепной ВЛ около 9 млн. евро), а в случае реализации проекта с применением УСВЛ 400 кВ это снижение составит около 120 тыс.€/км (т.е. около 18 млн. евро).
7. Реализация проекта усиления межсистемных связей энергосистем Молдовы и Румынии затрагивает интересы и Украины и МГРЭС. Для исключения возможных недоразумений в будущем, гармонизации интересов, а также оптимизации функционирования региональ-ной энергосистемы необходимо согласовать режимы работ энергетических объектов принадлежащих заинтересованным сторонам.
8. При рассмотрении ТЭО проекта целесообразно рассмотреть и вариант межсистемной связи Бэлць – Сучава в случае строительства ВПТ в Румынии вблизи Сучавы, поскольку в данном случае характер партнерских отношений Молдовы и Румынии представляется более уравновешенным и естественным в рамках данного проекта. Тем более, что по данным 2015 года стоимость реализации этих связей очень близка: 140 млн. евро для ВПТ и ВЛ Вулкэнешть-Кишинэу и 132 млн. евро для ВПТ и ВЛ Сучава-Бэлць.
9. При выполнении ТЭО следует рассматривать и варианты принуди-тельного регулирования потоков мощности по внутренним сетям молдавской и украинской энергосистем за счет использования специальных фазорегулирующих устройств. Послед-ние могут успешно решить возможные проблемы из-за нерегулируемого обмена потоками мощности между молдавской, украинской и румынской энерго-системами.

Литература (References)

[1] Hotărîre Nr.958 din 21.08.2007 cu privire la Strategia energetică a Republicii Moldova pînă în anul 2020. http://lex.justice.md/index.php?action=view&view=doc&id=325108
[2] HOTĂRÎRE Nr.102 din 05.02.2013 cu privire la Strategia energetică a Republicii Moldova pînă în anul 2030. http://lex.justice.md/md/346670/
[3] Strategii de cheltuieli in domeniul energetic: 2013 – 2015, 2014-2016, 2015-2017, 2016-2018. http://www.mec.gov.md/ro/content/strategii-de-cheltuieli-domeniul-energetic
[4] Raport privind implementarea SSC in domeniul energetic pentru 2013 şi 2015. http://www.mec.gov.md/ro/content/strategii-de-cheltuieli-domeniul-energetic.
[5] Strategii de cheltuieli in domeniul energetic: 2013 – 2015, 2014-2016, 2015-2017, 2016-2018. http://www.mec.gov.md/ro/content/strategii-de-cheltuieli-domeniul-energetic
[6] Moldova-Romania Power Systems Interconnection Project. http://www.moldelectrica.md/ro/pages/mold_rom_project_en
[7] Cinci proiecte care vor consolida securitatea energetică a Moldovei. http://capital.market.md/ro/content/cinci-proiecte-care-vor-consolida-securitatea-energetica-moldovei?page=5
[8] Anca Popescu, Daniela Burnete, Marian Dobrin. Posibilităţile de creştere a siguranţei în alimentarea cu energie în Republica Moldova. International conference “Energy of Moldova – 2016. Regional aspects of Development” 29

September -1 October, 2016 - Chisinau, Republic of Moldova. Pp.630-634. http://www.ie.asm.md/assets/files/16A-102.pdf

[9] Постолатий В.М., Быкова Е.В., Суслов В.М., Шакарян Ю.Г., Тимашова Л.В., Карева С.Н. Эффективность компактных управляемых высоковольтных линий электропередачи. *Problemele energeticii regionale*. Nr.3(29), 2015. pp.1-17 . ISSN 1857-0070

Сведения об авторах:

Постолатий В.М. Академик АНМ, доктор хабилитат технических наук, зав. Лабораторией управляемых линий электроперпедачи. Области научного интереса: управляемые самокомпенсирующиеся линии электропередачи, компактные ВЛ, оборудование регулирования режимов в энергосистемах, энергобезопасность. Автор более 250 научных публикаций, 30 патентов на изобретения, в том числе 21 зарубежного патента.
E-mail: postolatii@rambler.ru

Берзан В.П. Доктор хабилитат технических наук, зам. Директора по науке Института энергетики АНМ. Область научных интересов: энергетика, установившиеся и переходные процессы в электрических цепях, математическое моделирование, диагностика энергооборудования. Автор более 350 научных публикаций, 30 патентов на изобретения, в том числе 1 зарубежного патента, 12 монографий, 3 учебных пособий.
E-mail: berzan@ie.asm.md

Быкова Е. В. Доктор технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник Лаборатории управляемых электропередач Института энергетики АНМ. Сфера научных интересов: электрические сети и системы и управление ими, управляемые электропередачи, энергетическая безопасность, моделирование процессов в энергетике.

E-mail: elena-bicova@rambler.ru

Андронати Н.Р. Академик АНМ, доктор хабилитат технических наук, научный консультант ИЭ АНМ. Области научного интереса: гибридные вычислительные системы, математическое моделирование динамических процессов в реальном времени, управление процессами в энергетике.

Calculation of the Magnetic Fields of the Electric Power Line

Patsiuk V., Berzan V., Rybacova G.
Institute of Power Engineering of the Academy of Science of Moldova
Chisinau, Republic of Moldova

Abstract: The task of calculation of per unit length parameters of multi-conductor electrical overhead transmission lines has been treated in the paper. The calculation of distribution of electric and magnetic fields has been performed by means of the finite volume method for entire span of the line. The theoretical justification of the method for calculation the parameters of electromagnetic field taking into account the change of the vector of magnetic potential along the line has been given. The problems of electrostatic and magnetostatic for a single electric conductor and unlimited long conductor with current have been solved. For the inner and total inductivities of a single conductor under the current have been obtained relationships and drawn dependences. Dependence between the speeds of light and of electromagnetic wave's propagation has been presented. Based on the characteristics of distribution of electric and magnetic fields of multi-conductor lines has been provided the method of calculation of the matrix of own and mutual capacitances and inductivities the calculated values of per unit length parameters of compact 110 kV electric line which is in concordance with one of basic physical constant – the speed of light.
Keywords: multi-conductor overhead line, magnetic field, matrix of per unit length parameters.

Calculul câmpurilor magnitice a liniilor electrice

Pațiuc V., Berzan V., Rîbacova G.
Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei
Chişinău, Republica Moldova

Rezumat. În lucrare se examinează problema de calcul a parametrilor lineică a liniilor electrice cu multe conductore. Calculul are la bază determinarea distribuţiei câmpurilor electrice şi magnetice, care se face prin utilizarea metodei volumelor finite pentru deschiderea liniei. Se prezintă baza teoretică a metodei de calcul a câmpului electromagnetic al liniei, ţinând cont de evoluţia valorii vectorului potenţialului magnetic în linie. S-au soluţionat probleme pentru repartiţiei câmpului electrostatic staţionar şi a câmpului magnetic al unui conductor infinit. S-au obţinut relaţiile de calcul pentru componentele inductanţei conductorului (internă, externă, inductanţa totală) a conductorului. S-a obţinut caracteristica de evoluţie a vitezei de propagare a câmpului electromagnetic în raport cu viteza luminii în linia electrică în funcţie de coraportul parametrilor geometriei spaţiului în care se propagă. Pe baza caracteristicilor distribuţiei câmpurilor electrice şi magnetice ale liniei cu multe conductoare s-a propus metoda de calcul a matricelor parametrilor capacitivi şi inductivi proprii şi mutuli ai liniei compacte cu tensiune de 110 kV, a căror valori sunt în concordanţă cu una dintre constantele de bază ale fizicei, deci cu viteza luminii.
Cuvinte cheie: linie electrică cu multe conductoare, câmp magnetic, matricea parametrilor linieică.

Расчет магнитных полей линии электропередачи

Пацюк В.И., Берзан В.П., Рыбакова Г.
Институт энергетики Академии наук Молдовы
Кишинев, Республика Молдова

Аннотация. В работе рассмотрена задача расчета погонных параметров многопроводных линий электропередач. Расчет распределения электрического и магнитного поля выполнен методом конечных объемов для всего пролета линии. Дано теоретическое обоснование метода расчета параметров электромагнитного поля с учетом изменения векторного магнитного потенциала вдоль линии. Решены задачи электростатики и магнитостатики для отдельного проводника и бесконечно длинного проводника с током. Получены соотношения и построены зависимости внутренней и полной индуктивности для одинокого проводника. Представлена зависимость между скоростью распространения электромагнитной волны в линии электропередачи и скоростью света. На основе характеристик распределения электрического и магнитных полей многопроводных линий приведена методика расчета матриц их собственных и взаимных емкостей и индуктивностей расчетные значения погонных параметров компактной линии с напряжением 110 кВ, которые согласуются с одной из базовых физических констант – скоростью света.
Ключевые слова: многопроводная линия электропередачи, магнитное поле, матрица погонных параметров.

I. ВВЕДЕНИЕ

В [1,2] отмечено, что при высокой частоте имеется связь между значениями погонных параметров (погонной индуктивности и емкости) высоковольтной линии передачи.

Согласно [1], при весьма высокой частоте , в некоторых случаях собственные и взаимные индуктивности проводов и контуров могут быть определены с помощью соотношений, связывающих эти величины с аналогичными величинами, интегрально характеризующими электростатическое поле (емкость, собственные и взаимные потенциальные коэффициенты [2, 4]).

Рассмотрим, например, идеальную однофазную линию (линию без потерь) с проводами произвольного поперечного сечения, расположенными один внутри или вне другого (однофазный кабель, двухпроводная или многопроводная линия). Из теории электромагнитного поля известно, что электромагнитные волны распространяются вдоль идеальных проводников в идеальном диэлектрике со скоростью $v = 1/\sqrt{\varepsilon\mu}$, где ε и μ – диэлектрическая и магнитная проницаемости диэлектрика [4]. С другой стороны, из теории длинных волн известно [3], что скорость движения волн вдоль идеальной однородной линии равна $v = 1/\sqrt{LC}$, где L и C – индуктивность и емкость линии на единицу ее длины. Сопоставляя оба выражения для скорости, приходим к важному соотношению

$$LC = \varepsilon\mu\,, \qquad (1)$$

связывающему индуктивность идеальной линии с емкостью между ее проводами. Эта взаимосвязь позволяет свести определение индуктивности линии при весьма высокой частоте к определению емкости между проводами, т.е. к известной и достаточно хорошо изученной задаче электростатики [2].

Рассмотрим вычисление индуктивности одиночного провода по методике, изложенной в работе [5]. В ней решена задача магнитостатики для одиночного провода, т.е. в предположении, что частота электромагнитных колебаний $\omega = 0$.

II. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ БЕСКОНЕЧНО ДЛИННОГО КРУГЛОГО ПРОВОДНИКА С ТОКОМ

Расчёт будем проводить исходя из фундаментального уравнения магнитостатики, записанного для векторного потенциала

$$\Delta\mathbf{A} = -\mu_0\mathbf{j}\,, \qquad (2)$$

с калибровкой

$$div\mathbf{A} = 0\,. \qquad (3)$$

При этом принимаем, что $divA = 0$ из $rot(rotA) = grad(divA) - \Delta A$, откуда следует, что $rot(rotA) = -\Delta A$.

Связь индукции магнитного поля с векторным потенциалом находится из соотношения

$$B = rotA \qquad (3)$$

Запишем уравнение (2) в цилиндрических координатах с учётом того, что плотность тока имеет только одну аксиальную компоненту, направленную по оси z: $\mathbf{j} = (0,0,\, j_z)$. Она порождает поле векторного потенциала, имеющего также только одну компоненту $\mathbf{A} = (0,0,\, A_z)$

$$\Delta A_z = -\mu_0 j_z \qquad (4)$$

Оператор Лапласа для декартовой компоненты векторного потенциала, зависящей от радиуса, имеет вид

$$\Delta A_z = \frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left(r\frac{dA_z}{dr}\right) = -\mu_0 j_z\,. \qquad (5)$$

Предположим, что в уравнение (5) плотность тока однородна по поперечному сечению $j_z = j_0 = const$, а проводник имеет конечный радиус R. Из (3) следует, что такое поле векторного потенциала порождает индукцию магнитного поля с одной компонентой

$$B_\varphi = -\frac{dA_z}{dr}\,. \qquad (6)$$

Цилиндрическая поверхность проводника, имеющего радиус *R*, делит всё пространство, в котором возбуждено статическое магнитное поле, на две области: внутреннюю область ($0 \le r \le R$), в которой есть ток, и внешнюю область ($r > R$), где тока нет. Поставленная задача очень похожа на задачу электростатики для уравнения Пуассона (внутренняя краевая задача). Для внутренней области (потенциал обозначен индексом «1») уравнение (5) имеет вид

$$\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left(r\frac{dA_1}{dr}\right) = -\mu_0 j_0 , \qquad (7)$$

а во внешней области (потенциал обозначен индексом «2») получаем соотношение

$$\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left(r\frac{dA_2}{dr}\right) = 0 . \qquad (8)$$

В уравнении (5) перейдём к новой функции $y(\xi) = A_z / A_*$, где $\xi = r / R$, где величину A_* назовем масштабом векторного потенциала, который определяется из выражения

$$A_* = \mu_0 j_0 \frac{R^2}{4} . \qquad (9)$$

Решение уравнения (7) для внутренней области имеет вид

$$y_1 = -\xi^2 + c_1 \ln\xi + c_2 , \qquad (10)$$

а для внешней области решение уравнения (8) имеет вид

$$y_2 = c_3 \ln\xi + c_4 , \qquad (11)$$

где c_1, c_2, c_3, c_4 – произвольные постоянные.

В решении (10) убираем особенность в нуле и выбираем значение потенциала, равного нулю на оси системы $y_1(0) = 0$. В этом заключается принципиальное отличие поставленной краевой магнитостатической задачи от электростатической. С учётом этого, получаем значения для постоянных c_1=c_2=0. Постоянные c_3 и c_4 определяем из условия непрерывности функции и её производной на границе областей $\xi = 1, c_3 = -2, c_4 = -1$. Окончательно решения (10) и (11) примут вид

$$y_1 = -\xi^2 \text{ для } 0 \le \xi \le 1 \text{ и}$$
$$y_2 = -(1 + \ln\xi) \text{ для } \xi > 1 . \qquad (12)$$

Радиальное распределение индукции находим, используя уравнение (6)

$$B_\varphi = -B_* \frac{dy}{d\xi} , \qquad (13)$$

где $B_* = A_* / R$ - масштаб индукции поля.

Индукция линейно растёт во внутренней области

$$B_\varphi = 2B_*\xi , \qquad (14)$$

а во внешней области убывает по закону

$$B_\varphi = 2B_* / \xi . \qquad (15)$$

III. ИНДУКТИВНОСТЬ КРУГЛОГО ПРОВОДНИКА

Наличие двух областей, в которых магнитное поле распределено по разным законам, указывает на то, что индуктивность прямолинейного круглого провода имеет две компоненты. Первая компонента соответствует индуктивности, которая связана с потоком магнитного поля во внутренней области. В ней силовые линии магнитного поля поперечны линиям плотности тока. В связи с этим её удобно назвать “***токовой***” составляющей индуктивности. Вторая часть соответствует индуктивности, которая связана с магнитным потоком, находящимся во внешней области. Её удобно назвать потоковой компонентой индуктивности.

Если цилиндрический проводник разрезать по оси (рис. 1), то видна область, по которой следует интегрировать при вычислении потока во внутренней области. На рис. 1 крестиками указано направление магнитных силовых линий при условии, что плотность тока направлена вдоль оси *z*. Ось проводника обозначена OO’, а элементарная площадка интегрирования *dS* – заштрихована.

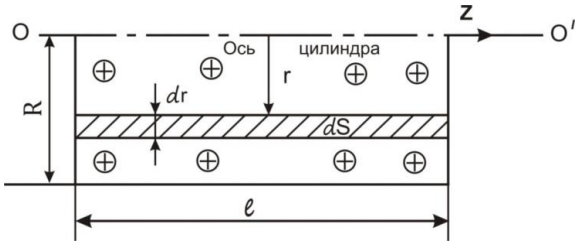


Рис. 1. Площадка интегрирования при вычислении потока во внутренней области

Внутренний магнитный поток в проводе вычисляется, используя формулу

$$\Phi_1 = \int_S BdS = l\int_0^R B(r)dr\,, \qquad (16)$$

где $\Phi_* = A_* l$ - масштаб потока.

Учитывая соотношение (9) и связь тока с его плотностью $i = j_0 \pi R^2$, получим формулу для вычисления "***токовой***" компоненты погонной индуктивности проводника (определяемая с использованием протекающего по участку тока) вида

$$\frac{L_c}{l} = \frac{\mu_0}{2\pi} = const\,, \text{ нГн/см.} \qquad (17)$$

Как следует из (17), погонная составляющая индуктивности внутри проводника $\frac{L_c}{l}$ является постоянной величиной и не зависит от радиуса проводника. Эта компонента индуктивности с точностью до константы совпадает с магнитной постоянной.

Проводя аналогичные вычисления во внешней области, получим погонную потоковую индуктивность

$$\frac{L_2}{l} = \frac{\mu_0}{2\pi}\ln\left(\frac{r_0}{R}\right) = \frac{2L_c}{l}\ln\left(\frac{r_0}{R}\right). \qquad (18)$$

При вычислении погонного значения индуктивности от внешней компоненты магнитного поля (18) введён параметр ограничения области распространения внешнего поля r_0, являющиеся радиусом окружности для которой выполняется условие $r_0 > R$. Из уравнения (18) следует, что потоковая погонная индуктивность также не зависит от радиуса проводника, но имеет логарифмическую расходимость при увеличение отношения $(r_0 / R) \to \infty$.

Полная погонная индуктивность L_f / l, выраженная через токовую индуктивность, имеет вид

$$\frac{L_f}{l} = \frac{L_c}{l} + \frac{L_2}{l} = \frac{L_c}{l}\left[1 + 2\ln\left(\frac{r_0}{R}\right)\right], \qquad (19)$$

и имеет логарифмическую расходимость при $(r_0 / R) \to \infty$.

Характер зависимости отношения величин L_f / L_c (полной погонной индуктивности цилиндрического проводника и внутренней компоненты) от приведённого радиуса ограничения внешнего магнитного поля $\xi_0 = r_0 / R$, представлена на рис. 2а.

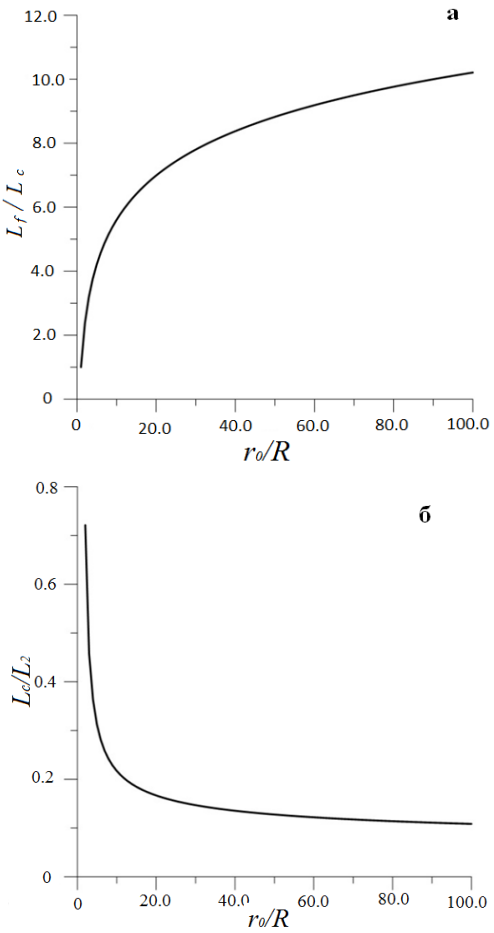


Рис. 2. Зависимость компонент индуктивности от параметра ограничения распространения внешнего поля

Из рис. 2а видно, что при изменении параметра ξ_0 в интервале от 5 до 100

отношение полной индуктивности к внутренней (токовой) изменяется в пределах $4,22 \le L_f / L_c \le 10,2$. Это говорит о том, что полная погонная индуктивность может в несколько раз превышать составляющую, которую мы обозначили как "***токовую***" индуктивность того же проводника.

На рис. 2б представлена зависимость отношения L_c / L_2 внутренней и внешней компонент индуктивностей проводника от параметра ξ_0. Видно, что при ξ_0, равном 100, "токовая" составляющая индуктивности L_c примерно в 10 раз меньше внешней составляющей обозначенная как L_2.

Причина, по которой проявляется логарифмическая расходимость полной индуктивности, прозрачна. Решение поставленной задачи удаётся найти для бесконечно длинного проводника (отсутствует зависимость полей от переменной z).

Все реальные проводники, используемые в планарных технологиях, имеют конечную длину. Поэтому точное значение параметра обрезания поля и его зависимость от радиуса и длины проводника ждёт своего экспериментального определения.

Таким образом, погонная индуктивность одиночного провода L_f/l вычисляется по формуле (19). Из работы [6] следует, что погонная емкость C/l для провода радиуса R в оболочке радиуса r_0 вычисляется по формуле

$$\frac{C}{l} = \frac{2\pi\varepsilon_0}{\ln\frac{r_0}{R}}. \qquad (20)$$

Поэтому соотношение (1) (см. источник [1]) будет выполняться, если для индуктивности использовать формулу (18), а не (19). Если вычислить произведение погонных индуктивности и емкости по формулам (20) и (19), то получаем следующую связь между скоростью распространения электромагнитной волны в линии электропередачи v и скоростью света c

$$\frac{1}{v^2} = \frac{C}{l}\frac{L_f}{l} = \frac{2\pi\varepsilon_0}{\ln\frac{r_0}{R}}\frac{\mu_0}{4\pi}\left(1 + 2\ln\frac{r_0}{R}\right) = \frac{1}{c^2}\left(1 + \frac{1}{2\ln\frac{r_0}{R}}\right),$$

откуда следует соотношение

$$\frac{v}{c} = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{1}{2\ln(r_0 / R)}}}. \qquad (21)$$

На рис. 3 приведена зависимость отношения скоростей v/c от отношения радиусов r_0/R. Видно, что значения отношения скоростей v/c всегда меньше единицы, и при $(r_0 / R) \to \infty$ имеем $(v / c) \to 1$.

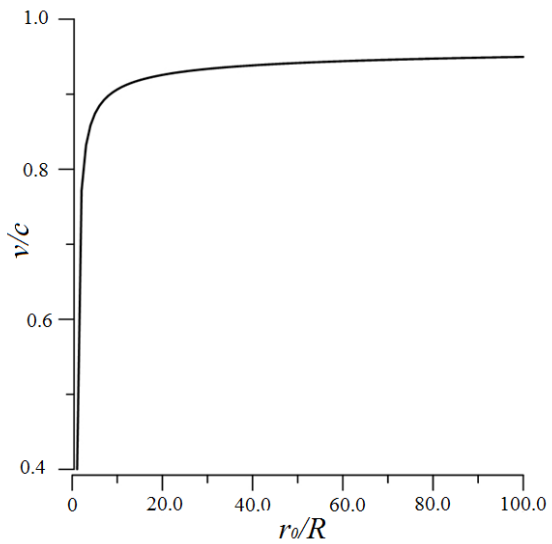


Рис. 3. График зависимости отношения скоростей *v/c* от отношения радиусов *r₀/R*

IV. НЕСТАЦИОНАРНОЕ МАГНИТНОЕ ПОЛЕ. РАСЧЕТ ИНДУКТИВНОСТИ ОДИНОКОГО ПРОВОДНИКА

Рассмотрим задачу определения магнитного поля и индуктивности одиночного проводника при некоторой заданной частоте ω электромагнитного поля в линии электропередачи. Основные уравнения Максвелла имеют вид:
закон Гаусса

$$div\, \mathbf{D} = \rho, \qquad (22)$$

закон Гаусса для магнитного поля

$$div\, \mathbf{B} = 0, \qquad (23)$$

закон электростатической индукции Фарадея

$$rotE = -\frac{\partial B}{\partial t}, \qquad (24)$$

теорема циркуляции магнитного поля

$$rot\,H = j + \frac{\partial D}{\partial t}. \qquad (25)$$

В формулах (22)-(25) величины D, B, H, и j являются векторными величинами: ρ-объёмная плотность стороннего электрического заряда (Кл/м³); j – плотность электрического тока; E – напряжённость электрического поля (В/м); H – напряжённость магнитного поля (А/м); D – электрическая индукция (Кл/м²); B – магнитная индукция (Тл = Вб/м²).

Векторы напряженности и индукции связаны следующими уравнениями

$$D = \varepsilon E; \quad B = \mu H, \qquad (26)$$

где $\varepsilon = \varepsilon_r \varepsilon_0$ – абсолютная диэлектрическая проницаемость, ε_r –относительная диэлектрическая проницаемость, ε_0 – электрическая постоянная ($\varepsilon_0 = \frac{1}{\mu_0 c^2}$), c – постоянная скорости света (c = 299792458 м/с), $\mu = \mu_r \mu_0$ –абсолютная диэлектрическая проницаемость, μ_r – относительная магнитная проницаемость, μ_0 – магнитная постоянная ($\mu_0 = 4\pi 10^{-7}\,Гн$).

В изотропных и однородных средах без дисперсии уравнения Максвелла принимают следующий вид:

$$div\,E = \frac{\rho}{\varepsilon}, \qquad (27)$$

$$div\,B = 0, \qquad (28)$$

$$rot\,E = -\frac{\partial B}{\partial t}, \qquad (29)$$

$$rot\,B = \mu j + \frac{\varepsilon_r \mu_r}{c^2}\frac{\partial E}{\partial t}. \qquad (30)$$

Для решения уравнений (27)-(30) введем векторный магнитный потенциал ***A*** по формуле

$$B = rot\,A. \qquad (31)$$

Поскольку $div\,rot\,A \equiv 0$, то уравнение (28) выполняется автоматически. Из уравнения (29) получаем следующее соотношение $rot\,E = -rot\frac{\partial A}{\partial t}$. Так как из равенства роторов некоторых векторов следует равенство этих векторов с точностью до градиента произвольной скалярной функции, то положим

$$E = -\frac{\partial A}{\partial t} - grad\,U, \qquad (32)$$

где через U обозначена функция электрического потенциала.

Рассмотрим далее уравнение (30). В проводниках существует связь между плотностью тока j и напряженностью электрического поля E, в хорошем приближении выражаемая законом Ома:

$$j = \sigma E, \qquad (33)$$

где σ – удельная проводимость среды, (Ом$^{-1}$·м$^{-1}$).

При низких частотах током смещения $j_{см} = \varepsilon\frac{\partial E}{\partial t}$ в уравнении (30) можно пренебречь и тогда из (30), (31), (32) и (33) получаем соотношение

$$rot\,rot\,A = \mu\sigma\left(-\frac{\partial A}{\partial t} - grad\,U\right). \qquad (34)$$

Поскольку $rot\,rot\,A = grad\,div\,A - \Delta A$, то применяя калибровку $div\,A = 0$, получаем уравнение для потенциала ***A***

$$\Delta A - \mu\sigma\frac{\partial A}{\partial t} = \mu\sigma\,grad\,U. \qquad (35)$$

Предположим, что в проводе течет синусоидальный ток с частотой ω. Тогда представим вектор магнитного потенциала A в виде $A(x,y,z,t) = \dot{A}(x,y,z)e^{j\omega t}$. Для комплексной амплитуды $\dot{A}$ получаем уравнение

$$\Delta\dot{A} - \mu\sigma\frac{\partial A}{\partial t} = \mu\sigma \cdot grad\,U. \qquad (36)$$

Плотность тока в проводнике вычисляется по формуле

$$j = \sigma(\omega\dot{A} + grad\ U). \qquad (37)$$

В одномерном случае для бесконечного круглого проводника имеем вектор $\dot{A} = (0, 0, A_z)$ и следующую задачу для компоненты $\dot{A}_z$ векторного магнитного потенциала

$$\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left(r\frac{dA_z}{dr}\right) - \omega\mu\sigma\dot{A}_z = \mu\sigma\frac{\partial U}{\partial z} \qquad (38)$$

$$для\quad 0 < r < R,$$

$$\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left(r\frac{dA_z}{dr}\right) = 0 \quad для \quad R < r < r_0, \qquad (39)$$

$$\dot{A}_z = 0;\ \dot{A}_z(R-0) = \dot{A}_z(R+0), \left.\frac{dA_z}{dr}\right|_{r=R-0} = \left.\frac{dA_z}{dr}\right|_{r=R+0} \qquad (40)$$

Решением этой задачи является функция

$$\dot{A}_z(r) = \frac{\sigma\mu U}{\beta^2}\left[-1 + I_0(r\beta)\right] \quad для \quad 0 < r < R, \qquad (41)$$

$$\dot{A}_z(r) = \frac{\sigma\mu U}{\beta^2}\left[-1 + I_0(r\beta)\right] + \beta R I_1(\beta R)\ln\frac{r}{R} \qquad (42)$$

$$для \quad R < r < r_0.$$

В формулах (41) и (42) обозначено $\beta^2 = i\omega\sigma\mu$ или $\beta = \sqrt{\omega\sigma\mu}\cdot e^{i\frac{\pi}{4}}$, а $I_0(r\beta)$ и $I_1(r\beta)$ - модифицированные функции Бесселя первого рода.

Плотность тока в проводе вычисляется по формуле (37)

$$j_z(r) = \mu\sigma^2\left[\left(1 + \frac{\omega}{\beta^2}\left(-1 + I_0(r\beta)\right)\right)\frac{\partial U}{\partial z}\right] \qquad (43)$$

$$для \quad 0 < r < R$$

и по формуле для тока в проводе $j_z = \int_0^{2\pi}\int_0^R j_z(r)rdrd\varphi$ получаем расчетное соотношение вида

$$I_z = \frac{i\pi R\sigma(iR\beta^3 + R\beta\mu\sigma\omega - 2\mu\sigma\omega I_1(R\beta))}{\beta^2}\frac{\partial U}{\partial z}. \qquad (44)$$

Комплексное потоковое сопротивление $\dot{Z}$ (Ом/м) вычисляется как отношение падения напряжения $\frac{\partial U}{\partial z}$ к току I_z и имеет вид

$$\dot{Z} = -\frac{i\beta^3}{\pi R\sigma\left(iR\beta^3 + R\beta\mu\sigma\omega - 2\mu\sigma\omega I_1(R\beta)\right)}. \qquad (45)$$

Для линий электропередачи различают продольные погонные параметры и поперечные параметры. Продольное комплексное сопротивление определяется активным и индуктивным сопротивлениями, а поперечные активной и емкостной проводимостями. Поскольку нас интересует погонная индуктивность, то можем записать для комплексного продольного сопротивления следующую формулу

$$\dot{Z} = R_a + i\omega L, \qquad (46)$$

IV.

где R_a – активное сопротивление (Ом), L – индуктивность (Гн = Ом·с).

Сравнивая формулы (45) и (46), получаем выражение для вычисления индуктивности участка линии единичной длины

$$L = \frac{1}{\omega}\left(\mathrm{Im}(\dot{Z})\right) = \frac{1}{\omega}\left[-\mathrm{Im}\left(\frac{i\beta^3}{\pi R\sigma\left(iR\beta^3 + R\beta\mu\sigma\omega - 2\mu\sigma\omega I_1(R\beta)\right)}\right)\right]. \qquad (47)$$

V. МАТРИЦЫ ПОГОННЫХ ЕМКОСТЕЙ И ИНДУКТИВНОСТЕЙ ВЛ 110 кВ

Рассмотрим трехфазную линию электропередачи с параметрами, указанными на рис. 4. Для вычисления элементов матрицы погонных емкостей в полукруге радиусом 200 м строится треугольная сетка, изображенная на рис. 5. Затем в этой области методом конечных объемов решается набор электростатических задач для потенциала. Последовательно на каждом из проводов задается некоторый постоянный потенциал U_0, а остальные заземляются, т.е. принимают потенциал, равный нулю. После определения поля распределения потенциала $u(x, y)$ в

области вычисляется вектор напряженности электростатического потенциала $\vec{E} = grad\, u = -\begin{pmatrix} \partial u / \partial x \\ \partial u / \partial y \end{pmatrix}$. На рис. 6 изображены линии уровня потенциала u и потока вектора напряженности $\vec{E}$. Используя теорему Гаусса $Q = \frac{1}{\varepsilon_a} \oint_S \vec{E} ds$, вычисляются заряды каждого из проводов линии. Через S обозначены поверхности, окружающие провод, ε_a – абсолютная диэлектрическая проницаемость. По формуле $\beta = \frac{Q}{U_0}$ вычисляются собственные и взаимные коэффициенты электростатической индукции.

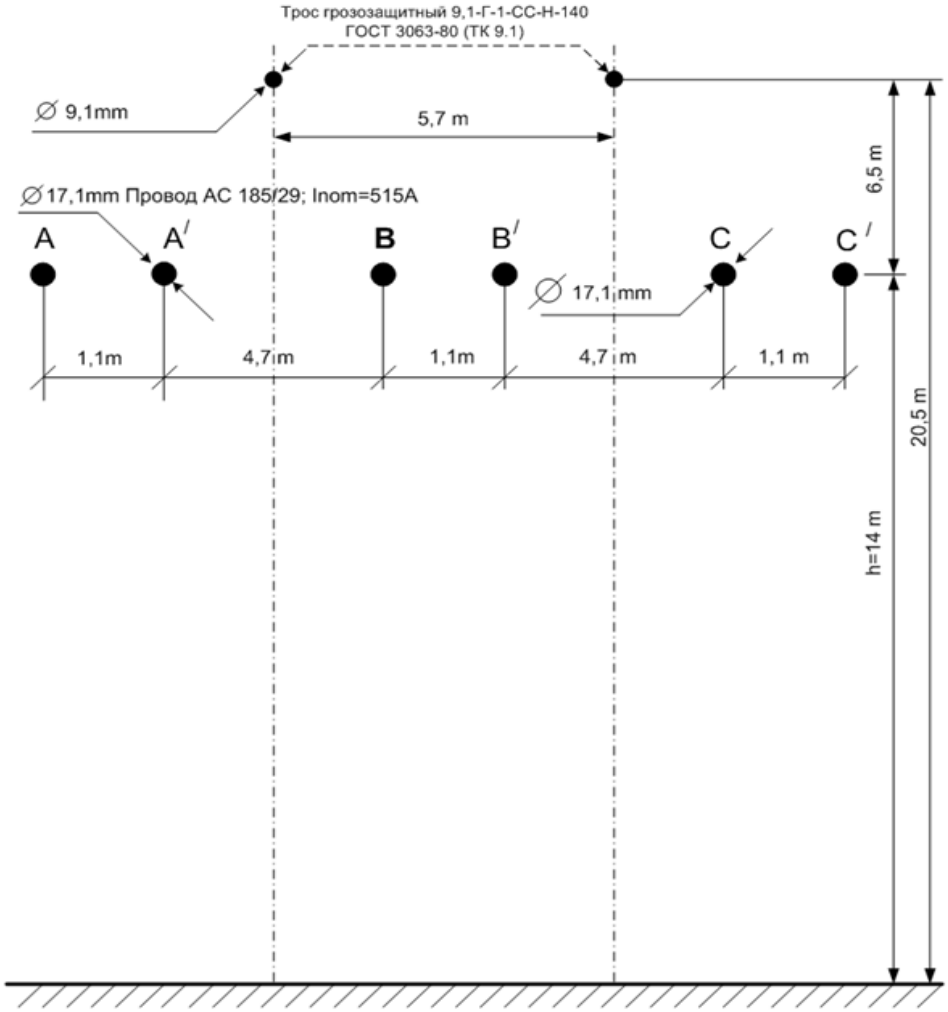


Рис. 4. Трехфазная многопроводная воздушная линия напряжением 110 кВ. Параметры линии

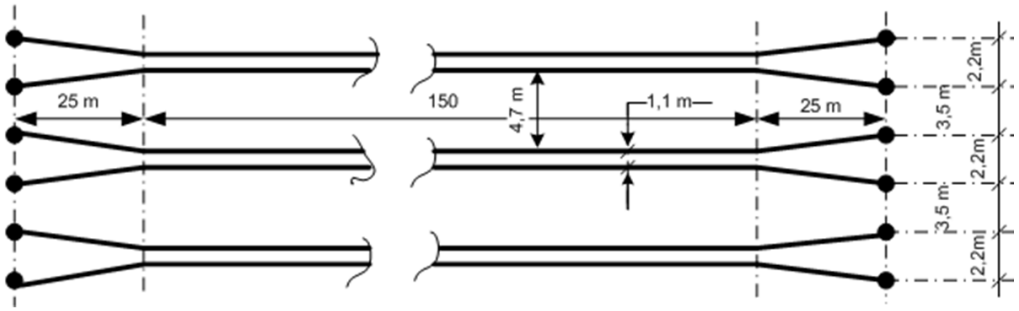


Рис.5. Расположение проводников в пролете ВЛ 110 кВ

Расчет распределения электрического и магнитного полей в пролете воздушной линии проводится численным методом. Для расчета используется метод конечных объемов [7].

Расчетная сетка, использованная для определения распределения электростатического поля строится для полукруга с радиусом 200 м.

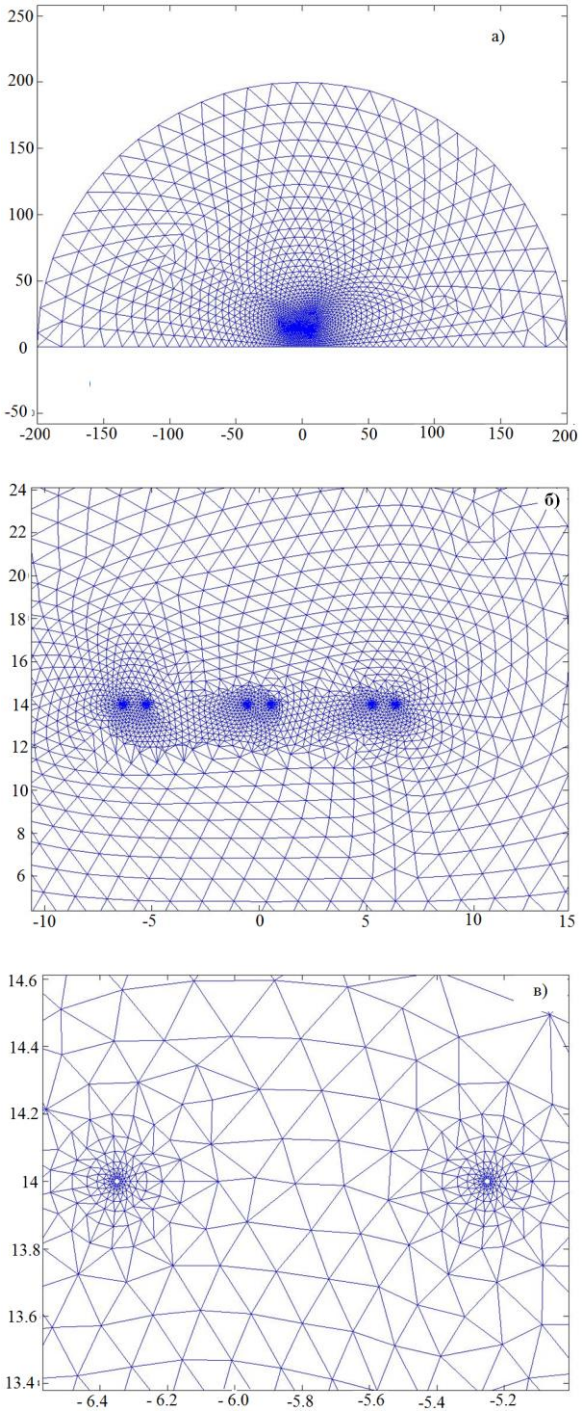
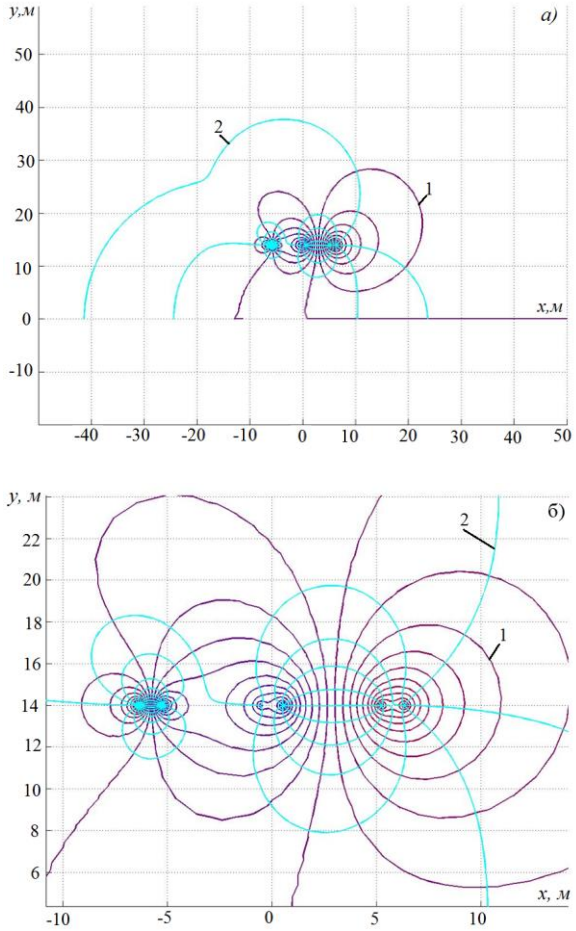


Рис. 6 Сетка в полукруге радиусом 200 м (а) и в окрестности проводов (б, в)

Расчетная сетка имеет неравномерный шаг и при удалении от места расположения проводов фаз воздушной линии шаг сетки увеличивается. На рис. 6 приведены сведения о расчетной сетке в полукруге радиусом 200м и в окрестностях проводов. Картина распределения электростатического стационарного поля приведена на рис.7.

Выполненные расчеты распределения стационарного электростатического поля линии электропередачи позволяют определить значения погонных частичных емкостей рассмотренной системы проводников. По формуле $\beta = \frac{Q}{U_0}$ вычисляются собственные и взаимные коэффициенты электростатической индукции.



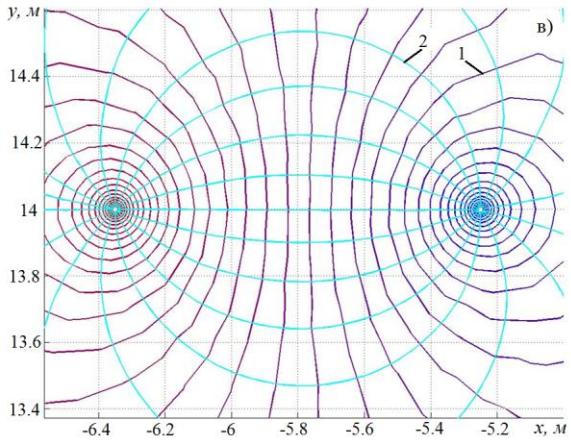


Рис. 7. Линии уровня потенциала (черные линии-1) и потока вектора напряженности (голубые линии-2)

Матрица коэффициентов электростатической индукции β и матрица частичных емкостей C, которая вычисляется по формулам $C_{kk} = \sum_{j=1}^{6} \beta_{kj}$ и $C_{kj} = -\beta_{kj}$ при выполнении условия $k \neq j$, имеет следующие значения:

$$\beta = \begin{pmatrix} 8.708 & -3.199 & -0.709 & -0.524 & -0.272 & -0.237 \\ -3.199 & 8.826 & -0.963 & -0.674 & -0.318 & -0.271 \\ -0.709 & -0.963 & 8.953 & -3.047 & -0.676 & -0.523 \\ -0.524 & -0.674 & -3.047 & 8.945 & -0.966 & -0.709 \\ -0.272 & -0.318 & -0.676 & -0.966 & 8.854 & -3.201 \\ -0.237 & -0.271 & -0.523 & -0.709 & -3.201 & 8.705 \end{pmatrix}, \text{ пФ/м},$$

$$C = \begin{pmatrix} 3.767 & 3.199 & 0.709 & 0.524 & 0.272 & 0.237 \\ 3.199 & 3.401 & 0.963 & 0.674 & 0.318 & 0.271 \\ 0.709 & 0.963 & 3.034 & 3.047 & 0.676 & 0.523 \\ 0.524 & 0.674 & 3.047 & 3.026 & 0.966 & 0.709 \\ 0.272 & 0.318 & 0.676 & 0.966 & 3.423 & 3.201 \\ 0.237 & 0.271 & 0.523 & 0.709 & 3.201 & 3.765 \end{pmatrix}, \text{ пФ/м}.$$

Для определения матрицы собственных и взаимных индуктивностей рассматриваемой линии электропередач необходимо достроить расчетную сетку в нижнем полукруге пространства, т.е. ниже уровня поверхности земли. Также необходимо построить расчетную сетку и внутри проводов фаз линии электропередачи. На рис. 8 представлена построенная сетка численного расчета распределения магнитного поля в плоскости круга радиусом 200 м.

Для области в которой была построена расчетная сетка (рис.8) решается задача для уравнения Пуассона для векторного магнитного потенциала A

$$\Delta A = J . \qquad (48)$$

В уравнение (48) через J обозначена плотность тока внутри проводов и в земле. Плотность тока J в воздухе (вне проводов) полагается равной нулю.

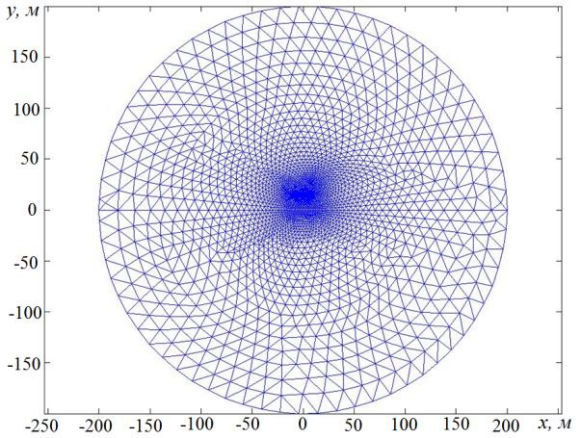


Рис. 8. Расчетная сетка в круге радиуса 200 м.

На внешней границе области значения потенциала A также полагаются равными нулю.

После получения решения для потенциала A во всей расчетной области (рис.8) вычисляются вектор магнитной индукции $B = rot\,A$ и напряженность магнитного поля $H = \frac{1}{\mu}B$. Энергия стационарного магнитного поля $W_м$ вычисляется интегрированием скалярного произведения $\frac{1}{\mu}B \cdot H$ по всей области расчета по формуле $W_M = \frac{1}{2\pi}\iint_S H \cdot B \cdot dS$.

Алгоритм построения матрицы индуктивностей состоит в следующем. Сначала вычисляются собственные индуктивности проводов $L_{ii}, i = \overline{1,6}$. Для каждого провода решается задача (48) в которой ток, текущий по данному проводу, считается известным, а в остальных проводах ток отсутствует. Т.е., в проводе с номером i $(i = \overline{1,6})$ задается ненулевой ток I_i, а остальные токи имеют нулевые значения: $I_j = \begin{cases} I_i, if & j = i \\ 0, if & j \neq i \end{cases}$. Плотность тока вычисляется по формуле $J_j = I_j / S_j$, где S_j – площадь поперечного сечения j-того провода.

В результате решения задачи вычисляется магнитная энергия поля W_M. Собственные индуктивности вычисляются по формуле $L_{ii} = \frac{2W_M}{I_i^2}$. Вычисление взаимной индуктивности двух проводников системы i-го и j-го выполняется аналогично, за исключением того, что на первом этапе ненулевые величины токов задаются сразу в двух рассматриваемых проводниках ($I_j \neq 0;\ I_i \neq 0$), а для вычисления величины L_{ij} используется формула $L_{ij} = \frac{W_M}{I_i \cdot I_j} - \frac{1}{2}\left(\frac{I_i}{I_j}L_{ii} + \frac{I_j}{I_i}L_{jj}\right)$.

Результаты вычислений по изложенной методики матрицы индуктивностей для линии, показанной на рис. 4 и рис. 5 приведены ниже:

$$L = \begin{pmatrix} 7.723 & 4.116 & 2.871 & 2.741 & 2.352 & 2.284 \\ 4.116 & 7.723 & 3.028 & 2.871 & 2.426 & 2.352 \\ 2.871 & 3.028 & 7.723 & 4.116 & 2.871 & 2.741 \\ 2.741 & 2.871 & 4.116 & 7.724 & 3.028 & 2.871 \\ 2.352 & 2.426 & 2.871 & 3.028 & 7.723 & 4.116 \\ 2.284 & 2.352 & 2.741 & 2.871 & 4.116 & 7.723 \end{pmatrix}, \text{ мкГн/м.}$$

ВЫВОДЫ

1. Получены аналитическое решение для определения значений погонной индуктивности для одиночного провода, которое учитывает характер магнитного поля в проводнике и вне проводника. Показано, что скорость распространения электромагнитной волны вдоль проводника зависит от радиуса ограничения пространства, которое учтено при вычислении погонных параметров и при увеличении этого радиуса вычисленная скорость распространения электромагнитной волны стремится в пределе к скорости света.
2. Методом конечных объемов получены матрицы собственных и взаимных погонных емкостей, и индуктивностей для многопроводной компактной линии электропередачи напряжением 110 кВ. Вычисленные значения погонных параметров многопроводной линии хорошо согласуются с базовой константой физики – скоростью света.

Литература (References)

[1] Kalantarov P.L., Zeitlin L.A. Rascet inductivnostei. Spravocinaia kniga. Leningrad, ENERGOFTOMIZDAT, 986 [Kalantarov P.L., Zeitlin L.A. Calculation of inductances. Reference book. Leningrad, ENERGOFTOMIZDAT 1986]

[2] Iossel Y.Y., Kochanov E.S., Strunskii M.G.Rascet electrostaticeskoi emkosti. - L .: Energoizdat, 1981. - 288 s.[Iossel Y.Y., Kochanov E.S., Strunskii M.G. Calculation of electrostatic capacitance]. - L .: Energoizdat, 1981. - 288 p.
[3] Kalantarov P.L., Neiman L.R. Teoreticeskie osnovi elektrotehniki. - L .: Gosenergoizdat, 1951. - 464 s. [Kalantarov P.L., Neiman L.R. Theoretical Foundations of Electrical Engineering]. – L, 1951. - 464 p.
[4] Teoria electromagnitnogo polea / B.J. Brunow, L.M. Goldenberg, I.G. Klyatskin, L.A. Zeitlin. - M.: Gosenergoizdat, 1962. - 512 s. [The theory of the electromagnetic field]
[5] Sapogin V.G., Prokopenko N.N., Marchuk V.I. et al.Pogonnaia inductivnosti zilindriceskih provodnikov s aksialinoi plotnostiu toka v slojnih functionalinih blokah. Injenernii vestnik Dona. Vipusk № 4-1, tom 22, 2012. [Sapogin V.G., Prokopenko N.N., Marchuk V.I. et al. Inductance cylindrical conductors with axial current density in the complex functional units]. Engineers Don. Gazette, nr. 4-1, Volume 22, 2012.
[6] Demirchyan K.S., Korovkin N.V., Chechurin V.L. Teoreticeskie osnovi elektrotehniki электротехники. Volume 3, Issue 4 - SPb .: Peter, 2004. - 377 p. [Demirchyan K.S., Korovkin N.V., Chechurin V.L. Theoretical Foundations of Electrical Engineering]. Volume 3, Issue 4 - SPb .: Peter, 2004. - 377 p.
[7] Patsyuk V.I., Rybakova G.A., Berzan V.P.Metod konecinih obiemov dlea resenia trehmernoi zadaci electrostatiki.Prpblemi regionalinoi energetiki, 1(15) 2011.-ss. 31-41 [Patsyuk V.I., Rybakova G.A., Berzan V.P. Finite volume method for solving three-dimensional problem of electrostatics. Problems of the regional energetic. 1(15) 2011.-ss. 31-41. ISSN 1857-0070
[8] Solicitarea S.A. „Termoelectrica” de ajustare a tarifelor la energia electrică şi cea termică. http://www.anre.md/ro/content/consult%C4%83ri-publice-0

Сведения об авторах.

Пацюк В. Доктор физ.-мат.наук, доцент Государственного Университета Молдовы, ведущий научный сотрудник Института Энергетики АН Молдовы. Области научных интересов: математическая физика, численный анализ, теоретическая механика и теоретическая электротехника. Автор более 90 научных публикаций, в том числе 10 монографий, одного изобретения.

Рыбакова Галина. Доктор физ.-мат.наук, доцент Государственного Университета Молдовы, ведущий научный сотрудник Института Энергетики АН Молдовы. Области научных интересов: математическая физика, численный анализ, механика деформируемого тела. Автор более 40 научных публикаций.

Берзан В.П. Доктор хабилитат тех. наук, зам. Директора по науке Института энергетики АНМ. Область научных интересов: энергетика, установившиеся и переходные процессы в электрических цепях, математическое моделирование, диагностика энергооборудования. Автор более 350 научных публикаций, 30 патентов на изобретения, в том числе 1 зарубежного патента, 12 монографий, 3 учебных пособий.
E-mail: berzan@ie.asm.md;

State Support for Promotion of Electrical Energy Produced in High Efficiency Cogeneration in Romania

Mushatescu V.[1], Podashca C.[2], Oprish Ioana[3]
[1]National Romania Commitee of the World Energy Council
[2]National Autority for Regulation in Energy
[3]Politechnical University of Bucharest

Abstract. Romania accumulated a useful experience in supporting high efficient cogeneration through a bonus type scheme. Spreading this experience to other countries that can choose a similar support scheme could lead to important savings and better results in developing this efficient tool. This state aid is operational, targeted to new investments stimulation for cogeneration technologies and replacement or existing plants rehabilitation. Present paper focuses on the results of support scheme after five years of its application: increase of number of producers who benefit of this aid, raising of general efficiency of high efficient cogeneration, important savings of primary energy and CO2 emissions avoided. On the other hand, use of this scheme showed a number of problems (to which this paper proposes adequate solutions) on institutional/administrative, investition, technical, economical-financial and social frameworks that influences beneficiaries and/or financiers of state aid.
***Keywords*:** energy efficiency, cogeneration, state aid – bonus.

Ajutor de stat pentru promovarea energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficienţă în România

Muşatescu V.[1], Podaşcă C.[2], Opriş Ioana[3]
[1]Comitetul Naţional Român al Consiliului Mondial al Energiei
[2]Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Energiei
[3]Universitatea Politehnica Bucureşti

Rezumat. România a acumulat o experienţă utilă în sprijinirea cogenerării de înaltă eficienţă printr-o schemă de tip bonus. Folosirea acestei experienţe de către alte ţări care ar putea alege acelaşi tip de schemă de sprijin în condiţiile proprii ar conduce la economii importante şi rezultate mai bune în dezvoltarea acestui instrument de eficientizare. Ajutorul de stat este de tip operaţional, urmărind stimularea investiţiilor noi în tehnologii de cogenerare, dar şi a investiţiilor în înlocuirea sau retehnologizarea centralelor existente. Lucrarea se concentrează pe rezultatele implementării schemei de sprijin după primii cinci ani care sunt pozitive: a crescut numărul producătorilor care beneficiază de acest tip de ajutor, a crescut eficienţa globală medie anuală la nivelul schemei de sprijin,în procesele de cogenerare de înaltă eficienţă, s-au înregistrat valori semnificative ale economiei de energie primară şi ale emisiilor de CO2 evitate. Pe de altă parte, aplicarea schemei de sprijin a evidenţiat şi o serie de probleme (la care lucrarea propune soluţii adecvate), de ordin legislativ, instituţional / administrativ, investiţional, tehnic, economico-financiar şi social, ce influenţează beneficiarii şi/sau finanţatorii ajutorului de stat.
Cuvinte-cheie: eficienţă energetică, cogenerare, ajutor de stat - schemă bonus.

Государственная поддержка продвижения когенерации при производстве электрической энергии в Румынии

Мушатеску В.[1], Подашкэ К.[2], Оприш И.[3]
[1]Национальный Комитет Румынии при Всемирном Энергетическом Совете
[2]Национальное Агентство по Регламентированию в энергетике
[3]Бухарестский Политехнический Университет

Аннотация. Румынией накоплен полезный опыт в поддержке высокоэффективной когенерации посредством схемы бонусов. Заимствование подобного опыта другими странами, которые выбрали бы такую же схему поддержки даст возможность значительно сэкономить затраты, а также и усовершенствовать такой инструмент повышения эффективности. Государственная поддержка является эксплуатационной, имея целью стимулирование внешних новых инвестиций в когенерационных технологиях, в то же время, для замены и обновления существующих станций. Работа посвящена результатам внедрения схемы поддержки внедрения когенерации по итогам пятилетних наблюдений.
Ключевые слова: энергоэффективность, когенерация, государственная поддержка – система бонусов.

1. PREZENTAREA AJUTORULUI DE STAT SUB FORMA SCHEMEI DE SPRIJIN DE TIP BONUS

Schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă reprezintă unul dintre mecanismele dezvoltate la nivelul Uniunii Europene (UE) pentru atingerea de către fiecare stat membru a ţintelor de *reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră* – GES - (prin reducerea cantităţii de energie primară necesară generării aceloraşi cantităţi de energie prelucrată –electrică şi termică – faţă de producerea separată).

Schema de sprijin de tip bonus a fost instituită în România prin *HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe energia termică utilă* [1] (transpunere a Directivei CE nr. 8/2004 [2]) şi ***implementată prin HG nr. 1215/2009*** *privind stabilirea criteriilor şi a condiţiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă pe baza cererii de energie termică utilă* [3], pentru producătorii cu capacitate electrică instalată mai mare de 1 MW.

Un accent deosebit pe *promovarea cogenerării de înaltă eficienţă* este pus şi în cadrul Directivei Comisiei Europene (CE) nr. 27/2012 [4], ale cărei prevederi au fost transpuse în legislaţia românească prin Legea nr. 121/2014 privind eficienţa energetică [5].

Schema de sprijin de tip bonus reprezintă ***ajutor de stat autorizat de CE*** prin Decizia C(2009)7085 [6] ca fiind compatibil cu piaţa comună, în conformitate cu prevederile art. 87 (3) (c) din Tratatul CE. Intrarea în aplicare efectivă a schemei de sprijin a avut loc pe 1 aprilie 2011. Schema de sprijin permite accesul în limita a 4000 MW, corespunzător capacităţilor de producere în cogenerare de înaltă eficienţă, iar perioada de aplicare a schemei de sprijin în forma autorizată de CE, care este de cel mult 11 ani pentru un producător în cogenerare, se încheie în anul 2023.

Ajutorul de stat sub formă de bonus acordat lunar producătorilor în cogenerare este de *tip operaţional*, stimulând implicit investiţiile în tehnologia de cogenerare, precum şi în înlocuirea sau retehnologizarea instalaţiilor existente. ***Bonusul***, acordat la cerere, reprezintă cuantumul [in lei] primit de producători pentru fiecare MWh produs în cogenerare de înaltă eficienţă şi livrat în reţelele Sistemului Electroenergetic Naţional (SEN), ***este stabilit anual de către Autoritatea Naţională de Reglementare în domeniul Enegiei*** (ANRE) şi este calculat ca diferenţă dintre costurile totale de producere ale unei centrale de cogenerare echivalente, cu producţie de energie electrică de înaltă eficienţă, şi veniturile ce pot fi obţinute de aceasta utilizând preţul pe piaţă al energiei electrice, respectiv costul unitar al energiei termice rezultat pentru o centrală termică echivalentă, diferenţă raportată la energia electrică livrată în SEN de centrala de cogenerare.

Bonusul acoperă diferenţa dintre cheltuielile şi veniturile realizate de producători, cu considerarea unei rate de rentabilitate a bazei activelor reglementate (BAR) înainte de impozitare de maxim 9%, pentru acea parte din energia electrică produsă care îndeplineşte criteriile de calificare pentru cogenerarea de înaltă eficienţă[1]:

Bonusurile de referinţă: i) se determină pentru *trei tipuri de combustibil majoritar* utilizat în procesul de cogenerare (combustibil solid, gaze naturale din reţeaua de transport şi gaze naturale din reţeaua de distribuţie), cu menţiunea că biomasa este asimilată combustibilului solid, iar biogazul este asimilat gazelor naturale din reţeaua de distribuţie; ii) au o *valoare unică*, reprezentând *pragul maxim al ajutorului de stat* ce poate fi acordat producătorilor în cogenerare de înaltă eficienţă care utilizează acelaşi tip de combustibil majoritar şi se află în acelaşi an de accesare a schemei de sprijin; iii) au *valori descendente* pe perioada de 11 ani, funcţie de anul de acordare. Bonusurile de referinţă sunt ajustate anual de către ANRE în funcţie de evoluţia preţurilor medii de achiziţie a combustibililor, a preţurilor medii ale certificatelor de CO_2, a preţului energiei electrice pe piaţa pentru ziua următoare (PZU) şi a inflaţiei.

Prima perioadă de evaluare a fost de 3 ani (01.04.2011-31.12.2013), pentru a permite producătorilor beneficiari acomodarea cu reglementările aferente schemei de sprijin şi acumularea de resurse financiare pentru retehnologizări / investiţii noi în echipamentele energetice. Responsabilitatea ANRE constă în a se asigura că producătorii nu acoperă din bonusul

[1] a) pentru unităţile de cogenerare cu puteri instalate de peste 25 MW:
(i) realizarea unui randament global anual de minimum 70%; şi
(ii) realizarea unei economii de energie primară de cel puţin 10% faţă de valorile de referinţă ale producerii separate a aceloraşi cantităţi de energie electrică şi termică;
b) pentru puteri instalate între 1 MW şi 25 MW, realizarea unei economii de energie primară de cel puţin 10% faţă de valorile de referinţă ale producerii separate a aceloraşi cantităţi de energie electrică şi termică;
c) pentru puteri instalate sub 1 MW, realizarea unei economii de energie primară faţă de producerea separată.

primit alte costuri decât cele strict aferente cogenerării de înaltă eficienţă. Anual, ANRE efectuează două tipuri de *regularizare*:

- pentru cantitatea efectivă de energie electrică de înaltă eficienţă calificată, diferenţa traducându-se într-un bonus neacordat sau necuvenit;
- pentru bonusul diminuat în cadrul analizei de ante-supracompensare, în sensul fie al adâncirii diminuării, fie al returnării unui cuantum în limita bonusului de referinţă corespunzător.

Bonusul acordat în condiţiile legislaţiei aplicabile este finanţat prin ***contribuţia pentru cogenerarea de înaltă eficienţă*** plătită lunar administratorului schemei de sprijin, prin intermediul furnizorilor, de către toţi consumatorii finali de energie electrică din ţară. Prin HG nr. 494/2014 [8], care modifică HG nr. 1215/2009 [3], furnizorii de energie electrică pentru export au fost exceptaţi de la plata contribuţiei pentru cogenerare. Succint, principiile de bază pe care se bazează filozofia schemei de sprijin sunt:

- obiectivul major vizat este cel de mediu (reducere semnificativă a emisiilor de GES), realizabil cu ajutorul eficienţei energetice;

- din perspectiva importanţei majore a energiei termice utile, capacităţile de producere (inclusiv în cogenerare) alimentează peste 1,3 milioane de apartamente racordate la sistemele de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) din 70 de localităţi;

- schema de sprijin trebuie să respecte integral legislaţia europeană şi naţională aplicabilă ajutorului de stat pentru energie şi mediu;

- ajutorul de stat sub formă de bonus este de tip operaţional, însă nu exclude efortul de investiţii în capacităţi de cogenerare noi sau retehnologizate;

2. EFECTELE APLICĂRII SCHEMEI DE SPRIJIN DE TIP BONUS ÎN PERIOADA 01.04.2011-31.12.2015

Schema de sprijin a debutat cu un număr de 35 de producători, la sfârşitul anului 2015 beneficiind de bonus 38 de producători. În această perioadă a existat o dinamică a intrărilor/ieşirilor în/din schemă ale producătorilor în cogenerare solicitanţi de ajutor de stat: 2012 – 36, 2013 – 37, 2014 – 36, 2015 – 38. În prezent, lista beneficiarilor include 39 de producatori.

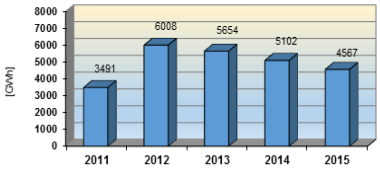
Până la acel moment, un număr relativ redus de producători au alocat o cotă relevantă din bonus investiţiilor şi retehnologizărilor. Totuşi, schema de sprijin a stimulat apariţia următoarelor capacităţi de cogenerare noi în perioada 01.04.2011-31.12.2015: 9 grupuri de 4,4 Mwe în 2012, 6 grupuri cu putere totala de cca 30 MW în 2013, 4 grupuri cu putere totala de 11 MW în 2014. În **Tabelul 1** sunt prezentate rapoartele medii anuale dintre energia electrică beneficiară de bonus şi energia electrică produsă, respectiv energia termică livrată, precum şi eficienţa globală medie anuală înregistrată la nivelul schemei de sprijin, calculată ca raport între suma cantităţilor totale de energie electrică beneficiară de bonus şi energie termică livrată şi combustibilul total. **Figura 1** prezintă energia electrică beneficiară de bonus.

Tabelul 1.

Rapoarte medii anuale

Anul	Energia electrică bonus / Energia electrică produsă	Energie electrică bonus / Energia termică livrată	Eficienţa globală
	%	%	%
2011	42,7	36,1	54,9
2012	51,7	38,0	57,7
2013	54,9	40,3	60,0
2014	52,6	38,8	59,4
2015	57,5	40,7	60,6

Sursa: ANRE

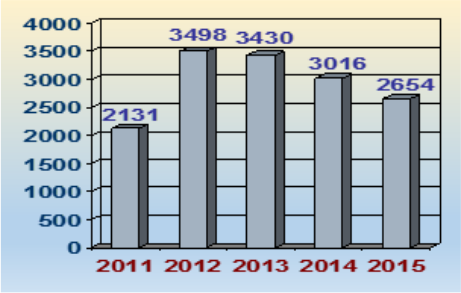


Sursa: ANRE

Figura 1. Energia electrică beneficiară de bonus

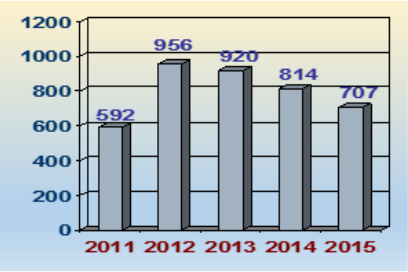
Obiectivul principal al schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă îl reprezintă protejarea mediului înconjurător şi, implicit, reducerea emisiilor de GES. Prin scăderea necesarului de combustibili fosili, schema de sprijin contribuie şi la asigurarea securităţii energetice a României pe termen mediu şi lung. În **Figura 2** este prezentată economia de energie primară [GWh] realizată în procesele de cogenerare de înaltă eficienţă beneficiare de bonus, în conformitate cu

prevederile Regulamentului ANRE de calificare, iar în **Figura 3** sunt prezentate emisiile anuale de CO_2 [mii tone] evitate.



Sursa: ANRE

Figura 2. Economia de energie primară [GWh] realizată în procesele de cogenerare de înaltă eficienţă beneficiare de bonus, în conformitate cu prevederile Regulamentului ANRE de calificare



Sursa: ANRE

Figura 3. Emisiile anuale de CO2 [mii tone] evitate

În **Figura 4** sunt prezentate: valoarea totală netă a bonusurilor datorată producătorilor beneficiari ai schemei de tip bonus, pentru cantitatea de energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficienţă - B; valoarea corespunzătoare supracompensării (de returnat administratorului schemei de sprijin) - S; valoarea corespunzătoare regularizării ante-supracompensării (de returnat producătorilor) - R.

Dacă luăm în considerare costurile (contribuţia pentru cogenerare, transpusă în bonusul acordat producătorilor) şi beneficiile (economia de energie primară şi emisiile de GES evitate) schemei de sprijin, obţinem o eficienţă socio-economică (prezentată în **Figura 5**) determinată cu formula:

$$\eta = \frac{EEP + GES}{B - S + R}, \qquad (1)$$

unde B, S şi R au semnificaţiile din figura nr. 4, iar EEP şi GES reprezintă echivalentele financiare ale valorilor din figurile nr. 2 şi 3.

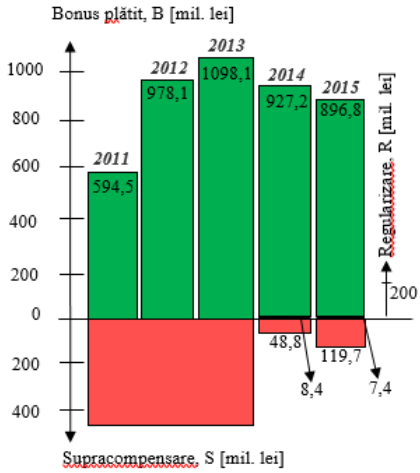


Figura 4. Valoarea totală netă a bonusurilor datorată producătorilor beneficiari ai schemei de tip bonus

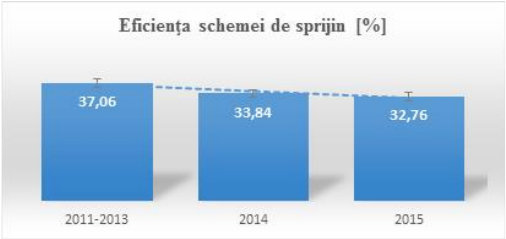


Figura 5. Eficienţa socio-economică a schemei de sprijin

La o primă vedere, schema de sprijin are o eficienţă relativ scăzută, cu o tendinţă uşor descrescătoare. Trebuie însă arătat că există şi alte costuri semnificative - mai greu de cuantificat – evitate prin folosirea schemei, costuri pe care le-ar induce absenţa bonusului (eventualitate echivalentă, practic, cu falimentarea imediată a producătorilor în cogenerare vechi, cu puteri instalate mari): creşterea preţului mediu în piaţa de energie electrică; creşterea emisiilor totale de CO_2 în cazul nefolosirii schemei; costurile asociate construcţiei surselor viabile de energie termică la nivelul localităţilor importante din România. Dacă ţinem seama şi de aceste costuri, eficienţa schemei la nivelul anului 2015, spre exemplu, ar fi de peste două ori mai ridicată. De asemenea, trebuie arătat că, într-o lucrare din anul 2014, Banca Mondială indică valori economice ale mixtului de combustibil şi certificatelor de CO_2 sensibil superioare celor utilizate de ANRE. Dacă am ţine seama de ale acestor valori, atunci eficienţa socio-economică a schemei de sprijin de tip bonus ar fi supraunitară chiar şi prin luarea în considerare numai a EEP şi GES.

3. PROBLEME APĂRUTE ÎN APLICAREA SCHEMEI DE SPRIJIN DE TIP BONUS

Au fost sesizate unele probleme, cu impact asupra beneficiarilor şi/sau finanţatorilor ajutorului de stat. De asemenea, au fost constatate anumite probleme plasate în mediul extern schemei de sprijin, cu impact asupra acesteia şi asupra SACET în general. Problemele menţionate sunt de ordin legislativ, instituţional/ administrativ, investiţional, tehnic, economico-financiar şi social. În cele ce urmează, sunt prezentate problemele şi, unde a fost cazul, soluţiile propuse sau adoptate.

3.1. Probleme de ordin legislativ

- Capitol de termoficare în strategia energetică

Din nefericire, în momentul de faţă nu este încă o strategie energetică naţională, transpartinică, pe termen mediu şi lung. În acest context, nu există nici viziune oficială clară asupra cogenerării & termoficării ca opţiune dezirabilă şi, deci, nici capitol strategic dedicat dezvoltării SACET.

- Programul guvernamental Termoficare

Programele guvernamentale ”*Termoficare 2006-2009 - calitate şi eficienţă*” [9] şi ”*Termoficare 2006-2015 - căldură şi confort*” [10] (scheme de sprijin la nivel naţional pentru sisteme de termoficare municipale) nu au produs rezultate spectaculoase; primul a debutat încurajator, însă a fost oprit urmare remanierii Guvernului, iar al doilea nu a fost capabil să asigure finanţarea prevăzută. Prin HG nr. 602/2015 [11] a fost extinsă schema de sprijin pentru termoficare până în anul 2020, însă tot cu un buget insuficient.

- Potenţial naţional de cogenerare

Raportul privind evaluarea potenţialului naţional de punere în aplicare a cogenerării de înaltă eficienţă şi a termoficării şi răcirii centralizate eficiente a fost elaborat sub egida Ministerului Dezvoltării Regionale şi Administraţiei Publice (MDRAP) şi a Ministerului Energiei (ME) şi a fost înaintat de ME la Bruxelles în data de 31.12.2015. Din păcate, acest raport are mai degrabă o valoare statistică decât una strategică.

- Aplicarea prevederilor Legii nr. 123/2012 [7]

Parlamentul României a adoptat Legea nr. 174/16 decembrie 2014 [12] prin care Legea nr. 123/2012 [7] a fost modificată astfel încât, conform prevederilor art. 181 alin. (3) lit. b), ”ANRE poate stabili începând cu 1 ianuarie 2015, respectiv cu 1 ianuarie 2016, în condiţiile …, şi până la 30 iunie 2021, în condiţiile …, o structură specifică de amestec import/intern pentru cantitatea de gaze naturale destinată consumului clienţilor casnici şi clienţilor noncasnici, producători de energie termică, numai pentru cantităţile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare şi în centralele termice destinate consumului populaţiei”. În baza acestei legi, ANRE a putut emite decizii de preţ reglementat pentru energia termică pentru anii 2015 şi 2016 distinct pentru consumatorii casnici şi noncasnici, nediscriminând astfel populaţia racordată la SACET faţă de clienţii casnici (individuali) de gaze naturale.

- Ordinul preşedintelui ANRE nr. 15/2015 [15], cu modificările şi completările ulterioare
  - Bonus diferenţiat pentru combustibilul solid

S-a constatat o accentuare în timp a diferenţei dintre preţurile de achiziţie a lignitului şi huilei, ceea ce impune analiza oportunităţii acordării de bonus diferenţiat pentru cele două tipuri de cărbune în cadrul categoriei combustibilului majoritar solid.

  - Bonus suplimentar pentru stimularea investiţiilor pentru SACET

Având în vedere importanţa asigurării căldurii pentru populaţie, în cadrul aceluiaşi buget al schemei de sprijin, producătorilor care livrează majoritar energie termică pentru SACET li s-ar putea acorda un bonus crescut cu până la 5%, iar celor care livrează majoritar energie termică pentru autoconsum / afacerea proprie un bonus diminuat cu până la 5%. Această diferenţiere necesită modificarea corespunzătoare a legislaţiei primare, precum şi notificarea CE.

  - Perioadă de analiză ”3+9”

În prezent se utilizează perioada de analiză ”6+6” (1 iulie anul anterior – 30 iunie anul curent). Se propune perioada de analiză ”3+9” (1 octombrie anul anterior – 30 septembrie anul curent), pentru o mai bună reflectare a evoluţiilor anterioare ale factorilor de ajustare în valorile de referinţă ale bonusurilor şi preţurilor energiei electrice/termice propuse pentru anul următor.

  - Alocarea costurilor pe energii

Operatorul de transport şi distribuţie energie termică RADET Bucureşti a suspectat că preţul energiei termice pe care o achiziţionează de la producătorii în cogenerare este “încărcat” cu

costurile aferente producerii energiei electrice. ***Prin prevederile Metodologiei*** aprobate prin Ordinul ANRE nr. 15/2015 [15], prin care se stabileşte preţul de referinţă pentru energia termică la nivelul preţului pentru energia termică livrată dintr-o centrală termică echivalentă, ***se asigură faptul că nu se realizează o subvenţie încrucişată între energia electrică şi energia termică produse în cogenerare***. Nu sunt aplicate metode de alocare a costurilor unei centrale de cogenerare reale pe cele două tipuri de energie (electrică şi termică), metode care, într-adevăr, pot conduce la o subvenţie încrucişată şi, deci, la favorizarea unui tip de energie în detrimentul celuilalt tip de energie. Practic, preţul energiei termice reglementat de ANRE este stabilit la nivelul cel mai scăzut pentru un SACET, nivel care se atinge în cele mai eficiente centrale de producere separată a energiei termice. De asemenea, este prevăzută stabilirea preţului de referinţă/reglementat pentru energia electrică pe baza preţului mediu anual de tranzacţionare a energiei electrice pe PZU, determinat ca medie ponderată a preţurilor medii publicate în rapoartele de piaţă lunare de pe site-ul S.C. OPCOM S.A. ***Acest mod de stabilire a preţului de referinţă/reglementat pentru energia electrică nu conduce la susţinerea preţului energiei electrice de către preţul energiei termice***.

- Ordinul preşedintelui ANRE nr. 84/2013 [16], cu modificările şi completările ulterioare
  - Costuri non-eligibile

Câţiva producători afectaţi de analiza de supracompensare au contestat în instanţă deciziile ANRE, solicitând ca toate costurile pe care le-au înregistrat să fie considerate eligibile. ***Recunoaşterea drept eligibile a tuturor costurilor*** aferente întregii activităţi de producere a energiei electrice şi termice în cogenerare şi nu doar a celor aferente strict activităţii de producere în cogenerare de înaltă eficienţă ***ar contraveni prevederilor Deciziei Comisiei Europene nr. C(2009)7085*** [6]***, Legii nr. 123/2012*** [7] ***şi HG nr. 1215/2009*** [3].

  - Utilizarea veniturilor reale

Unii producători au solicitat ca, în cadrul analizei de supracompensare, să fie luate în considerare veniturile reale, evidenţiate în situaţiile lor financiare.

Veniturile considerate eligibile în analiza de supracompensare a activităţii de producere a energiei electrice şi termice în cogenerare de înaltă eficienţă sunt cele luate în calcul la determinarea bonusurilor de referinţă, conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 15/2015 [15]. Recunoaşterea veniturilor pe baza valorilor reale evidenţiate în situaţiile financiare ar conduce la o tratare neunitară a producătorilor beneficiari ai schemei de sprijin şi la o analiză de supracompensare având alte baze decât cele aferente determinării bonusurilor de referinţă. Veniturile eligibile descurajează producătorii să funcţioneze cu randamente scăzute şi să vândă energia electrică la un preţ sub nivelul pieţei, în ideea că, oricum, bonusul încasat va compensa diferenţa.

  - Treapta de performanţă

Pentru a încuraja creşterea eficienţei producerii energiei electrice şi termice în cogenerare în capacităţile care accesează schema de sprijin, Ordinul preşedintelui ANRE nr. 16/2014 [17] prevede ca, în cadrul analizei de supracompensare, să fie "premiată" depăşirea valorilor minime ale eficienţei globale şi economiei de energie primară faţă de producerea separată, stabilite prin Legea nr. 123/2012 [7]. Prin aplicarea acestei măsuri, producătorii sunt stimulaţi să atingă obiectivul principal al schemei de sprijin, şi anume acela de a promova sisteme de cogenerare de înaltă eficienţă pentru "ecologizarea" producerii de energie electrică.

  - Rată de actualizare alternativă

Faţă de modul de actualizare a supracompensării/regularizării ante-supracompensării utilizat de ANRE (prin aplicarea ratei inflaţiei şi a ratei titlurilor de stat), Curtea de Conturi a României a recomandat o alternativă bazată pe prevederile OUG nr. 117/2006 [18], Capitolul V - rambursarea, recuperarea, suspendarea sau recuperarea provizorie a ajutorului de stat ilegal şi a ajutorului de stat utilizat abuziv. În acest caz, actualizarea se efectuează prin aplicarea dobânzilor de referinţă stabilite de CE pentru România (disponibile pe site-ul Consiliului Concurenţei).

  - Analiză de supracompensare pe producător

ELCEN Bucureşti, principalul producător în cogenerare din România, a solicitat efectuarea în mod agregat a analizei de supracompensare, pentru a putea ajusta eventualele situaţii defavorabile la nivelul celor 4 centrale componente.

Considerăm că acest lucru nu este corect, întrucât calificarea energiei electrice de înaltă eficienţă şi acordarea bonusului se efectuează pe fiecare centrală componentă în parte, tratată drept centru distinct de cost/profit; analiza de

supracompensare trebuie efectuată tot separat, în acest fel evitându-se subvenţionarea între centralele aceluiaşi producător. Un producător care gestionează mai multe centrale are, în schimb, posibilitatea de management intern performant pe fiecare din centrale.

- Ordinul preşedintelui ANRE nr. 130/2015 [21]

Acest ordin prevede la art. 10 alin. (1) că "operatorul economic care … îşi alimentează locurile proprii de consum prin autofurnizare îndeplineşte, după caz, toate obligaţiile furnizorilor aferente activităţii de furnizare a energiei electrice la clienţii finali, inclusiv plata serviciilor de reţea şi a celorlalte obligaţii de plată aferente consumului final de energie electrică …". Prin urmare, se poate lărgi baza de colectare a contribuţiei pentru cogenerare prin includerea operatorilor de transport-sistem şi distribuţie care deţin licenţe de furnizare a energiei electrice pentru locurile de consum proprii, exceptând consumul propriu tehnologic al reţelelor electrice.

3.2 Probleme de ordin instituţional / administrativ

După anul 1990, responsabilităţile subsectorului energetic al termoficării au fost împărţite între mai multe ministere, fără o bună coordonare între ele, şi între trei autorităţi de reglementare.

De asemenea, în ultimii ani au existat divergenţe sistematice între acestea pe tema preţurilor de producere a energiei termice în centralele de cogenerare care accesează schema de sprijin, preţuri reglementate distinct pentru consumatorii casnici / populaţie şi noncasnici. Pentru a conferi coeziune procesului de reglementare, s-a emis Legea nr. 204/2012 [22], prin care sunt stabilite condiţiile de transferare la ANRE a atribuţiilor ANRSC în domeniul termoficării. Apreciem că o astfel de integrare ar fi benefică numai în cazul menţinerii la ANRSC a atribuţiilor pe partea de furnizare a energiei termice în sistem centralizat / relaţie contractuală cu clienţii finali.

Un aspect sensibil este cel referitor la responsabilitatea autorităţilor locale, dacă ţinem seama de lipsa de experienţă a personalului propriu şi de slaba implicare a acestora în administrarea SACET aflate în proprietate (în general, s-a apelat la concesionarea gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică). O soluţie poate fi parteneriatul public-privat.

3.3. Probleme de ordin investiţional

Având în vedere caracterul operaţional al ajutorului de stat oferit prin schema de sprijin de tip bonus, *nu a fost efectuată o monitorizare a programelor investiţionale* ale producătorilor. Totuşi, prin Ordinul preşedintelui ANRE nr. 10/2015 [23] a fost introdusă obligaţia raportării periodice de către producători a stadiului investiţiilor noi, modernizărilor sau retehnologizărilor derulate.

Sursele de investiţii au lipsit în mare măsură, din cauza fie a incapacităţii autorităţilor locale şi producătorilor în cogenerare de a obţine credite bancare sau alte tipuri de finanţare, inclusiv fonduri europene (date fiind situaţia financiară precară, imposibilitatea oferirii de garanţii sau non-bancabilitatea proiectelor), fie a lipsei de atractivitate faţă de eventuali investitori străini sau autohtoni şi a existenţei unor mecanisme de sprijin alternative.

Corelat cu modificarea legislaţiei primare, pot fi luate în considerare următoarele soluţii: introducerea obligaţiei, pentru producătorii care au concesionat de la autoritatea publică locală active aflate în exploatare la momentul concesiunii, de a realiza pe perioada de accesare a schemei de sprijin investiţii noi şi/sau retehnologizări/modernizări ale echipamentelor energetice de producere în cogenerare; blocarea accesului la schema de sprijin al investiţiilor noi, care, prin proiect, nu satisfac parametrii de cogenerare de înaltă eficienţă conform prevederilor legale în vigoare.

3.4 Probleme de ordin tehnic

Pentru unele dintre sistemele de termoficare, s-au putut constata următoarele: durată de viaţă tehnică normată depăşită, pe tot lanţul producere-transport-distribuţie; performanţe tehnice şi economice modeste; inadecvare (supradimensionare) a capacităţii unităţilor de cogenerare la evoluţia consumului de energie termică; pierderi semnificative de agent termic în reţelele de termoficare (spre exemplu, în anul 2015 prin reţeaua RADET Bucureşti s-au pierdut 1,4 milioane Gcal, adică aproximativ 28% din energia termică intrată în sistemul de termoficare); fragmentare a SACET în producere şi, respectiv, transport-distribuţie-furnizare.

S-au făcut paşi mărunţi în direcţia atingerii unui obiectiv subsecvent al schemei de sprijin: înlocuirea în timp a centralelor de cogenerare vechi cu centrale noi.

3.5 Probleme de ordin economico-financiar

Problemele constatate se referă la:

- *Subfinanţare*. SACET s-au aflat într-o cvasi-permanentă subfinanţare, întrucât cheltuielile (cu precădere cele legate de achiziţia combustibilului, salariile personalului de exploatare, întreţinerea şi reparaţiile echipamentelor, plus amortizările) au depăşit veniturile.
- *Arierate, pierderi*. Creditele pentru nevoi urgente şi plata cu întârziere a furnizorilor privaţi de combustibil (în special gaze naturale), precum şi întârzierile în primirea subvenţiilor de la buget, au condus la arierate şi penalizări greu de suportat, inclusiv la intrarea în insolvenţă sau chiar faliment a unor producători şi/sau operatori ai sistemului de transport şi distribuţie energie termică. Centralele de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin sunt în mare parte generatoare de pierderi, chiar şi în condiţiile primirii bonusului, numai câteva realizând profit (de 3÷7%).
- *Grad de încasare*. Cu o excepţie notabilă (RADET), s-a înregistrat un grad relativ scăzut de încasare a facturilor de energie termică de la clienţii casnici.
- *Rată de rentabilitate*. Cu toate că ANRE a acordat o rată de rentabilitate situată la nivelul legal maxim de 9% (fără o analiză de diferenţiere în funcţie de producător şi de anul de accesare a schemei de sprijin), au existat solicitări din partea unor producători de majorare a acesteia la cel puţin 12%.

3.6 Probleme de ordin social

Problemele sociale se referă la:

- Veniturile medii ale locuitorilor din blocurile alimentate din SACET sunt relativ scăzute, ceea ce poate conduce la întârzieri la plata facturilor de întreţinere, în special iarna. Soluţii posibile: practicarea de TVA redus pentru energia termică livrată în SACET.
- Conform studiului *Eficienţa energetică – prioritate naţională pentru reducerea sărăciei energetice, creşterea calităţii vieţii şi siguranţa consumatorilor de energie* [24], "***sărăcia energetică*** desemnează imposibilitatea unei persoane sau unei gospodării de acoperire a nevoilor energetice minimale: iluminat, încălzirea optimă a locuinţei pe timp de iarnă, susţinerea facilităţilor de gătit şi asigurarea apei calde în locuinţă, dar şi utilizarea mijloacelor de comunicare care presupun utilizarea de energie." În România, însă, nu preţurile energiei reprezintă principala problemă, ci nivelul de trai scăzut al unei părţi importante din populaţia ţării.
- Cu un buget naţional insuficient alimentat la încasări, România se află pe ultimele locuri în UE la cheltuielile pentru asistenţă socială. În cazul consumatorilor casnici de energie termică, o soluţie poate fi acordarea de *subvenţii diferenţiate* pe tranşe de venit.

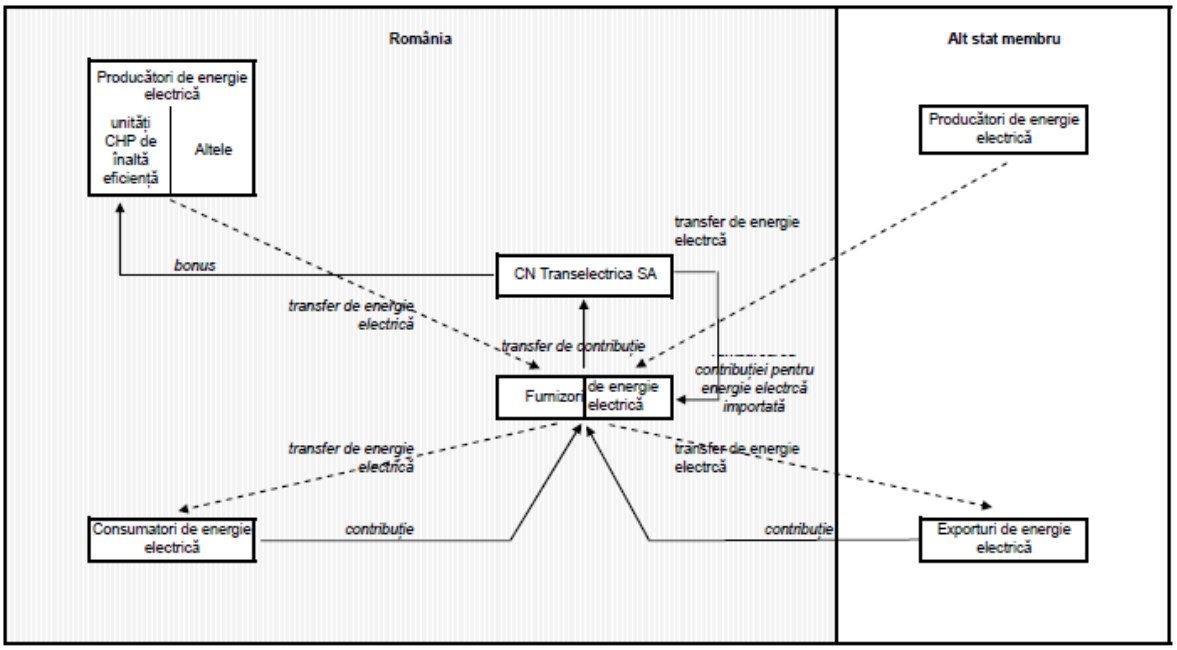
4. SITUAŢIA ACTUALĂ ŞI PERSPECTIVA DUPĂ 1 IANUARIE 2017

DG Competiţie din cadrul CE a considerat că exceptarea furnizorilor expliciţi de energie electrică pentru export de la plata contribuţiei pentru cogenerare, exceptare instituită prin HG nr. 494/2014 [8], nu reprezintă o simplă ajustare administrativă, ci o modificare de fond a mecanismului de finanţare a schemei de sprijin (vezi **Figura 6**), drept care a solicitat autorităţilor române la începutul anului 2016 renotificarea schemei în forma amendată şi, mai ales, alinierea ei la cerinţele *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020* (EEAG) [25] în urma acestei modificări.

Piesa centrală a procesului de renotificare este reprezentată de proiectul de *HG pentru modificarea şi completarea HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor şi a condiţiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă pe baza cererii de energie termică utilă*, postat pe site-ul ME pentru transparenţă decizională. Acest proiect de HG propune următoarele modificări şi completări de fond:

- Accesul se blochează la finele anului în curs, schema de sprijin aplicându-se până în anul 2023 numai producătorilor în cogenerare, pentru *capacităţile înscrise în Listă până la data de 31.12.2016, cu condiţia depunerii documentaţiei de acreditare până la data de 10.11.2016*. Prin excepţie, de schema de sprijin pot beneficia şi acele capacităţi de cogenerare noi care înlocuiesc, ulterior datei de 31.12.2016, capacităţi de cogenerare existente care au beneficiat de bonus, în limita capacităţii electrice instalate înscrise în Listă la data de 31.12.2016.

- Schema de sprijin se poate aplica producătorilor pentru instalaţiile de cogenerare a căror capacitate electrică depăşeşte *300 MW* numai după *notificarea individuală* la CE şi aprobarea de către aceasta, în urma unei examinări detaliate.



Sursa: Decizia C(2009)7085 [6]

Figura 6. Mecanismul de finanţare a schemei de sprijin

- *Nu se acreditează producătorii în cogenerare aflaţi în dificultate*, în sensul definiţiei din Orientările privind ajutoarele de stat pentru salvarea şi restructurarea întreprinderilor nefinanciare aflate în dificultate.

- *Obligaţiile de plată* către administratorul schemei de sprijin, *rămase neachitate*, deşi au fost întreprinse toate demersurile legale, *se vor recupera prin includere în contribuţia pentru cogenerare*.

- Bonusul este plătit lunar producătorilor în cogenerare doar dacă aceştia *nu înregistrează obligaţii de plată neachitate* sau *încheiate* cu administratorul şi respectă *convenţii de compensare* a datoriilor şi creanţelor rezultate din aplicarea schemei de sprijin.

- *Beneficiază de bonus şi producătorii* în cogenerare cu capacităţi electrice instalate *sub 1 MW* (cogenerare de mică putere şi microcogenerare). *Consumatorii casnici* care deţin centrale de cogenerare de înaltă eficienţă *nu beneficiază* de bonus.

Pentru a intra în vigoare, proiectul de HG trebuie să aibă autorizarea CE. Odată realizată renotificarea schemei actuale, trebuie efectuată notificarea schemei noi, funcţionale începând cu data de 1 ianuarie 2017. În cazul ofertării concurenţiale pe ajutorul de stat, se poate efectua o precalificare a producătorilor interesaţi pe criteriul energiei termice, urmată de o licitaţie pe bonus (utilizându-se, eventual, platforma operatorului pieţei de energie electrică şi gaze naturale OPCOM), pornind de la nivelul bonusului de referinţă aferent combustibilului majoritar declarat, aprobat de ANRE. Este foarte important de stabilit dacă preţul la energia termică rămâne reglementat (aprobat sau avizat) de ANRE sau se va negocia între concedent şi concesionarul serviciului public de interes general, urmare liberalizării/dezvoltării pieţelor locale de energie termică.

În cazul ofertării concurenţiale pe preţul la energia termică, licitaţia ar trebui organizată de către unităţile administrativ-teritoriale (UAT). Acolo unde UAT nu pot organiza licitaţia (din cauza conflictului de interese, fiind acţionare majoritare la producătorii în cogenerare existenţi), pot fi avute în vedere Consiliul Judeţean, MDRAP sau ME, după caz. După autorizarea de către CE a mecanismului de funcţionare a noii scheme de sprijin (inclusiv a noii legislaţii primare), ANRE trebuie să adapteze corespunzător reglementările specifice existente.

5. CONCLUZII

Considerăm că experienţa acumulată până în prezent în privinţa aplicării schemei de sprijin de tip bonus actuale ne permite să tragem câteva concluzii care ar putea fi utile în efortul de îmbunătăţire a modului său de implementare,

inclusiv în noile condiţii prevăzute de EEAG [25].

Astfel, din cele prezentate deja în cadrul lucrării, rezultă următoarele concluzii:

- Aşa cum este normal în situaţia aplicării unei reglementari care, inevitabil, are implicaţii multiple atât asupra actorilor din sector, cât şi asupra consumatorilor finali, ne putem pune întrebarea dacă schema aplicată a răspuns sau nu scopului pentru care a fost instituită. Din acest punct de vedere, criteriile fundamentale au fost: reducerea emisiilor de GES prin folosirea avantajelor cogenerării şi utilizarea cât mai extinsă a potenţialului de cogenerare pe care îl are România şi care nu a fost folosit la magnitudinea potrivită.

- Dacă pentru primul obiectiv, cel de mediu, s-au înregistrat progrese, în privinţa utilizării potenţialului de cogenerare, lucrurile sunt discutabile. Deşi s-a dorit ca schema de sprijin să contribuie la promovarea investiţiilor în domeniu, rezultatele arată că aceasta a lucrat majoritar ca o schemă operaţională, în concordanţă cu caracterul ajutorului de stat acordat. Practic, schema s-a transformat într-un sprijin pentru supravieţuirea unor companii producătoare de energie electrică şi termică în cogenerare, prin acordarea unui răgaz comunităţilor locale/operatorilor care deţin instalaţii vechi şi neperformante, în scopul identificării de soluţii de îmbunătăţire a eficienţei globale. Din păcate, în majoritate, aceste companii nu au realizat investiţiile necesare pentru îmbunătăţirea performanţelor lor de funcţionare. Aceste lucruri, combinate cu i) tendinţa reală de debranşare de la SACET a consumatorilor de energie termică, ii) funcţionarea în continuare în nişte sisteme nemodernizate, cu pierderi semnificative şi iii) întârzierea la plată sau chiar neplata subvenţiilor din bugetele locale, au condus la atingerea parţială a obiectivului declarat la instituirea schemei de sprijin de tip bonus.

- Din punctul de vedere al producătorilor de energie electrică şi termică în cogenerare, s-a constatat o neînţelegere a condiţiilor de aplicare a schemei de sprijin, mai ales a eventualelor situaţii de compensare.

Faţă de părţile bune ale actualei scheme de sprijin sau de eforturile continue de îmbunătăţire, se simte în continuare nevoia unei înţelegeri adecvate a principiilor de aplicare, pentru a fi cunoscute atât avantajele, cât şi limitele utilizării acesteia.

a) Există deja un număr de contestări în instanţă ale sumelor reprezentând supracompensare, iar neînţelegerile sunt cauzate de solicitările producătorilor de a fi acceptate în analiză cheltuieli care nu sunt eligibile conform principiilor de aplicare a schemei de sprijin.
b) Este de subliniat faptul că riscul trecerii în insolvenţă a majorităţii centralelor de cogenerare existente este ridicat, cu efecte asupra SEN. Aceasta arată că implementarea actualei scheme de sprijin este încă deficitară
c) Având în vedere cele de mai sus, în primul rând, este nevoie de o informare/comunicare mai bună şi de o înţelegere reală a principiilor care stau la baza aplicării schemei de sprijin actuale, în acest sens un rol important revenindu-i reglementatorului. În al doilea rând, este necesară o flexibilizare/adaptare a schemei de sprijin actuale, în scopul îndeplinirii adevăratului său obiectiv până la finele perioadei de aplicare.
d) Deci, nu în ultimul rând, se conturează o nouă schemă de sprijin la orizontul 1 ianuarie 2017, în concordanţă deplină cu prevederile EEAG [25].

BIBLIOGRAFIE

[1] Monitorul Oficial 200/23.03.2007, *HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe energia termică utilă*. Disponibilă: http://www.legex.ro/Hotararea-219-2007-77848.aspx

[2] Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L 315/1, *Directiva 8/2004 a Parlamentului European şi a Consiliului din 11 februarie 2004 privind promovarea cogenerării pe baza cererii de energie termică utilă pe piaţa internă a energiei şi de modificare a Directivei 92/42/CEE*, 21.02.2004. Disponibilă: http://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/legislatie/legislatie-ue/cogenerare

[3] Monitorul Oficial 748/3.11.2009, *HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor şi a condiţiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă pe baza cererii de energie termică utilă*. Disponibilă: http://www.anre.ro/ro/legislatie/cogenerare-inalta-eficienta /legislatie-primara-cogen-ief

[4] Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L 315/1, *Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European şi a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficienţa energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE şi 2010/30/UE şi de abrogare a Directivelor 2004/8/CE şi 2006/32/CE", 14.11.2012*. Disponibilă: http://eur-

lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&from=RO

[5] Monitorul Oficial 574/01.08.2014, *Legea 121/2014 privind eficienţa energetică*. Disponibilă: http://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/legislatie/legislatie-primara

[6] Comisia Europeană, C(2009)7085 corr. Ajutor de stat nr. 437/2009 – România *Schemă de ajutor de stat pentru promovarea cogenerării*, Bruxelles, 17.09.2009. Disponibilă: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/232410/232410_1041177_55_2.pdf

[7] Monitorul Oficial 485/16.07.2012, *Legea 123/2012 a energiei electrice şi a gazelor naturale*. Disponibilă: http://www.anre.ro/ro/energie-electrica/legislatie/legislatie-primara

[8] Monitorul Oficial 489/1.07.2014, *HG nr. 494/2014 pentru modificarea HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor şi a condiţiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă pe baza cererii de energie termică utilă*. Disponibilă: http://www.anre.ro/ro/legislatie /cogenerare-inalta-eficienta/legislatie-primara-cogen-ief

[9] Monitorul Oficial 378/3.05.2006, *HG nr. 462/2006 pentru aprobarea programului Termoficare 2006-2009 calitate şi eficienţă şi înfiinţarea Unităţii de management al proiectului*. Disponibilă: http://www.legex.ro/Hotararea-462-2006-74655.aspx

[10] Monitorul Oficial 345/5.05.2006, *HG nr. 381/2008 privind modificarea şi completarea Hotărârii Guvernului nr. 462/2006 pentru aprobarea programului Termoficare 2006-2009 calitate şi eficienţă şi înfiinţarea Unităţii de management al proiectului*. Disponibilă: http://lege5.ro/Gratuit/geytgmzwg4/hotararea-nr-381-2008-privind-modificarea-si-completarea-hotararii-guvernului-nr-462-2006-pentru-aprobarea-programului-termoficare-2006-2009-calitate-si-eficienta-si-infiintarea-unitatii-de-management

[11] Monitorul Oficial 563/25.07.2015, *HG nr. 602/2015 pentru aprobarea programului "Termoficare 2006-2009 calitate şi eficienţă"*. Disponibilă: http://www.cdep.ro/pls/legis/legis_pck.htp_act?ida=64060

[12] Monitorul Oficial 919/17.12.2014, *Legea 174/2014 privind aprobarea OUG 35/2014 pentru completarea Legii energiei electrice si a gazelor naturale nr. 123/2012*. Disponibilă: http://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/legislatie/legislatie-primara/legi

[13] Monitorul Oficial 481/01.07.2015, *Hotărârea nr. 488/2015 privind stabilirea preţului de achiziţie a gazelor naturale din producţia internă pentru clienţii casnici şi producătorii de energie termică, numai pentru cantităţile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare şi în centralele termice destinate consumului populaţiei în perioada 1 iulie 2015-30 iunie 2021*. Disponibilă: http:// lege5.ro/Gratuit/g4ytqmzzge/hotararea-nr-488-2015-privind-stabilirea-pretului-de-achizitie-a-gazelor-naturale-din-productia-interna-pentru-clientii-casnici-si-producatorii-de-energie-termica-numai-pentru-cantitatile-de-gaze-natu

[14] Monitorul Oficial 487/30.06.2016, *Hotărârea Guvernului nr. 461/2016 pentru modificarea anexei la Hotărârea Guvernului nr. 488/ 2015 privind stabilirea preţului de achiziţie a gazelor naturale din producţia internă pentru clienţii casnici şi producătorii de energie termică, numai pentru cantităţile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare şi în centralele termice destinate consumului populaţiei în perioada 1 iulie 2015-30 iunie 2021*. Disponibilă: http://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/legislatie/legislatie-primara/hotariri-de-guvern

[15] Monitorul Oficial 267/21.04.2015, *Ordinul ANRE nr. 15 din 18.03.2015 privind aprobarea Metodologiei de stabilire şi ajustare a preţurilor pentru energia electrică şi termică produsă şi livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficienţă*. Disponibil: http://www.legex.ro/Ordin-15-2015-139912.aspx

[16] Monitorul Oficial 735/28.11.2013, *Ordinul ANRE nr. 84 din 27.11.2013 privind aprobarea Metodologiei de determinare şi monitorizare a supracompensării activităţii de producere a energiei electrice şi termice în cogenerare de înaltă eficienţă care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus*. Disponibil: http://www.legex.ro/Ordin-84-2013-130326.aspx

[17] Monitorul Oficial 201/21.03.2014, *Ordinul ANRE nr. 16/2014 privind completarea Metodologiei de determinare şi monitorizare a supracompensării activităţii de producere a energiei electrice şi termice în cogenerare de înaltă eficienţă care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobată prin Ordinul preşedintelui Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 84/2013*. Disponibil: http:// lege5.ro/Gratuit/gm4teojyha/ordinul-nr-16-2014-privind-completarea-metodologiei-de-determinare-si-monitorizare-a-supracompensarii-activitatii-de-producere-a-energiei-electrice-si-termice-in-cogenerare-de-inalta-eficienta-care-be

[18] Monitorul Oficial 1042/28.12.2006, *OUG nr. 117 din 21.12.2006 privind procedurile nationale in domeniul ajutorului de stat*. Disponibilă: http://www.legex.ro/OUG-117-2006-77365.aspx

[19] Monitorul Oficial 128/18.02.2016, *Ordinul ANRE nr. 4 din 16.02.2016 privind modificarea şi*

completarea Metodologiei de determinare şi monitorizare a supracompensării activităţii de producere a energiei electrice şi termice în cogenerare de înaltă eficienţă care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobata prin Ordinul preşedintelui ANRE nr. 84/2013. Disponibil: http://www.acue.ro/sites/default/files/media/ord_4_2016.pdf

[20] Monitorul Oficial 893/09.12.2014, *OUG nr. 77 din 03.12.2014 privind procedurile naţionale în domeniul ajutorului de stat, precum şi pentru modificarea şi completarea Legii concurenţei nr. 21/1996*. Disponibilă: http://www.legex.ro/OUG-77-2014-137372.aspx

[21] Monitorul Oficial 628/18.08.2015, *Ordinul ANRE nr. 130/2015 pentru aprobarea Procedurii privind alimentarea cu energie electrică a locurilor de consum aparţinând furnizorilor, producătorilor sau operatorilor de reţea, altele decât consumul propriu tehnologic al reţelelor electrice*. Disponibil: http://www.anre.ro/ro/legislatie/metodologii-tarife/furnizare-energie-electrica

[22] Monitorul Oficial 791/26.11.2012, *Legea nr. 204 din 09.11.2012 privind aprobarea Ordonanţei de urgenţă a Guvernului nr. 13/2008 pentru modificarea şi completarea Legii serviciilor comunitare de utilităţi publice nr. 51/2006 şi a Legii serviciului de alimentare cu apă şi de canalizare nr. 241/2006*. Disponibilă: http://www.legex.ro/Legea-204-2012-123723.aspx

[23] Monitorul Oficial 156/05.03.2015, Ordinul ANRE nr. 10/25.02.2015 *pentru aprobarea Metodologiei de monitorizare şi raportare privind schema de sprijin pentru promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă*. Disponibil: http://213.177.15.183/PublicLists/Ordin

[24] Academia Română – Institutul de Cercetare a Calităţii Vieţii, Institutul de Sociologie, Studiul *Eficienţa energetică – prioritate naţională pentru reducerea sărăciei energetice, creşterea calităţii vieţii şi siguranţa consumatorilor de energie*, septembrie 2015. Disponibil: http://www.anre.ro/ro/eficienta-energetica/informatii-de-interes-public/info-eficienta-energetica1386850500

[25] Official Journal of the European Union, 2014/C 200/01 Communication from the Commission — *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020*, C200, Volume 57, 28 June 2014. Disponibil: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/PDF/?uri=OJ:C:2014:200:FULL&from=EN

[26] Muşatescu, V., Podaşcă, C., Opriş, I. – *Aspecte controversate generate de aplicarea schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea energiei electrice produse în cogenerare de înaltă eficienţă*, Lucrarea 3.3.1 din cadrul Forumului Regional al Energiei FOREN 2016, Costinesti, iunie 2016 .

Site-uri ale instituţiilor publice:

- Ministerul Energiei: http://energie.gov.ro/
- Ministerul Dezvoltării Regionale şi Administraţiei Publice: http://www.mdrt.ro/
- Autoritatea Naţională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE): http://www.anre.ro/
- Autoritatea Naţională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilităţi Publice (ANRSC): http://www.anrsc.ro/

Despre autori.

Musatescu Virgil, doctor inginer, doctor în economie. Consilier al CNR-CME. Specialist în domeniul energiei cu experienţă de peste 46 de peste ani. Expertiza în politici energetice, cadrul legislativ şi de reglementare al sectorului la nivel naţional şi european, eficienţa energetică, cogenerare, energii regenerabile, finanţarea proiectelor energetice, implementarea proiectelor energetice, impactul energiei asupra mediului. Profesor asociat la Academia de Studii Economice (ASE), facultatea FABIZ.

Articolul a fost prezentat la Conferinţa "Energetica Moldovei 2016"

The Control of Fluxes of Electric Power in Networks by Means of Phase-switching Booster Transformers

Govorov F.P., Govorov V.F., Romanova T.I.
A.N. Beketov Kharkiv National University of Municipal Economy
Kharkiv, Ukraine

Abstract: Problems of increasing the efficiency of the operation of electrical networks based on the utilization of booster transformers (BT) with electronic control, applied on the base of active elements in smart electric grids of power systems and giving the function of automatic correction of the parameters of the network, assuring the conditions of optimal common operation are studied in the paper. The mathematic model of the processes in the electric networks with booster transformer has been developed; the opportunity of control by means of the phase-switching BT for power fluxes in the networks has been established. It has been shown that for the groups of switching the windings 1-5 of BT occurs additional consumption of power from the supply network, but for the groups 7-11 its recuperation to the load network. Respectively, switching the windings of BT to the group 1-5 assures the shift of load current to the direction of lag, but in the case of switching to the group 7-11 – towards the outrunning. Wherein, for the groups of switching 10-11 and 1-2 one can observe the increasing of the voltage at the output of BT, but for the groups 7-8 and 4-5 it is decreasing. Based on the analysis of the results of research the diagram and constructive models of the transformer have been proposed. The quasi-stationary and transient regimes were investigated and the conditions of reliable operation at these the regimes have been determined. The ways for increasing the efficient common operation for the transformer and network in the case of switching the thyristors into the circuit of the primary winding of the transformer have been proposed.
Keywords: booster transformer, thyristor, active power, reactive power.

Dirijarea fluxurilor de energie electrică în rețele prin intermediul transformatoarelor de rapel de recomutare a fazelor

Govorov F.P., Govorov V.F., Romanova T.I.
Universitatea Națională a Economiei Municipale A.N. Bechetov din Harkov
Harkiv, Ucraina

Rezumat. Sunt examinate problemele sporirii eficienței funcționării rețelelor electrice în baza aplicării transformatoarelor de rapel cu dirijare electronică. Utilizarea acestor echipamente în calitate de elemente active a rețelelor electrice inteligente a sistemelor energetice asigură exercitarea funcțiilor de corectare automată a parametrilor regimurilor rețelei și asigură condiții cumulate optime de funcționare a rețelelor electrice. S-a elaborat modelul matematic al proceselor în rețelele electrice cu transformator de rapel. S-a demonstrat, că pentru grupele 1-5 ale transformatorului are loc consum de putere suplimentar din rețeaua de alimentare, iar la conectarea în schema ce corespunde grupele 7-11 se observă recuperarea puterii din circuitul sarcinii. Respectiv, conectarea înfăşurărilor transformatorului cu adaos de tensiune în grupul 1-5 asigură defazajul curentului de sarcină în partea întârzierii, iar la conectarea în grupul 7-11 în direcția avansării. Pentru schemele grupurile de comutare 10-11 şi 1-2 se observă creşterea tensiunii la ieşirea transformatorului, iar pentru grupurile 7-8 şi 4-5 micșorarea tensiunii. În baza analizei rezultatelor cercetărilor sunt propuse modele de prezentare a schemelor echivalente și realizare constructivă a transformatoarelor. Sunt studiate procesele din caracteristice pentru aceste scheme în regimuri tranzitorii şi quasi-staționare, care au servit ca bază pentru determinarea condițiilor de funcționare fiabilă în aceste regimuri. Sunt propuse căile de sporire a eficienței funcționării transformatoarelor împreună cu rețeaua electrică la utilizarea tiristoarelor în circuitul înfăşurării primare a transformatorului.
Cuvinte-cheie: transformator de rapel, tiristor, putere activă, putere reactivă.

Управление потоками электрической энергии в сетях с помощью фазопереключающих вольтодобавочных трансформаторов

Говоров Ф.П., Говоров В.Ф., Романова Т.И.
Харьковский Национальный Университет Городского Хозяйства имени А.Н. Бекетова
Харьков, Украина

Аннотация. Рассмотрены вопросы повышения эффективности работы электрических сетей на основе применения вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) с электронным управлением, при использовании их в качестве активных элементов интеллектуальных электрических сетей энергетических систем ESS и

придания им функций автоматической коррекции параметров режима сетей, обеспечивающей условия их оптимального совместного функционирования. Разработана математическая модель процессов в электрических сетях с вольтодобавочным трансформатором, установлена возможность управления с помощью фазопереключаемых ВДТ потоками мощности в сетях. Показано, что для групп соединения обмоток ВДТ 1-5 имеет место потребление дополнительной мощности из питающей сети, а при группах 7-11 – ее рекуперация из нагрузочной сети. Соответственно, включение обмоток ВДТ в группу 1-5 обеспечивает сдвиг нагрузочного тока в сторону отставания, а при включении в группу 7-11 – в сторону опережения. При этом, для групп соединения 10-11 и 1-2 наблюдается увеличение напряжения на выходе ВДТ, а для групп 7-8 и 4-5, его уменьшение. На основе анализа результатов исследований предложены схемные и конструктивные модели трансформатора, а также исследованы процессы в них в квазиустановившихся и переходных режимах, на основе которых определены условия их надежной работы в этих режимах. Предложены пути повышения эффективности работы трансформаторов совместно с сетью при включении тиристоров в цепь первичной обмотки трансформатора.
Ключевые слова: вольтодобавочный трансформатор, тиристор, активная мощность, реактивная мощность.

Введение

В последнее время в мире большую актуальность приобретают вопросы энергоэффективности. В первую очередь это касается энергетической отрасли, для которой первоочередной является необходимость управления потоками мощностей. Однако, существующие методы и технические средства управления режимами сетей ориентированы на применение индуктивно-емкостных накопителей энергии, которые обеспечивают комплексное решение вопросов регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в условиях высокого уровня корреляции графиков напряжения и реактивной мощности. Та же часть потребителей, которая работает в условиях слабой корреляции графиков напряжения и реактивной мощности, требует разработки методов и технических средств, обеспечивающих управление потоками мощностей в этих условиях. Широкие возможности для этого открывает применение фазопереключаемых вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ). Поэтому оценка возможности использования фазопереключаемых ВДТ для управления потоками активной и реактивной мощности в сетях является актуальной задачей большой важности.

Применение фазопереключаемых ВДТ для управления режимами электрических сетей рассмотрено в [1, 2]. В связи с формированием концепции развития интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid) работа по совершенствованию ВДТ особенно интенсифицировались в последние годы. Реализация концепции, интеллектуальных энергетических систем Smart Grid породила ряд вопросов. Один из них касается недостаточности технического обеспечения мероприятий. К сожалению, со времени последней кампании автоматизации распределительных сетей, проходившей около 50 лет назад, существенных изменений не произошло. Еще тогда была отмечена невозможность решения задачи, без применения технических средств автоматического управления и регулирования, которые выполняют функции активных элементов (АЭ) Smart Grid. Однако, задача по их созданию до сих пор не решена. Указанная проблема остается актуальной и по сей день. Поэтому, разработки, посвященные созданию активных элементов Smart Grid, актуальны и являются важным направлением повышения их эффективности.

Как отмечено в [1] активные элементы являются важнейшими элементами интеллектуальных энергетических систем, определяющими возможность и условия их эффективного функционирования. Степень их совершенства в значительной степени определяет эффективность функционирования Smart Grid, в целом. Поэтому, обеспечение условий надежной и экономической работы активных элементов Smart Grid, является важной задачей повышения эффективности их работы.

В настоящее время все большее место среди АЭ занимают устройства силовой электроники, выполненные на базе ВДТ с электронным управлением. Их применение в электрических сетях среднего и низкого напряжения в сочетании с применением плавного либо плавно-ступенчатого способа управления в состоянии значительно расширить функциональные возможности Smart Grid, эффективность и качество функционирования электрических сетей и,

подключенных к ним, потребителей. Однако, в силу особенностей схемы присоединения ВДТ к сети имеет место ряд особенностей его работы совместно с электронными управляющими элементами. Это относится к особенностям электромагнитных процессов в сетях, характеру изменения ЭДС и токов в обмотках ВДТ. Их наличие обуславливает снижение надежности и экономичности работы ВДТ и, подключенных к ним, потребителей. Изложенное делает необходимым исследование особенностей работы ВДТ с электронными управляющими элементами в составе Smart Grid и определение условий их надежной и экономичной совместной работы.

Исследованием работы ВДТ в той или иной постановке задачи в различные годы занимались Шидловский А.К., Кузнецов В.Г., Липковский К.А., Новский В.А. и др. [3, 4]. Их работы посвящены, в большинстве своем, исследованиям статических режимов ВДТ. В то же время наличие особенностей квазиустановившихся режимов ВДТ и их существенное влияние на надежность и качество работы Smart Grid требуют проведения дополнительных их исследований.

Как установлено ранее, величина, характер и направление, передаваемой ВДТ электромагнитной мощности зависит от электрических параметров сети и магнитных ВДТ. Поэтому требование к расчетной модели определило необходимость одновременного описания процессов в электрических и магнитных цепях. Наиболее полно рассмотренным условиям соответствует применение вектора Пойнтинга.

В соответствии с [5] получим:

$$-\oint_S \Pi dS = \frac{dW_{эм}}{dt} + \int_V \gamma E^2 dV, \qquad (1)$$

где П=[E×H] -вектор Пойнтинга; E, H-векторы напряженностей электрического и магнитного полей; S - поверхность обмотки, в которую втекает электромагнитная мощность $P_{эм}$ (рис. 1).

Правая часть (1) представляет мощность, расходуемую на увеличение электрической и магнитной энергии поля в объеме V

$$\frac{dW_{эм}}{dt} \int_V \frac{d}{dt}\left(\frac{\varepsilon E^2}{2} + \frac{\mu H^2}{2}\right) dv = \frac{d}{dt}\left(w_э + w_м\right) \qquad (2)$$

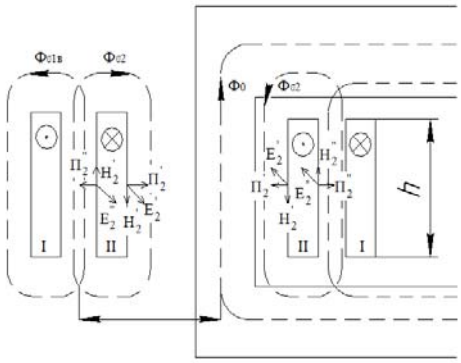


Рис. 1. Картина вектора Пойнтинга в ВДТ.

Для усредненного по объему V электромагнитного поля имеем

$$W_{эм} = \frac{1}{2}\left(D \cdot E + B \cdot H\right)V = \frac{1}{2}\left(w_э + w_м\right)V \qquad (3)$$

где D, B-векторы электрического смещения и магнитной индукции соответственно; $W_э$, $W_м$ - объемные плотности энергии электрического и магнитного полей; V=l*S - объем, в котором существует магнитное поле; l, S -длина и площадь поверхностей, ограничивающих объем V; ε, μ - диэлектрическая и магнитная проницаемости.

На основании закона сохранения заряда и электромагнитной индукции [6] имеем

$$D = -\frac{1}{S_D}\int_0^t i dt; \qquad E = \frac{e}{l_e};$$

$$B = -\frac{1}{S_B}\int_0^t e dt; \qquad H = \frac{i}{l_H}$$

где l_e, $l_н$ - осредненные длины силовых линий потоков векторов E и H; S_d, $S_в$ - осредненные площади потоков векторов смещения D и магнитной индукции B.

С учетом (3) при условии V≈ l_E S_D ≈ $l_н$ $S_в$ получим

$$W_{эм} = -\frac{1}{2T}\int_0^T\left(i\left[\int_0^t edt\right] + e\left[\int_0^t idt\right]\right) \qquad (4)$$

Учитывая гармонический характер параметров режима

$$i = \sum_v I_{mv}\sin v\omega t;$$

$$e = \sum \pm E_{mv}\sin(v\omega t + \delta_{Ev}),$$

получим выражение для мгновенной электромагнитной энергии ВДТ

$$w_{эм} = \sum_v -\frac{\pm E_{mv}I_{mv}}{2}\left[\begin{array}{l} t\cdot\cos\delta_{Ev} - \\ -\dfrac{1}{2\omega v}\sin(2v\omega t + \delta_{Ev})\end{array}\right]$$

где $+E_{mv}$ - соответствует режиму согласного включения обмоток, а $-E_{mv}$ -встречного.

Второй член правой части (3.1) представляет собой потери мощности в проводящей среде, равные мощности, поглощенной в виде тепла в объеме V. Поэтому, применительно к условиям рассматриваемой задачи запишем

$$\int_V \gamma E^2 dv = \int\left[E\times H\right]dS_D = \frac{i\cdot r}{h}\cdot\frac{l}{2\pi R}S_D = i^2 r \qquad (5)$$

где R, l - радиус и длина обмоточного провода;

С учетом гармонического характера параметров режима

$$\int_V \gamma E^2 dV = \sum_v -\frac{\pm E_{lmv}I_{lmv}}{2}\cdot \cdot\left[\cos\delta_{1v} - \cos(2\omega vt + \delta_{1v})\right] \qquad (6)$$

Первое слагаемое разности (6) представляет поток активной мощности $П'_{1a}=P_{эм1}$, передаваемой магнитному полю в межобмоточном пространстве первичной обмоткой $P_{эм1}=\sum_v E_{1v}I_{1v}\cos\delta_{1v}$ в режиме согласного включения, либо вторичной $П''_{2a}=P_{эм2}$, ($P_{эм2}=\sum_v E_{2v}I_{2v}\cos\delta_{2v}$) - в режиме встречного включения. Часть этой мощности $П''_{2a}=P_{эм12}$, ($Pэ_{м12}=\sum_v E_{1v}\ I'_{2v}\ \cos\delta'_{2v}$) - передается встречной обмотке в режиме согласного включения, либо первичной $П''_{1a}=P_{эм2}$, ($P_{эм2}=\sum_v E_{2v}\ I_{1v}\ \cos\delta_{1v}$) - в режиме встречного включения.

Другая часть мощности $П'_{1a}=\Delta P_{c1}(\Delta P_{c1}=\sum_v E_{1v}I_{01v})$ в режиме согласного включения, либо $П''_{2a}=\Delta P_{c2}(\Delta P_{c2}=\sum E_{2v}\ I_{02v})$ - в режиме встречного включения, расходуется на покрытие потерь в стали. Соответственно, активная электрическая мощность P_1 поступающая из питающей сети в первичную обмотку в режиме согласного включения, либо P_2 - поступающая из нагруженной сети во вторичную обмотку в режиме встречного включения, представляют собой суммы активных мощностей, сообщаемых магнитному полю ВДТ и мощностей, расходуемых на компенсацию электрических потерь в обмотках

$$P_i = \pm P_{эмi} + \Delta P_{мi} = \sum_v(\pm E_{iv}I_{iv}\cos\delta_{iv} + I_{iv}^2 r_i) \qquad (7)$$

Таким образом, в отличие от обычных силовых трансформаторов [7], вектор Пойнтинга в ВДТ обладает свойством дуальности, изменяя свою величину и направление в зависимости от режимов работы и параметров $Z_{1п}$, $Z_{2п}$ ВДТ. Этому соответствует изменение направления векторов Пойнтинга $П'_1$,$П''_1$ и $П'_2$, $П''_2$ с изменением режимов работы ВДТ. Однонаправленностью обладает только часть активной мощности ВДТ, идущая на покрытие потерь в меди и стали.

Второе слагаемое (6) представляет собой поток реактивной мощности $Q_{эм1}$, передаваемой первичной обмотке ($Q_{эм1}=\sum E_{1v}\ I_{1v}\ \sin\delta_{1v}$), в режиме согласного, либо вторичной ($Q_{эм2}=\sum E_{2v}\ I_{2v}\ \sin\delta_{2v}$) в режиме встречного включения. Части этих мощностей ($\Delta Q_1=\sum E_{1v}\ I_{2v}\ \sin\delta_{2v}$) в режиме согласного включения либо $\Delta Q_2=\sum E_{2v}\ I_{1v}\ \sin\delta_{1v}$ - в режиме встречного включения, передаются во вторичную обмотку, в первом случае, либо в первичную - во втором. Другая часть мощности ($\Delta Q_{01}=\sum E_{1v}\ I_{01av}$), в режиме согласного либо($\Delta Q_{02}=\sum E_{2v}I_{012av}$) - в режиме встречного включения, расходуется на намагничивание стали. В результате,

реактивная электрическая мощность Q_1, поступающая из питающей сети в первичную обмотку, в режиме согласного включения, либо Q_2 - поступающая из нагрузочной сети во вторичную обмотку в режиме встречного включения, представляют собой суммы реактивных мощностей, сообщаемых магнитному, полю ВДТ $\Delta Q_{ЭМi}$ и мощностей, расходуемых на компенсацию магнитных потерь ΔQ_{Mi}

$$Q_i = \pm Q_{ЭМi} + \Delta Q_{Mi} = \\ = \sum \pm E_{iv} I_{iv} \sin\delta_{lvi} + I_{iv}^2 x_{\sigma iv} \quad (8)$$

В отличие от обычных трансформаторов у ВДТ в режиме встречного включения имеет место отдача реактивной мощности в сеть. Таким образом, ввиду существенного отличия составляющих фаз поля E и H, вектор Пойнтинга в ВДТ является комплексной величиной.

$$\oint_S \Pi dS = R_e \oint_S \Pi dS + I_m \oint_S \Pi dS = \\ = \frac{1}{2}\left(E_m \times H_m^*\right) = \frac{1}{2}\left(E_m^* \times H_m\right) \quad (9)$$

где, $R_e \oint_S \Pi dS = P$, $I_m \oint_S \Pi dS = Q$ - активная и реактивная мощности, протекающие через поверхность обмотки.

С изменением режимов работы и параметров ВДТ изменяется величина и фаза составляющих поля E и H, а с ними и величина и направление передачи мощностей P и Q.

Для выявления общих закономерностей функционирования ВДТ в составе распределительных электрических сетей (РС) предположено, что к узлу сети подключена группа из трех однофазных ВДТ (рис. 2).

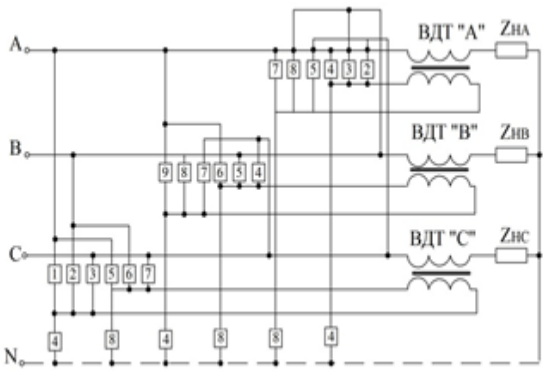


Рис.2 Схема подключения ВДТ.

В условиях подключения первичной обмотки ВДТ через управляемые ключи 1-9 к любому из фазных, либо линейных напряжений, причем, в отличие от известных схем в начале каждого полупериода с углом $\lambda \approx 0$ включается группа ключей, обеспечивающая режим, вольтовычета, а далее, с переменным углом, зависящим от величины входных напряжений U_A, U_B, U_C, выключается группа тиристоров, обеспечивающая режим требуемой по величине и фазе вольтодобавки, обеспечивает сдвиг ЭДС на зажимах вторичной обмотки на угол $\pi \cdot n_T/6$. В результате получим:

$$u_A = \sum_{\nu=1}^{\infty} U_{A\nu m} \sin(\nu\omega t + \psi_{u\nu A} - \pi n_T/6) = \\ = \sum_{\nu=1}^{\infty} U_{A\nu} e^{j(\nu\omega t + \psi_{u\nu A} - \pi n_T/6)}$$

$$u_B = \sum_{\nu=1}^{\infty} U_{B\nu m} \sin(\nu\omega t + \psi_{u\nu B} - \pi n_T/6 - 2\pi\nu/3) = \\ = \sum_{\nu=1}^{\infty} U_{B\nu} e^{j(\nu\omega t + \psi_{u\nu B} - \pi n_T/6 - 2\pi\nu/3)}$$

$$u_C = \sum_{\nu=1}^{\infty} U_{C\nu m} \sin(\nu\omega t + \psi_{u\nu C} - \pi n_T/6 - 4\pi\nu/3) = \\ = \sum_{\nu=1}^{\infty} U_{C\nu} e^{j(\nu\omega t + \psi_{u\nu B} - \pi n_T/6 - 4\pi\nu/3)} \quad (10)$$

где ν – номер гармоники; ψ_{UvK} – фазовый сдвиг ν-ой гармоники напряжения к-ой фазы; n_T =1-12 – группа соединения обмоток ВДТ.

В рассматриваемых условиях РС с ВДТ представлена в виде трехфазной системы напряжений и токов различных частот и, в общем виде, последовательностей. С учетом питания вторичной обмотки ВДТ от источника тока, значение тока нагрузки получено в виде

$$\hat{i}_{ie} = \frac{u_e + e_{2e}}{Zie} =$$

$$= Z_{nev}^{-1}\left\{\begin{array}{l} U_{km}\sin\left[\omega t-(K-1)2\pi/3\right]+ \\ +\sum\limits_{v=1}^{\infty}\sum\limits_{p=0}^{2} E_{2evm}^{p}\sin\left[\begin{array}{l} v\omega t+\psi_{E2ev}- \\ -\pi n_T/6- \\ -(K-1)2\pi/3 \end{array}\right]\cdot \\ \cdot S_{e\partial v} \end{array}\right\} =$$

$$= \sum\sum I_{HKv} e^{j(v\omega t+\psi_{Iiev})} S_{e\partial v} \qquad (11)$$

Соответственно, выражение для тока i_{1k}, потребляемого первичной обмоткой ВДТ имеет вид:

$$i_{lk} = \frac{(i_{нk}+i_{0k})W_{2k}}{W_{lk}} e^{j\pi n_T/6} =$$

$$= \left\{\begin{array}{l} U_{km}\sin\left[\omega t-(K-1)2\pi/3\right]+ \\ +\dfrac{\sum\limits_{v=1}^{\infty}\sum\limits_{p=0}^{2} E_{2kvm}^{p}\sin\left[\begin{array}{l} v\omega t+\psi_{E2kv}- \\ -\pi n_T/6-(K-1)\cdot \\ \cdot 2\pi v/3 \end{array}\right] S_{kpv}}{Z_{nkv}} + \\ +\sum\limits_{p=0}^{2} I_{0kvm}\sin(v\omega t+\psi_{Iokv}-\pi n_T/6 \end{array}\right\}.$$

$$\frac{W_{2k}}{W_{lk}} e^{j\pi nT/6} = \sum_{v=1}^{\infty}\sum_{p=0}^{2} I_{lkvm}^{p} e^{j(v\omega t+\psi_{ilkv})} S_{kpv} \qquad (12)$$

Выражение для тока $i_{ск}$, потребляемого из сети, имеет вид (13).

Выражения (11) – (13) позволяют определять значения токов ВДТ для различного сочетания параметров и режимов ВДТ. Расчеты, выполненные для различных групп соединения ВДТ, свидетельствуют о том, что с изменением числа витков и группы соединения обмоток изменяется модуль и фаза тока $i_{1к}$, в первичной обмотке ВДТ, а также ток сети $i_{ск}$, что является подтверждением возможности использования ВДТ для управления потоками активной и реактивной мощности в сетях, а также рекуперации части мощности из нагрузочной сети в питающую.

$$i_{ck} = i_{нk} + i_{lk} =$$

$$= \left\{\begin{array}{l} U_{km}\sin\left[\omega t-(K-1)2\pi/3\right]+ \\ +\dfrac{\sum\limits_{v=1}^{\infty}\sum\limits_{p=0}^{2} E_{2kvm}^{p}\sin\left[\begin{array}{l} v\omega t+\psi_{E2kv}- \\ -\pi n_T/6-(K-1)\cdot \\ \cdot 2\pi v/3 \end{array}\right] S_{kpv}}{Z_{nkv}} \times \\ \times\left(1+\dfrac{W_{2k}}{W_{lk}}\right)e^{j\pi n_T/6} + \\ +\sum\limits_{v=0}^{\infty} I_{0kvm}\sin(v\omega t+\psi_{I0kv}-\pi n_T/6 \end{array}\right\}.$$

$$\frac{W_{2k}}{W_{lk}} e^{j\pi nT/6} = \sum_{v=1}^{\infty}\sum_{p=0}^{2} I_{ckvm}^{p} e^{j(v\omega t+\psi_{ilckv})} S_{kpv} \qquad (13)$$

где $i_{1к}$, $i_{нк}$, $i_{ск}$ – токи первичной обмотки ВДТ, нагрузки и сети, соответственно; ψ_{E2Kv}, ψ_{IHKv}, ψ_{I0Kv}, ψ_{ICKv} – фазовые сдвиги ЭДС E_2 и токов $i_н$, i_0, i_c; $I_{нm}$, I_{0m}, I_{cm} – максимальное значение тока нагрузки, намагничивания и сети; $K=W_{1k} / W_{2k}$; $W_{1к}$, $W_{2к}$ – число витков обмоток ВДТ; $a=e^{j2\pi/3}$;

$$\dot{S}_{kpv} = \left\|\begin{array}{c}1\\a^2\\a\end{array}\right\| при \quad p=1; \quad S_{kpv} = \left\|\begin{array}{c}1\\a\\a^2\end{array}\right\| при \quad p=2;$$

$$S_{kpv} = \left\|\begin{array}{c}1\\1\\1\end{array}\right\| при \quad p=0.$$

В частности, при n_T=1-5 имеет место отстающий сдвиг токов $i_{ск}$, $i_{1к}$ а при n_T =7-11 – опережающий, причем, при n_T=10-12 и n_T=1-3 происходит увеличение модуля потребляемого из сети тока, а при n_T=4-5 и n_T =7-8 – его уменьшение. На рис.2 показаны графические зависимости $\psi_{I1к}=f(n_T, K_T=W_1/W_2)$, $\psi_{I1C}=f(n_t, K_T)$ для cosφ=0,98: *1* – K_T=10; *2*– K_T=5; *3* – K_T=4; *4* – K_T=3 полученные расчетным путем cosφ=0,98 по (11) – (13). Таким образом, проведенные исследования свидетельствуют о возможности управления потоками активных и реактивных мощностей, а также дают

возможность оценить влияние на них параметров и схемы соединения ВДТ.

Литература (References)

[1] A.S. Nr 1170567 (SSR) Reguliruemyi m-faznyi preobrazovateli peremennogo napreajenia v peremennoe [Adjustable m-phase converter AC to AC] / *Ignaikin A.I., Novskyi V.A.* Opubl. biul. Nr 28, 1985.

[2] AS. Nr 1636963 (SSSR) Trehfaznyi preobrazovateli peremennogo napreajenia v peremennoe / [Three-phase AC to AC converter] Lipkovsyi K.A., Mihailov A.M., NOvskyi V.A., Sagatenko E.H., Holmskyi D.B. Nr 11, 1988.

[3] Nazarov V.V. Konceptsia Smart Grid i realinaia energhetika //[Smart Grid framework and real energetics] Energhetika i elektrifikatsia [Energetics and electrification], 2013, Nr 6, pp. 12-15

[4] Shidlovsyi A.K., Kuznetsov V.G. Povyshenie kachestva energhii v electricheskih seteah. [The increase of energy quality in electric networks] Naukova Dumka, 1985, s. 268

[5] Novskyi V.A. Golubev V.V., Kozlov A.V., Boiko P.S. Bystrodeistvuiuschee uravnoveshivanie trehfaznoi chetirehprovodnoi sistemy s pomoschiu transformatorno-kliuchevyh preobrazovatelei. Tehn. electrodinamika.[High-speed balancing of a three-phase four-wire system using a transformer-core transformers].

[6] Tem. vypusk «Silova electronika ta energoefektivnosti» [Power electronics and energy efficiency]. – 2007. – pt. 3, 7-12.

[7] Lipkivsikii K.O. Optimizatsia rozrahunkovih harakteristik vikonavchih struktur diskretnih stabilizatoriv naprughi // [optimization of the design characteristics of the executive structures of discrete voltage regulators] Pratsi IED NANU [Proceedings of Institute of Electrodynamics]. – 2006. – NR 2(14), 98-99.

[8] Leires L.V. Elektromagnitnye raschety transformatorov I reaktorov [Electromagnetic calculations of transformers and reactors]. – M., 1981. – 392 p.

Сведения об авторах.

Говоров Филипп Парамонович Харьковский национальный университет городского хозяйства имени А. Н. Бекетова, профессор кафедры «Системы электроснабжения и потребления городов», руководитель Центра энерго-эффективных технологий. Автор более 700 публикаций, 25 патентов, 50 научно-технических разработок, является членом ряда специализированных ученых советов, академик Академии наук высшего образования Украины, академик Академии наук Республики Сербской. Основные направления деятельности: «Комплексная оптимизация параметров и режимов систем электроснабжения и освещения городов», «Автоматизация режимов систем электроснабжения и освещения городов».E-mail: govorov_fp@mail.ru

Говоров Владлен Филиппович Харьковский национальный университет городского хозяйства имени А.Н. Бекетова, научный сотрудник научно-исследовательской части. Основные направления работы: энергореновация объектов социально-культурного и бытового назначения. Автор более 25 научных публикаций, участник всеукраинских и международных научно-технических конференций по светотехнике и электроэнергетике. E-mail: vladlen_govorov@mail.ru

Романова Татьяна Ивановна Харьковский национальный университет городского хозяйства имени А. Н. Бекетова, научный сотрудник научно-исследовательской части. Основные направления работы: повышение эффективности внутреннего освещения путем, осветительных установок и систем на основе светодиодных источников света и контроля режимов их работы. Автор более 60 научных публикаций, участник всеукраинских и международных научно-технических конференций по светотехнике и электроэнергетике.E-mail: ttatianai@mail.ru

Articolul a fost prezentat la Conferința "Energetica Moldovei 2016"

Assessing Losses of Power and Electrical Energy in Unbalanced Medium Voltage Distribution Networks

Toader C.[1], Golovanov N.[1], Porumb R. [1], Trishtiu I.[1], Bulac C.[1], Mandish Al.[1], M. Tirshu[2]
[1] University Polytechnic of Bucharest, Bucharest, Romania
[2]Institute of Power Engineering of Academy of Sciences of Moldova, Chisinau, Republic of Moldova

Abstract. The work is dedicated to calculating electricity losses related to power lines average voltage overhead or underground, which in terms of construction can be three-phase (three or four wire) in unbalanced sinusoidal harmonic, determining energy efficiency indicators (such as positive and negative factors of unbalance) thereof. It examines a case study and argues the results.
***Keywords*:** indicators of unbalance of electricity, power and energy loss calculation.

Evaluarea pierderilor de putere şi energie electrică în reţele electrice de distribuţie de medie tensiune dezechilibrate

Toader C.[1], Golovanov N.[1], Porumb R.[1], Triştiu I.[1], Bulac C.[1], Mandiş Al.[1], Tîrşu M.[2]
[1]Universitatea Politehnica Bucureşti, Bucureşti, România
[2]Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei, Chişinău, Republica Moldova
Rezumat: Lucrarea este dedicată calculului pierderilor de putere şi energie electrică aferente liniilor electrice de medie tensiune, care din punct de vedere constructiv pot fi aeriene sau subterane, iar din punct de vedere funcţional pot fi trifazate sau monofazate, în regim armonic sinusoidal nesimetric, determinându-se indicatori de eficienţă energetică (ca de exemplu factori de nesimetrie negativă şi pozitivă) ale acestora. Se analizează un studiu de caz şi se argumentează rezultatele obţinute.
Cuvinte-cheie: indicatori de nesimetrie a curenţilor electrici, calculul pierderilor de putere şi energie electrică.

Оценка потерь мощности и электрической энергии в несбалансированных распределительных сетях среднего напряжения

Тоадер К.[1], Голованов Н.[1], Порумб Р.[1], Триштиу И.[1], Булак К. [1], Мандиш А. [1], Тыршу М. [2]
[1]Политехнический Университет Бухарест, Бухарест, Румыния
[2]Институт Энергетики Академии Наук Молдовы, Кишинев, Республика Молдова
Аннотация. Работа посвящена расчётам потерь мощности и электрической энергии на распределительных линиях электропередачи средней мощности, которые с точки зрения конструкции могут быть воздушного и подземного исполнения, а функционально – трёхфазные либо однофазные, в несимметричном синусоидальном гармоническом режиме, определяя показатели энергоэффективности (к примеру, показатели положительной и отрицательной асимметрии). Анализируется тематическое исследование, и аргументируются полученные результаты.
Ключевые слова: показатели несимметричности электрических токов, расчёт потерь мощности и электрической энергии.

Sistemele de energie electrică sunt considerate, la proiectare, ca fiind echilibrate şi încărcate simetric.

În aceste regimuri toate elementele componente – generatoare, transformatoare, linii şi utilizatori - prezintă parametri de circuit identici pe fiecare fază, iar sistemele de tensiuni şi de curenţi electrici, în orice secţiune, sunt simetrice. Dacă unul dintre elementele reţelei sau ale utilizatorului se dezechilibrează, regimul devine nesimetric (sau dezechilibrat), iar sistemele de tensiuni şi curenţi electrici îşi pierd simetria.

Apariţia dezechilibrelor sau a încărcării nesimetrice determină regimuri în care curenţii electrici şi tensiunile de secvenţă pozitivă, negativă şi zero pot determina creşterea pierderilor şi chiar daune în funcţionarea unor echipamente.

Preocupările pentru limitarea efectelor induse de nesimetrii s-au concretizat în normative pentru operatorii de transport şi de distribuţie a energiei electrice.

Pentru evaluarea nesimetriei curbelor de tensiune sau de curent electric se foloseşte teoria Fortescue a componentelor simetrice. Această teorie se poate aplica numai mărimilor sinusoidale; în practică mărimile nesimetrice se referă la armonica fundamentală.

Se considera ca fiind relevantă numai componenta de secvenţă negativă a mărimilor trifazate. Evaluarea utilizată în Europa pe baza teoriei Fortescue conduce la valori substanţial diferite faţă de evaluarea pe baza indicatorilor IEEE.

1.DEZECHILIBRUL REŢELEI ELECTRICE – DEFINIŢII

Consecinţa cea mai defavorabilă a dezechilibrului de tensiune este circulaţia unor componente de curent electric (negativă şi zero) ce produc pierderi suplimentare, cupluri parazite la motoare electrice de tensiune alternativă, creşterea uzurii etc.

Cauzele care produc dezechilibrul sistemului trifazat pot fi:

- **Temporare** – în general, apar datorită influenţei defectelor asupra reţelei, care se pot produce între două sau mai multe conductoare cu sau fără punere la pământ; aceste defecte determină apariţia unor variaţii ale tensiunii şi curentului electric, diferite pe cele trei faze şi dispar odată cu defectul;
- **Permanente** – dezechilibrul fazelor este provocat de cauze de natură constructivă (liniile electrice nu sunt perfect simetrice geometric sau în reţelele de joasă tensiune, o parte din utilizatori sunt monofazaţi şi se alimentează din reţele trifazate etc.).

Propagarea sistemelor de secvenţă zero (homopolară) este limitată de transformatoarele cu conexiune în triunghi. Propagarea tensiunilor de succesiune negativă (inversă) dintr-o reţea de tensiune inferioară către una de tensiune superioară se face cu atenuare puternică în funcţie de puterea de scurtcircuit a sistemului de tensiune ridicată, în timp ce propagarea dintr-o reţea spre alta de tensiune inferioară se face cu o atenuare care depinde de prezenţa maşinilor rotative trifazate, care au un puternic efect de reechilibrare.

Simetrizarea curenţilor electrici are drept efect principal scăderea pierderilor tehnice din reţelele electrice atât ale utilizatorilor, cât şi ale SEN.

Calculul indicatorilor caracteristici ai mărimilor nesimetrice în cazul regimurilor nesimetrice, se poate face cu ajutorul teoriei componentelor simetrice (teorema lui *Fortescue*) pe baza datelor obţinute din măsurări din care să rezulte valorile mărimilor urmărite pe fiecare fază sau între faze. Măsurarea componentelor simetrice (pozitivă, negativă şi zero) este realizabilă, în mod obişnuit, prin montaje adecvate ale aparatelor de măsurare specializate.

Simetrizarea reţelelor se poate realiza fie pe cale naturală, fie pe cale artificială. Simetrizarea pe cale naturală presupune încărcarea echilibrată a fazelor cu receptoare monofazate care să realizeze simetria.

Dacă funcţionarea acestor receptoare este reciproc independentă, echilibrarea dispare când unul din receptoare iese din funcţiune sau îşi schimbă regimul de funcţionare din considerente tehnologice; este cazul cuptoarelor industriale monofazate sau bifazate (de inducţie) sau al tracţiunii electrice.

Simetrizarea naturală este eficientă numai acolo unde regimul receptoarelor monofazate este relativ uniform, cum este cazul cartierelor de locuinţe şi străzilor, stadioanelor, halelor industriale etc. Puterile acestor receptoare sunt relativ mici.

Simetrizarea artificială se realizează cu echipamente specifice, special concepute, care se conectează împreună cu receptoarele dezechilibrate de puteri mari pentru a forma receptoare echivalente echilibrate.

2. NESIMETRII ALE TENSIUNILOR ŞI CURENŢILOR ELECTRICI ÎN REŢELE ELECTRICE

O reţea trifazată, compusă din linii, generatoare şi receptoare, poate fi reprezentată într-o schemă echivalentă prin impedanţele respective. Aşa cum s-a menţionat mai sus, în cazul în care impedanţele pe cele trei faze ale reţelei sunt identice, adică au acelaşi modul şi acelaşi argument, reţeaua se numeşte ***echilibrată***. Dacă cel puţin una din impedanţele complexe diferă de celelalte, ***reţeaua respectivă se dezechilibrează***.

Într-un sistem trifazat echilibrat, alimentat cu un sistem de tensiuni simetric, curenţii electrici care iau naştere în diversele elemente, precum şi căderile de tensiune corespunzătoare, formează sisteme trifazate simetrice.

Cu excepţia scurtcircuitului trifazat, celelalte tipuri de defecte între conductoarele reţelei, cu şi fără legătură cu pământul, conduc la variaţii de tensiune trecătoare nesimetrice în reţea, mai mult sau mai puţin pronunţate. Pentru studiul unor

astfel de scurtcircuite se utilizează teoria componentelor simetrice. Aplicarea metodei componentelor simetrice presupune calculul a trei componente independente (de succesiune pozitivă, negativă şi zero), fără legături între ele, în afara condiţiilor de la locul de scurtcircuit. Fiecare dintre aceste componente are propria impedanţă. Tipul de nesimetrie sau de dezechilibru din reţea poate fi reprezentat printr-o interconectare între reţele echivalente de diferite succesiuni.

Dezechilibrul impedanţelor, provocat de unele cauze de natură constructivă sau dezechilibru provocat de repartiţia neuniformă a sarcinii pe cele trei faze ale reţelei de alimentare, conduce la apariţia unor ***regimuri nesimetrice permanente***, care sunt caracterizate prin apariţia unor componente de secvenţă negativă/zero a tensiunilor şi a curenţilor electrici în reţeaua respectivă.

În general, ***din punct de vedere constructiv***, liniile electrice aeriene de înaltă tensiune nu sunt „echilibrate". În cazul dispunerii celor trei conductoare ale unui circuit după vârfurile unui triunghi echilateral, apare necesară o supraînălţare suplimentară a stâlpilor de susţinere şi o transpunere repetată a conductoarelor pentru a simetriza aceste circuite, ceea ce uneori nu se poate realiza total. Chiar şi în aceste condiţii rezultă un dezechilibru al impedanţelor. În cazul dispunerii pe orizontală a celor trei conductoare, conductorul central prezintă – la curenţi electrici de secvenţă pozitivă/negativă – o impedanţa inferioară cu 6-10% faţă de cea a celorlalte conductoare. În această situaţie, căderea de tensiune este mai mică, ceea ce atrage o uşoară nesimetrie la bornele utilizatorilor.

Dezechilibrul *sarcinii* poate fi provocat, spre exemplu, de receptoarele cu construcţie nesimetrică care, conectate la reţelele trifazate, absorb curenţi electrici diferiţi pe cele trei faze. Această situaţie conduce la o nesimetrie a sistemului de tensiuni. Probabilitatea de apariţie a dezechilibrului pe cele trei faze este mai mare în cazul reţelelor cu utilizatori monofazaţi sau bifazaţi (tracţiune electrică, sudare, instalaţii electrotermice monofazate sau bifazate, echipamente electrocasnice etc.).

În acelaşi timp, în zonele rurale şi chiar în zonele urbane periferice, alimentarea sarcinilor reduse şi dispersate determină un tranzit de putere prin liniile electrice mult inferior faţă de capacitatea acestora. În aceste condiţii, preocupările de reducere a cheltuielilor de investiţii au condus la apariţia şi dezvoltarea aşa numitului ***sistem mixt de distribuţie trifazat-monofazat***. Astfel de sisteme se întâlnesc în America de Nord (sistemul mixt cu neutrul distribuit cu conductor neutru), în Australia (Sistemul mixt fără conductor neutru). Acest mod de realizare a sistemului de distribuţie poate induce importante nesimetrii ale mărimilor electrice în sistemul trifazat de alimentare).

În funcţie de structura defectului care conduce la nesimetrie pot fi

- nesimetrii longitudinale, apărute ca urmare a întreruperii unei faze;
- nesimetrii transversale, apărute în urma unor scurtcircuite între faze sau fază-pământ;
- nesimetrii simple sau multiple, în funcţie de numărul de impedanţe sau admitanţe care intervin;
- nesimetrii, cauzate de componentele de secvenţă zero şi negative.

3. MĂRIMI CARACTERISTICE ŞI NIVELURI ADMISIBILE

În general, nesimetria unui sistem de tensiuni (sau de curenţi electrici) se evaluează cu indicatori care exprimă procentual raportul dintre componenta de secvenţă negativă (inversă) şi/sau zero (homopolară) pe de o parte şi componenta de secvenţă pozitivă (directă), pe de altă parte. Astfel se poate defini [1]:

- factorul de nesimetrie negativă ca fiind:

$$k_{ns}^{-} = \frac{A^{-}}{A^{+}}, \qquad (1)$$

în care: A^{-} este valoarea efectivă a componentei de secvenţă negativă a tensiunii sau a curentului electric; A^{+} - componenta de secvenţă pozitivă.

- factorul de nesimetrie zero este

$$k_{ns}^{0} = \frac{A^{0}}{A^{+}}, \qquad (2)$$

în care A^{0} este componenta de secvenţă zero a tensiunii sau a curentului electric.

În normative şi reglementări se fac precizări numai asupra nivelurilor admisibile de nesimetrie referitoare la tensiune. Astfel, în SR EN 50160/2012 [2] se consideră că o reţea electrică se poate considera practic echilibrată dacă factorul de nesimetrie negativă nu depăşeşte valoarea de 2%, considerată ca limită de compatibilitate

În nodul de sistem în care se conectează o substaţie de alimentare a tracţiunii electrice feroviare, factorul de nesimetrie negativă de tensiune poate ajunge până la 3%.

Uneori, pentru estimarea factorului de nesimetrie negativă de tensiune raportarea se face la tensiunea nominală, considerându-se că aceasta este suficient de apropiată de componenta de succesiune pozitivă.

Nivelurile de planificare, utilizate în mod practic pentru evaluarea nesimetriei în rețeaua electrică, pentru dezechilibrul de tensiune sunt egale sau mai mici față de nivelurile de compatibilitate şi trebuie să permită coordonarea dezechilibrelor de tensiune între diferitele niveluri de tensiune.

În tabelul 1 [3] sunt indicate valorile de planificare recomandate pentru diferite niveluri de tensiune.

Tabelul 1

Valori indicative ale nivelurilor de planificare pentru nesimetria de tensiune (factorul de nesimetrie negativă) pentru rețele de MT, IT, FIT

Nivelul de tensiune	*Nivelul de planificare L_n*
kV	%
MT	1,8
IT	1,4
FIT	0,8

Nota 1 – Valorile indicate asigură ca emisiile utilizatorilor de la JT şi ale instalațiilor nesimetrice să permită realizarea nivelului de compatibilitate de 2% a sistemelor de JT. Pentru rețelele de MT la care se utilizează un nivel de compatibilitate de 3% (1,5 ori nivelul de compatibilitate de 2%), nivelul de planificarea poate fi ales de 1,5 ori valoarea indicată în acest tabel (adică valoarea de 2,7).

Nota 2 – Valorile indicate în tabel iau în considerare un factor de transfer egal cu 0,9 de la MT la JT şi de 0,95 la transferul de la IT la MT, cu un exponent egal cu 1,4 în legea de însumare. Alocarea este bazată pe o egală împărțire a contribuției dezechilibrului la fiecare nivel de tensiune.

Nota 3 – Valorile din tabel nu au rolul de a controla nesimetria care apare datorită unor evenimente necontrolabile sau excepționale precum funcționarea necorespunzătoare a unor echipamente, scurtcircuite, operații de comutare etc.

4. CALCULUL PIERDERILOR DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN REȚELELE ELECTRICE ÎN REGIM ARMONIC NESIMETRIC

4.1. Introducere

Este cunoscut faptul partea tehnică a pierderilor de putere şi energie electrică are două subclase: reală şi teoretică.

Componenta tehnică teoretică a pierderilor de energie se poate optimiza, în sensul minimizării ei. În acest fel, pierderile de energie electrică pot fi considerate ca un indicator ce caracterizează funcționarea rețelei electrice respective [4].

4.2. Informații necesare privind liniile electrice (LE)

Pentru calculul pierderilor de energie dintr-un PT este necesar să se cunoască topologia sau schema electrică monofilară (fig. 1) [5];

În figura 1 au fost utilizate notațiile:

- s este aria secțiunii transversale a conductoarelor active;
- l - lungimea liniei;
- ρ - rezistivitatea materialului conductoarelor liniei electrice;
- X_0 - reactanța specifică longitudinală a conductoarelor liniei;
- B_0 - susceptanța transversală a liniei;
- G_0 - conductanța transversală a liniei.

Parametrii liniei electrice, cu n circuite, rezultă:

- Rezistența şi reactanța longitudinală a liniei

$$R_L = \frac{\rho \cdot l}{n \cdot s}; \quad X_L = \frac{X_0 \cdot l}{n}; \qquad (3)$$

- Conductanța şi susceptanța transversală a liniei

$$G_L = n \cdot G_0 \cdot l; \quad B_L = n \cdot B_0 \cdot L \qquad (4)$$

4.3. Graficul de sarcină al utilizatorului

Prin ipoteză se admite că sistemul de achiziție are o interfață ce poate achiziționa datele de la medie tensiune şi deci este posibilă obținerea informațiilor privind mărimile:

U – tensiunea liniei,

I – curentul electric absorbit de utilizatorii de energie electrică,

P - puterea activă aferentă utilizatorului,

W_a - energia activă aferentă utilizatorului la intervale de timp egale Δt,

Q - puterea reactivă a utilizatorului,

W_r - energia reactivă în aceleaşi intervale de timp Δt.

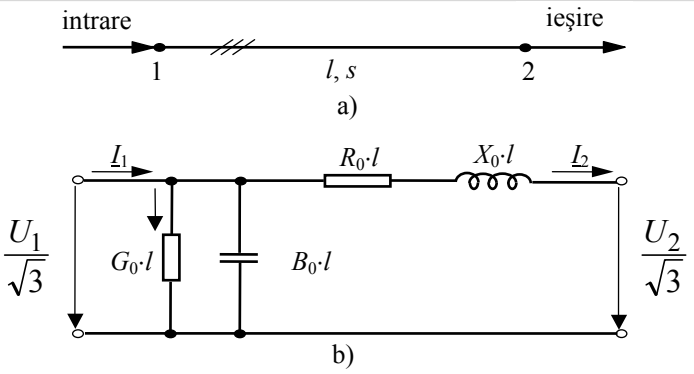


Figura 1 − Schema unei linii electrice:
a) schema monofilară; b) schema echivalentă pe fază.

Datele obținute permit construcția graficelor de sarcină, atât pentru fiecare fază în parte, cât şi pe ansamblul sistemului trifazat.

Indicatorii curbelor de sarcina cei mai utilizați sunt [6]:

− puterea aparentă medie S_{med}

$$S_{med} = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}}{t_f}; \quad (5)$$

− factorul de umplere k_u:

$$k_u = \frac{S_{med}}{S_M}; \quad (6)$$

− factorul de formă al graficului de sarcină k_f^2

$$k_f^2 = a + \frac{1-a}{k_u}, \quad (7)$$

în care: S_M este puterea aparentă maximă,
a - factor de regresie cuprins în domeniul $a \in [0{,}15;\ 0{,}30]$ iar t_f - timpul de funcționare al utilizatorului.

4.4.Pierderi de putere şi energie electrică ale liniilor electrice de fără conductor neutru

4.4.1. Pierderi de putere şi energie activă ale liniilor electrice trifazate fără conductor neutru

În cazul liniilor electrice trifazate fără conductor neutru, în construcție simetrică, sunt valabile relațiile [7]:

- Pierderile de putere activă ΔP_L

$$\Delta P_L = \Delta P_{0L} + R_L \cdot \left(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2\right) \quad (8)$$

în care

$$\Delta P_{0L} = G_{oL} \cdot U_n^2 \quad (9)$$

- Pierderile de energie electrică activă ΔW_{aL}

$$\Delta W_{aL} = \left[\Delta P_{0L} + R_L \cdot \left(I_A^2 \cdot k_A^2 + I_B^2 \cdot k_B^2 + I_C^2 \cdot k_C^2\right)\right] \cdot t_f \quad (10)$$

în care: I_A, I_B, I_C sunt curenții electrici medii de funcționare ai liniei;

k_A, k_B, k_C − factorii de formă ai graficelor de sarcină pentru fiecare fază.

Considerând tensiunile de alimentare simetrice, iar curenții electrici nesimetrici, ipoteza valabilă în sistemele de distribuție, curenții electrici de secvență sunt [7]:

- Pozitivă

$$\left(I^+\right)^2 = \left(\frac{1}{3}\right)^2 \cdot \sum_{m \in F} I_m^2 + 2 \cdot \sum_{u,v \in F} I_u \cdot I_v \cdot \cos\left(\phi_{uv} + \frac{4 \cdot \pi}{3}\right) \quad (11)$$

- negativă

$$\left(I^-\right)^2 = \left(\frac{1}{3}\right)^3 \cdot \sum_{m \in F} I_m^2 + 2 \cdot \sum_{u,v \in F} I_u \cdot I_v \cdot \cos\left(\phi_{uv} + \frac{2 \cdot \pi}{3}\right) \quad (12)$$

Unghiurile φ_{uv} aparțin mulțimii:

$$\phi_{uv} \in \left(\phi_{AB}\ ;\phi_{BC}\ ;\phi_{CA}\right); \quad u,v \in F \quad (13)$$

unde F este mulțimea fazelor liniei, iar unghiurile φ_{uv} sunt:

$$\phi_{AB} = \phi_A - \phi_B\ ;\phi_{BC} = \phi_B - \phi_C\ ;\quad \phi_{CA} = \phi_C - \phi_A\ . \quad (14)$$

Utilizând factorii de nesimetrie, relația (8) devine:

$$\Delta P_L = \Delta P_{0L} + R_L \cdot \left[1 + \left(k_I^-\right)^2\right] x \left(\frac{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I^+}{U_n}\right)^2, \quad (15)$$

unde factorii k_I^- se definesc cu relații cunoscute ținând seama de relațiile (11) şi (12).

Mărimile $U^+ = U_n$ şi I^+ sunt componentele de succesiune pozitivă ale tensiunii şi respectiv ale curentului electric, aceasta din urmă fiind definită cu relația (12).

Dacă se defineşte factorul de formă k_f^2 cu relația :

$$k_f^2 = \frac{I_A^2 \cdot k_A^2 + I_B^2 \cdot k_B^2 + I_C^2 \cdot k_C^2}{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}, \qquad (16)$$

atunci relația (10) care după înlocuire cu factorii de nesimetrie (k_I^-) şi de expresiile componentelor de succesiune pozitivă din (11) conduce la forma:

$$\Delta W_{aL} = \left\{ \Delta P_{0L} + R_L \left(\frac{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I^+}{U_n} \right)^2 \cdot \left[1 + \left(k_I^- \right)^2 \right] \cdot k_f^2 \right\} \cdot t_f . \qquad (17)$$

Se notează cu S^+ mărimea [2, 6]

$$S^+ = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I^+ , \qquad (18)$$

care defineşte puterea aparentă de succesiune pozitivă.

Dacă se introduce factorul de încărcare al curentului electric α_I definit de [5]:

$$\alpha_I = \frac{I^+}{I_n} , \qquad (19)$$

atunci relațiile (15) şi (17) devin:

$$\Delta P_L = \Delta P_{0L} + \Delta P_L \cdot \left[1 + \left(k_I^- \right)^2 \right]^2 ;$$
$$\Delta W_{aL} = \left\{ \Delta P_{0L} + \Delta P_L \cdot k_f^2 \cdot \alpha_I^2 \cdot \left[1 + \left(k_I^2 \right) \right] \right\} \cdot t_f . \qquad (20)$$

Alegând ca variabilă mărimea α_I , derivatele funcțiilor din relațiile (20) se anulează astfel:

- pentru ΔP_L, $\alpha_I = 0$;
- pentru ΔW_{aL}, $\alpha_I = 0$.

În ipoteza că tensiunea rețelei U_n = const. în locul factorului de încărcare în curent electric definit în relația (19), prin amplificarea acesteia cu tensiunea rețelei se poate defini un factor de încărcare în puteri aparente:

$$\alpha_S = \frac{S^+}{S_n} . \qquad (21)$$

Variațiile expresiilor din (20) în funcție de factorul de încărcare al puterii aparente, α_S, sunt prezentate în figura 2.

4.4.2. Pierderi de putere şi energie reactivă la liniilor electrice trifazate fără conductor neutru

Pornind de la relațiile de definiție ale mărimilor asociate liniilor electrice trifazate fără conductor neutru, în construcție simetrică, expresiile pierderilor de putere reactivă şi de energie reactivă rezultă.

- Pierderile de putere reactivă ΔQ_L

$$\Delta Q_L = \Delta Q_{0L} + X_{fL} \cdot \left(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \right), \qquad (22)$$

în care

$$\Delta Q_{0L} = B_{0L} \cdot U_n^2 ; \qquad (23)$$

- Pierderile de energie electrică reactivă ΔW_{rL}

$$\Delta W_{rL} = \left[\Delta Q_{0L} + X_{fL} \cdot \left(\begin{matrix} I_A^2 \cdot k_A^2 + I_B^2 \cdot k_B^2 + \\ + I_C^2 \cdot k_C^2 \end{matrix} \right) \right] \cdot t_f \qquad (24)$$

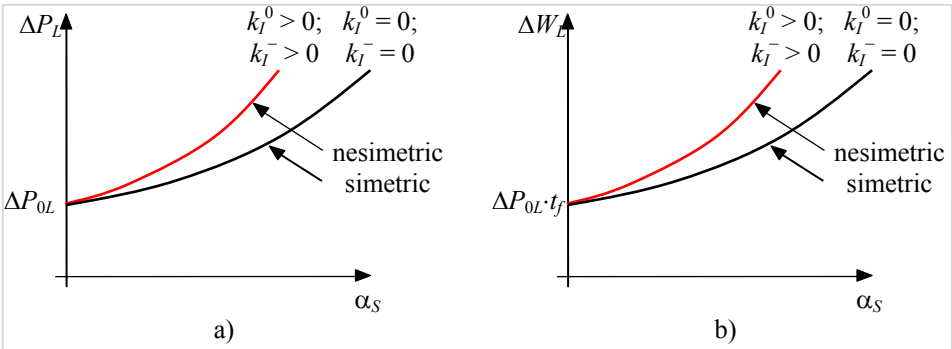


Figura. 2 – Pierderi de putere ΔP_L (a) şi de energie ΔW_L (b) în funcție de factorul de încărcare în puteri aparente α_S .

Utilizând factorii de nesimetrie, relația (22) devine:

$$\Delta Q_L = \Delta Q_{0L} + X_{fL} \cdot \left[1 + \left(k_I^-\right)^2\right] \cdot \left(I^+\right)^2 \qquad (25)$$

Dacă se defineşte factorul de formă k_f^2 cu relația (16), atunci relația (24) care după înlocuire cu la forma:

$$\Delta W_{rL} = \left\{\Delta Q_{0L} + \Delta Q_{fL} \cdot k_f^2 \cdot \alpha_I^2 \cdot \left[1 + \left(k_I^-\right)^2\right]\right\} \cdot t_f \qquad (27)$$

Variațiile expresiilor din (25) şi (27) în funcție de factorul de încărcare al puterii aparente, α_S, sunt prezentate în figura 3.

Relațiile obținute sunt exemplificate în studiul de caz prezentat la paragraful 5 al lucrării.

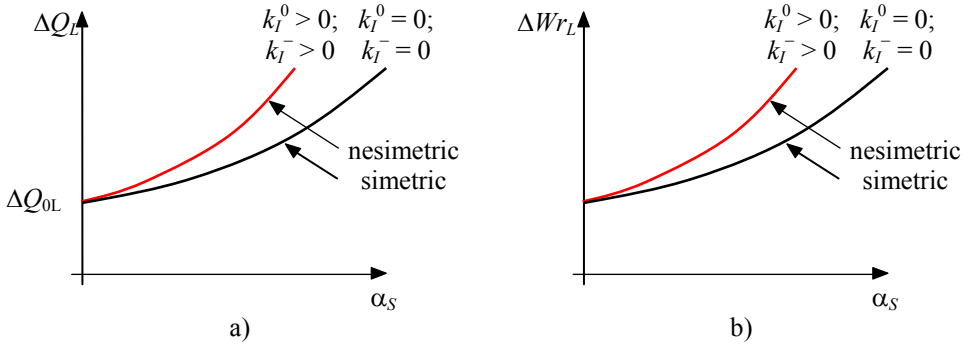


Figura. 3 – Pierderi de putere ΔQ_L (a) şi de energie ΔW_{rL} (b) în funcție de factorul de încărcare în puteri aparente α_S .

5. STUDIU DE CAZ PENTRU O LINIE ELECTRICĂ DE MEDIE TENSIUNE

Utilizând modelul matematic prezentat anterior, s-a realizat o aplicație numerică pentru determinarea pierderilor de putere şi respectiv de energie pentru o linie electrică aeriană *simplu circuit* (n = 1) de 20 kV cu caracteristicile indicate în tabelul 2.

Tabelul 2.

Caracteristici ale conductoarelor pentru o linie aeriană de 20 kV

U_n	n	l	γ	s	R_0	X_o	R	X
kV	circ	km	Sm/m m²	m m²	Ω/km	Ω/km	Ω	Ω
20	1	15	35	150	0.21	0.372	3.15	5.58

Folosind relațiile prezentate anterior au rezultat valorile numerice din tabelele 3 şi 4, în care este evidențiată încărcarea dezechilibrată a liniei pentru care s-a efectuat această analiză.

Tabelul 3.

Încărcările pentru un tronson de rețea electrică dezechilibrată

I_A	I_B	I_C		I^-
A	A	A	A	A
100	50	86.6	76.38	28.87

Tabelul 4.

Încărcările simetrice pentru un tronson de rețea electrică echilibrată

I^+	I^-
A	A
76.38	0

În Tabelul 5 sunt redate pierderile de putere în regimuri simetrice şi nesimetrice.

Tabelul 5.

Pierderi de putere şi energie pentru linia de 20 kV prezentată în regim simetric şi nesimetric

I^+	I^-	k_I^-	ΔP_L	ΔQ_L	t_f	k_f	ΔW_{aL}	ΔW_{rL}	W_a	CPT	cazul
A	A	%	kW	kVAr	ore		kWh	kVArh	kWh	%	-
76.38	28.87	37.8	63.0	111.6	8760	1.05	613	978	23177	2.65	*nesimetric*
76.38	0	0	55.1	97.7	8760	1.05	536	855	23177	2.31	*simetric*

Datele din tabelul 5 pun în evidența următoarele:

- în cazul real (*regim nesimetric*) pierderile de energie activă în procente sunt de 2.65%;
- în situația compensării nesimetriei de k_I=37.8% (*realizarea regimului simetric*) pierderile de energie activă procentuale ajung la 2,31%.

6. CONCLUZII

Nesimetriile din rețelele electrice pot determina:

- încălziri datorate pierderilor suplimentare în maşinile electrice rotative de tensiune alternativă;
- cupluri parazite în maşinile rotative ce se manifestă prin vibrații;
- alimentarea convertoarelor alternativ – continuu (punți redresoare) cu tensiuni nesimetrice conduce la apariția de componente continue în spectrul armonic;
- funcționarea protecțiilor de distanță este perturbată de asemenea de prezența tensiunilor de secvență negativă.

În sistemele electroenergetice trifazate**,** *nesimetria tensiunilor şi a curenților electrici,* este o *importantă sursă de pierderi suplimentare de putere şi energie electrică*.

Aceste abateri de la regimul normal de funcționare (simetric şi sinusoidal), trebuie să fie identificate prin măsurători adecvate prevăzute de norme.

Dacă abaterile parametrilor caracteristici depăşesc valorile acceptate de reglementările în vigoare, este necesar să se prevadă măsuri de corecție corespunzătoare.

Modelul teoretic dezvoltat *este util prin elaborarea detaliată a unor măsuri tehnico-organizatorice, puncte de vedere financiare care să valideze şi să justifice strategia rentabilizării distribuției energiei electrice* [8].

Dintre măsurile care pot fi adoptate pentru limitarea nesimetrie pot fi indicate:

- alegerea parametrilor liniilor (secțiune şi perditanță) astfel încât să fie asigurat necesarul utilizatorilor cu minim de pierderi (putere şi energie);
- asigurarea regimului de încărcare simetric şi echilibrat care permite, la acelaşi tranzit de energie electrică, randamente ridicate, implicit pierderi de putere activă şi energie electrică minime;
- măsuri tarifare adecvate pentru o mai buna aplatizare a graficelor de sarcina care, în regim simetric (şi nesimetric), conduce la pierderi de putere şi energie mai mici.

În cazul unor nesimetrii care depăşesc valorile admise pot fi utilizate instalații specializate de simetrizare. La utilizarea acestora este necesar a lua în considerație[9]:

- *amplasarea eficientă a instalațiilor de simetrizare;*
- *dimensionarea tehnico-economică a instalațiilor de simetrizare şi compensare a nesimetriilor;*

Toate aceste elemente sunt cunoscute şi concretizate prin toate normativele în vigoare care trebuie completate cu studii pentru grafice tip de sarcină ce vor putea permite elaborarea unor noi reglementări în domeniul tarifelor de energie electrică convingătoare pentru utilizator de necesitatea ridicării eficienței distribuției şi utilizării energiei electrice.

Bibliografie

[1] Albert Hermina ş.a., *Calitatea energiei electrice. Contribuții. Rezultate. Perspective*, Editura AGIR, Bucureşti, 2013.

[2] *Caracteristici ale tensiunii în rețele electrice publice de distribuție*, SR EN 50160:2011.

[3] *Normă tehnică energetică privind limitarea regimului datorat conectării instalațiilor nesimetrice în rețelele electrice de transport şi de distribuție*, ANRE 2014.

[4] *Czarnecki L. S., Power Related Phenomena in Three-Phase Unbalanced System,* IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No.3, July 1995, pg. 1168.1176.

[5] Blackburn C.F., Evans R. D., *Symmetrical components for Power Systems Engineering,* Marcel Dekker Inc., New York 1993.

[6] Iordănescu I. ş.a., Instalații electroenergetice şi elemente de audit industrial, Editura N'Ergo, Bucureşti, 2008.

[7] Georgescu Gh., Gavrilaş M., Rădăşanu D., *Calculul şi reducerea pierderilor de putere şi energie în rețelele electrice,* Publisher Spectrum, Iaşi, 1997.

[8] Ferrero A., Leva S., Morando A., *A systematic, mathematically and practically sound approach to the energy balance in three-wire three-phase systems,* L'Energia Elettrica, vol.81, 2004.

[9] Golovanov N., Postolache P., Toader C., *Eficiența şi calitatea energiei electrice,* AGIR Publishing House, Bucharest, 2007.

Despre autori.

	Profesor dr.ing. la catedra Sisteme Electroenergetice, facultatea Energetică, Universitatea Politehnica din Bucureşti, specialist în domeniul utilizării eficiente a energiei electrice şi în domeniul calităţii energiei electrice, autor, prim autor sau coautor la un număr de peste 30 cărţi sau tratate. Are peste 100 lucrări ştiinţifice publicate în reviste de specialitate din ţară şi străinătate.		Profesor dr.ing la Universitatea Politehnica din Bucureşti. Cursuri şi dezvoltarea de noi cursuri în ceea ce priveşte resursele regenerabile de energie (RR), producţie distribuită (DG), DG Integrarea în sistemele distribuţie electrice tradiţionale, calitatea energiei electrice şi de eficienţă energetică. E-mail: raduporumb@yahoo.com

Articolul a fost prezentat la Conferinţa "Energetica Moldovei 2016"

A Comparative Analysis of the Efficiency of Thermal and Electric Energy Production in the District Heating Systems

Berzan V., Postolaty V., Bikova Elena, Babich V.
Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova
Chisinau, Republic of Moldova

Abstract. In the base of the technical and economic indicators of the exploitation, an analysis of the efficiency of operation of Combined Heat and Power stations (CHP) in the district heating system at various loads during the year have been provided. The value of specific indicators of operation of the CHPs have been determined: a specific consumption of the fuel, the cost of the fuel per unit of energy produced, as well as the difference between the selling price of energy and acquisition costs of the fuel. As have been found, the optimization of CHP's of the district heating loading during the year in the Chisinau municipality can offer an economic benefit amounted at 13-19 mln. lei MD in comparison with the current practice of CHP's generation capacity use.
***Keywords*:** CHP, efficiency, assessment, specific consumption, the share of energy produced fuel cost.

Analiza comparativă a eficienței producerii energiei termice şi electrice în sistemele de alimentare centralizată cu energie termică

Berzan V., Postolati V., Bicova E., Babici V.
Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei
Chişinău, Republica Moldova

Rezumat. În lucrare s-a realizat analiza eficienței funcționării centralelor electrice cu termoficare (CET) a sistemului de alimentare centralizată cu energie termică în baza indicatorilor tehnico-economici de exploatare a lor la diverse sarcini termice pe parcursul anului. S-au determinat valorile indicatorilor specifici de funcționare ai CET-urilor: consumul specific de combustibil, costul combustibilului la producerea unei unități de energie, precum şi diferența costului vânzărilor energiei şi a cheltuielilor de procurare a combustibilului utilizat. S-a constatat, că optimizarea încărcării CET-urilor pe parcursul anului a sistemului centralizat de alimentare cu energie termică a oraşului Chişinău poate asigura un beneficiu economic la nivel de 13-19 mil lei în comparare cu practica curentă de utilizarea a capacităților de generare a CET-urilor.
Cuvinte-cheie: *CET,* eficiență, evaluare, consum specific, cota combustibilului în costul energiei produse.

Сопоставительный анализ эффективности производства тепловой и электричекой энергии в системах централизованного теплоснабжения

Берзан В.П., Постолатий В.М., БЫКОВА Е.В., Бабич В.М.
Институт энергетики Академии наук Молдовы
Кишинев, Республика Молдова

Реферат. В работе выполнен анализ эффективности работы тепловых электростанций централизованного теплоснабжения на основе технико-экономических показателей их работы при различной тепловой нагрузке в разное время года. Определены удельные показатели работы ТЭЦ: удельный расход топлива, стоимость использованного топлива при производстве одной единицы энергии, а также разность стоимости поставленной потребителю энергии и затрат на закупку первичного топлива. Показано, что оптимизация использования в течение года генерирующих мощностей в централизованной системе теплоснабжения г. Кишинэу может обеспечить экономический эффект на уровне 13-19 млн. леев по сравнению с базовым алгоритмом использования ТЭЦ.
Ключевые слова: ТЭЦ, эффективность, оценка, удельный расход топлива, доля стоимости топлива в стоимость произведенной энергии.

I. ВВЕДЕНИЕ

Тепловая и электрическая энергия представляют собой специфические коммерческие продукты, причем полагают, что электрическая энергия является более ценной по сравнению с тепловой. Для получения как электрической, так и тепловой энергии необходимо осуществить преобразования других видов энергии (химической, механической, атомной, гидравлической, солнечной и т.п.). Поскольку любое преобразование происходит с потерями энергии, то стремление использовать самые эффективные и

современные технологии при производстве желаемого или требуемого вида энергии представляется обоснованным и целесообразным.

В современной энергетике доминируют технологии преобразования углеводородного топлива в тепловую и электрическую энергию. Неравномерность распределения месторождений углеводородов на Земле, необходимость их транспорта на большие расстояния (к местам потребления), а также ограничения возможности их покупки в требуемых количествах создают сложности для надежного обеспечения конечных потребителей энергией.

Повышение эффективности использования энергетического потенциала первичного топлива является актуальной экономической и социальной задачей, которая решается за счет внедрения новых энергоэффективных технологий. Актуальность этой проблемы подтверждается и тем, что для углеводородной энергетики первичное топливо может достигать до 80 % от конечной стоимости произведенной энергии. Поэтому выбор технологии производства энергии, а также режимов работы источников, использующих углеводороды, должен базироваться также на критерии эффективности использования первичного топлива.

Когенерация относится к самым передовым способам производства тепловой и электрической энергии, но из-за различных физических свойств этих видов энергии возникают некоторые проблемы, к которым можно отнести: разнесение затрат производства на тот или иной вид энергии [1], оценку экономической эффективности работы когенерационных источников в зависимости от режима нагрузки и времени их работы. Проблема сопоставительного анализа эффективности источников генерации энергии [2] часто рассматривается только с технической стороны с использованием привычных для инженеров показателей, например, КПД, доля электрической и тепловой энергии, произведенной в режиме когенерации, удельные показатели расхода топлива и т.п., которые не всегда корректно могут отобразить экономическую эффективность работы рассматриваемого объекта.

Задача настоящей работы состоит в разработке и обосновании подхода сопоставительного анализа эффективности работы источников производства электрической и/или тепловой энергии на основе производственно-финансовых показателей их работы за определенный период времени.

II. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПОДХОДЫ ПРИ СОПОСТАВИТЕЛЬНОМ АНАЛИЗЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ГЕНЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ

Для оценки эффективности работы источников генерации энергии и систем транспорта и распределения тепловой энергии потребителям используются наборы и группы различных показателей (индикаторов): удельный расход топлива на производстве единицы энергии, КПД, который имеет в своей основе закон сохранения энергии, эксергетический КПД, который базируется на втором законе термодинамики для всей системы [3].

При анализе и оценке эффективности структур, в которых в качестве первичного источника энергии служит тепло, полученное за счет сжигания первичного топлива, в качестве показателя энергетической эффективности применяется коэффициент использования топлива (КИТ) [3,4]. Показатель КИТ чаще используется в странах Западной Европы, а в России и странах Восточной Европы используется удельный расход топлива на производстве единицы электрической и тепловой энергии [4]. Также используется величина „термическая эффективность”, которая характеризует долю тепловой энергии, полученной при сжигании первичного топлива, которая преобразуется в электричество и/или тепло [4], доля электрической и тепловой мощности энергетической установки [5], суммарный КПД процесса когенерации, показатель когенерации высокой эффективности [6].

В настоящее время достаточно часто используется понятие когенерации высокой эффективности. Это понятие имеет в основе уровень снижения расхода топлива при когенерации в сравнение с раздельным производством электрической и тепловой энергии. Если технология позволяет снизить расход топлива при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии на 10% и более по сравнению с раздельным производством электрической и

тепловой энергии, то это служит критерием и основанием для утверждения, что речь идет о когенерации высокой эффективности [6,7].

Производство тепловой и электрической энергии в режиме когенерации создает ряд трудностей при оценке уровня эффективности функционирования различных источников генерации, работающих в составе централизованных систем теплоснабжения. Известен ряд подходов, используемых для оценки эффективности источников когенерации. Эти подходы имеют в своей основе физические основы экономии топлива при когенерации, сопоставление значения суммарного КПД, распределение топлива по виду произведенной энергии и т.п.[8].

При оценке эффективности работы ТЭЦ применяют около 20 методов и способов [9], но чаще всего исследователи используют балансовый (физический) метод и эксергетический подход. Эти методы сводятся в итоге к определению удельных затрат топлива на единицу произведенной энергии.

Специфика задачи оценки эффективности ТЭЦ связана с тем, что электрическая и тепловая энергия поставляется на различные рынки, используя при этом различные единицы измерения количества поставляемой потребителям энергии. Выражение тепловой и электрической энергии в одинаковых единицах измерения (физических или денежных) позволяет более явно выполнить сопоставительный анализ работы источников генерации с различным составом энергетического оборудования, и в конечном итоге оценить и эффективность используемой технологии производства энергии.

Поскольку результаты финансовой деятельности любого предприятия, в том числе оказывающего энергетические услуги, определяют ее конкурентоспособность и благополучие, анализ эффективности их работы целесообразно представить в денежном выражении. Это является следствием того, что в конечном итоге электрическая и тепловая энергия продаются и представляются в стоимостной форме (денежный эквивалент).

Отметим, что денежный эквивалент энергии зависит от различных факторов: вид и характеристики топлива, доступность первичного топлива и доли импорта, уровень технологии преобразования, передачи и распределения энергии, ситуация на рынках топлива и энергии, уровень субсидий, тарифной политики государства [10], платежеспособности населения и т.п. Отсюда следует, что показатель, который мы определяем как эффективность когенерации, зависит как от технико-технологических особенностей работы энергетических структур, так и от ситуации на финансовом рынке и в социальной сфере [11].

Экономическая эффективность ТЭЦ определяется показателями по прибыли и рентабельности для определенного периода эксплуатации. Прибыль и рентабельность зависят не только от уровня тарифов на электрическую и тепловую энергию, но и от метода расчета тарифов [10]. Топливо имеет наибольшую долю в текущих затратах. Считается, что ТЭЦ находится в зоне экономического комфорта, если рентабельность предприятия находится на уровне 10-20% [10].

Перераспределение (в сторону повышения) затрат топлива на производство электрической энергии на ТЭЦ [10] также приводит к определенным трудностям при сопоставлении эффективности работы ТЭЦ в составе централизованных систем теплоснабжения. Проблема сравнения по критерию “эффективность” усложняется, если сопоставляемые ТЭЦ имеют разную мощность и работают при переменной тепловой нагрузке. В зависимости от структуры силового оборудования ТЭЦ имеют разные показатели отношения электрической и тепловой мощности к суммарной мощности ТЭЦ.

Эксплуатационные характеристики ТЭЦ зависят от различных факторов, а возможные их отклонения в процессе работы могут привести к существенным изменениям технико-экономических показателей предприятия. Эти отклонения влияют на конечную стоимость произведенной энергии.

Фактическая стоимость произведенной энергии на ТЭЦ не постоянна, и в различные периоды года изменяется в пределах 20-90% из-за изменения значения коэффициента использования топлива (КИТ), поскольку значение КИТ в процессе производства энергии может уменьшиться до 0.35 от его нормируемого значения [12]. Этот факт подтверждает необходимость и целесообразность комплексного подхода при оценке эффективности работы когенера-

ционных источников, а также необходимости оптимизации режима генерации энергии в системах централизованного теплоснабжения на основе экономического критерия.

Использование для оценки эффективности, к примеру наибольшего значения соотношения, между произведенной электрической и тепловой энергией не отражает однозначно и в полной мере преимущества ТЭЦ с таким показателем в сравнении с другими электростанциями, на которых этот показатель ниже. Например, в [12] для повышения энергетической эффективности ТЭЦ рекомендуется уменьшить долю выработанной электрической энергии в общем объеме произведенной.

Изначальное принятие, что электрическая энергия является более ценным продуктом по сравнению с тепловой (эксергический метод) для построения стратегии выработки энергии на ТЭЦ, может привести к ошибочной оценке эффективности работы источников в режиме когенерации [13].

.

III. МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В работе [14] рассмотрена проблема анализа эффективности работы ТЭЦ с использованием официальной статистической информации. Статистическая информация позволяет получить стохастические модели, которые могут быть использованы для определения параметров и статических характеристик ТЭЦ при изменении их нагрузки, в том числе тепловой.

Целью любого экономического агента является получение финансового результата, который бы превышал его затраты, т.е. получение добавленной стоимости от производственной деятельности. В случае производства и продажи энергии доля стоимости покупного первичного топлива может составить около 80% в цене продаваемой энергии. Например, анализ структуры тарифов на электрическую и тепловую энергию S.A. TERMOELECTRICA в 2016 г. [15] дает для данного показателя значение на уровне 78,6%. При такой ситуации, обоснованно рассматривать в качестве основной переменной величины затраты на покупку топлива, а в качестве выходной величины - выручку от продажи энергии потребителям.

Такой подход обоснован и тем, что доля остальных затрат, которые сравнительно постоянны по сравнению с затратами на покупку первичного топлива, составляют порядка 20% в цене продавамой энергии. При анализе будем полагать, что все затраты, за исключением топлива, являются в пределах рассматриваемого периода постоянными. Первичное топливо и его стоимость рассмотрим, как переменную величину, которая зависит от количества произведенной энергии. Поскольку для ТЭЦ тепловая энергия является основным коммерческим продуктом, то в качестве независимой переменной рассмотрим ее тепловую мощность. Электрическая мощность является производной величиной от тепловой мощности в режиме производства энергии по схеме когенерации.

A. Первичная информация и показатель эффективности

Информация, представляемая в открытом доступе производителями энергии, имеет достаточно ограниченный объем и охватывает определенные интервалы времени, например, технико-экономические показатели в течение одного квартала. Эта информация может содержать сведения о максимальной электрической и тепловой располагаемой мощности в отчетном периоде, объемы произведенной и отпущенной энергии, общий КПД, количество использованного топлива, объем выбросов парниковых газов, уровень оплаты потребителями оказанных энергетических услуг.

При анализе экономической эффективности используются значения тарифов и стоимость топлива, регламентируемые национальным регулятором. Если на основе обработки статистической информации получены функциональные зависимости базовых параметров, то имеется возможность выполнить параметрический анализ эффективности работы ТЭЦ при различных условиях работы (изменение нагрузок, тарифов на топливо, электрическую и тепловую энергию, в том числе учесть при необходимости и замену топлива, т.е. энергетические показатели используемого вида топлива.

Оценка эффективности работы источников генерации может быть выполнена с использованием натуральных единиц измерения (МВт, Гкал, Гкал/ч, т.у.т., кВтч), именных удельных единиц измерения (г/кВтч, кг/Гкал), а также в системе относительных единиц [14].

Поскольку базовым видом энергии источников систем централизованного теплоснабжения является тепло, то при анализе эффективности работы ТЭЦ и котельных выберем тепловую мощность. В этом случае электрическая мощность ТЭЦ является вторичным производным параметром, как и вырабатываемая электрическая энергия.

В качестве показателя эффективности определим создаваемую добавленную стоимость при преобразовании первичного покупного топлива в энергию, которая продается поставщику или поставляется непосредственно конечному потребителю. Электроэнергия поставляется через поставщика в электроэнергетическую систему, а финансовые показатели вычисляется на основе тарифа, установленного национальным регулятором.

В системах централизованного теплоснабжения тепло может производиться как ТЭЦ, так и котельными. На ТЭЦ часть произведенной энергии (это относится в большей степени к электрической энергии) используется на собственные нужды ТЭЦ. В случае котельных электрическая энергия, требуемая для их работы, покупается у электрокомпаний. Для того, чтобы можно было сравнивать источники генерации систем централизованного теплоснабжения, необходимо привести их к сопоставимым условиям работы. Поэтому электрическую энергию покупаемую котельными, целесообразно отнести к категории собственных нужд котельной.

Тепловая энергия также может продаваться поставщику по установленным тарифам или на основе контракта, но существует и другая опция, когда производитель является интегрированным по вертикали предприятием и это предприятие занимается производством, транспортом и распределением тепловой энергии конечному потребителю. При таком раскладе интегрированное по вертикали предприятие можно рассматривать как “***черный ящик*** ” входом которого является топливо, а выходом отпущенная конечному потребителю энергия. Как первое, так и второе удобно представить в стоимостном виде.

Остальные влияющие факторы отнесем к группе возмущающих величин, амплитуда которых значительно меньше, чем размах колебания нагрузки, а, следовательно, это относится непосредственно и к объему топлива, используемого в технологическом процессе. По сути, все факторы, которые не относятся к первичному топливу (входная величина) и энергии (выходная величина), можно представить в качестве постоянной величины в рассматриваемом временном диапазоне.

Принимая изложенные условия за основу, можно предложить алгоритм анализа эффективности источников генерации электрической и/или тепловой энергии, которые работают в режиме квазипеременной тепловой нагрузки в составе централизованной системы теплоснабжения. В качестве основного показателя для сопоставления различных источников генерации электрической и тепловой энергии в системе централизованного теплоснабжения зададим разность между стоимостью, произведенной (или проданной потребителю) энергии и стоимостью покупного первичного топлива. Предлагается назвать эту величину “***добавленная стоимость***” преобразования первичного топлива в энергию.

В случае производства тепловой энергии котельными необходимо при определении “***добавленной стоимости***” вычесть стоимость электроэнергии, поставленной из распределительных сетей.

B. Алгоритм оценки эффективности источника генерации

1. Обработка и анализ первичных данных (статистические данные об эксплуатации, о тарифах и т.п.) и изменениях этих величин на протяжении рассматриваемого временного периода. Получение числовых рядов для заданных дискретных интервалов времени. Например, эти временные интервалы задаются в зависимости от особенностей характера изменения тепловой нагрузки и/или особенностей систем учета произведенной

энергии: ежедневно, еженедельно, ежемесячно или поквартально.

2. Расчет усредненных значений эквивалентной тепловой мощности P_q и электрической мощности P_e источника для заданного или установленного интервала наблюдения, например, для квартала. Использование в качестве дискретизации по времени квартала исходит из того, что предприятия чаще всего оформляют производственно-финансовые показатели поквартально. Значение эквивалентной мощности генерации источника вычисляется из объема произведенной тепловой $W_{q.p.}$ и электрической $W_{e.p.}$ энергии или отпущенной тепловой энергии $W_{q.l.}$ от коллектора и электрической энергии $W_{e.l.}$ с трансформаторных шин. Данные о собственном потреблении тепловой энергии производителями встречаются редко, поскольку доля тепловой энергии на собственные нужды является незначительной и не превышает 0.15% от произведенной тепловой энергии. Потому при анализе можно принять, что произведенная и отпущенная тепловая энергия имеют одинаковые значения, т.е. $W_{q.p.} = W_{q.l.}$. Собственное потребление электрической энергии на ТЭЦ $W_{e.с.р.}$ и значение эквивалентной электрической мощности $P_{e.с.р.}$, соответствующей этому потреблению, определяется как разность произведенной и отпущенной электрической энергии с шин ТЭЦ, т.е., $W_{e.с.р.} = W_{e.p.} - W_{e.l.}$. Эквивалентная мощность генерации для покрытия собственных нужд вычисляется по формуле $P_{e.с.р.} = W_{e.с.р.}/\Delta t$, где Δt - продолжительность в часах интервала дискретизации по времени для принятой схемы учета произведенной энергии, например, в часах. В случае поквартального учета Δt= 2190 ч. Значение среднеквартальной мощности генерации вычисляется по формуле $P_{e.с.р.} = W_{e.с.р.}/2190$ч. Аналогично вычисляются среднеквартальные (эквивалентные) мощности генерации тепловой энергии $P_q = W_{q.p.}/2190$ и электрической энергии $P_{e.p.} = W_{e.p.}/2190$.

3. Приведение и представление используемых при анализе величин к одной системе единиц измерения, например, СИ. Это относится и к единицам, характеризующие в целом, производственно-финансовую деятельность предприятия. При приведении величин к одной системе единиц рекомендуется использовать соотношения: 1 МВтч=1,163 Гкал; 1т.у.т.=7 Гкал=8,141 МВтч; природный газ 1м^3 =8050 ккал (данные АО «Молдовагаз»); 1Гкал=124,2 m^3 природного газа и 1МВтч=106,8 м^3 природного газа.

4. Получение аппроксимирующих уравнений зависимости эквивалентной мощности генерации электрической энергии $P_{e.p.} = f(P_q)$ и эквивалентной мощности генерации электрической энергии на собственные нужды источника $P_{e.с.р.} = (P_q)$, где P_q - независимая переменная, которая представляет значение эквивалентной тепловой мощности источника (усредненное значение для заданного интервала времени Δt, например квартала). Аппроксимирующие функции $P_{e.p.} = f(P_q)$ и $P_{e.с.р.} = (P_q)$ определяются, используя известные значения производственных показателей работы источника генерации для разных тепловой и электрической нагрузок.

5. Определение усредненного значения коэффициента использования топлива (КИТ) для временного интервала Δt, например квартала. Значение параметра КИТ вычисляется как отношение суммы электрической и тепловой энергии ($W_{q.p.} + W_{e.p.}$) (или мощности), произведенной на интервале времени Δt к энергии W_{com} (мощности), содержащиеся в первичном топливе: КИТ=($W_{q.p.}$ + $W_{e.p.}$)/W_{com}. Для получения аппроксимирующей зависимости $КИТ = f(P_q)$ необходимо использовать экспериментальные данные (эксплуатационные показатели источника), где P_q - это эквивалентная тепловая мощность

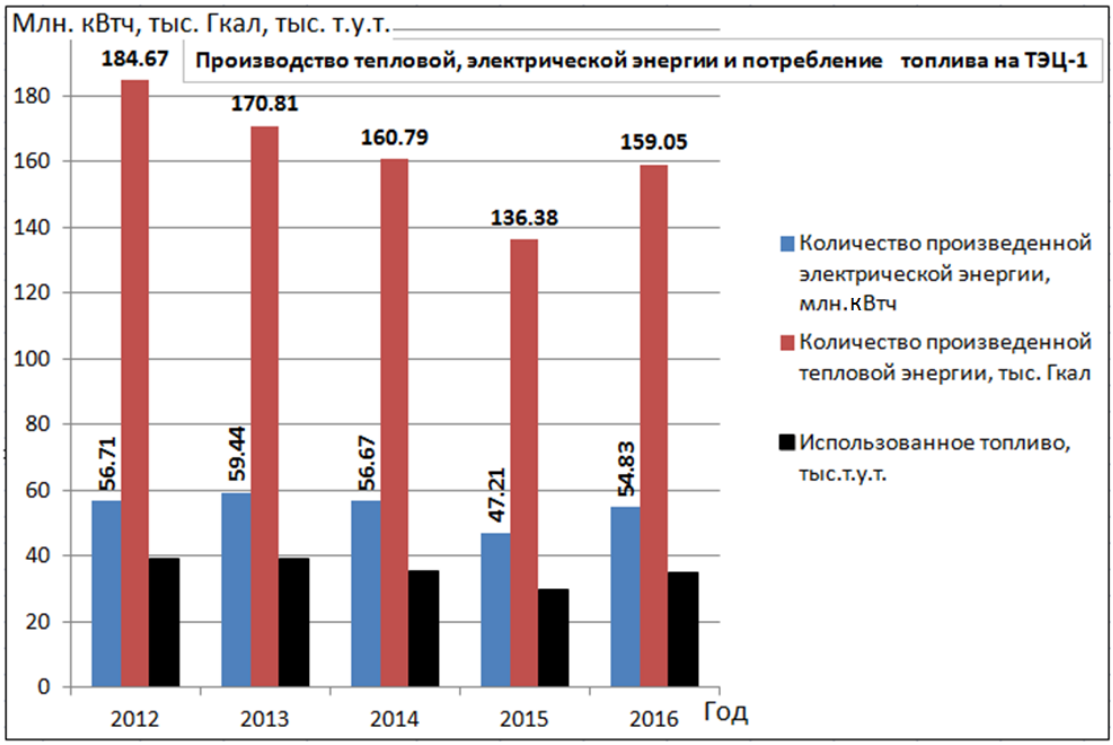
генерации источника. Аппроксимирующая функция $КИТ = f(P_q)$ используется при определении текущих значений $КИТ$ при изменении тепловой мощности P_q источника. Эта аппроксимация может быть представлена полиномом или может быть и кусочно-линейной. Кусочно-линейная аппроксимация позволяет рассчитать значения КИТ и за пределами интервала значений переменной P_q, полученных из данных эксплуатации.

6. Расчетное значение количества топлива $V_{com.\text{n}}$ (в натуральных единицах, например, для природного газа в метрах кубических), требуемого для производства электрической и тепловой энергии в зависимости от тепловой мощности P_q источника, определяется с использованием аппроксимирующей характеристики $КИТ = f(P_q)$, причем значение электрической мощности $P_{e.p.}$ источника определяется расчетным образом по зависимости $P_{e.p.} = f(P_q)$, которая может быть представлена графически или в виде аналитической функции.
7. Добавленная стоимость ДС преобразования первичного топлива в энергию вычисляется как разность между выручкой от суммы продажи электрической $C_{e.l.}$ и тепловой $C_{\text{q}.l.}$ энергии за рассматриваемый интервал времени Δt ($C_{q+e.l.} = C_{q.l} + C_{e.l.}$) и затрат закупки топлива $C_{com.}$, т.е. ДС= $C_{q+e.l.}$ - C_{com}. Расчет величин $C_{e.l.}$, $C_{\text{q}.l.}$ и $C_{com.}$ выполняется, используя действующие тарифы, утвержденные НАРЭ. При параметрическом анализе тарифы при расчете этих величин задаются исследователем.
8. Выполнение поверки расчетных значений показателей, характеризующих режим работы источников, рекомендуется осуществить методом сравнения с их точечными значениями полученных на основе обработки данных эксплуатации источников или системы централизованного теплоснабжения, которая представляется как "***черный ящик***", входом в котором является топливо, а выходом - отпущенная потребителям электрическая и тепловая энергия в стоимостном выражении.
9. Для оценки эффективности работы источников генерации и/или централизованной системы теплоснабжения при принятых входных данных в зависимости от тепловой нагрузки в рассматриваемом периоде и для отдельных выделенных интервалов времени Δt используется критерий "***добавленная стоимость***" преобразования топлива в энергию.
10. Выполнение (при необходимости) параметрического анализа влияния различных факторов на изменение значения критерия "***добавленная стоимость***", например, как следствие изменения тарифов на электрическую и тепловую энергию, стоимость первичного топлива на рынке или колебания курса национальной валюты.

IV. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ИСТОЧНИКОВ ГЕНЕРАЦИИ В СИСТЕМЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

A. *Показатели работы источников когенерации ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2*

Применим предложенный алгоритм для анализа и оценки эффективности работы ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 г. Кишинэу в период 2012-2016 годов. Данные о производственной деятельности приведены на web странице SA TERMOELECTRICA [13], которые после упорядочения приведены в Приложение к данной работе. На рис. 1 представлены данные о производстве электрической и тепловой энергии ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 за рассматриваемый период.



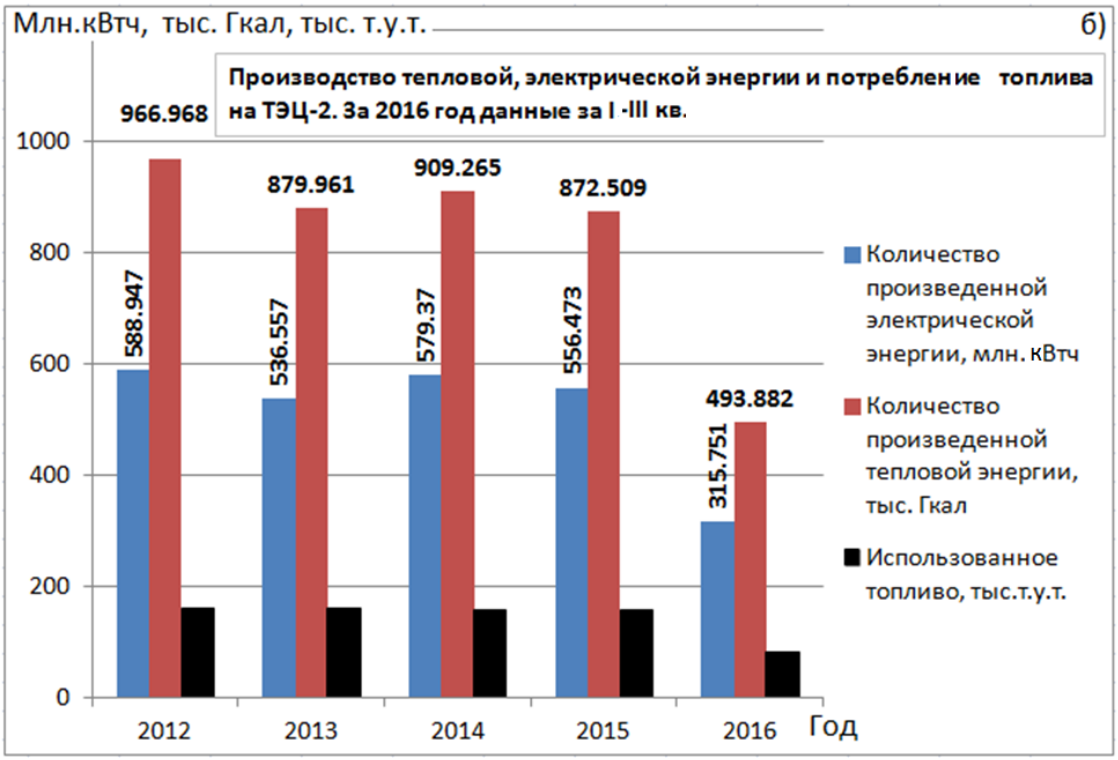
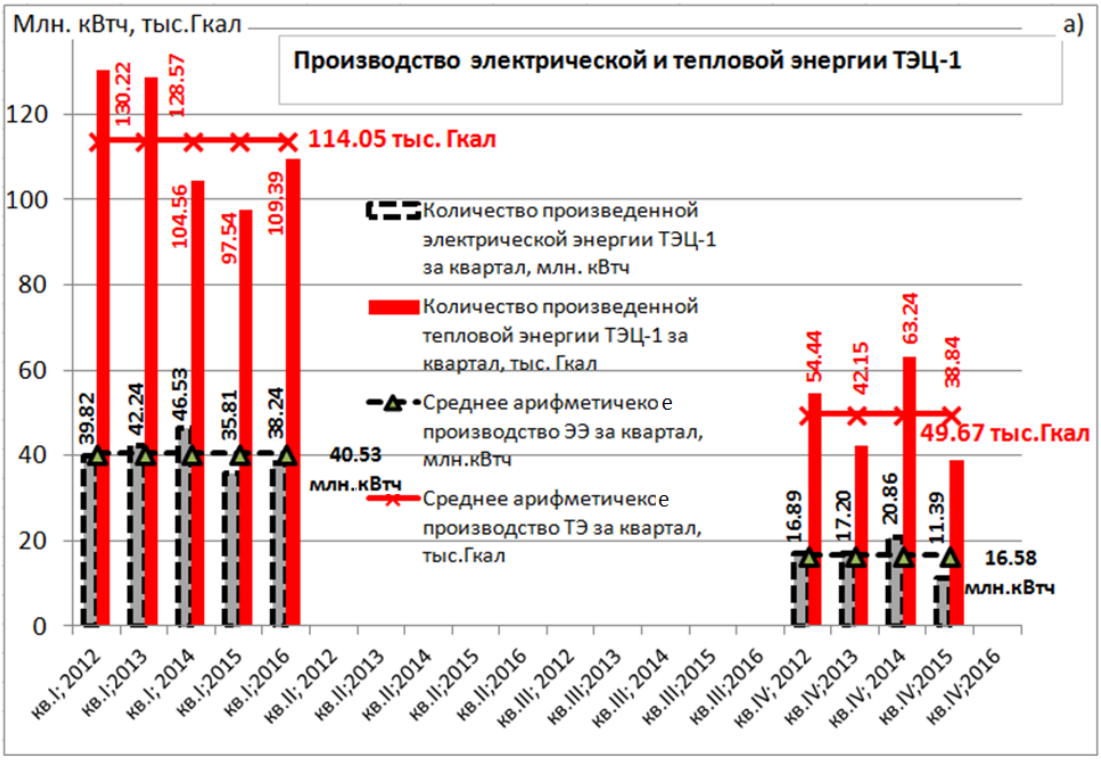


Рис.1. Производство электрической, тепловой энергии и потребление первичного топлива ТЭЦ-1(а) и ТЭЦ-2 (б) в 2012-2016 гг.

Рассмотрим также некоторые особенности производства энергии в течение года. На рис.2 приведены данные о ежеквартальном производстве электрической и тепловой энергии и усредненные показатели по кварталам за рассматриваемый период.



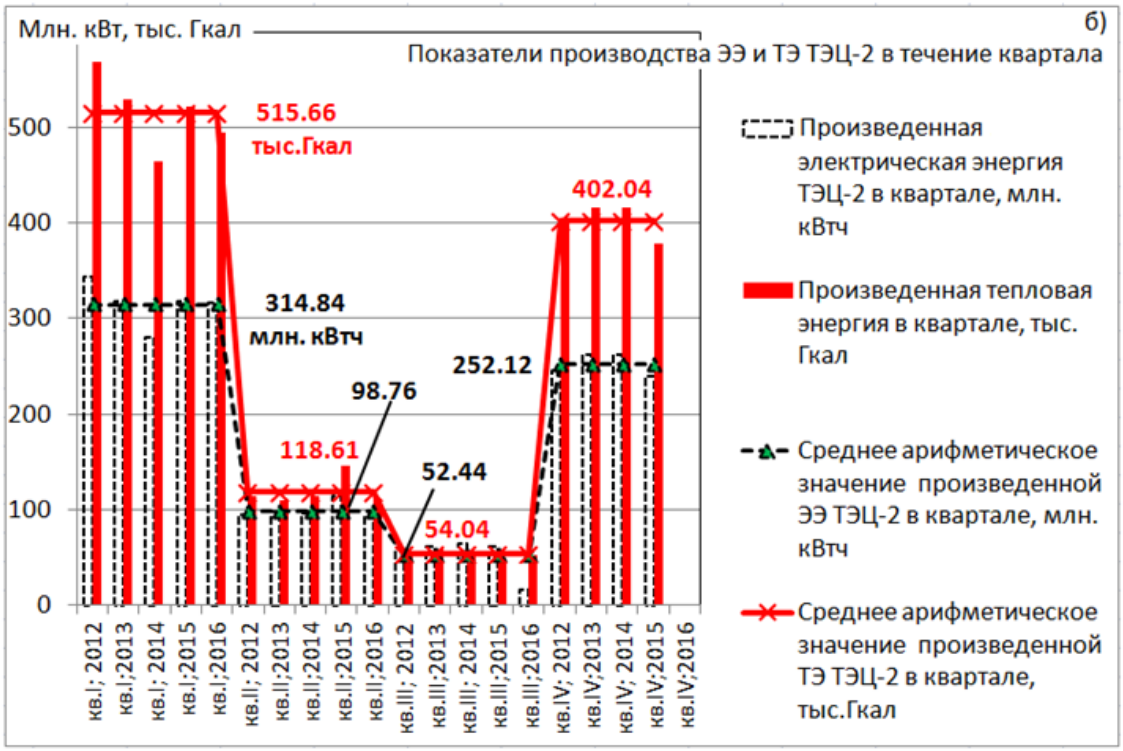


Рис. 2. Производство электрической, тепловой энергии ТЭЦ-1(а) и ТЭЦ (б) поквартально в 2012-2016 гг. и их усредненные значения.

За рассматриваемый период наблюдается снижение производства электрической и тепловой энергии как на ТЭЦ-1, так и на ТЭЦ-2. Поскольку 2016 год еще не завершен, рассмотрим некоторые статистические параметры производства энергии при условии, что на данном этапе не учтем показатели IV кв. 2016 г.

Для оценки степени корректности предположения об объективности снижения производства энергии на основе имеющихся производственных показателей предположим, что их отклонения близки к нормальному закону распределения случайных величин. Для располагаемого объема данных такая гипотеза не совсем обоснована, но в первом приближении мы воспользуемся ею при оценке объективности тренда снижения производственных показателей источников когенерации. Для этого определим размах отклонений ΔXмах=Xмах-Xмин наблюдаемых одноименных величин, рассчитаем средние арифметические значения Xср и выполним оценку среднеквадратичного отклонения (СКО) используя приближенное соотношение σ=ΔXмах/6. Оценочные значения возможного максимального случайного отклонения рассмотренных величин вычислим по формуле Xма= Xср ±3σ. В табл. 1 приведены некоторые статистические показатели производства электрической и тепловой энергии и количества используемого топлива.

ТАБЛИЦА 1. СТАТИСТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА НА ТЭЦ-1 И ТЭЦ-2

Параметр		**ΔXм**	**Xср**	**σ**	**Xмах**	**Xмин**
ТЭЦ-1	ЭЭ	12,2	55,0	2.04	61.1	48.9
	ТЭ	48.3	163.2	8.05	187.3	139.0
	Топливо	9.3	36.0	1.54	40.6	31,4
ТЭЦ-2	ЭЭ	77.5	708	12.9	746.7	669.2
	ТЭ	93.7	1074.1	15.6	1121	1027.3
	Топливо	33.5	315.9	5.58	332.6	299.2

Из табл. 1 следует, что тенденции снижения производства наблюдаются для ТЭЦ-1, поскольку все рассмотренные показатели 2015 года ниже значений, определенных как случайные отклонения.

В случае ТЭЦ-2 можно говорить о возможном тренде снижения производства энергии, поскольку объемы производства (прогнозные с учетом наработки за IV кв. 2016 г.) имеют значения, очень близкие к нижней границе Xмин.

В этом контексте представляется целесообразным определить удельный расход топлива на единицу произведенной энергии, долю стоимости топлива для единицы произведенной энергии, разность продаж энергии и затрат на покупку первичного топлива, которую мы назвали – добавленная стоимость (ДС) преобразования первичного топлива в энергию. Стоимость использованного топлива рассчитана исходя из тарифа 5000 леев/1000 м^3 природного газа.

Можно оценить и долю постоянных затрат предприятия в стоимости производства одной единицы энергии, т.е. 1 кВтч. Для этого необходимо привести к одним единицам измерения электрическую и тепловую энергию, выработанную источником в режиме когенерации. Для этого можно воспользоваться данными предприятия АО «Термоэлектрика», представленными в НАРЭ в сентябре 2016 года. Эти данные были представлены SA TERMOELECTRICA для утверждения новых тарифов на электрическую и тепловую энергию [14]. В своих расчетах АО «Термоэлектрика» указала общий запланированный регламентированный доход на 2016 г. в объеме 2287,514 тысяч леев и стоимость покупки топлива 1799,102 тысяч леев. Исходя из этих цифр, следует, что постоянные затраты предприятия составляют 488,412 млн. леев, т.е. 27,15% от стоимости используемого топлива.

Топливо, используемое источниками когенерации, пересчитаем в кубические метры природного газа, используя теплотворную способность природного газа указанной АО Молдовагаз, т.е. равной 8050 ккал/м^3. При этом условии 1 т.у.т.= 869,46 м^3 природного газа. Затраты на топливо определяются просто, если знаем тариф на природный газ для источников когенерации.

Сведения, приведенные энергетическим предприятием, позволяют определять, как удельные расходы топлива на одну единицу произведенной энергии, так и долю топлива в себестоимости производства единицы энергии (рис. 3 и рис.4), а в таблице 2 средние производственные показатели за рассматриваемый период.

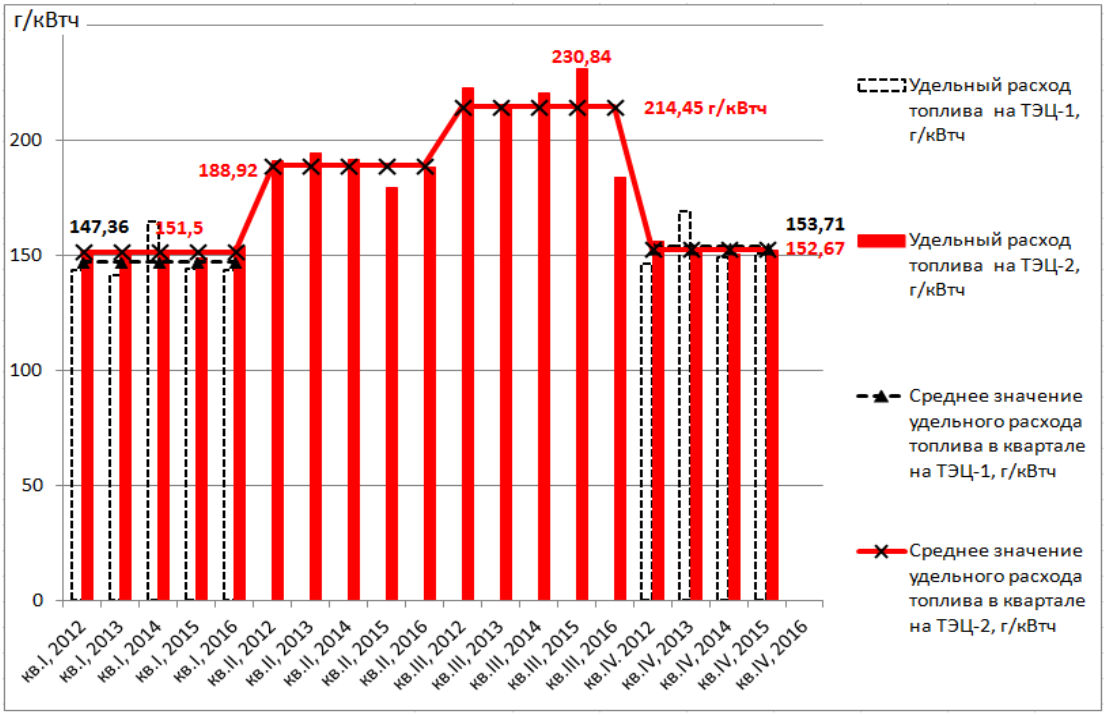


Рис. 3. Удельный расход топлива поквартально и усредненные их значения для ТЭЦ-1 (1) и ТЭЦ-2 (2)

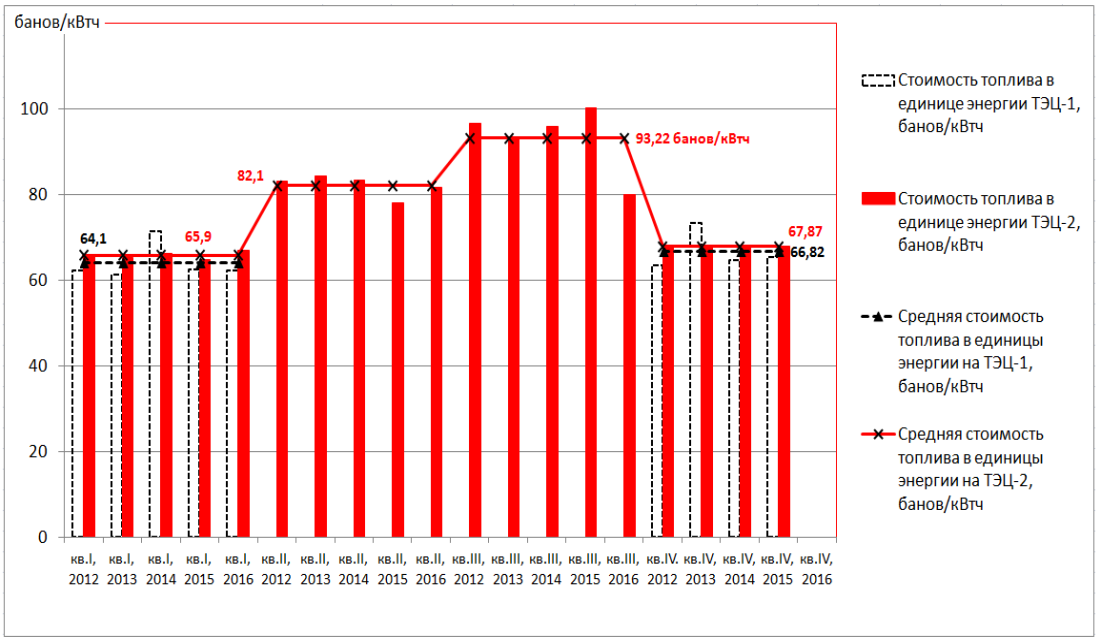


Рис.4. Доля стоимости первичного топлива в конечной стоимости производства энергии, среднее значение доли первичного топлива в стоимости энергии ТЭЦ-1 (1) и ТЭЦ-2 (2)

ТАБЛИЦА 2. УСРЕДНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ТЭЦ-1 И ТЭЦ-2 ЗА ПЕРИОД 2012-2016 гг. ПО ОТПУЩЕННОЙ ПОТРЕБИТЕЛЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Источник	Отпущенная энергия	Единица измерения	кв.I	кв.II	кв.III	кв.IV
ТЭЦ-1	Электрическая	млн. кВтч	34,53	-	-	13,56
	Тепловая	тыс.Гкал	114,1	-	-	49,67
ТЭЦ-2	Электрическая	млн. кВтч	273,1	82,32	43,62	206,82
	Тепловая	тыс.Гкал	515,66	118,61	54,04	385,77

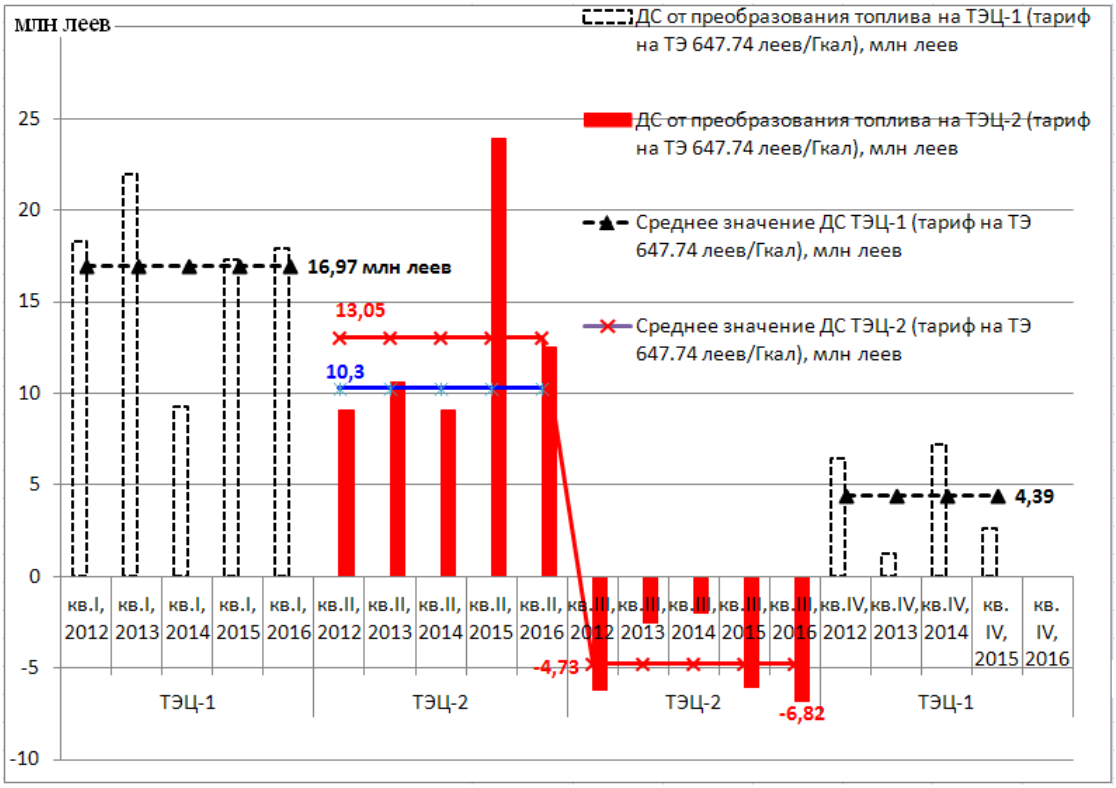


Рис.5. Добавленная стоимость преобразования топлива на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 при близких тепловых нагрузках и тарифе на производство тепловой энергии источниками 647,47 леев/Гкал

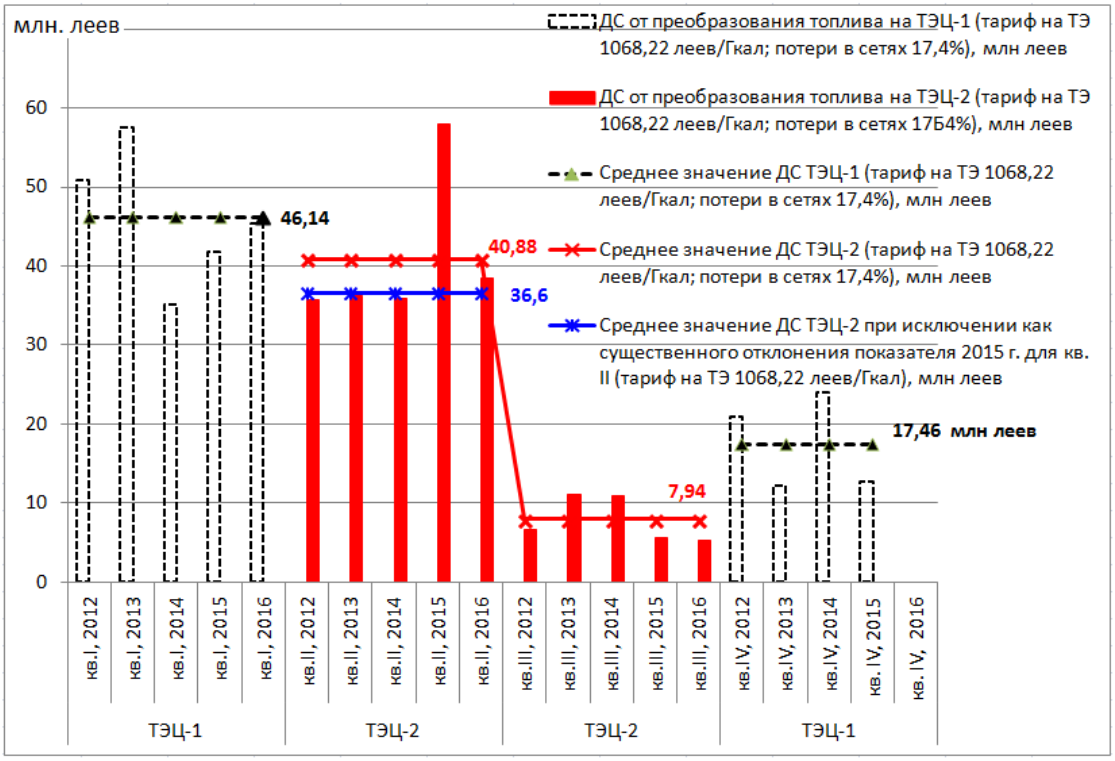


Рис.6. Добавленная стоимость преобразования топлива на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 при близких тепловых нагрузках и тарифе в 1068,22 леев/Гкал на отпуск конечному потребителю тепловой энергии. Потери тепловой энергии при транспорте и распределении приняты равными 17,4%

Б. ***Сопоставительный анализ экономических показателей работы ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2***

При работе источников ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 когенерации в холодное время года показатели по потреблению топлива и стоимости топлива на единицу произведенной энергии близки по значению. Отметим, что ТЭЦ-1 имеет тепловую нагрузку зимой (кв.IV - 114,1 тыс. Гкал и кв.I - 49,67 тыс. Гкал), очень близкую по значению к тепловой нагрузке ТЭЦ-2 в теплое время года (кв.III – 54,04 тыс. Гкал и кв.II – 118,61 тыс. Гкал). При близких значениях производства тепловой энергии источники очень существенно отличаются по отпуску электрической и тепловой энергии, в том числе и количество произведенной электрической энергии, соответственно (82,32 млн. кВтч/34,53 млн. кВтч)=2,38 раза и (43,8 млн. кВтч/13,56 млн. кВтч)=3,2 раза.

На первый взгляд, эти данные однозначно показывают на преимущество эксплуатации ТЭЦ-2 в теплое время года (кв. II и III), поскольку при равном отпуске тепловой энергии потребителям ТЭЦ-2 отпускает значительно большее количество электрической энергии. Является ли этот вывод корректным и неоспоримым при сопоставлении эффективности работы рассматриваемых источников когенерации, особенно для теплого периода года? Для ответа на этот вопрос рассмотрим экономические показатели работы ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 при близкой тепловой нагрузке.

Сопоставление показателей удельного расхода топлива при близких значениях тепловой нагрузки ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 (рис. 3) показывает, что в теплое время года расход топлива на ТЭЦ-2 больше чем на ТЭЦ-1: во втором квартале в 1,28 раза, а в третьем в 1,39 раза.

Сопоставление по значению стоимости использованного топлива при производстве одного кВтч энергии (рис.4) также показывает, что ТЭЦ-2 при такой тепловой нагрузке, которую легко может нести ТЭЦ-1, имеет более высокую стоимость топливной составляющей в стоимости кВтч произведенной энергии, соответственно в 1,28 и 1,39 раза в сравнении с ТЭЦ-1.

В предположении, что технологические режимы системы централизованного теплоснабжения г. Кишинэу позволяют передать ТЭЦ-1 во втором и третьем кварталах тепловую нагрузку ТЭЦ-2, можно оценить экономическую выгоду от оптимизации режима работы при действующих тарифах при производстве энергии и действующего тарифа на топливо. На рис. 5 и 6 приведены данные о превышении стоимости продажи ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 электрической и тепловой энергии, которую мы назвали добавленная стоимость преобразования первичного топлива в энергию, над затратами по покупке топлива. На рис. 5 данные соответствуют тарифу 647,74 леев/Гкал для тепловой энергии и тарифу 1,5814 леев/кВтч для электрической энергии и стоимости природного газа 5,0 леев/m^3, а на рис.6 приведены данные для случая отпуска тепловой энергии конечному потребителю при тарифе 1068,22 леев/Гкал, учитывая 17,4% потерь в тепловых сетях. Для тарифов на электрическую энергию и на использованное топливо сохранены прежние значения.

Работа ТЭЦ-2 в режиме источника в третьем квартале приводит к тому, что усредненное значение стоимости использованного топлива превысит на 4,73 млн. леев стоимость проданной тепловой и электрической энергии. Для этого же режима нагрузки у ТЭЦ-1 будет положительный баланс разности стоимости продаж энергии над затратами по покупке первичного топлива в среднем на 4,39 млн. леев. В итоге, выгода от генерации энергии в третьем квартале может быть оценена более чем в 9,0 млн. леев. Рассмотрение в таком же ключе работы ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 во втором квартале показывает, что выгода от работы ТЭЦ-1 в летний период может составить от 3,9 до 6,7 млн. леев. Это показывает на то, что при оптимизации режимов работы источников (передача нагрузки ТЭЦ-1 во втором и третьем кварталах) потенциал улучшения экономических показателей генерирующих источников в системе централизованного отопления г. Кишинэу оценивается в 12,9-15,7 млн. леев в год.

При условии, что тепловая энергия реализуется конечному потребителю по цене 1068,22 леев/Гкал, экономический результат от рационального использования генерирующих источников во втором и третьем кварталах может составить 14,8-19,0 млн. леев.

ВЫВОДЫ

1. Предложен подход сопоставительного анализа эффективности источников когенерации систем централизованного теплоснабжения различной мощности по топливной составляющей.

2. Сопоставление по объемам производства электрической и тепловой энергии не позволяет сделать корректный вывод об экономической эффективности работы источников когенерации. Например, при близком значении тепловой нагрузки в теплое время года ТЭЦ-2 производит электрической энергии в 2,4-3,2 раза больше, чем ТЭЦ-1, но при этом экономические показатели ТЭЦ-1 выше, чем у ТЭЦ-2.

3. В теплое время года топливная составляющая для ТЭЦ-2 стоимости для единицы произведенной энергии составляет 0,82-0,93 леев/кВтч по сравнению с 0,64-0,66 леев/кВтч для ТЭЦ-1. Суммарный экономический эффект от оптимизации режимов работы источников когенерации в теплое время года может составить 13-19 млн. леев в год.

Библиография

[1] Andriuscenko A.I. *Pocazateli effectivnosti slojnih system energosnabjenia i vzaimosviazi mejdu nimi*// Performance indicators of complex power systems and the relationship between them. Proceedings of the Fourth Russian scientific and technical conference "Energy saving in the urban economy, energy, industry", Ulyanovsk, 24-25 April 2003. http://www.energosovet.ru/stst225.html

[2] Kuzevanov V.S., Sultanov M.M. K voprosu ob effectivnosti planirovania rejimov raboti oborudovania teplodih electriceskih stantii//On the question of the effectiveness of planning modes of CHP equipment. Cyberleninka.ru. Scientific articles. Energetika.

[3] Bezlikin V.P. Parogazovie I paroturbinie ustanovki electrostantii// Combined-cycle power plants and steam-turbine plant, St. Petersburg. Publisher SPbGTU, 1997.-295s.

[4] Lege nr.92 din 290.05.2014 cu privire la energie termică şi promovarea cogenerării. MO nr. 178-184 din 11.07.2014.

[5] Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European şi a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficienţa energetic.

[6] Zokolev I.B. Pokazateli energeticeskoi efectivnosti TEC// Indicators of energy efficiency CHP. www.manbw.ru/sites/default/files/pokazateli_energeti-heskoy_effektivnosti_tec.doc

[7] Griega A.D., Griega S.A., Sultanov M.M., Kulanov V.A. Sravnenie metodov otenki raboti TEC pri sovmestnom proizvodstve teplovoi i elektriceskoi energii// Comparison of methods for assessing the effectiveness of the CHP at the joint production of heat and electricity. Moscow Power Engineering Institute (branch), Volzhsky. .Cyberleninka.ru. Scientific articles._Energetika.

[8] Dunaevsky N.I. Tehniko-ekonomiceskie osnovi teplofikatii//Technical and economic bases of industrial heating // M.-L .: SEI, 1952. 257 p.

[9] Haraim A.A., Ilici V.N. Gosudarstvennoe regulirovanie ieffectivnosti TEC//State regulation and the efficiency of thermal power stations.http://www.rosteplo.ru/tech_stat/stat_shablon.php?id=3096

[10] Gavrilov V.K. Obobscionnoi kompleksnoe otenivanie effektivnosti funktionirovania regionalinoi energosistemi , raboti generiruiuscih predpriatii I energoustanovok// Generalized comprehensive evaluation of the functioning of the regional power system operation and power generation companies. Abstract diss.na competition uch. stepeni. Candidate of Technical Sciences. Speciality 05.13.01 - System analysis, management and information processing (industry). Samara, 2009.-21p.

[11] Suvorov D.M. Analiz razlicnih metodov raspredelenia zatrat tweploti topliva pri kombinirovannoi virabotki elektriceskoi I teplovoi energii//Analysis of various methods of distribution of heat fuel costs at the combined generation of electricity and thermal energy. Scientific researches and their practical application. Modern state and ways of development 'in 2012. http://www.sworld.com.ua/index.php/ru/conference/the-content-of-conferences/archives-of-individual-conferences/oct-2012

[12] Albu V., Drozdov S., Stepanova T., Tumanovsky V., Vinnichenko N. Analiz pokazatelei raboti teplovih elektriceskih stantii//Analysis of performance of thermal power stations. Information resources of Russia, 2013/2. – pp..2-6. www.aselibrary.ru/press_center/journal/irr/irr4925/.../irr4925494049414942/

[13] http://www.termoelectrica.md/ro_RO/despre/indicatori-tehnico-economici/. Compartimentul: Indicatori- tehnico-economici.

[14] Solicitarea S.A. „Termoelectrica” de ajustare a tarifelor la energia electrică □i cea termică. http://www.anre.md/ro/content/consult%C4%83ri-publice-0

Приложение

ТАБЛИЦА А.1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ИСТОЧНИКА 1 (ТЭЦ-2) В ПЕРИОДЕ 2012-2016гг. [13]

Показатели	Единица измерения	2012				2013				2014	
		кв.I	кв .II	кв .III	кв .IV	кв .I	кв .II	кв .III	кв .IV	кв.I	кв .II
Установленная электрическая мощность	МВт	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Располагаемая электрическая мощность	МВт	198	94	81	172	191	68	49	161	209	63
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	487	359	336	434	462	352	348	479	504	352
Максимальная электрическая нагрузка	МВт	232	68	67	206	195	130	79	191	218	79
Максимальная тепловая нагрузка	Гкал/ч	378	88	71	335	307	117	60	295	364	74
Количество произведенной электрической энергии	млн.кВт	343.887	94.176	59.774	245.06	317.284	97.309	60.894	219.273	280.001	95.814
Количество отпущенной электрической энергии	млн.кВт	299.257	78.094	49.263	209.968	274.753	81.764	50.301	187.36	242.362	79.491
Количество отпущенной тепловой энергии с коллекторов	Гкал	568180	113662	54941	398788	529658	109146	58362	350303	464444	114465
КПД при производстве энергии	%	77.21	59.75	50.47	74.56	77.88	58.86	52.64	74.48	76.95	59.52
Использованное топливо	тыс. т.у.т.	152.749	43.253	27.541	110.291	140.501	43.559	27.576	98.089	124.912	43.883
Количество выбросов CO_2 в атмосферу	тыс. тонн	247.435	70.041	44.617	178.671	227.612	70.568	44.67	158.9	202.36	71.09

ТАБЛИЦА А.1.Продолжение. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ИСТОЧНИКА 1 (ТЭЦ-2) В ПЕРИОДЕ 2012-2016гг. [13]

Показатели	Единица измерения	2014		2015				2016			
		кв .III	кв .IV	кв .I	кв .II	кв .III	кв .IV	кв .I	кв .II	кв .III	кв .IV
Установленная электрическая мощность	МВт	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
Располагаемая электрическая мощность	МВт	49	157	207	65	49	159	209	54	49	
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	348	479	504	352	360	479	504	352	360	
Максимальная электрическая нагрузка	МВт	46	228	228	145	68	195	214	63	46	
Максимальная тепловая нагрузка	Гкал/ч	55	326	319	224	44	281	318	78	42	
Количество произведенной электрической энергии	млн. кВт	64.402	262.109	317.261	113.467	61.638	239.212	315.751	93.034	15.518	
Количество отпущенной электрической энергии	млн. кВт	54.161	225.317	275.882	95.088	51.588	204.637	274.784	77.146	12.789	
Количество отпущенной тепловой энергии с коллекторов	Гкал	55456	415383	522139	145401	49637	378627	493882	110385	51792	
КПД при производстве энергии	%	51.27	74.83	82.47	68.4	53.22	78.61	79.79	65.34	66.76	
Использованное топливо	тыс. т.у.т.	28.429	116.294	137.717	50.75	27.554	106.196	137.046	41.628	13.938	
Количество выбросов CO_2 в атмосферу	тыс. тонн	46.05	188.4	223.1	82.21	44.64	172.04	222	67	23	

ТАБЛИЦА А.2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ИСТОЧНИКА 2 (ТЭЦ-1) В ПЕРИОДЕ 2012-2016гг. [13]

Показатели	Единица измерения	2012				2013				2014	
		кв.I	кв.II	кв.III	кв.IV	кв.I	кв.II	кв.III	кв.IV	кв.I	в. II I
Установленная электрическая мощность	МВт	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Располагаемая электрическая мощность	МВт	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239
Максимальная электрическая нагрузка	МВт	31.7	0	0	26.1	27.8	4.7	0	26.1	33.5	0
Максимальная тепловая нагрузка	Гкал/ч	91.3	0	0	61	78.9	25.2	0	61.8	72.8	0
Количество произведенной электрической энергии	млн. кВт	39.82	0	0	16.888	42.238	0.042	0	17.199	46.531	0
Количество отпущенной электрической энергии	млн. кВт	33.631	0	0	14.019	35.735	0.0352	0	14.292	39.117	0
Количество отпущенной тепловой энергии с коллекторов	Гкал	130218	0	0	54443	128573	227	0	42149	104558	0
КПД при производстве энергии	%	85.67	0	0	84.01	86.92	0	0	72.7	74.63	0
Использованное топливо	тыс. т.у.т.	27.424	0	0	11.727	27.103	0.015	0	11.189	27.676	0
Количество выбросов СО2 в атмосферу	тыс. тонн	44.43	0	0	199	43.91	0.02	0	18.13	44.84	0

ТАБЛИЦА А.2. Продолжение. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ИСТОЧНИКА 2 (ТЭЦ-1) В ПЕРИОДЕ 2012-2016гг. [13]

Показатели	Единица измерения	2014		2015				2016			
		кв .III	кв .IV	кв .I	кв .II	кв .III	кв .IV	кв .I	кв.II	кв .III	кв .IV
Установленная электрическая мощность	МВт	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Располагаемая электрическая мощность	МВт	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239
Максимальная электрическая нагрузка	МВт	0	26.6	27.1	0	0	26.7	27.4	0	0	
Максимальная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0	72.4	70.7	0	0	71.4	73.6	0	0	
Количество произведенной электрической энергии	млн. кВт	0	20.856	35.809	0	0	11.391	38.24	0	0	
Количество отпущенной электрической энергии	млн. кВт	0	17.358	30.144	0	0	9.171	31.79	0	0	
Количество отпущенной тепловой энергии с коллекторов	Гкал	0	63235	97543.9	0	0	38839.7	109390.6	0	0	
КПД при производстве энергии	%	0	82.37	85.25	0	0	81.55	85.66	0	0	
Использованное топливо	тыс. т.у.т.	0	14.078	21.506	0	0	8.52	23.74	0	0	
Количество выбросов СО2 в атмосферу	тыс. тонн	0	22.81	34.84	0	0	13.8	38.5	0	0	

Сведения об авторах.

Берзан В.П. Доктор хабилитат технических наук, зам. Директора по науке Института энергетики АНМ. Область научных интересов: энергетика, установившиеся и переходные процессы в электрических цепях, математическое моделирование, диагностика энергооборудования. Автор более 350 научных публикаций, 30 патентов на изобретения, в том числе 1 зарубежного патента, 12 монографий, 3 учебных пособий. E-mail: berzan@ie.asm.md

Постолатий В.М., д.х.т.н., академик АН Молдовы, заведующий лабораторией управляемых электропередач Института энергетики АН Молдовы. Область научных интересов: энергетические системы, управляемые линии электропередач переменного тока повышенной пропускной способности, проблемы передачи энергии, режимы энергетических систем, переходные электромеханические процессы, электрические станции, теплоэнергетика, экономика энергетика, вопросы управления энергетическим комплексом, вопросы энергоэффективности и энергосбережения, возобновляемой энергетики
E-mail: vpostolati@rambler.ru

Быкова Е.В., вед. н.с., к.т.н.
Профессиональные интересы находятся в области исследования и анализа общих проблем энергетики, методологии расчета и мониторинга индикаторов энергетической безопасности страны (региона); в области применения современных технологий производства электрической и тепловой энергии.
E-mail: elena-bicova@mail.ru;

Бабич В.М., инженер - термоэнергетик.
Научный сотрудник Института энергетики АНМ.
Область научных интересов: производство энергии в режиме когенерации, транспорт и распределение тепловой энергии.

The Use of the Biomass in the Republic of Belarus. Status and Prospects of Development

Vasilevich S., Malko M., Shevchik N.
Institute of Power Engineering of the National Academy of Sciences of Belarus
Minsk, Republic of Belarus

Abstract. The status and prospects of development in the field of biomass use as a fuel and energy resources in the Republic of Belarus are discussed in the paper as a fuel and energy resources. Currently, the main use of biomass in the energy sector of country is based on the use of wooden biomass for boilers of the Ministry of Housing and Communal Services, for mini- CHP of the concern "BelEnergo" of the Ministry of Power and as well as fuel in rural settlements of Belarus. In recent years, the development of biogas technology that uses crop residues, wastes of livestock and poultry farming. Contribution of these 2 types of biomass in Belarus to the total consumption of fuel and energy resources of country is about 5,6% at present.
***Keywords*:** biomass, wooden chips, fuel, biogas technology.

Utillizarea biomasei în Republica Belarus. Starea actuală şi perspective de dezvoltare

Vasilevici S.V., Maliko M.V., Şevcik N.E.
Institutul de Energetică al Academiei Naționale din Belarus
Minsk, Republica Belarus

Rezumat. Lucrarea conține o descriere a situației actuale şi a perspectivelor de dezvoltare în domeniul utilizării biomasei în Republica Belarus în calitate de sursă energetică şi de combustibil. Actualmente utilizarea preponderentă a biomasei în sectorul energetic este bazată pe utilizarea materialelor lemnoase ca combustibil pentru boilerele din cadrul Ministerului gospodăriei locativ-comunale, mini-CETuri ale concernului „BelEnergo" a Ministerului Energeticei din Belarus şi a companiilor autohtone, la fel şi în localitățile rurale. Recent a început, la fel, să se dezvolte tehnologia biogazului, care utilizează deşeurile culturilor de câmp, din sectorul zootehnic şi avicol. Ponderea sumară a acestor 2 tipuri de biomasă în Belarus constituie circa 5,6% din volumul total a consumului de combustibil şi resurse energetice ale țării.
***Cuvinte-cheie*:** biomasa, aşchii de lemn, combustibil, tehnologia biogazului.

Использование биомассы в Республике Беларусь. Состояние и перспективы развития

Василевич С.В., Малько М.В., Шевчик Н.Е.
Институт энергетики Национальной академии наук Беларуси,
Минск, Республика Беларусь

Аннотация. В работе обсуждается состояние и перспективы развития в области использования биомассы в Республике Беларусь в качестве топливно-энергетических ресурсов. В настоящее время основное использование биомассы в энергетическом секторе основано на использовании древесины в качестве топлива бойлеров Министерства жилищно-коммунального хозяйства, мини-ТЭЦ концерна «БелЭнерго» Министерства энергетики Беларуси и предприятий страны, а также в сельских населенных пунктах. В последнее время начало также развиваться биогазовая технология, использующая отходы растениеводства, животноводства и птицеводства. Суммарный вклад этих 2-х видов биомассы в Беларуси составляет примерно 5,6 % от общего потребления топливно-энергетических ресурсов страны.
Ключевые слова: биомасса, древесная щепа, топливо, биогазовая технология.

Введение

Положение в области топливно-энергетических ресурсов в Беларуси определяется следующими обстоятельствами. Беларусь имеет очень ограниченные запасы ископаемого топлива и покрывает за счет их только около 15 % потребностей в топливно-энергетических ресурсах. Так, например, в 2014 году при валовом потреблении ТЭР в объеме 39,811 млн. т.у.т угольного эквивалента собственные источники энергии дали 5,393 млн. т.у.т угольного эквивалента [1], что составило 13,5% от общего потребления ТЭР. Остальные 86,5% источников энергии были покрыты за счет экспорта из России.

Достаточно высокие цены на импортируемые источники энергии (природный газ, нефть и электрическая энергия) отрицательно отражаются на общем состоянии экономики страны. Дополнительную проблему создает зависимость в области поставок энергоносителей от других стран.

Использование возобновляемых источников энергии является одним из возможных путей решения или хотя бы смягчения проблем,

обусловленных отсутствием достаточного количества собственных ископаемых источников энергии.

Наиболее доступным возобновляемым источником энергии в условиях Беларуси является биомасса. По состоянию на начало 2015 год лесистость Беларуси достигла 39,6 % [2]. Имеющиеся оценки показывают, что ежегодный прирост древесной биомассы в стране достигает 25 млн.м^3, что эквивалентно около 6,6 млн. т.у.т угольного эквивалента [3] или примерно 17% от количества топлива, использованного в 2014 году.

Дополнительным резервом биомассы в стране являются отходы растениеводства. Их общий потенциал составляет примерно 1 млн.ту.т угольного эквивалента ежегодно [3].

Другие виды возобновляемой энергии по крайней мере в настоящее время имеют менее существенное значение для Беларуси. Так, по данным источника [3] экономически оправданный потенциал гидроэнергии в Беларуси на настоящее время равен только 250 МВт. Установленная мощность энергосистемы Беларуси по состоянию на 1 января 2016 года составила 8979,2 МВт [4]. Эти данные показывают, что вклад гидроэнергетики в суммарную мощность энергетических установок Беларуси составит примерно 2,8% при полном задействовании экономически оправданного потенциала страны. Более значительный потенциал имеет энергия ветра. Согласно имеющимся оценкам, экономически оправданный потенциал этого вида энергии достигает 1600 МВт [3]. Реализация этого потенциала встречается с существенными затруднениями. Беларусь находится на большом удалении от морского побережья и это является причиной низкой фоновой скорости ветра на территории страны, что ограничивает значение экономически оправданного потенциала энергии ветра. И только энергия солнца в Беларуси имеет практически неограниченный потенциал, позволяющий полностью покрыть энергетические потребности страны. Однако использование энергии солнца в Беларуси требует намного больших финансовых затрат по сравнению с затратами в странах, расположенных южнее. Эта и другие причины обусловили то, что вклад гидроэнергии, энергии ветра и энергии солнца в суммарное производство электрической энергии в Беларуси составило в 2014 году менее 1 % от общего производства.

Биогазовая технология в настоящее время также дает незначительный вклад, как в энергетический баланс Беларуси, так и в общее потребление возобновляемых источников энергии.

Использование возобновляемых источников энергии в Беларуси в настоящее время практически полностью определяется древесной биомассой. Суммарный вклад этого энергоисточника в энергетический баланс Беларуси составил в 2013 году 5,6% [5] и в соответствии с существующими планами должен вырасти до 6% в 2020 году [6].

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДРЕВЕСНОЙ БИОМАССЫ В БЕЛАРУСИ

Основными потребителями древесной биомассы в Беларуси являются энергетические установки предприятий Министерства жилищно-коммунального хозяйства и концерна «Белэнерго» Министерства энергетики, обеспечивающие население малых городов страны электрической и тепловой энергией и население сельских регионов страны.

В таблице 1 приведены данные о балансе древесного топлива в Беларуси.

Таблица 1– Баланс древесного топлива в Беларуси [7] (в тысячах плотных кубических метров).

	2005	2012	2013	2014
Заготовлено	4 739	6 173	6 150	5 896
Потреблено организациям и	2 025	3 635	3 749	3 684
Отпущено населению	2 687	2 525	2 261	1 896

Основное потребление древесного топлива в Беларуси осуществляется организациями Министерства жилищно-коммунального хозяйства. Так, в 2014 году предприятия этого министерства использовали 39,8% от общего количества заготовленного в Беларуси топлива [8].

Примерно 34% дров было использовано населением и 26,2% - предприятиями концерна «БелЭнерго» Министерства энергетики Республики Беларусь.

Беларусь имеет достаточные запасы торфа, который используется предприятиями Министерства жилищно-коммунального хозяйства и концерна «БелЭнерго» совместно с древесным топливом. По состоянию на 1 декабря 2015 года в Беларуси действовало более 3200 энергоисточников на местном топливе (дрова, древесная щепа и торф) с суммарной электрической мощностью 130 МВт и тепловой мощностью свыше 6000 МВт, в том числе 22 мини -ТЭЦ на местных ТЭР суммарной электрической мощностью около 130 МВт и тепловой - около 345 МВт [9].

Использование местного топлива (древесина и торф) позволило на начало 2015 года предприятиям Министерства жилищно-коммунального хозяйства Беларуси снизить потребность в природном газе примерно в 2 раза.

Если в 2007 году древесное топливо (в основном древесная щепа) на предприятиях Министерства жилищно-коммунального хозяйства практически не использовалось, то потребление этого вида

биомассы в 2014 достигло 3 миллионов плоских кубических метров [8]. Это соответствует 685 тыс. т.у.т, что эквивалентно замещению 475 млн м^3 природного газа на сумму 78,4 млн.долларов США [8].

Развитие в области использования древесной биомассы в качестве топлива является результатом планомерной государственной политики, проводимой в Беларуси после обретения независимости. В 2007 г. был принят важный документ [10], который определил политику в области использования местных видов топлива (древесная биомасса, торф и др.) на период по 2020 год включительно. Этот и другие документы сформировали условия для использования местных видов топлива (древесная биомасса, торф и др.) в Беларуси. Одним из таких условий является проведение планомерной политики модернизации энергетического оборудования.

В стране проводится замена устаревшего котлового и иного оборудования, перевода бойлерных установок, использующих природный газ, на установки, работающие на древесном топливе и смеси древесного топлива с торфом.

При осуществлении модернизации энергетического оборудования широко используется оборудование, разработанное и изготовленное в Беларуси, так и оборудование, произведенное в развитых странах мира. Пример использования такого оборудования дает мини-ТЭЦ Барань (Витебская область Беларуси). Эта мини-ТЭЦ введена в эксплуатацию в марте 2014 г. Общий вид ее представлен на рис.1.

Рис.1. Общий вид мини-ТЭЦ Барань.

Генеральным подрядчиком строительства Мини-ТЭЦ Барань была австрийская компания LuftundFeuerungstechnikGmbH[11]. Порядка 40% работ было выполнено организациями Беларуси.

На мини-ТЭЦ установлены термомасленный котел TOE-17200-10/340 HVRc тепловой мощностью 17,2 МВт и турбогенератор ORC-модуля TURBODEN 32-CHRSPSplitc установленной мощностью3,25 МВт итальянской фирмы Turboden[11].

Мини-ТЭЦ Барань потребляет в сутки 64,3 т древесной щепы и 20 т. торфа [11]. Она может работать как на древесной щепе, так и на торфе, а также на смеси древесной щепы и торфа [12].

С момента ввода в эксплуатацию мини-ТЭЦ Барань позволила сэкономит потребление природного газа на теплофикационные потребности и обеспечение горячей водой г.Барань (примерно 10 тысяч жителей) в объеме соответствующего 26 тыс.т.у.т[12].

Аналогичные результаты установлены при эксплуатации других мини-ТЭЦ, введенных в эксплуатацию, что указывает на важность развития таких источников энергии в Беларуси.

Строительство мини-ТЭЦ, использующих местные виды топлива (древесная щепа и торф) позволило увеличить их использование предприятиями БелЭнерго с 23,2 тыс. т.у.т в 2006 году до 141,5 тыс.т.у.т в 2014 году[13]. Древесная биомасса дала примерно половину от этого объема местного топлива или примерно 70 тыс. т.у.т, что на порядок ниже, нежели объем древесной биомассы, использованный предприятиями Министерства жилищно-коммунального хозяйства Беларуси. Древесная масса, используемая энергетическими предприятиями Беларуси, идет на производство тепловой энергии.

Значительное внимание в Беларуси уделяется развитию вспомогательной инфраструктуры в области использования биомассы [14]. В стране разработаны и выпускаются различные механизмы по заготовлению древесной щепы и средства ее доставки на энергетические предприятия Министерства жилищно-коммунального хозяйства и Министерства энергетики Республики Беларусь. Так, Минский тракторный завод освоил выпуск колесных лесозаготовительных машин для рубок главного и промежуточного пользования, включая харвесторы, форвардеры, прицепные тележки с манипуляторами, различные трелевочные тракторы. Выпуск подобных механизмов и машин освоен также на белорусском ОАО «Амкодор».

Минский автомобильный завод освоил производство автопоезда для перевозки щепы с нагрузкой на рейс 80 насыпных м^3 и автощеповоз со съемными контейнерами с нагрузкой на рейс 35-40 насыпных м^3 [12].

В стране освоен выпуск фронтальных колесных погрузчиков грузоподъемностью 400-6000 кг со съемным технологическим оборудованием, позволяющим работать как с круглыми лесоматериалами, так и с топливной щепой [14].

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОГАЗОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ В БЕЛАРУСИ

По состоянию на 1-ое декабря 2015 года в Беларуси действовало 17 биогазовых установок суммарной электрической мощностью около 22,7 МВт [9]. Развитие биогазовой технологии в Беларуси столкнулось с рядом проблем, которые оказались неразрешимы до настоящего времени. Это, во-первых, затруднения с изысканием необходимых финансовых средств для развития биогазовой технологии. Во-вторых, это непродуманный прямой перенос зарубежной технологии, разработанной для использования другого, нежели в Беларуси субстрата.

Самой мощной биогазовой установкой Беларуси является установка, построенная в СПК «Рассвет» Кировского района Могилевской области Беларуси и принятая в эксплуатацию в ноябре 2012 года. Ее проектная мощность составила 4,8 МВт. Общий вид этой установки представлен на рис.2.

Рис.2. Биогазовая установка СПК «Рассвет» [15]

Согласно данным [15], затраты на строительство самой мощной биогазовой установки составили 13,5 млн. евро. Расчетный срок окупаемости ожидается равным примерно 7 годам. Этот проект реализован полностью за счет кредитов иностранных банков и является прямым переносом немецкой технологии.

Строительство биогазовой установки в СПК «Рассвет» было рассчитано на использование отходов животноводства, в первую очередь навоза свиней и крупного рогатого скота, а также птичьего помета. Эксплуатация биогазовой установки СПК «Рассвет» с использованием этого местного субстрата показала, что установка не может выйти на проектные параметры [16]. Исследование показало, что этот эффект обусловлен использованием субстрата. Немецкие биогазовые установки разрабатываются в расчете на использование в качестве исходного субстрата в основном кукурузы, свойства которой существенно отличаются от свойств отходов животноводства.

Случай с СПК «Рассвет» продемонстрировал невозможность прямого переноса в Беларусь биогазовой технологии, разработанной в Германии или какой-либо другой западноевропейской стране. Наша страна не может использовать кукурузу в качестве субстрата биогазовых установок ввиду сравнительно низких урожаев зеленой массы этой культуры. К примеру, в Германии получают 900-1000 ц/га этой культуры [16]. В нашей стране средняя урожайность в три раза меньше и вся зеленая масса используется почти полностью на корм животным.

Дополнительной проблемой, отрицательно влияющей на развитие биогазовой технологии в Беларуси, является высокая стоимость оборудования биогазовых установок. Беларусь не имеет собственного производства необходимого оборудования и вынуждена закупать его за рубежом. Это повышает капитальные затраты на сооружение подобных установок. Так, в случае биогазовой установки СПК «Рассвет» стоимость установленного киловатта электрической энергии составила примерно 3 700 долларов США в ценах 2012 года.

Данная проблема и другие проблемы, обсужденные выше, и обусловили тот факт, что наша страна в области использования биогазовых технологий находится на начальном этапе ее освоения.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ В ОБЛАСТИ ИСПОЛЬЗВАНИЯ БИОМАССЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ БЕЛАРУСИ

В соответствии с Государственной программой «Энергосбережение» на 2016-2020 годы утвержденной 28 марта 2016 года постановлением Совета Министров Республики Беларусь [9] предусматривается дальнейшее существенное развитие использования биомассы и других видов возобновляемой источников с целью доведения вклада возобновляемой энергии в валовое потребление ТЭР до 6%.

Так, в частности, в период 2016-2020 предполагается создание энергоисточников, использующих местные виды топлива (древесное топливо, торф, тепловые отходы и др.) с тепловой мощностью около 680 МВт. Программой предусмотрено расширение производства и использование новых видов топлива, получаемых из биомассы, в том числе за счет внедрения технологий, предполагающих переработку древесных отходов, создание новых производств по изготовлению древесных гранул (пеллет), древесных и смесевых с древесным топливом брикетов, разработки и внедрения новых передовых технологий использования биомассы

(например, для производства бионефти, где одним из сырьевых компонентов являются древесные отходы).

Предусмотрено также дальнейшее развитие биогазовой технологии. Для реализации этой задачи в 2016-2020 году будет построено и введено в эксплуатацию 12 биогазовых установок с суммарной мощностью 35 МВт.

В плане развития новых технологий использования биомассы в энергетике в Институте энергетики выполняются научные исследования и практические разработки в области термохимической конверсии (пиролиза) и сжигания биомассы.

Предварительные результаты исследования пиролиза древесной биомассы опубликованы в работах [17,18].

Параллельно с проведением научных исследований в области термохимической конверсии биомассы специалисты Института энергетики НАН Беларуси осуществляют прикладные разработки по вовлечению биомассы в энергетический баланс страны.

В настоящее время в г. Щучин (Гродненская обл., Беларусь) заканчивается сборка установки по производству древесного угля (Рис. 3). Ввод в эксплуатацию запланирован на конец этого ввода. Проектная мощность установки составит 240 тонн древесного угля в год.

Рис. 3. Общий вид установки по производству древесного угля

В этом же году ожидается завершение создания топки мощностью 2 МВт, которая будет использовать в качестве топлива солому и отходы деревообрабатывающей промышленности. Работа над этой топкой проводится совместно с белоруской компанией ОАО «Амкодор-Можа».

Приведенная в докладе информация показывает, что в Беларуси проводится планомерная работа по всемерному вовлечению в топливно-энергетический баланс страны биомассы, которая является наиболее доступным для Беларуси источником энергии.

ВЫВОДЫ

Анализ имеющейся информации показывает, что основным источником возобновляемой энергии, который используется на промышленном уровне, в Беларуси является древесная биомасса, используемая в виде древесной щепы и дров, для производства тепловой энергии.

Достигнутые успехи Беларуси по вовлечению древесной биомассы и других местных топлив обусловлены планомерной работой по всем важнейшим направлениям, связанным с решением этой важнейшей народно-хозяйственной проблемы.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Energeticheskii balans Belorusi [The energy balance of Belarus]. Statisticheskii sbornik Statistical Yearbook, Minsk, 2015, - p.15.

[2] Respublika Belarus. [Republic Belarus] [Statistical Yearbook], Minsk, 2015, 327p.

[3] Respublikanskaia Programma energosberejenia na 2011–2015 godi [Republican Energy Saving Program for 2011-2015]. Minsk, 2010.

[4] htpp:www.energo.by/okon/p21.htm, date 0f access 23 december 2016.

[5] Staniuta D.A.Investitsii v vozobnovliaemui ekonomiku – dlia ustoichivogo razvitia. [Investments in renewable energy – for Sustainable Energy Development].Energoeffektivnosti [Energy efficiency], Minsk. 2014. № 5, 2-3.

[6] Staniuta D.A. O planah na 2016-2020 godi [Abou the plans on 2016-2020] Energoeffektivnosti [Energy efficiency], Minsk, 2016. № 2.-p.5

[7] Energeticheskii balans Belorusi [The energy balance of Belarus]. Statisticheskii sbornik Statistical Yearbook, Minsk, 2015, - p.122.

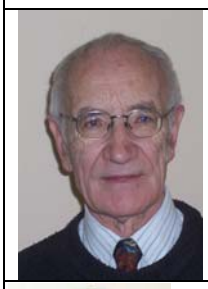
[8]G.A. Trubilo Osnovnie naparavlenia reformirovania I povishenia effektivnosti jilischno-kommunalinogo hoziastva. [The main directions of reform and improve the efficiency of housing and communal services 2016-2020] Energoeffektivnosti [Energy efficiency], Minsk. 2016. № 1.,14-16.

[9] Respublikanskaia Programma energosberejenia na 2016–2020 godi [Republican Energy Saving Program for 2016-2020]. Minsk, 2016.

[10] Directiva N3 ot 14 iunia 2007 Prezidenta Respubliki Belarusi “Ekonomia I berejlivosti – glavnie faktori ekonomicheskoi bezopasnosti starni. [Directive № 3 dated 14 June 2007, the President of the Republic of Belarus "Economy and thrift - the

main factors of economic security of the country], Minsk. 2007.
[11] Judro E.E. Mini-TEZ "Barani" vvedena v expluatatsiu. [Mini-CHP "Barani in put into exploatation"]/Energoeffektivnosti. [Energy efficiency], Minsk. 2014. № 2.-p.10
[12] Mini TEZ "Baran", [Mini-CHP "Barani], Energoeffektivnosti. [Energy efficiency], Minsk, 2016. № 5.-21-22.
[13] Haritonova A. Tendentsii otechestvennogo TEK – dalineishaiai modernizatsia energosistemi I ispolizovanie MWT, [Trends in domestic fuel and energy, further modernization of the energy system and the use of MBT], Energetika I TEK, [Energetics and Fuel and Energy Complex]. Minsk. 2015. № 10, 10-11.
[14] Lednisky A.V. Sovremennoe sosotoianie I perspektivi ispolizovania mestnih vidov topliva v energeticheskom komplekse Respubliki Belarusi. [Current state and prospects of the use of local fuels in the energy sector of the Republic of Belarus] Trudi BGTU [Proceedings of Technikal University of Belarusi], Minsk, 2012, №7, 201-204.
[15] http://bdg.by/news/bussiness/18834.html, date of access 23 december 2016.
[16] Morozov P. Chto delaet biogazovii complex effektivnim. [What makes an effective biogas complex], Belorusskoe seliskoe hoziastvo, [Agriculture of Belarus] 2013. №3, 118-121.
[17] Vasilevich S.V., Dmitriev G.M., Kojurin V.NN., Mal'ko M.V. Issledovanie termohimicheskoi konversii biomassi dlia poluchenia razlichnih topliv [Research of thermochemical conversion of biomass to produce different fuels], Proceedings of the International Conference "Energy of Moldova - 2012. Regional Aspects of development". October 4-6, 2012-Chisinau. Republic of Moldova, 324-330
[18] Bogach V.N., Vasilevich S.V., Mal'ko M.V. Raschetno-teoreticheskie i experimentalinie issledovania piroliza biomassi dlia poluchenia jidkih produktov. [Design-theoretical and experimental study of biomass pyrolysis for liquid products], Vesti NAN Belorusi, Seria fizika-tehnicheskih nauk [Proceedings of the National Academy of Sciences of Belarus], Series of Phyzical and technical sciences],2013, № 3, 73-110.

Сведения об авторах.

	Василевич Сергей Владимирович, заведующий лабораторией «Возобновляемая энергетика» ГП «Институт энергетики НАН Беларуси, область научных интересов: возобновляемая энергетика, получение биотоплив.
	**Малько Михаил Владимирович,** ведущий научный сотрудник Института энергетики Национальной академии наук Беларуси, область научных интересов: возобновляемая энергетика.
	Шевчик Николай Евгеньевич, Заместитель директора Института энергетики Национальной академии наук Беларуси. Область научных интересов – электрификация сельского хозяйства.

Articolul a fost prezentat la Conferința "Energetica Moldovei 2016"

Techno-economical Analysis of Hybrid PV-WT-Hydrogen FC System for a Residential Building with Low Power Consumption

Badea G.[1], Felseghi R.-A.[1], Raboaca M.-S.[2], Ashchilean I.[1], Bolboaca A.[1], Mureshan D.[1], Moldovan E.[1], Shoimoshan T.-M.[1]
[1] Building Services Engineering Department, Technical University of Cluj-Napoca, Romania
[2] National Researches and Development Institute for Cryogenics and Isotopic Technologies - ICSI, Rm.Valcea, Romania

Abstract. This paper shows a techno-economical analysis on performance indicators of hybrid solar-wind-hydrogen power generation system which supply with electricity a low - energy building, located in Cluj-Napoca. The case study had the main objectives, as follows: cost estimation, evaluation of energy and environmental performance for a fuel cell integrated into a small-scale hybrid system power generation and estimation of electrolytic hydrogen production based on renewable energy resources available on the proposed site. The results presented in this paper illustrate a case study for location Cluj-Napoca. The wind and solar resource can play an important role in energy needs for periods with "peak load" or intermittent energy supply. However, hydrogen production is dependent directly proportional to the availability of renewable energy resources, but the hydrogen can be considered as a storage medium for these renewable resources. It can be said that this study is a small-scale model analysis, a starting point for a detailed analysis of Romania's potential electrolytic production of hydrogen from renewable resources and supply electricity using fuel cells integrated into hybrid energy systems.
***Keywords*:** fuel cell, hydrogen, hybrid system, renewable energies, low energy building.

Analiza tehnico-economică a unui sistem energetic hibrid cu panouri fotovoltaice-turbină eoliană-pilă de combustibil pe bază de hidrogen aferent unei clădiri rezidenţiale cu consum redus de energie

Badea G.[1], Felseghi R.-A.[1], Răboacă M.-S.[2], Aşchilean I.[1], Bolboacă A.[1], Mureşan D.[1], Moldovan E.[1], Şoimoşan T.-M.[1]
[1]Facultatea de Instalaţii, Univeristatea Tehnică din Cluj-Napoca, România
[2]Institutul Naţional de Cercetare-Dezvoltare pentru Tehnologii Criogenice şi Izotopice, Rm.Vâlcea, Romania
Rezumat. Această lucrare prezintă analiza tehnico-economică a indicatorilor de performanţă realizaţi de un sistem hibrid (solar-eolian-hidrogen) de generare a energie, care furnizează electricitate pentru o clădire cu consum redus de energie amplasată în Cluj-Napoca. Studiul de caz a avut ca obiective principale: estimarea costurilor, evaluarea performanţelor energetice şi ecologice în cazul integrării în sistemul hibrid a unei pile de combustibil, dar şi estimarea producţiei de hidrogen obţinută cu participarea sursele regenerabile de energie disponibile în locaţia propusă. Vântul şi soarele joacă un rol important în ceea ce priveşte asigurarea necesarului de energie în perioadele cu "vârf de sarcină" sau în alimentarea intermitentă cu electricitate. În consecinţă, producţia de hidrogen depinde direct proporţional de disponibilitatea surselor regenerabile de energie, iar hidrogenul poate fi considerat ca fiind un mediu de stocare pentru aceste surse regenerabile. Se poate spune că acest studiu de caz reprezintă un model la scară mică, un punct de plecare pentru o analiză detaliată la nivel de România a potenţialului de producţie a hidrogenului provenit din surse regenerabile, care poate fi utilizat mai apoi de către pilele de combustibil integrate în sisteme energetice hibride.
***Cuvinte-cheie*:** pila de combustibil, hidrogen, sistem energetic hibrid, energie regenerabilă, clădire cu consum redus de energie.

Технико-экономический анализ гибридной фотофольтаической-водородной системы топливной ячейки для жилого здания с низким потреблением энергии

Бадя Г., Фелселги А., Рабоака М.С., Аскилян И., Болбоака А., Мурешан Д., Молдован Е., Шоймошан Т.
Технический университет, Клуж-Напока, Румыния
Аннотация. В статье представлен технико-экономический анализ показателей эффективности гибридной системы (солнце- ветер – водород) производства электроэнергии, которая снабжает электроэнергией здание с низким потреблением энергии, расположенное в городе Клуж-Напока. Целями исследования были: оценка стоимости, оценка энергетических и экологических характеристик в случае интеграции в гибридную систему топливного элемента и оценки производства водорода с использованием возобновляемых источников энергии, доступных на предложенном месте. Ветер и солнечный ресурс могут играть важную роль в обеспечении потребностей в энергии в периоды с «пиковой нагрузки» или при прерывистой подачи энергии. Тем не менее, производство водорода зависит

прямо пропорционально от наличия возобновляемых источников энергии, но водород можно рассматривать в качестве средства накопления этих возобновляемых ресурсов. Можно сказать, что это исследование является малой натурной моделью, отправной точкой для детального анализа возможности производства в Румынии водорода из возобновляемых ресурсов и его использования в гибридных энергосистемах.

***Ключевые слова*: топливный** элемент, водород, гибридная система, возобновляемые источники энергии, здание.

I. INTRODUCTION

A defining characteristic of XXI century represents the dependency of the world economy on new energetic resources. The problem's context represents the burn out of fossil fuels in a not so far future, the high volatility of prices for traditional energetic resources, satisfaction of economical and social necessities, problem regarding the energetic dimension of economic increase to cover the energy necessary in the conditions of environment protection by reducing the polluting emissions **[1].** The possible solutions are: exploitation of energetic resources from the natural environment, theoretically unexhausting and non polluting, which regenerates by natural processes, energetic technologies based upon conversion systems of renewable energies, which should offer a maximum yield, high reliability and minimum pollution.

Due to the fact that the hybrid systems produce energy using renewable resources, it is imposed regarding the following aspects: intermittencies in producing energy because of weather conditions and storage the excess energy. From an economical and environmental point of view, hydrogen and fuel cells can represent the solution to cover the intermittencies in producing energy and the „peak load" consumption, also storage the excess with returning it to the system when needed. A first step to using hydrogen and fuel cells with the goal to sustain buildings is introducing them in hybrid systems as an environment buffer of energy storage and then usage.

The present article deals with a solution, with iHOGA software functions, in which the energy from renewable resources produced by photovoltaic panels and wind turbines is used to cover the energy demand of a residential consumer, and the excess energy will be used by electrolysis of water to separate and get the hydrogen, that will be used later by the fuel cell for electrical energy production. This excess energy can cover the necessary consumption during „peak load" or can be introduced in the national network of energy supply. The case study results were performed after the simulations using genetic algorithms on a hybrid system which has as main elements of producing energy, photovoltaic panels, wind turbines, and as main storage medium of excess energy it was considered hydrogen obtained by electrolysis, which will be returned as electricity in the system by the fuel cell.

Simulations on the hybrid system mentioned above have as results the following aspects: technical and environment (the energetic balance of system, the excess of energy obtained by the system, the CO_2 emissions) and financially - economical (the system's costs - initial value of investment; NPC of the system for 25 years lifetime and the share of expenses regarding equipments in the total cost of system)._Also, there were presented the results of calculations to estimate the amount of hydrogen production by the electrolyser which is incorporated in the hybrid system, based on solar and wind energies.

II. PROBLEM FORMULATION

In the elaboration and foundation of the case study, the following stages need to be covered: definition of general information regarding the placement and consumer, calculated | the energy demand that needs to be assured by the hybrid system; background and availability of renewable resources used for energy production; design of schematic diagram for the system and optimal choosing of equipments for the hybrid system set to be analysis; establishing the objectives and determining system performance parameters that need to be shown, in order to highlight the production of electricity with fuel cells and the electrolytic hydrogen production using renewable energies.

2.1 Consumer Profile

This study was done for a category of building with the living destination which has an economical energy consumption, type "passive house", placed in Cluj - Napoca, Romania. The average load requirement for the building

considered, calculate in accordance with the existing norms and standards **[2],** have the following values: AC max load in the year - active, 173 W and AC average load - active, 79.77 W; the diagram of variation for the hourly energy outfit in December is shown in fig 1.

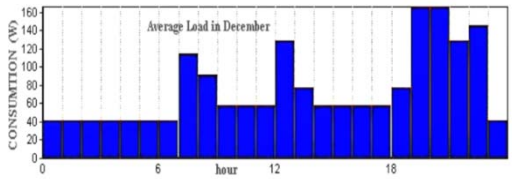


Figure 1. Variation graphic of the hourly energy outfit for 24 hours

2.2. Background and Availability of Renewable Resources

For Cluj - Napoca, climate dates of location are: latitude = 46.76°N, longitude = 23.60°E, elevation = 523 m, heating design temperature = -9.52°C, cooling design temperature = 24.26°C, earth temperature amplitude = 19,79°C according to Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data **[3].**

For calculation of energy produced by the photovoltaic panels, the solar component which interests is solar irradiation. The values of daily solar irradiation for the proposed site analysis are presented graphically in **fig. 2**, with reference to the variation of the annual medium level of solar irradiation **[3].**

In Cluj-Napoca the horizontal, daily average irradiation is 3.3 kWh/m^2, total annual irradiation is 1204.65 kWh/m2, and on the photovoltaic panels surface the daily average irradiation is 4.0 kWh/m2 and total annual irradiation is 1461.41 kWh/m2. For the mentioned location the azimuth of photovoltaic panels is 0°, the soil's reflecting plane is 0.2, and the panels do not have a system that follows the sun.

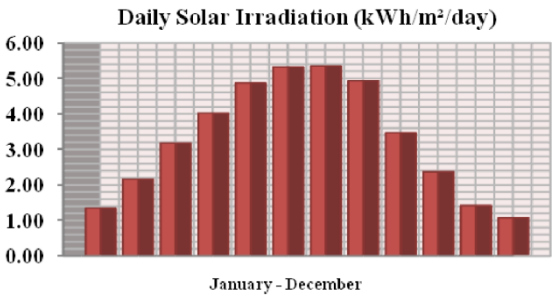


Figure 2. Variation graphic for average level of solar irradiation in Cluj-Napoca

Information regarding the wind speed in the area of system's placement are illustrated graphically and the values represent the monthly averages of wind speed, at a distance of 20m above the ground. The wind speed for Cluj-Napoca can be observed in **fig. 3 [3].**

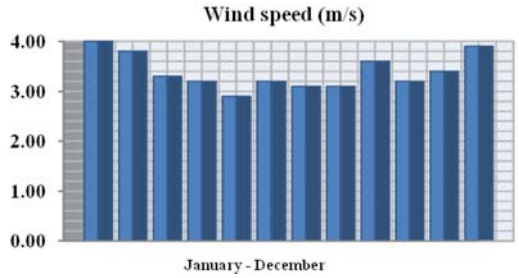


Figure 3. Variation graphic for average level of wind speed in Cluj-Napoca

2.3. Hybrid system configuration

The schematic diagram for hybrid system presented in **fig. 4:** photovoltaic panels, wind turbine, fuel cell, electrolyser and hydrogen tank, inverter. To note that, it was assumed hypothesis that the hybrid system is connected to the grid to provide start-up of equipments.

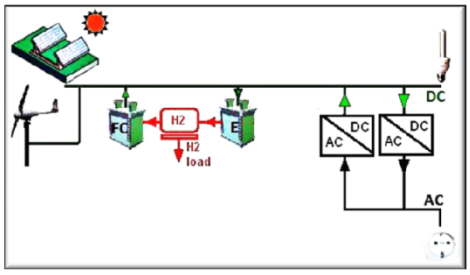


Figure 4. Schematic diagram for hybrid system

3. MATERIALS AND METHODS

Two aspects of the hybrid system performance are taking into account. On the one side, the choice of optimal equipment to become part of the hybrid system, equipments to provide energy efficient with the lowest cost and on the other side, electrolytic hydrogen production, calculated according to the literature **[4, 5].**

3.1 Optimal choosing of equipments

For configuration of the hybrid system and optimization of equipments have been performed simulations with HOGA Software, presently available program, having the basis the genetic algorithms for simulation and measuring the energy producing systems, which is a simulation and optimization program developed in C++ for Hybrid Renewable Systems for generation of electrical energy (DC and/or AC) and/or Hydrogen. Optimization is achieved by

minimizing total system costs throughout the whole of its useful lifespan, when those costs are referred to or updated for the initial investment (Net Present Cost). Optimization is, therefore, financial (mono-objective). However, the program allows for multi-objective optimization, where additional variables may also be minimized: CO_2 emissions and unmet load **[6].**

3.2. Quantitative Calculation of Hydrogen Production

To estimate the hydrogen production of the electrolyser which is incorporated in stand-alone energy hybrid system, based on solar and wind energy, was adopted modeling the electrolyser as an ideal device, according to the first law of Faraday, as follows [4,5]:

$$\eta_F = \frac{V_{H_2\text{prod}}}{V_{H_2\text{calc}}}, \quad (1)$$

where:

$$V_{H_2\text{calc}} = n_c \frac{R \cdot I_{ely} \cdot T_a \cdot t_s}{F \cdot P_a \cdot z}, \quad (2)$$

η_F is the Faraday efficiency,
V_{H2prod} - volume of hydrogen produced,
V_{H2calc} - volume of hydrogen calculated,
n_c - the number of electrolyser cell stacks (6 for 1 kW),
R - the ideal gas constant (8314 J/mol K),
I_{ely} - the input current of the electrolyser in (A),
T_a - the ambient temperature in kelvin (K) (273+°C),
t_s - the period of time current supplied to electrolyser in (s) (3600),
F - the faraday constant (96.485 C/mol),
P_a - the ambient pressure, Pa (1 Pa = 1 J/m^3), z - the excess number of electron, for hydrogen is 2 **[4, 5].**

After calculations, Eq.2 becomes:

$$V_{H_2\text{calc}} = 0{,}4467 \cdot n_c \cdot I_{ely}, \quad (3)$$

based on Eq. 1 and Eq.3 result:

$$V_{H_2\text{calc}} = 0{,}4467 \cdot n_c \cdot I_{ely} \cdot \eta_f \text{ (l/h)}, \quad (4)$$

According to the literature, the faradaic efficiency of electrolysers is estimated to be more than 99%, and in the present study, the value is chosen arbitrarily to be of 96% **[7].**

4 RESULTS AND DISCUSSION

The simulation and calculation results are: energetic and environment type (energetic balance, hydrogen production, excess energy, CO_2 emissions), but also financial type.

4.1 System components

Taking into consideration above mentioned analysis and simulation, including the schematic diagram of hydrogen - fuel cell system, to ensure the necessary energy and the optimal function of systems, the following equipment components with the performance indicators are presented in table 1.

Table 1

Indicators of hybrid system

Components:		**1 year**
PV panels	100 Wp 4 serial * 6 paralel 65° slope	2630 (kWh)
Wind Turbine DC	925 W at 14 m/s	381 (kWh)
Fuel Cell	1 kW	385 (kWh)
Electrolyser	1 kW	2387 (kWh)
Inverter	PI 1200 900 VA	
Costs:		
Investment (euro)	43538	
Total System Cost (euro) - in which: PV panels Wind Turbine DC Fuel Cell Electrolyser Inverter Cost of energy (euro/kWh)	77267 4062 5412 29099 34287 1426 1,47	
CO_2 emissions (kg/year)	314	

The nominal power of equipments was illustrated graphically in **fig 5**. It illustrates the increased availability for solar energy, thus ensuring most energy by photovoltaic panels.

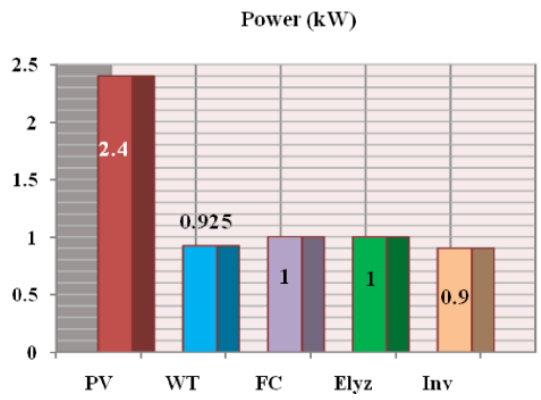


Figure 5 Nominal power of components

The energetic balance of hybrid system that was simulated during one year of operation highlights the overall load energy, also the energy produced in excess, the energy delivered

by photovoltaic panels, wind turbines and by fuel cells, also the energy consumed by the electrolyser (fig 6). Favorable availability of solar energy is reflected also in the energy balance. Most of the energy delivered in one year, 2630 (kWh) is obtained by PV. The fuel cell generates electricity in the amount of 385 (kWh), with a running time of 3527 h/yr.

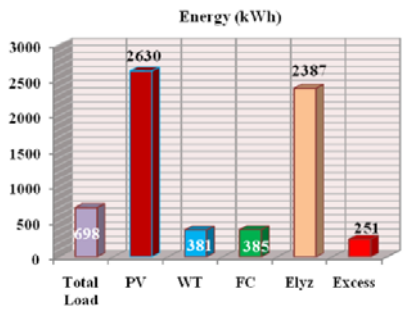


Figure 6. Energetic balance during one year of operation

Characteristics of efficiency curve of hydrogen technology are presented as follows:

The fuel cell that is a part from the analyzed hybrid system's configuration and has the hydrogen consumption on the nominal power of fuel cell and the real power delivered into the system **[8].**

The efficiency of the fuel cell is determined as the proportion between the delivered power into the system by the fuel cell and the production between the hydrogen consumption for the fuel cell and the calorific value of hydrogen **[6]** illustrated in **fig.7**.

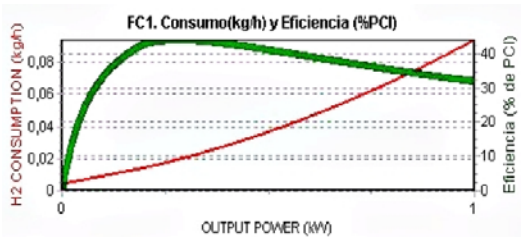


Figure 7. Fuel cell efficiency [6]

The electrolysis device represents the system that produces hydrogen, which is a part from the configuration of the hybrid system. The consumption of electrical energy of electrolysis device depends on the nominal flow and the real flow of the hydrogen produced by it **[8].** The efficiency of electrolysis device is determined as the proportion between the real flow of hydrogen produced multiplied by the calorific value of hydrogen and the consumption of electrical energy of electrolysis device, identical with the case of fuel cells **[6],** and has the curve illustrated in **fig 8**.

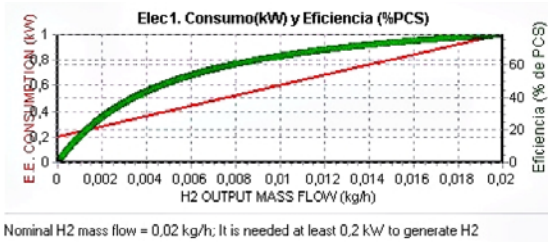


Figure 8. Electrolyser efficiency [6]

Calculation with formula (3) and (4) and the electrolyser, illustrated in Table 2, hours of operation of the electrolyser, obtained the results related to electrolytic hydrogen production and the energy consumes the elements involved.

Table 2.

Elements of hydrogen production

Electrolytic hydrogen production	
time operation of the electrolyser	3527 hours
energy consumed by the electrolyser	2387 kWh/year
the calculated amount of hydrogen	55.84 m3/year

The share of expenses for the main components elements in the total cost of the system are illustrated in the chart from fig-9. The photovoltaic panels (PV) represent 5.47 %, the wind turbine (WT) represents 7.29%, fuel cell (FC) is 39.17%, electrolysis device and H_2 tank are 46.16%, and other components represent 1.92%. Noticeable is the fact that the financial effort for storage the excess of energy, using the electrolyser and the fuel cell.

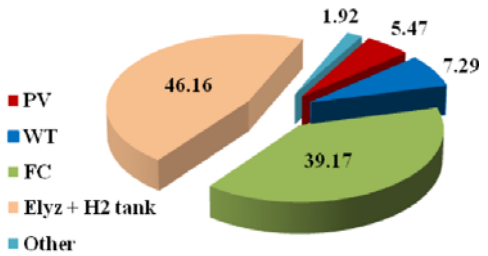


Fig 9. Chart regarding expenses with component equipments

5. CONCLUSION

Following the situation analysis, it can be concluded that fuel cell technology can play a key role in producing the electricity to power

various hybrid systems consumptions of the optimal system configuration depending on the availability of renewable sources.

Integrating, the fuel cells technology in hybrid systems made the whole system more efficient by using hydrogen as energy storage medium to cover consumption peaks and periods of intermittent energy production, resulting in the reduction of excess energy produced by the system and the reduction of CO_2 emissions.

The simulations performed in order to determine an optimal configuration of hybrid systems with the fuel cells showed their important location in areas with high potential of renewable resources.

The universality of this approach makes it possible hydrogen as secondary energy carrier synthetic fuel, "energy vehicle" and storage medium for electricity produced from renewable resources.

Energy efficiency by primary energy savings, reduce network losses, reduced price and the cost of electricity to consumers, reduce environmental impacts, in particular, greenhouse gas emissions, all together contribute to the security of energy supply to consumers. Development of energy systems based on fuel cells is the focus of various demonstration projects that will allow validation of these technologies for energy production as alternatives to the classic one.

References

[1] Badea G., Felseghi R. A., et.al., *The role of hydrogen in the context of economic and technical actual way,* in the Conference Proceeding of "Ştiinţa Modernă şi Energia ediţia XXXI", Ed. Risoprint, Cluj-Napoca, 2012, pp. 40-49.

[2] Romanian Ministry of Transport, Construction and Tourism, *Methodology for calculating the energy performance of buildings Part II – Energy performance of buildings installations – Indicative Mc 001/2-2006,* Published Official Monitor, Part I no. 126bis of 21/02/2007.

[3] Climate data location NASA Surface meteorology and Solar Energy: *RETScreen Data,* Document generated on Mon Jun 9 03:41:38 EDT 2014 available on https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/

[4] Djamila G., Abdellah K., et al, Study of *hydrogen production system by using PV solar energy and PEM electrolyser in Algeria,* Int J. Hydrogen Energy, **38,** 2013, 8480-8490.

[5] Sopian K., Ibrahim M. Z., et al., *Performance of a PV-wind hybrid system for hydrogen production,* J. Renewable Energy, **34,** 2009, 1973-1978.

[6] Dufo - Lopez R., Bernal - Agustin J. L. *HOGA Software Version 2.2,* Electrical Engineering Department, University of Zaragoza, Spain, 2012.

[7] Gorgün H., *Dynamic modeling of a proton exchange membrane (PEM) electrolyser,* Int J. Hydrogen Energy, **31**(1), 2006, 29 – 38.

[8] Badea G., Felseghi R. A., et al., *Comparative study regarding the global influence of energy storage medium on autonomous hybrid systems for a building with economical energy consumption,* in the Book Computer Aplications in Environmental Sciences and Renewable Energy, WSEAS Press, Kuala Lumpur, Malaysia, **24,** 2014, 209-216.

About authors.

Emeritus Prof. Univ. Dr. Eng. Gheorghe Badea. Scientific research fields: energy and environment; membrane technologies for water treatment.
E-mail:
gheorghe.badea@insta.utcluj.ro

Drd. Eng. Maria Simona Răboacă. Scientific Researcher. Research fields: energy and environment; hydrogen production, energy storage, fuel cell, hybrid electric vehicle.
E-mail:
simona.raboaca@insta.utcluj.ro

Dr. Eng. Raluca-Andreea Felseghi. Scientific research fields: energy and environment; transport, distribution and use of hydrogen, fuel cells, buildings with low energy consumption.
E-mail:

Dr. Eng. Ioan Aşchilean. Scientific research fields: energy and environment; rehabilitation of water supply networks.
E-mail:
aschileanioan@gmail.com

Raluca.FELSEGHI@insta.utcluj.ro

Dr. Eng. Andrei Bolboacă.
Scientific research fields: energy and environment; trenchless technology for pipe rehabilitation.
E-mail:
andrei.bolboaca@insta.utcluj.ro

Dr. Eng. Emil Moldovan.
Scientific research fields: energy and environment; natural gas distribution networks.
E-mail:
emil.moldovan@seacomplet.ro

Dr. Eng. Dan Mureşan.
Scientific research fields: energy and environment; water treatment and purification systems.
E-mail:
dan.muresan@insta.utcluj.ro

Dr. Eng. Teodora - Melania Şoimoşan. Scientific research fields: energy and environment; plants in district heating networks.
E-mail:
teodora.soimosan@insta.utcluj.ro

Articolul a fost prezentat la Conferinţa "Energetica Moldovei 2016"

Stochastic Optimization of Power System Operation in Presence of Renewable Energy Sources

Dumbrava V., Lazaroiu G.C., Bazacliu G., Teliceanu M.
University POLITEHNICA of Bucharest.
Bucharest, Romania

Abstract. The liberalization process of the energy market structure determined significant changes in the electric utility industry, from both generating and transmission perspectives, and new generation technologies emerged, deeply influencing the industry profile. Nowadays, based on the governmental incentives and free access to the power systems, the share of renewable energy sources in the bulk power system generation is increasing. With respect to the classical fuel-based sources, the renewable energy sources (like photovoltaic and wind turbines) have an intermittent character determined by the meteorological conditions. Their production cannot be known exactly, but can be forecasted with some degree of accuracy. Thus, within the power system, network measures must be adopted for ensuring its safe operation.
***Keywords*:** renewable energy, electric energy market, stochastic optimization.

Optimizarea stocastică a funcționării sistemului energetic în prezența surselor de energie regenerabile

Dumbravă V., Lăzăroiu G.C., Bazacliu G., Teliceanu M.
Universitatea POLITEHNICA București
București, România

Rezumat. Procesul de liberalizare a structurii pieței energiei a determinat schimbări semnificative în industria de furnizare a energiei electrice din atât perspectiva de generare şi de transmisie, cât şi a noilor tehnologii de generare apărute, influențând profund profilul industriei. Actualmente, datorită stimulentelor guvernamentale şi accesului liber la sistemele energetice, ponderea surselor regenerabile în totalul energiei electrice generate este în creştere. În comparație cu sursele clasice pe bază de combustibili, sursele regenerabile de energie (cum ar fi turbinele eoliene şi fotovoltaice) au un caracter intermitent determinat de condițiile meteorologice, producția lor nu poate fi cunoscută cu exactitate, dar poate fi prognozată cu un anumit grad de precizie. Astfel, în cadrul sistemului de alimentare, trebuie adoptate măsuri de rețea, în vederea asigurăii unei funcționări în condiții de siguranță.
***Cuvinte-cheie*:** energie regenerabilă, piața energiei electrice, optimizare stocastică.

Стохастическая оптимизация функционирования энергосистемы при наличии в ней возобновляемых источников энергии

Думбравэ В., Лэзэрою Г.К., Базаклиу Г., Теличяну М.
Бухарестский Политехнический Университет
Бухарест, Румыния

Аннотация. Либерализация структуры энергетического рынка привела к значительным изменениям в отрасли поставок электроэнергии с учетом перспективы как генерации и передачи, так и появившихся технологий нового поколения, оказала глубокое влияние на профиль отрасли. В настоящее время, благодаря государственным стимулам и свободному доступу к энергетическим системам, доля возобновляемых источников энергии в общем объеме вырабатываемой электроэнергии увеличивается. По сравнению с традиционными источниками на основе углеводородного топлива, использование возобновляемых источников энергии (например, ветряные турбины и фотоэлектрические установки) характеризуется работой с перерывами, определяемыми метеоусловиями, их график работы не может быть известен точно, но может быть предсказан с определенной степенью точности. Таким образом, внутри системы электроснабжения должны быть приняты мероприятия с целью обеспечения надежной и безопасной эксплуатации.
Ключевые слова: возобновляемая энергия, оптимизация, рынок электрической энергии, стохастическая оптимизация.

INTRODUCTION

The electricity market is an economic concept, which has a complex content, and expresses all transactions of purchasing and selling of electrical energy in a specific geographical area [1], [2], [3]. The electricity market has as main function the correlation, through supply and demand, of production with electricity consumption, by fulfilling the buying - selling contracts. Romania has taken the decision to liberalize the electricity market, considering the customers security of supply and therefore the energy system will increase with the development of a coherent electricity market, in which the participants can have benefit from the competition. In order to join the EU, the electricity sector from Romania had not only to comply with the directives and community resolutions, but it must also take action to organize, create and implement procedures and legislative framework and harmonized regulatory which lead towards results provided by these directives.

The advantages of the competitive environment take into consideration, the mainly think the direct competition to win, maintain and expand the market section, the effective cost management, free prices formation and not least providing incentives in order to reduce costs and efficient use of resources [4], [5]. The introduction of the competition in the activities that not lead the specific natural monopolies (production and supply of electricity) is beneficial and necessary but clear rules on trade arrangements, the rights and the duties of the competitions, trading mechanisms and establishing collection rights and payment obligations [6].

This paper deals with the study of a system supplied by a set of classical power plants, wind power plants and photovoltaic installation, all these participating to the electricity markets. A share of generation of each of these power producers is supplying loads with which they have established bilateral contracts. The rest of their generation is used for submitting bids on the day-ahead market. The mathematical model proposed within this paper optimizes the operation of these power producers, determining the power exchanged with the day-ahead market. In addition, the optimization model seek to ensure the operation of the power system determining the reserve requirements and its associated cost in vision of the stochastic character of the renewable sources, under different production scenarios for renewable sources.

2. ELECTRICITY MARKET STRUCTURE

The wholesale electricity is an organized framework where the electricity is purchased by the suppliers from producers and other suppliers, for further selling or for their own use, and also by the network operators to balance their own energy consumption [7], [8]. On the wholesale electricity market, have access to fulfil transactions:

- the producers and the auto-producers of electricity;
- the suppliers;
- the network operators.

The transactions on the wholesale electricity market have the objective of selling and buying: electricity, ancillary services, transport services, green certificates, and distribution services. The connections between the markets are illustrated in figure 1.

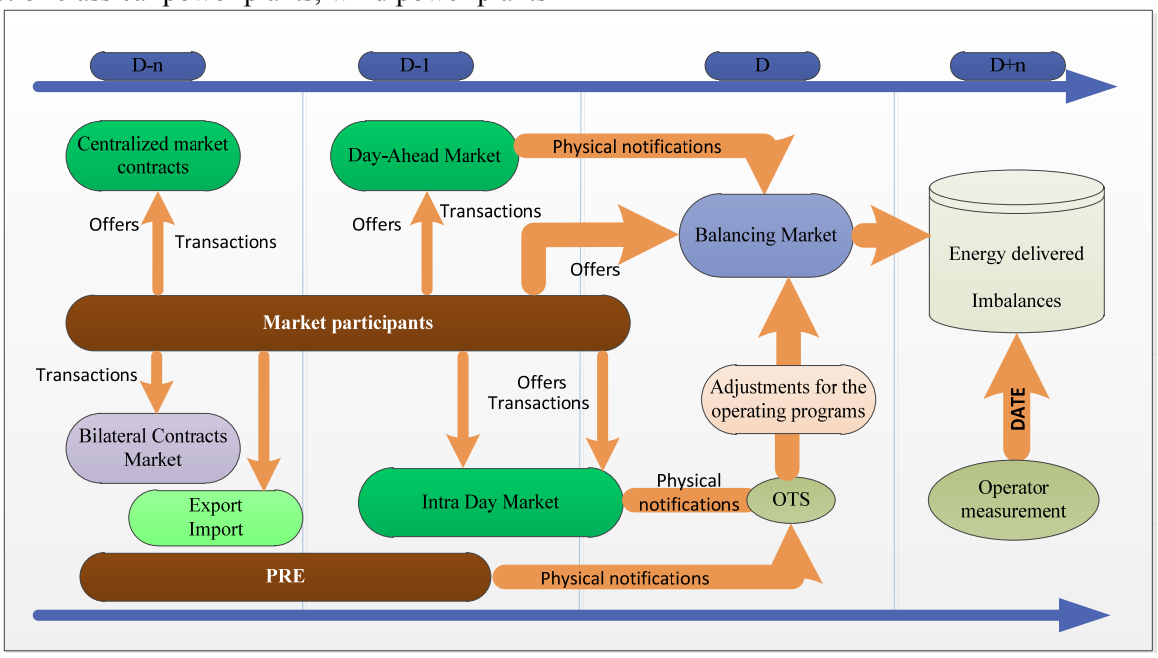


Fig. 1. The schematic structure of the wholesale market

2.1 Spot Market

Day Ahead Market is a component of the wholesale electricity market, on which can realize hourly active transactions with next day delivery. Day Ahead Market is operational in Romania from June 2005. It is a centralized market for buying and selling electricity in short term.
Participating in this market is voluntary and is permitted to all license holders registered at OPCOM for Day Ahead Market. License holders can become participants in the Day Ahead Market if they are:
• electricity producers;
• electricity suppliers;
• network operators who can become participants in the Day Ahead Market and may attend at this market only if they carry out the functions explicitly mentioned in the commercial code.
Network operators have not the right to trade on the Day Ahead Market in order to obtain profit. Moreover, excluding electricity`s sales by the TSO to compensate the unplanned exchanges with other TSO transmission system operator has not the right to sell electricity on the Day Ahead Market.
On the Day Ahead Market each hour of the delivery day is considered as an independent market. Each transaction corresponds to a supply of electricity at a constant power over the respectively trading range.
Each delivery day has 24 consecutive trading intervals and each interval lasts one hour, the first trading period is from 00:00 on the delivery day. Exceptions are the days crossing the municipality during the summer time to winter time and respectively from the winter time towards the summer time when the delivery day is 25 or 23 trading range.

2.2 Centralized Market for Bilateral Contracts Electricity

On the wholesale market of electricity, license holders may conclude bilateral transactions electricity, including bilateral contracts to export or import electricity, in compliance with specific provisions of the Commercial Code of the wholesale electricity and license conditions. Bilateral contracts for buying and selling electricity can be:
• Bilateral contracts with minimum content established by the competent authority (ANRE);
• Deregulated contracts, where the content is determined by direct negotiation between the parties, compliance with the requirements of the Commercial Code.

2.3 Bilateral Contracts Market with Continuous Negotiation

Published offers are kind of sale offers or purchase for standard delivery periods and for the daily use of standard power. Participation in the auction sessions is conditioned by the guarantees to tender.
On the centralized market for bilateral contracts electricity with continuous negotiation can be traded forward contracts with hourly power 1 MW. The contracts may be concluded for the delivery period of a week, a month, a quarter or a year. In terms of the daily power usage tenders may be: flat offers, half-flat offer, peak hourly offers, and off peak hourly offers.
Characteristic of this market is the possibility of continuous negotiation, starting from an initial offer (opening price) until an agreement between seller and buyer. This market is designed for producers, suppliers and large consumers. To participate at this bidding session, the participants must constitute guarantees of participation.
Each contract includes: the quantity of electricity contracted, contract price, delivery period, the delivery date.

3. STOCHASTIC OPTIMIZATION MODEL

The mathematical optimization model seeks to minimize the operational costs associated with the electricity market requirements facing the stochastic production of wind power plants and photovoltaic installations [9], [10]. The objective function is expressed as:

$$[\mathrm{MIN}] \sum_{g \in GC} \left(C_g\left(P_g\right) + SU_g + SD_g \right) + \tag{1}$$
$$+ \sum_{s \in SCEN} \pi_s \cdot \sum_{g \in GC} \left(C_g^U R_{g,s}^U - C_g^D R_{g,s}^D \right) +$$
$$\sum_{s \in Scen} \pi_s \cdot \left[\begin{array}{l} \sum_{r \in RES} C_r \left(\begin{array}{l} WT_{r,s} - WT_{r,s}^{spill} + PV_{r,s} - \\ -PV_{r,s}^{spill} \end{array} \right) + \\ + \sum_{l \in Load} v_l^{LOL} L_{l,s}^{shed} \end{array} \right]$$

where $C_g(Pg)$ is the power plants cost for producing P_g, SU_g and SD_g are the start-up and shut-down costs, πs is the scenario probability associated to the renewable energy sources (RES) production, C_g^U and C_g^D are the costs of upward/downward reserve (R_g^U and R_g^D), WT_r and PV_r are the wind and photovoltaic productions of RES, WT_r^{spill} and PV_r^{spill}

are the curtailed WT and PV productions, and the last term is the cost associated with load shedding L_l^{shed}.

The constraints of the model are presented by the each bus balance equation and capacity constraints:

$$\sum_{g\in GC} P_g + \sum_{r\in RES} WT_r - \\ - \sum_{l\in Load} L_l \pm \sum_{b\in Branch} PF_b = 0,\ \forall n \in Buses \quad (2)$$

$$\sum_{g\in GC}\left(R_{g,s}^U - R_{g,s}^D\right) + \sum_{l\in Load} L_{l,s}^{shed} + \\ + \sum_{r\in RES}\left(WT_{r,s} - W_{r,s}^{spill}\right) + \sum_{b\in Branch} PF_{b,s} = 0,\ \forall n \in Buses, \\ \forall s \in Scen \quad (3)$$

$$PF_b \le PF_b^{\max}, \forall b \in Branch \quad (4)$$

$$P_g + R_g^U \le P_g^{\max}, \forall g \in GC$$

$$P_g - R_g^D \ge 0, \forall g \in GC$$

$$L_{l,s}^{shed} \le L_l, \forall l \in Load, \forall s \in Scen$$

$$W_{r,s}^{spill} \le W_{r,s}, \forall r \in RES, \forall s \in Scen$$

where PF^{max} is the maximum allowed power flow, P^{max} is the maximum produced power of the classical generators.

4. CASE STUDY

The case study is applied on the modified IEEE RTS-24 test system [11], where large scale classical generators were replaced with wind power plants and photovoltaic power plants, illustrated in figure 2. The load demand is reported in table 1. The shares of electrical energy generated by the units within the test system used for the bilateral contracts and bided on the spot market are reported in table 2 and table 3.

Table 1 – Demand at each bus

Bus	Demand (MW)	Bus	Demand (MW)	Bus	Demand (MW)
1	108	7	100	15	317
2	97	8	71	16	225
3	80	9	75	18	333
4	74	10	95	19	281
5	71	13	265	20	240
6	124	14	294		

Table 2 – Shares of electrical energy generated by the units [MW].

ID	GC	PV	WT	GC - RES	60%× (GC-RES)	40%× (GC-RES)
G1	40			40	24	16
G2	152			152	91.2	60.8
G3	40			40	24	16
G4	152			152	91.2	60.8
G5	300	50		250	150	100
G6	591		150	441	264.6	176.4
G7	0			0	0	0
G8	60			60	36	24
G9	155			155	93	62
G10	155			155	93	62
G11	400		100	300	180	120
G12	400	150		250	150	100
G13	300	100		200	120	80
G14	310			310	186	124
G15	350		100	250	150	100

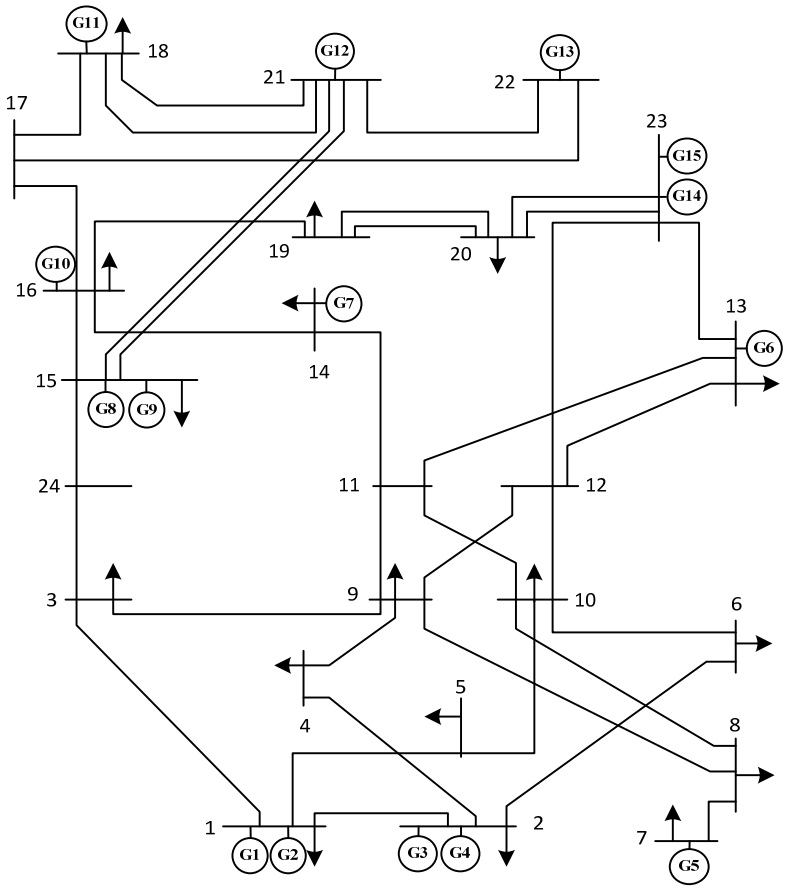


Fig. 2. IEEE RTS-24 bus test system

Table 3 – Shares of electrical energy generated by the units [MW].

RES production	min	med	max
WT	0	40%	100%
PV	0	35%	90%
Scenario probability π	20%	50%	30%

The obtained optimization results are illustrated in figure 3, showing the produced power by the classical generators and renewable energy sources for supplying the load demand, at each bus of the IEEE RTS-24 bus test system. The value of the objective function is 33738 u.m.

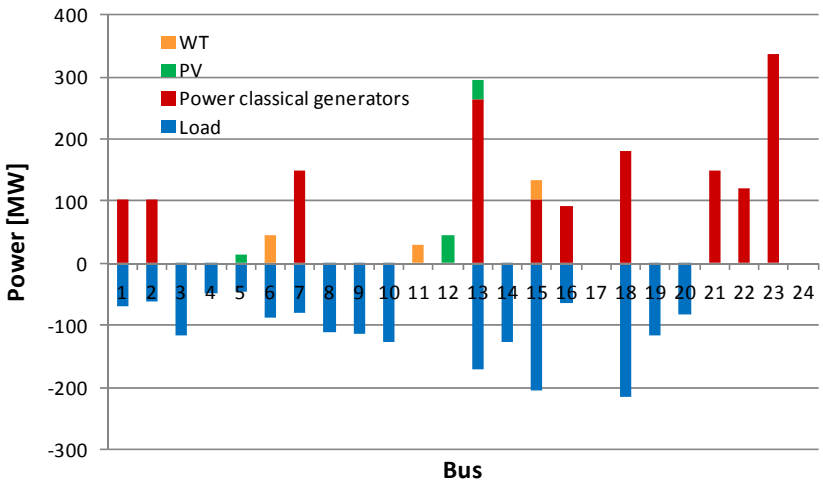


Fig. 3. Obtained optimization results of the generation units.

5. CONCLUSIONS

The paper optimizes the operation of a power system with the classical generation units and renewable energy sources (wind power plants and photovoltaic installation), all these participating to the electricity markets. The loads within the power system has bilateral contracts with the power suppliers, the rest of generation is bided on the spot market. The mathematical model proposed within this paper optimizes the operation of these power producers seeking to minimize the overall costs. In addition, the optimization model seek to ensure the operation of the power system determining the reserve requirements and its associated cost in vision of the stochastic character of the renewable sources, under different production scenarios for renewable sources.

ACKNOWLEGMENTS

This work was supported by a grant of the Romanian National Authority for Scientific Research and Innovation, CCCDI – UEFISCDI, project number 37BMPNIII-P3-199/02.09.2016

REFERENCES

[1] G.C. Lazaroiu, V. Dumbrava, M. Roscia, D. Zaninelli, Energy trading optimization of a virtual power plant on electricity market, Proceedings of The 9th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering, ATEE 2015, Bucharest, Romania, May 7-9, 2015, pp. 911-916.

[2] G. Bazacliu, G.C. Lazaroiu, V. Dumbrava, Design of wind farm layout for maximum wind energy capture, UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering, vol. 77, Issue 1, 2015, pp. 269-276

[3] M. Shahidehpour, H. Yamin, Z. Li, *Market* Operations in Electric Power Systems, Ed. Wiley, 2002

[4] D. Kirschen, G. Strbac, Fundamentals of Power System Economics, Ed. Wiley, 2004

[5] S.E. Khatib, F. Galiana, Negotiating bilateral contracts in electricity markets, IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, 2007, pp. 553–562

[6] C. Harris, *Electricity Markets*: Pricing, Structures and Economics, Ed. Wiley, 2006

[7] S.A. Gabriel, A.J. Conejo, M.A. Plazas, S. Balakrishnan, Optimal price and quantity determination for retail electric power contracts, IEEE Trans. Power Syst., vol. 21 , 2006, pp. 180–187

[8] L. Meeus, K. Purchala, R. Belmans, Development of the internal electricity market in Europe, The Electricity Journal, vol. 18, 2005, pp. 25–35

[9] A. Ponsich, A.L. Jaimes, C.A.C. Coello, A survey on multiobjective evolutionary algorithms for the solution of the portfolio optimization problem and other finance and economics applications, IEEE Trans. Evol. Comput., vol. 17, 2013, pp. 321–344

[10] N. Shuklaa, A.K. Choudhary, P.K.S. Prakash, K. J. Fernandes, M.K. Tiwari, Algorithm portfolios for logistics optimization considering stochastic demands and mobility allowance, Int. J. Prod. Econ., vol. 141, 2013, pp. 146–166

[11] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, E. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour, C. Singh, The IEEE reliability test system, IEEE Trans. Power Syst., vol. 14, 1999, pp. 1010–1020

About authors.

Dumbrava V., assistant professor. Research interests are electrical networks, substations and transformers, power systems, high voltage engineering, optimization methods, power grids.
E-mail: v_dumbrava@yahoo.com

Lazaroiu G.C., assistant professor. Research interests are: power quality monitoring and control, energy use, modeling and simulation of power engineering processes, Electricity markets, economic applications of games theory

Articolul a fost prezentat la Conferința "Energetica Moldovei 2016"

Numerical Analysis of Aerodynamic Characteristics of the Finned Surfaces with Cross-inclined Fins

Lagutin A. E., Stoyanov P. F.
Educational and Scientific Institute of Refrigeration Cryotechnologies Ecology and Energetic
Odessa National Academy of Food Technologies, Odessa, Ukraine

Abstract. This paper presents results of numerical research and analyses air-side hydraulic performance of tube bundles with cross inclined fins. The numerical simulation of the fin-tube heat exchanger was performed using the Comsol Femlab software. The results of modeling show the influence of fin inclination angle and tube pitch on hydraulic characteristics of finned surfaces. A series of numerical tests were carried out for tube bundles with different inclination angles ($\gamma = 90^0$, 85^0, 65^0, 60), the fin pitch u=4 mm. The results indicate that tube bundles with cross inclined fins can significantly enhance the average integral value of the air flow rate in channel between fins in comparison with conventional straight fins. Aerodynamic processes on both sides of modificated channel between inclined fins were analyzed. The verification procedures for received results of numerical modeling with experimental data were performed.
***Keywords*:** numerical research, aerodynamics, finned tubes, experiment, inclined fins, energy efficiency.

Analiza numerică a caracteristicilor aerodinamice ale suprafeţelor cu nervuri inotatoare transversale înclinate

Lagutin A. E., Stoianov P. F.
Institutul de învăţământ şi ştiinţific de refrigerare, criotehnologii, ecoenergetică al Academiei Naţionale de tehnologii alimentare din Odesa, Odesa, Ucraina

Rezumat. Această lucrare prezintă rezultatele experimentelor numerice pentru a studia dinamica caracteristicilor locale a presiunii fluxului în canalele amplasate între nervuri de configuraţie complexă. Studiul numeric al schimbătorului de căldură cu nervuri transversale este realizat în pachetul software Comsol Femlab. Rezultatele simulării au demostrat influenţa unghiului de înclinare şi de pas longitudinal al ţevilor într-un mănunchi asupra caracteristicile aerodinamice ale suprafeţei de schimb de căldură. Un şir de experimentele numerice a fost realizat pentru diferite unghiuri de înclinare a nervurilor ($\gamma = 90^o$, 85°, 65°, 60°), pasul al nervurilor a fost egal cu u = 4 mm. Utilizarea suprafeţelor de schimb de căldură cu nervuri transversale înclinate permite în comparaţie cu o suprafeţe cu nervuri tradiţionale creşterea fluxului de aer mediu în sens integral a vitezei fluxului în canalul între nervuri. Sunt investigate particularităţile de învăluire a fluxului de aer în canalului cu nervuri oblice. Este realizată verificarea rezultatelor obţinute cu datele experimentale disponibile.
***Cuvinte-cheie*:** aerodinamica, ţeava cu nervuri, experiment, nervure oblice, eficienţa energetică.

Численное исследование аэродинамических характеристик поверхностей теплообмена с поперечными наклонными ребрами

Лагутин А.Е., Стоянов П.Ф.
Учебно-научный институт холода, криотехнологий и экоэнергетики
Одесской национальной академии пищевых технологий, Одесса, Украина

Аннотация. В настоящей работе представлены результаты численного эксперимента по изучению динамики изменения локальных напорных характеристик потока в межреберных каналах сложной конфигурации. Численное исследование поперечно оребренного теплообменника выполнено в программном комплексе Comsol Femlab. Результаты моделирования выявили влияние угла наклона и продольного шага труб в пучке на аэродинамические характеристики поверхности теплообмена. Серия численных экспериментов была проведена для различных углов наклона ребер ($\gamma = 90^o$, 85°, 65°, 60°), шаг ребер составлял u=4 мм. Использование поверхностей теплообмена с поперечными наклонными ребрами позволяет по сравнению с поверхностями с традиционным оребрением увеличить значение среднеинтегрального скоростного потока воздуха в межреберном канале. Исследованы особенности омывания потоком воздуха противоположных сторон межреберного канала с наклонным оребрением. Проведена верификация полученных результатов с имеющимися экспериментальными данными.
***Ключевые слова*:** аэродинамика, оребренная труба, эксперимент, наклонное оребрение, энергетическая эффективность.

Введение

Основной задачей при создании современных теплообменных аппаратов с воздушным охлаждением является повышение их энергетической эффективности. При эксплуатации воздушных теплообменников теплоносители, между которыми происходит теплообмен, имеют различные теплофизические свойства. Это влияет на интенсивность процесса теплопередачи и соответственно на габариты аппарата. Увеличение теплосъема и компактности теплообменников осуществляется за счет использования оребренных труб. Поперечное расположение ребер относительно оси труб в наибольшей степени способствует условию выравнивания термических сопротивлений на сторонах теплообменивающихся сред и снижению расходов дорогостоящих цельнотянутых труб, обеспечивая при этом оптимальные массогабаритные характеристики аппаратов [1,6-9,17]. Существующее разнообразие размеров и форм оребренных поверхностей свидетельствует о широте изыскательских работ по усовершенствованию воздушных теплообменников.

Изучить динамику изменения локальных характеристик потока в межреберных каналах сложной конфигурации методами физического моделирования достаточно проблематично, как с точки зрения постановки эксперимента, так и вследствие отсутствия необходимого аппаратного обеспечения.

Применение новейших программ численного анализа физических явлений методом конечных элементов открыло большие возможности и перспективы для исследователей. Следовательно, решая вопрос усовершенствования поверхностей теплообмена аппаратов воздушного охлаждения, целесообразным является использование достижений в области моделирования физических явлений.

Целью численного моделирования термогидравлических процессов, происходящих при обтекании потоком воздуха оребренных поверхностей, являлось подтверждение частных выводов, представленных в работах [12,13-16] и изучение особенностей течения потока воздуха в межреберном канале при варьировании основных конструктивных параметров поверхности теплообмена.

Для решения поставленных задач необходимо:

- провести визуализацию аэродинамических процессов при обтекании поверхности теплообмена;
- выявить основные факторы, влияющие на параметры тепловых и аэродинамических характеристик поверхности;
- провести верификацию полученных результатов с имеющимися экспериментальными данными.

Расчетные комплексы численного моделирования позволяют исследователю проводить расчет широкого спектра физических задач. Интерфейс программных комплексов дает возможность пользователю задавать геометрию исследуемых объектов, начальные и граничные условия, настраивать параметры решателя и т.д.

В настоящей статье компьютерное моделирование реализовано в программе Comsol Femlab 3.3a. При проведении численного моделирования пользователь имеет возможность не только получать среднеинтегральные значения анализируемых параметров, но и проводить визуализацию изучаемых физических явлений. Здесь визуализация при анализе физических явлений переходит от иллюстративного средства к полноправному инструменту познания сути физических процессов.

При моделировании физических процессов в теплообменных аппаратах с воздушным охлаждением, визуализация позволяет исследователю:

- провести качественный анализ полученных результатов;
- выявить характерные особенности физических процессов;
- наглядно представить результаты исследования.

В настоящей работе проанализирована динамика течения воздуха в межреберном канале конвективной поверхности теплообмена с наклонным оребрением. Ранее проведенные экспериментальные и аналитические исследования вопроса использования поверхностей теплообмена с наклонным оребрением [12,13-16] подтвердили высокие тепловые характеристики данных систем теплообмена. Учитывая специфику течения теплоносителя в межреберном канале сложной конфигурации в данной работе по результатам численного моделирования исследовано изменение скоростного напора воздуха на противоположных сторонах межреберного

канала и по окружности трубы у основания ребер.

Результаты исследований пакетов труб

Основное термическое сопротивление теплопереносу при обтекании теплообменной поверхности потоком теплоносителя связано с толщиной пограничного слоя. Турбулентный поток воздуха, омывающий поверхность теплообменного аппарата характеризуется значением среднеинте-гральной скорости, пространственным ее распределением и наличием пульсаций потока. Протекающие в пограничных тепловом и гидродинамическом слоях процессы сводятся к переносу тепла и импульса, что в свою очередь определяет тепловые и аэродинамические характеристики теплообменной поверхности.

Степень турбулентности потока оказывает существенное влияние на тепловые показатели поверхностей теплообмена. Турбулентное движение потока теплоносителя характеризуется сложным вихревым движением, характерной чертой которого является способность передавать большие напряжения сдвига и обеспечивать быстрый перенос импульса и тепла [1].

Исходя из многообразия моделей турбулентности, следует заметить, что ни одна из известных моделей не является универсальной для всех классов инженерных задач. Среди всех моделей турбулентности выделим семейство k-e моделей турбулентности, которые давно и успешно используется в расчетной практике. Модели k-e отличаются высокой работоспособностью, оптимальным использованием вычислительных ресурсов и приемлемой точностью получаемых результатов [2,16,18].

Для расчета течения потока воздуха в межреберном канале была использована k-e Turbulence Model. Она представляла собой уравнение Навье-Стокса и зависимые переменные: кинетическую энергию турбулентности k, (turbulence kinetic energy) и скорость диссипации турбулентности e, (dissipation rate of turbulence energy):

$$\rho\frac{\partial u}{\partial t}-\nabla\cdot\eta\cdot(\nabla u+(\nabla u)^T)+\rho\cdot(u\cdot\nabla)u+\nabla p=F$$

$$\rho\cdot\frac{\partial k}{\partial t}-\nabla\cdot\left[(\eta+\frac{\eta_T}{\delta_k})\cdot\nabla k\right]+\rho\cdot U\cdot\nabla k=\frac{1}{2}\cdot\eta_T\cdot(\nabla U+(\nabla U)^T)^2-\rho\cdot\varepsilon \qquad (1)$$

$$\rho\cdot\frac{\partial\varepsilon}{\partial t}-\nabla\cdot\left[(\eta+\frac{\eta_T}{\sigma_\varepsilon})\cdot\nabla\varepsilon\right]+\rho\cdot U\cdot\nabla\varepsilon=\frac{1}{2}\cdot C_{\varepsilon 1}\cdot\eta_T\cdot(\nabla U+(\nabla U)^T)^2-\rho\cdot C_{\varepsilon 2}\cdot\frac{\varepsilon^2}{k}$$

k-e Turbulence Model базируется на нескольких допущениях, из которых отмечено, что число Рейнольдса является достаточно высоким и турбулентность в пограничном слое находится в равновесии, то есть генерация энергии равняется ее диссипации [2,3,18].

Турбулентная вязкость определялась по уравнению:

$$\eta_T=\rho\cdot c_\mu\cdot k^2/\varepsilon \qquad (2)$$

где c_μ - константа модели.

Уравнение переноса для кинетической энергии турбулентности k может быть получено путем взятия следа уравнений для напряжений Рейнольдса [9]:

$$\rho\cdot\frac{\partial k}{\partial t}-\nabla\cdot[(\eta+\frac{\eta_T}{\delta_k})\cdot\nabla k]+\rho U\cdot\nabla k=\frac{1}{2}\cdot\eta_T(\nabla U+(\nabla U)^T)^2-\rho\varepsilon \qquad (3)$$

где δ_k - константа уравнения.

Уравнение для скорости диссипации турбулентности ε может быть получено аналогично. Полученное уравнение имеет вид [9]:

$$\rho \cdot \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} - \nabla \cdot [(\eta + \frac{\eta_T}{\sigma_\varepsilon}) \cdot \nabla \varepsilon] + \rho U \cdot \nabla \varepsilon = \frac{1}{2} \cdot C_{\varepsilon 1} \cdot \eta_T (\nabla U + (\nabla U)^T)^2 - \rho C_{\varepsilon 2} \frac{\varepsilon^2}{k} \quad (4)$$

где $C_{\varepsilon 1}$, $C_{\varepsilon 2}$, σ_ε - константы модели.

При выборе соответствующей модели турбулентности анализировались особенности движения жидкости, необходимая точность решения и доступные вычислительные ресурсы. Различные модели турбулентности дают отличные результаты при моделировании отрывных течений в пограничных слоях. Точность результатов моделирования зависит от шага расчетной сетки в пристеночном слое ячеек (обычно характеризуется параметром y+, который можно рассматривать как локальное число Рейнольдса в элементарном объеме).

Расчетная сетка создавалась непосредственно в пакете программных комплексов численных моделей физических явлений. Для сокращения количества элементов конечно-элементной сетки (КЭС) симметричного объекта, расчет был выполнен для одной его симметричной части. Это позволило получить адекватную картину физического процесса при существенном сокращении потребного расчетного времени. Увеличение числа расчетных ячеек модели задавалось как в объеме, так и на поверхности. Технология подсеточного разрешения геометрии объекта позволила автоматически воспроизводить сложную форму поверхности конечно-элементной модели.

Параметры решающего устройства выбирались индивидуально для каждого типа физической задачи. В зависимости от типа задания (линейная, нелинейная, упруго-пластичная и т.д.) использовался тот или иной решатель. Итерационные решатели потребляли меньше машинной памяти, но при этом контролировалась сходимость решения и при необходимости, изменяли количество итераций.

Анализ работ, посвященных численному моделированию показывает, что при использовании весьма грубой разбивки, но с высокой мерой аппроксимирующего полинома, (например, полином 4-ой степени), выходит практически точное решение. При увеличении числа элементов при более высокой степени полинома решение несущественно уточняется, однако время решения задачи возрастает в несколько раз. Полиномы выше четвертой степени использовать нерационально, поскольку уменьшается сходимость решения задачи. Это связано, по-видимому, с накоплением вычислительной погрешности [4,10,18].

Течение потока воздуха в межреберном канале теплообменной поверхности представляет собой довольно сложный физический процесс, при протекании которого интенсивность процессов теплообмена неразрывно связана с аэродинамическими особенностями течения теплоносителя. Возникновение зон повышенной турбулентности потока в межреберном канале приводит к локальному повышению коэффициентов теплоотдачи, за счет разрушения теплового пограничного слоя. Обтекание потоком воздуха исследуемой трубчато-ребристой поверхности с наклонным оребрением сопровождается формированием иной структуры потока теплоносителя в межреберной полости. В работе [5], посвященной изучению особенностей течения потока газа в межреберном канале поверхностей с наклонным оребрением, приведены результаты численного решения сопряженной тепло-аэродинамической задачи. Решение сопряженной задачи проведено для разнообразных вариантов конструктивного исполнения оребрения. По результатам проведенного численного эксперимента было показано, что характер обтекания противоположных сторон межреберного канала весьма отличается.

При проведении натурных испытаний механизм повышения тепловой эффективности труб с наклонным оребрением недостаточно изучен. Это связано прежде всего со сложностью экспериментального получения данных, характеризующих тепло-аэродинамические флуктуации течения потока газа в межреберном канале. Программные комплексы позволяют проводить виртуальные исследования при различных начальных и граничных условиях, геометрических параметрах и формах межреберных каналов воздушных теплообменников и эффективно проводить такой многопараметрический анализ моделируемых систем.

Обтекание потоком воздуха коридорных пучков труб приближается к течению в прямолинейном канале, а распределение скоростей в наименьшем сечении следующего ряда в значительной мере зависит от взаимного расположения труб в пучке. Тепловые и аэродинамические характеристики коридорных пучков труб уступают шахматным пучкам [1,6-9], которые отличаются большей степенью турбулизации потока теплоносителя.

Одиночный трехтрубный элемент пакета оребренных труб представлен на рис.1. Принятые обозначения (рис.1): $d_{тр}$ - наружный диаметр трубы, S_2 - продольный шаг труб в пучке, γ - угол наклона ребер относительно оси трубы, u - шаг ребер.

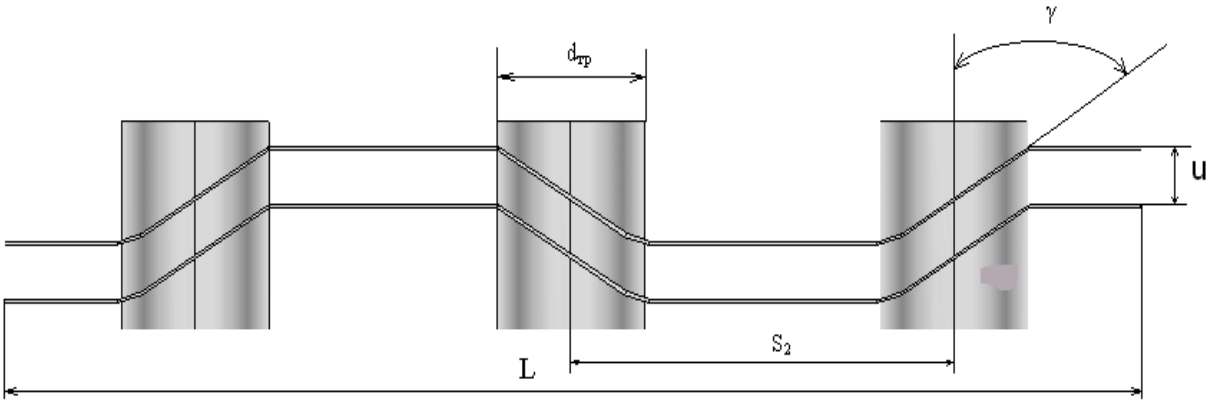


Рис.1. Одиночный трехтрубный элемент пакета оребренных труб.

Численное моделирование позволило проанализировать условия течения потока воздуха в межреберном канале, его структуру и степень турбулентности. Исследование проведено при изменении относительного продольного шага труб пакета в диапазоне $S_2/d_{тр}$ =2,56÷3,22 и угла наклона ребер относительно оси трубы $\gamma = 60^0 \div 90^0$. Для всех рассмотренных случаев оставались неизменными наружный диаметр труб $d_{тр}$=18 мм, шаг ребер u=4 мм, высота ребра $h_р$=14 мм.

При переходе на поверхности с криволинейным межреберным каналом на базе применения наклонного оребрения наступает повышение эффективности теплообмена даже при использовании худшего варианта компоновочного решения - коридорных пучков труб. Для анализа эффекта повышения тепловой эффективности выполнено исследование влияния конструктивного исполнения наклонного оребрения на условия течения потока теплоносителя в межреберном канале.

В ходе компьютерного моделирования была изучена структура потока в широком диапазоне значений наклона ребер относительно осевойлинии несущих труб (90^0, 85^0, 65^0 и 60^0) при различных вариантах относительных продольных шагов труб в пучке ($S_2/d_{тр}$= 2,56÷3,22). При сопоставлении различных вариантов конструктивного исполнения оребрения определено изменение скоростного поля потока теплоносителя по длине межреберного канала по средней линии трехтрубного элемента (рис.2), рассмотрены зоны возникновения пульсаций и области пониженного скоростного напора, сопоставлена динамика изменения скоростного напора по длине межреберного канала для противоположных сторон канала. Зона исследования изменения скоростного напора соответствовала симметричной части межреберного канала.

В результате проведенных расчетов построены графики изменения скорости потока воздуха по длине межреберного канала L (рис.3). Характер распределения скоростного потока по длине межреберного канала при $\gamma=90^0$ (рис.3а) соответствует данным исследований других авторов [1,7]. При коридорной компоновке труб, область межреберного канала, в которой наблюдаются пониженные скоростные значения потока воздуха, связана с возникновением дорожки Кармана формирующейся за предшествующей теплообменной трубой. Следовательно, эта зона межреберного канала отличается малой интенсивностью процесса теплообмена между воздухом и поверхностью.

Переход к криволинейному межреберному каналу за счет наклона ребер позволяет увеличить локальную скорость потока тепло-

носителя в "теневой" зоне за теплообменной трубой (рис.3б).

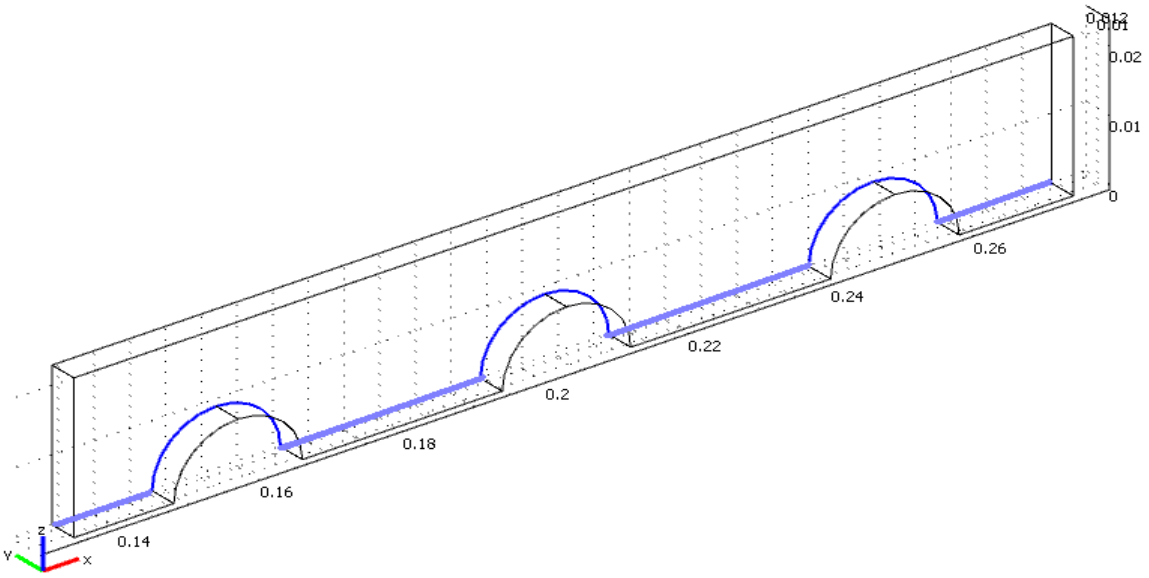


Рис. 2. Линия фиксации скоростного поля потока воздуха.

Величина наклона оребрения анализировалась до значения угла наклона ребер $\gamma=60^0$. Дальнейшее уменьшение угла наклона ребер нецелесообразно ввиду создания условий, при которых течение теплоносителя сопровождается увеличением гидравлического сопротивления. Анализ скоростных показателей и характера изменения скоростного напора на противоположных сторонах межреберного канала приведен на рис.4.

При наложении скоростных характеристики противоположных сторон межреберного канала традиционного конструктивного исполнения (рис. 4а) видно, что характер распределения скоростных показателей потока совпадает. Исследования характера скоростного потока по двум сторонам криволинейного межреберного канала показали, что отличия в значениях скорости потока на стенках канала достигает в экваториальной зоне ребра до 7%, а в кормовой части – до 30% (рис.4б). Это вероятно связано, с прохождением потока через криволинейные участки межреберного канала, на которых происходит изменение направления движения потока воздуха.

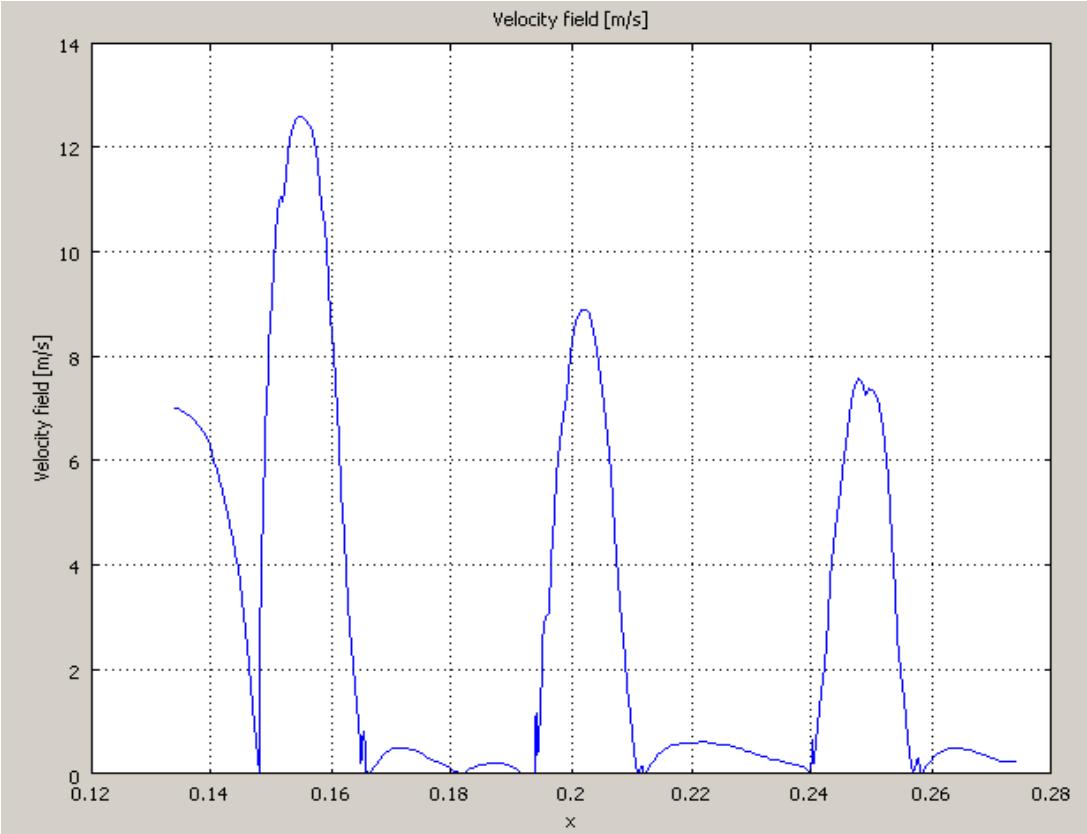
Анализируя динамику изменения скоростного поля потока по длине канала (рис.3,4), можно утверждать, что на распределение скоростей по глубине пучка оказывают существенное влияние впереди стоящие трубы.

Кормовая часть ребра при этом омывается рециркуляционным потоком. При переходе на криволинейный канал ($\gamma=85^0\div60^0$) происходит повышение среднеинтегральных значений скорости потока воздуха в межреберном канале, что приводит в конечном итоге к повышению тепловой эффективности поверхности теплообмена.

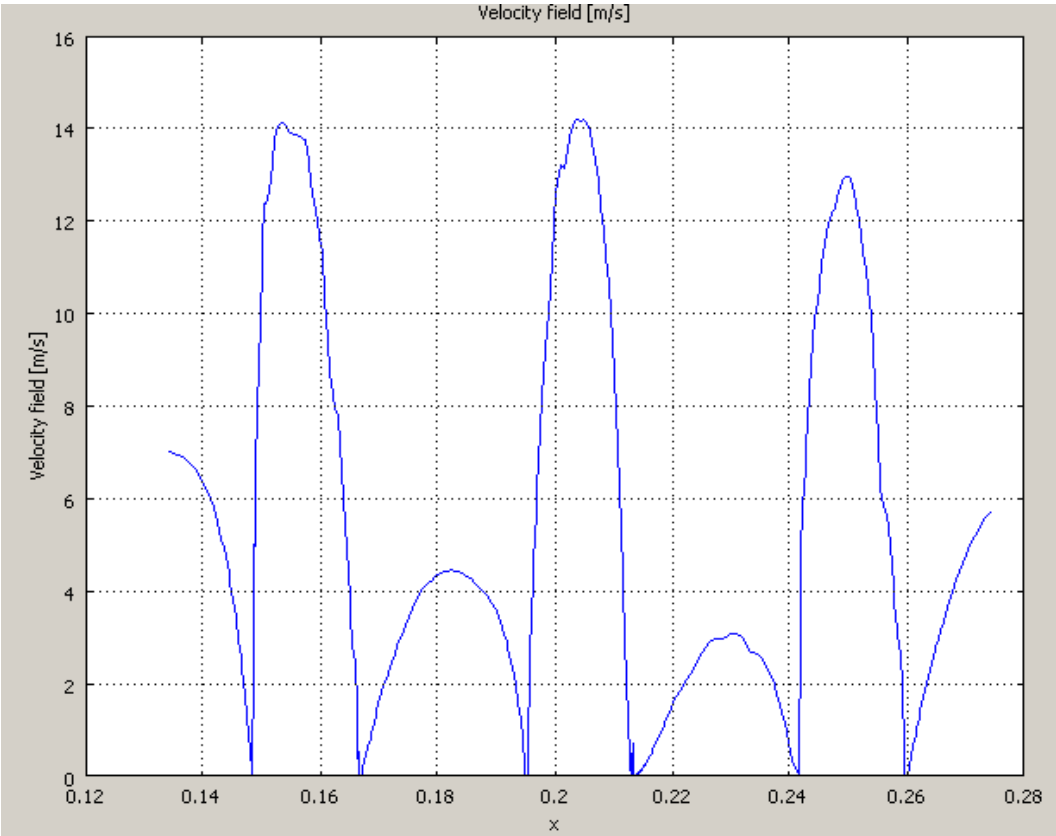
Исследование скоростных характеристик потока теплоносителя позволило изучить динамику изменения характеристик потока по осевой линии межреберного канала в зависимости от его конструктивного исполнения. Переход к криволинейной конфигурации межреберного канала позволяет дополнительно интенсифицировать поток теплоносителя, а также улучшить обтекание теплоносителем «теневых» зон поверхности ребра.

При коридорной компоновке трубы второго и последующих глубинных рядов затеняются первым рядом, поэтому теплоотдача первого ряда максимальна. При течении теплоносителя в криволинейном межреберном канале коридорного пучка труб происходит выравнивание скоростного поля потока по глубине межреберного канала (рис.3,4).

Описанный характер изменения скоростного напора по глубине межреберного канала сохраняется во всем диапазоне изменения относительного продольного шага труб пакета ($S_2/d_{тр}=2,56\div3,22$).



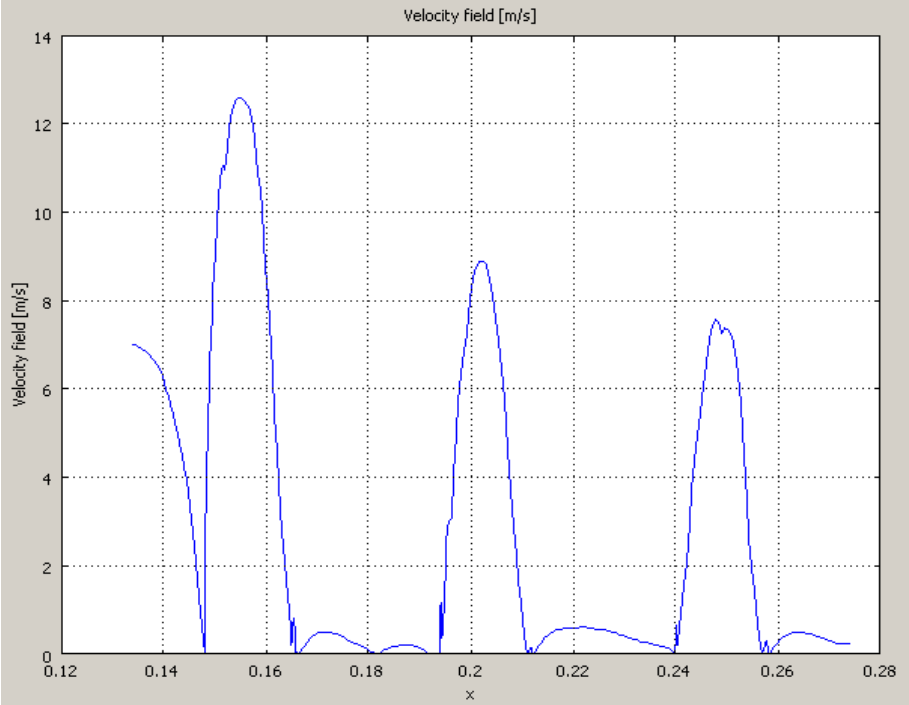
а)



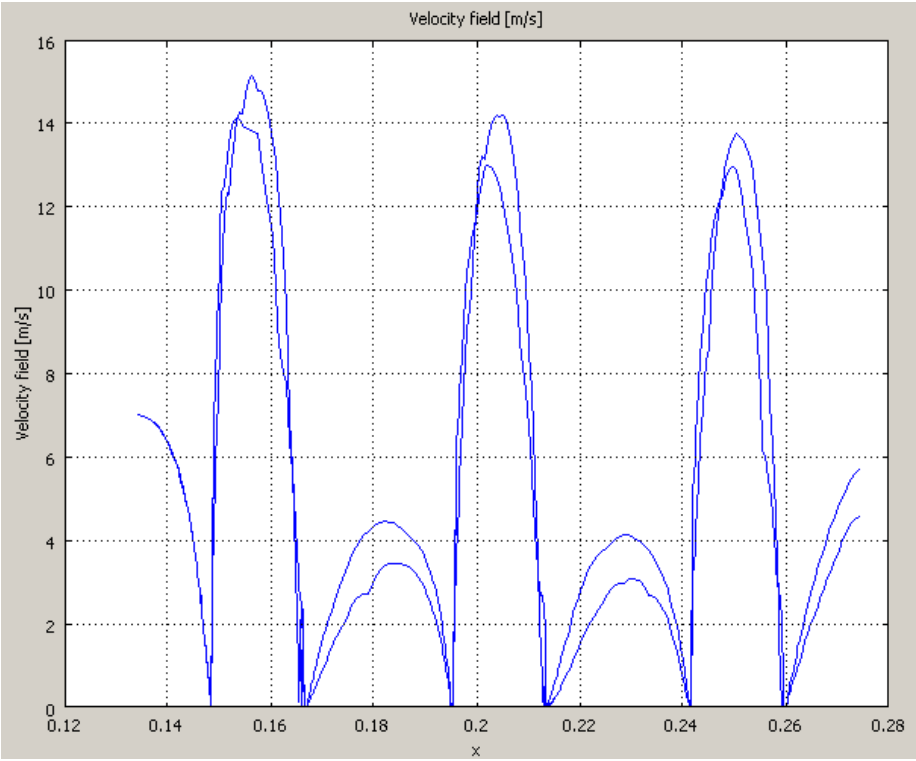
б)

а) – угол наклона ребра $\gamma=90^0$; б) - угол наклона ребра $\gamma=60^0$

Рис.3. График изменения скорости воздуха по длине межреберного канала.



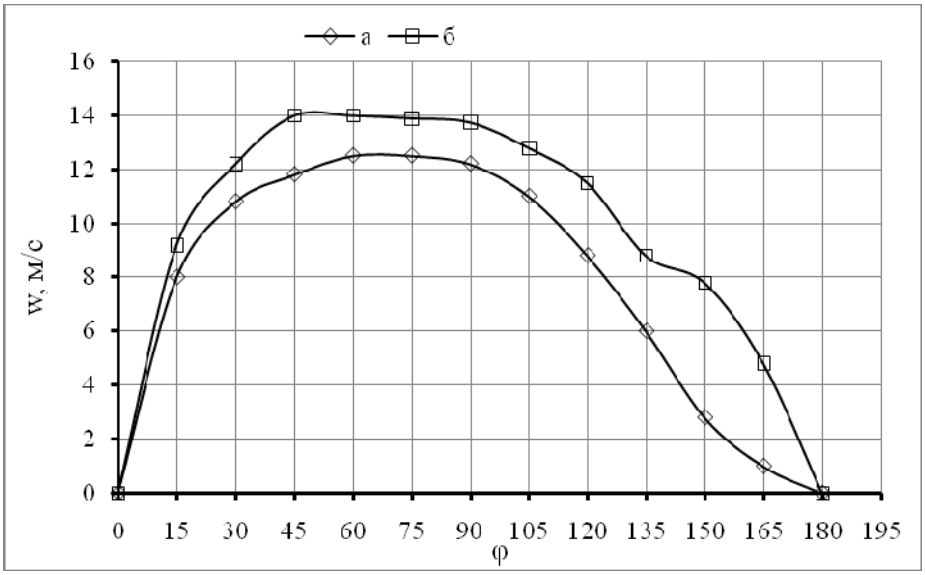
а)



б)

а) – угол наклона ребра $\gamma=90^0$; б) - угол наклона ребра $\gamma=60^0$

Рис.4. Изменения скоростного напора воздуха на противоположных сторонах межреберного канала.



а) – угол наклона ребра относительно осевой линии трубы $\gamma=90^0$;
б) - угол наклона ребра относительно осевой линии трубы $\gamma=60^0$

Рис.5. Изменения скоростного напора потока воздуха по окружности трубы у основания ребер.

Изменения скоростного напора потока воздуха по окружности трубы у основания ребер при традиционном ($\gamma=90^0$) и наклонном ($\gamma=60^0$) их расположении относительно оси трубы, представлено на рис. 5.

Анализируя характер обтекания несущих оребрение труб (рис.5) приходим к выводу, что в случае использования наклонных ребер, изменения скоростного напора потока воздуха по окружности трубы у основания ребер наиболее ощутимы в его кормовой зоне. Отмеченный эффект при использовании наклонного оребрения приводит к улучшению условий обтекания потоком воздуха "застойной" кормовой зоны ребра. Результаты проведенного исследования для традиционного оребрения ($\gamma=90^0$) согласуются с результатами экспериментального исследования [1], а также данными литературных источников [10,11].

Выводы

Получены данные по динамике течения потока воздуха в межреберном канале поверхности теплообмена с угловой посадкой ребер. Выявлено, что характер изменения скоростного напора на противоположных сторонах межреберного канала трехтрубной системы с наклонным оребрением ($\gamma=60^0;65^0;85^0$) существенно отличен от обтекания традиционных поверхностей теплообмена ($\gamma=90^0$) и переход к поверхностям с наклонным оребрением приводит к увеличению скорости потока в застойных "теневых" зонах при коридорной компоновке пучка труб. Данный фактор обусловлен сложной конфигурацией межреберного канала с наклонным оребрением, за счет которой производится "вдув" потока воздуха в застойные зоны. По результатам проведенного численного моделирования выявлено, что уже при угле наклона ребра $\gamma=85^0$ среднеинтегральное значение скорости потока воздуха в межреберном канале существенно увеличивается и ощутимо турбулизируется вихревая дорожка за теплообменной трубой. Результаты проведенного численного эксперимента верифицированы, полученные данные согласуются с эмпирическими результатами ранее проведенных исследований.

Литература (References)

1. Zhukauskas A.A *Konvektivnyj perenos v teploobmennikax* [Convective mass transfer in heat exchangers]. Moscow: Nauka, 1982. 472 p.
2. COMSOL Multiphysics Modeling Guide. – Version: October 2007, COMSOL 3.4.
3. Biryulin G.V. *Teplofizicheskie raschety v konechno-elementnom pakete Comsol Femlab* [Thermal calculations in finite element package COMSOL / FEMLAB], 2006. 78 p.
4. Leont'ev V.V. *Skhodimost' i tochnost' metoda konechnyh elementov pri reshenii ploskoi uprugoi i uprugo-plasticheskoi zadach v Feml*ab [Convergence

and accuracy of finite element method in solving dimensional elastic and elastic-plastic problem in Femlab].Visnik derjavnogo Sevastopolskogo tehnichnogo universitetu. no. 88: Mehanika, energetika, ekologiia, 2008, 26-29. (in Russian).
5. Haci Mehmet Sahin, Ali Rıza Dal, Esref Baysal 3-D Numerical study on the correlation between variable inclined fin angles and thermal behavior in plate fin-tube heat exchanger. Applied Thermal Engineering, 27 (2007), 1806–1816.
6. Antuf'ev V. M., Beleckiy G. S. Teploperedacha i aerodinamicheskoe soprotivlenie trubchatyh poverhnostey v poperechnom potoke [Heat transfer and aerodynamic pressure drop of tube surfaces in cross-flow]. Moscow, 1948. 119 p.
7. Migai V.K. Modelirovanie teploobmennogo energeticheskogo oborudovaniya [Modeling of heat exchange power equipment]. Leningrad: 1987. 287p.
8. Pismennyi E.N. Raschet konvektivnyh poperechno-orebrennyh poverhnostei nagreva [Heat exchange and aerodynamics of packages cross finned pipes]. Kiev, 2003.184 p.
9. Yudin V.F. Teploobmen poperechno – orebrennykh trub [Heat exchange cross finned pipes], 1982. 189 p.
10. Comini G., Nonino C. and Savino S. Convective heat and mass transfer in wavy finned-tube exchangers. *International Journal of Numerical Methods for Heat & Fluid Flow*, Vol. 12 No. 6, 2002, 735-755.
11. El Sherbini A.I., Jacobi A.M., Hrnjak P.S. Experimental investigation of thermal contact resistance in plain-fin-tube evaporators with collarless fins. *International Journal of Refrigeration* 26 (2003), 527 – 536.
12. Stoianov P.F., Lagutin A.S. Improvement of finned heat-exchange compressor surfaces. *Proc. of the Conference "Compressors-2009"*. – 2009. (Slovak Republic), 398- 403.
13. Knyazyuk V. I., Lagutin A. E., Stoyanov P. F. Issledovanie teplovyh harakteristik paketov trub s poperechnymi naklonnymi rebrami [Research of thermal characteristics of a package of pipes with transverse inclined fins]. Kholodil'naya tekhnika i tekhnologiya, 2013, №1 (141), pp. 5-9 (in Russian).
14. Lagutin A. E., Knyazyuk V. I., Stoyanov P. F. Issledovanie aerodinamicheskogo soprotivleniya paketov trub s poperechnymi naklonnymi rebrami [Heat exchange and aerodynamics of the combined tubing bundles with cross inclined fins]. Kholodil'naya tekhnika i tekhnologiya, 2012, №1 (135), 28-32 (in Russian).
15. Stoyanov P.F., Lagutin A.E. Teplo-aerodinamicheskie kharakteristiki poperechno-orebrennykh puchkov trub [Heat-aerodynamic characteristics of cross-fin tube bundles]. Kholodil'naya tekhnika i tekhnologiya, 2010, №4(126), 28-33. (in Russian).
16. Stoyanov P.F., Lagutin A.E. Chislennoe modelirovanie obtekaniya poperechno orebrennoi poverkhnosti teplootvoda [Numerical simulation of flow cross-finned heat sink surface]. Kholodil'naya tekhnika i tekhnologiya, 2010, №2 (124), 35-41 (in Russian).
17. Lagutin A.E, Stoyanov P.F. Ocenka teplovoj effektivnosti trub s poperechnymi rebrami [Assessment of thermal efficiency tubes with transverse fins]. Kholodil'naya tekhnika i tekhnologiya, Tom 51, Vol.1, 2015, 25-30 (in Russian).
18. Shobhana Singh, Kim Sørensen, Thomas Condra Multiphysics numerical modeling of a fin and tube heat exchanger. Proceedings of the 56th SIMS October 07-09, 2015, Linköping, Sweden, 383-390.

Сведения об авторах.
Лагутин Анатолий Ефимович, докт. техн. наук, профессор кафедры холодильных установок и кондиционирования воздуха Института холода, криотехнологий и экоэнергетики Одесской национальной академии пищевых технологий. Область научных интересов: теплообменные аппараты энергетических и технологических систем, аудит охлаждающих систем в агропромышленном комплексе и химической промышленности.
E-mail: ae_lagutin@meta.ua

Стоянов Павел Фомич к.т.н., старший преподаватель кафедры холодильных установок и кондиционирования воздуха Института холода, криотехнологий и экоэнергетики Одесской национальной академии пищевых технологий. Область научных интересов: теплообменные аппараты энергетических и технологических систем, численное моделирование, теплообмен, аэродинамики, тепловые насосы.
E-mail: palfomich@gmail.com

Investigation of Heat Exchange Efficiency in the Heat Exchanger Waste Heat Recovery with Granular Nozzle

Boshkova I.L., Solodkaya A.V.
The Department of power engineering and pipeline transport energy carriers
Institute of Refrigeration, Cryogenic Technologies and EcoEnergetic
Odessa National Academy of Food Technologies,
Odessa, Ukraine

Abstract. The article analyzes the characteristics of the heat transfer process between the dispersed and gaseous medium for the moving and fixed layer of particulate material. The methods of calculus of thermal and hydraulic regimes of heat exchangers with a dense layer of particles were elaborated. The results of experimental studies of the process of heating of different kinds of granular material, intended for use as a nozzle in the recuperative heat exchanger. The influence of the height of heating chamber, the particle diameter on the output temperature of the granular material has been determined. The dependence of the temperature of the gas and solid components of the height of the nozzle has been presented.
***Keywords*:** a granular material, a nozzle, the heat transfer coefficient, Interconnects heat exchange, intensification, aerodynamic drag.

Studiu de eficiență a transferului de căldură în schimbătorul de căldură cu recuperarea căldurii reziduale cu duză granulare inclusă

Boşcova Irina, Solodcaia Antonina
Departamentul de energie termică şi transport prin conducte a resurselor energetice
Institutul de frig, criotehnologii şi ecoenergetică
Academia națională a tehnologiilor alimentare din Odessa
Odesa, Ucraina

Rezumat. Utilizarea agenților termici în flux p răcire sub formă de material granular permite intensificarea proceselor de schimb de căldură şi de transfer de masă. Apare oportunitatea de a crea o suprafață de schimb de căldură dezvoltată, creșterea căreia este condiționată totalitatea suprafețelor particulelor materialului granulat inclus ca componentă funcțională a schimbătorului de căldură. Promițătoare sunt schimbătoarele de căldură recuperative cu un strat mobil dens, caracterizate prin eficienta termica ridicata, compactitate, greutate redusă, simplitatea de proiectare, fiabilitate, ce oferă o performanță semnificativă. Având în vedere complexitatea proceselor de interacțiune a particulelor din fluxul de aer în mişcare o atenție deosebită trebuie acordată metodei simplicite de calcul al acestor schimbătoare de căldură. Articolul analizează caracteristicile procesului de transfer de căldură între mediul gazos dispersat pentru stratul materialului granulat aflat în stare de mișcare și în stare de repaos. S-au propus metode de calcul a regimurilor termic și hidraulic a schimbătoarelor de căldură cu strat dens dispersat format din particule granulate. Sunt prezentate rezultate ale cercetărilor experimentale a procesului de încălzire a diverselor tipuri de material granulat propuse pentru utilizare în calitate de material funcțional în schimbătoarele utilizatoare de căldură de tip recuperativ. În baza calculelor s-a stabilit influența înălțimii camerei de ardere, a diametrului particulelor asupra temperaturii de ieşire a materialului granular. Se prezintă caracteristica evoluției temperaturii componentei gazoase și a componentei solide în funcție de înălțimea duzei.
***Cuvinte-cheie*:** material granular, duză, coeficientul de transfer de căldură, schimb de căldură mutual, intensificarea, rezistența aerodinamică.

Исследование эффективности теплообмена в теплообменниках-утилизаторах с гранулированной насадкой

Бошкова И.Л., Солодкая А.В.
Кафедра теплоэнергетики и трубопроводного транспорта энергоносителей
Институт холода, криотехнологий и экоэнергетики
Одесская национальная академия пищевых технологий
Одесса, Украина

Аннотация. Использование в теплоэнергетике проточных теплоносителей в виде гранулированного материала позволяет интенсифицировать процессы теплообмена и массообмена. Возникает возможность создать развитую теплообменную поверхность, которой является совокупная поверхность частиц, находящихся в теплообменном аппарате. Перспективными являются рекуперативные теплообменники с плотным движущимся слоем, характеризующиеся высокой тепловой эффективностью, компактностью, небольшой массой, простотой конструкции, надежностью, позволяющие обеспечить значительную

производительность. Ввиду сложности процессов взаимодействия движущихся частиц с потоком воздуха, особое внимание следует уделять упрощенным методикам расчета подобных теплообменников. В статье проведен анализ особенностей процесса теплообмена между дисперсной и газовой средой для движущегося и неподвижного слоя дисперсного материала. Составлены методики теплового и гидравлического расчетов теплообменных аппаратов с плотным дисперсным слоем. Представлены результаты экспериментального исследования процесса нагрева различных видов гранулированного материала, предполагаемых к использованию в качестве насадки в рекуперативном теплообменнике-утилизаторе. Расчетным путем установлено влияние высоты камеры нагрева, диаметра частиц на выходную температуру гранулированного материала. Представлена зависимость температуры газового и твердого компонентов по высоте насадки.
Ключевые слова: гранулированный материал, насадка, коэффициент теплоотдачи, межкомпонентный теплообмен, интенсификация, аэродинамическое сопротивление.

1. Введение

Одним из определяющих путей экономии топливно-энергетических ресурсов является использование вторичных энергоресурсов. Совершенствование технологического процесса за счет дополнения схемы утилизации ВЭР способствует повышению конкурентоспособности продукции и снижению загрязняющего воздействия на окружающую среду. В результате анализа тепловых потерь в энергетических и теплотехнологических установках различного назначения получено [1], что их значительную часть составляет физическая теплота уходящих газов, использование которой должно быть направлено на повышение тепловой эффективности самих установок. Представляются перспективными регенеративные теплообменники, в которых в качестве промежуточного теплоносителя (насадки) служит циркулирующий слой дисперсного материала. Однако технико-экономическая целесообразность применения дисперсной насадки в качестве промежуточного теплоносителя не всегда оправдана [2] , что связано, в основном, с низкими температурными напорами теплоносителей, большим гидравлическим сопротивлением аппарата, загрязнением поверхностей теплообмена со стороны греющего теплоносителя различными отложениями или ее разрушением за счет коррозии или эрозии. Анализ теоретических и экспериментальных работ [3-5], в которых исследованы тепловые процессы, определяющие эффективность работы таких теплообменников, показал, что в настоящее время отсутствуют надежные общепринятые зависимости, которые послужили бы научной базой для разработки методики расчета утилизаторов подобного типа и способствовали их внедрению в промышленности.

Целью работы является оценка влияния параметров теплообмена и характеристик материала на эффективность утилизации теплоты отходящих газов гранулированной насадкой. Для достижения данной цели проведено аналитическое и экспериментальное исследование теплообмена в теплообменнике-утилизаторе с движущимся плотным слоем насадки.

2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛООБМЕНА В ПЛОТНОМ СЛОЕ ГРАНУЛИРОВАННОГО МАТЕРИАЛА

Задачами исследования являлись: экспериментальное изучение процессов теплообмена между нагретым воздухом и гранулированным материалом, помещенным в рабочую камеру, и получение рекомендаций к выбору материала; математическое моделирование теплообмена в системе воздух - плотный слой движущегося гранулированного материала.

Экспериментальная установка представлена на рис.1.

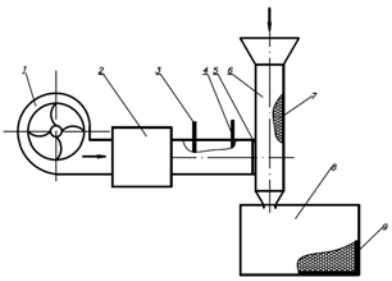


Рис. 1. Установка для экспериментального исследования теплообмена в плотном слое гранулированного материала.

1- вентилятор; 2 – нагреватель; 3 – датчик скорости воздуха; 4 – датчик температуры; 5 – сетка; 6 - камера нагрева; 7 – гранулированная насадка; 8 – камера сбора нагретого материала; 9 – изоляция.

В качестве гранулированного материала исследовался керамзит и гравий (размер частиц: 10-20 мм). Методика заключалась в следующем. В рабочую камеру 6 загружался гранулированный материал. Включался вентилятор 1 и нагреватель 2, после чего нагретый воздух поступал в рабочую камеру. Датчики 3 и 4 предназначены для измерения температуры и скорости потока, температура материала определялась в течение опыта с помощью термопары 10, расположенной по центру камеры. Средняя скорость фильтрации воздуха составляла $w = 0{,}25...1{,}2$ м/с, диаметр воздуховода $d = 0{,}1$ м.

Результаты экспериментов представлены в табл. 1, 2. Скорость воздуха составляла 0,63 м/с – для керамзита, 0,5 м/с – для гравия, высота слоя 0,12 м,.

Таблица 1

Нагрев гравия в рабочей камере

τ, с	$t_{гр}$, °C	$Q_{гр}$, Вт	$t_в''$, °C	$t_в'$, °C	$Q_в$, Вт	$\Delta\bar{t}_{лог}$
0	21	0	18,4	60	0	0
30	27	539	21,2	60	740	2.6
60	28	90	33,6	58.6	504	6.4
90	29	90	37,3	58.9	433	7.2
120	30	90	41,1	57.4	361	7.8
150	33	269	43,6	59.9	313	7.82
180	35	180	46,7	58.9	254	7.5
210	38	269	48,5	57.4	219	6.96
240	39	90	50,4	58.0	183	6.5
270	40	90	52,1	57.1	151	6.5
300	42	180	53,3	58.6	128	6.2
330	44	180	54,3	59.3	109	5.6
360	45	90	55,3	59.9	90	5.2
390	47	180	55,4	58.1	88	4.6
420	47	0	56,1	59.0	74	4.4
450	48	90	56,6	61.2	65	3.9
480	49	90	56,9	58.9	59	4
510	50	0	57,1	61.3	55	3.6
540	50	0	57,4	61.5	48	3.4
570	50	0	57,7	62.5	44	3.5
600	51	90	57,5	60.0	48	3.3

Таблица 2

Нагрев керамзита в рабочей камере

τ, с	$t_к$, °C	$Q_к$, Вт	$t_в''$, °C	$t_в'$, °C	$Q_в$, Вт	$\Delta\bar{t}_{лог}$
1	2	3	4	5	6	7
0	18,5	0	18,5	18.4	700	
30	23,4	122	25	60	601	6.9
60	39,4	398	29	58.6	542	4.6
90	48,4	223	32	58.9	492	3.7
120	53,0	114	38	57.4	395	3.4
150	55,0	50	43	59.9	310	2.9
180	56,5	37	46	58.9	257	2.3
Продолжение таблицы 2						
1	2	3	4	5	6	7
210	58,0	37	48	57.4	223	1.8
240	58,8	20	49	58.0	205	1.5
270	58,9	3	51	57.1	169	1.4
300	59,3	10	52	58.6	150	1.1
330	59,4	3	52	59.3	150	1.1
360	59,5	3	52	59.9	150	1
390	59,4	0	52	58.1	150	1
420	60	15	52,5	59.0	141	1
450	59,4	0	53	61.2	132	1
480	59,4	0	53	58.9	132	1
510	60,4	24	53	61.3	132	1
540	60,1	7	53	61.5	132	1
570	59,6	0	53	62.5	132	1
600	59,8	5	53	60.0	132	1

Данные свидетельствуют, что с течением времени теплота, поглощённая материалом, снижается, причем для керамзита это снижение резко усиливается после 360 с, а для керамзита – после 480 с, что связано с изменением среднелогарифмического температурного напора. Характер изменения теплоты во времени следует учитывать при оценке длительности периода нагрева в теплообменном аппарате при их проектировании.

Характер изменения температуры материала (гравий) в зависимости от скорости фильтрации демонстрирует рис. 2. Видно, что увеличение скорости способствует интенсификации теплообмена, причем при скорости $w = 1$ м/с материал практически перестал нагреваться через 330-360 с, достигнув значения температуры $t \approx 55$ °C. При меньших скоростях эффективность нагрева была ниже. Очевидно, структура керамзита и особенно свойства его поверхности способствуют более интенсивному теплообмену с окружающей средой (воздухом).

Для сравнения эффективности применения насадок, на рис. 4 представлен график

изменения температур, полученных для керамзита и гравия, при скорости фильтрации $w = 1{,}2$ м/с.

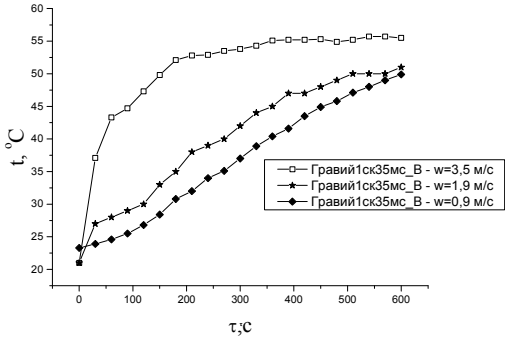


Рис. 2. Нагрев гравия в рабочей камере при различной скорости фильтрации воздуха

Влияние скорости при нагреве насадки из керамзита значительно меньше, чем для гравия.

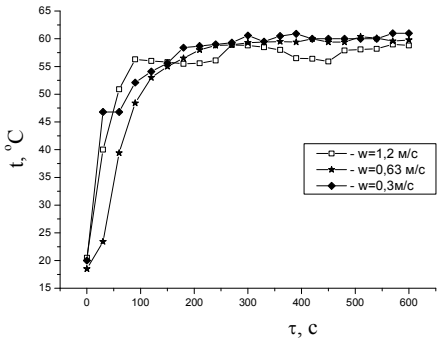


Рис. 3. Нагрев керамзита в рабочей камере при различной скорости фильтрации воздуха

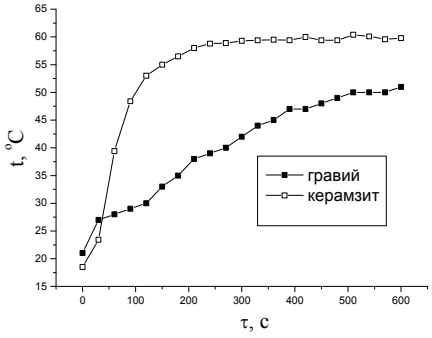


Рис. 4. График изменения температуры насадки в зависимости от вида материала

Для того, чтобы эффективность теплообмена с гравием была сопоставима с керамзитом, скорость фильтрации должна быть увеличена, причем, как показывают данные, до более высоких значений, установленных в эксперименте.

3. АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛООБМЕНА

Влияние высоты канала и диаметра частиц определялась в ходе вычислительного эксперимента, проведенного с использованием зависимостей для газового (воздух) (1) и твердого (2) компонентов. Зависимости были получены при решении математической модели процесса теплообмена плотного слоя гранулированного материала с газовой средой. При составлении модели принималось, что поток частиц движется под действием гравитационных сил вниз, а поток воздуха направляется противотоком снизу. Рассматривается одномерная стационарная задача при следующих условиях однозначности:

Граничные условия:

$$x = 0 : t_г = t_{г0}$$
$$x = L : t_m = t_{m0}$$

Начальные условия:

$$\tau = 0 : t_г = t_{г0} ; t_m = t_{m0}$$

Здесь $w_m^{"}$, $w_г^{"}$ - скорости слоя и воздуха в контактном теплообменнике, L - высота слоя, x - продольная координата.

$$tg(x) = C1 + C2e^{\frac{K2(-K4+K3)x}{K4K3}}, \qquad (1)$$

$$tm(x) = \frac{K4C1 + C2e^{\frac{K2(-K4+K3)x}{K4K3}}}{K4}, \qquad (2)$$

где C1, C2 – коэффициенты, определяемые заданным условием однозначности, форма которых представлена зависимостями (3), (4): Из данного выражения были найдены коэффициенты C1 и C2,

$$C1 = tg0 + \frac{K4(tg0 - tm0)}{-K4 + e^{K5 \cdot L} K3}, \qquad (3)$$

$$C2 = -\frac{K4(tg0 - tm0)}{-K4 + e^{K5 \cdot L} K3}, \qquad (4)$$

Коэффициенты *К2*, *К3*, *К4* представляют собой комбинации из заданных величин, характеризующих процесс:

$$K2 = \alpha_M \cdot a_{уд}, \quad (5)$$

где $\alpha_м$ – коэффициент межкомпонентного теплообмена, определяемый по рекомендациям [6], $a_{уд}$ – удельная поверхность частиц в единице объема.

$$K3 = c_г \cdot \rho_г \cdot w, \quad (6)$$

На рис. 5 представлены результаты расчета температуры гранулированного материала при различных диаметрах частиц. Исходные данные, принятые при расчете, следующие: $t'_г = 60°C$, $t'_m = 20°C$, $w_г = 1{,}2$ м/с, L=0,12 м. Видно, что с увеличением диаметра частиц их температура уменьшается. Это связано с тем, что при нагреве частиц с меньшим диаметром интенсивность межкомпонентного теплообмена выше. Однако последующее охлаждение частиц с меньшим диаметром будет происходить также быстро, поэтому для достижения аккумулирующего эффекта в аппарат целесообразно выбрать материал с диаметром частиц 0,02-0,03 м.

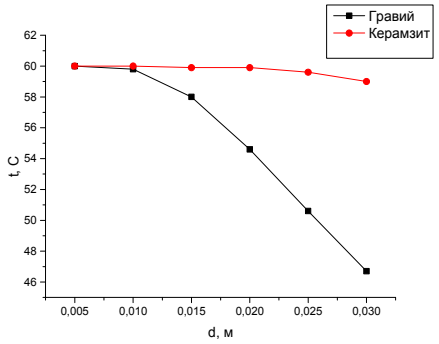
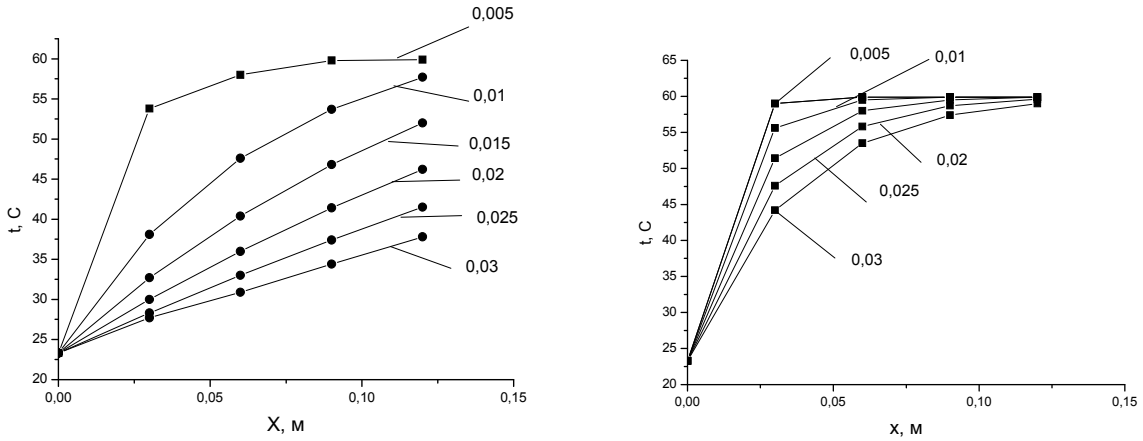


Рис. 5 Зависимость температуры насадки от диаметра частиц. 1 – керамзит; 2 – гравий

На рис. 6 представлены результаты расчета распределения температуры гранулированного материала по высоте насадки.

Здесь за начало координат принято сечение, на котором осуществлялась засыпка материала: верхнее сечение канала на высоте L. На начальном участке интенсивность теплообмена выше вследствие большего температурного напора и высоких значений коэффициента межкомпонентного теплообмена [5], [6].



а) б)

Рис. 6. Изменение температуры гранулированного материала (гравий) по высоте насадки при различных диаметрах частиц а – гравий, б – керамзит

4. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

Q - тепловой поток, Вт;
m - масса материала, *кг* ;
w - скорость, м/с ;
d - диаметр, мм;
t - температура, *°C*;
τ - время, с;
$\alpha_м$ – коэффициент межкомпонентного теплообмена; $a_{уд}$ – удельная поверхность частиц;

L- высота твердого слоя, м;
x - координата по высоте, м;
c - удельная теплоемкость, Дж/(кгК);
ρ - плотность, кг/м^3.

Индексы: m – твердый материал; $г$ - газ; гр – гравий; к – керамзит; в – воздух; 0 – начальное значение.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эффективность теплообмена газовой среды (воздух) с гранулированной насадкой существенно зависит от вида используемого материала, диаметра частиц и скорости фильтрации. Увеличение скорости в пределах (0,3-0,62) м/с менее сказывается на росте температуры гравия по высоте канала, чем при скорости 1 м/с, при этом температура материала стабилизируется в течение 300 с. Влияние скорости в исследованном диапазоне на нагрев керамзита практически не наблюдается, стабилизация теплового режима происходит в течение 200 с. Предложенные аналитические зависимости для расчета температур газового и твердого компонентов адекватно описывают изменение температур при теплообмене между газовой (воздушной) средой и плотным слоем гранулированного материала.

ЛИТЕРАТУРА (REFERENCES)

[1] D. A. Prutskih Ghidrodinamika i teploobmen v gheneratore s dispersnoi nasadkoi, [Hidrodynamics and heat-mass transfer in generators with a dispersed generator nozzle] Avtoreferat diss. na soiskanie uch. stepeni k. t. n. Spetsialnosti: Voronej: 2009, 22 p.

[2] A.V. Barakov, D.A. Prutskih K raschetu reghenerativnogo vozduhopodogrevatelea nepre-ryvnogo deistvia. [The calculus of regenerative continious air heater] Vestnik Voronejskogo gosudarstvenogo tehnicheskogo universiteta [Proceedings of Voronej University], 2006, T. 2, Nr 6, pp. 11-14.

[3] A.V. Barakov, V.Iu. Dubanin, D.A. Prutskih. Issledovanie teploobmena v reghenerator s dispersnoi nasadkoi. [The research of heat mass transfer in the regenerator with dispersed nozzle] Energosberejenie i vodopodgotovka, [Eneergy efficiency and water processing], 2007, Nr 4, pp. 45-46.

[4] A.V. Barakov, V.Iu. Dubanin, D.A. Prutskih. Issledovanie teplovoi effectivnosti reghenerativnogo vozduhopodogrevatelea s dispersnoi nasadkoi, [The research of thermal efficency of the regenerator with dispersed nozzle] Promyshlenaia energhetika [Industrial energetics]. 2008, Nr 5, pp. 28-30.

[5] V.A. Kalenderian, V.R. Gappasov. Teploperenos v vozguhoohladitele s plotnym dvijuschimsea sloem promejutochnogo teplonositelea. [Heat transfer in air cooler with dense moving layer of intermediate heat transfer agent]. Tezisy dokladov I soobschenii IV Miskogo mejd. forum po teploomassoobmenu,[The proceedings of Minsk international heat mass transfer forum] Minsk, 2000, t.6, pp.175-182

[6] Z.R. Gorbis, V.A. Kalenderian. Teploobmenniki s protochnymi dispersnymi teplonositeleami. [Heat exchangers with flow particulate heat carriers] Moskva, 1975, 294 p.

Сведения об авторах:

Бошкова Ирина Леонидовна. Доцент кафедры теплоэнергетики и трубопроводного транспорта энергоносителей Одесской национальной академии пищевых технологий, ведущий научный сотрудник проблемной научно-исследовательской лаборатории, работает с 2006 г. над выполнением научных проектов, связанных с исследованием процессов термообработки материалов растительного происхождения с использованием энергии микроволнового поля.

Солодкая Антонина Васильевна. Закончила Одесскую национальную академию пищевых технологий в 2013 г. по специальности теплоэнергетика. В 2014 г. поступила в аспирантуру, специальность 05.14.06 «Техническая теплофизика и промышленная теплоэнергетика

Articolul a fost prezentat la Conferința ”Energetica Moldovei 2016”

Improving the Efficiency of the Heat Pump Control System of Carbon Dioxide Heat Pump with Several Evaporators and Gas Coolers

Sit M.L., Juravliov A.A., Sit B.M., Timchenko D.
Institute of Power Engineering of the ASM, Chisinau, Republic of Moldova

Abstract. The problem of coordination of the values of the refrigerant flow through the evaporators and gas coolers of the heat pump for the simultaneous production of heat and cold is studied. The compensation of the variations of the total flow through the evaporators is implemented using the variation of the capacity of the compressor and a corresponding change in flow through the auxiliary gas cooler of the heat pump. Control system of this gas cooler is constructed using the invariance principle of the output value (outlet temperature of the heated agent) with respect to perturbations on the control channel (the refrigerant flow through the gas cooler). Principle of dual-channel compensation of the disturbance and advancing signal on input of control valve of the refrigerant through the gas cooler is ensured. Due to proposed solution, the intensity of the disturbances on the flow of refrigerant is reduced. Due to proposed technical solution power consumed by the heat pump compressor drive under transients is decreased.
Keywords: heat pumps, simultaneous production of heat and cold, control systems using the principle of invariance.

Îmbunătăţirea eficienţei sistemului de dirijare a pompei de căldură cu dioxid de carbon cu câteva vaporatizatoare şi răcitoare de gaze

Şit M.L., Juravleov A.A., Şit B.M., Timcenco D.V.
Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei, Chişinău, Republica Moldova

Rezumat. Se examinează problema coordonării valorilor debitului de agent frigorific prin vaporizatoare şi răcitoarele de gaze a pompei de căldură pentru generarea simultană a căldurii şi frigului, în care compensarea variaţiei debitului total prin vaporizatoare se realizează prin schimbarea capacităţii compresorului şi cu variaţia prin răcitorul suplimentar de gaze. Sistemul de dirijare a răcitorului suplimentar de gaze este realizat, folosind principiul de invarianţă a semnalului de ieşire (temperatura la ieşire a agentului termic) faţă de perturbaţiile în canalul de dirijare (debitul de agent frigorofic). Este realizat principiul de două canale la compensarea perturbaţiilor. Datorită soluţiei propuse se reduce intensitatea perturbaţiilor asupra debitului de agent frigorific şi **se** micşorează puterea consumată de compresorul pompei de căldură în condiţiile procesului tranzitoriu.
Cuvinte-cheie: pompe de căldură, elaborarea concomitentă de căldură şi de frig, sisteme de dirijare cu principiu invarianţei.

Повышение эффективности системы управления тепловым насосом на диоксиде углерода с несколькими испарителями и газоохладителями

Шит М.Л., Журавлев А.А., Шит Б.М., Тимченко Д.В.
Институт Энергетики Академии наук Молдовы, Кишинев, Республика Молдова

Аннотация. Рассмотрена задача координации значений расходов хладагента через испарители и газоохладители теплового насоса для одновременного производства теплоты и холода, в которой компенсация изменения суммарного расхода через испарители реализуется, кроме изменения производительности компрессора, посредством соответствующего изменения расхода через вспомогательный газоохладитель теплового насоса. Система управления вспомогательным (вторым) газоохладителем построена с использованием принципа инвариантности выходной величины (температуры на выходе нагреваемого агента) по отношению к возмущениям по каналу управления (расходу хладагента через этот испаритель). Обеспечен принцип двухканальности при компенсации возмущающего воздействия и опережающий сигнал на входе регулирующего клапана расхода хладагента через газоохладитель. Благодаря предложенному решению снижается интенсивность возмущающих воздействий по расходу хладагента на основной испаритель пастеризационно-охладительной установки для молока. Благодаря предложенному техническому решению снижается мощность, расходуемая приводом компрессора теплового насоса в переходных режимах.
Ключевые слова: тепловые насосы, одновременная выработка теплоты и холода, системы управления, инвариантность.

1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящая статья является продолжением работ авторов, посвященных задаче обеспечения устойчивой одновременной генерации теплоты и холода тепловым насосом, в котором количество выработанной теплоты и холода связаны заданным соотношением, так как это и происходит в пастеризационно - охладительных установках с тепловыми насосами. В работе рассматривается тепловой насос на диоксиде углерода в транскритическом цикле работы. В прошлых работах были предложены: схема системы компенсации возмущений, действующих на расход хладагента через испарители и газоохладители теплонасосной установки, системы автоматического регулирования теплообменника с двумя выходными параметрами - температурами воды на выходе из цепей первичного и вторичного теплоносителя, где управлениями были расход вторичного теплоносителя и площадь поверхности теплообмена. Структуры систем базируются на принципах координированного управления и управления многомерными системами. В работах [1-3], были рассмотрены многомерные системы управления нагрузок между испарителями, в которых используются оптимизационные стратегии распределения заданий между локальными системами управлениями испарителями. В работах [2,3] используются аналогичные алгоритмы управления. Особенностью этих работ является то, что в циклах работы этих машин используется один конденсатор. В работе [4] используются два газоохладителя, что позволяет сбалансировать тепловую и холодильную нагрузки на испаритель и газоохладитель, нагруженные на линию обработки молока.

По-видимому, наиболее близкой по тематике к данной работе является работа [4], поэтому подчеркнем различия в полученных результатах. В работе [4] был рассмотрен метод компенсации изменения расхода хладагента через испаритель для охлаждения основного продукта, который (расход хладагента) происходит под действием различных возмущений и управлений, действующих на испаритель.

В пастеризационно-охладительной установке с тепловым насосом для молока основными процессами являются пастеризация молока в газоохладителе и охлаждение в испарителе. Процессы в другом газоохладителе и испарителе являются дополняющими процессы в основных испарителях.

Для повышения точности работы системы стабилизации температуры пастеризации путем компенсации возмущений по расходу хладагента предлагается система управления, где используется принцип компенсации возмущений (инвариантности).

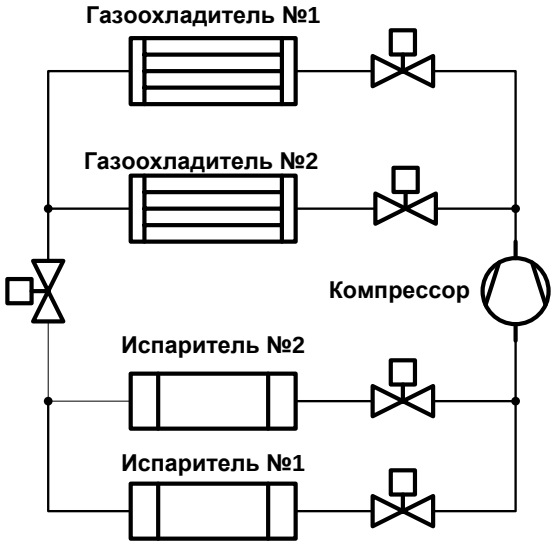


Рис.1. Упрощенная схема теплового насоса

2. Структурные схемы современных систем управления

Рассмотрим схемы САУ ТНУ, когда при случайных изменениях расхода через испаритель для охлаждения молока, необходимо изменить расход хладагента через испаритель для приготовления ледяной воды или расход хладагента через дополнительный газоохладитель.

1. Пусть расход через испаритель для охлаждения молока уменьшился на некоторую величину (при этом перегрев пара после испарителя не изменился), тогда расход хладагента через испаритель для приготовления ледяной воды должен увеличиться на такую же величину при условии неизменности производительности компрессора. Если это не сделать, то произойдет снижение расхода через газоохладитель для пастеризации молока и потребуется увеличение давления компрессора. Для максимального быстродействия системы необходимо увеличить расход ледяной воды (при уменьшении расхода хладагента через испаритель для молока) и одновременно

увеличить задание расходу хладагента через испаритель для ледяной воды. Другим вариантом решения этой задачи может быть снижение расхода хладагента через балансирующий газоохладитель и снижение задания по расходу нагреваемого теплоносителя этим газоохладителем.

2. Для снижения расхода хладагента через газоохладитель, необходимо уменьшить задание регулятору расхода хладагента через этот газоохладитель.

3. Модель динамики испарителя

Многие системы охлаждения используют двухпозиционные законы управления для регулирования температуры. Это вызывает частые пуски и остановы системы, что влияет на динамику системы.

Использование компрессоров с регулируемой производительностью улучшает качество работы этих систем. Емкость теплообменника для охлаждения нагрузки непрерывно можно регулировать путем изменения скорости вращения компрессора, чтобы сохранить соответствие между фактической нагрузкой на систему охлаждения и расходом хладагента через испаритель.

4. Модель динамики газоохладителя

Структурная схема теплового насоса с несколькими (например, двумя газоохладителями и испарителями). Структурная схема газоохладителя ТНУ, как объекта управления, а так вид передаточных функций и численные значения их коэффициентов представлена на рис.1 [1]. На рис.1. T_{1in}, T_{2in} – температуры хладагента и нагреваемого теплового агента на входе их потоков в газоохладитель, T_{1out}, T_{2out} – температуры этих же потоков на выходах из газоохладителя, G_1, G_2 – расходы хладагента и нагреваемого агента, G_{EV} – суммарный расход газа через все испарители, W_{ij} – передаточные функции между соответствующими входами и выходами газоохладителя, как объекта управления в системе управления тепловым насосом. Для системы управления (рис.2) регулятор в контуре с обратной связью может быть выбран из класса ПИД–регуляторов с переменными коэффициентами. Величина K_{EV} (рис.2) вычисляется по формуле:

$$G_{w2} = \frac{G_{GC2}\Delta h_{GC2}}{dh_w} = G_{ev}K_{EV}. \qquad (1)$$

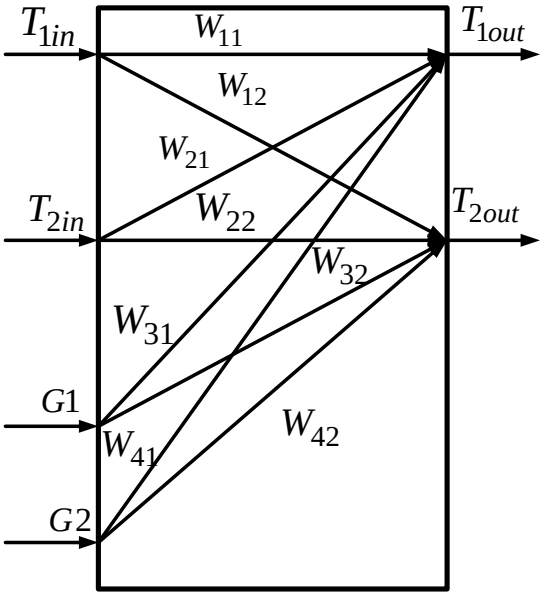


Рис. 1. Структурная схема газоохладителя теплового насоса как объекта управления

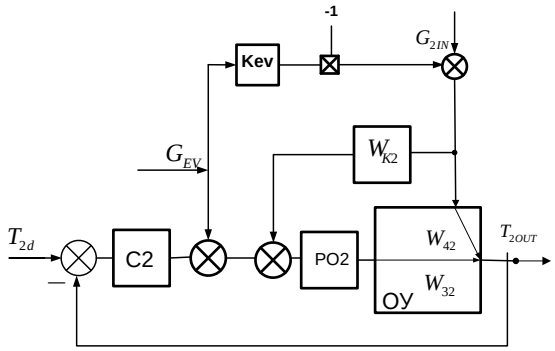


Рис.2. Структурная схема системы управления газоохладителем для нагрева воды

где величины $\Delta h_{GC2}, \Delta h_w$ – в формуле – перепад энтальпий на газоохладителе для нагрева воды на стороне хладагента и воды.

Если сразу задать расход хладагента на втором газоохладителе, то возникает большое перерегулирование в канале выходной величины. При использовании предлагаемой схемы перерегулирование уменьшается практически в два раза. На рис.2 РО1– регулирующие органы (система регулирования давления компрессора, система регулирования температуры газа перед компрессором) передаточная функция перегревателя газа, $C1$ – контроллер, ОУ– объект управления,

W_{K2} – компенсатор, РО2– регулирующий орган расхода хладагента (регулируемый привод компрессора, регулирующий вентиль). можно показать, что компенсатор является реализуемым. Компенсация запаздывания обеспечивается путем установки измерителя температуры воды перед ГО на необходимом расстоянии с учетом максимального расхода воды и введении в схему регулируемого запаздывания. На рис.2 РО1– регулирующие органы (система регулирования давления компрессора, система регулирования температуры газа перед компрессором) передаточная функция перегревателя газа, $\tilde{N}1$ – контроллер, ОУ– объект управления, W_{K2} – компенсатор, РО2– регулирующий орган расхода хладагента (регулируемый привод компрессора, регулирующий вентиль).

Выводы.

1. В результате использования схемы координации расхода хладагента через второй газоохладитель с расходами через испарители, построенной с использование м принципа инвариантности и двухканальности передачи возмущения, снижаются в два раза амплитуды переходных процессов в канале регулирования температуры воды на выходе из газоохладителя и снижается нагрузка на компрессор теплового насоса.

Литература (References)

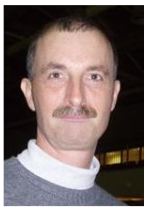
1. Youwen You, Aiguo Wu, Shu Gang "An optimal control strategy for Multi-Evaporator Vapor Compression System", 2010 International Conference on Electric and Control Engineering." 410-413, http://ieeexplore.ieee.org/document/5631946/ Accessed 22.12.2016
2. Elliott M.S., Rasmussen B.P. "Model-Based Predictive Control of a Multi-Evaporator Vapor Compression Cooling Cycle". 2008 American Control Conference. Seattle, June 11-13 2008. 1463-1468. http://www.nt.ntnu.no/users/skoge/prost/proceedings/acc08/data/papers/0909.pdf
3. Rani Avinash "Control and Optimization of Vapor Compression Cycles Using Recursive Least Squares Estimation". http://hdl.handle.net/1969.1/ETD-TAMU-2012-08-11545
4. Şit M.L.. Dirijarea răcitorului de gaze al pompei de căldură după criteriul de minimum al pierderilorde exergie. Problemele Energeticii Regionale, 2014, 25 (2), 47-56, ISSN 1859-0070, http://journal.ie.asm.md/assets/files/01_02_25_2014.pdf
5. Burdo O.G., Sit M.L., Zikov A.V., Reznychenco D.N., Juravleov A. A., *P*roblemele Energeticii Regionale, 2016, **31** (2), 55-68, ISSN 1859-0070, http://journal.ie.asm.md/assets/files/07_02_31_2016.pdf

Сведения об авторах.

Шит Михаил Львович – к.т.н., в.н.с., доцент-исследователь лаборатории «Энергетической эффективности и возобновляемых источников энергии». Область научных интересов: тепловые насосы, автоматическое управление техно-логическими процессами в энер-гетике, E-mail: mihail_sit@mail.ru

Шит Борис Михайлович – инженер-программист Института энергетики АНМ. Область научных интересов: тепловые насосы, автоматическое управление технологическими процессами в энергетике, промышленности, сельском хозяйстве. E-mail: boris@fld.rambler.ru.

Журавлев Анатолий Александрович – кандидат технических наук, в.н.с. лаборатории «Энергетической эффективности и возобновляемых источников энергии» института энергетики АНМ. Область научных интересов: микропроцессорные системы управления, промышленная автоматика.
E-mail: AZhur5249@mail.ru



Тимченко Дмитрий Викторович – ведущий инженер – программист Института энергетики АН Молдовы. Область научных интересов: автоматическое управление технологическими процессами в энергетике, программирование микропроцессоров.
E-mail: dimmy@bk.ru

The method of Determining the Limits of Possible Increase of Tariffs for Energy and Other Material Costs in the Sectors of the Economy of Republic of Moldova, Based on the Analysis of National Accounts

Postolaty V.M.
Institute of Power Engineering of the Academy of Science of Moldova,
Chisinau, Republic of Moldova

Abstract. A method for calculating the limits of possible increase of tariffs for energy and other material costs in the sectors of the economy of Moldova, on the basis of the analysis of national accounts was elaborated. The analysis of macroeconomic indicators of the Republic of Moldova's economy for the period 2002-2014 was performed. The formulas that allow for practical calculations of allowable limits the possible establishment of tariffs for energy and other material costs to consumers at the stage of production and the end of its consumption with the use of national accounts were proposed. Proposals based on the fact that the real tariff increases should not exceed the growth of gross value added and real gross domestic product should be taken into account the purchasing power of consumers and the consumer price index.
Keywords: energy tariffs, production, gross value added, gross domestic product, intermediate consumption deflator index, the consumer price index.

Metoda de estimare a limitei de majorare posibilă a tarifelor la resursele energetice şi a altor costuri materiale în ramurile economiei Republicii Noldova, reieşind din analiza conturilor naţionale

Postolati V.M.,
Institutul de Energetică al Academiei de Ştiinţe a Moldovei, Chisinau, Republica Moldova

Rezumat. S-a elaborat metoda de calcul a valorilore admise de majorare a tarifelor pentru energie şi a altor costuri materiale în sectoarele economiei Moldovei, pe baza analizei conturilor naţionale. Analiza indicatorilor macroeconomici ai Republicii Moldova pentru perioada anilor 2002-2014. S-au propus formulele pentru calcularea valorilor admisibile de majorare a tarifelor şi a altor costuri materiale pentru faza de producere şi consum a energiei. Pentru realizarea acestor calcule se utilizează informaţiile din Conturile naţionale. S-au formulat recomandări argumentate privind modalitatea de modificare (majorare) a tarifelor pentru energia livrată consumatorilor. Propunerile au la bază faptul, că majorările tarifare reale nu ar trebui să depăşească creşterea valorii adăugate brute şi a produsului intern brut real, iar în acest context la stabilirea tarifelor este necesar să fie luate în considerare puterea de cumpărare a consumatorilor şi indicele preţurilor de consum.
***Cuvinte-cheie*:** preţurile pentru energie, producţia, valoarea adăugată brută, produsul intern brut, indicele de deflaţie, consum intermediar, indicele preţurilor de consum.

Метод определения предельных уровней возможного повышения тарифов на энергоресурсы и другие материальные затраты в отраслях экономики Республики Молдова, исходя из анализа показателей национальных счетов

Постолатий В.М.
Институт энергетики Академии наук Молдовы, Кишинев, Республика Молдова

Реферат. Разработан метод расчета предельных уровней возможного повышения тарифов на энергоресурсы и другие материальные затраты в отраслях экономики РМ, исходя из анализа показателей Национальных счетов. Проведен анализ макроэкономических показателей экономики Республики Молдова за период 2002-2014 г.г. Выведены формулы, которые позволяют осуществлять практические расчеты допустимых предельных уровней возможного установления тарифов на энергоресурсы и другие материальные затраты для потребителей на стадии производства продукции и конечного ее потребления с использованием показателей Национальных счетов. Сформулированы предложения, основанные на том, что реальные повышения тарифов не должны превышать рост валовой добавленной стоимости и реального валового продукта, и при этом должна учитываться покупательная способность потребителей и изменение индекса потребительских цен.
Ключевые слова: тарифы на энергоресурсы, выпуск, валовая добавленная стоимость, валовый внутренний продукт, промежуточное потребление, индекс дефлятор, индекс потребительских цен.

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Национальные счета, составляемые ежегодно в РМ отражают полную картину финансового состояния экономики страны, ее главных экономических показателей, производства и
ения материальных благ всем обществом, и конкретно каждой отраслью и всеми структурными образованиями и социальной сферы. Благодаря универсальной структуре Национальных счетов, в них отражены все отрасли, показаны взаимосвязи отраслей, результаты их участия в создании распределении и использовании материальных благ, каждой в отдельности, и в стране в целом.

Энергетика является одной из ключевых отраслей экономики, соприкасающейся со всеми, без исключения, производственными отраслями, всеми структурными подразделениями, производственными и непроизводственными, а также социальной сферой. От обеспечения электрической и тепловой энергией, топливом, а также другими энергоресурсами, и от их стоимости зависит успех производственной деятельности всех предприятия и отраслей, а в конечном счете, и благосостояние общества.

Изменение тарифов на энергоресурсы и, особенно, их повышение, должно быть основано на объективном анализе степени их влияния на показатели производственной деятельности отраслей экономики и во взаимосвязи с процессами рыночных отношений и показателями социально-экономического развития. Аналогичный обоснованный подход должен быть соблюден при формировании требований к тарифной и ценовой политике в отношении и других видов экономической деятельности, выражаемой в виде товаров и услуг.

Ниже эти процессы рассмотрены на примере энергетики и предложен метод обоснованного определения предельных уровней тарифов с использованием Национальных счетов, составляемых в РМ ежегодно.

Логична следующая постановка задачи:

- определять, когда и при каких условиях и насколько можно позволять повышение тарифов на энергетические ресурсы и другие материальные ресурсы, используемые в процессе производственной деятельности отраслей, предприятий, сохраняя в целом поступательный рост экономических показателей отраслей и экономики страны в целом.

Для этого, прежде всего, необходим анализ финансовых взаимоотношений отраслей экономики и выявление факторов, от которых зависят показатели отраслей и экономики в целом. Такой анализ необходим для того, чтобы найти способы скоординированного развития отраслей с целью достижения максимального уровня показателей экономики в целом, исключив при э том факторы, когда та или иная отрасль улучшает свои показатели в ущерб других отраслей и не способствует общему прогрессу.

Ранее, до 1990 года, для анализа экономической деятельности на уровне государства и отраслей разрабатывались и использовались межотраслевые балансы (МОБ). В дальнейшем стали использоваться Национальные счета, которые по своей структуре практически унаследовали межотраслевые балансы.

Ниже в качестве исходных данных использованы Национальные счета Республики Молдова за период, начиная с 2002.

Основным исполнителем национальных счетов является Национальное Бюро статистики Республики Молдова.

I. АНАЛИЗ МЕЖОТРАСЛЕВЫХ НАЦИОНАЛЬНЫХ СЧЕТОВ РЕСПУБЛИКИ МОЛДОВА

Ниже выполнен подробный анализ Национальных счетов на примере данных 2014 года, которые приведены в таблицах 1 «Ресурсы – Использование» [1], (см. Приложение).

На основании этих данных, приведенных в таблицах [1], выписаны главные показатели, представленные в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. ДАННЫЕ НАЦИОНАЛЬНЫХ СЧЕТОВ 2014 Г.

№ п/п	Наименование	Единицы	Сумма
1.	Выпуск (В)	тыс. лей	221504229
2.	Промежуточное потребление (ПП)	тыс. лей	127000670
3.	Валовая добавленная стоимость (ВДС	тыс. лей	94503559
4.	Налоги на продукты (НП)	тыс. лей	17837038
5.	Субсидии на продукты (-) (С)	тыс. лей	291019
6.	Валовый внутренний продукт (ВВП)	тыс. лей	112049578

Данные, приведенные в таблице 1, находятся в следующей связи:

$$ВДС=В-ПП; \quad (1)$$

$$ВВП=ВДС+НП-С; \quad (2)$$

$$ВВП=В-ПП+НП-С. \quad (3)$$

Промежуточное потребление (ПП) отражено в таблице 1 [1], в колонках «Использование». Величина ПП отражает часть объема выпуска, затрачиваемого отраслями для собственного производства, то есть использование каждой отраслью продукции, произведенной другими отраслями (выраженной в денежном исчислении).

Объем Выпуска оценивается в текущих ценах, то есть данные, приведенные в таблице 1 для 2014 года, соответствуют ценам 2014 года. Важно заметить, что объем выпуска можно было бы понимать, как стоимость выпуска.

Представляет интерес определение долевого соотношения величин, представленных в таблице 1. Результаты этих расчетов приведены в таблице 2.

ТАБЛИЦА 2. ДОЛЕВЫЕ СООТНОШЕНИЯ ВЕЛИЧИН НАЦИОНАЛЬНЫХ СЧЕТОВ В 2014

№ п/п	Наименование	Формулы	Размерность	Величина
1.	Доля промежуточного потребления от выпуска	ПП/В	%	57,33
2.	Доля валовой добавленной стоимости от выпуска	ВДС/В	%	42,66
3.	Субсидии (возврат субсидий от выпуска)	С/В	%	0,13
4.	Отношение величины налогов к объему выпуска	НП/В	%	8
5.	Отношение промежуточного потребления к объему валовой добавленной стоимости	ПП/ВДС	%	134
6.	Отношение промежуточного потребления к объему валового внутреннего продукта	ПП/ВВП	%	113,3
7.	Отношение объема валового внутреннего продукта к величие выпуска	ВВП/В	%	50,58
8.	Доля возврата субсидий от валовой добавленной стоимости	С/ВДС	%	0,3
9.	Отношение налогов к валовой добавленной стоимости	НП/ВДС	%	18,87

Особо следует отметить информацию о налогах.

В таблице 1 указана сумма налогов (НП), равная 17837038 тыс. лей. Эта сумма состоит из следующих составляющих:

- из налога на продукты (исключая налоги на импорт, экспорт и НДС) - в сумме 3564889 тыс. лей;
- налога на добавленную стоимость (НДС), равного 12851942 тыс. лей;
- налога на импорт и импортные пошлины (исключая НДС) в сумме 1420206 тыс. лей;

Итого, налоги в сумме:

НП=3564889 + 12851942 +1420206 =
=17837037 тыс. лей;

В процентном отношении:

- налог на продукты:

$$\frac{3564889}{221504228}\cdot 100\% = 1,6\%;$$

- налог на добавленную стоимость:

$$\frac{12851942}{94503559}\cdot 100\% = 13,59\%;$$

- налог на импорт:

$$\frac{1420206}{87988598}\cdot 100\% = 1,6\%,$$

где 87988598 тыс. лей – объем импорта.

Далее охарактеризуем данные об общем объеме ресурсов.

В таблице 1 [1] указан общий объем ресурсов в сумме обозначаемой (Р):

Р=327038845 тыс. лей.

Объем ресурсов (Р) состоит из следующих составляющих:

- выпуска – 221504229 тыс. лей;
- импорта 87988598 тыс. лей;
- налогов в сумме 17837038 тыс. лей;
- вычитаемых субсидий в сумме 291019 тыс. лей, т.е.

Р= 221504229+87988598+17837038-
-291019=327038846 тыс. лей

Выше указана сумма Р=327038845 тыс. лей. Разница, равная 1 тыс. лей, вероятно, из-за округления при расчете в леях, а не в тыс. лей. Для дальнейшего анализа будем принимать величину ресурса, как указано в таблице 1[1], то есть Р=327038845 тыс. лей.

Данную сумму ресурса (Р=327038845 тыс. лей), следует понимать как стоимость произведенного «Выпуска» плюс импорт и налоги, которые, в совокупности, подлежат реализации через рынок и часть оставлена в виде запаса и накоплений.

Пояснения использования общей суммы ресурса втекают из данных таблицы 1[1]:

1) Объемов промежуточного потребления, приведенных для всех отраслей (в квадранте 2, так названном в структуре межотраслевых балансов, и сохраненного в структуре национальных счетов), в виде общей суммы 127000670 тыс. лей, а также в виде объемов конечного потребления (в в сумме 124298780 тыс. лей указанном (в квадранте 3), в котором приводятся остальные статьи распределения ресурса, в том числе:

2) Затраты государственного управления в сумме 20372197 тыс. лей, затрачиваемой на следующие статьи потребления:

- сельское хозяйство – 302103 тыс. лей;
- обрабатывающая промышленность – 74050 тыс. лей;
- электро- и теплоэнергия, газ и водоснабжение – 143744 тыс. лей;
- исследования и разработки – 350979 тыс. лей что от ВВП составляет:

$$\frac{350979}{112049578}\cdot 100\% = 0,31\%;$$

- предоставление прочих услуг в основном предприятиям – 273814 тыс. лей;
- государственное управление – 5137385 тыс. лей;
- образование – 7190787 тыс. лей;
- здравоохранение и социальные услуги – 5909849 тыс. лей;
- свалки, удаление отходов, санитарная обработка и другие меры – 322535 тыс. лей;
- деятельность ассоциаций и объединений – 1887513 тыс. лей;
- деятельность в области организации отдыха и развлечений культуры и спорта – 666950 тыс. лей.

3) НКО обслуживающих домашних хозяйств – 1964887 тыс. лей.

4) Домашние хозяйства – 101961697 тыс. лей.

5) Всего конечное потребление составило 124298780 тыс. лей.

Кроме того, в квадранте 3 [1] указано:

6) Валовое накопление, которое составило 27706738 тыс. лей.

7) Изменение запасов в размере – 1494747 тыс. лей.

8) Экспорт – 46537911 тыс. лей.

Сложение сумм, указанных в п.п. 1-8, дает объем всего ресурса P=327038845 тыс. лей.

В таблице 1[1], указано также распределение использования валовой добавленной стоимости по всем отраслям экономики, а также в виде итоговых данных по видам использования.

Для наглядности приведем эти итоговые данные в табл. 3.

Для полноты изложения приведем также финальную табл. 4, характеризующую структуру баланса валового внутреннего продукта (ВВП).

ТАБЛИЦА 3. СТРУКТУРА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВАЛОВОЙ ДОБАВЛЕННОЙ СТОИМОСТИ В 2014 г.

№ п/п	Наименование	Сумма, тыс. лей
1.	Валовая добавленная стоимость	94503559
2.	Оплата труда работников	46181251
3. 3а 3б	Заработная плата в том числе: Фактические отчисления на социальное страхование Условно-начисленные отчисления на социальное страхование	38975325 6887207 318719
4.	Другие налоги на производство	2273844
5.	Другие субсидии на производство (-)	655504
6.	Валовая прибыль / валовый смешанный доход	46703969

ТАБЛИЦА 4. СТРУКТУРА БАЛАНСА ВВП В 2014 *г.* (тыс. лей)

1.	Конечное потребление	124298780
2.	Валовое накопление основного капитала	27706738
3.	Изменение запасов	1494747
4.	Экспорт	46537911
5.	Импорт	87988598
6.	Валовый внутренний продукт (ВВП)	112049578

Приведенные данные позволяют перейти к следующему этапу анализа, а именно, связанного с изменением составляющих промежуточного потребления отраслей, и в частности, повышения тарифов на электро- и теплоэнергию, газ и водоснабжение отраслью, обозначаемой в таблице 1 [1] отраслью (Е).

III. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРО-ТЕПЛО ЭНЕРГИЮ И ВОДОСНАБЖЕНИЕ НА ОБЪЕМЫ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ

Для удобства анализа выпишем из таблицы 1 [1] данные, касающиеся промежуточного потребления электроэнергии, теплоэнергии, газа и водоснабжения другими отраслями, как показано в таблице 5.

Выписанные данные для отраслей в сгруппированном виде 1÷16 промежуточного потребления электро- и теплоэнергии, газа и водоснабжения приведены в таблице 6.

В этой таблице введены следующие обозначения:

В колонке слева обозначены отрасли $У_1$, $У_2$, … $У_i$, … $У_{16}$ (i=1÷16); в строке вверху обозначены те же отрасли $У_1$, $У_2$, … $У_j$, … $У_{16}$ (но обозначены j=1÷16).

Отрасли (i) продают для отраслей (j) каждой в отдельности часть своих произведенных товаров или продукции (в денежном выражении) для промежуточного

потребления отраслями (j) при осуществлении деятельности каждой в отдельности. Для иллюстрации в таблице 6 представлены данные, показывающие на какую сумму для использования в виде промежуточного потребления энергетическая отрасль (E), обозначенная как ($У_5$), продает свои электро- и теплоэнергию, газ и водоснабжение всем остальным отраслям (j) для использования в их производстве.

ТАБЛИЦА 5. ДАННЫЕ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОЭНЕРГИИ, ГАЗА И ВОДОСНАБЖЕНИЯ ДРУГИМИ ОТРАСЛЯМИ В 2014 **г.**

Код	**Использование**												
	A	**B**	**C**	**D**	**D15**	**D15·1**	**D15·2**	**D15·3**	**D15·4**	**D15·5**	**D15·6**	**D15·7 D15·8**	**D15·9**
E	**139342**	**2208**	**32074**	**1085369**	**451968**	**182770**	**11519**	**63199**	**41014**	**29672**	**4377**	**125529**	**53889**
Всего	1				**Σ(D15.1÷D15.9)=451969**								
Номера отраслей	1	2	3	4									

Продолжение таблицы 5

Код	**Использование**												
	D16	**D17**	**D18**	**D19**	**D20**	**D21**	**D22**	**D23-24**	**D25**	**D26**	**D27**	**D28**	**D29**
E	**5410**	**50742**	**32398**	**7292**	**11205**	**16905**	**4956**	**24136**	**45900**	**231148**	**34974**	**20184**	**18740**
Всего	**Σ(D16÷D29)=274444**												

Продолжение таблицы 5

Код	**Использование**												
	D30	**D31**	**D32**	**D33**	**D34-35**	**D36**	**D37**	**E**	**F**	**G**	**H**	**160-63**	**164**
E	**310**	**91516**	**859**	**17367**	**-**	**14057**	**5298**	**819789**	**87972**	**669086**	**159417**	**317914**	**495624**
Всего	**Σ(D30÷D37)=129407**											**(т)**	**(I)**
Номера отраслей								**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**

Продолжение таблицы 5

Код	**Использование**												
	j	**K70**	**K71**	**K72**	**K73**	**K74**	**L**	**M**	**N**	**090**	**091**	**092**	**093**
E	**310**	**91516**	**859**	**17367**	**-**	**14057**	**5298**	**819789**	**87972**	**15076**	**107239**	**70836**	**64446**
Всего		**Σ(K70÷K74)=41439**								**Σ(090÷093)=257597**			
Номера отраслей	**11**	**12**					**13**	**14**	**15**	**16**			

Продолжение таблицы 5

Код	**Использование**		
	P	**Всего промежуточное потребление**	**E**
E		**5373075**	**Всего**

Примечание: Числами 1÷16 обозначены отрасли в укрупненном виде.

Выписанные данные для отраслей в сгруппированном виде 1÷16 промежуточного потребления электро- и теплоэнергии, газа и водоснабжения приведены в таблице 6.

В этой таблице введены следующие обозначения:

В колонке слева обозначены отрасли $У_1$, $У_2$, … $У_i$, … $У_{16}$ (i=1÷16); в строке вверху обозначены те же отрасли $У_1$, $У_2$, … $У_j$, … $У_{16}$ (но обозначены j=1÷16).

Отрасли (i) продают для отраслей (j) каждой в отдельности часть своих произведенных товаров или продукции (в денежном выражении) для промежуточного потребления отраслями (j) при осуществлении деятельности каждой в отдельности. Для иллюстрации в таблице 6 представлены данные, показывающие на какую сумму для использования в виде промежуточного потребления энергетическая отрасль (E), обозначенная как ($У_5$), продает свои электро- и теплоэнергию, газ и водоснабжение всем остальным отраслям (j) для использования в их производстве.

При этом часть энергозатрат она и сама тратит на свое производство (для j=5, в сумме 819789 тыс. лей).

Общая стоимость электро- и теплоэнергии, газа и водоснабжения использованных для промежуточного потребления всеми отраслями, (включая и энергетическую отрасль) составила 5373075 тыс. лей, как показано в таблице 6.

В каждой колонке отраслей (j) отражаются суммы, потраченные на закупку от отраслей (i) товарной продукции для промежуточного потребления при осуществлении своей производственной деятельности отраслями (j). Для отрасли энергетика (E), обозначенной в таблице 6 ($У_5$,

т.е. j=5), общая сумма затрат на промежуточное потребление составила в 2014 г. 4515088 тыс. лей.

Таким образом, на примере энергетической отрасли видно, что для промежуточного потребления энергетическая отрасль (Е) продала свою продукцию другим отраслям (включая и свою) на сумму 5373075 тыс. лей, а закупила у других отраслей (включая и свою) – на сумму 4515088 тыс. лей, т.е. на 857987 тыс. лей меньше, что определяет ее собственное промежуточное потребление электрической и тепловой энергии, газа и водоснабжения.

ТАБЛИЦА 6. ВЗАИМНЫЕ СВЯЗИ ОТРАСЛЕЙ ЭКОНОМИКИ НА СТАДИИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ В 2014 *г.*, тыс. лей***)***

$У_i$	$У_1$	$У_2$	$У_3$	$У_4$	$У_5$(Е)	$У_6$	$У_7$	$У_8$	$У_9$
$У_1$(t)	a_{11}(t)	a_{12}(t)	a_{13}(t)						
$У_2$(t)	a_{21}(t)	a_{23}(t)	a_{23}(t)						
$У_3$(t)					1089697				
$У_4$					1833217				
$У_5$(Е)	139342	2208	32074	1085369	819789	87972	669086	159417	317914
У6					111895				
У7					37805				
У8					9981				
У9					117765				
У10					122104				
У11					190921				
У12					751131				
У13					-				
У14					8102				
У15					-				
У16	$a_{16,1}$				22778				
$У_i$	$a_{i,1}$				-				
Итого					4515088				

Продолжение табл. 6.

$У_i$	$У_{10}$	$У_{11}$	$У_{12}$	$У_{13}$	$У_{14}$	$У_{15}$	$У_{16}$	$У_j$	Итого
$У_1$(t)									
$У_2$(t)									
$У_3$(t)									
$У_4$									
$У_5$(Е)	495624	50751	651697	63709	358349	182177	257597		5373075
У6									
У7									
У8									
У9									
У10									
У11									
У12									
У13									
У14									
У15									
У16							$a_{16.16}$	$a_{16,j}$	
$У_i$							$a_{i,16}$	$a_{i,j}$	
Итого									

В таблице 1[1] сумма собственного промежуточного потребления отрасли (Е) указана в размере 819789 тыс. лей.

Проведенный анализ позволяет раскрыть механизм всех процессов при нарушении баланса между объемом ресурса и объемом использования, т.е. объемом промежуточного потребления в случае несогласованного изменения стоимости продукции хотя бы одной из рассматриваемых отраслей, отпускаемой для промежуточного потребления другими отраслями.

Рассмотрим конкретный пример.

Положим, что энергетическая отрасль (Е; i=j=5) решила самостоятельно увеличить тариф на электро- и теплоэнергию, газ и водоснабжение, отпускаемые другим отраслям для использования в виде промежуточного потребления, на 30%.

Надо ответить на вопросы: что при этом изменится во взаимных расчетах, как это повлияет на общую сумму затрат на промежуточное потребление, отразится ли это на величине валовой добавленной стоимости (ВДС) и валового внутреннего продукта (ВВП).

Выполним соответствующие расчеты.

1. Сумма увеличения затрат всех отраслей при новых тарифах на электро-теплоэнергию, газ и водоснабжении, используемых в виде промежуточного потребления, увеличенных на 30%:

$$\Delta ПП=5373075\cdot 1{,}3-5373075=6984997-5373075=1611922 \text{ тыс леев};$$

2. Соответственно на величину ΔПП увеличится общая сумма промежуточного потребления, которая при этом будет равна (см. табл. 1):

$$ПП=127000670+1611922=128612592 \text{ тыс. леев.}$$

3. Уменьшение величины валовой добавленной стоимости составит на сумму 1611922 тыс. леев.

4. Новое значение валовый добавленной стоимости будет равно:

$$ВДС=94503559-1611922=92891637 \text{ тыс. леев.}$$

5. При условии, что объем выпуска останется без изменений (см. табл. 1), равным 221504229 тыс. лей, останутся без изменения и налоги, в сумме 17837038 тыс. лей.

Следовательно, новое значение объема ВВП согласно формуле (3) будет составлять:

$$ВВП=221504229-128612592+17837038-291019=110437656 \text{ тыс. леев.}$$

Новое значение ВВП отличается от предыдущего (до увеличения тарифов на электро- и теплоэнергию, газ и водоснабжение) на сумму:

$$\Delta ВВП=112049578-1104377656=1611922 \text{ тыс. леев.}$$

Таким образом, при увеличении тарифов только на электро- и теплоэнергию, газ и водоснабжение на 30% произойдет увеличение суммарного объема промежуточного потребления на величину 1611922 тыс. лей и, соответственно, на эту сумму уменьшится объем валовой добавленной стоимости (ВДС) и валового внутреннего продукта (ВВП).

В процентном отношении для Республики Молдова это выразится величиной:

увеличение

$$ПП=\frac{1611922}{127000670}\cdot 100\% = 1{,}2\%;$$

снижение

$$ВДС=\frac{1611922}{94503559}\cdot 100\% = 1{,}7\%;$$

снижение

$$ВВП=\frac{1611922}{112049578}\cdot 100\% = 1{,}4\%.$$

Приведенный расчет был выполнен при условии, что только одна отрасль энергетика (Е) изменила тариф на энергоресурсы на 30%, что отразилось на увеличении суммы затрат на промежуточное потребление на 1611922 тыс. лей, всех отраслей в совокупности. Для каждой отрасли 30%-ое увеличение энергозатрат в свою очередь приводит к изменению их финансового положения. Вслед за энергетической отраслью последуют действия остальных отраслей, направленные на компенсацию этого увеличения затрат, что будет побуждать их к соответствующему увеличению стоимости своей товарной продукции, отпускаемой остальным отраслям в том же %-ом отношении.

Другим возможным последствием является сокращение выпуска отраслей, лимитируемого новыми тарифами на энергоресурсы, или третьим последствиям, а именно увеличение стоимости выпуска, что при прежнем состоянии рынка отразится на снижении реализации выпуска, т.е. невозможностью потребителей рынка купить эту продукцию в прежнем объеме. Соответствующим образом произойдет рост инфляции, выражаемой ростом индекса потребительских цен.

Если же все отрасли последуют примеру энергетической отрасли и повысят стоимость (тарифы) на свою продукцию также на 30%, отпускаемую другим отраслям для промежуточного потребления, то это приведет к следующим изменениям рассматриваемых показателей экономики:

1) Увеличению объема промежуточного потребления на 30%, т.е. на 38100201 тыс. лей. При этом новая величина промежуточного потребления составит:

ПП= 127000670*1,3=165100871 тыс. леев.

2) Уменьшению значения валовой добавленной стоимости, величина которой будет составлять:

ВДС=221504229-165100871=56403358 тыс. лев.

3) Уменьшению объема ВВП, новое значение которого будет равно:

ВВП=221504229-165100871+17837038-291019=73949377 тыс. леев.

Следовательно, при увеличении тарифов каждой отраслью экономики для промежуточного потребления остальными отраслями на 30% произойдет:

Снижение суммарного объема валовой добавленной стоимости (ВДС) на:

$$ВДС = \frac{94503559 - 56403358}{94503559} \cdot 100\% = 40,3\% .$$

Снижение объема валового внутреннего продукта (ВВП) на:

$$ВВП = \frac{11249578 - 573949377}{11249578} \cdot 100\% = 34\% .$$

В проведенном расчете принято условие, что все отрасли увеличат стоимость (тарифы) на отпускаемую другим отраслям продукцию для промежуточного потребления на те же уровни, что и энергетика.

Результаты этих расчетов показывают, насколько макроэкономические показатели экономики чувствительны к необоснованному росту тарифов. Повышение тарифов на энергетические ресурсы постоянно происходило, и остальные отрасли и раньше вынуждены были предпринимать какие-то меры к улучшению и стабилизации своего финансового положения. Одними из таких мер было повышение тарифов (стоимости) на свою продукцию, отпускаемую другим отраслям для промежуточного потребления. Это приводило к тому, что соотношение между объемами промежуточного потребления (ПП) и валовой добавленной стоимости (ВДС) постоянно изменялись. Для того, чтобы выявить истинную картину этого процесса выполним анализ показателей за предшествующий период, начиная с 2002 г. Исходные данные и результаты расчетов за период 2002 - 2014 г.г. приведены в таблице 7. Сопоставления показателей с 2002 г. по 2014 г. показывают, что отношение объема промежуточного потребления к выпуску изменялось в пределах 57,3 - 63, 79 %. Максимальная величина отношения объема промежуточного потребления к общему выпуска имела место в 2008 г. и достигала 63, 79%. Реакция отраслей на рост промежуточного потребления нашла свое отражение главным образом в увеличении стоимости выпускаемой продукции (выпуска), уменьшении объемов выпуска, росте инфляции и, в конечном счете, замедлении роста объемов реального валового внутреннего продукта (ВВП).

Статистические данные позволяют также произвести расчеты и анализ реального объема ВВП в ценах любого предыдущего года, который может быть назван базовым. Ниже выполнены расчеты при условии принятия в качестве базового года 2009 г., начиная с которого кроме индекса потребительских цен имеются данные об изменении индекса-дефлятора. Результаты этих расчетов приведены в табл. 7,8. Как видно из анализа результатов, увеличение объема реального ВВП, рассчитанного с использованием изменения индекса потребительских цен и индекса-дефлятора в период 2009-2014 г.г. в ценах базового года наблюдалось в пределах 4÷10%, а в 2014 г. составило 4,8-6,1%.

ТАБЛИЦА 7. ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ В РЕСПУБЛИКЕ МОЛДОВА

В ПЕРИОД 2002÷2014 г.г. (в текущих ценах)

№ п/п	Наименование показателей	Размер-ность	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1.	Выпуск		49107403	60226624	70811812	82670695	97395260	119502207	143002490
2.	Промежуточное потребление		29418112	36703589	43294214	51054768	60056513	75089314	91228940
3.	Валовая добавленная стоимость		19689291	23523035	27517598	31615927	37338747	44412893	51773550
4.	Налоги на продукты и импорт		2704465	3827946	4358544	5815363	7285205	9816415	11823417
5.	Таможенные пошлины		270383	392215	416738	586191	644524	-	-
6.	Субсидии		-108281	-124278	-261103	-365612	-514109	-799737	-675422
7.	Валовой внутренний продукт в текущих ценах		22555858	27618918	32031777	37651869	44754367	53429571	62921545
8.	Валовый внутренний продукт в текущих ценах в долларах	тыс. USD	-	-	-	-	-	-	-
9.	Валовый внутренний продукт в текущих ценах в евро	тыс. EURO	-	-	-	-	-	-	-
10.	Отношение п.2: п.1.	%	59,9	60,94	61,13	61,7	61,7	62,8	63,79
11.	Отношение п.3: п.1.	%	40,1	39,06	38,87	38,3	38,3	37,2	36,21
12.	Выпуск в сопоставимых ценах	тыс. леев	45296414	53613876	66128269	74787752	85553028	101863472	126669334
13.	Валовый внутренний продукт в сопоставимых ценах		1,0	1,12	1,07	1,105	1,138	1,173	1,128
14.	Коэффициент отношения выпуска в текущих к сопоставимым ценам	отн. ед.	1,0	1,18	1,23	1,13	1,14	1,19	1,243
15.	Коэффициент отношения выпуска текущего года в сопоставимых ценах к предыдущему году	отн.ед.	1,0	1,18	1,23	1,13	1,14	1,19	1,243
16.	Индекс-дефлятор ВВП – отношение ВВП, исчисленного в текущих ценах, к объему ВВП, исчисленного в сопоставимых ценах предыдущего года, % [1]								
17.	Среднегодовой индекс потребительских цен, %								
18.	Среднегодовой обменный курс в $	леев/$							
19.	Среднегодовой обменный курс в €	леев/€							

Продолжение табл. 7.

№ п/п	Наименование показателей	Размер-ность	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1.	Выпуск		127666362	149858660	168167347	175646560	196559525	221504229
2.	Промежуточное потребление		76857170	89937970	99777789	101960465	112840049	127000670
3.	Валовая добавленная стоимость		50809192	59920690	68389558	73686095	83719476	94503559
4.	Налоги на продукты и импорт		10076431	12349151	14376163	14911923	17154738	17837038
5.	Таможенные пошлины		-	-	-	-	-	-
6.	Субсидии		-455820	-384367	-417018	-370265	-363743	-291019
7.	Валовой внутренний продукт в текущих ценах		60429803	71885474	82348703	88227753	100510471	112049578
8.	Валовый внутренний продукт в текущих ценах в долларах	тыс. USD	5437562	5813014	7016163	7284205	7982914	7981421
9.	Валовый внутренний продукт в текущих ценах в евро	тыс. EURO	3892469	4383394	5040657	5668998	6009918	6013792
10.	Отношение п.2: п.1.	%	60,2	60,0	59,3	58,04	57,4	57,3
11.	Отношение п.3: п.1.	%	39,8	40,0	40,7	41,96	42,6	42,7
12.	Выпуск в сопоставимых ценах	тыс. леев	125326706	137625988	158524771	164776023	191154032	207984899
13.	Валовый внутренний продукт в сопоставимых ценах		1,018	1,088	1,06	1,066	1,028	1,065
14.	Коэффициент отношения выпуска в текущих к сопоставимым ценам	отн. ед.	0,989	1,098	1,151	1,039	1,16	1,088
15.	Коэффициент отношения выпуска текущего года в сопоставимых ценах к предыдущему году	отн.ед.	0,989	1,098	1,151	1,039	1,16	1,088
16.	Индекс-дефлятор ВВП – отношение ВВПЮ исчисленного в текущих ценах к объему ВВП, исчисленного в сопоставимых ценах предыдущего года, % [1]		102,2	111,1	107,2	107,9	104,1	106,4*)
17.	Среднегодовой индекс потребительских цен, %	%	100	107,4	107,6	104,6	104,6	105,1
18.	Среднегодовой обменный курс в $	лей/$	11,1134	12,3663	11,737	12,1122	12,5907	14,0388
19.	Среднегодовой обменный курс в €	лей/€	15,5248	16,3995	16,3369	15,5632	167241	18,6321

*) Расшифровка п.16 (индекс дефлятор 2014 г.): $106,4 = \frac{112049578}{105327583} \cdot 100\% = 1,0643 \cdot 100 = 106,4\%$.

1-ый способ расчета:
Пример 2014 г.

Реальный $ВВП = \frac{НоминальныйВВП}{ДефляторВВП} = \frac{112049578}{1,064} = 105309753,8$ *тыс.леев* .

Пример 2013 г.

Реальный $ВВП = \frac{100510471}{1,041} = 96551845$ *леев*

Рост реального ВВП: Δ=105309753,8-96553845=8755908,8 тыс. леев, что в процентах составляет $\frac{\Delta}{96551845} \cdot 100\% = 9,07\%$; .

2-ой способ расчета:
Δ = номинальный ВВП 2014 г. – номинальный ВВП 2013 г. = 112049578-100510471 = 11539107;

$$\Delta,\% = \frac{11539107}{100510471} \cdot 100\% = 11,48\% \quad ,$$

$$\Delta,\% - [\Delta Инфляции\ (Индекс\ \ потребительских\ цен)] = 11,48\% - 4,6 = 6,88\%.$$

.

Не принимать во внимание эти результаты при рассмотрении вопросов о повышении тарифов, которые в процентном отношении возрастали бы больше, чем рост реального ВВП, означало бы не считаться с реальными процессами в экономике страны. В существующей практике, к сожалению, наблюдается обратная картина, а именно, рост тарифов обгоняет рост валовой добавленной стоимости и ВВП, о чем могут служить данные, указанные на рис. 1.

Графики построены на фактических данных на период до 2015 г. На последующие два года выполнен прогноз, показывающий ожидаемое продолжение роста тарифов, если тенденция не будет изменена.

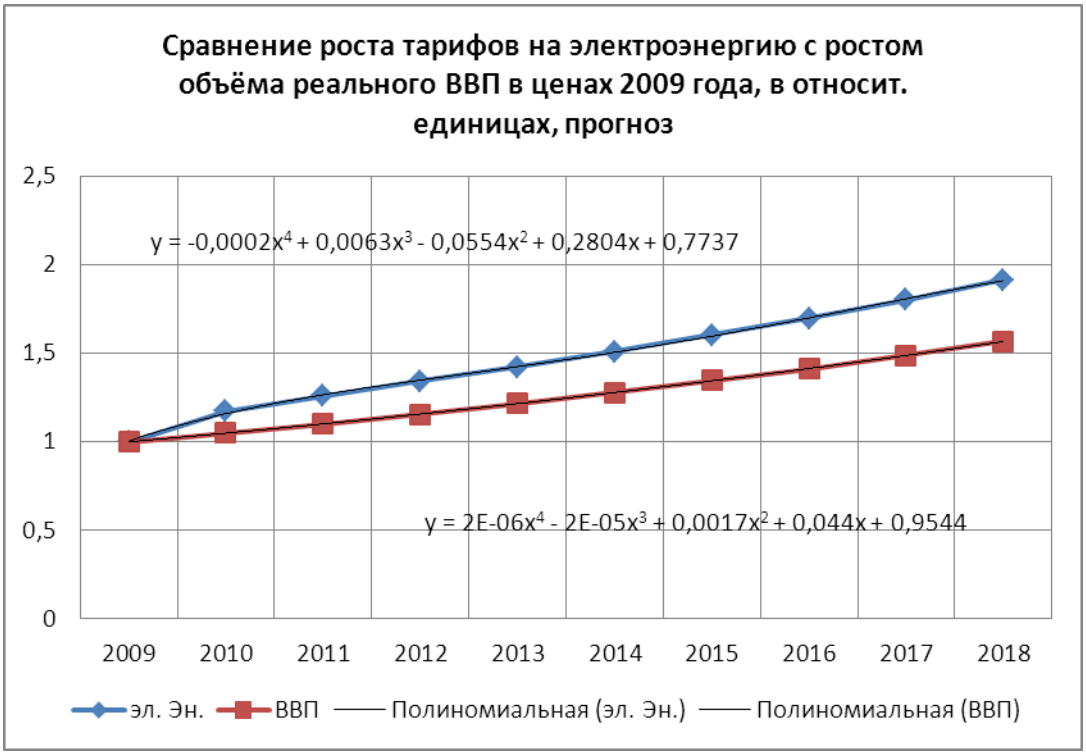


Рис. 1. Сравнение уровней роста тарифов на электроэнергию и объемов реального валового внутреннего продукта, по данным до 2014 г. и прогноз до 2018

ТАБЛИЦА 8. ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ В РЕСПУБЛИКЕ МОЛДОВА ЗА ПЕРИОД 2009-2014 г.г.
В СОПОСТАВЛЕНИИ БАЗОВЫМ 2009 ГОДОМ

№ п/п	Наименование показателей	2009	2010	2011	2012	2013	2014
*)							
20	Изменение номинального ВВП (в текущих ценах) по сравнению с предыдущим годом, % (п.7).	-	18,9	14,55	10,71	11,39	11,48
21	Среднегодовой индекс потребительских цен, % [1]	100	107,4	107,6	104,6	104,6	105,1
22	Среднегодовой индекс потребительских цен, в относительных единицах (п.21/100) [1]	1	1,074	1,076	1,046	1,046	1,051
23	Общий индекс потребительских цен текущих лет по сравнению с базовым (2009) годом, в относительных единицах	1	1,074	1,155	1,2087	1,264	1,328
24	Реальный ВВП в ценах базового (2009) года ($Реальный\ ВВП = \frac{Номинальный\ ВВП}{Общий\ индекс\ цен} = \frac{п.7}{п.22}$), тыс. леев	60429803	66932471	71297578	72993921	79517777	84374682
25	Рост реального ВВП по отношению к базовому (2009) году (п.24/п.23), в относительных единицах	1	1,1	1,179	1,207	1,315	1,396
26	Рост реального ВВП в текущем году по отношению к предыдущему году с использованием индекса цен, %	-	10,7	6,5	2,3	8,9	6,1
27	Индекс-дефлятор по отношению к предыдущему году, отн. ед. (п.16)	1,022	1,111	1,072	1,079	1,041	1,064
28	Общий индекс-дефлятор в текущем году по отношению к базовому (2009) году, отн. ед.	1,022	1,135	1,217	1,31	1,367	1,454
29	Реальный ВВП в ценах базового (2009) года, рассчитанный с использованием дефлятора: $\left(Реальный\ ВВП = \frac{Номинальный\ ВВП}{Общий\ индекс-дефлятор} = \frac{п.7}{п.28}\right) тыс.леев$	59128965	63335219	67665327	67349429	73526313	77062983
30	Рост ВВП в относительных единицах в текущем году к базовому (2009) году (из п. 29), отн. ед.	1	1,071	1,068	0,995	1,0917	1,048
31	Рост реального ВВП в текущем году по отношению к предыдущему году с использованием дефлятора (из п. 29), %.	-	7,1	6,8	0,9	9,12	4,8

*) Номера строк являются продолжением номеров строк таблицы 7.

Надо особо отметить, что необоснованное (нескоординированное) повышение тарифов сразу же бьет по потребителям в частности население, которое вынуждено покупать энергию и энергоресурсы по новым повышенным ценам.

По существу, часть средств из конечного потребления, указанного в национальных счетах, сразу же дополнительно изымается из зарплаты и пенсий людей, которым не предоставляется каких-либо возможностей компенсировать эти затраты. Такие же повышенные расходы несут все остальные потребители и учреждения, которые напрямую оплачивают счета, за потребленную электрическую и тепловую энергию и другие услуги.

Проведенный анализ дает возможность ответить на поставленные вопросы: при каких условиях, когда и насколько можно повышать тарифы, следующим образом:

- рассматривать и решать вопросы и о повышении тарифов следует только на основании анализа годовых (или квартальных) итогов изменения объемов валовой добавленной стоимости (ВДС) и реального валового внутреннего продукта (ВВП) и только при росте их объемов и положительной динамике темпов изменения;

- если объемы валовой добавленной стоимости (ВДС) и ВВП возросли в (сопоставимых ценах с прошлым и базовым годом) на к%, то тарифы позволительно увеличивать не более, чем на

$$\Delta T = \alpha\kappa, \quad где \quad \alpha \le 1. \qquad (4)$$

Рост тарифов ни коей мере не должен обгонять рост валовой добавленной стоимости (и ВВП).

В течение года (или квартала), при отсутствии достоверных статистических данных о динамике изменения ВДС (и ВВП), повышать тарифы недопустимо!

Если, после принятия решения о повышении тарифов, наблюдается тенденция снижения объема валовой добавленной стоимости, то такие решения должны быть незамедлительно пересмотрены и тарифы должны быть соответственно снижены! В технике такой случай относится к категории «перерегулирования».

Кроме того, совершенно недопустимо не учитывать социальные условия населения и покупательную способность. Показателем оценки ухудшения финансового состояния населения при повышении тарифов может служить уровень этого повышения, так как населению приходится сразу же оплачивать большие суммы за потребленные объемы энергии и энергоресурсы. Официально публикуемым показателем состояния покупательной способности является индекс потребительских цен, который может быть обозначен как (Ипц).

В связи с этим, уровень возможного (допустимого) повышения тарифов, рассчитанный по выражению (1), должен быть дополнительно уточнен для конечных потребителей с учетом изменения индекса потребительских цен (Ипц). Величина индекса потребительских цен, как правило, имеет тенденцию роста, о чем свидетельствуют приведенные выше в табл. 7,8 данные. Величина индекса потребительских цен за рассмотренный период 2009-2016 г.г. изменилась в пределах 4,6÷7,4%., что в относительных единицах составляет 1,046÷1,074. Целесообразно индекс потребительских цен (Ипц) ввести в формулу (4), которая с учетом этого примет следующий вид:

$$\Delta T^{/} = \alpha \cdot \kappa \cdot \frac{1}{И_{пц}}, \qquad (5)$$

где ΔT′ - конечный тариф на энергоресурсы;

к – коэффициент роста валовой добавленной стоимости (ВДС), или валового внутреннего продукта (ВВП);

α – коэффициент, устанавливаемый в масштабах страны в директивном порядке (α≤1);

Ипц– индекс потребительских цен (принимается согласно данных национальных счетов).

Логично рекомендовать применение формул (4) и (5) следующим образом:

- формулу (4) для расчета тарифов на энергоресурсы (или другие материальные услуги) при финансовых взаимоотношениях на стадии промежуточного потребления отраслями, производственными предприятиями или другими организациями, производящими продукцию, учитываемую в виде «выпуска»;

- формулу (5) для расчета тарифов на энергоресурсы (или другие материальные услуги), оплачиваемые населением, или организациями непроизводственной сферы по прямым счетам за потребленную ими энергию, энергоресурсы или другие виды услуг.

Вся система изменения тарифов должна быть прозрачной и понятной потребителям, обоснованной и логичной, а не насильственной.

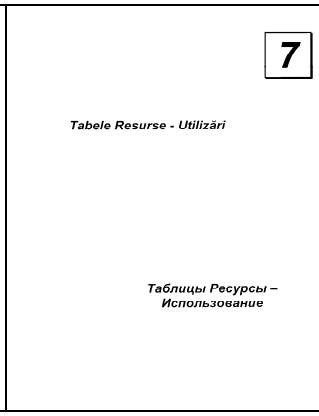
ВЫВОДЫ.

1. Разработан метод расчета предельных уровней возможного повышения тарифов на энергоресурсы и другие материальные затраты в отраслях экономики РМ, исходя из анализа показателей Национальных счетов. В основу метода положен принцип: уровни повышения тарифов не должны обгонять рост объемов валовой добавленной стоимости (ВДС), реального валового внутреннего продукта (ВВП) и покупательной способности потребителей.
2. Проведен анализ макроэкономических показателей экономики Республики Молдова за период 2002-2014 г.г., который свидетельствует о том, что рост объемов реального ВВП в Республике Молдова не превышал 4-10% , а в период 2009-2014 г.г. 4,8-6,1%.
3. Выведены формулы, которые позволяют осуществлять практические расчеты допустимых предельных уровней возможного установления тарифов на энергоресурсы и другие материальные затраты для потребителей на стадии производства продукции и конечного ее потребления с использованием показателей Национальных счетов. Основываясь на предложенных принципах и использовании реальных показателей, характеризующих экономику страны, сделано предположение, что реальные повышения тарифов не должны превышать 3-4% в год, что обеспечит стабильность и устойчивое развитие экономики страны.

Литература (References)

[1]. Conturi Naţionale a.2014. Biroul Naţional de Statistică al Republicii Moldova. Chişinău, 2015. [National Accounts a.2014. National Bureau of Statistics of the Republic of Moldova. Chisinau, 2015.]

ПРИЛОЖЕНИЕ. ВИД ДОКУМЕНТА НАЦИОНАЛЬНЫЕ СЧЕТА



Сведения об авторе.

Постолатий В.М., д.х.т.н., академик АНМ, зав. лаб. управляемых электропередач Института энергетики АНМ. Область научных интересов: энергетические системы, управляемые линии электропередач переменного тока повышенной пропускной способности, проблемы передачи энергии, режимы энергетических систем, переходные электромеханические процессы, электрические станции, теплоэнергетика, экономика энергетика, вопросы управления энергетическим комплексом, вопросы энергоэффективности и энергосбережения, возобновляемой энергетики.E-mail: vpostolati@rambler.ru

ПАМЯТИ ГЕОРГИЯ ВЛАДИМИРОВИЧА ЧАЛОГО (1916 - 1996)

În memorie Gheorghii Vladimirovici Cialîi (1916-1996)

MEMORY George V. Chaly (1916 - 1996)

29 августа 2016 г. исполнилось бы 100 лет со дня рождения Георгия Владимировича Чалого, член-корреспондента Академии наук Молдовы, лаурета Государственной премии СССР, заслуженного деятеля науки и техники Республики Молдова, одного из основоположников научных исследований в области энергетики нашей республики.

Г.В.Чалый родился в семье служащих. Отец, Владимир Николаевич, во время гражданской войны работал в военном госпитале фармацевтом, а после демобилизации из армии – бухгалтером.

Трудовая деятельность Г.Чалого началась довольно рано и была типичной для того времени: семилетка, школа фабрично-заводского обучения (ФЗО, впоследствии переименованного в ПТУ), работа слесарем в паровозоремонтном депо, затем рабфак и наконец Харьковский электротехнический институт, который Г.Чалый закончил в 1940г.

в возрасте 24 лет. До начала Великой отечественной войны оставался всего один год.

В июле 1941г. после окончания кратких командирских курсов Г.Чалый был направлен в Куйбышевское военное училище преподавателем военной телефонии и телеграфии. В 1944г. назначен начальником лаборатории электротехники Высшей военной школы противовоздушной обороны (Москва). С 1946 до 1958г. работал в Московском Центральном Конструкторском Бюро "Электропривод". В 1957г. защитил без отрыва от производства кандидатскую диссертацию на тему: "Ионное возбуждение мощных синхронных генераторов, работающих через дальние линии передачи".

В 1958г. Г.Чалый был приглашен на работу в Молдавский филиал АН СССР и до 1963г. занимал ряд должностей: зав. Отделом энергетики, зам. директора Института энергетики и автоматики, заместителя академика-секретаря Отделения естественных и технических наук АН МССР.

В 1961г. Г.Чалый был избран член-корреспондентом АН МССР и с 1963г. по 1981г. заведовал Отделом энергетической кибернетики; одновременно с этим в период 1970-1974гг. исполнял обязанности Главного ученого секретаря Президиума АН МССР. В октябре 1981г. по состоянию здоровья Г.Чалый ушел с руководящей работы и стал консультантом по вопросам энергетики. В последующие годы занимался популяризацией энергетики, написал книги "Энергетика вчера, сегодня, завтра" и "Энергетика и экология". В 1968г. Г.Чалый был удостоен Государственной премии СССР за участие в разработке быстродействующих систем возбуждения с управляемыми преобразователями для мощных гидрогенераторов и синхронных компенсаторов.

За большие заслуги в развитии науки и энергетики республики ему присвоено звание заслуженного деятеля науки и техники Республики Молдова.

Помимо служебных обязанностей Г.Чалый много времени отдавал общественной работе: исполнял обязанности ректора Кишиневского народного университета технических и экономических знаний при ГК КП Молдавии; председателя Молдавской территориальной группы Национального комитета СССР по автоматическому управлению (входит в IFAC); члена Научного совета по теоретическим и электрофизическим проблемам электроэнергетики при Отделении физико-технических проблем АН СССР; члена Центрального и Молдавского правлений НТО энергетики и электротехнической промышленности; члена Президиума республиканского правления общества "Знание", ВОИР и многие другие. Г.Чалый является автором и соавтором более 140 научных работ. Всю свою научную деятельность Георгий Владимирович посвятил исследованиям в области энергетики и подготовке высококвалифицированных кадров для республики; под его руководством было защищено более 20 кандидатских диссертаций. Г.Чалый по праву может считаться основателем Института энергетики, который был создан в 1991г. на базе Отдела энергетической кибернетики.

Автор этих заметок не хотел бы ограничивать себя рамками хронологических событий, а поделиться своими впечатлениями о личности Г.Чалого как ученого и человека на основе собственного опыта многолетнего общения с ним.

Характеризуя научную деятельность Г.Чалого, мы остановимся лишь на двух этапах, сыгравших большую роль в его научной карьере. Первый связан с разработкой ионного возбуждения. После войны страна вернулась к мирной созидательной жизни, к восстановлению разрушенного хозяйства; в конце 40-х началось бурное строительство электрических станций, особенно гидростанций. Одной из крупнейших станций того времени была Куйбышевская ГЭС. Для передачи электрической энергии была построена линия электропередачи 400 кВ Куйбышев – Москва длиной около 1000 км. Важнейшей задачей управления режимом этой линии было обеспечить устойчивую передачу большой мощности (≈1200 МВт) и прежде всего – обеспечить динамическую устойчивость. Под динамической устойчивостью понимается способность системы сохранять работу при больших возмущениях режима, например, при коротких замыканиях. Для обеспечения динамической устойчивости наиболее эффективным считалось быстрое, практически мгновенное, увеличение тока возбуждения генератора. Такую скорость нарастания тока не могли обеспечить электромашинные системы возбуждения.

Альтернативной системой была система ионного возбуждения.

За рубежом работы по ионным возбудителям были начаты до второй мировой войны в период 1928-1930г. В 1930г. на станции Говард (США) был введен в эксплуатацию ионный подвозбудитель. Примерно к тому же времени относятся и первые опытные установки в Германии.

В СССР работы по созданию возбудителей синхронных машин с применением управляемых ртутных выпрямителей были начаты в 1937-1938г. с отставанием примерно на 10 лет. Развитию работ помешала война. После войны работы были возобновлены и сразу в нескольких организациях: на заводе Электросила (Ленинград), ЭНИН, ЦКБ Электропривод (Москва), Уралэлектроаппарат. Г.Чалый работал в составе группы под руководством Е.Эттингера, работающей в ЦКБ Электропривод совместно с Уралэлектроаппаратом. Разработанная этим коллективом система ионного возбуждения была исследована на опытной установке с гидрогенератором 55 МВт на одной из гидростанций Мосэнерго. Г.Чалый был одним из главных испытателей разработанной системы возбуждения. Его кандидатская диссертация на 2/3 состояла из осциллограмм и графиков проведенных испытаний. Эти работы по ионному возбуждению имели огромное значение для электроэнергетики. Прежде всего было существенно сокращено затянувшееся из-за войны отставание в этой области от ведущих стран Запада. Техническая победа состояла в том, что такие системы возбуждения были установлены на генераторах Куйбышевской ГЭС и обеспечили устойчивую работу линии Куйбышев – Москва. Затем такие системы стали устанавливать на других гидростанциях.

В 1968г. Г.В.Чалый был удостоен Государственной премии СССР за участие в разработке быстродействующих систем возбуждения с управляемыми преобразователями для мощных гидрогенераторов и синхронных компенсаторов.

Вторая проблема, к которой Г.Чалый имел непосредственное отношение, была частота промышленного переменного тока. Как известно, частота является одним из важнейших показателей качества электрической энергии. В начале века в Европе использовался преимущественно ток с частотой 50 Гц. В России, например, применялся постоянный ток, а также переменный ток 25 и 50 Гц. В США предпочитали частоту 60 Гц. Выбор частоты происходил в значительной мере стихийно, без серьезного обоснования. Однако некоторый разнобой в частотах никого не беспокоил, потому что в то время еще не было энергетических систем в современном понимании, генераторы работали изолированно друг от друга. Однако уже в начале 30-х годов возникли первые сомнения в правильности выбора частоты 50 Гц. Академик В. Кулебакин предложил увеличить стандартную частоты до 100 Гц, которая, по его мнению, сулила существенный экономический эффект. Значение затронутой проблемы было столь велико, что в 1934г. была создана специальная Государственная Комиссия под руководством академика Г. Кржижановского, которая привлекла к изучению проблемы лучшие умы того времени.

Журнал "Электричество" стал своеобразной платформой по проблеме частоты; в журнале публиковалось всё наиболее значительное по данному вопросу. Мнения крупнейших специалистов относительно частоты были иногда диаметрально противоположными. В заключительном докладе (1937г.) Комиссия отметила, что переход на единую более высокую стандартную частоту пока нецелесообразен, хотя при этом можно было бы ожидать определенный эффект. В то же время Комиссия не считала вопрос окончательно решенным и рекомендовала продолжить исследования. В послевоенные годы в связи с развитием авиации, морского флота, текстильной промышленности и других отраслей возникла необходимость применения тока с частотами до 400 Гц. Это объясняется тем, что с повышением частоты уменьшаются массо-габаритные размеры электротехнического оборудования. Например, при частоте 150 Гц это снижение может достигать 30% для асинхронных двигателей и силовых трансформаторов. Всё это снова привлекло внимание к проблеме повышения частоты. Академик В.Кулебакин и профессор В.Веников в 1963г. вновь подняли вопрос о проведении исследований по данной проблеме. Возникла новая дискуссия, однако и теперь не было единого мнения. Госкомитет по науке и технике СССР признал в 1965г. необходимость

проведения дополнительных исследований. Координатором исследований был назначен Отдел энергетической кибернетики Академии наук МССР, а руководителем работ – Г.Чалый. В исследованиях приняли участие десятки организаций: академические и отраслевые НИИ, проектные институты, ВУЗ'ы и др. Результаты коллективных исследований были обобщены в монографии Г.Чалого "Частота промышленного переменного тока и проблема ее оптимизации" (Кишинев,1992). Всех интересующихся этой проблемой мы отсылаем к этой книге, в которой они найдут много интересных материалов. Мы же ограничимся лишь кратким замечанием общего характера относительно главных выводов. Что касается перехода всей электроэнергетики на единую повышенную частоту, то выводы Комиссии Г.Кржижановского, сделанные более 50 лет назад, остаются в силе и сегодня. Тем не менее в некоторых автономных системах выбор частоты ничем не ограничен, и для конкретной автономной системы, исходя из экономических и технических соображений, может быть определена оптимальная частота.

Далеко не каждому выпадает в жизни такой шанс быть причастным к работам такого масштаба, находящихся на переднем крае научно–технического прогресса. Едва ли это можно объяснить лишь случайным стечением обстоятельств.

Говоря о личности Г.Чалого, мы не можем обойти стороной его роль как организатора научного коллектива. Г.Чалый не был директором Института энергетики, но коллектив, который составил ядро Института, вышел из его Отдела энергетической кибернетики. Г.В. Чалый очень любил свое детище, гордился его успехами и остро переживал его временные неудачи. За 40 лет существования Института наиболее яркие страницы в жизни нашего коллектива связаны с именем Георгия Владимировича. Не беремся судить, был ли это лучший период, но смеем утверждать, что это был наиболее интересный период. Прежде всего потому, что это был период роста коллектива, все мы были молоды, полны энергии и оптимизма. Разумеется, это субьективное мнение, и мы не скрываем этого. По существу, в 60-е годы определились основные направления тематики исследований, сформировался научный коллектив, который, впоследствии, составил ядро Института энергетики.

На наш взгляд, создание Отдела энергетической кибернетики и на его основе Института энергетики является исторической заслугой Г.В.Чалого. И эта заслуга не может быть никем оспорена и не должна быть забыта.

Г.В. Чалый умел привлекать в науку молодежь, оберегал молодых сотрудников, их первые шаги в науке от нападок холодного практицизма, смело отстаивал свои убеждения, невзирая на уровень инстанций и ранг оппонентов. За это Георгий Владимирович нередко подвергался критике, не всегда обоснованной и справедливой. Активно участвовал в работе многих Всесоюзных и международных конференций, привозил оттуда массу интересной информации; настойчиво призывал всех использовать эту форму научного общения.

В жизни Георгий Владимирович был очень интересным собеседником, доброжелательным и отзывчивым старшим товарищем. Временами бывал вспыльчив и несдержан, однако гнев его был легок, долго сердиться он не умел. В неофициальной обстановке Г.Чалый мог часами рассказывать о своих увлечениях, и эту его слабость мы все знали. Круг его интересов, помимо науки, был весьма широк: он ценил живопись, литературу, классическую музыку, сам имел хороший голос и музыкальный слух, был прекрасным фотографом. С удовольствием отмечал вместе со всеми наиболее значительные события в жизни коллектива, был душой любой компании. От его мощной колоритной фигуры всегда исходила энергия деятельного человека. В любых обстоятельствах Г.Чалый сохранял бодрость духа, позитивное восприятие жизни и никогда не впадал в уныние. Даже нагрянувшую тяжелую болезнь переносил стойко.

Память о Георгии Владимировиче Чалом навсегда останется в наших сердцах.

М.А. Грицай, научный сотрудник Института энергетики