

АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ МОЛДОВА

Зайцев Д.А., Голуб И.В., Калинин Л.П., Тыршу М.С.
Институт энергетики Академии наук Молдовы

Аннотация. Статья посвящена рассмотрению сценария интегрирования правобережной части энергосистемы Молдовы в ENTSO-E. В работе предложены и проанализированы различные варианты развития генерирующих мощностей на территории правобережной части республики с учетом положений Энергетической Стратегии Республики Молдова до 2030 года. Для каждого предложенного варианта развития генерации проведен анализ нормальных режимов с точки зрения потерь активной мощности, как по энергосистеме в целом, так и по отдельным ее элементам с дифференциацией по классам напряжения. Выполнены расчеты и оценка коэффициентов запаса статической устойчивости по активной мощности и по напряжению, оценен импорт/экспорт электроэнергии, проанализирован ряд других показателей режима. В результате сравнительного анализа были выбраны наиболее технически эффективные, по мнению авторов, варианты.

Ключевые слова: Запас устойчивости энергосистемы, ENTSO-E, объединенная энергосистема, установившийся режим, потери активной мощности, генерирующие мощности.

ANALIZA VARIANTELOR DEZVOLTĂRII PUTERILOR DE GENERARE PE TERITORIUL MOLDOVEI

Zaițev D., Golub I., Kalinin L, Tîrșu M.
Institutul de Energetică al AȘM

Rezumat. Articolul este dedicat examinării scenariului de integrare al sistemului electroenergetic a Malului Drept al Moldovei în ENTSO-E. În lucrare sunt propuse și analizate diferite variante de dezvoltarea a puterilor de generare de pe teritoriul părții drepte al Republicii cu luarea în considerare a dispozițiilor Strategiei energetice a Moldovei până în a. 2030. Pentru fiecare variantă de dezvoltare a generării propusă este efectuată analiza regimurilor normale în vederea pierderilor de putere activă cât a sistemii energetice în întregime, atât și pentru elementele ei separate cu diferențiere după clasa de tensiune. Au fost efectuate calcule și evaluarea coeficienților de siguranță a stabilității statice pentru puterea activă și tensiune, a fost estimat importul/exportul de energie electrică, s-a analizat un șir de indicatori ai regimului. În rezultatul analizei comparative au fost selectate cele mai eficiente variante tehnice din punctul de vedere al autorilor.

Cuvinte-cheie: Rezervă de stabilitate a sistemului energetic, ENTSO-E, sistem energetic unificat, regim stabilizat, pierderi de putere activă, puteri generatoare.

ANALYSIS OF DEVELOPMENT OPTIONS FOR GENERATING CAPACITY IN THE REPUBLIC OF MOLDOVA

Zaitsev D., Golub I, Kalinin L, Tirshu M.

Institute of Power Engineering of Academy of Sciences of Moldova

Abstract. The paperwork deals with analysis of scenario concerning integration of Moldova's right bank power system to ENTSO-E. In the paperwork are proposed and analyzed different variants of generation capacity development on the territory of republic's right bank considering tasks mentioned in the Energy Strategy of Republic Moldova by 2030. For every proposed variant of generation capacity development the analysis of normal modes regarding active power losses was performed for both in whole power system and separately in every of their elements with differentiation by voltage levels. There were performed the computation and estimation of coefficients of static stability reserve by active power and by voltage and also were estimated the import/export of electrical energy as well as were analyzed many other modes of indicators. As result of comparative analysis, the more technical effective variants (in author's opinion) were selected.

Keywords: Reserve of power system stability, ENTSO-E, unified power system, static mode, losses of active power, generation capacity.

Введение

В настоящее время вопросам развития генерирующих мощностей и параллельной работы энергосистем в рамках ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators For Electricity), а также вопросам исследования, моделирования и анализа режимов энергосистем уделяется серьезное внимание [1-6]. Одно из направлений научных исследований, проводимых в ИЭ АНМ, также связано с разработкой и анализом вариантов развития энергосистемы Республики Молдова в контексте присоединения к ENTSO-E [7-10]. Реализация обозначенного сценария может привести к существенному снижению собственных генерирующих мощностей из-за отключения МГРЭС. В связи с этим, представляется актуальной задача определения мест развития генерации в правобережной части Республики.

Сравнительный анализ различных вариантов развития генерирующих мощностей в рамках выбранного сценария в конечном счете может определить принятие того или иного технического решения.

При построении базовой расчетной модели, предусматривающей интегрирование правобережной части энергосистемы Республики Молдова в ENTSO-E за основу был принят режим зимнего максимума, на 2015-2020 год, полученный в результате выполнения проекта развития системы электропередач в регионе черноморского бассейна (Black Sea Transmission Project). Модель, выполненная в формате PSS/E, была конвертирована и адаптирована для работы в среде RastrWin, применяемой в ИЭ АНМ для моделирования и расчета нормальных режимов.

Анализ, проведенный в [10] показал, что отсоединение энергосистемы Молдовы от Украины и Днестрэнерго, с возможной потерей генерирующих источников МГРЭС, приводит к увеличению потерь активной мощности, снижению запаса статической устойчивости, невозможности диверсифицировать импорт электроэнергии и, как следствие, к существенному снижению уровня энергобезопасности страны и надежности энергоснабжения потребителей. Частично решить выше обозначенные проблемы можно за счет развития генерирующих мощностей на территории Республики Молдова. В Энергетической Стратегии Республики Молдова до 2030 года [11] существенное место уделено развитию генерирующих источников, в частности Кишиневской ТЭЦ, мощность которой должна быть доведена до 650 МВт. При моделировании режимов в рамках развития генерации в Кишиневском энергоузле подразумевалось, что наращивание генерирующих мощностей будет осуществляться на базе КТЭЦ-2 и модернизированная станция будет называться КТЭЦ-3. Кроме этого в настоящей работе рассматриваются и анализируются варианты развития генерирующих узлов на севере республики (Бельцкий энергоузел 450 МВт), в западной части (Унгенский энергоузел 450 МВт) и в южной части страны (Вулканештский энергоузел, с. Бурлачены 450 МВт) (рис.1).

Сравнительный анализ вариантов, предусматривающих развитие генерирующих мощностей

Для сравнительного анализа были выбраны следующие варианты:

1. Вариант базовый;
2. Вариант развития генерирующих мощностей в центральной части республики (Кишинев КТЭЦ-3 мощностью 650 МВт);
3. Вариант развития генерирующих мощностей в центральной части республики (Кишинев КТЭЦ-3 мощностью 650 МВт) и усилением сети 110 кВ;

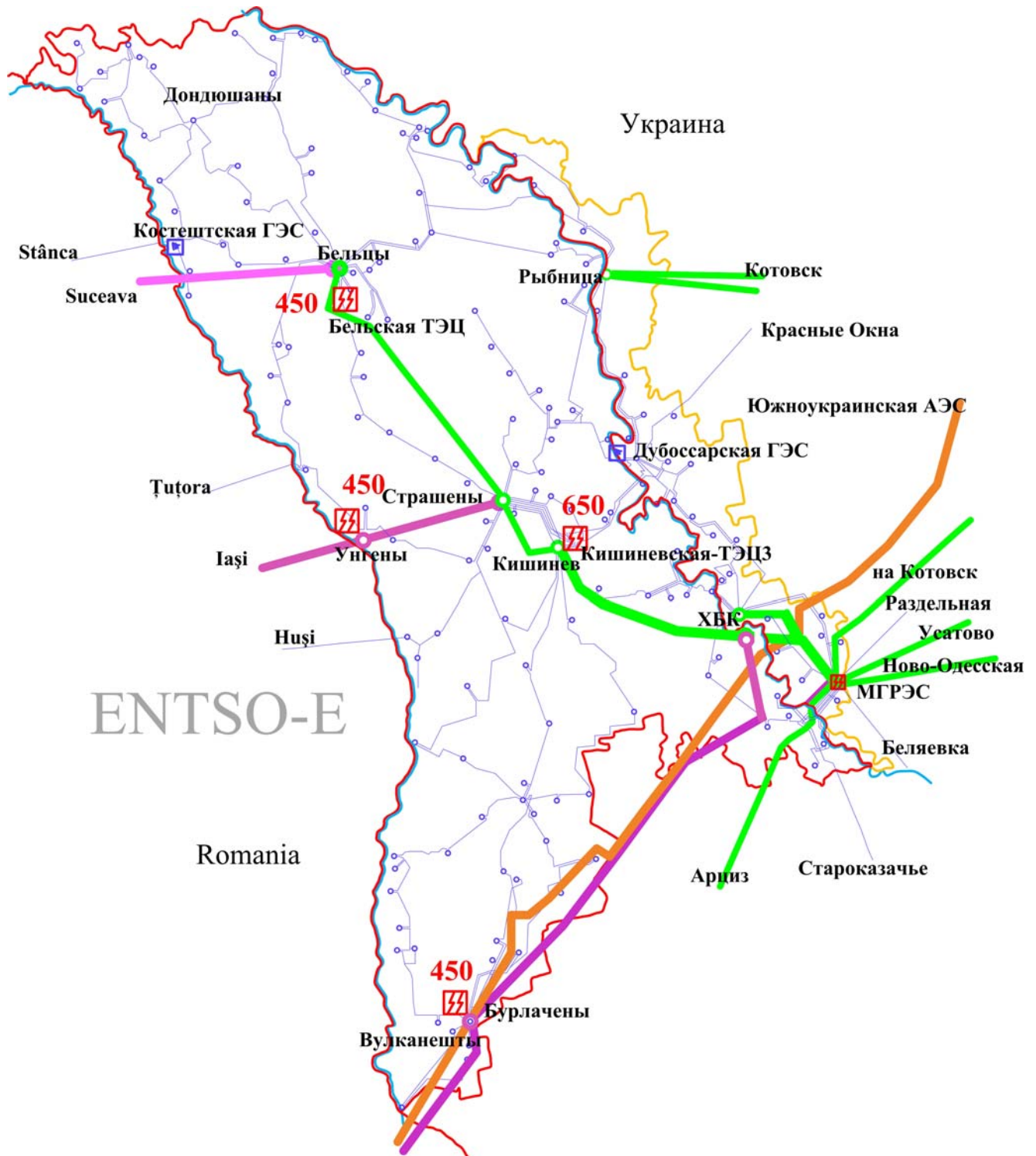


Рис. 1 Возможное размещение генерирующих мощностей в Молдавской энергосистеме.

4. Вариант развития генерирующих мощностей в центральной части республики (Кишинев КТЭЦ-3 мощностью 650 МВт) и усилением сети 330 кВ;
5. Вариант развития генерирующих мощностей в центральной части республики (Кишинев КТЭЦ-3 мощностью 650 МВт) с переводом ПС Дондюшаны на 330 кВ и сооружением ВЛ400 кВ Страшены-Унгены-Яссы;

6. Вариант развития генерирующих мощностей в южной части республики (Бурлачены мощностью 450 МВт);
7. Вариант развития генерирующих мощностей в северной части республики (Бельцы мощностью 450 МВт);
8. Вариант развития генерирующих мощностей в западной части республики (Унгены мощностью 450 МВт).

Параметры для сравнительного анализа предлагаемых вариантов приведены в таблице 1, где:

$\Delta P_{рум}$ - потери активной мощности в энергосистеме Румынии;

ΔP - потери активной мощности в энергосистеме Молдовы;

ΔP_{110} - потери активной мощности в сетях 110 кВ Молдовы;

ΔP_{330} - потери активной мощности в сетях 330 кВ Молдовы;

ΔP_{400} - потери активной мощности в сетях 400 кВ Молдовы;

$P_{вн}$ – мощность внешнего перетока;

K_p – коэффициент запаса статической устойчивости Молдавской энергосистемы по активной мощности;

K_{U1} – коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению, рассчитанный для критического уровня напряжения в контролируемом узле, соответствующего границе статической устойчивости по активной мощности Молдавской энергосистемы;

K_{U2} – коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению, рассчитанный для критического уровня напряжения в контролируемом узле, соответствующего границе статической устойчивости электродвигателей в Молдавской энергосистеме;

Таблица 1. Параметры для сравнительного анализа

Режим	База	База + КТЭЦ-3 (650 МВт)	База + КТЭЦ-3 (650 МВт)+усиление 110 кВ	База + КТЭЦ-3 (650 МВт)+усиление 330кВ	База+КТЭЦ (650 МВт)+ ВЛ330кВ Бельцы-Дондошаны+ ВЛ400 кВ Страшены-Унгены-Ясы	База + ТЭС Бурлачены 450 МВт	База + ТЭС Бельцы 450 МВт	База + ТЭС Унгены 450 МВт
Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8
$\Delta P_{рум}$, МВт	280,1	277,3	277,4	277,3	276,5	282,2	275,5	275,6
ΔP , МВт	23,5	30,5	26,7	23,8	29,0	25,6	17,2	17,6
ΔP_{110} , МВт	13,71	22,84	19,1	15,95	21,53	16,33	10,44	11,25
ΔP_{330} , МВт	1,93	1,54	1,5	1,76	1,35	2,56	2,62	1,05
ΔP_{400} , МВт	4,88	0,44	0,44	0,46	0,78	3,53	1,19	2,3
ΔP , %	2,89	3,72	3,27	2,93	3,55	3,14	2,14	2,18
$P_{вн}$, МВт	-565,7	-143,7	-139,9	-137	-142,0	-118,0	-109,5	-110,0
K_p , о.е.	0,396	0,846	0,85	0,858	0,872	0,775	0,863	0,88
K_{U1} , о.е.	0,25	0,306	0,27	0,304	0,316	0,184	0,213	0,289
K_{U2} , о.е.	0,233	0,238	0,236	0,242	0,25	0,227	0,25	0,245

Для удобства сравниваемые параметры приведены также на диаграммах. Так уровень потерь в энергосистемах Молдовы и Румынии приведен соответственно на рис.2 и рис.3.

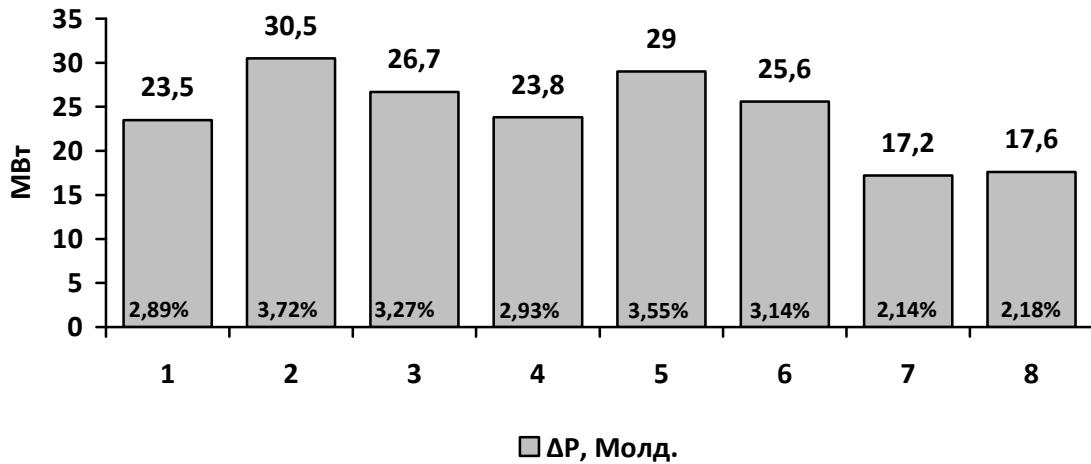


Рис.2. Потери активной мощности в Энергосистеме Молдовы при различных вариантах развития генерирующих мощностей в МВт в %.

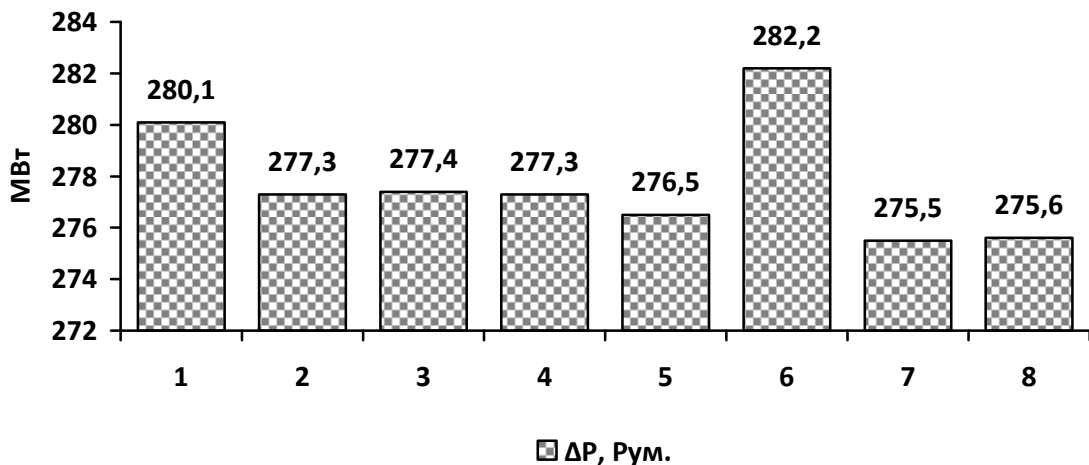


Рис.3. Потери активной мощности в Энергосистеме Румынии при различных вариантах развития генерирующих мощностей в Молдавской энергосистеме

Из анализа диаграмм рис.2 и рис. 3 видно, что с точки зрения снижения потерь активной мощности в Молдавской энергосистеме наиболее предпочтительным является вариант с постройкой электростанции мощностью 450 МВт в г. Бельцы (вариант 7). Потери в этом режиме снижаются по сравнению с базовым (вариант 1) на 6,3 МВт. Также привлекательно выглядит вариант с развитием генерирующих мощностей в г. Унгены (вариант 8) (снижение общих потерь на 5,9 МВт). Однако, в отличие от варианта 7, он требует строительства ВЛ400 кВ Страшены-Унгены-Яссы для обеспечения возможности выдачи мощности станции. Потери в энергосистеме Румынии также снижаются по отношению к базовому режиму на величину 5,5 МВт и 5,4 МВт соответственно.

Вариант, предусматривающий доведение мощности КТЭЦ до 650 МВт (вариант 2) приводит к увеличению потерь мощности на 7 МВт. Возрастание уровня потерь происходит из-за неоптимальной, по мнению авторов, схемы выдачи мощности КТЭЦЗ. Попытки усилить сечение для выдачи по сети 110 кВ (вариант 3) приводят к снижению потерь на 3,8 МВт, а по сети 330 кВ (вариант 4) к снижению потерь на 6,7 МВт приближаясь к значению в базовом режиме. Однако в этом случае необходимо предусмотреть постройку двухцепной ВЛ330кВ КТЭЦЗ- Страшены, что потребует существенных капитальных затрат.

Размещение электростанции мощностью 450 МВт в южной части страны (с.Бурлачены) (вариант 6) приводит к некоторому увеличению (на 2,1 МВт) потерь в энергосистеме Молдовы по сравнению с базовым режимом, кроме того незначительно возрастают потери в энергосистеме Румынии.

Что касается варианта с КТЭЦ-3 в комбинации с ВЛ400 кВ Страшены-Унгены-Яссы (вариант 5), то потери активной мощности в республиканской энергосистеме возрастают по отношению к базовому режиму на 6,5 МВт. Это также показывает, что при реализации этого варианта встает необходимость решения проблемы выдачи мощности КТЭЦЗ.

Характер распределения потерь активной мощности по сетям различного класса напряжения для сравниваемых сценариев приведен на рис.4. Видно, что при реализации вариантов развития генерирующих мощностей на территории Республики Молдова минимальный уровень потерь в сети 110 кВ (основная составляющая потерь по величине) достигается при постройке электростанции в г. Бельцы и в г. Унгены (10,44 МВт и 11,25 МВт соответственно, вариант 7,8). Потери в сетях 330 кВ минимальны при реализации сценария возведения электростанции в г. Унгены (1,05 МВт) (вариант 8). Максимальное значение потерь в сети 330 кВ достигается при вводе в эксплуатацию станции в г. Бельцы (2,62 МВт) (вариант 7). Что касается потерь в сети 400 кВ, то исключая базовый (вариант 1), максимальные потери достигаются при постройке электростанции в Бурлаченах (3,53 МВт) (вариант 6), минимальные в сценариях с КТЭЦЗ (0,44-0,46 МВт) (варианты 2-5).

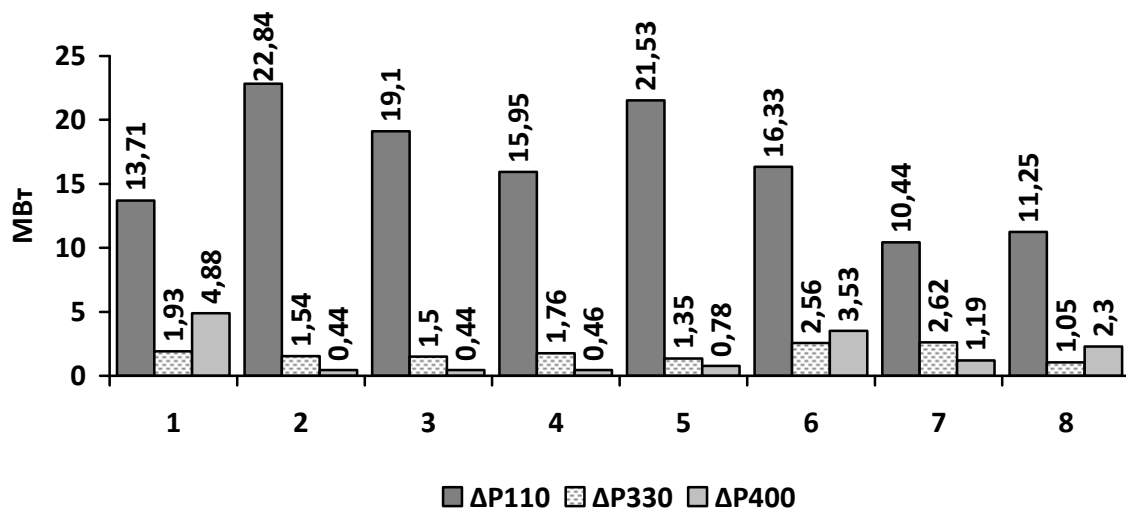


Рис.4. Потери активной мощности в энергосистеме Молдовы в сетях различных классов напряжения при различных вариантах развития генерирующих мощностей

Как видно из рис. 5, любой из вариантов развития генерирующих мощностей естественно приводит к значительному снижению импорта электроэнергии.

Минимальный уровень импортируемой электроэнергии зафиксирован для вариантов с ТЭС в г. Бельцы и ТЭС г. Унгены (109,5 МВт и 110 МВт, вариант 7 и 8 соответственно).

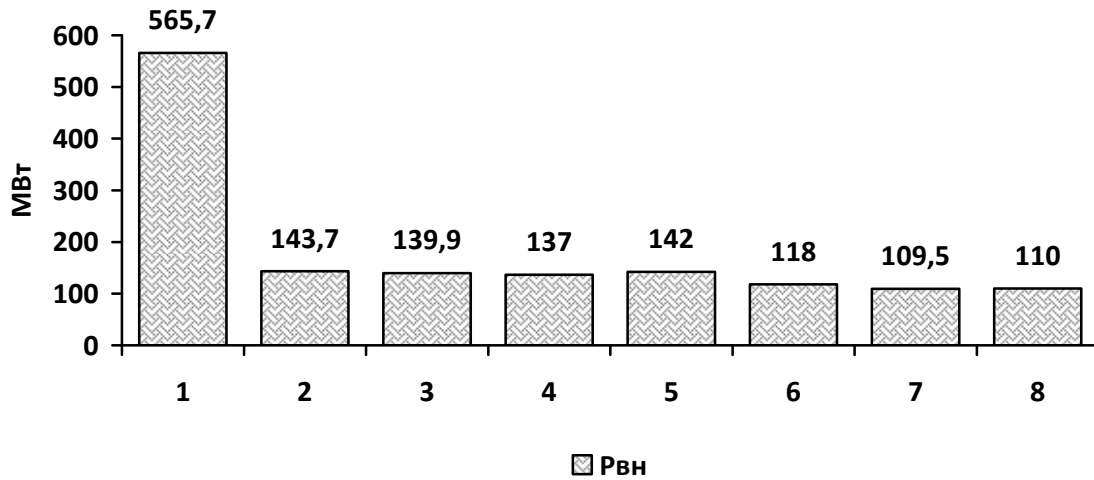


Рис.5. Мощность, импортируемая Молдовой для покрытия собственной нагрузки при различных вариантах развития системообразующей сети

Из анализа рис. 5. видно, что наиболее оптимальный вариант позволяет снизить импортные перетоки на 456,2 МВт.

На рис. 6 приведена информация по коэффициентам запаса статической устойчивости по активной мощности и по напряжению для различных вариантов развития генерирующих мощностей на территории Республики Молдова, рассчитанных с использованием методики [12].

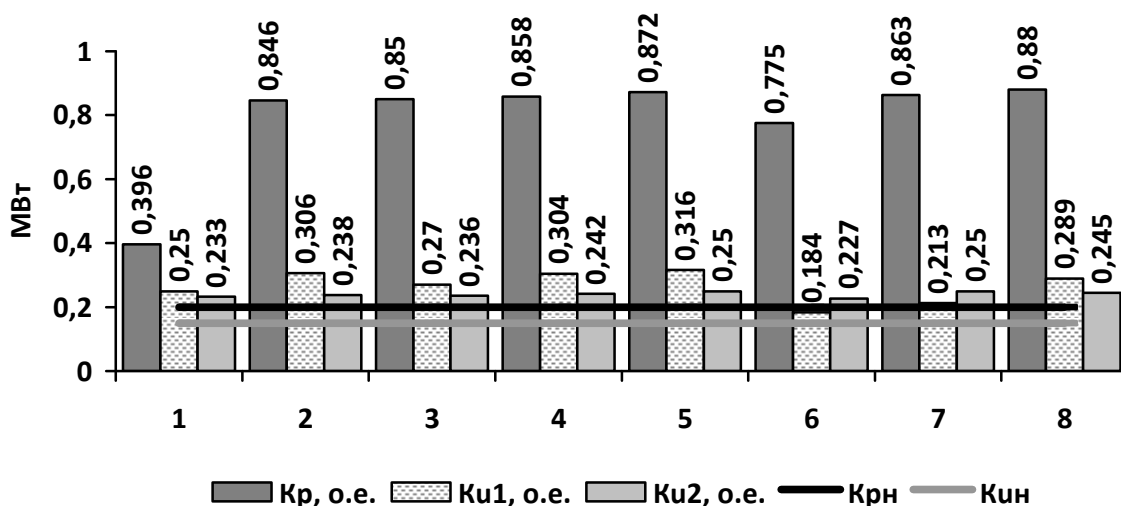


Рис.6. Диаграмма коэффициентов запаса статической устойчивости по активной мощности и по напряжению для различных вариантов развития генерирующих мощностей в Республике Молдова

Анализируя диаграмму рис.6 можно сделать следующие выводы:

- Показатели запаса статической устойчивости для всех рассматриваемых вариантов находятся выше нормативных показателей;
- Максимальный запас по активной мощности достигается при включении в расчетную модель ТЭС в г. Унгены и ВЛ400 кВ Страшены-Унгены-Яссы (88,0%) (вариант 8), а также ТЭС в г. Бельцы (86,3%) (вариант 7), что несколько выше аналогичных показателей в остальных вариантах развития генерации. Коэффициент запаса в базовом режиме приведен для сравнения и, естественно, существенно ниже показателей в остальных вариантах;
- Запас по напряжению колеблется от 23% до 25% при нормативе 15% во всех рассматриваемых случаях.

Таким образом, наиболее перспективными с точки зрения значений анализируемых параметров, можно считать варианты со строительством электростанции в г.Бельцы (вариант 7), а также в г. Унгены (вариант 8). Эти сценарии имеют приблизительно одинаковые характеристики. Однако для реализации последнего необходима ВЛ400 кВ Страшены-Унгены-Яссы, что потребует значительных капитальных затрат. Поэтому, по мнению авторов исследования, наиболее оптимальным решением представляется создание дополнительных генерирующих мощностей в г. Бельцы.

Выводы

В работе проведен сравнительный анализ вариантов развития генерирующих источников на территории Республики Молдова в рамках реализации сценария присоединения страны к ENTSO-E без Украины и Приднестровья. Показано, что развитие собственных источников энергоснабжения приводит к увеличению запаса статической устойчивости по активной мощности и напряжению, снижению потерь активной мощности в сетях всех классов напряжения и, как следствие, повышению уровня надежности электроснабжения потребителей. На основе анализа выбранных показателей предложен наиболее оптимальный вариант, позволяющий обойтись без дополнительного сетевого развития.

Литература

- [1] Gartia, A.; Nallarasani; Barnwal, S.P.; Madhukar, G., Power system network modeling for on-line analysis. Power Systems, 2009. ICPS '09. International Conference on Publication Year: 2009, Page(s): 1 – 6.
- [2] Hoang Huu Than, Interconnecting National Power System Through Boundary — Viewing point from power system regimes. Science and Technology, 2011 EPU-CRIS International Conference on 2011, Page(s): 1 – 4.
- [3] Jia Hongjie; Yu Xiaodan, A simple method for power system stability analysis with multiple time delays. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE 2008, Page(s): 1 – 7.
- [4] Sybille, G.; Hoang Le-Huy, Digital simulation of power systems and power electronics using the MATLAB/Simulink Power System Blockset. Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE 2000, Page(s): 2973 - 2981 vol.4.
- [5] Tor O.B., Gencoglu C., Yilmaz O., Cebeci E., Guven A.N., Damping measures against prospective oscillations between Turkish grid and ENTSO-E System. Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on 2010, Page(s): 1 – 7.
- [6] Arestova A., Hager, U., Grobovoy, A., Rehtanz C., SuperSmart grid for improving system stability at the example of a possible interconnection of ENTSO-E and IPS/UPS. PowerTech, 2011 IEEE Trondheim 2011, Page(s): 1 – 8.

- [7] Л.Калинин, Д.Зайцев, М.Тыршу, И.Голуб, Варианты развития транспортной сети Молдовы при параллельной работе с энергосистемой Украины, Problemele energeticii regionale. nr.1(18)/2012. http://ieasm.webart.md/data/m71_2_186.pdf.
- [8] Л.Калинин, Д.Зайцев, М.Тыршу, И.Голуб, Анализ возможностей повышения надежности работы транспортной сети молдовы при синхронной работе с ENTSO-E., Международный семинар "Проблемы надежности систем энергетики в рыночных условиях", 17-21 сентября 2012г, Баку.
- [9] Л.Калинин, Д.Зайцев, М.Тыршу, И.Голуб, Влияние межсистемных связей 110кВ на уровень потерь активной мощности в энергосистеме Молдовы, Problemele energeticii regionale. nr.2(19)/2012. http://ieasm.webart.md/data/m71_2_202.pdf.
- [10] Д.Зайцев, И.Голуб, Л.Калинин, М.Тыршу, Характеристика режима при реализации сценария интегрирования правобережной части энергосистемы республики Молдова В ENTSO-E., Problemele energeticii regionale. nr.2(22)/2013. http://ieasm.webart.md/data/m71_2_239.pdf.
- [11] Энергетическая Стратегия Республики Молдова до 2030 года. (МОН№27-30, ст.№146, 08.02-2013).
- [12] www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/regulations/Metod_uk_ust.pdf.

Сведения об авторах



Зайцев Дмитрий Александрович 10.04.1963. Окончил Кишиневский Политехнический Институт (Молдова) в 1985 году. Защитил диссертацию на степень кандидата технических наук в 2000 году в Институте Энергетики АН РМ. Научные интересы лежат в области исследования режимов энергосистем, содержащих гибкие межсистемные связи.



Голуб Ирина Владимировна окончила Кишиневский политехнический институт в 1989 году. Область научных интересов связана с исследованиями режимов энергосистем, управляемых линий электропередачи переменного тока повышенной пропускной способности.



Калинин Лев Павлович 31.07.1934. Окончил Одесский Политехнический Институт (Украина) в 1963 году. В 1982 году защитил диссертацию на степень кандидата технических наук в НЭТИ г. Новосибирск (Россия). Область научных интересов связана с применением FACTS контроллеров в энергосистемах.



Тыршу Михаил Степанович 27.02.1972. Окончил Технический университет Молдовы в 1994 г. по специальности «Автоматизация и управление техническими системами». В 2003 году защитил диссертацию на степень кандидата технических наук. Основные исследования проводит в области управления транспортными сетями, диагностики высоковольтного оборудования, силовой электроники и др.