

УДК 621.311

ОЦЕНКА СТОИМОСТИ СИСТЕМНЫХ УСЛУГ ПО ПОДДЕРЖАНИЮ РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

ЮСИФБЕЙЛИ Н.А.*, НАСИБОВ В.Х., АЛИЗАДЕ Р.Р.

*ОАО “Азерэнерджи” *
Азербайджанский Научно-Исследовательский и
Проектно-Изыскательский Институт Энергетики*

Аннотация. В данной статье рассматривается оценка стоимости вращающегося резерва активной мощности при его размещении на ведущих электростанциях Азербайджанской энергосистемы, а также излагается методика определения себестоимости резервной мощности на Азербайджанских электростанциях в условиях двухставочного тарифа, как на электрическую энергию, так и на мощность. Анализируется оптимальное распределение резервной мощности между двумя станциями.

В настоящее время практически во всех промышленно развитых странах мира идет процесс либерализации и установление конкурентного рынка в электроэнергетической отрасли. Рынок электроэнергии, где основным товаром является электрическая энергия регламентированного качества, предполагает образование электросетевых компаний, генерирующих компаний и энергосбытовых предприятий. При этом предусматривается, что покупка и продажа электроэнергии между субъектами рынка электроэнергии в основном будет осуществляться на основе двухсторонних договоров между самостоятельными генерирующими компаниями и потребителями или энергосбытовыми компаниями. Но при переходе к либеральному рынку по ряду причин возможно снижение качества и надежности электроснабжения. При экономических отношениях между субъектами рынка невозможно и неэффективно будет оказание системных услуг по обеспечению надежной и экономичной работы энергосистем административно-директивными методами. Системные услуги, среди которых важнейшее место занимает резервирование генерирующих мощностей, в условиях конкурентного рынка должны оцениваться и оплачиваться [1].

Определение требуемого уровня резервирования генерирующих мощностей и его оптимальное размещение в узлах энергосистемы является одной из важных составляющих обеспечения надежности энергоснабжения и функционирования энергосистемы. Резерв активной мощности в энергосистеме используется в условиях эксплуатации энергосистемы, а также при планировании развития энергосистемы и народного хозяйства в целом. В первом случае наличие резервов активной мощности позволяет ограничить резкие изменения частоты в энергосистеме, восстановить допустимые режимы при первичном и вторичном регулировании частоты, восстановить требуемый резерв мощности за счет холодного резерва. Во втором случае решается задача обеспечения потребителей электроэнергией требуемого качества в ближайшем будущем, а также вопросы энергетической безопасности энергосистемы и страны в целом [2].

В ряде стран мира в целях экономии электроэнергии, выравнивания графика нагрузки, улучшения функционирования электроэнергетической отрасли разрабатывается и корректируется тарифная система, где каждому потребителю предоставляется право выбора из нескольких вариантов тарифных ставок [3].

Наибольшее распространение получила двуставочная тарифная система, когда оплачивается как мощность электростанции, включая вращающийся резерв, так и вырабатываемая электроэнергия [4]. В этом случае общая стоимость реализованной электроэнергии и мощности определяется по нижеследующей формуле:

$$C_{эл} = P_{расп} \cdot Ц_{расп} + Э_{отп} \cdot Ц_{эл}, \quad (1)$$

где

$P_{расп}$ – располагаемая мощность электростанции, подключенная к сети, тыс.кВт;

$Ц_{расп}$ – тариф на располагаемую мощность электростанции, ман/кВт;

$Э_{отп}$ – электроэнергия, отпущенная с шин электростанции, млн.кВтч;

$Ц_{эл}$ – тариф на отпущенную в сеть электроэнергию, ман/кВтч

При двуставочном тарифе на электроэнергию и мощности стоимость вращающегося резерва мощности также будет содержать две составляющие: стоимость мощности, которая оплачивается при оплате располагаемой мощности станции, и стоимость топлива на холостой ход, соответствующий доле вращающегося резерва в общей рабочей мощности электростанции.

При этом удельная стоимость топливной составляющей поддержания вращающегося резерва на электростанции будет:

$$S_{рез\ топ} = (B_{хх} / P_{агр}) \cdot (C_{топл} \cdot (1 + p_{рент}) / 100), \text{ ман/кВт} \quad (2)$$

где

$B_{хх}$ – расход топлива на холостой ход энергоагрегата, тут/ч,

$P_{агр}$ – мощность энергоагрегата, МВт,

$C_{топл}$ – стоимость топлива, ман/тут,

$p_{рент}$ – минимально необходимая или утвержденная рентабельность электростанции, %

А удельная стоимость 1 кВт резервной мощности при его использовании на время t в течение года будет:

$$S_{рез\ мощ} = Ц_{рез} / t_{вр.р} \quad (3)$$

где

$Ц_{рез}$ – тариф на содержание резерва располагаемой мощности электростанций, количественно равный $Ц_{расп}$ в формуле (1), ман/кВт.

$t_{вр.р}$ – длительность поддержания электростанцией вращающегося резерва в течение года, ч/год.

Тариф на содержание резерва располагаемой мощности электростанций $Ц_{рез}$ можно определить как:

$$Ц_{рез} = I_{пост} \cdot (1 + p_{рент}) / P_{расп}, \text{ ман/кВт} \quad (4)$$

где

$I_{пост}$ – постоянная составляющая издержек по эксплуатации тепловой электростанции.

Таким образом, полная величина тарифа на поддержание 1 кВт мощности вращающегося резерва в течение часа определится как:

$$S_{вр.р} = S_{рез\ мощ} + S_{рез\ топ}, \text{ ман/кВтч} \quad (5)$$

Полная стоимость услуг по содержанию вращающегося резерва для обеспечения баланса мощности в системе и регулирования частоты определяется как:

$$C_{услуг} = P_{рез} \cdot S_{вр.р} \cdot t_{вр.р}, \text{ тыс.ман} \quad (6)$$

По указанной методике оценена стоимость системных услуг при поддержании резерва мощности на трех ведущих электростанциях Азербайджанской энергосистемы: «Азербайджанская» ЭС, ТЭС «Ширван», ТЭС «Шимал».

В таблице 1 представлены исходные данные по размещению различных по объему резервных мощностей на указанных электростанциях.

Таблица 1

	«Азербайджанская» ЭС	ТЭС «Ширван»	ТЭС «Шимал»
$P_{расп}$, МВт	2110	860	400
$C_{расп}$, ман/кВт	11,4	8,6	41,7
$\mathcal{E}_{отп}$, кВтч	11130948	5255051	2571570
$C_{эл}$, ман/кВтч	0,042	0,042	0,042
$B_{хх}$	1,405	1,394	1,415
$C_{топл}$, ман/тут	100	100	100
$p_{рен}$, %	0,1	0,1	0,1
$t_{вр.р}$, час/год	1000	1000	1000

В таблице 2 приведены результаты расчетов определения стоимости системных услуг по поддержанию резервных мощностей на вышеуказанных электростанциях за время 1000 часов в течение года. Из таблицы видно, что при всех вариантах поддержания резервной мощности на ведущих электростанциях Азербайджанской энергосистемы стоимость поддержания резерва на ТЭС «Ширван», в виду высокого удельного расхода топлива (≈ 550 гр.у.т.) на выработку 1 кВтч электроэнергии, меньше, чем на двух других электростанциях. Так, например, стоимость поддержания 50 МВт резервной мощности на ТЭС «Ширван» при использовании этого резерва 1000 часов в году равняется 62159,6 ман., в то время как для «Азербайджанской» ЭС она составляет 78512,33 ман., а на ТЭС «Шимал» - 232528,9 ман. При увеличении объема и числа часов использования резервной мощности разница стоимостей поддержания резерва на этих станциях еще больше увеличивается. При резерве 200 МВт на ТЭС «Ширван» его стоимость составляет 208356 ман., для «Азербайджанской» ЭС она составляет 276792,3 ман., а на ТЭС «Шимал» - 896094,4 ман.

Но для обеспечения надежности использования и вместе с ним надежности электроснабжения, уменьшения потерь мощности в электрических сетях при его использовании, а также уменьшения износа регулирующих оборудования электростанций, резерв мощности эффективно размещать на нескольких электростанциях, если технические и экономические характеристики задействованных станций это позволяют.

На рис. 1-3 показаны результаты расчетов оценки стоимости поддержания резервной мощности на вышеуказанных станциях при различных вариантах распределения резервной мощности между этими станциями. Как видно из рисунков 1, 2, при распределении резерва мощности между станциями, участие ТЭС «Ширван» в резервировании активной мощности уменьшает стоимость резерва. Так, например, при распределении резерва активной мощности 50 МВт между тремя станциями стоимость резерва равна 149191,5 ман, в то время, как распределение этого же резерва только между «Азербайджанской» ЭС и ТЭС «Ширван» стоит 83259 ман. Примерно такая же разница в ценах наблюдается при других вариантах распределения резерва мощности. Особый интерес представляют результаты расчета, приведенные на рис. 3, где

показано, что поддержание резерва мощности только на «Азербайджанской» ЭС обходится дешевле при его малых значениях – до 95 МВт, чем если бы этот же объем резерва распределили между станциями.

Поддержание большего объема резерва, чем 95 МВт, только на «Азербайджанской» ЭС обходится дешевле, поддержания этого же резерва на «Азербайджанской» ЭС и ТЭС «Ширван» пропорционально их мощности. Но при этом поддержание резерва только на «Азербайджанской» ЭС оказывается дороже, чем поддержание этого же резерва на «Азербайджанской» ЭС и ТЭС «Ширван» равномерно. Такая ситуация продолжается до значения 145 МВт резервной мощности. При больших значениях объема резервной мощности поддержание этого резерва только на «Азербайджанской» ЭС обходится дороже, чем если бы резерв мощности был бы распределен между двумя станциями «Азербайджанской» ЭС и ТЭС «Ширван». Участие ТЭС «Шимал» в резервировании генерирующих мощностей при всех вариантах приводит к удорожанию системных услуг по поддержанию резерва мощности.

Как видно из уравнения 4, тариф на содержание резерва располагаемой мощности электростанций зависит от эффективности функционирования ($r_{\text{рент}}$ – рентабельность электростанции) генерирующего предприятия. Естественно, при различных значениях $r_{\text{рент}}$ и тариф на резерв мощности, и системные услуги по поддержанию резерва активной мощности на этой электростанции будут изменяться. В таблицах 3-5 представлены результаты расчета при различных значениях рентабельности на вышеуказанных электростанциях. Из таблиц видно, что при изменениях рентабельности от значения 0,1 до 0,12 на вышеуказанных электростанциях существенных изменений стоимости системных услуг по поддержанию вращающего резерва не происходит.

Так, например, стоимость поддержания резерва мощности 200 МВт на Азербайджанской ЭС при рентабельности 10% будет 276792,3 ман, а на этой же станции при рентабельности 12% 277679,5 ман. Слабая зависимость стоимости резервной мощности от рентабельности наблюдается и при распределении этой мощности между станциями. При равномерном распределении резервной мощности между станциями Азербайджанской ЭС и ТЭС Ширван при рентабельности на обеих станциях 10%, суммарная стоимость составляет 255497 ман. В этом же случае, но при рентабельности на Азербайджанской ЭС 11%, а на ТЭС Ширван 12%, суммарная стоимость составляет 256228 ман.

Таблица 2

Наименование показателей	«Азербайджанская» ЭС				ТЭС «Ширван»				ТЭС «Шимал»			
	50	100	150	200	50	100	150	200	50	100	150	200
Резерв мощности, МВт	50	100	150	200	50	100	150	200	50	100	150	200
Расход топлива на холостой ход агрегатов во вращающемся резерве, тут/ч (Вхх)	1,956	2,782	3,609	4,436	1,742	2,263	2,784	3,305	2,184	3,338	4,491	5,645
Общий расход топлива за время содержания вращающегося резерва (цена топлива 100 ман/тут), тыс. тут	1956	2782	3609	4436	1742	2263	2784	3305	2184	3338	4491	5645
Стоимость расхода топлива на поддержание вращающегося резерва при цене топлива 100 ман/тут, млн.ман	0,196	0,278	0,361	0,444	0,174	0,226	0,278	0,331	0,218	0,334	0,449	0,564
Средний тариф на содержание 1 кВт вращающегося резерва в течение часа при его использовании 1000 ч/год (рентабельность-10%), (Срез мощ) коп./кВт в час	1,14	1,14	1,14	1,14	0,86	0,86	0,86	0,86	4,17	4,17	4,17	4,17
Средний тариф на поддержание 1 кВт резервной мощности во вращающемся состоянии при рентабельности 10%, коп./кВт в час (Срез топ)	0,43	0,306	0,265	0,244	0,383	0,249	0,204	0,182	0,481	0,367	0,329	0,310
Полный тариф на услуги электростанции по обеспечению системной надежности и регулированию баланса мощности в системе при рентабельности 10%, ман/кВт в час	1,57	1,446	1,405	1,384	1,243	1,109	1,064	1,042	4,651	4,537	4,499	4,480
Стоимость системных услуг по поддержанию резерва мощности, ман.	78512	144606	210699	276792	62159	110892	159624	208356	232529	453717	674906	896094

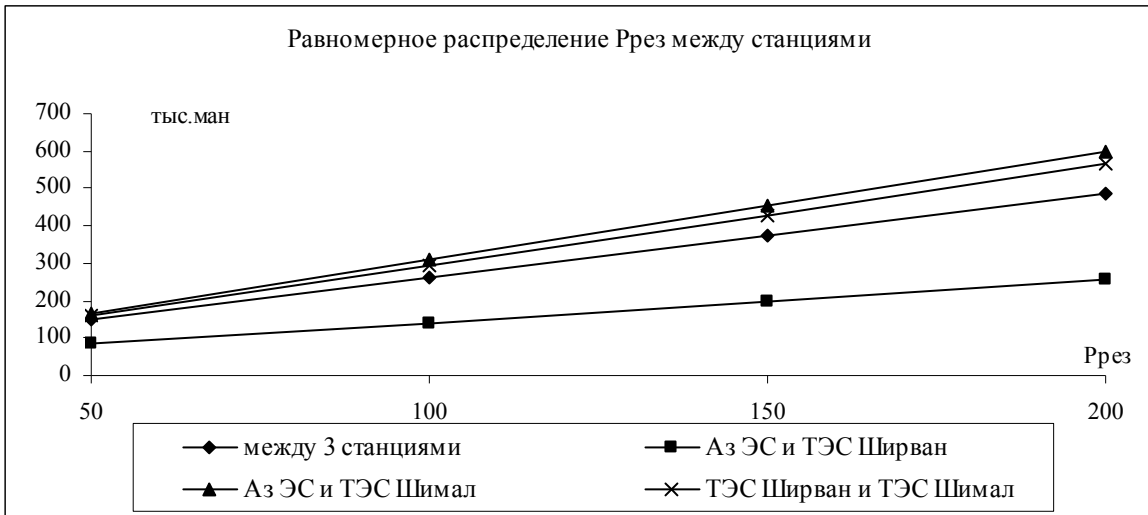


Рис. 1

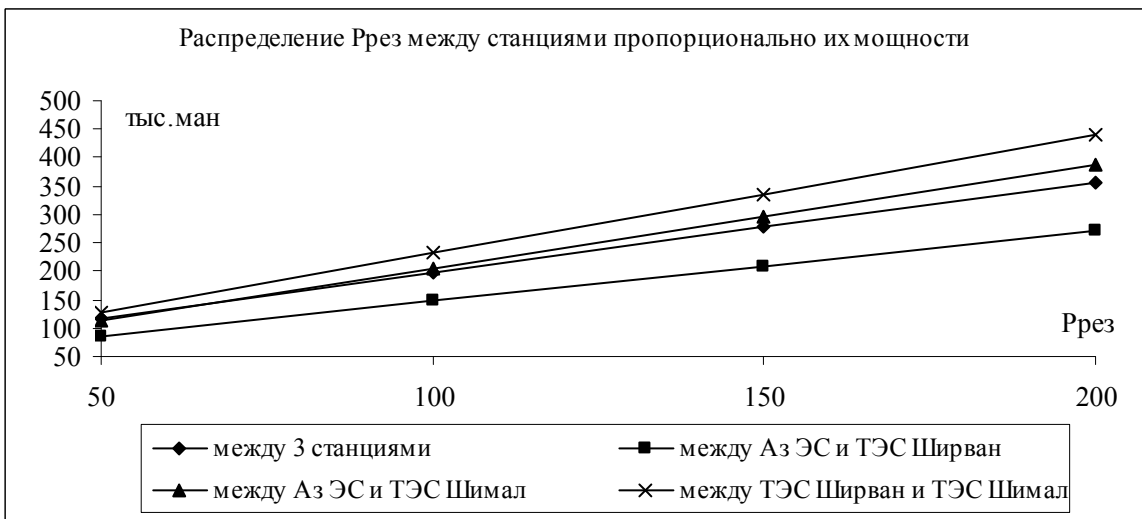


Рис. 2

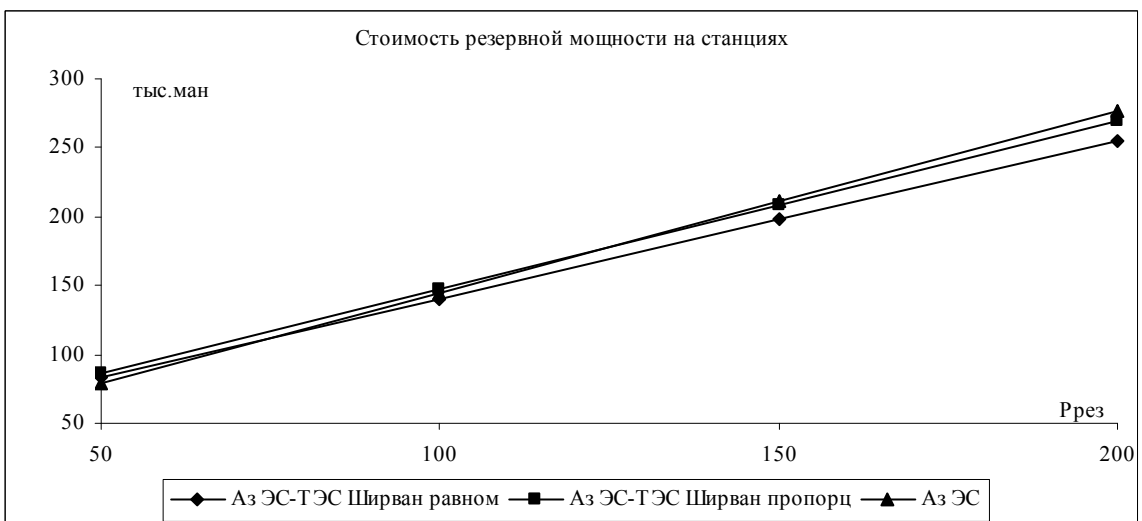


Рис. 3

Содержание резерва на станциях

Таблица 3

$\rho_{\text{рент}} = 0,1$			
$P_{\text{рез}}$	Аз ЭС, ман	ТЭС"Ширван", ман	ТЭС"Шимал", ман
50	78512,33	62159,58	232528,9
100	144605,7	110891,8	453717,4
150	210699	159624	674905,9
200	276792,3	208356,2	896094,4
$\rho_{\text{рент}} = 0,11$			
$P_{\text{рез}}$	Аз ЭС, ман	ТЭС"Ширван", ман	ТЭС"Шимал", ман
50	78707,9	62333,76	232747,4
100	144883,9	111118,1	454051,2
150	211059,9	159902,4	675355,1
200	277235,9	208686,7	896658,9
$\rho_{\text{рент}} = 0,12$			
$P_{\text{рез}}$	Аз ЭС, ман	ТЭС"Ширван", ман	ТЭС"Шимал", ман
50	78903,46	62507,94	232965,8
100	145162,1	111344,4	454385
150	211420,8	160180,8	675804,2
200	277679,5	209017,2	897223,4

Равномерное распределение $P_{\text{рез}}$ между станциями Аз ЭС и ТЭС «Ширван»

Таблица 4

$P_{\text{рез}}$	$\rho_{\text{рент}}=0,1$	$\rho_{\text{рент}} \text{ Аз ЭС}=0,11$ $\rho_{\text{рент}} \text{ Ширван ТЭС}=0,12$
50	83259	83710
100	140672	141216
150	198085	198722
200	255497	256228

Распределение $P_{\text{рез}}$ между станциями Азербайджанской ЭС и ТЭС «Ширван» пропорционально их мощности

Таблица 5

$P_{\text{рез}}$	$\rho_{\text{рент}}=0,1$	$\rho_{\text{рент}} \text{ Аз ЭС}=0,11$ $\rho_{\text{рент}} \text{ Ширван ТЭС}=0,12$
50	86913	87359
100	147979	148514
150	209045	209669
200	270111	270824

Выводы

1. Проведены расчеты стоимости системных услуг по поддержанию резервной мощности на ведущих электростанциях Азербайджанской энергосистемы. Показано, что при необходимости поддержания резерва мощности в размере до 95 МВт, его дешевле поддерживать на одной ТЭС – на «Азербайджанской» ЭС, или же на ТЭС «Ширван». При больших значениях резервной мощности ее целесообразно поддерживать на двух электростанциях равномерно.

2. Участие ТЭС «Шимал» в резервировании генерирующих мощностей приводит к удорожанию системных услуг по поддержанию резервной мощности в связи с относительно высоким значением цены располагаемой мощности на этой станции.
3. Показано, что стоимость системных услуг по поддержанию резерва мощности практически не зависит от рентабельности предприятия электрической станции.

-
1. *Гусейнов А.М., Юсифбейли Н.А.* Состояние и проблемы развития электроэнергетики Азербайджанской Республики. // Электрические станции. – 2002. – №9. – с. 71-75.
 2. *Юсифбейли Н.А, Насибов В.Х., Ализаде Р.Р.* Некоторые особенности определения первичного резерва в Азербайджанской энергосистеме в свете современных требований.// Проблемы энергетики.- 2007.- №4. – с. 27-34
 3. *Забелло Е.П.* О тарифной политике в электроэнергетике на современном этапе и на ближайшую перспективу. // Промышленная энергетика.- 2005.- №11. с. 2-10
 4. *Непомнящий В.А.* «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», выпуск 55, Иркутск – Минск, 2005.- с. 95-102

**AZƏRBAYCAN ENERJİ SİSTEMİNDƏ EHTİYAT GÜCÜN
SAXLANMASI ÜZRƏ GÖSTƏRİLƏN SİSTEM XİDMƏTLƏRİNİN
DƏYƏRİNİN GİYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ**

YUSİFBƏYLİ N.A., NƏSİBOV V.X., ƏLİZADƏ R.R.

Elektrik enerjisinə və elektrik gücünə olan ikipilləli tarif sistemi şəraitində Azərbaycan enerji sisteminin stansiyalarında saxlanılan ehtiyat gücün dəyərinin təyin edilməsi metodikasına baxılır. Ehtiyat gücün iki stansiya arasında optimal paylanması məsələləri analiz olunur.

**ESTIMATION OF THE COST OF THE SYSTEM SERVICES ON MAINTENANCE
OF THE POWER RESERVE IN AZERBAIJANI POWER SYSTEM**

YUSIFBEYLI N.A., NASIBOV V.X., ALIZADE R.R.

It is considered methods of the determination to prime cost to reserve power on Azerbaijani power station in condition two-part tariff, both on electric energy, and on power. It is analyzed optimum distribution to reserve power between two stations.